



**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA**

**ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO
NACIONAL EN EL PERIODO 2005 -2009**

**ROBERTO ENRIQUE MARTICORENA MAZARIEGOS
ASESORADO POR: ING. LUIS ALBERTO MALDONADO SALAZAR**

Guatemala, marzo de 2005

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO
NACIONAL EN EL PERIODO 2005 -2009**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

ROBERTO ENRIQUE MARTICORENA MAZARIEGOS
ASESORADO POR: ING. LUIS ALBERTO MALDONADO SALAZAR
AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

Guatemala, marzo de 2005

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO
NACIONAL EN EL PERIODO 2005 -2009**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica con fecha 4 de mayo de 2004, No. EIME 87.2,004

ROBERTO ENRIQUE MARTICORENA MAZARIEGOS

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing.	Sydney Alexander Samuels Milson
VOCAL 1o.	Ing.	Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL 2o.	Ing.	Amahán Sánchez Álvarez
VOCAL 3o.	Ing.	Julio David Galicia Celada
VOCAL 4o.	Br.	Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL 5o.	Br.	Eliza Yazminda Vides Leiva
SECRETARIO	Ing.	Carlos Humberto Pérez Rodríguez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing.	Herbert René Miranda Barrios
EXAMINADOR	Ing.	Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR	Ing.	Yury Omar Urbina Coto
EXAMINADOR	Ing.	Francisco Javier González López
SECRETARIA	Inga.	Gilda Marina Castellanos Baiza de Illescas

DEDICATORIA

A mis abuelos Rafael Mazariegos Chávez y Otilia Valladares de Mazariegos Q.E.P.D. en reconocimiento a sus múltiples esfuerzos y apoyo incondicional.

A mis hijos Roberto Enrique, José Fernando y Andrea Maria, por se la fuente de energía e inspiración que me ha llevado a culminar este trabajo.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	VII
GLOSARIO.....	XVI
RESUMEN.....	XVIII
OBJETIVOS.....	XIX
INTRODUCCIÓN.....	XX
1. CONCEPTOS BÁSICOS.....	1
1.1 Análisis de flujos de potencia.....	1
1.1.1 Consideraciones de cálculo.....	1
1.1.2 Tipos de nodos.....	2
1.1.3 Formulación del problema de flujos de potencia.....	5
1.1.4 Ecuaciones de flujos de potencia.....	7
1.1.5 Métodos de solución.....	9
1.1.5.1 Método de Newton Raphson.....	10
1.1.6 Método de Newton aplicado al estudio de flujos.....	12
1.2 Análisis de corto circuito.....	17
1.2.1 Visión general.....	17
1.2.2 Conceptos básicos del cálculo de redes.....	18
1.2.2.1 Primera ley de Kirchoff.....	19
1.2.2.2 Segunda ley de Kirchoff.....	19
1.2.2.3 El teorema de Thevenin.....	19
1.2.3 Generalidad del corto circuito.....	20
1.2.4 Fuentes de corrientes de falla.....	21
1.2.4.1 Generadores síncronos.....	22
1.2.4.2 Motores síncronos y condensadores síncronos.....	23

1.2.4.3	Motores de inducción.....	24
1.2.4.4	Transformadores.....	24
1.2.4.5	Líneas de transmisión.....	24
1.2.5	Método de las componentes simétricas.....	26
1.3	Análisis de contingencias.....	31
1.3.1	Estados de operación de un sistema eléctrico de potencia.....	31
1.3.2	Seguridad de un sistema eléctrico de potencia.....	33
1.3.3	Análisis de la contingencia.....	33
1.3.4	Selección y clasificación de contingencias.....	34
1.3.5	Índices de severidad.....	35
1.4	Análisis paramétrico o sensibilidad.....	35
1.4.1	Control de voltaje – flujo de potencia reactiva.....	36
1.4.2	Fundamento del análisis de sensibilidad.....	40
1.5	Análisis de estabilidad transitoria.....	43
1.5.1	La constante de inercia H.....	46
1.5.2	La ecuación de oscilación.....	47
1.5.3	Respuesta de un sistema eléctrico ante un disturbio.....	50
1.5.3.1	Respuesta eléctrica.....	50
1.5.3.2	Respuesta inercial.....	52
1.5.3.3	Respuesta de gobernadores.....	53
1.5.3.4	Respuesta de controles secundarios.....	54
1.5.4	Tipos de perturbaciones en un estudio de estabilidad.....	55
1.5.5	Criterio de áreas iguales.....	55
1.5.6	Aplicación del criterio de áreas iguales.....	57
1.5.7	Controles discretos suplementarios.....	62
1.5.7.1	Frenado dinámico.....	62
1.5.7.2	Disparo y recierre tripolar.....	63
1.5.7.3	Disparo y recierre monopolar.....	63

1.5.7.4 Separación controlada.....	64
1.5.7.5 Inserción de capacitor serie.....	64
1.5.7.6 Disparo de generación.....	65
1.5.7.7 Desconexión automática de carga.....	65
2. MODELADO DEL SISTEMA DE GUATEMALA.....	67
2.1 Descripción general del sistema.....	67
2.2 Ampliaciones del sistema.....	70
2.2.1 Subsistema central.....	70
2.2.2 Subsistema oriental.....	70
2.2.2 Subsistema occidental.....	71
2.3 Modelado de casos.....	72
2.4 Criterios de seguridad.....	73
2.4.1 Nivel de tensión.....	73
2.4.2 Nivel de sobrecarga.....	74
2.4.2.1 Líneas de transmisión.....	74
2.4.2.2 Equipos de transformación.....	74
2.4.3 Nivel de corto circuito.....	74
2.5 Base de datos.....	75
2.6 Diagrama unifilar.....	97
3. RESULTADOS DEL ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA.....	99
3.1 Introducción.....	99
3.2 Época húmeda 2004.....	99
3.3 Época seca 2005.....	101
3.4 Época húmeda 2005.....	104
3.5 Época seca 2006.....	105
3.6 Época húmeda 2006.....	107
3.7 Época seca 2007.....	109
3.8 Época húmeda 2007.....	111

3.9	Época seca 2008.....	113
3.10	Época húmeda 2008.....	115
3.11	Época seca 2009.....	116
3.12	Época húmeda 2009.....	117
3.13	Recomendaciones.....	117
3.14	Comentarios.....	119
3.15	Vaciados de flujos de carga.....	120
4.	ANÁLISIS DE CORTO CIRCUITO.....	121
4.1	Resultados.....	121
4.2	Niveles de falla trifásica para demanda máxima.....	123
4.3	Niveles de falla trifásica para demanda mínima.....	128
4.4	Niveles de falla monofásica para demanda máxima.....	133
4.5	Niveles de falla monofásica para demanda mínima.....	137
4.6	Comentarios.....	142
5.	ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS.....	145
5.1	Introducción.....	145
5.2	Análisis de contingencias simples.....	146
5.2.1	Contingencias simples del subsistema central.....	146
5.2.2	Contingencias simples del subsistema occidental.....	148
5.2.3	Contingencias simples del subsistema oriental.....	152
5.3	Análisis de contingencias múltiples.....	156
5.4	Comentarios.....	160
5.5	Sugerencias.....	161
6.	ANÁLISIS PARAMÉTRICO.....	165
6.1	Introducción.....	165
6.2	Curvas Q-V.....	166
6.3	Curvas P-V.....	168
6.4	Comentarios.....	171

7. ESTABILIDAD TRANSITORIA.....	173
7.1 Fallas simples 2005.....	174
7.1.1 Falla simple de circuito 1 230 kV Quixal – Tactíc.....	174
7.1.2 Falla simple de circuito 1 230 kV Guatemala Norte – Tactíc...	176
7.1.3 Falla simple de circuito 1 230 kV Guatemala Norte – Guatemala Sur.....	179
7.1.4 Falla simple de circuito 1 230 kV Guatemala Norte – Guatemala Este.....	181
7.1.5 Falla simple de circuito 1 230 kV Guatemala Sur – Escuintla 1.....	184
7.1.6 Falla simple de línea 230 kV Escuintla 1 – Los Brillantes.....	186
7.2 Fallas dobles 2005.....	189
7.2.1 Falla doble de circuitos 230 kV Quixal – Tactíc.....	189
7.2.2 Falla doble de circuitos 230 kV Guatemala Norte - Tactíc.....	192
7.2.3 Falla doble de circuitos 230 kV Guatemala Norte – Guatemala Este y Guatemala Norte – Guatemala Sur.....	194
7.2.4 Falla doble de circuitos 230 kV Guatemala Sur – Guatemala Este y Guatemala Sur – Guatemala Norte.....	197
7.2.5 Falla doble de circuitos 230 kV Guatemala Sur – Escuintla 1... 199	
7.3 Fallas simples 2009.....	202
7.3.1 Falla simple de circuito 1 230 kV Quixal – Tactíc.....	202
7.3.2 Falla simple de circuito 1 230 kV Guatemala Norte – Tactíc...	204
7.3.3 Falla simple de circuito 1 230 kV Guatemala Sur – Guatemala Este.....	207
7.3.4 Falla simple de circuito 1 230 kV Guatemala Norte – Guatemala Este.....	209
7.3.5 Falla simple de circuito 1 230 kV Guatemala Sur – Escuintla 1.....	212

7.3.6	Falla simple de línea 230 kV Guatemala Norte - Panaluya.....	214
7.3.7	Falla simple de línea 230 kV Escuintla - Cocalles.....	217
7.4	Fallas dobles 2009.....	217
7.4.1	Falla doble de circuitos 230 kV Quixal – Tactic.....	219
7.4.2	Falla doble de circuitos 230 kV Guatemala Norte – Tactic.....	222
7.4.3	Falla doble de circuitos 230 kV Guatemala Norte – Guatemala Este.....	224
7.4.4	Falla doble de circuitos 230 kV Guatemala Sur – Guatemala Este.....	227
7.4.5	Falla doble de circuitos 230 kV Guatemala Sur – Escuintla 1..	229
7.5	Comentarios.....	232
CONCLUSIONES.....		233
RECOMENDACIONES.....		237
BIBLIOGRAFIA.....		239
ANEXO A.....		240
ANEXO B.....		265
ANEXO C.....		275

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1 Diagrama unifilar simplificado del sistema eléctrico	2
2 Sistema simplificado para análisis de linealidad	3
3 Significado físico de S_i	6
4 Sistema de dos nodos	6
5 Interpretación geométrica del método de Newton - Raphson	10
6 Características de convergencia del método de Newton – Raphson	11
7 Sistema eléctrico de ejemplo (tres nodos)	16
8 Ejemplo de distribución de dos conductores	21
9 Circuito equivalente de generador síncrono	22
10 Circuitos equivalentes de secuencia cero para las diferentes conexiones de transformadores trifásicos	25
11 Componentes simétricas	26
12 Falla bifásica y sus redes de secuencia	29
13 Estados operativos de un sistema eléctrico de potencia	32
14 Circuito eléctrico sencillo	37
15 Diagrama fasorial, carga activa	37
16 Diagrama fasorial, carga activa y reactiva	39
17 Comportamiento angular en estabilidad transitoria	43
18 Descripción física del proceso de conversión de potencia, grupo turbina – generador	44
19 Cilindro sólido con radio de giro R	46
20 Referencias angulares para fasores en una máquina síncrona	48
21 Ejemplo de sistema eléctrico simple	51

22	Curva potencia-ángulo para criterio de áreas iguales	56
23	Sistema maquina – bus infinito	58
24	Curva P - δ de falla cercana al nodo de envío	58
25	Curva P - δ de falla a mitad de la línea 2 entre el nodo de envío y recibo	60
26	Diagrama unifilar sistema eléctrico de Guatemala 2004	98
27	Red de transmisión en 230 kV	156
28	Curvas Q-V de Guatemala Norte 230 kV	167
29	Curvas Q-V de Poptún 69 kV	167
30	Curvas P-V de Guatemala Norte 230 kV	168
31	Curvas P-V de Huehuetenango 69 kV	169
32	Curvas P-V transferencia de potencia Sur – Centro 5VMX	170
33	Curvas P-V transferencia de potencia Sur – Centro 9IMX	170
34	Frecuencia, falla simple Quixal – Tactic 1 5VMX	174
35	Flujo de potencia, falla simple Quixal – Tactic 1 5VMX	175
36	Voltaje, falla simple Quixal – Tactic 1 5VMX	175
37	Diferencia angular, falla simple Quixal – Tactic 1 5VMX	176
38	Frecuencia, falla simple Guatemala Norte – Tactic 1 5VMX	177
39	Flujo de potencia, falla simple Guatemala Norte – Tactic 1 5VMX	177
40	Voltaje, disparo Guatemala Norte – Tactic 1 5VMX	178
41	Diferencia angular, falla simple Guatemala Norte – Tactic 1 5VMX	178
42	Frecuencia, falla simple Guatemala Norte – Guatemala Sur, 5VMX	179
43	Flujo de potencia, falla simple Guatemala Norte – Guatemala Sur, 5VMX	180
44	Voltaje, falla simple Guatemala Norte – Guatemala Sur, 5VMX	180
45	Diferencia angular, falla simple Guatemala Norte – Guatemala Sur, 5VMX	181
46	Frecuencia, falla simple Guatemala Norte – Guatemala Este, 5VMX	182
47	Flujo de potencia, falla simple Guatemala Norte – Guatemala Este, 5VMX	182
48	Voltaje, falla simple Guatemala Norte – Guatemala Este, 5VMX	183
49	Diferencia angular, falla simple Guatemala Norte – Guatemala Este, 5VMX	183
50	Frecuencia, falla simple Guatemala Sur – Escuintla 1, 5VMX	184

51	Flujo de potencia, falla simple Guatemala Sur – Escuintla 1, 5VMX	185
52	Voltaje, falla simple Guatemala Sur – Escuintla 1, 5VMX	185
53	Diferencia angular, falla simple Guatemala Sur – Escuintla 1, 5VMX	186
54	Frecuencia, falla simple Escuintla 1 – Los Brillantes, 5VMX	187
55	Flujo de potencia, falla simple Escuintla 1 – Los Brillantes, 5VMX	187
56	Voltaje, falla simple Escuintla 1 – Los Brillantes, 5VMX	188
57	Diferencia angular, falla simple Escuintla 1 – Los Brillantes, 5VMX	188
58	Frecuencia, falla doble Quixal - Tactic, 5VMX	190
59	Flujo de potencia, falla doble Quixal - Tactic, 5VMX	190
60	Voltaje, falla doble Quixal - Tactic, 5VMX	191
61	Diferencia angular, falla doble Quixal - Tactic, 5VMX	191
62	Frecuencia, falla doble Guatemala Norte - Tactic, 5VMX	192
63	Flujo de potencia, falla doble Guatemala Norte - Tactic, 5VMX	193
64	Voltaje, falla doble Guatemala Norte - Tactic, 5VMX	193
65	Diferencia angular, falla doble Guatemala Norte - Tactic, 5VMX	194
66	Frecuencia, falla doble Guate Norte - Guate Este, Guate Sur, 5VMX	195
67	Flujo de potencia, falla doble Guate Norte - Guate Este, Guate Sur, 5VMX	195
68	Voltaje, falla doble Guate Norte - Guate Este, Guate Sur, 5VMX	196
69	Diferencia angular, falla doble Guate Norte - Guate Este, Guate Sur, 5VMX	196
70	Voltaje, falla doble Guate Sur - Guate Este, Guate Norte, 5VMX	197
71	Flujo de potencia, falla doble Guate Sur - Guate Este, Guate Norte, 5VMX	198
72	Voltaje, falla doble Guate Sur - Guate Este, Guate Norte, 5VMX	198
73	Diferencia angular, falla doble Guate Sur - Guate Este, Guate Norte, 5VMX	199
74	Frecuencia, falla doble Guatemala Sur - Escuintla 1, 5VMX	200
75	Flujo de potencia, falla doble Guatemala Sur - Escuintla 1, 5VMX	200
76	Voltaje, falla doble Guatemala Sur - Escuintla 1, 5VMX	201
77	Diferencia angular, falla doble Guatemala Sur - Escuintla 1, 5VMX	201
78	Frecuencia, falla simple Quixal – Tactic 1, 9IMX	202
79	Flujo de potencia, falla simple Quixal – Tactic 1, 9IMX	203

80	Voltaje, falla simple Quixal – Tactíc 1, 9IMX	203
81	Diferencia angular, falla simple Quixal – Tactíc 1, 9IMX	204
82	Frecuencia, falla simple Guatemala Norte – Tactíc 1, 9IMX	205
83	Flujo de Potencia, falla simple Guatemala Norte – Tactíc 1, 9IMX	205
84	Voltaje, falla simple Guatemala Norte – Tactíc 1, 9IMX	206
85	Diferencia angular, falla simple Guatemala Norte – Tactíc 1, 9IMX	206
86	Frecuencia, falla simple Guatemala Sur – Guatemala Este 1, 9IMX	207
87	Flujo de potencia, falla simple Guatemala Sur – Guatemala Este 1, 9IMX	208
88	Voltaje, falla simple Guatemala Sur – Guatemala Este 1, 9IMX	208
89	Diferencia angular, falla simple Guatemala Sur – Guatemala Este 1, 9IMX	209
90	Frecuencia, falla simple Guatemala Norte – Guatemala Este 1, 9IMX	210
91	Flujo de potencia, falla simple Guatemala Norte – Guatemala Este 1, 9IMX	210
92	Voltaje, falla simple Guatemala Norte – Guatemala Este 1, 9IMX	211
93	Diferencia angular, falla simple Guatemala Norte – Guatemala Este 1, 9IMX	211
94	Frecuencia, falla simple Guatemala Sur - Escuintla 1, 9IMX	212
95	Flujo de potencia, falla simple Guatemala Sur - Escuintla 1, 9IMX	213
96	Voltaje, falla simple Guatemala Sur - Escuintla 1, 9IMX	213
97	Diferencia angular, falla simple Guatemala Sur - Escuintla 1, 9IMX	214
98	Frecuencia, falla simple Guatemala Norte - Panaluya, 9IMX	215
99	Flujo de potencia, falla simple Guatemala Norte - Panaluya, 9IMX	215
100	Voltaje, falla simple Guatemala Norte - Panaluya, 9IMX	216
101	Diferencia angular, falla simple Guatemala Norte - Panaluya, 9IMX	216
102	Frecuencia, falla simple Escuintla 1 - Cocales, 9IMX	217
103	Flujos de potencia, falla simple Escuintla 1 - Cocales, 9IMX	218
104	Voltaje, falla simple Escuintla 1 - Cocales, 9IMX	218
105	Diferencia angular, falla simple Escuintla 1 - Cocales, 9IMX	219
106	Frecuencia, falla doble Quixal - Tactíc, 9IMX	220
107	Flujo de potencia, falla doble Quixal - Tactíc, 9IMX	220

108	Voltaje, falla doble Quixal - Tactíc, 9IMX	221
109	Diferencia angular, falla doble Quixal - Tactíc, 9IMX	221
110	Frecuencia, falla doble Guatemala Norte – Tactíc, 9IMX	222
111	Flujos de potencia, falla doble Guatemala Norte – Tactíc, 9IMX	223
112	Voltaje, falla doble Guatemala Norte – Tactíc, 9IMX	223
113	Diferencia angular, falla doble Guatemala Norte – Tactíc, 9IMX	224
114	Frecuencia, falla doble Guatemala Norte – Guatemala Este, 9IMX	225
115	Flujo de potencia, falla doble Guatemala Norte – Guatemala Este, 9IMX	225
116	Voltaje, falla doble Guatemala Norte – Guatemala Este, 9IMX	226
117	Diferencia angular, falla doble Guatemala Norte – Guatemala Este, 9IMX	226
118	Frecuencia, falla doble Guatemala Sur – Guatemala Este, 9IMX	227
119	Flujo de potencia, falla doble Guatemala Sur – Guatemala Este, 9IMX	228
120	Voltaje, falla doble Guatemala Sur – Guatemala Este, 9IMX	228
121	Diferencia angular, falla doble Guatemala Sur – Guatemala Este, 9IMX	229
122	Frecuencia, falla doble Guatemala Sur – Escuintla 1, 9IMX	230
123	Flujo de potencia, falla doble Guatemala Sur – Escuintla 1, 9IMX	230
124	Voltaje, falla doble Guatemala Sur – Escuintla 1, 9IMX	231
125	Diferencia angular, falla doble Guatemala Sur – Escuintla 1, 9IMX	231
126	Vaciado de subsistema central, demanda máxima, verano 2005	241
127	Vaciado de subsistema oriental, demanda máxima, verano 2005	242
128	Vaciado de subsistema occidental, demanda máxima, verano 2005	243
129	Vaciado de subsistema central, demanda mínima, verano 2005	244
130	Vaciado de subsistema oriental, demanda mínima, verano 2005	245
131	Vaciado de subsistema occidental, demanda mínima, verano 2005	246
132	Vaciado de subsistema central, demanda máxima, invierno 2005	247
133	Vaciado de subsistema oriental, demanda máxima, invierno 2005	248
134	Vaciado de subsistema occidental, demanda máxima, invierno 2005	249
135	Vaciado de subsistema central, demanda mínima, invierno 2005	250
136	Vaciado de subsistema oriental, demanda mínima, invierno 2005	251

137	Vaciado de subsistema occidental, demanda mínima, invierno 2005	252
138	Vaciado de subsistema central, demanda máxima, verano 2009	253
139	Vaciado de subsistema oriental, demanda máxima, verano 2009	254
140	Vaciado de subsistema occidental, demanda máxima, verano 2009	255
141	Vaciado de subsistema central, demanda mínima, verano 2009	256
142	Vaciado de subsistema oriental, demanda mínima, verano 2009	257
143	Vaciado de subsistema occidental, demanda mínima, verano 2009	258
144	Vaciado de subsistema central, demanda máxima, invierno 2009	259
145	Vaciado de subsistema oriental, demanda máxima, invierno 2009	260
146	Vaciado de subsistema occidental, demanda máxima, invierno 2009	261
147	Vaciado de subsistema central, demanda mínima, invierno 2009	262
148	Vaciado de subsistema oriental, demanda mínima, invierno 2009	263
149	Vaciado de subsistema occidental, demanda mínima, invierno 2009	264
150	Curvas Q-V de Guatemala Sur 230 kV	266
151	Curvas Q-V de Guatemala Este 230 kV	266
152	Curvas Q-V de Escuintla 1 230 kV	267
153	Curvas Q-V de Escuintla 2 230 kV	267
154	Curvas Q-V de Tactic 230 kV	268
155	Curvas Q-V de Los Brillantes 230 kV	268
156	Curvas Q-V de Chimaltenango 69 kV	269
157	Curvas Q-V de Huehuetenango 69 kV	269
158	Curvas Q-V de San Marcos 69 kV	270
159	Curvas Q-V de Sololá 69 kV	270
160	Curvas Q-V de Mazatenango 69 kV	271
161	Curvas Q-V de Cocales 69 kV	271
162	Curvas Q-V de Panaluya 69 kV	272
163	Curvas Q-V de Jalpatagua 138 kV	272
164	Curvas Q-V de Puerto Barrios 69 kV	273
165	Curvas Q-V de Cobán 69 kV	273

166	Curvas Q-V de Jalapa 69 kV	274
167	Curvas P-V de Guatemala Sur 230 kV	276
168	Curvas P-V de Guatemala Este 230 kV	276
169	Curvas P-V de Escuintla 1 230 kV	277
170	Curvas P-V de Escuintla 2 230 kV	277
171	Curvas P-V de Tactíc 230 kV	278
172	Curvas P-V de Los Brillantes 230 kV	278
173	Curvas P-V de Sololá 69 kV	279
174	Curvas P-V de Chimaltenango 69 kV	279
175	Curvas P-V de Cocales 69 kV	280
176	Curvas P-V de Santa Maria 69 kV	280
177	Curvas P-V de Mazatenango 69 kV	281
178	Curvas P-V de Panaluya 69 kV	281
179	Curvas P-V de Jalpatagua 69 kV	282
180	Curvas P-V de Puerto Barrios 69 kV	282
181	Curvas P-V de Poptún 69 kV	283
182	Curvas P-V de Cobán 69 kV	283
183	Curvas P-V de Jalapa 69 kV	284

TABLAS

I	Tipos de nodos	5
II	Porcentajes de crecimiento de la demanda	72
III	Resumen de casos base para el análisis eléctrico	73
IV	Nodos	75
V	Líneas de transmisión	83
VI	Transformadores	88
VII	Generadores	93
VIII	Líneas de transmisión, época húmeda 2004	100
IX	Transformadores, época húmeda 2004	100
X	Compensación reactiva, época húmeda 2004	101
XI	Líneas de transmisión, época seca 2005	102
XII	Transformadores, época seca 2005	102
XIII	Generadores, época seca 2005	103
XIV	Compensación reactiva, época seca 2005	103
XV	Líneas de transmisión, época húmeda 2005	104
XVI	Líneas de transmisión, época húmeda 2005	104
XVII	Líneas de transmisión, época húmeda 2005	105
XVIII	Líneas de transmisión, época seca 2006	107
XIX	Transformadores, época seca 2006	107
XX	Generadores, época seca 2006	107
XXI	Compensación reactiva, época seca 2006	107
XXII	Líneas de transmisión, época húmeda 2006	109
XXIII	Transformadores, época húmeda 2006	109
XXIV	Líneas de transmisión, época seca 2007	110
XXV	Transformadores, época seca 2007	111
XXVI	Compensación reactiva, época seca 2007	111
XXVII	Líneas de transmisión, época húmeda 2007	112

XXVIII	Transformadores, época húmeda 2007	112
XXIX	Generadores, época húmeda 2007	113
XXX	Compensación reactiva, época húmeda 2007	113
XXXI	Líneas de transmisión, época seca 2008	114
XXXII	Transformadores, época seca 2008	114
XXXIII	Compensación reactiva, época seca 2008	114
XXXIV	Líneas de transmisión, época húmeda 2008	115
XXXV	Transformadores, época húmeda 2008	115
XXXVI	Líneas de transmisión, época seca 2009	116
XXXVII	Transformadores, época seca 2009	116
XXXVIII	Compensación reactiva, época seca 2009	116
XXXIX	Trasformadores, época húmeda 2009	117
XL	Mayores y menores niveles de corto circuito en demanda máxima	121
XLI	Mayores y menores niveles de corto circuito en demanda mínima	122
XLII	Mayores y menores variaciones de nivel de corto circuito	123
XLIII	Niveles de falla trifásica para demanda máxima	124
XLIV	Niveles de falla trifásica para demanda mínima	129
XLV	Niveles de falla monofásica para demanda máxima	133
XLVI	Niveles de falla monofásica para demanda mínima	138
XLVII	Contingencias simples para el subsistema central	146
XLVIII	Contingencias simples para subsistema occidental	149
XLIX	Contingencias simples para subsistema oriental	152
L	Contingencias dobles para red de transmisión de 230 kV	156

GLOSARIO

Contingencia	Salida de servicio manual o automática de uno más elementos de un sistema eléctrico de potencia.
Corto circuito	Régimen anormal en un sistema eléctrico de potencia resultante de la unión no deseada entre conductores de distintas fases, o entre conductores y tierra, a través de una impedancia nula (falla franca), o a través de una impedancia pequeña (falla resistiva).
Estabilidad	Es la propiedad del sistema que asegura que permanecerá operando en equilibrio a través de condiciones normales y anormales.
Estado estable	También conocido como estado de operación normal de un sistema eléctrico de potencia, en él la generación es adecuada para satisfacer la demanda, ningún elemento está sobrecargado y los márgenes de reserva en capacidad de transmisión y generación son adecuados para soportar contingencias.
Flujo de potencia	Magnitud de potencia eléctrica que fluye a través de un elemento de un sistema eléctrico de potencia.

Inyección de potencia	Magnitud de potencia eléctrica que se inyecta o se extrae de un nodo debido a la conexión de unidades generadoras o cargas.
Potencia eléctrica	Cantidad de energía eléctrica por unidad de tiempo cedida por la fuente y recibida por una carga.
Perturbación	Cambio abrupto en la magnitud de los parámetros eléctricos de la red originado por una falla o cambio de estado.
Recierre	Es la operación que consiste en cerrar de forma automática un circuito de transmisión después de una falla transitoria.
Sensitividad	Se define como la razón de cambio de una variable dependiente ante cambios en una variable independiente o de control.

RESUMEN

Durante los siguientes cinco años (2005–2009) se espera que el sistema eléctrico de Guatemala experimente cambios sustanciales en su topología, lo cual obedece a la planificación de múltiples proyectos entre los que destacan la interconexión con México en 400 kV; el proyecto SIEPAC que contempla una segunda línea de interconexión con El Salvador y una línea de interconexión con Honduras ambas en 230 kV; el plan de electrificación rural del INDE y la entrada de nuevas plantas generadoras.

Debido a los cambios mencionados surge la necesidad de realizar múltiples análisis eléctricos con el objetivo de evaluar el desempeño operativo de la red, e identificar sus debilidades y fortalezas.

Luego de haber realizado los análisis correspondientes a flujos de carga, corto circuito, contingencias en estado estable, sensibilidad y estabilidad transitoria se determinó que el sistema en general tendrá un desempeño adecuado, siempre y cuando se cumpla con el programa de ampliaciones y proyectos contemplados para mejorar sus condiciones operativas y proveer una mejor calidad en el servicio.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL:

Realizar un adecuado modelado del sistema eléctrico nacional y por medio de las nuevas herramientas computacionales realizar simulaciones y análisis eléctricos.

OBJETIVO ESPECÍFICO:

Que los estudios eléctricos realizados sirvan para evaluar el desempeño futuro del sistema, determinando sus fortalezas y debilidades.

INTRODUCCIÓN

Todos los sistemas eléctricos de potencia son vulnerables a la ocurrencia de fallas provocadas por diferentes agentes externos, tales fallas generalmente repercuten en la pérdida o seccionamiento de uno o más elementos de la red, lo que a su vez modifica las condiciones operativas, provoca desbalances energéticos y genera cambios abruptos en los parámetros eléctricos.

La magnitud de las consecuencias provocadas por una falla depende de varios factores como la topología de la red, despacho de generación, despacho de compensación reactiva, y comportamiento de la demanda, entre otros. Para determinar esta magnitud es necesario hacer una evaluación del desempeño de la red, tomando en cuenta las condiciones operativas iniciales de estado estable y llevarla a condiciones de operación de contingencia tanto para estado estable como para estado transitorio.

Para llevar a cabo estos análisis es necesario realizar un adecuado modelado de la red y todos sus elementos, realizar los análisis bajo diferentes escenarios de demanda y generación, y definir límites de seguridad que no deben ser violados bajo las diferentes condiciones operativas.

El presente estudio evalúa el desempeño del sistema eléctrico de Guatemala para los años del 2005 al 2009 tomando en cuenta lo anteriormente mencionado.

1. CONCEPTOS BÁSICOS

1.1 Análisis de flujos de potencia

Un sistema eléctrico de potencia tiene como propósito principal satisfacer de forma continua y eficiente la demanda o potencia eléctrica de carga requerida por los diferentes centros de consumo. Este servicio debe ser suministrado con la adecuada calidad, es decir, manteniendo los valores de tensión y frecuencia dentro de ciertos valores de tolerancia alrededor del valor nominal, tomando en cuenta las limitaciones térmicas de cada uno de los elementos de potencia que lo conforman, así como los límites de transmisión por estabilidad. Adicionalmente, el servicio prestado debe ser confiable y del menor costo posible.

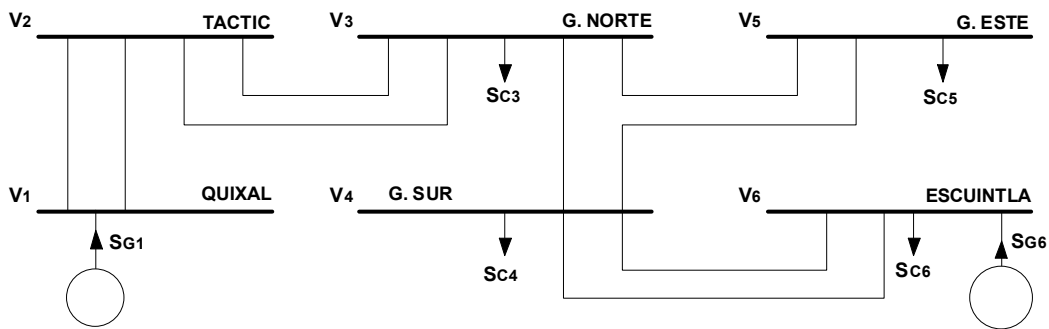
El análisis de flujos de potencia estudia el comportamiento en estado estable del sistema eléctrico de potencia tomando en cuenta las consideraciones anteriores para determinar las condiciones eléctricas resultantes de las diferentes inyecciones de potencia activa y reactiva al sistema. Su información es de gran importancia para la operación en tiempo real así como para la planificación de los sistemas eléctricos de potencia.

En esencia, el problema en el análisis de flujos de potencia es determinar la magnitud y el ángulo de fase de los voltajes nodales y el flujo de potencia real y reactiva a través de líneas de transmisión y transformadores.

1.1.1 Consideraciones de cálculo

En el análisis de flujos de potencia, la red eléctrica es modelada por un conjunto de nodos interconectados por medio de líneas de transmisión y transformadores de potencia; en estos nodos se encuentran conectados generadores y cargas que inyectan o toman potencia del sistema

Figura 1. Diagrama unifilar simplificado del sistema eléctrico

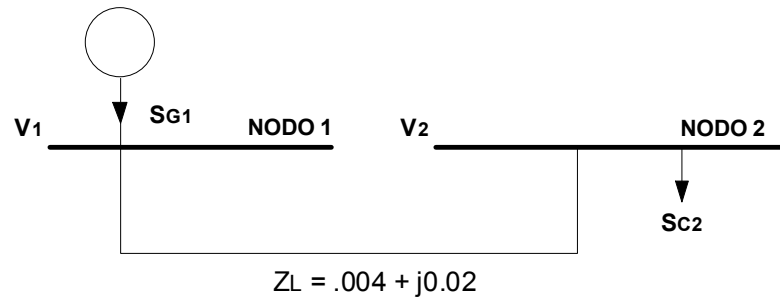


En el diagrama de la figura 1 está representada la potencia compleja SG_i que es inyectada a la red por los generadores, SC_i es la potencia compleja de carga que es suministrada a los consumidores y los voltajes complejos de los nodos denotados por V_i .

Para el análisis se asume que las cargas son constantes, lo cual es congruente con la naturaleza de la demanda que varía usualmente de forma lenta. El efecto de las variaciones de carga con el tiempo (demandas máximas y mínimas) se estudia considerando diferentes casos en cada uno de los cuales la carga es constante.

Debido a que la potencia eléctrica se define como el producto de voltaje por corriente, el modelo utilizado en el análisis para obtener voltajes y flujos de potencia en estado estable resulta ser no lineal.

Figura 2. Sistema simplificado para análisis de linealidad



Al considerar el diagrama de la figura 2 y suponer que el voltaje V_2 es constante e igual a 1.0 p.u. y que la carga $SC2$ es igual a $7 + j4$ p.u. se deberá encontrar el voltaje V_1 .

Si:

$$S_{C2} = V_2 I_2^* \quad \text{y} \quad I_2 = S_{C2}^* / V_2^*$$

y la relación de voltajes es

$$V_1 = V_2 + Z_L I_2$$

se sustituye el valor de la corriente

$$V_1 = V_2 + Z_L (S_{C2}^* / V_2^*)$$

se calcula entonces:

$$V_1 = 1.113 \angle 6.244^\circ$$

Pero si es el voltaje V_1 el que se considera constante e igual a 1.0 p.u. y la incógnita es V_2 , se observa de la expresión de los voltajes $V_1 = V_2 + Z_L(S_{C2}^* / V_2^*)$ que la ecuación es compleja y no lineal por lo que la solución se deberá encontrar por medio de métodos numéricos iterativos.

1.1.2 Tipos de nodos

Los nodos de un sistema eléctrico de potencia se dividen en dos tipos: nodos de generación y nodos de carga. Para el análisis de flujos de potencia se requiere conocer cuatro variables en cada uno de los nodos del sistema, estas son P , potencia activa o real; Q , potencia reactiva; V , magnitud del voltaje y δ , ángulo de fase del voltaje.

En los nodos de generación siempre es conocido el valor de potencia activa que se inyecta ya que es fijado por medio del gobernador de velocidad de la turbina, además el voltaje se mantiene constante en un valor predeterminado por medio de una inyección de potencia reactiva controlada por el regulador automático de voltaje que actúa sobre el sistema de excitación del generador. Existen otros nodos que no son de generación en los que también se mantiene el voltaje constante debido a inyecciones de potencia reactiva, estos nodos son denominados de voltaje controlado y generalmente se conectan a compensadores estáticos de vars (CEV) o a compensadores síncronos rotatorios.

Los nodos de carga o nodos de voltaje no controlado son aquellos en los que se conocen los valores de potencia activa y reactiva demandada por los consumidores, considerándolas constantes ante pequeñas variaciones de voltaje en el nodo.

Cuando se realizan estudios de flujo de potencia en un sistema eléctrico no se conocen las pérdidas de potencia activa y reactiva en la red, ya que éstas varían de acuerdo a las condiciones de operación de un caso en particular. Es por ello que no se puede especificar de antemano la magnitud de potencia inyectada a la red (generación).

Debe existir por lo menos un nodo en el cual la inyección de potencia sea determinada por la solución. Este nodo se denomina nodo compensador. En la siguiente tabla se resumen los tipos de nodos y sus variables conocidas y desconocidas.

Tabla I. Tipos de nodos

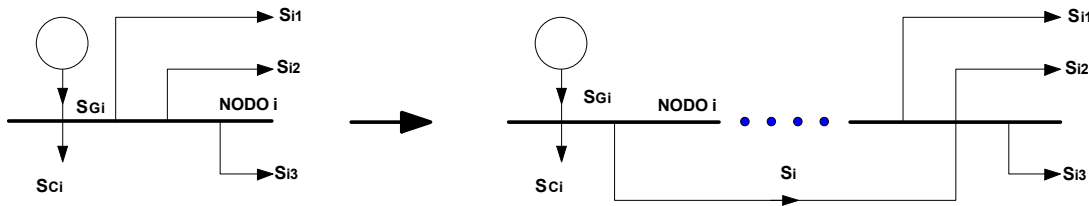
Tipos de nodos	Tipos de variables	
	Conocidas	Desconocidas
Voltaje controlado	P,V	Q, δ
Carga	P,Q	V, δ
Compensador	V, δ	P,Q

1.1.3 Formulación del problema de flujos de potencia

Para realizar esta formulación es necesario tener claro el concepto de inyecciones de potencia (generación y carga) y el flujo de potencia en el sistema de transmisión.

Si por ejemplo, en un nodo se separa la potencia inyectada de la potencia transmitida, como se muestra en la figura 3, se representará el concepto de inyección neta de potencia, la cual se define como la diferencia entre la potencia de generación menos la potencia de carga y deberá ser igual a la suma algebraica de las inyecciones de potencia a la red de transmisión.

Figura 3. Significado físico de S_i

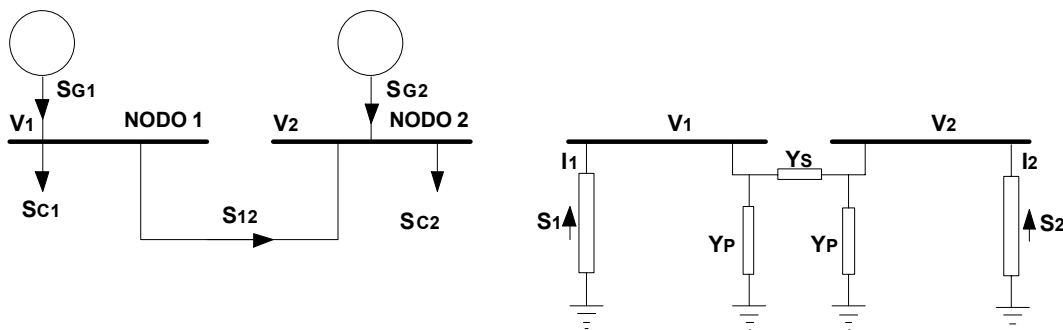


Fuente: Análisis de sistemas eléctricos de potencia. Dr. Florencio Aboytes.

Por lo que para cada nodo $S_i = S_{gi} - S_{ci} = \sum_{k=1..n} S_{ik}$, donde $i = 1, 2, \dots, n$ de acuerdo al principio de conservación de la potencia compleja.

Posteriormente se procede al análisis de la potencia inyectada a la red de transmisión. Si se considera la red de dos nodos mostrada en la figura 4 se aprecia que la potencia compleja que viajará por la línea de transmisión entre los nodos 1 y 2 dependerá de las inyecciones nodales S_1 y S_2 y de los voltajes complejos V_1 y V_2 , y será determinada por las características de la red de transmisión.

Figura 4. Sistema de dos nodos



Fuente: Análisis de sistemas eléctricos de potencia. Dr. Florencio Aboytes.

1.1.4 Ecuaciones de flujos de potencia

Para establecer un modelo matemático que permita resolver el problema de flujos de potencia es necesario entender el mecanismo de los mismos sobre una red eléctrica.

La potencia S_i inyectada en el nodo i , está dada por $S_i = V_i I_i^*$ donde I_i^* es la corriente compleja conjugada en el nodo i .

De la teoría básica de circuitos eléctricos la corriente entre dos nodos, en función de las admitancias esta dada por: $I_{jk} = (V_j - V_k) Y_{jk}$, donde I_{jk} es la corriente compleja y Y_{jk} es la admitancia serie entre los nodos j y k .

Para el sistema mostrado en la figura 4 se tiene que las corrientes para los nodos 1 y 2 son:

$$I_1 = S_1^*/V_1^* = V_1 Y_P + (V_1 - V_2) Y_S = V_1 (Y_P + Y_S) - V_2 Y_S$$

$$I_2 = S_2^*/V_2^* = V_2 Y_P + (V_2 - V_1) Y_S = V_2 (Y_P + Y_S) - V_1 Y_S$$

O bien,

$$I_1 = V_1 Y_{11} + V_2 Y_{12}$$

$$I_2 = V_1 Y_{21} + V_2 Y_{22}$$

Donde los elementos Y_{ij} son parte de la matriz de admitancias, por lo que en forma matricial será:

$[I] = [Y] [V]$ si los voltajes son las variables conocidas, y

$[V] = [Y]^{-1} [I]$ si las corrientes son las variables conocidas.

Pero por lo general las variables conocidas son las potencias, por lo que será necesario plantear las ecuaciones de la siguiente manera:

$$S_1^* = P_1 - jQ_1 = Y_{11} V_1 V_1^* + Y_{12} V_2 V_1^*$$

$$S_2^* = P_2 - jQ_2 = Y_{21} V_1 V_2^* + Y_{22} V_2 V_2^*$$

Y de forma general:

$$P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{k=1..n} Y_{ik} V_k \text{ para } i = 1, 2, \dots, n$$

Tanto los voltajes y las admitancias son cantidades complejas y se pueden expresar por medio de su magnitud y ángulo $V_i = |V_i| \angle \delta_i$ y $Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \gamma_{ij}$, por lo que la ecuación anterior se puede escribir en forma polar de la siguiente manera:

$$P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{k=1..n} |Y_{ik}| |V_i| |V_k| e^{j(\delta_k - \delta_i + \gamma_{ik})} \quad \text{para } i = 1, 2, \dots, n$$

Y separar la parte real (potencia activa) de la parte imaginaria (potencia reactiva)

$$P_i = V_i^* \sum_{k=1..n} |Y_{ik}| |V_i| |V_k| \cos(\delta_k - \delta_i + \gamma_{ik}) \quad \text{para } i = 1, 2, \dots, n$$

$$Q_i = V_i^* \sum_{k=1..n} |Y_{ik}| |V_i| |V_k| \sin(\delta_k - \delta_i + \gamma_{ik}) \quad \text{para } i = 1, 2, \dots, n$$

Las ecuaciones anteriores deben ser planteadas para cada uno de los nodos de un sistema, y dado que cada nodo tiene asignadas cuatro cantidades y dos de ellas son siempre conocidas, se tendrán dos ecuaciones con dos incógnitas para cada nodo.

Una vez conocida la solución (voltajes nodales) es posible obtener la inyección de potencia compleja del nodo compensador, la potencia reactiva de generadores y los flujos a través de las líneas de transmisión y transformadores.

1.1.5 Métodos de solución

El modelo matemático del problema de flujos de potencia está integrado por un sistema de ecuaciones simultáneas no lineales. Para obtener la solución de este sistema existen varios métodos iterativos que pueden ser aplicados, sus propiedades de convergencia dependen de los atributos de la red y sus cargas. Cada uno de dichos métodos tiene sus propias fortalezas y debilidades, por ejemplo:

Los métodos de Gauss-Seidel son generalmente tolerantes ante condiciones de operación en sistemas de potencia con un pobre perfil de voltaje y dificultades con la asignación de potencia reactiva de las unidades, pero no converge fácilmente en situaciones donde las transferencias de potencia activa están cerca de los límites del sistema.

Los métodos de Newton-Raphson son generalmente tolerantes ante condiciones de operación del sistema de potencia en las que existan dificultades para transferir potencia activa, pero son propensos a fallar si existen dificultades con la asignación de potencia reactiva en los generadores o si las soluciones tienen un mal perfil de voltaje. Pero aunque son propensos a fallar ante pobres estimaciones de voltaje inicial, son usualmente superiores a los métodos de Gauss Seidel una vez la solución de voltaje está muy cerca de la solución real.

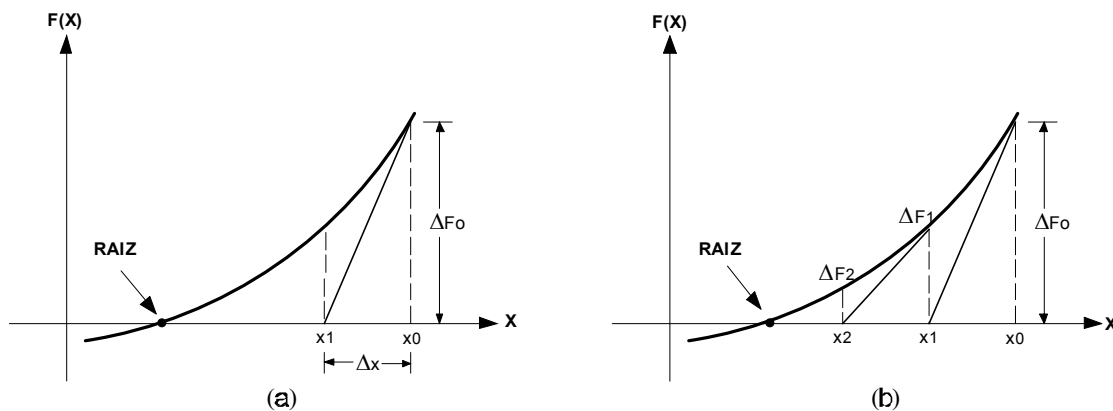
Formará parte de la experiencia del analista de sistemas cual método o combinación de ellos deberá utilizar para alcanzar la solución del problema.

1.1.5.1 Método de Newton Raphson

Este es un método muy usado para la solución de sistemas de ecuaciones no lineales, su algoritmo transforma un problema no lineal en una secuencia de problemas lineales cuyas soluciones se van aproximando a la solución del problema original.

Para una mejor comprensión se desarrollará para un caso unidimensional. Dada una ecuación no lineal $F(x)$ cualquier valor de x que satisfaga que la ecuación sea igual a cero será una raíz de la ecuación. Si para encontrar la raíz se parte de un valor muy cercano a ella al evaluar la ecuación se encontrará un valor diferente de cero. Si el valor supuesto es x_0 entonces $F(x_0) = \Delta F_0$ según se aprecia en la figura 5.

Figura 5. Interpretación geométrica del método de Newton - Raphson



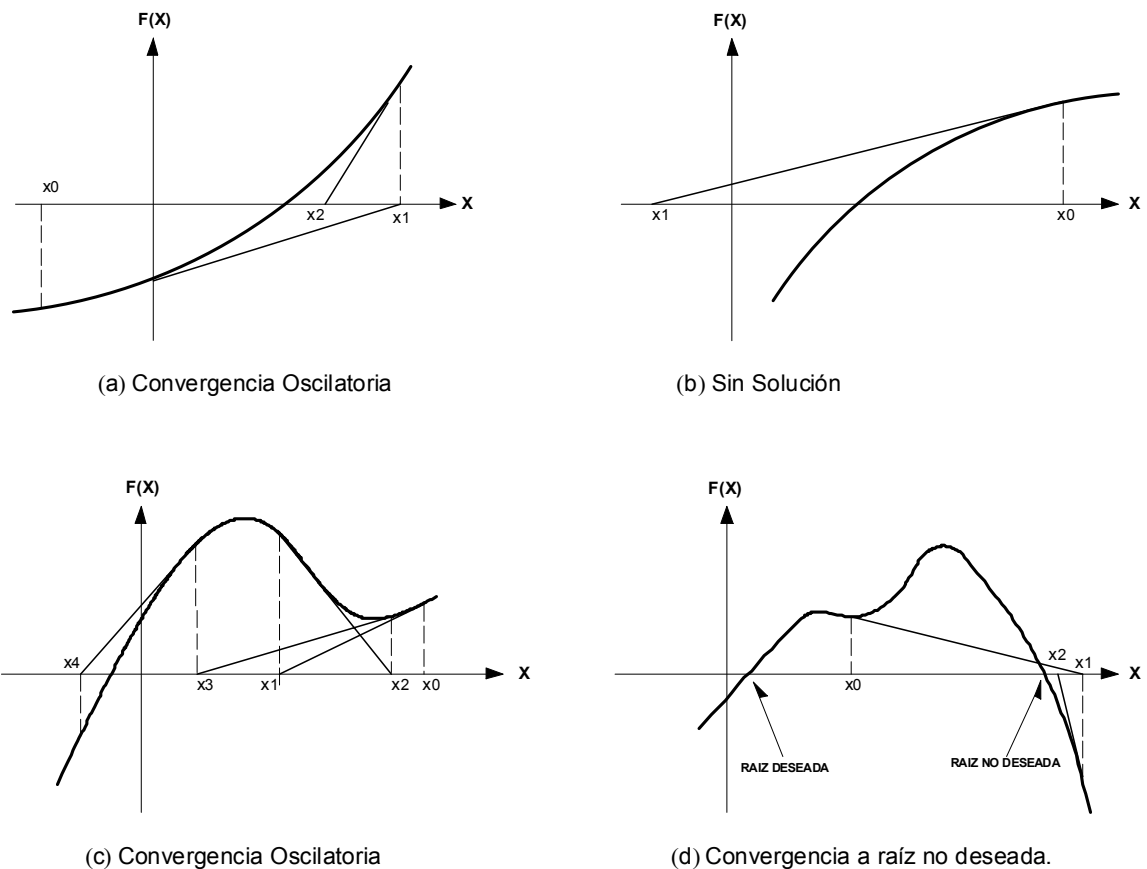
Fuente: Análisis de sistemas eléctricos de potencia. Dr. Florencio Aboytes.

ΔF_0 es considerado como un error por el hecho de que x_0 no es la raíz. El proceso de solución consiste en reducir ΔF_0 hasta que llegue a cero. Esto se puede lograr, trazando una tangente a la curva en el punto x_0 y así obtener una aproximación más cercana al valor de la raíz.

Si el proceso se repite cada vez se estará más cerca de la solución para $F(x) = 0$ tal y como se puede apreciar en la figura 5. La tangente trazada en el punto x_0 es la derivada de la ecuación evaluada en el punto x_0 , y el incremento de x , (Δx), es negativo según la figura. La fórmula recursiva del método de Newton – Raphson está dada en la siguiente ecuación: $\Delta x_i = -\Delta F_i / F'(x_i)$ en donde $x_{i+1} = x_i + \Delta x_{i+1}$

Dependiendo de los valores iniciales de la ecuación, la convergencia a la solución puede ser diferente; también es posible que no exista una solución. En la figura 6 se muestran algunas posibilidades de convergencia del método de Newton – Raphson.

Figura 6. Características de convergencia del método de Newton – Raphson



Fuente: Análisis de sistemas eléctricos de potencia. Dr. Florencio Aboytes.

1.1.6 Método de Newton aplicado al estudio de flujos

El modelo matemático del estudio de flujos de potencia es una ecuación compleja en la cual, de acuerdo a este método, se deben encontrar sus derivadas parciales. Como no es posible derivar una expresión compleja es necesario utilizar las ecuaciones de flujos de potencia activa y reactiva enunciadas en la sección 1.1.4. En términos de la parte real e imaginaria de elementos de la matriz de admitancias dichas ecuaciones quedan como:

$$P_i = \sum_{k=1..n} |V_i| |V_k| [G_{ik} \cos(\delta_k - \delta_i) - B_{ik} \sin(\delta_k - \delta_i)] \quad \text{para } i = 1, 2, \dots, n$$

$$Q_i = -\sum_{k=1..n} |V_i| |V_k| [G_{ik} \sin(\delta_k - \delta_i) + B_{ik} \cos(\delta_k - \delta_i)] \quad \text{para } i = 1, 2, \dots, n$$

El lado derecho de ambas ecuaciones es función de magnitudes de voltaje y ángulos de fase, que son las variables del problema. Se tendrá entonces n-1 variables desconocidas de voltaje y ángulo, ya que éstas son conocidas en el nodo compensador.

Definiendo vectores para los dos conjuntos de incógnitas, se tiene:

$$[\delta] = \begin{bmatrix} \delta_1 \\ \delta_2 \\ \vdots \\ \delta_{n-1} \end{bmatrix} \quad [|V_i|] = \begin{bmatrix} |V_1| \\ |V_2| \\ \vdots \\ |V_{n-1}| \end{bmatrix}$$

Y representando ambos vectores en un solo vector de incógnitas $[x]$:

$$[x] = \begin{bmatrix} \delta \\ |V| \end{bmatrix}$$

De este modo se definen las funciones $P_i(x)$ y $Q_i(x)$ por:

$$P_i(x) = \sum_{k=1..n} |V_i| |V_k| [G_{ik} \cos(\delta_k - \delta_i) - B_{ik} \sin(\delta_k - \delta_i)] \quad \text{para } i = 1, 2, \dots, n$$

$$Q_i(x) = -\sum_{k=1..n} |V_i| |V_k| [G_{ik} \sin(\delta_k - \delta_i) + B_{ik} \cos(\delta_k - \delta_i)] \quad \text{para } i = 1, 2, \dots, n$$

Las inyecciones de potencia P_i^{Esp} y Q_i^{Esp} son cantidades conocidas y su comparación con $P_i(x)$ y $Q_i(x)$ permitirán las aproximaciones en el proceso de solución. En el método de Newton – Raphson es necesario tener las ecuaciones en la forma $F(x) = 0$, o también llamadas de error nodal de la siguiente forma:

$$F_{P_i}(x) = P_i^{Esp} - P_i(x) = 0$$

$$F_{Q_i}(x) = Q_i^{Esp} - Q_i(x) = 0$$

Las cuales dentro del proceso iterativo permitirán evaluar la convergencia del problema y de forma vectorial serán:

$$\Delta P(x) = \begin{bmatrix} P_1^{Esp} - P_1(x) \\ \vdots \\ P_{n-1}^{Esp} - P_{n-1}(x) \end{bmatrix} \quad \Delta Q(x) = \begin{bmatrix} Q_1^{Esp} - Q_1(x) \\ \vdots \\ Q_{n-1}^{Esp} - Q_{n-1}(x) \end{bmatrix}$$

$$\Delta F(x) = \begin{bmatrix} \Delta P(x) \\ \Delta Q(x) \end{bmatrix}$$

Donde $\Delta F(x)$ será la matriz de derivadas parciales o Jacobiano, que puede ser particionada de tal forma que cada elemento tenga una representación específica, de la siguiente manera:

$$J = \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix}$$

Donde las submatrices del Jacobiano representan:

$$H = \left[\frac{\partial P_i(x)}{\partial \delta_k} \right] \quad N = \left[\frac{\partial P_i(x)}{\partial |V_k|} \right] |V_k|$$

$$J = \left[\frac{\partial Q_i(x)}{\partial \delta_k} \right] \quad L = \left[\frac{\partial Q_i(x)}{\partial |V_k|} \right] |V_k|$$

Las expresiones para las ecuaciones de nodo donde $x \neq y$, son:

$$H_{xy} = \partial P_x / \partial \delta_y = - |V_x| |V_y| [G_{xy} \text{ Sen } \delta_{xy} + B_{xy} \text{ Cos } \delta_{xy}]$$

$$N_{xy} = (\partial P_x / \partial |V_y|) |V_y| = |V_x| |V_y| [G_{xy} \text{ Cos } \delta_{xy} - B_{xy} \text{ Sen } \delta_{xy}]$$

$$J_{xy} = \partial Q_x / \partial \delta_y = - |V_x| |V_y| [G_{xy} \text{ Cos } \delta_{xy} - B_{xy} \text{ Sen } \delta_{xy}]$$

$$L_{xy} = (\partial Q_x / \partial |V_y|) |V_y| = - |V_x| |V_y| [G_{xy} \text{ Sen } \delta_{xy} + B_{xy} \text{ Cos } \delta_{xy}]$$

Y para los elementos de la diagonal principal son:

$$H_{xx} = \partial P_x / \partial \delta_x = -Q_x - B_{xx} |V_x|^2$$

$$N_{xx} = (\partial P_x / \partial |V_x|) |V_x| = P_x + G_{xx} |V_x|^2$$

$$J_{xx} = \partial Q_x / \partial \delta_x = P_x - G_{xx} |V_x|^2$$

$$L_{xx} = (\partial Q_x / \partial |V_x|) |V_x| = -Q_x - B_{xx} |V_x|^2$$

De las ecuaciones anteriores se puede deducir una propiedad importante del Jacobiano, los elementos fuera de la diagonal principal se expresan en función de las admitancias entre nodos. Por lo que si no existe conexión entre nodos, los elementos correspondientes serán cero. Esta situación es común en los sistemas eléctricos de potencia reales, llegan a tener más del 90% de sus elementos con valor cero de forma especial en redes poco malladas. Las matrices con muchos elementos nulos son llamadas dispersas y existen técnicas computacionales que aprovechan con ventaja esta propiedad, facilitan de esta forma, la solución por computadora.

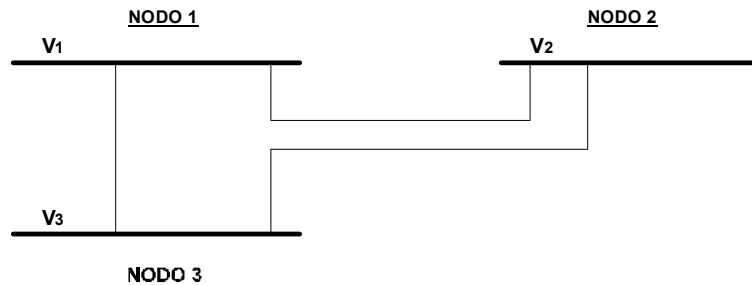
La ecuación recursiva del método de Newton – Raphson para el problema de flujos de potencia, queda de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} \Delta P^v(x) \\ \Delta Q^v(x) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H^v & N^v \\ J^v & L^v \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \delta^v \\ \Delta |V^v| / |V| \end{bmatrix}$$

Donde el superíndice v indica el número de la iteración.

Para visualizar la forma como quedarían ensambladas las ecuaciones en un sistema real se realizara un ejemplo con el sistema de 3 nodos de la figura 7.

Figura 7. Sistema eléctrico de ejemplo (tres nodos)



Al tomar el nodo 1 como compensador, el nodo 2 como generador y el nodo 3 como de carga; el número de ecuaciones será: Una ecuación para el nodo 2 y dos ecuaciones para el nodo 3.

$$\begin{bmatrix} P_2^{\text{Esp}} \\ P_3^{\text{Esp}} \\ \text{-----} \\ Q_3^{\text{Esp}} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} P_2(x) \\ P_3(x) \\ \text{-----} \\ Q_3(x) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_3} & \frac{\partial P_2}{\partial |V_3|} |V_3| \\ \frac{\partial P_3}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_3}{\partial \delta_3} & \frac{\partial P_3}{\partial |V_3|} |V_3| \\ \text{-----} & \text{-----} & \text{-----} \\ \frac{\partial Q_3}{\partial \delta_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial \delta_3} & \frac{\partial Q_3}{\partial |V_3|} |V_3| \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2 \\ \Delta \delta_3 \\ \text{-----} \\ \Delta |V_3| / |V_3| \end{bmatrix}$$

1.2 Análisis de corto circuito

1.2.1 Visión general

Incluso los sistemas eléctricos mejor diseñados experimentan ocasionalmente cortocircuitos, los cuales resultan en corrientes bastante elevadas. Los equipos de protección deben aislar la falla inmediatamente para causar daño mínimo a los equipos conectados, permitiendo la continuación de la operación normal. Otros elementos tales como cables y elementos de interrupción deben soportar los efectos térmicos y las fuerzas mecánicas que fluyen a través de ellos. La magnitud de las corrientes de corto circuito es generalmente obtenida mediante cálculo, y los equipos de potencia son seleccionados sobre la base de ellas.

Las corrientes de cortocircuito fluyen durante una falla desde cualquier punto del sistema, se encuentra limitada únicamente por la impedancia de los circuitos y equipos conectados desde las fuentes de generación hasta el punto de la falla, y no está relacionada directamente con la carga del sistema.

Es necesario para un sistema calcular las corrientes de máxima y mínima falla para verificar la sensibilidad de los equipos de protección. El tamaño y la complejidad de muchos sistemas hace que los cálculos manuales sean imprácticos, por lo tanto se utilizan programas de computador para ello.

Antes de realizar cálculos de corrientes de corto circuito en cualquier sistema, deberán conocerse dos aspectos fundamentales:

En primer lugar, las características topológicas de la red, es decir, su configuración y la conectividad de sus elementos, número y localización de las centrales generadoras y subestaciones, longitudes de líneas, localización de carga, etc.

Segundo, las características eléctricas de cada uno de los componentes de la red: impedancias, admitancias, tensiones, corrientes, potencia, etc. Tanto en régimen estacionario como perturbado.

1.2.2 Conceptos básicos del cálculo de redes

Una red eléctrica es un conjunto de unidades de generación, de transformación y de consumo conectadas entre sí por medio de conductores eléctricos. Su arquitectura puede adoptar variadas configuraciones, entre ellas se encuentran las radiales y las malladas. El cálculo de redes eléctricas está basado en las leyes del electromagnetismo, las cuales se pueden resumir con las cuatro ecuaciones de Maxwell:

$$1) \nabla \cdot \mathbf{D} = \rho \quad 2) \nabla \cdot \mathbf{B} = 0 \quad 3) \nabla \times \mathbf{E} = -\partial \mathbf{B} / \partial t \quad 4) \nabla \times \mathbf{H} = \mathbf{J} + \partial \mathbf{D} / \partial t$$

Estas ecuaciones relacionan los vectores característicos del campo electromagnético entre sí, \mathbf{D} = Inducción eléctrica, \mathbf{E} = Intensidad del campo eléctrico, \mathbf{B} = Inducción magnética y \mathbf{H} = Intensidad del campo magnético, y con otras magnitudes fundamentales como \mathbf{J} = densidad superficial de corriente y ρ = densidad de carga eléctrica.

Según las condiciones bajo las cuales se realiza el análisis, la solución de estas ecuaciones puede ser extremadamente difícil. Sin embargo, en la práctica se admiten ciertas simplificaciones, como por ejemplo se desprecia la energía radiante, se asumen parámetros concentrados en vez de parámetros distribuidos, se consideran condiciones cuasiestacionarias (variación lenta de las magnitudes con el tiempo), etc. De esta manera se obtienen las leyes y teoremas clásicos de la electrotecnia, tales como las Leyes de Kirchoff, Teoremas de Thevenin y Norton, transformación de circuitos serie – paralelo, estrella – delta, etc.

1.2.2.1 Primera ley de Kirchoff

Es también conocida como la ley de los nodos, y dice que la suma (instantánea y vectorial en corriente alterna) de las corrientes que confluyen en un nodo es igual a cero. Ésta se deriva de la ecuación de la continuidad ($\nabla \cdot \mathbf{J} + \partial \rho / \partial t = 0$) y proporciona una ecuación por cada nodo de la red.

1.2.2.2 Segunda ley de Kirchoff

Esta ley se deriva de la ecuación ($\nabla \times \mathbf{E} = -\partial \mathbf{B} / \partial t$) y formula que a lo largo de cualquier malla cerrada, la suma de las fuerzas electromotrices aplicadas es igual a la suma de las caídas de tensión en sus lados. De esta ley se obtiene una nueva ecuación por cada malla independiente.

Mientras que la primera ley solamente se refiere a las corrientes, en la segunda aparecen caídas de tensión que, como se sabe, son producto de corrientes por impedancias. Con la ayuda de estas leyes se pueden plantear y resolver, en teoría, todas las ecuaciones de una red por complicada que ésta sea.

1.2.2.3 El teorema de Thevenin

Este teorema enuncia que un sistema completo es equivalente, en lo que a sus efectos extremos se refiere, a un generador ideal de tensión cuya f.e.m. es igual a la tensión existente en vacío entre un par de bornes (límites del dipolo activo), seguido de una impedancia en serie igual a la que se tendría entre el mismo par de bornes separando la carga y cortocircuitando todas las fuerzas existentes. Este teorema y su dual para las corrientes (Teorema de Norton), son de gran importancia para el estudio de redes.

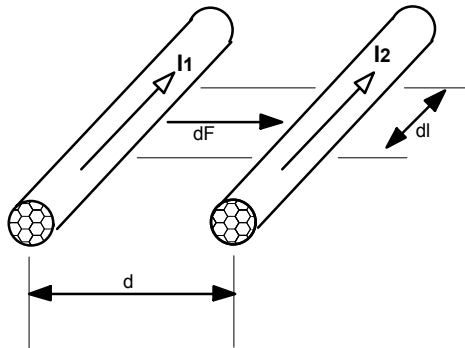
Este teorema dice que si se supone el comportamiento lineal de los elementos del circuito, el efecto debido a varias causas actuando conjuntamente, es igual a la suma de los efectos de cada una de esas causas actuando por separado. Cuando existen varias fuentes de tensión en una red, la práctica corriente se basa en calcular la respuesta a cada una de ellas como si actuaran en solitario, y después sumar todas esas respuestas (vectorialmente, sí es el caso).

1.2.3 Generalidad del cortocircuito

Un cortocircuito es una unión no deseada entre conductores de distintas fases, o entre conductores y tierra, a través de una impedancia nula (falla franca), o a través de una impedancia pequeña (falla resistiva). Los cortocircuitos son regímenes anormales de los sistemas eléctricos que no pueden ser evitados por completo de manera económica. En este sentido se intenta controlarlos y disminuir sus efectos negativos en la operación de las redes eléctricas. Los tres efectos más importantes de los cortocircuitos son:

- Producción de corrientes muy superiores a las de régimen de operación normal de la red, debido a la ley de Ohm. Estas corrientes elevadas producen a su vez calentamiento y calcinación del aislamiento y los conductores, esfuerzos electrodinámicos excesivos conforme a la ley de Laplace. La cual establece que $dF/dl = \mu_0 I_1 I_2 / 2\pi d$, donde μ_0 es la permeabilidad del espacio libre, I_1 e I_2 son las corrientes en los conductores y d es la distancia entre ellos de acuerdo a la figura 8.

Figura 8. Ejemplo de distribución de dos conductores



Fuente: Seminario “Cálculos de cortocircuito”, Acres International Limited.

- Caídas bruscas y pronunciadas de voltaje que repercuten negativamente en los receptores de la energía eléctrica y pueden causar la desconexión de motores, caídas de los contactores, disparo de protecciones, etc.
- Riesgo para la estabilidad de los sistemas interconectados, ya que pueden crear la pérdida de sincronismo entre dos áreas de un sistema. Sin embargo, el disparo monopolar de los interruptores contribuye a disminuir este riesgo al permitir el flujo de potencia sincronizante a través de las fases no afectadas.

En general, los efectos mencionados comprometen seriamente la continuidad y calidad del servicio, por lo que es necesario tomar medidas dirigidas a evitarlos al máximo, y en caso de que se presenten, detectarlos y eliminarlos lo antes posible. Esto se puede realizar en principio por diseño y posteriormente con adecuadas técnicas de protección de sistemas eléctricos de potencia.

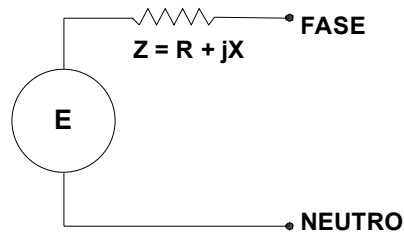
1.2.4 Fuentes de corrientes de falla

Las corrientes de falla de frecuencia fundamental (60Hz para el sistema de Guatemala) que fluyen a través de la red de transmisión durante un corto circuito provienen de las máquinas rotativas conectadas al sistema. Los capacitores pueden también producir corrientes transientes de falla extremadamente altas o corrientes conmutables, pero éstas son generalmente de muy corta duración y su frecuencia natural es mucho mayor. La corriente de cada una de las máquinas rotativas conectadas al sistema está limitada por la impedancia propia de la máquina y la impedancia conectada entre la máquina y el punto de falla. La impedancia de una máquina rotativa no es un valor sencillo, sino un valor complejo y que varía con el tiempo. Los elementos del sistema que presentan impedancias ante la ocurrencia de una falla son los generadores, motores, transformadores, líneas de transmisión y la falla misma.

1.2.4.1 Generadores síncronos

Si se aplica un cortocircuito a los terminales de un generador síncrono, la corriente de cortocircuito comenzaría como un valor muy alto y decaería a un valor de estado estable un tiempo después del comienzo de la falla. Debido a que el generador síncrono continua siendo accionado por una fuente externa (primotor), y a que su campo está siendo excitado externamente, la corriente de falla de estado estable persistirá por tiempo indefinido a menos que sea desconectada. Esto se puede representar de acuerdo al circuito equivalente de la figura 9.

Figura 9. Circuito equivalente de generador síncrono



Este circuito equivalente consiste en un voltaje constante en serie con una impedancia que varía con el tiempo, la cual consiste básicamente de una reactancia. Para los efectos del cálculo de corto circuito, las normas han establecido tres nombres específicos para esta reactancia:

1. X''_d = reactancia subtransitoria, la cual determina la corriente durante el primer ciclo después de ocurrida la falla. En aproximadamente 0.1 segundos la reactancia cambia a transitoria.
2. X'_d = reactancia transitoria, se asume que determina la corriente después de varios ciclos luego de ocurrida la falla. En aproximadamente 0.5 a 2 segundos esta reactancia cambia a síncrona.
3. X_d = reactancia síncrona, la cual determina el flujo de corriente después de haberse alcanzado una condición de estado estable. Debido a que los interruptores y fusibles accionan mucho antes de que se alcance una condición de este tipo, X_d de los generadores síncronos muy rara vez se utiliza para calcular la corriente de falla para la aplicación de estos equipos.

1.2.4.2 Motores síncronos y condensadores síncronos

Los motores síncronos suministran corriente a las fallas de la misma manera como lo hacen los generadores síncronos. Cuando una falla causa la disminución del voltaje del sistema, el motor recibe menos potencia desde el sistema para rotar su carga. A su vez, el voltaje interno del motor hace que fluya corriente hacia el punto de falla.

La inercia del motor y su carga actúan como la fuente de energía mecánica que mueve el motor y al mantenerse de forma externa la excitación del campo éste actúa como un generador que alimentara la falla. Esta corriente de falla decae al disminuir el campo magnético de la máquina.

Los condensadores síncronos actúan de manera similar a los motores síncronos.

1.2.4.3 Motores de inducción

La corriente suministrada a una falla por motores de inducción (jaula de ardilla) decae rápidamente después de varios ciclos y su reactancia comúnmente se representa solamente por $X''d$.

1.2.4.4 Transformadores

Un transformador es un elemento pasivo, por lo tanto, sus impedancias de secuencia positiva y negativa son iguales. La impedancia de secuencia cero o monopolar de un transformador trifásico depende de la conexión del mismo. Algunas conexiones ofrecen un valor de secuencia cero igual a infinito y consecuentemente bloquean el paso de corriente de secuencia cero desde la fuente. Esto puede causar que los niveles de falla monofásica a tierra en barras de baja tensión sean mayores que los niveles de falla trifásica. En la figura 10 se encuentran resumidas las conexiones de los transformadores trifásicos y sus circuitos equivalentes de secuencia cero.

1.2.4.5 Líneas de transmisión

Las líneas son elementos pasivos, por lo tanto, sus impedancias de secuencia positiva y negativa son iguales y dependen del tipo de conductor, su calibre, el espacio entre fases, temperatura del conductor y la frecuencia. La impedancia de secuencia cero de las líneas aéreas depende del calibre del conductor de las fases y del neutro, la distancia del neutro a tierra, y de la resistividad del terreno.

Figura 10. Circuitos equivalentes de secuencia cero para las diferentes conexiones de transformadores trifásicos

DIAGRAMA DE CONEXIÓN FUENTE CARGA	CIRCUITO EQUIVALENTE DE SECUENCIA CERO	Z VISTA DESDE LA CARGA
		$Z_{oL} = \infty$
		$Z_{oL} = \infty$
		$Z_{oL} = Z_1$
		$Z_{oL} = \infty$
		$Z_{oL} = Z_1 + 3Z_N$
		$Z_{oL} = \infty$
		$Z_{oL} = \infty$
		$Z_{oL} = \infty$

Z_0 = Impedancia de secuencia cero del transformador
 Z_1 = Impedancia de secuencia positiva del transformador
 Z_N = Impedancia del neutro.
 Z_{oL} = Impedancia equivalente de cero secuencia de la conexión trifásica del transformador vista del lado de la carga.

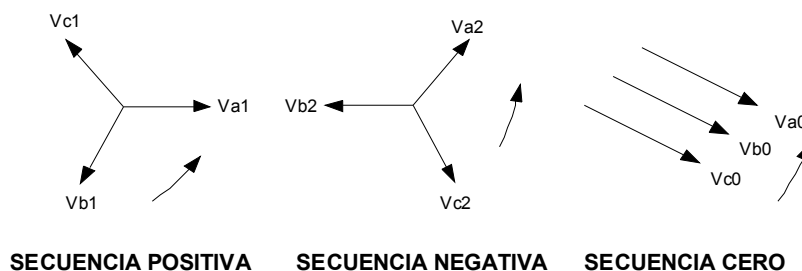
Fuente: Seminario “Cálculos de cortocircuito”, Acres International Limited.

1.2.5 Método de los componentes simétricos

Bajo condiciones normales de operación un sistema trifásico se considera esencialmente balanceado. En la medida que el sistema se mantenga balanceado, el circuito equivalente monofásico es una herramienta poderosa para simplificar el análisis de fallas. Es muy común que perturbaciones en el sistema o fallas en el mismo originen un sistema desbalanceado. El método usado tradicionalmente para analizar los problemas de un sistema desbalanceado es el método de los componentes simétricos, ya que con él se consigue la solución a través de la sumatoria vectorial de tres soluciones de sistema en condiciones balanceadas, estableciendo interrelaciones relativas muy simples entre las secuencias de una red en el punto de falla.

El sistema balanceado de fasores utilizado en el análisis trifásico de los componentes simétricos está representado en la figura 11.

Figura 11. Componentes simétricos



Fuente: Seminario “Cálculos de cortocircuito”, Acres International Limited.

Los componentes de secuencia positiva, consisten en tres fasores de igual magnitud y separados 120° eléctricos entre sí, tienen la misma secuencia de fase que los fasores originales.

Los componentes de secuencia negativa, consisten en tres fasores de igual magnitud y separados 120° eléctricos entre sí, tienen una secuencia de fases inversa a los fasores originales.

Los componentes de secuencia cero, consisten en tres fasores de igual magnitud y separados 360° o 0° eléctricos entre sí.

Para transformar de componentes simétricos a valores de fase se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0}$$

$$V_b = V_{b1} + V_{b2} + V_{b0}$$

$$V_c = V_{c1} + V_{c2} + V_{c0}$$

Las cantidades en la parte derecha de las ecuaciones no son completamente independientes, están relacionadas por:

$$V_{b1} = a^2 V_{a1} \quad V_{c1} = a V_{a1}$$

$$V_{b2} = a V_{a2} \quad V_{c2} = a^2 V_{a2}$$

$$V_{b0} = V_{a0} \quad V_{c0} = V_{a0}$$

Donde “a” es un operador vectorial, vector de módulo unidad y ángulo de fase $2\pi/3$ (120°) que se emplea para rotar un vector 120° en sentido anti - horario o 240° en sentido horario.

$$a = e^{j2\pi/3} = -1/2 + j\sqrt{3}/2$$

$$a^2 = e^{-j2\pi/3} = -1/2 - j\sqrt{3}/2$$

$$a + a^2 + 1 = 0$$

Una vez mas y en función del operador vectorial, para trasladar de componentes simétricos a cantidades de fase se utilizaría:

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0}$$

$$V_b = a^2 V_{a1} + a V_{a2} + V_{a0}$$

$$V_c = a V_{a1} + a^2 V_{a2} + V_{a0}$$

Y para transformar a componentes simétricos de cantidades de fase se utilizaría:

$$V_{a1} = 1/3(V_a + a V_b + a^2 V_c)$$

$$V_{a2} = 1/3(V_a + a^2 V_b + a V_c)$$

$$V_{a0} = 1/3(V_a + V_b + V_c)$$

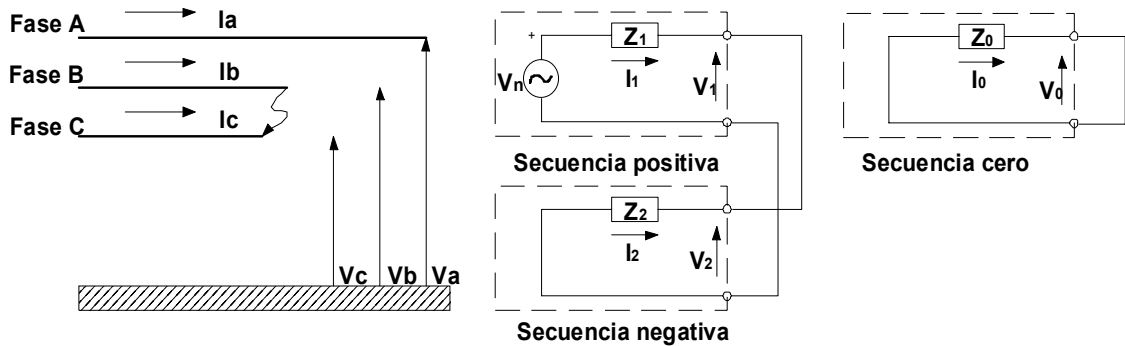
Cuando aparece una falla en cualquier punto del sistema, las impedancias de fase ya no son idénticas, salvo en el caso del cortocircuito trifásico simétrico. Cualquier desequilibrio de la red puede ser estudiado por medio de las redes de secuencia, para cada una de las cuales sólo circulan corrientes positivas, negativas o cero, estas corrientes a su vez producen caídas de tensión positivas, negativas o cero. Es decir, no existe ningún tipo de interacción de las redes entre sí lo cual facilita el que se estudien los sistemas trifásicos en base a circuitos equivalentes monofásicos.

Efectos de las corrientes de secuencia:

- Positiva: engendra los campos giratorios en los motores.
- Negativa: producen pares de frenado, calentamiento y pérdidas.
- Cero: genera inducciones en las líneas vecinas a aquellas por las que circulan.

Ejemplo 1: Cortocircuito entre dos fases.

Figura 12. Falla bifásica y sus redes de secuencia



Si se define las siguientes ecuaciones de las características de la falla:

$$1) V_b = V_c \quad 2) I_a = 0 \quad 3) I_b = -I_c$$

De la primera: $a^2V_1 + aV_2 + V_0 = aV_1 + a^2V_2 + V_0$, de donde $V_1 = V_2$

De la segunda: $I_1 + I_2 + I_0 = 0$

De la tercera: $(a^2 + a)I_1 + (a^2 + a)I_2 + 2I_0 = 0$, de donde $I_0 = 0$ y $I_1 = -I_2$

De las redes de secuencia se pueden definir las siguientes ecuaciones:

$$1) V_1 = V_n - I_1 Z_1 = I_1 Z_2 \quad 2) V_2 = -I_2 Z_2 \quad 3) V_0 = -I_0 Z_0 = 0$$

Y por lo tanto $V_n = I_1 (Z_1 + Z_2)$

De donde las corrientes de secuencia serán:

$$I_1 = V_n / (Z_1 + Z_2) \quad I_2 = -V_n / (Z_1 + Z_2) \quad I_0 = 0$$

Y la corriente de falla será:

$$I_F = I_b = -I_c = a^2 I_1 + a I_2 = (a^2 - a) I_1 = -j \sqrt{3} I_1 = -j \sqrt{3} V_n / (Z_1 + Z_2)$$

Suponiendo $Z_1 = Z_2 = jX_1$ entonces:

$$I_F = -j \sqrt{3} V_n / (Z_1 + Z_2) = \sqrt{3} V_n / 2X_1 = \sqrt{3}/2 (V_n / X_1) = .866 I_{cc}$$

$$\mathbf{I_F = .866 I_{cc}}$$

En cuanto a las tensiones se tiene:

$$V_1 = V_n - I_1 Z_1 = V_2 = V_n Z_2 / (Z_1 + Z_2)$$

$$V_a = V_1 + V_2 + V_0 = 2V_n Z_2 / (Z_1 + Z_2)$$

$$V_b = V_c = (a^2 + a) V_1 = -V_1 = -V_n Z_2 / (Z_1 + Z_2)$$

Si nuevamente $Z_1 = Z_2 = jX_1$ entonces:

$$\mathbf{V_a = V_n} \quad \text{y} \quad \mathbf{V_b = V_c = -V_n / 2}$$

Lo cual indica que no existe peligro de sobretensión en ninguna de las fases al momento de la falla.

1.3 Análisis de contingencias

En la operación y planeación de sistemas eléctricos de potencia (SEP) es de gran importancia tener una forma para analizar, seleccionar y evaluar contingencias, este tipo de análisis permite obtener índices relacionados con la seguridad del SEP.

El termino seguridad en SEP es ambiguo, por lo que se debe definir de forma precisa y objetiva. La seguridad se debe determinar con base a una referencia o estándar de seguridad. El estándar debe estar constituido por un conjunto de contingencias con cierta probabilidad de ocurrencia. Por ejemplo, un estándar de primera contingencia incluye la salida sencilla de líneas, transformadores o bien generadores.

Cuando se analiza la planificación de la expansión de una red eléctrica se debe tener especial interés en satisfacer la demanda máxima, y simultáneamente tener márgenes de seguridad (criterios de seguridad) de manera que las contingencias más probables no produzcan una situación insegura o de emergencia. Por lo que se debe detectar si un evento especial puede causar que se violen límites operativos del sistema.

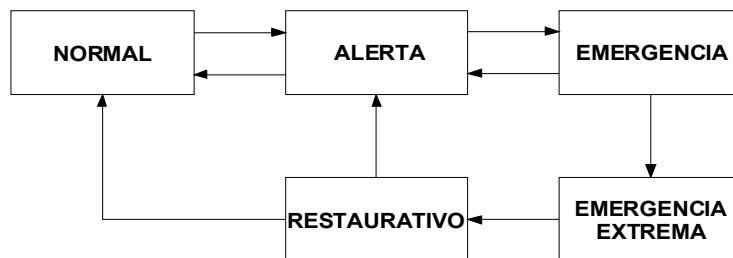
1.3.1 Estados de operación de un sistema eléctrico de potencia

- Estado normal: es en el cual la generación es adecuada para satisfacer la demanda, ningún elemento está sobrecargado y los márgenes de reserva en capacidad de transmisión y generación son adecuados para soportar contingencias.
- Estado de alerta: en él la seguridad ha bajado de nivel, se han reducido los márgenes de reserva o la probabilidad de algún disturbio ha incrementado, por lo que se puede clasificar como inseguro a pesar de que todas las restricciones son satisfechas.

En este estado existen contingencias que sobrecargan elementos o violan límites operativos, por lo que se hace necesario tomar medidas correctivas luego de su ocurrencia para llevar al sistema a un estado normal.

- Estado de emergencia: es el provocado por una contingencia severa, antes de haber podido tomar medidas correctivas. Bajo estas condiciones el sistema es inseguro y se han violado límites operativos, pero aun está íntegro y pueden tomarse medidas de emergencia para llevarlo a un estado normal, o al menos a un estado de alerta.
- Estado de emergencia extrema: si no se toman medidas correctivas a tiempo o estas son inefectivas, el sistema puede desintegrarse y pasar a un estado de emergencia extrema. Bajo estas condiciones no se cumple ninguna de las restricciones de servicio y el sistema colapsa de forma parcial o total.
- Estado restaurativo: en él se empieza a restablecer el sistema desintegrado, tratando de cumplir con todas las restricciones. Esta restauración puede llevar al sistema a un estado normal o al menos a un estado de alerta.

Figura 13. Estados operativos de un sistema eléctrico de potencia



Fuente: Seminario “Cálculos de cortocircuito”, Acres International Limited.

1.3.2 Seguridad de un sistema eléctrico de potencia

Ésta se puede considerar como la habilidad del mismo, operando en estado normal, para soportar disturbios sin caer en un estado de emergencia. En ese sentido la seguridad es un problema operativo, pero se basa en el adecuado diseño y construcción del sistema, el cual deberá ser confiable de tal forma que él mismo no llegue a un estado de emergencia.

Esto indica que la seguridad del sistema está determinada por la relación entre los márgenes de reserva (generación, flujos de potencia en la red) contra sus correspondientes capacidades, y por la probabilidad de que ocurran contingencias. Es claro que el sistema será seguro, aun con márgenes de reserva pequeños, si la probabilidad de que ocurran contingencias severas es mínima.

El objetivo del análisis de seguridad es conocer y analizar qué contingencias lo llevarán a un estado inseguro.

1.3.3 Análisis de la contingencia

Un análisis de contingencia es un estudio de flujos de carga, donde se simula la salida de uno o más elementos del sistema de potencia. Para realizar estos análisis también se han desarrollado herramientas computacionales, ya que hay que analizar un gran número de contingencias en el menor tiempo posible. El análisis de contingencias resuelve el sistema de ecuaciones nodales $[A] [x] = [y]$, en donde $[A]$ es la matriz que representa la red, $[x]$ es el vector de respuesta de sistema, y $[y]$ es el vector de inyecciones, por lo que se tratará de determinar la respuesta del sistema ante cambios topológicos o bien ante cambios en las inyecciones. Las salidas de líneas causan cambios en la topología sin alterar las inyecciones en el caso de que no sean radiales, por el contrario la salida de generadores modifica las inyecciones.

Cuando un generador sale de servicio ocasiona que el nodo al que está conectado ya no sea un nodo de voltaje controlado, sino que se convierte en un nodo de carga, y además causa una redistribución de los flujos de potencia en la red.

En el análisis de contingencias existen dos procedimientos generales de calculo, son los siguientes:

- Método de modificación de datos: en este método se modifica la matriz del sistema para cada cambio en la topología de la red, no es necesario calcular inyecciones para simular los cambios en topología. Este método suele ser más lento ya que hay que resolver el sistema de ecuaciones para cada cambio topológico.
- Método de compensación: éste se basa en el principio de superposición. Por este medio se puede simular la salida o adición de elementos, mediante inyecciones en el sistema. En este método se calcula la inyección necesaria para que los flujos en las líneas sean los que se obtendrían después de remover o adicionar un elemento.

1.3.4 Selección y clasificación de contingencias

Los estudios de contingencia generalmente simulan una gran cantidad de salidas de líneas, transformadores y generadores. En sistemas de gran dimensión los resultados de un estudio de contingencias exhaustivo produce gran cantidad de variables por analizar. Los resultados deben ser revisados para detectar las contingencias que producen voltajes anormales, sobrecargas en transformadores o líneas de transmisión y degradamiento de márgenes de estabilidad en estado estable. Por este motivo es necesario disponer de los medios adecuados para la presentación de resultados que permiten identificar, en forma directa y efectiva las contingencias que producen situaciones de emergencia en el sistema.

Es extremadamente importante seleccionar las contingencias más críticas para un sistema; usualmente se enfoca la atención en enlaces débiles que presentan sobrecarga o enlaces que con su salida de servicio puedan sobrecargar a otros, líneas que están próximas a su límite de operación, contingencias posibles por temporada (lluvias, zafra, etc.) Debido a que esta selección es subjetiva se hace necesario contar con una clasificación adicional que muestre en orden de importancia las contingencias más graves y así evitar recursos en análisis irrelevantes.

1.3.5 Índices de severidad

Las condiciones de estado estable después de una contingencia pueden dar como resultado que se violen ciertas restricciones del sistema. Las restricciones de voltaje en los nodos de carga son usualmente expresados en términos de límites superiores e inferiores, los flujos de potencia por los elementos de la red son usualmente restringidos por límites térmicos, calidad de voltaje y algunas consideraciones de estabilidad. Sobre la base de estas restricciones, el comportamiento del sistema ante contingencia puede ser evaluado cuantitativamente en términos de índices que reflejen la severidad de las violaciones.

1.4 Análisis paramétrico o sensibilidad

La sensibilidad se define como la razón de cambio de una variable dependiente ante cambios en una variable independiente o de control. El análisis de sensibilidad se puede realizar utilizando modelos matemáticos de simulación (estudio de flujos), en los cuales ante un pequeño cambio de una variable de control se observan pequeños cambios en otras variables.

En los sistemas eléctricos de potencia pueden existir diversos tipos de relaciones de sensibilidad, tales como, sensibilidad entre variables eléctricas o bien, de costos de operación respecto a variables eléctricas.

La sensibilidad entre variables eléctricas se puede realizar por medio de un estudio de flujos de carga, o utilizar desarrollos y expresiones analíticas para obtener coeficientes de sensibilidad. Las ecuaciones que definen el comportamiento de un SEP en estado estable son no lineales, por lo tanto, los coeficientes de sensibilidad dependerán del punto de operación y será necesario recalcularlos al tener cambios en la estructura de la red eléctrica o cambios en la generación.

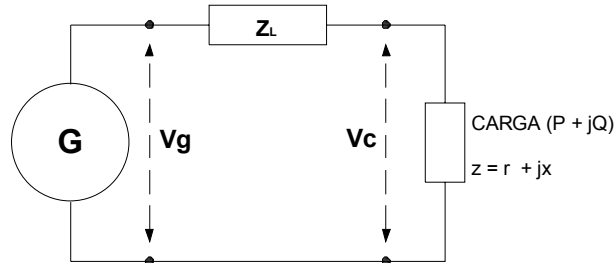
En la operación de SEP los operadores de los centros de control llegan a conocer, a través del tiempo y la experiencia, el efecto que produce en ciertas variables del sistema el hacer cambios en los despachos de generación o modificar las magnitudes de los voltajes de generación.

Durante la operación el control de voltaje es una función prioritaria. El objetivo de este control es ajustar todos los voltajes nodales dentro de una banda operativa. El análisis es complejo por ser un problema con múltiples variables. En el análisis de este tema se relaciona el flujo de potencia reactiva con el perfil de voltaje del sistema, es de gran importancia la localización de las fuentes de potencia reactiva y la estructura del sistema de transmisión. Otra característica interesante y que agrega complejidad a la solución, es la generación y el consumo variable de potencia reactiva en las líneas de transmisión y equipos de transformación.

1.4.1 Control de voltaje – flujo de potencia reactiva

Para ilustrar el comportamiento del voltaje en relación con la circulación de potencia reactiva se analizará el circuito de la figura 14, en el que se sirve una carga simple desde un generador a través de una línea de transmisión.

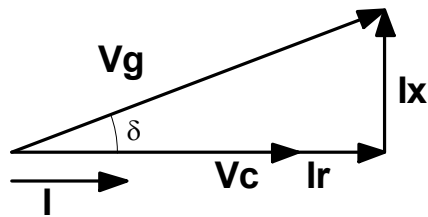
Figura 14. Circuito eléctrico sencillo



Fuente: Control de voltaje en sistemas eléctricos de potencia, Dr. Florencio Aboytes.

Si se considera que la carga solamente consume potencia activa, el diagrama fasorial que relaciona el voltaje de generación y el voltaje de carga será el mostrado en la figura 15.

Figura 15. Diagrama fasorial, carga activa



Fuente: Control de voltaje en sistemas eléctricos de potencia, Dr. Florencio Aboytes.

Las ecuaciones correspondientes a la corriente de carga y a la relación de los voltajes carga-generación son:

$$I = P / V_c \quad V_g^2 = (V_c + r I)^2 + (x I)^2$$

Al sustituir la ecuación de la corriente en la ecuación de voltaje se obtiene:

$$V_g^2 = (V_c + r (P / V_c))^2 + (x (P / V_c))^2$$

De ella se puede observar que las caídas de voltaje en fase y en cuadratura dependen de los valores de resistencia y reactancia del elemento de transmisión. Al ser por lo general la relación r/x muy pequeña, el componente en fase será muy reducido. Por su parte, el componente en cuadratura no modifica significativamente la magnitud de V_c , sólo causa el desfase entre los voltajes de envío y recepción.

El ángulo de desfase y la caída de voltaje para ángulos pequeños serán:

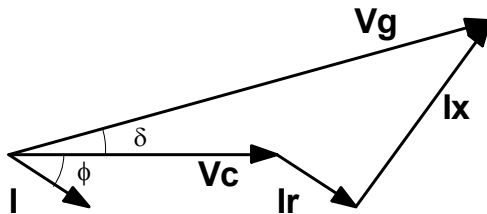
$$\delta \cong x (P / V_c V_g) \quad \Delta V \cong r (P / V_c)$$

De lo cual para este caso se puede observar que:

- La carga activa afecta en mayor grado el desfasamiento entre voltajes.
- El cambio en la magnitud del voltaje depende del valor de la carga, pero su efecto se reduce debido al valor tan bajo de la resistencia en las redes de transmisión.
- Otro aspecto importante es que a pesar de que la carga no consume potencia reactiva, el generador sí está aportando reactivos al sistema (V adelantado a I). Esa potencia es consumida por la reactancia de la línea de transmisión.

Si se considera que la carga tiene consumo de potencia activa y reactiva, el diagrama fasorial que relaciona el voltaje de generación y el voltaje de carga será el mostrado en la figura 16.

Figura 16. Diagrama fasorial, carga activa y reactiva



Fuente: Control de voltaje en sistemas eléctricos de potencia, Dr. Florencio Aboytes.

Las ecuaciones correspondientes a la corriente-voltaje de carga y a la relación de los voltajes carga-generación son:

$$P / V_c = I \cos\Phi$$

$$Q / V_c = I \sin\Phi$$

$$V_g^2 = (V_c + (I \cos\Phi) r + (I \sin\Phi) x)^2 + ((I \cos\Phi) x - (I \sin\Phi) r)^2$$

Al sustituir las ecuaciones de corriente en la ecuación de voltaje se obtiene:

$$V_g^2 = (V_c + r (P / V_c) + x (Q / V_c))^2 + (x (P / V_c) - r (Q / V_c))^2$$

De esta ecuación y de la figura 16 se puede observar que los componentes en fase con el voltaje de carga son los que tienen mayor efecto en la caída de voltaje entre la generación y la carga. La variación de tensión está dada entonces por:

$$\Delta V = r (P / V_c) + x (Q / V_c)$$

De esta ecuación se puede observar que la demanda de potencia reactiva tiene un mayor efecto en la variación de tensión, ya que esta multiplicada por la reactancia.

Además esta variación será mayor cuanto el factor de potencia de la carga se aleje más de la unidad.

De la figura 16 se puede observar que el ángulo entre el voltaje de generación y la corriente es $(\Phi + \delta)$ lo cual indica que el generador trabaja a un factor de potencia más atrasado que el de la carga, ya que éste suministra la potencia reactiva consumida en la carga y en la red de transmisión.

1.4.2 Fundamento del análisis de sensibilidad

De la formulación del método de Newton – Raphson para flujos de potencia, se tiene que las ecuaciones que relacionan las inyecciones nodales con los voltajes y ángulos nodales de la red eléctrica son para estado estable:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V' \end{bmatrix}$$

En donde,

$$\Delta V' = \Delta V/V$$

$$H = \left[\frac{\partial P}{\partial \delta} \right] \quad N = \left[\frac{\partial P}{\partial V'} \right]$$

$$J = \left[\frac{\partial Q}{\partial \delta} \right] \quad L = \left[\frac{\partial Q}{\partial V'} \right]$$

Si se efectúan las consideraciones prácticas que desacoplan al conjunto de ecuaciones se obtendrá:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & | \\ \hline & L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V' \end{bmatrix}$$

Y de la relación inversa se obtiene:

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & | \\ \hline & \frac{\partial Q}{\partial V'} \end{bmatrix}^{-1} = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}$$

Por lo que los elementos del Jacobiano H y L son coeficientes que relacionan las variables de control (P, Q) con las variables dependientes (δ , V). Efectuando el desacoplamiento se tiene:

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \Delta V' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q}{\partial V'} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta Q \end{bmatrix}$$

Por lo que los coeficientes de sensibilidad de las variables dependientes respecto a las variables de control serán:

$$\begin{bmatrix} S_{\delta-P} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} \end{bmatrix}^{-1}$$

$$\begin{bmatrix} S_{V-Q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q}{\partial V'} \end{bmatrix}^{-1}$$

Una práctica usual en los estudios de sistemas eléctricos es graficar curvas Q-V que tienen como objetivo verificar la sensibilidad que tiene el voltaje en los diferentes nodos ante cambios en las inyecciones de potencia reactiva, y a su vez identificar los valores de reserva de potencia reactiva en cada nodo.

Otros estudios eléctricos relacionados con la estabilidad del voltaje en un área del sistema también requieren el análisis del comportamiento del voltaje en diferentes nodos ante la variación de magnitud en los flujos de potencia a través de la red (curvas P-V). Estos análisis se utilizan especialmente cuando se busca determinar los límites máximos de transferencia entre áreas; por ejemplo, flujos máximos de carga en líneas de interconexión entre diferentes sistemas de un mismo país o de varios países.

Entre las aplicaciones más importantes que tienen los coeficientes de sensibilidad se puede mencionar:

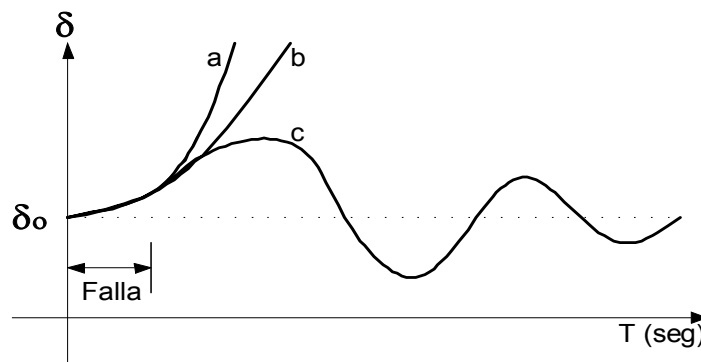
- Evaluar el cambio de voltaje nodal al momento de conectar un elemento capacitivo o reactivo al sistema de potencia.
- Determinar los cambios en el margen de potencia reactiva en las unidades generadoras luego de la conexión o desconexión de un elemento de compensación reactiva.
- Cuantificar las áreas de influencia de generadores al modificar el voltaje de generación.
- Evaluar la efectividad de un cambio de tap para controlar el voltaje en un nodo.
- Determinar la distribución de reactivos como resultado de un cambio de tap en un transformador.
- Calcular el cambio de pérdidas activas y reactivas como resultado de cambios en inyecciones de reactivos.

1.5 Análisis de estabilidad transitoria

La estabilidad de un sistema eléctrico de potencia, es la propiedad del sistema que asegura que permanecerá operando en equilibrio a través de condiciones normales y anormales. Se entiende como condición normal una operación en estado estable en la cual todas las cantidades de operación que la caracterizan pueden ser consideradas constantes, y como anormal una condición de disturbio en la cual se da un cambio repentino o una secuencia de cambios en uno o más de los parámetros del sistema.

Se dice que un sistema eléctrico de potencia es transitoriamente estable para una condición de operación en estado estable específica y para un disturbio en particular, si al ocurrir ese disturbio se logra una nueva condición de operación en estado estable adecuada.

Figura 17. Comportamiento angular en estabilidad transitoria



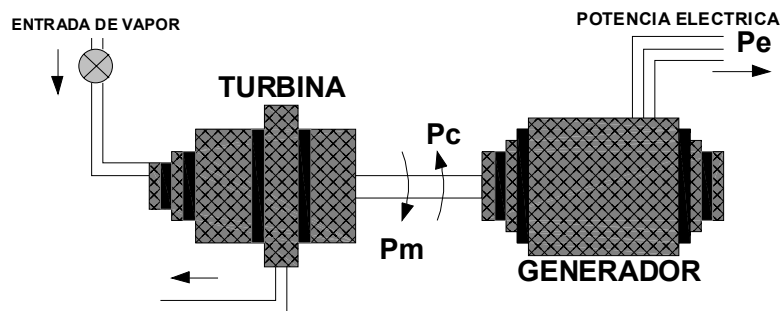
Fuente: Estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia, Dr. Florencio Aboytes

En la figura 17 se pueden observar tres curvas diferentes, las curvas a y b presentan un comportamiento típico de pérdida de estabilidad angular en la primera oscilación luego de haberse presentado un disturbio.

La curva c muestra un caso en que existe estabilidad angular luego de haberse presentado un disturbio.

A continuación se realizará una descripción física del fenómeno dinámico, utilizando como ejemplo el grupo turbogenerador representado en la figura 18, en el que se representa una turbina de vapor acoplada por medio de un eje a un generador eléctrico.

Figura 18. Descripción física del proceso de conversión de potencia, grupo turbina – generador



De acuerdo a la figura 18 la potencia del vapor es transferida al rotor de la turbina de vapor por medio de las etapas de alta, intermedia y baja presión. El generador recibe la potencia mecánica de la turbina (P_m), y entrega potencia eléctrica (P_e) al sistema de potencia. La turbina podría ser también hidráulica, de acuerdo al tipo de unidad generadora.

Tanto el rotor del generador, el eje, el rotor de la turbina y otros elementos acoplados constituyen una sola masa giratoria, que gira a una velocidad ω_m (rad/seg) y que se puede caracterizar por una inercia I expresada en ($\text{Kg}\cdot\text{m}^2$).

El generador aplica una potencia de carga (P_c) al rotor de la turbina, la cual despreciando las pérdidas, es instantáneamente igual a la potencia eléctrica que se entrega al sistema. Durante la operación en estado estable, se regula la potencia mecánica de la turbina para que sea igual a la potencia de carga presentada por el generador, bajo esta condición su velocidad permanecerá constante, pero ante perturbaciones esta igualdad no se mantendrá y la velocidad y posición angular del rotor variarán.

La potencia mecánica que proporciona la turbina puede considerarse constante, inclusive durante el primer segundo luego de ocurrido un disturbio; esto debido a la alta inercia que presentan los mecanismos de control del vapor o agua, según sea el caso. Para los análisis de estabilidad transitoria esto es básico ya que la misma será definida durante el primer segundo después de presentarse la perturbación.

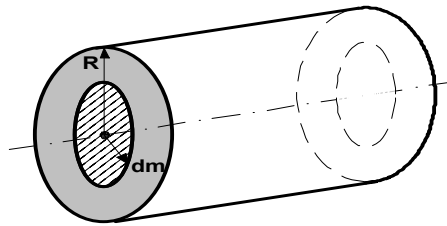
La potencia eléctrica del generador puede cambiar rápida y drásticamente al momento de una perturbación. Este cambio de potencia eléctrica se ve reflejado en un cambio instantáneo en la potencia de carga que se aplica a la turbina, causando un desbalance de potencia. Si este desbalance que se presenta entre la potencia eléctrica y la potencia mecánica se corrige de forma rápida el sistema se tornara estable. La diferencia entre la potencia mecánica de la turbina y la potencia eléctrica del generador se conoce como potencia acelerante: $P_a = P_m - P_e$

La aceleración del rotor provocada por un disturbio se ve reflejada en cambios en la potencia eléctrica del generador aun durante algunos segundos después que se elimine la falla, presentándose variaciones más o menos severas en los voltajes y corrientes, en las potencias activas y reactivas generadas, y por lo tanto en los flujos de potencia del sistema. La variable más importante para juzgar la estabilidad transitoria del sistema es la posición angular de los rotores en los generadores.

1.5.1 La constante de inercia H

Para un cuerpo rígido de masa m , el momento de inercia respecto a un eje está definido por $I = \int r^2 dm$ $\langle \text{kg-m}^2 \rangle$, en donde dm es un elemento de masa del cuerpo y r es la distancia del eje a dm . Físicamente el momento de inercia I de un cuerpo es la medida de su resistencia a la aceleración angular. El momento de inercia que presenta un cilindro sólido como el de la figura 19 es $I = \frac{1}{2} mR^2$ $\langle \text{kg-m}^2 \rangle$

Figura 19. Cilindro sólido con radio de giro R



Fuente: Estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia, Dr. Florencio Aboytes

La energía cinética de un cuerpo en traslación se obtiene de $E_c = \frac{1}{2}mv^2$ $\langle \text{J} \rangle$, y la energía cinética de un cuerpo en rotación se obtiene de $E_c = \frac{1}{2}I\omega^2$ $\langle \text{J} \rangle$, por lo que I también tiene unidades de $\langle \text{J-s}^2 / \text{rad}^2 \rangle$

El momentum o cantidad de movimiento en traslación se define como $M' = mv$ y en rotación como $M = I\omega$ $\langle \text{J-s} / \text{rad} \rangle$

La constante de inercia H para una unidad generadora se define para velocidad y potencia nominales como $H = E_c / S_n = \frac{1}{2}I\omega_n^2 / S_n$, $\langle \text{s} \rangle$ de donde se puede obtener

$$I = 2H S_n / \omega_n^2 \langle \text{J-s}^2 / \text{rad}^2 \rangle \quad \text{y} \quad M = 2H S_n / \omega_n = H S_n / \pi f_n \langle \text{J-s} / \text{rad} \rangle$$

La constante de inercia H es un parámetro de diseño que influye en la estabilidad de manera muy relevante, su magnitud permanece dentro de un rango estrecho de valores sin importar el tamaño de la unidad generadora. Desdichadamente la tendencia en los diseños más recientes es hacia la reducción de H.

El rango típico de H para unidades generadoras hidráulicas está entre 2 y 7, y para turbogeneradores está entre 2 y 5.

Debido a que no siempre se dispone de H en la placa de datos de un generador, se puede calcular de la siguiente forma: $H = 2.31E-10 WR^2 (\text{rpm})^2 / S_n \langle s \rangle$, donde W es el peso del generador y partes mecánicas acopladas en la misma flecha expresado en libras y R es el radio de giro en pies.

1.5.2 La ecuación de oscilación

La segunda ley de Newton para movimiento de traslación es $F = ma = m dx^2/dt^2$, y para rotación la ecuación es $T = I d^2\Theta/dt^2 = I\alpha$. La ecuación de rotación resulta ser tan importante para determinar la estabilidad en el movimiento de los rotores que se le ha dado el nombre de ecuación de oscilación. Esta ecuación se puede escribir en función del desbalance de los pares mecánico y eléctrico de la siguiente forma:

$$I\alpha_m(t) = T_m(t) - T_e(t) = T_a(t)$$

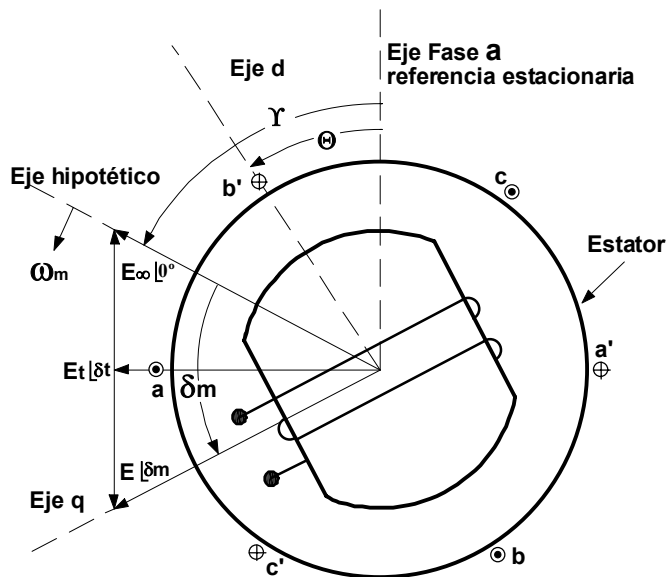
Donde I es el momento de inercia de todas las masas girando juntas, α_m es la aceleración angular, T_m es el par mecánico proporcionado por el primotor menos las pérdidas mecánicas, T_e es el par eléctrico que representa la potencia trifásica de salida del generador más las pérdidas eléctricas y T_a es el par acelerante neto.

La aceleración angular del rotor está dada por:

$$\alpha_m(t) = d\omega_m(t)/dt = d^2\Theta_m(t)/dt^2$$

En donde ω_m es la velocidad angular del rotor y Θ_m es la posición angular con respecto a un eje estacionario. En la figura 20 se ilustran estas referencias angulares.

Figura 20. Referencias angulares para fasores en una máquina síncrona



Fuente: Estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia, Dr. Florencio Aboytes

Generalmente la posición angular del rotor se mide con respecto a una referencia que está girando a velocidad síncrona (eje hipotético), o sea:

$$\Theta_m(t) = \omega_n t + \delta_m(t)$$

En donde Θ_m es la posición angular del rotor con respecto a una referencia que gira a velocidad síncrona y ω_n es la velocidad angular síncrona del rotor.

Si se sustituye la posición angular en la ecuación de oscilación se obtiene:

$$I \frac{d^2\Theta_m(t)}{dt^2} = I \frac{d^2\delta_m(t)}{dt^2} = T_m(t) - T_e(t) = T_a(t)$$

Para expresarlo en función de potencias, se multiplica ambos lados de la ecuación por $\omega_m(t) / S_n$, obteniendo:

$$I \omega_m(t) \frac{d^2\delta_m(t)}{S_n dt^2} = (\omega_m(t) T_m(t) - \omega_m(t) T_e(t)) / S_n = P_m(t) - P_e(t)$$

La ecuación de oscilación generalmente se expresa en función de H, por lo que se sustituye:

$$(2H\omega_m(t) / \omega_n^2) (d^2\delta_m(t) / dt^2) = P_m(t) - P_e(t)$$

si se define la velocidad angular del rotor en pu

$$\omega_{pu}(t) = \omega_m(t) / \omega_n$$

y además se sustituye las relaciones de ángulo de potencia y velocidad para una máquina síncrona en función del número de polos,

$$\delta(t) = (p/2) \delta_m(t) \quad \omega_o = (p/2) \omega_m$$

la ecuación de oscilación se convierte en

$$(2H\omega_{pu}(t) / \omega_o) (d^2\delta(t) / dt^2) = P_m(t) - P_e(t)$$

En los estudios de estabilidad transitoria, generalmente se supone que la potencia mecánica no cambia en el tiempo de estudio.

Por lo que se considera que $\omega_{pu}(t) \cong 1pu$, ya que las desviaciones de velocidad en la primera oscilación son pequeñas. Con estas consideraciones en mente y omitiendo la dependencia del tiempo para δ y P_e , se obtendrá la expresión más usual para la ecuación de oscilación:

$$(2H/\omega_0) (d^2\delta/dt^2) = (2H/\omega_0) (d\omega(t)/dt) = P_m(t) - P_e(t)$$

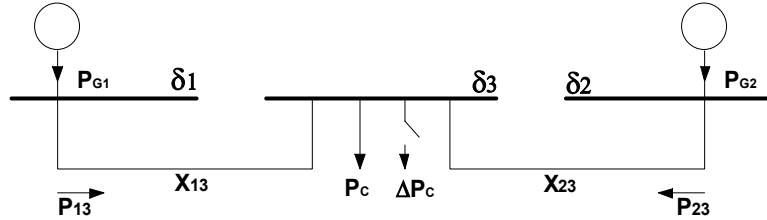
1.5.3 Respuesta de un sistema eléctrico ante un disturbio

Al momento de producirse una perturbación en un sistema eléctrico de potencia, de forma inmediata darán inicio una serie de respuestas que tienen como objetivo restablecer el desbalance energético originado por la falla. Estas respuestas se pueden clasificar en respuesta eléctrica, respuesta inercial, respuesta de gobernadores y respuesta de controles secundarios.

1.5.3.1 Respuesta eléctrica

Ésta es una respuesta instantánea del sistema que de forma inmediata restablece el equilibrio de potencia a través de las contribuciones de las unidades generadoras y cambios en los flujos de potencia de las líneas de transmisión, eliminando el desbalance global en el sistema creado por el disturbio. Esto se consigue a través del ajuste de los voltajes complejos en los nodos sin inercia mecánica o electromagnética. Los cambios en la potencia eléctrica de las unidades generadoras dependerán de la distancia eléctrica al punto de falla. En esta respuesta no se involucra el tiempo y no existen cambios de energía.

Figura 21. Ejemplo de sistema eléctrico simple



En la figura 21 se tiene un ejemplo de sistema eléctrico en el cual existen dos nodos de generación que alimentan un tercer nodo de carga a través de líneas de transmisión, las reactancias x_{13} y x_{23} por simplicidad representan la combinación de las reactancias de los generadores, transformadores y líneas de transmisión. Se analizará un cambio de carga en el nodo 3, utilizando por simplicidad ecuaciones de potencia activa aproximadas:

La potencia generada en los nodos 1 y 2 puede ser expresada como:

$$P_{G1} = P_{13} = (\delta_1 - \delta_3) / x_{13} \qquad P_{G2} = P_{23} = (\delta_2 - \delta_3) / x_{23}$$

La potencia consumida en el nodo 3 puede ser expresada como:

$$P_C = P_{13} + P_{23}$$

En el momento del disturbio los generadores se comportan como una fuente de voltaje constante y su posición angular no cambia instantáneamente, por lo que:

$$\Delta\delta_1 = \Delta\delta_2 = 0$$

Además el balance de potencia debe seguir cumpliéndose en todos los nodos, por tanto:

$$\Delta P_C = \Delta P_{13} + \Delta P_{23}$$

$$\Delta P_C = (\Delta\delta_1 - \Delta\delta_3) / x_{13} + (\Delta\delta_2 - \Delta\delta_3) / x_{23}$$

Al sustituir $\Delta\delta_1 = \Delta\delta_2 = 0$ y despejando $\Delta\delta_3$ se obtendrá

$$\Delta\delta_3 = \Delta P_C x_{13} x_{23} / (x_{13} + x_{23})$$

Los cambios en la generación de los nodos 1 y 2 serían entonces:

$$\Delta P_{G1} = \Delta P_{13} = \Delta P_C / (1 + (x_{13} / x_{23})) \quad \Delta P_{G2} = \Delta P_{23} = \Delta P_C / (1 + (x_{23} / x_{13}))$$

De donde se puede observar que la respuesta eléctrica inicial de los generadores está en función del cambio súbito de carga y de la distancia eléctrica al punto del disturbio. Es importante hacer notar que el concepto de distancia eléctrica combina la distancia geográfica, niveles de voltaje y capacidades de los elementos de transmisión.

1.5.3.2 Respuesta inercial

Como resultado de la respuesta eléctrica inicial, cada unidad generadora tendrá un desbalance entre su potencia mecánica (constante) y la potencia eléctrica de salida. Los efectos resultantes son desplazamientos angulares de rotores, cambios de velocidad angular y nuevas contribuciones de las unidades generadoras. La dinámica del rotor dará inicio al intercambio entre la energía cinética de rotación y la energía eléctrica y viceversa.

Esta respuesta inercial tiene especial importancia para sistemas longitudinales, ya que debido a su estructura débil se puede llegar a una condición inestable al incrementarse los niveles de intercambio entre áreas. Al momento de un disturbio cada unidad generadora tiene una participación dependiente de la distancia eléctrica al punto del disturbio, por lo que experimentará razones de cambio de frecuencia diferentes.

De acuerdo al ejemplo de la figura 21, con el cambio súbito de potencia eléctrica y la constancia de la potencia mecánica se genera un desbalance, éste a su vez provoca cambios de velocidad en las unidades generadoras, los cuales según la ecuación de oscilación serán:

$$(2H / \omega_0) (d\omega/dt) = (P_m^0 + \Delta P_m) - (P_e^0 + \Delta P_e)$$

$$\text{tomando en cuenta } P_m^0 = P_e^0, \Delta P_m = 0 \text{ y } \Delta P_e = \Delta P_g$$

$$(2H / f_0) (df/dt) = - \Delta P_g$$

Por lo que para cada uno de los nodos la variación de frecuencia será:

$$(df_1/dt) = (f_0/2H_1) \Delta P_C / (1 + (x_{13} / x_{23}))$$

$$(df_2/dt) = (f_0/2H_2) \Delta P_C / (1 + (x_{23} / x_{13}))$$

$$(df_3/dt) = (df_1/dt) / (1 + (x_{13} / x_{23})) + (df_2/dt) / (1 + (x_{23} / x_{13}))$$

Estas tres últimas ecuaciones indican claramente que durante un disturbio la frecuencia será diferente en diversos puntos del sistema y que la frecuencia en los nodos sin generación dependerá de la frecuencia de los nodos vecinos de generación y de la distancia eléctrica a dichos nodos.

1.5.3.3 Respuesta de gobernadores (regulación primaria de frecuencia)

La regulación primaria de frecuencia es la primera línea de defensa que tiene el sistema para contrarrestar los disturbios.

En todas las unidades generadoras que tienen capacidad de regulación primaria de frecuencia existe un sistema de control de velocidad (carga–frecuencia) denominado comúnmente gobernador. Estos sistemas de control tienen como finalidad monitorear la velocidad de rotación de la unidad generadora, y si esta velocidad viola un límite establecido el sistema enviará las señales necesarias a los diferentes dispositivos que gobiernan el nivel de alimentación de combustible del primotor para incrementar o reducir su potencia mecánica de acuerdo a los requerimientos estimados, y de esa forma retornar a un valor adecuado y seguro de velocidad (aunque no sea el nominal), mientras se toman otras medidas correctivas de compensación en el sistema.

Los gobernadores en principio fueron construidos con dispositivos mecánicos y en la actualidad se ha generalizado el uso de dispositivos eléctricos y electrónicos que interactúan con equipos hidráulicos. Su proceso de actuación tiene implícito retardos que dependen de los mecanismos utilizados para accionar las válvulas y del tipo de turbinas empleadas.

1.5.3.4 Respuesta de controles secundarios (regulación secundaria de frecuencia):

Luego de que los gobernadores del sistema han realizado su función de corrección, ya sea de forma manual o automática se da inicio a realizar las correcciones finales para llevar al sistema a su valor nominal de frecuencia. Si se cuenta con la suficiente reserva operativa los operadores de los centros de despacho darán las instrucciones a los operadores de planta para que realicen los ajustes necesarios en las potencias de las unidades generadoras, o bien de forma automática por medio de un sistema de control de generación se enviarán señales remotas a las diferentes unidades generadoras que participan en este sistema para que ajusten su potencia. De no contarse con la suficiente reserva operativa se tendría que proceder a dar arranque a otras unidades generadoras y si fuera necesario tomar otras medidas más drásticas, las cuales pueden ser manuales o automáticas por medio de controles discretos suplementarios.

1.5.4 Tipos de perturbaciones en un estudio de estabilidad

Las perturbaciones más comunes son las provocadas por fallas en el sistema de transporte, las cuales afectan el nivel de tensión en los nodos del sistema y obviamente reducen la capacidad de transmisión de potencia. Este tipo de fallas pueden ser balanceadas o asimétricas. Además de las fallas, la simple desconexión de una línea de transmisión puede afectar la estabilidad de un sistema, dependiendo de su topología, ya que esta acción incrementa la distancia eléctrica entre generadores y reduce la capacidad de contrarrestar el disturbio.

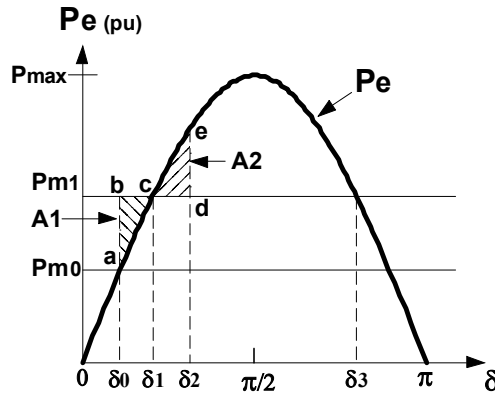
La pérdida de generación y carga puede provocar problemas de estabilidad, especialmente en sistemas débiles o longitudinales, en los cuales la perturbación se refleja básicamente en cambios de flujo de potencia en la red, excediendo límites y provocando pérdida de sincronismo.

1.5.5 Criterio de áreas iguales

Éste es un método basado en conceptos de energía acelerante y desacelerante del rotor de un generador y utiliza gráficas potencia-ángulo para determinar si el sistema es estable o inestable.

En la figura 22 se representa la curva de potencia eléctrica en función del ángulo, y la potencia mecánica aplicada a un turbogenerador conectado a un bus infinito por medio de una reactancia (se desprecia el efecto de polos salientes). Se aplica un cambio escalón de potencia mecánico de P_{m0} a P_{m1} (hipotético) para analizar el comportamiento de la potencia y ángulo eléctrico.

Figura 22. Curva potencia-ángulo para criterio de áreas iguales



Fuente: Estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia, Dr. Florencio Aboytes

Durante el periodo de predisturbio las condiciones iniciales en el punto de operación **a** serán $P_e = P_{m0}$ y $\delta = \delta_0$. Al ocurrir el disturbio como se mencionó, la potencia mecánica varía de P_{m0} a P_{m1} pero debido a la inercia del rotor el ángulo no puede cambiar instantáneamente y permanecerá momentáneamente en δ_0 , por lo que la potencia mecánica será transitoriamente superior a la potencia eléctrica. Este desbalance producirá según la ecuación ($d^2\delta/dt^2$) una aceleración positiva y el rotor comenzará a acelerarse y la potencia eléctrica dará inicio a una transición entre el punto de operación **a** y el punto **c**.

Cuando el ángulo alcance el valor de δ_1 la potencia eléctrica será igual que la potencia mecánica, pero como la unidad no puede detenerse abruptamente sobrepasará el punto de operación final de estado estable (punto **c**). Una vez sobrepasado este punto, la unidad experimentará una aceleración negativa al tornarse mayor la magnitud de la potencia eléctrica que la potencia mecánica. Cuando la máquina alcanza su valor máximo δ_2 toda la energía de aceleración acumulada en el área 1 ha sido disipada durante el periodo de desaceleración de acuerdo al área 2.

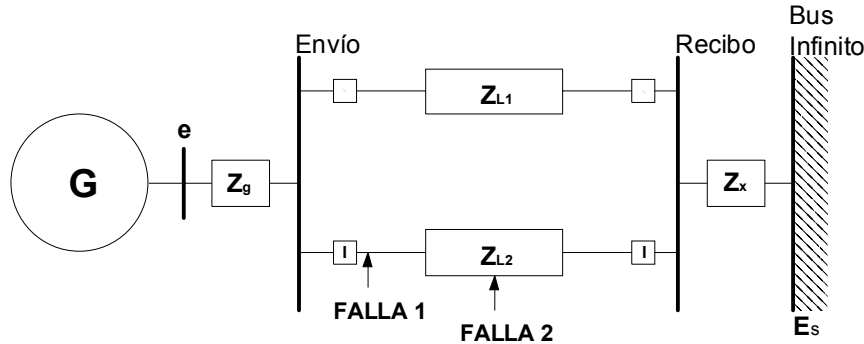
La unidad generadora se encuentra ahora en el punto de operación e en el que la velocidad de rotación será la velocidad de sincronismo pero la potencia eléctrica es superior a la potencia mecánica por lo que se presenta una fuerza restauradora que tiende a llevar el rotor a su punto de operación final de estado estable, si no existiera amortiguamiento la máquina permanecería desplazándose entre los puntos a – c – e, pero como en la realidad si existen amortiguamientos eléctricos y mecánicos la máquina llegará a su valor de operación de estado estable de una forma oscilatoria decreciente.

Si en la primera oscilación el ángulo excediera a δ_3 , la potencia mecánica sería mayor que la potencia eléctrica, y el rotor comenzaría a acelerarse nuevamente antes de haber disipado la energía de aceleración inicial, por lo que el ángulo incrementaría aún más y se perdería la estabilidad de la máquina. Se puede concluir entonces que un sistema será estable si la energía acelerante es contrarrestada con una cantidad igual de energía desacelerante antes de que las máquinas se vuelvan a acelerar.

1.5.6 Aplicación del criterio de áreas iguales

Para ilustrar la aplicación del criterio de áreas iguales en la definición de estabilidad transitoria de un sistema eléctrico de potencia se tomará el ejemplo de la figura 23, en el que se encuentra un generador conectado a un bus infinito por medio de dos líneas de transmisión, caso para el cual se analizará el comportamiento potencia – ángulo al aplicar fallas trifásicas en dos puntos distintos. La primera falla será muy cerca de los terminales de salida del generador y la segunda será en a la mitad de una de las líneas de transmisión.

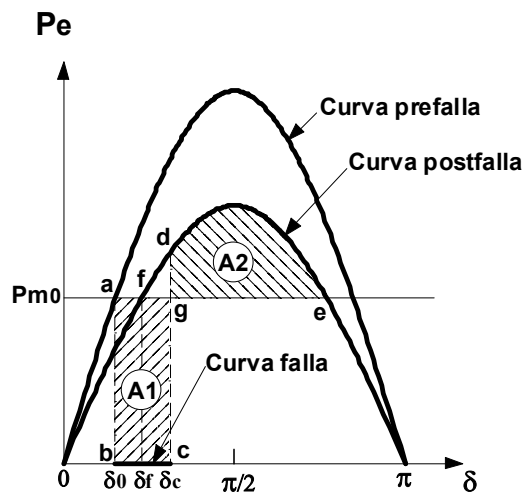
Figura 23. Sistema maquina – bus infinito



Fuente: Estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia, Dr. Florencio Aboytes

Falla trifásica 1: esta falla ocurre en un punto muy cercano al nodo de envío sobre la línea 2, y es liberada en un tiempo t al disparar los interruptores de esa línea. Utilizando la ecuación de transferencia de potencia $P_e = (V_e V_r / X_{er}) \sin \delta$ (que desprecia el efecto de polos salientes), se analizará el comportamiento del rotor respecto al bus infinito, este comportamiento está graficado en la figura 24.

Figura 24. Curva P - δ de falla cercana al nodo de envío



Fuente: Estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia, Dr. Florencio Aboytes

Bajo las condiciones de predisturbio, la potencia mecánica es igual a la potencia eléctrica de acuerdo al punto a en la curva de prefalla, el ángulo del rotor es δ_0 y su velocidad es la de sincronismo. Al aplicarse la falla y hasta el momento previo a su liberación el voltaje en el nodo de envío es cero, por lo que la potencia eléctrica transmitida también será cero de acuerdo a la trayectoria b – c de la curva de falla.

Durante el periodo de falla la potencia mecánica será superior a la potencia eléctrica, por lo que el rotor tiende a acelerarse positivamente y su ángulo a crecer. El rotor se encuentra en el periodo de aceleración.

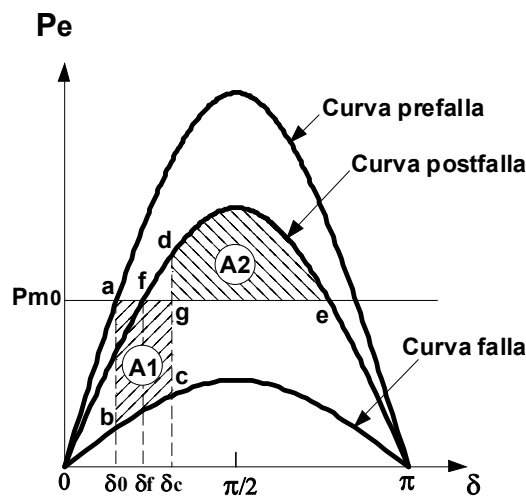
Al momento que la falla es liberada, la reactancia entre los nodos de envío y recibo es mayor que en la condición de predisturbio, y por ser el valor pico de transferencia de potencia inversamente proporcional a la reactancia entre los nodos de envío y recibo la curva de postfalla tendrá un valor de cresta menor que el de la curva de prefalla. La potencia eléctrica se desplaza del punto c de la curva de falla al punto d de la curva de postfalla. En ese punto la potencia eléctrica es mayor que la potencia mecánica, por lo que se presenta una aceleración negativa que trata de reducir la velocidad del rotor que en ese momento es superior a la velocidad de sincronismo; sin embargo, debido a la inercia del rotor el ángulo seguirá creciendo hasta que la energía acumulada en el periodo de aceleración sea disipada en el periodo de deceleración.

Esto según la gráfica será cuando el área 1 sea igual que el área 2. Si esta condición de igualdad se cumple antes que el ángulo del rotor llegue al punto e el sistema será estable, ya que en ese punto final entre d y e se establecerá una fuerza restauradora que tiende a desacelerar la máquina y llevar el ángulo a su valor final. Pero si por el contrario la igualdad entre las áreas acelerante y desacelerante no se cumple antes de que la potencia eléctrica cruce el punto de operación e, el sistema será inestable.

Cuando la falla es liberada en un tiempo tal que las áreas de energía acelerante y desacelerante sean iguales, el tiempo y ángulo de tal liberación se denominan críticos, ya que son los máximos permitidos para que el sistema sea estable.

Falla trifásica 2: esta falla ocurre en un punto intermedio de la línea 2, y es liberada en un tiempo t al disparar los interruptores de esa línea. Utilizando nuevamente la ecuación de transferencia de potencia $P_e = (V_e V_r / X_{er}) \sin \delta$ que desprecia el efecto de polos salientes, se analizará el comportamiento del rotor respecto al bus infinito, este comportamiento está graficado en la figura 25.

Figura 25. Curva P - δ de falla a mitad de la línea 2 entre el nodo de envío y recibo



Fuente: Estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia, Dr. Florencio Aboytes

Para este caso las curvas de prefalla y postfalla son similares a las del caso anterior, pero la curva de falla es diferente debido a que cuando ésta no es aplicada directamente en el nodo de envío su voltaje ya no es cero, aunque sí sufre un abatimiento. Esto implica que existirá una transferencia reducida de potencia entre los nodos de envío y de recibo a través de la línea 1.

Bajo las mismas condiciones de predisturbio que el caso anterior, la potencia mecánica es igual a la potencia eléctrica, el ángulo del rotor es δ_0 y su velocidad es la de sincronismo. Al aplicarse la falla la potencia eléctrica se desplazará del punto **a** en la curva de prefalla al punto **b** de la curva de falla, en el cual la potencia mecánica será superior a la potencia eléctrica, por lo que el rotor se acelera positivamente y su ángulo empieza a crecer. El rotor se encuentra en el periodo de aceleración.

Al momento que la falla es liberada y la línea 2 es desconectada, la potencia eléctrica se desplaza del punto **c** de la curva de falla al punto **d** de la curva de postfalla, en ese punto la potencia eléctrica es mayor que la potencia mecánica, por lo que en el punto **d** se presenta una aceleración negativa, que trata de reducir la velocidad del rotor que en ese momento es superior a la velocidad de sincronismo. Sin embargo, debido a la inercia del rotor el ángulo seguirá creciendo hasta que la energía acumulada en el periodo de aceleración sea disipada en el periodo de deceleración. Esto según la gráfica 25 será cuando el área 1 sea igual que el área 2. Al igual que en el caso anterior si esta condición de igualdad se cumple antes que el ángulo del rotor llegue al punto **e** el sistema será estable. Pero si por el contrario la igualdad entre las áreas acelerante y desacelerante no se cumple antes de que la potencia eléctrica cruce el punto de operación **e**, el sistema será inestable.

Es importante observar que para las dos fallas presentadas, si ambas son liberadas en un tiempo similar, se tendrá un área acelerante mayor para el caso en que la falla se presente muy cerca al nodo de envío, y como consecuencia se tendrá una mayor desviación del ángulo y una mayor probabilidad de pérdida de estabilidad.

1.5.7 Controles discretos suplementarios

Con el objetivo de mejorar la estabilidad transitoria en los sistemas de potencia se han desarrollado y aplicado a lo largo de los años diversas técnicas de control discreto de bajo costo que permiten elevar el margen de seguridad. Estos son conocidos como controles discretos suplementarios.

La diferencia más importante de estos controles con respecto a los controles convencionales es que su acción de control es discreta. Con ellos se modifica la respuesta transitoria del sistema para mantener el sincronismo y su acción puede ser sobre cualquier elemento del sistema. Estos controles han incrementado los límites de transmisión al permitir mantener márgenes de seguridad adecuados, maximizando la utilización de los recursos de transmisión y generación. Estos sistemas generalmente son una solución de menor costo que la adición de nuevos elementos de transmisión en el sistema. Entre ellos se puede mencionar:

1.5.7.1 Frenado dinámico

Consiste en incorporar una carga eléctrica en los terminales de un generador con el objeto de corregir el desbalance temporal entre la potencia mecánica y eléctrica del grupo turbina-generador que se produce ante una perturbación. Éste se aplica generalmente a plantas generadoras que están débilmente interconectadas con el sistema de potencia, en las que al ocurrir fallas en el sistema de transmisión se generan fuertes desbalances que pueden provocar la pérdida de sincronismo. Este control se aplica una vez la falla ha sido liberada.

1.5.7.2 Disparo y recierre tripolar

Este control tiene como objetivo restablecer la topología del sistema y recuperar la estabilidad. Su filosofía de protección está basada en que la mayoría de las fallas tienen un carácter transitorio. Si luego de liberada una falla ésta desaparece, cuando opera el recierre el sistema recobra su topología mejorando así su estabilidad. Este método tiene el inconveniente de que la falla pueda llegar a ser permanente y se realice el recierre sobre falla, situación que podría incrementar las energías acelerantes y llevar el sistema a la inestabilidad. No es recomendable utilizar este control en sistemas longitudinales ya que normalmente existen líneas que segregan la operación del sistema en islas eléctricas y en tales casos el recierre requiere la verificación previa del sincronismo entre esas islas.

1.5.7.3 Disparo y recierre monopolar

La filosofía de este control suplementario se basa en que la gran mayoría de fallas que ocurren en un sistema eléctrico de potencia son de fase a tierra y además tienen carácter transitorio. Sobre esta base se han realizado diseños para que los interruptores de potencia puedan efectuar la operación monopolar, abriendo solamente la fase con falla y manteniendo cerradas las otras dos para permitir la transmisión de potencia aunque sea transitoriamente desbalanceada. Estos esquemas reducen la aceleración de las máquinas ante una perturbación y mejoran los límites de transmisión por estabilidad para fallas de fase a tierra.

1.5.7.4 Separación controlada

Cuando se han realizado estudios de estabilidad y se ha determinado que una falla en particular causará la pérdida de sincronismo de una parte o del sistema completo se pueden diseñar esquemas de segregación del mismo en islas eléctricas, esperando que cada una o la mayoría de ellas pueda mantenerse en operación estable con un balance de potencia adecuado por medio de disparos automáticos de generación o carga. Para su aplicación se requiere un análisis exhaustivo dada la gran cantidad de posibilidades que se presentan para su uso. En los sistemas robustos su aplicación es como último recurso de control.

1.5.7.5 Inserción de capacitor serie

Este control tiene como filosofía la disminución de la distancia eléctrica entre dos áreas de un sistema de potencia para evitar la pérdida de sincronismo. Es de especial utilidad en sistemas poco mallados en los cuales el cambio de topología que se presenta al liberar una falla hace que las desviaciones angulares sean grandes, por lo que su inserción modifica la curva de operación y beneficia la estabilidad del sistema.

La conexión de estos capacitores es durante un corto tiempo, por lo que su dimensionamiento se hace para operación temporal permite reducir así, el costo de inversión.

1.5.7.6 Disparo de generación

Este tipo de control es utilizado en condiciones de emergencia para evitar la pérdida de sincronismo de un grupo mayor de generadores. Bajo ciertas circunstancias operativas se considera apropiada la desconexión de uno o varios generadores para evitar un problema mayor de estabilidad. La aplicación típica de este esquema se da en centros remotos de generación donde el sistema de transmisión opera en su límite de estabilidad.

1.5.7.7 Desconexión automática de carga

Su filosofía considera que es mejor realizar una desconexión controlada de carga para algunos usuarios que llegar al colapso generalizado afectando de forma indiscriminada a todos los usuarios del sistema. Su aplicación es muy sencilla ya que solo requiere de la lógica de control para actuar sobre los circuitos seleccionados. Dentro de sus objetivos están restablecer el balance carga-generación cuando se presentan pérdidas de generación importantes, controlar los flujos de potencia en enlaces de transmisión críticos, controlar el perfil de voltaje en áreas radiales del sistema, etc. Las variables utilizadas para la activación de este control son la frecuencia, el flujo de potencia o la magnitud de voltaje, de las cuales es monitoreada su magnitud y/o razón de cambio. Su accionamiento puede ser local o remoto, y su efectividad dependerá de la selección del número de pasos, tiempo de accionamiento, magnitud de los cortes y su localización en la red.

2. MODELADO DEL SISTEMA DE GUATEMALA

2.1 Descripción general del sistema

El sistema eléctrico de Guatemala puede ser dividido en función de la ubicación geográfica de sus elementos en tres subsistemas: el central, el occidental y el oriental. En el subsistema central se localiza la red principal de 230 kV también conocida como red troncal, y que tiene inicio en la planta Chixoy (275.0MW) ubicada en el departamento de Alta Verapaz, de la cual sale un doble circuito en 230 kV de 42Km hacia la subestación Tactíc y que continua 84Km más hasta la subestación Guatemala Norte en el departamento de Guatemala.

La subestación Guatemala Norte se conecta a su vez con las subestaciones Guatemala Sur y Guatemala Este por medio de una red anillada de 230 kV. Actualmente de la subestación Guatemala Este sale una línea de interconexión de 110Km en 230 kV hacia la subestación Ahuachapán en El Salvador. De la subestación Guatemala Sur sale un doble circuito de 50Km en 230 kV hacia la subestación Escuintla 1, la cual se conecta además con la subestación Escuintla 2 por medio de dos líneas muy cortas de 0.4Km por lo que Escuintla 2 es prácticamente una extensión de barra de Escuintla 1.

Entre las subestaciones Escuintla 1 y Guatemala Sur también se extiende una red en 138 kV formada por tres líneas de transmisión, una de Escuintla 1 hacia la planta hidroeléctrica Marinalá (60.0MW) y dos más en doble circuito de Marinalá hacia Guatemala Sur. Las subestaciones Guatemala Norte, Guatemala Este, Guatemala Sur y Escuintla 1 son subestaciones de transformación desde las cuales se alimenta un 62% de la demanda total del sistema eléctrico de Guatemala.

La subestación Escuintla 2 no cuenta con equipos de transformación pero en ella se concentra una gran cantidad de generación instalada en la zona sur del país, entre las que destacan las plantas Enron(118MW), La Esperanza(129.5MW), Sidegua(38.0MW), Tampa(80.0MW), Arizona (164.0MW), Aguacapa(80.0MW) y San José(136.0MW). La distribución de los grandes generadores y carga a lo largo de la red hace que a través de los circuitos 230 kV Escuintla - Guatemala Sur y Chixoy – Tactic - Guatemala Norte circule una gran cantidad de potencia activa, por lo que son de gran importancia para la operación y continuidad del servicio en el sistema.

En el subsistema occidental se suministra aproximadamente un 21% de la demanda total del sistema eléctrico de Guatemala, y está conformado por una red longitudinal pobremente mallada que se conecta con el subsistema central a través de tres alimentadores, uno en 230 kV de 110Km desde la subestación Escuintla 1 hasta la subestación Los Brillantes y dos más en 69 kV que van de la subestación Guatemala Sur hacia Chimaltenango y de Escuintla 1 hacia El Jocote. En este subsistema están conectadas actualmente las plantas generadoras de Orzunil (27.0MW), Canadá (47.3MW), Santa Maria (6.0MW) y El Porvenir (2.0MW); estas plantas son insuficientes para satisfacer su demanda, motivo por el cual el subsistema occidental es dependiente energético del subsistema central. Sus subestaciones más importantes son Los Brillantes y La Esperanza en las que se encuentran instalados bancos de transformación 230/69 kV; el resto son subestaciones con transformadores reductores que alimentan redes de distribución de 34.5 kV y 13.8 kV.

En el subsistema oriental se suministra aproximadamente un 17% de la demanda total del sistema eléctrico de Guatemala, y al igual que el sistema occidental está conformado por una red longitudinal pobremente mallada que está alimentada por cuatro líneas de transmisión, una en 138 kV de la subestación Escuintla 1 hacia Chiquimulilla y tres más en 69 kV que van de Guatemala Sur a La Vega, de Guatemala Norte a Sanarate y de Tactic hacia Matanzas.

En este sistema están conectadas actualmente las plantas generadoras de Los Esclavos(14.0MW), Poza Verde(8.0MW), Pasabién(12.4MW), Secacao(15.6MW), Matanzas(10.5MW), San Isidro(3.6MW), Renace(60MW), Río Bobos(11.0MW), Chichaíc(0.5MW) y Genor(42.4MW), las cuales son insuficientes para satisfacer la demanda local y por lo tanto este subsistema también es dependiente energético del subsistema central. Actualmente una de sus subestaciones más importantes es El Progreso en la que está instalado un transformador 138/69 kV, el resto son subestaciones con transformadores reductores que alimentan redes de distribución de 34.5 kV y 13.8 kV. Es notable la existencia de una subred radial en 69 kV entre las subestaciones de Panaluya y Puerto Barrios, de más de 150Km de longitud.

Es importante mencionar que los grandes equipos de transformación instalados en las subestaciones de Guatemala Norte, Guatemala Sur, Guatemala Este, Escuintla, Los Brillantes, La Esperanza, Tactíc y Progreso cuentan con cambiadores de derivación bajo carga que pueden ser operados tanto de forma manual como automática y que tienen como fin mantener niveles adecuados de voltaje en la redes de 138 y 69 kV. Algunas de las nuevas subestaciones de distribución también cuentan con transformadores con cambiador de derivación bajo carga; no obstante, la mayoría solamente cuenta con cambiadores de derivación variable en vacío, por lo que en gran cantidad de ellas se han instalado reguladores de voltaje en las barras de baja tensión de los transformadores.

En cuanto a generación el sistema eléctrico de Guatemala está conformado por un 34.8% de generación hidráulica y un 65.2% de generación térmica. La mayor unidad instalada se encuentra en la planta San José(136MW), la cual es impulsada por una turbina de vapor que utiliza carbón como combustible. Las plantas hidráulicas más importantes son Chixoy, Aguacapa, Marinalá, Canadá y Renace que en conjunto aportan 515MW; el resto de plantas hidráulicas tienen una generación menor a 16MW.

Las plantas térmicas están conformadas por unidades con turbinas de gas y de vapor, pero es notable que un 49.5% del parque térmico está conformado por generadores de media velocidad impulsados por motores de combustión interna, tales como Enron, Sidegua, La Esperanza, Genor, Generadora Progreso, Textiles del Lago, Arizona y Las Palmas.

En cuanto a compensación reactiva estática, el sistema cuenta con 108MVAR instalados directamente en barras de 69 kV, los cuales están distribuidos estratégicamente para obtener el mayor beneficio y eficiencia; también existen múltiples capacitores en barras de 34.5 y 13.8 kV que mejoran el factor de potencia en el punto de conexión de los circuitos de distribución de las redes oriental y occidental, muchas de las cuales son pobremente compensadas.

2.2 Ampliaciones del sistema

Durante los siguientes cinco años (2005–2009) se espera que el sistema eléctrico de Guatemala experimente cambios sustanciales en su topología, lo cual obedece a la planificación de múltiples proyectos entre los que destacan la interconexión con México en 400 kV, el proyecto Siepac que contempla una segunda línea de interconexión con El Salvador y una línea de interconexión con Honduras ambas en 230 kV, el plan de electrificación rural del INDE, y la entrada de nuevas plantas generadoras.

2.2.1 Subsistema central

En el subsistema central una de las ampliaciones de mayor importancia es la construcción de una línea 230 kV entre Aguacapa y La Vega y de la subestación La Vega a inmediaciones de la línea de interconexión existente entre Guatemala y El Salvador.

2.2.2 Subsistema oriental

Para la red del subsistema oriental se ha programado la conversión de voltaje de 69 kV a 138 kV en las líneas Progreso – Ipala – Río Grande – Chiquimula – Panaluya con lo que se incrementará su capacidad de transmisión; sin embargo, las ampliaciones más importante son la instalación de un transformador 230/138 kV en Jalpatagua que conectará la línea 230 kV de interconexión con El Salvador a la barra 138VK de Jalpatagua, la construcción de la línea 230 kV Guatemala Norte - Panaluya y la subestación de transformación 230/69 kV de Panaluya.

2.2.2 Subsistema occidental

Para la red del subsistema occidental la ampliación más importante es la construcción de las líneas 230 kV Guatemala Sur – Sololá – La Esperanza, con la que se incrementara sobremanera su capacidad de transporte y se completará un anillo de 230 kV que tendrá gran importancia para la continuidad del servicio en esa área.

Existe una gran cantidad de líneas de 69 kV y subestaciones de transformación reductoras que alimentaran redes de distribución y que tienen como objetivo incrementar el índice de electrificación del país; en su mayoría son redes radiales.

En cuanto a proyectos de generación, se espera el ingreso de varias plantas tales como la hidroeléctrica Río Hondo 2 (36.0MW) que se conectará a la subestación Panaluya, la hidroeléctrica Santa Teresita (16.0MW) que se conectará a la subestación San Julián, la central ZYM que se conectará a la subestación Chimaltenango, las centrales hidroeléctricas Negro(16.2MW), Canuja (22.8MW) y Cutzulchimá(11.6MW) que se conectarán a la subestación Tres Ríos que se construirá a inmediaciones de la línea 69 kV San Marcos – Malacatán, y la hidroeléctrica El Tesoro que se conectara a la subestación San Juan Ixcoy.

2.3 Modelado de casos

Como punto de partida se ajustaron casos de flujos de carga para el año 2004 utilizando los datos reales tomados de escenarios típicos de carga del sistema eléctrico de potencia. Luego de haber comprobado que los mismos representaban fielmente las características y el comportamiento eléctrico de la red se procedió a preparar los casos base del presente estudio, en los cuales se fueron modelando cronológicamente todos los proyectos de transmisión y generación previstos, así como la demanda de acuerdo a los datos proporcionados por las entidades encargadas de su estimación. Véase la tabla II, a continuación.

Tabla. II. Porcentajes de crecimiento de la demanda

Año estacional	Crecimiento
2004 - 2005	4.89%
2005 - 2006	4.84%
2006 - 2007	4.79%
2007 - 2008	4.74%
2008 - 2009	4.45%

Fuente: Administrador del mercado mayorista.

La distribución de la generación se realizó utilizando despachos de carga típicos proporcionados por las entidades encargadas de la operación del sistema.

Para el presente estudio fueron preparados veinte casos base tomando en cuenta la variación estacional y las demandas extremas. Tales casos se resumen en la siguiente tabla.

Tabla III. Resumen de casos base para el análisis eléctrico

AÑO	ÉPOCA SECA		ÉPOCA HÚMEDA	
	D. MÁXIMA	D. MÍNIMA	D. MÁXIMA	D. MÍNIMA
2005	5VMX.SAV	5VMN.SAV	5IMX.SAV	5IMN.SAV
2006	6VMX.SAV	6VMN.SAV	6IMX.SAV	6IMN.SAV
2007	7VMX.SAV	7VMN.SAV	7IMX.SAV	7IMN.SAV
2008	8VMX.SAV	8VMN.SAV	8IMX.SAV	8IMN.SAV
2009	9VMX.SAV	9VMN.SAV	9IMX.SAV	9IMN.SAV

2.4 Criterios de seguridad

Para garantizar que los resultados obtenidos en las simulaciones de los diferentes escenarios cumplan con las expectativas de seguridad y confiabilidad se han establecido los siguientes límites operativos de seguridad, los cuales deben ser cumplidos tanto para condiciones normales de operación como de emergencia.

2.4.1 Nivel de tensión

En condiciones operativas normales con todos los elementos del sistema en operación, todos los niveles de tensión deberán permanecer entre +/- 5% de su valor nominal.

En condiciones de emergencia (desconexión de un elemento del sistema), todos los niveles de tensión deberán permanecer entre +/- 10% de su valor nominal.

2.4.2 Nivel de sobrecarga

2.4.2.1 Líneas de transmisión

En condiciones operativas normales con todos los elementos del sistema en operación, la carga en cada una de las líneas no deberá sobrepasar el 90% de su valor nominal.

En condiciones de emergencia, la carga en cada una de las líneas no deberá exceder el 100% de su valor nominal; en caso contrario se deben utilizar esquemas de control suplementario para solventar tal sobrecarga.

2.4.2.2 Equipos de transformación

En condiciones operativas normales con todos los elementos del sistema en operación, la carga en cada uno de los transformadores no deberá sobrepasar el 100% de su valor nominal.

En condiciones de emergencia, la carga en cada uno de los transformadores no deberá exceder el 110% de su valor nominal.

2.4.3 Nivel de corto circuito

Los niveles de cortocircuito para cualquier bus no deberán exceder el 80% de la capacidad interruptiva de los equipos instalados en cada uno de ellos.

2.5 Base de datos

En las siguientes tablas se enumeran los datos utilizados para la modelación de los nodos, líneas de transmisión, transformadores y generadores del sistema.

Tabla IV. Nodos

Subestación o planta	Nodo		KV
Agsa	12151	AGSA-69	69.0
Aguacapa	10455	AGUA-13	13.8
	10451	AGUA-230	230.0
	10452	AGUA-H1	10.0
	10453	AGUA-H2	10.0
	10454	AGUA-H3	10.0
Alinsa	12010	ALIE-69	69.0
Amatitlán	10994	AMAT-69	13.8
	12011	AMAT-69	69.0
	12013	AMAT-69F	69.0
Antigua	12031	ANTI-69	69.0
Arizona	11151	ARIZ-230	230.0
	11152	ARIZ-D1	13.8
	11153	ARIZ-D2	13.8
	11154	ARIZ-D3	13.8
Barcnas	12021	BARC-69	69.0
Barillas	11342	BARI-13	13.8
	11341	BARI-69	69.0
Calderas	10941	CALD-V1	13.8
Canadá	11081	CANA-69	69.0
	11082	CANA-H1	13.8
	11083	CANA-H2	13.8
Canuja	11381	CANU-69	69.0
	11382	CANU-H1	13.8
	11383	CANU-H2	13.8
Celgusa	40001	CEL-69	69.0
Centro	10151	CENT-69	69.0
	10152	CENT-NF1	69.0
Cerritos	12091	CERR-69	69.0
Chácara	12232	CHAC-69	69.0
Chajul	11252	CHAJ-13	13.8
	11251	CHAJ-69	69.0
Champerico	10742	CHAM-34	34.0
	10741	CHAM-69	69.0
Chicamán	11242	CHCM-13	13.8
	11241	CHCM-69	69.0

Continuación tabla IV.

Subestación o planta	Nodo		KV
Chichaic	10551	CHIC-H12	0.4
Chimaltenango	10432	CHIM-341	34.5
	10431	CHIM-69	69.0
Chiquimula	10111	CHIQ-138	138.0
	10112	CHIQ-34	34.5
Chiséc	10592	CHIS-34	34.5
	10591	CHIS-69	69.0
Chixoy	10101	CHIX-231	230.0
	10102	CHIX-H1	13.8
	10103	CHIX-H2	13.8
	10104	CHIX-H3	13.8
	10105	CHIX-H4	13.8
	10106	CHIX-H5	13.8
Ciasa	12171	CIAS-69	69.0
Coatepeque	10312	COAT-13	13.8
	10311	COAT-69	69.0
Cobán	10273	COBA-13	13.8
	10272	COBA-34	34.5
	10271	COBA-69	69.0
Cocales	10243	COCA-13	13.8
	10244	COCA-230	230.0
	10242	COCA-34	34.5
	10241	COCA-69	69.0
Concepción	10901	CONC-69	69.0
	10902	CONC-69T	69.0
	10905	CONC-C6	13.8
	10906	CONC-E23	4.2
	10903	CONC-E4	13.8
	10904	CONC-E5	13.8
Corfina	12041	CORF-69	69.0
Chiquimulilla	10402	CQLL-13	13.8
	10401	CQLL-138	138.0
Ciudad Quetzal	12281	CQUE-69	69.0
San Cristóbal	12051	CRIS-69	69.0
Cutzulchimá	11391	CUTZ-69	69.0
	11392	CUTZ-H1	13.8
	11393	CUTZ-H2	13.8
Central ZYM	11212	CZYM-13	13.8
	11211	CZYM-69	69.0
Embalse Jurún	12291	EJUR-69	69.0
Electro generación	10995	ELEC-69	13.8
Enron	10081	ENRO-230	230.0
	10082	ENRO-B1	13.8
	10083	ENRO-B2	13.8

Continuación tabla IV.

Subestación o planta	Nodo		KV
	11044	ENRO-B3	13.8
	11045	ENRO-B3B	13.8
Los Esclavos	10472	ESCL-13	13.8
	10471	ESCL-69	69.0
	10071	ESCL-H12	6.9
Escuintla	10183	ESCU-138	138.0
	10181	ESCU-231	230.0
	10182	ESCU-232	230.0
	10184	ESCU-691	69.0
	10061	ESCU-G25	13.8
	10062	ESCU-G3	13.8
	10063	ESCU-G4	13.8
	10186	ESCU-TB1	13.8
	10064	ESCU-V2	13.8
La Esperanza	10304	ESPE-13	13.8
	10306	ESPE-138	138.0
	10301	ESPE-230	230.0
	10303	ESPE-34	34.5
	10302	ESPE-69	69.0
	10305	ESPE-TB1	13.8
El Estor	10422	ESTO-13	13.8
	10421	ESTO-69	69.0
San Felipe	10122	FELI-2	2.3
	10121	FELI-69	69.0
Fray Bartolomé	11232	FRBA-13	13.8
	11231	FRBA-69	69.0
Genor	10931	GENO-69	69.0
	10932	GENO-D1	13.8
	10933	GENO-D2	13.8
Guate Este	10091	GEST-231	230.0
	10092	GEST-69	69.0
	10094	GEST-692	69.0
	10093	GEST-T1	13.8
Tap Laguna Centro	12062	GLCT-69	69.0
	12063	GLCT-69B	69.0
	12061	GLT-69F	69.0
Guate Norte	10021	GNOR-230	230.0
	10022	GNOR-69	69.0
	10024	GNOR-TB2	13.8
	10025	GNOR-TB3	13.8
Guatemala Sur	10012	GSUR-138	138.0
	10011	GSUR-230	230.0
	10013	GSUR-69	69.0
	10017	GSUR-TB3	13.2

Continuación tabla IV.

Subestación o planta	Nodo		KV
Guacalate	12101	GUAE-69A	69.0
	12102	GUAE-69B	69.0
Gualán	10683	GUAL-13	13.8
Guastatoya	10653	GUAS-13	13.8
Hiper Paiz	12261	HIPA-69	69.0
Huehuetenango	10203	HUEH-13	13.8
	10204	HUEH-138	138.0
	10202	HUEH-341	34.5
	10201	HUEH-69	69.0
Ipala	10513	IPAL-13	13.8
	10511	IPAL-138	138.0
Irtra	10751	IRTT-69	69.0
Ixtahuacán	10762	IXTA-13	13.8
	10761	IXTA-69	69.0
Jacaltenango	11352	JACA-34	34.5
	11351	JACA-69	69.0
Jalapa	10233	JALA-13	13.8
	10232	JALA-34	34.5
	10231	JALA-69	69.0
Jalpatagua	10692	JALP-13	13.8
	10691	JALP-138	138.0
	10693	JALP-230	230.0
El Jícaro	10572	JICA-13	13.8
	10571	JICA-69	69.0
El Jocote	10841	JOCO-69	69.0
Jurún Marinalá	10051	JURU-138	138.0
	10052	JURU-H1	13.8
	10053	JURU-H2	13.8
	10054	JURU-H3	13.8
Laguna	10141	LAGU-69	69.0
	10142	LAGU-G1	13.8
	10143	LAGU-G2	13.8
	10144	LAGU-G3	13.8
	10145	LAGU-G4	13.8
	10148	LAGU-NF1	69.0
	10149	LAGU-NF2	69.0
	10146	LAGU-V3	13.8
10147	LAGU-V4	13.8	
Los Brillantes	1900	LBR-400	400.0
	10381	LBRI-231	230.0
	10382	LBRI-691	69.0
	10383	LBRI-TB1	13.8
La Cruz de Santiago	11191	LCDS	69.0
	11192	LCDS	34.5

Continuación tabla IV.

Subestación o planta	Nodo		KV
La Cruz	10281	LCRU-69	69.0
Santa Lucia	12181	LUCI-69	69.0
Magdalena	11011	MAGD-69	69.0
	11014	MAGD-C1	13.8
	11012	MAGD-E12	12.5
	11013	MAGD-E3	4.2
Malacatán	10262	MALA-13	13.8
	10261	MALA-69	69.0
La Máquina	10772	MAQU-13	13.8
	10771	MAQU-69	69.0
San Marcos	10342	MARC-13	13.8
	10341	MARC-69	69.0
Mayuelas	10682	MAYU-34	34.5
	10681	MAYU-69	69.0
Mazatenango	10222	MAZA-13	13.8
	10221	MAZA-69	69.0
	10224	MAZA-NF1	69.0
Meléndrez	10332	MELE-13	13.8
	10331	MELE-69	69.0
Asunción Mita	11102	MITA-13	13.8
	11101	MITA-69	69.0
Mixco	12121	MIXC-69	69.0
Montserrat	12271	MONS-69	69.0
Madre Tierra	10981	MTIE-69	69.0
	10982	MTIE-V1	13.8
Matanzas	10883	MTNZ-13	13.8
	10881	MTNZ-69	69.0
	10882	MTNZ-H1	4.2
Negro	11371	NEGR-69	69.0
	11372	NEGR-H1	13.8
	11373	NEGR-H2	13.8
La Noria	10782	NORI-13	13.8
	10783	NORI-34	34.5
	10781	NORI-69	69.0
Novella	10191	NOVE-69	69.0
	10192	NOVE-692	69.0
Obispo	12131	OBIS-69	69.0
	12132	OBIS-69F	69.0
Palín	10213	PALI-13	13.8
	10212	PALI-138	138.0
	10031	PALI-69	69.0
	10211	PALI-TAP	138.0
Palmeras	12201	PALM-69	69.0
Las Palmas	10921	PALM-DG	13.8

Continuación tabla IV.

Subestación o planta	Nodo		KV
	10922	PALM-S&S	12.5
Panaluya	10664	PANA-13	13.8
	10666	PANA-138	138.0
	10661	PANA-230	230.0
	10663	PANA-34	34.5
	10662	PANA-69	69.0
	10667	PANA-T1	13.8
Pantaleón	10911	PANT-69	69.0
	10912	PANT-69D	69.0
	10913	PANT-V1	13.8
Parabién	10861	PASA-69	69.0
	10862	PASA-H1	4.2
	10863	PASA-H2	4.2
La Pastoría	10532	PAST-13	13.8
	10531	PAST-69	69.0
	10533	PAST-69T	69.0
Patzún	11181	PATZ-69	69.0
Puerto Barrios	10172	PBAR-131	13.8
	10173	PBAR-132	13.8
	10171	PBAR-69	69.0
Petén	11202	PETE-34	34.5
	11203	PETE-69	69.0
Sacos Agrícolas	12191	PHIE-69	69.0
Playa Grande	10612	PLAG-34	34.5
	10611	PLAG-69	69.0
Pologua	10542	POLO-13	13.8
	10541	POLO-138	138.0
Poptún	10632	POPT-34	34.5
	10631	POPT-69	69.0
Portuaria	12081	PORT-69	69.0
El Porvenir	10133	PORV-13	13.8
	10131	PORV-69	69.0
	10132	PORV-H1	2.3
Poza Verde	10852	POZA-13	13.8
	10851	POZA-69	69.0
	10853	POZA-H1	4.2
	10854	POZA-H2	4.2
Progreso	10443	PROG-13	13.8
	10441	PROG-138	138.0
	10442	PROG-69	69.0
Puerto San José	12141	PSJO-69	69.0
Quezaltepeque	10623	QUEZ-13	13.8
	10622	QUEZ-34	34.5
	10621	QUEZ-69	69.0

Continuación tabla IV.

Subestación o planta	Nodo		KV
Quiche	10362	QUIC-131	13.8
	10361	QUIC-69	69.0
Rabinal	11262	RABI-13	13.8
	11261	RABI-69	69.0
El Rancho	10652	RANC-34	34.5
	10651	RANC-69	69.0
Renace	10871	RENA-69	69.0
	10872	RENA-H1	6.9
	10873	RENA-H2	6.9
	10874	RENA-H3	6.9
Retalhuleu	10393	RETA-13	13.8
	10392	RETA-2.4	2.4
	10391	RETA-69	69.0
Río Bobos	10811	RIOB-69	69.0
	10812	RIOB-HG	4.2
Río Dulce	10642	RIOD-34	34.5
	10641	RIOD-69	69.0
Río Grande	11411	RIOG-138	138.0
	11412	RIOG-69	69.0
Río Hondo	11062	RIOH-13	13.8
	11061	RIOH-69	69.0
La Ruidosa	10562	RUID-341	34.5
	10561	RUID-69	69.0
Santa Ana	10971	SAAN-69	69.0
	10972	SAAN-V1	13.8
Sacapulas	11222	SACA-13	13.8
	11221	SACA-69	69.0
Salamá	10522	SALA-13	13.8
	10521	SALA-69	69.0
El Salto	10041	SALT-69	69.0
	10042	SALT-H12	2.3
Sanarate	10713	SANA-13	13.8
	10712	SANA-34	34.5
	10711	SANA-69	69.0
	10714	SANA-NF1	69.0
Santa Cruz	10491	SCRU-69	69.0
Secacao	10822	SECA-13	13.8
	10821	SECA-69	69.0
	10823	SECA-HG	6.6
Santa Elena	10702	SELE-13	13.8
	10701	SELE-69	69.0
San Gaspar	12211	SGAS-69	69.0
Shin Won	12221	SHIN-69	69.0
Sidegua	11002	SIDE-22	22.8

Continuación tabla IV.

Subestación o planta	Nodo		KV
	11001	SIDE-230	230.0
	11003	SIDE-B1	13.2
San Isidro	10831	SISI-13	13.8
	10832	SISI-H12	4.2
San Juan Gascón	12231	SJGA-69	69.0
San Juan Ixcoy	11332	SJIX-34	34.5
	11331	SJIX-69	69.0
San Joaquín	11161	SJOA-230	230.0
San José	11021	SJOS-230	230.0
	11022	SJOS-V1	13.8
San Julián	10252	SJUL-13	13.8
	10251	SJUL-69	69.0
San Lucas	12241	SLUC-69	69.0
	12242	SLUC-NF1	69.0
Santa Maria	10732	SMAR-13	13.8
	10731	SMAR-69	69.0
	10733	SMAR-H13	2.3
Santa Maria Márquez	12251	SMMQ-69	69.0
Sololá	10373	SOLO-230	230.0
	10372	SOLO-34	34.5
	10371	SOLO-69	69.0
	10374	SOLO-T1	13.8
San Rafael las Flores	10582	SRLF-13	13.8
	10581	SRLF-69	69.0
San Sebastián	10322	SSEB-13	13.8
	10321	SSEB-69	69.0
Tacaná	10792	TACA-13	13.8
	10791	TACA-69	69.0
Tactic	10291	TACT-230	230.0
	10292	TACT-69	69.0
Tampa	10951	TAMP-230	230.0
	10952	TAMP-G1	13.8
	10953	TAMP-G2	13.8
Textiles de Amatitlán	10991	TDAM-69	69.0
	10993	TDAM-69T	69.0
	10992	TDAM-V1	13.8
Tejutla	11312	TEJU-13	13.8
	11311	TEJU-69	69.0
Santa Teresa	10892	TERE-4	4.2
	10891	TERE-69	69.0
El Tesoro	11271	TESO-69	69.0
	11272	TESO-H1	13.8
	11273	TESO-H2	13.8
Totonicapán	10352	TOTO-13	13.8

Continuación tabla IV.

Subestación o planta	Nodo		KV
	10351	TOTO-69	69.0
	11301	TOTO-69T	69.0
Tres Ríos	11361	TRIO-69	69.0
Tululá	11051	TULU-69	69.0
	11052	TULU-V12	12.0
	11053	TULU-V3	0.5
La Unión	10961	UNIO-69	69.0
	10962	UNIO-V1	13.8
Las Vacas	11091	VACA-69	69.0
	11092	VACA-H1	13.8
	11093	VACA-H2	13.8
La Vega	10501	VEGA-230	230.0
	10481	VEGA-69	69.0
Villa Nueva	12161	VINU-69	69.0
Quezaltenango	11142	XELA-13	13.8
	11141	XELA-69	69.0
Zacapa	11112	ZACA-13	13.8
	11111	ZACA-138	138.0
Zacualpa	11322	ZACU-13	13.8
	11321	ZACU-69	69.0
Zunil	11031	ZUNI-69	69.0
	11033	ZUNI-69T	69.0
	11032	ZUNI-V1	13.2

Tabla V. Líneas de transmisión

Nodo envío		Nodo recibo		KV	#	R+	X+	B+	Cap.	Km
3300	RLN-230	10661	PANA-230	230.0	1	0.02355	0.17067	0.32483	412.0	182.0
1900	LBR-400	14319	TPAPOT	400.0	1	0.00191	0.02359	0.69628	1200.0	100.0
10011	GSUR-230	10373	SOLO-230	230.0	1	0.01012	0.05228	0.18910	558.5	78.0
10011	GSUR-230	10181	ESCU-231	230.0	1	0.00571	0.02949	0.10667	558.5	44.0
10011	GSUR-230	10181	ESCU-231	230.0	2	0.00571	0.02949	0.10667	558.5	44.0
10011	GSUR-230	10091	GEST-231	230.0	1	0.00195	0.01009	0.03658	558.5	15.0
10011	GSUR-230	10091	GEST-231	230.0	2	0.00195	0.01009	0.03658	558.5	15.0
10021	GNOR-230	10661	PANA-230	230.0	1	0.01492	0.07708	0.27880	558.5	115.0
10021	GNOR-230	10291	TACT-230	230.0	1	0.00980	0.05780	0.18576	558.5	76.2
10021	GNOR-230	10291	TACT-230	230.0	2	0.00980	0.05780	0.18576	558.5	76.2
10021	GNOR-230	10091	GEST-231	230.0	1	0.00201	0.01037	0.03771	491.6	15.5
10021	GNOR-230	10091	GEST-231	230.0	2	0.00201	0.01037	0.03771	491.6	15.5
10081	ENRO-230	10182	ESCU-232	230.0	1	0.00860	0.04003	0.08122	294.5	42.0
10091	GEST-231	28161	AHUA-230	230.0	1	0.01292	0.07886	0.26088	430.0	95.2

Continuación tabla V.

Nodo envío		Nodo recibo		KV	#	R+	X+	B+	Cap.	Km
10091	GEST-231	10501	VEGA-230	230.0	1	0.00199	0.01055	0.04702	430.0	17.4
10101	CHIX-231	10291	TACT-230	230.0	1	0.00641	0.03319	0.12140	558.5	49.8
10101	CHIX-231	10291	TACT-230	230.0	2	0.00641	0.03319	0.12140	558.5	49.8
10181	ESCU-231	10244	COCA-230	230.0	1	0.00640	0.03311	0.12014	491.6	49.5
10181	ESCU-231	10182	ESCU-232	230.0	1	0.00008	0.00042	0.00139	491.6	0.4
10181	ESCU-231	10182	ESCU-232	230.0	2	0.00008	0.00042	0.00139	491.6	0.4
10182	ESCU-232	11021	SJOS-230	230.0	1	0.00490	0.01731	0.03418	338.2	19.0
10182	ESCU-232	11161	SJOA-230	230.0	1	0.00045	0.00239	0.00790	491.6	3.4
10182	ESCU-232	10951	TAMP-230	230.0	1	0.00103	0.00367	0.00716	245.8	2.0
10182	ESCU-232	11001	SIDE-230	230.0	1	0.00084	0.00389	0.00789	245.8	2.0
10244	COCA-230	10381	LBRI-231	230.0	1	0.00640	0.03311	0.12014	491.6	49.5
10301	ESPE-230	10381	LBRI-231	230.0	1	0.00490	0.02290	0.10720	491.6	40.3
10301	ESPE-230	10373	SOLO-230	230.0	1	0.00493	0.02547	0.09211	558.5	38.0
10451	AGUA-230	10501	VEGA-230	230.0	1	0.00337	0.01743	0.06303	430.0	26.0
10451	AGUA-230	11161	SJOA-230	230.0	1	0.00264	0.01420	0.04696	491.6	20.2
10501	VEGA-230	10693	JALP-230	230.0	1	0.00661	0.03497	0.15582	430.0	57.6
10693	JALP-230	28161	AHUA-230	230.0	1	0.00430	0.02277	0.10145	430.0	37.5
11151	ARIZ-230	11161	SJOA-230	230.0	1	0.00602	0.02802	0.05683	294.5	31.0
10012	GSUR-138	10051	JURU-138	138.0	2	0.02320	0.08135	0.02120	167.6	32.4
10012	GSUR-138	10211	PALI-TAP	138.0	1	0.01747	0.06126	0.01597	167.6	24.4
10051	JURU-138	10183	ESCU-138	138.0	1	0.01001	0.03591	0.00895	147.5	14.0
10051	JURU-138	10211	PALI-TAP	138.0	1	0.00573	0.02009	0.00523	167.6	8.0
10111	CHIQ-138	11411	RIOG-138	138.0	1	0.02318	0.08056	0.02160	147.5	32.5
10111	CHIQ-138	11111	ZACA-138	138.0	1	0.01783	0.06197	0.01662	147.5	25.0
10183	ESCU-138	10401	CQLL-138	138.0	1	0.04175	0.13948	0.04034	147.5	58.5
10204	HUEH-138	10541	POLO-138	138.0	1	0.02753	0.09568	0.02566	147.5	38.6
10211	PALI-TAP	10212	PALI-138	138.0	1	0.00042	0.00139	0.00040	147.5	1.0
10306	ESPE-138	10541	POLO-138	138.0	1	0.01427	0.04957	0.01329	147.5	20.0
10401	CQLL-138	10691	JALP-138	138.0	1	0.02852	0.09915	0.02658	147.5	40.0
10441	PROG-138	10691	JALP-138	138.0	1	0.02852	0.09915	0.02658	147.5	40.0
10441	PROG-138	10511	IPAL-138	138.0	1	0.02781	0.09667	0.02592	147.5	39.0
10511	IPAL-138	11411	RIOG-138	138.0	1	0.01070	0.03718	0.00997	147.5	15.0
10666	PANA-138	11111	ZACA-138	138.0	1	0.00713	0.02479	0.00665	147.5	10.0
10013	GSUR-69	10481	VEGA-69	69.0	1	0.08579	0.17404	0.00427	67.2	21.2
10013	GSUR-69	12231	SJGA-69	69.0	1	0.04235	0.13572	0.00266	83.8	14.8
10013	GSUR-69	10151	CENT-69	69.0	1	0.02955	0.06895	0.00127	67.2	7.3
10013	GSUR-69	10151	CENT-69	69.0	2	0.02000	0.06682	0.00121	83.8	7.0
10013	GSUR-69	10151	CENT-69	69.0	3	0.02002	0.06682	0.00121	83.8	7.0
10013	GSUR-69	12062	GLCT-69	69.0	2	0.00429	0.01376	0.00027	83.8	1.5
10013	GSUR-69	12063	GLCT-69B	69.0	1	0.00429	0.01376	0.00027	83.8	1.5
10022	GNOR-69	10191	NOVE-69	69.0	1	0.06748	0.22524	0.00407	83.8	23.6
10031	PALI-69	12211	SGAS-69	69.0	1	0.09596	0.18418	0.00316	58.0	18.8
10031	PALI-69	12221	SHIN-69	69.0	1	0.02962	0.05386	0.00103	58.0	5.8
10031	PALI-69	12291	EJUR-69	69.0	1	0.00878	0.01684	0.00029	51.2	1.7
10041	SALT-69	12291	EJUR-69	69.0	1	0.03444	0.06610	0.00113	51.2	6.8

Continuación tabla V.

Nodo envío		Nodo recibo		KV	#	R+	X+	B+	Cap.	Km
10041	SALT-69	12251	SMMQ-69	69.0	1	0.01582	0.03036	0.00052	58.0	3.1
10121	FELI-69	10382	LBRI-691	69.0	1	0.02574	0.08591	0.00155	73.7	10.2
10121	FELI-69	10731	SMAR-69	69.0	1	0.02917	0.09736	0.00176	73.7	9.0
10131	PORV-69	10261	MALA-69	69.0	1	0.15023	0.18383	0.00252	35.4	16.0
10141	LAGU-69	12013	AMAT-69F	69.0	1	0.01812	0.05549	0.00084	74.9	5.3
10148	LAGU-NF1	12011	AMAT-69	69.0	1	0.01812	0.05548	0.00084	74.9	5.3
10149	LAGU-NF2	10993	TDAM-69T	69.0	1	0.02793	0.05078	0.00097	58.0	5.5
10151	CENT-69	12161	VINU-69	69.0	1	0.03190	0.08807	0.00165	74.9	9.4
10151	CENT-69	12121	MIXC-69	69.0	1	0.02654	0.05092	0.00087	58.0	5.2
10151	CENT-69	12261	HIPA-69	69.0	1	0.00775	0.02778	0.00044	55.0	2.7
10151	CENT-69	12051	CRIS-69	69.0	1	0.00717	0.01978	0.00037	74.9	5.0
10152	CENT-NF1	12063	GLCT-69B	69.0	1	0.02423	0.06687	0.00126	74.9	7.1
10171	PBAR-69	10931	GENO-69	69.0	1	0.00572	0.01909	0.00034	73.7	2.0
10184	ESCU-691	10841	JOCO-69	69.0	1	0.03575	0.11931	0.00215	73.7	12.5
10184	ESCU-691	12071	STAE-69	69.0	1	0.03837	0.07364	0.00126	51.2	7.5
10184	ESCU-691	12101	GUAE-69A	69.0	1	0.01072	0.02056	0.00035	51.2	2.1
10184	ESCU-691	12102	GUAE-69B	69.0	1	0.01072	0.02056	0.00035	51.2	2.1
10191	NOVE-69	10711	SANA-69	69.0	1	0.02288	0.07636	0.00138	83.8	8.0
10191	NOVE-69	10192	NOVE-692	69.0	1	0.00082	0.00208	0.02830	83.8	0.3
10201	HUEH-69	11331	SJIX-69	69.0	1	0.14110	0.45190	0.00920	73.7	50.0
10201	HUEH-69	10761	IXTA-69	69.0	1	0.10730	0.34350	0.00700	51.2	38.0
10221	MAZA-69	10771	MAQU-69	69.0	1	0.15520	0.49700	0.01000	51.2	45.0
10221	MAZA-69	10281	LCRU-69	69.0	1	0.01701	0.05678	0.00102	73.7	5.9
10224	MAZA-NF1	10241	COCA-69	69.0	1	0.13008	0.45156	0.00756	73.7	45.5
10231	JALA-69	10711	SANA-69	69.0	1	0.09040	0.28930	0.00580	73.7	32.0
10231	JALA-69	10581	SRLF-69	69.0	1	0.24480	1.04990	0.00540	73.7	30.0
10241	COCA-69	10371	SOLO-69	69.0	1	0.14862	0.51604	0.00864	83.8	52.0
10241	COCA-69	10911	PANT-69	69.0	1	0.07153	0.24823	0.00415	73.7	25.0
10241	COCA-69	10781	NORI-69	69.0	1	0.06009	0.20852	0.00349	73.7	21.0
10251	SJUL-69	10821	SECA-69	69.0	1	0.19968	0.72666	0.01107	83.8	70.0
10251	SJUL-69	10271	COBA-69	69.0	1	0.08868	0.30778	0.00515	83.8	31.0
10251	SJUL-69	10871	RENA-69	69.0	1	0.08617	0.26528	0.00566	73.7	30.1
10251	SJUL-69	10871	RENA-69	69.0	2	0.08617	0.26528	0.00566	73.7	30.1
10251	SJUL-69	10292	TACT-69	69.0	1	0.02857	0.09540	0.00172	83.8	10.0
10251	SJUL-69	10292	TACT-69	69.0	2	0.02857	0.10389	0.00158	83.8	10.0
10251	SJUL-69	10891	TERE-69	69.0	1	0.02857	0.09540	0.00172	73.6	10.0
10261	MALA-69	10331	MELE-69	69.0	1	0.28158	0.34467	0.00473	35.4	30.0
10261	MALA-69	10331	MELE-69	69.0	2	0.08551	0.26826	0.00555	73.6	30.0
10261	MALA-69	11361	TRIO-69	69.0	1	0.03420	0.10730	0.00222	73.6	12.0
10271	COBA-69	10591	CHIS-69	69.0	1	0.14950	0.47890	0.00960	73.7	57.0
10281	LCRU-69	10382	LBRI-691	69.0	1	0.03017	0.10070	0.00182	73.7	10.6
10281	LCRU-69	11051	TULU-69	69.0	1	0.01375	0.04231	0.00900	73.7	4.8
10292	TACT-69	11241	CHCM-69	69.0	1	0.17101	0.53652	0.01110	73.6	60.0
10292	TACT-69	10881	MTNZ-69	69.0	1	0.06572	0.23894	0.00364	83.8	23.0
10302	ESPE-69	10341	MARC-69	69.0	1	0.08745	0.29248	0.00527	73.7	30.5

Continuación tabla V.

Nodo envío	Nodo recibo	KV	#	R+	X+	B+	Cap.	Km		
10302	ESPE-69	11301	TOTO-69T	69.0	1	0.06039	0.20951	0.03500	83.8	21.1
10302	ESPE-69	11033	ZUNI-69T	69.0	1	0.03975	0.13267	0.00239	83.8	13.9
10302	ESPE-69	11141	XELA-69	69.0	1	0.01288	0.04468	0.00075	83.8	4.5
10311	COAT-69	10382	LBRI-691	69.0	1	0.03107	0.39302	0.00505	68.0	33.1
10311	COAT-69	10331	MELE-69	69.0	1	0.25350	0.32061	0.00412	35.4	27.0
10311	COAT-69	10331	MELE-69	69.0	2	0.07713	0.25757	0.00465	83.8	27.0
10321	SSEB-69	10391	RETA-69	69.0	1	0.01430	0.04773	0.00086	73.7	9.0
10321	SSEB-69	10382	LBRI-691	69.0	1	0.00858	0.02864	0.00052	73.7	3.0
10341	MARC-69	11311	TEJU-69	69.0	1	0.06220	0.19890	0.00400	73.7	22.0
10341	MARC-69	11361	TRIO-69	69.0	1	0.05701	0.17884	0.00370	73.6	20.0
10351	TOTO-69	11301	TOTO-69T	69.0	1	0.02290	0.07944	0.00133	83.8	8.0
10361	QUIC-69	11221	SACA-69	69.0	1	0.11401	0.35768	0.00740	73.6	40.0
10361	QUIC-69	10371	SOLO-69	69.0	1	0.10860	0.36259	0.00655	83.8	38.0
10361	QUIC-69	11321	ZACU-69	69.0	1	0.10831	0.33980	0.00703	73.7	38.0
10371	SOLO-69	11301	TOTO-69T	69.0	1	0.10357	0.35936	0.00601	83.8	36.2
10371	SOLO-69	11181	PATZ-69	69.0	1	0.09140	0.30526	0.00552	83.8	32.0
10382	LBRI-691	10741	CHAM-69	69.0	1	0.10170	0.32540	0.00660	51.2	42.0
10382	LBRI-691	10751	IRTT-69	69.0	1	0.00760	0.02410	0.00060	0.0	2.7
10421	ESTO-69	10821	SECA-69	69.0	1	0.15676	0.49181	0.01018	73.6	55.0
10421	ESTO-69	10641	RIOD-69	69.0	1	0.12541	0.39345	0.00814	73.7	44.0
10431	CHIM-69	11181	PATZ-69	69.0	1	0.05141	0.17171	0.00310	83.8	18.0
10431	CHIM-69	12231	SJGA-69	69.0	1	0.04576	0.15272	0.00276	83.8	16.0
10431	CHIM-69	11211	CZYM-69	69.0	1	0.01536	0.04293	0.00110	73.6	5.2
10442	PROG-69	10471	ESCL-69	69.0	1	0.51628	0.63190	0.00868	35.4	55.0
10442	PROG-69	10571	JICA-69	69.0	1	0.12524	0.28820	0.00477	83.8	28.0
10442	PROG-69	11101	MITA-69	69.0	1	0.05700	0.17884	0.00370	73.6	20.0
10471	ESCL-69	10533	PAST-69T	69.0	1	0.10601	0.25508	0.00528	67.2	26.2
10481	VEGA-69	10851	POZA-69	69.0	1	0.03238	0.06568	0.00161	67.2	8.5
10481	VEGA-69	10533	PAST-69T	69.0	1	0.00324	0.00657	0.00016	67.2	0.8
10491	SCRU-69	40001	CEL-69	69.0	1	0.14295	0.49620	0.00830	73.7	50.0
10491	SCRU-69	10662	PANA-69	69.0	1	0.05719	0.19089	0.00345	73.7	20.0
10491	SCRU-69	10861	PASA-69	69.0	1	0.00858	0.02864	0.00052	73.7	3.0
10521	SALA-69	11261	RABI-69	69.0	1	0.05700	0.17884	0.00370	73.6	20.0
10521	SALA-69	10701	SELE-69	69.0	1	0.07042	0.17755	0.00280	67.2	17.4
10531	PAST-69	10533	PAST-69T	69.0	1	0.02939	0.07408	0.00117	67.2	7.3
10561	RUID-69	10681	MAYU-69	69.0	1	0.13941	0.46661	0.00845	73.7	49.0
10561	RUID-69	10931	GENO-69	69.0	1	0.13712	0.45791	0.00827	73.7	48.0
10561	RUID-69	10641	RIOD-69	69.0	1	0.09040	0.28930	0.00580	73.7	32.0
10561	RUID-69	10811	RIOB-69	69.0	1	0.05433	0.18134	0.00327	73.7	19.0
10591	CHIS-69	11203	PETE-69	69.0	1	0.38478	1.20717	0.02498	73.6	135.0
10591	CHIS-69	10611	PLAG-69	69.0	1	0.21091	0.66171	0.01369	73.6	74.0
10591	CHIS-69	11231	FRBA-69	69.0	1	0.13966	0.43816	0.00907	73.6	49.0
10621	QUEZ-69	11412	RIOG-69	69.0	1	0.02143	0.07156	0.00129	73.7	7.5
10621	QUEZ-69	11412	RIOG-69	69.0	2	0.02143	0.07156	0.00129	80.0	7.5
10631	POPT-69	10641	RIOD-69	69.0	1	0.26440	0.84820	0.00860	73.7	94.0

Continuación tabla V.

Nodo envío		Nodo recibo		KV	#	R+	X+	B+	Cap.	Km
10631	POPT-69	11203	PETE-69	69.0	1	0.24282	0.81088	0.01464	76.0	85.0
10651	RANC-69	10711	SANA-69	69.0	1	0.04721	0.16380	0.00274	83.8	16.5
10651	RANC-69	40001	CEL-69	69.0	1	0.04721	0.16380	0.00274	83.8	16.5
10662	PANA-69	10681	MAYU-69	69.0	1	0.13941	0.46661	0.00845	73.7	49.0
10662	PANA-69	11061	RIOH-69	69.0	1	0.00842	0.02960	0.00050	73.6	3.0
10701	SELE-69	10714	SANA-NF1	69.0	1	0.08568	0.28601	0.00516	83.8	30.0
10701	SELE-69	10881	MTNZ-69	69.0	1	0.02857	0.10389	0.00158	83.8	10.0
10731	SMAR-69	11081	CANA-69	69.0	1	0.00842	0.02960	0.00500	80.0	3.9
10731	SMAR-69	11033	ZUNI-69T	69.0	1	0.01001	0.03341	0.00060	83.8	3.5
10791	TACA-69	11311	TEJU-69	69.0	1	0.09198	0.28856	0.00597	73.7	32.3
10841	JOCO-69	10911	PANT-69	69.0	1	0.03575	0.11931	0.00215	73.7	12.5
10901	CONC-69	12251	SMMQ-69	69.0	1	0.02552	0.04643	0.00089	51.2	5.0
10901	CONC-69	10902	CONC-69T	69.0	1	0.01582	0.03036	0.00052	51.2	3.1
10902	CONC-69T	12151	AGSA-69	69.0	1	0.00561	0.01077	0.00018	51.2	1.1
10902	CONC-69T	12201	PALM-69	69.0	1	0.00561	0.01077	0.00018	51.2	1.1
10911	PANT-69	10961	UNIO-69	69.0	1	0.11174	0.20333	0.00389	51.2	21.9
10911	PANT-69	10981	MTIE-69	69.0	1	0.05103	0.09285	0.00178	51.2	10.0
10911	PANT-69	10912	PANT-69D	69.0	1	0.00510	0.00979	0.00017	51.2	1.0
10912	PANT-69D	12132	OBIS-69F	69.0	1	0.11735	0.21352	0.00409	51.2	23.0
10971	SAAN-69	12101	GUAE-69A	69.0	1	0.03011	0.05770	0.00099	51.2	5.9
10971	SAAN-69	12091	CERR-69	69.0	1	0.00510	0.00979	0.00017	51.2	1.0
10991	TDAM-69	12010	ALIE-69	69.0	1	0.02716	0.07398	0.00004	58.0	7.9
10991	TDAM-69	10993	TDAM-69T	69.0	1	0.00766	0.01393	0.00027	58.0	1.5
10991	TDAM-69	12191	PHIE-69	69.0	1	0.00740	0.01346	0.00026	58.0	1.5
10993	TDAM-69T	12221	SHIN-69	69.0	1	0.03932	0.07150	0.00137	58.0	7.7
11011	MAGD-69	12171	CIAS-69	69.0	1	0.03572	0.06854	0.00118	51.2	24.0
11011	MAGD-69	12131	OBIS-69	69.0	1	0.02041	0.03714	0.00071	51.2	4.0
11031	ZUNI-69	11033	ZUNI-69T	69.0	1	0.01287	0.04295	0.00078	83.8	4.5
11031	ZUNI-69	11033	ZUNI-69T	69.0	2	0.01287	0.04295	0.00078	83.8	4.5
11091	VACA-69	12281	CQUE-69	69.0	1	0.00775	0.02778	0.00044	55.0	2.7
11181	PATZ-69	11191	LCDS	69.0	1	0.02850	0.08942	0.00185	73.0	10.0
11221	SACA-69	11241	CHCM-69	69.0	1	0.09976	0.31297	0.00648	73.6	35.0
11221	SACA-69	11251	CHAJ-69	69.0	1	0.08551	0.26826	0.00555	73.6	30.0
11271	TESO-69	11331	SJIX-69	69.0	1	0.11401	0.35768	0.00740	73.6	40.0
11331	SJIX-69	11341	BARI-69	69.0	1	0.14251	0.44710	0.00925	73.6	50.0
11331	SJIX-69	11351	JACA-69	69.0	1	0.09976	0.31297	0.00648	73.6	35.0
11361	TRIO-69	11371	NEGR-69	69.0	1	0.00576	0.01788	0.00037	73.6	2.0
11361	TRIO-69	11381	CANU-69	69.0	1	0.00428	0.01341	0.00028	73.6	1.5
11381	CANU-69	11391	CUTZ-69	69.0	1	0.01283	0.04024	0.00083	73.6	4.5
12010	ALIE-69	12011	AMAT-69	69.0	1	0.00974	0.03055	0.00045	58.0	2.8
12011	AMAT-69	12161	VINU-69	69.0	1	0.01195	0.03392	0.00061	58.0	3.5
12013	AMAT-69F	12021	BARC-69	69.0	1	0.02218	0.06122	0.00115	74.9	6.5
12021	BARC-69	12051	CRIS-69	69.0	1	0.02474	0.06829	0.00128	74.9	7.2
12031	ANTI-69	12211	SGAS-69	69.0	1	0.00617	0.01185	0.00020	58.0	1.2
12031	ANTI-69	12041	CORF-69	69.0	1	0.00306	0.00588	0.00010	58.0	0.6

Continuación tabla V.

Nodo envío		Nodo recibo		KV	#	R+	X+	B+	Cap.	Km
12041	CORF-69	12232	CHAC-69	69.0	1	0.04694	0.09009	0.00154	58.0	9.2
12061	GLT-69F	12231	SJGA-69	69.0	2	0.03806	0.12196	0.00239	83.8	13.3
12062	GLCT-69	12161	VINU-69	69.0	1	0.00683	0.01943	0.00035	58.0	2.0
12071	STAE-69	12141	PSJO-69	69.0	1	0.35655	0.43655	0.00600	51.2	38.0
12071	STAE-69	12091	CERR-69	69.0	1	0.00510	0.00979	0.00017	51.2	1.0
12081	PORT-69	12141	PSJO-69	69.0	1	0.02444	0.04690	0.00080	51.2	4.8
12091	CERR-69	12131	OBIS-69	69.0	1	0.07133	0.13689	0.00235	51.2	14.0
12102	GUAE-69B	12201	PALM-69	69.0	1	0.02266	0.04348	0.00075	51.2	4.4
12121	MIXC-69	12241	SLUC-69	69.0	1	0.04286	0.08225	0.00141	58.0	8.4
12151	AGSA-69	12251	SMMQ-69	69.0	1	0.00255	0.00490	0.00008	51.2	0.5
12232	CHAC-69	12242	SLUC-NF1	69.0	1	0.04694	0.09008	0.00154	58.0	9.2
12261	HIPA-69	12271	MONS-69	69.0	1	0.02698	0.06739	0.00132	55.0	7.3
12271	MONS-69	12281	CQUE-69	69.0	1	0.01718	0.05435	0.00110	55.0	6.0

Tabla VI. Transformadores

Bus alta	KV	Bus baja	KV	#	X	Base	MVA	Taps
1900LBR-400	400.0	10381LBRI-231	230.0	1	0.03520	150.0	225.0	17
1900LBR-400	400.0	10381LBRI-231	230.0	2	0.03520	150.0	225.0	17
10301ESPE-230	230.0	10306ESPE-138	138.0	1	0.06120	150.0	150.0	21
10693JALP-230	230.0	10691JALP-138	138.0	1	0.08643	70.0	70.0	21
10181ESCU-231	230.0	10183ESCU-138	138.0	1	0.26767	150	150	21
10011GSUR-230	230.0	10013GSUR-69	69.0	1	0.08333	150.0	150.0	21
10091GEST-231	230.0	10094GEST-692	69.0	2	0.15338	100.0	100.0	21
10181ESCU-231	230.0	10184ESCU-691	69.0	1	0.06000	150.0	150.0	21
10291TACT-230	230.0	10292TACT-69	69.0	1	0.07727	150.0	150.0	21
10244COCA-230	230.0	10241COCA-69	69.0	1	0.11900	100.0	100.0	21
10011GSUR-230	230.0	10013GSUR-69	69.0	1	0.154	150	150	21
10021GNOR-230	230.0	10022GNOR-69	69.0	1	0.1474	150	150	21
10021GNOR-230	230.0	10022GNOR-69	69.0	1	0.1474	150	150	21
10091GEST-231	230.0	10092GEST-69	69.0	1	0.10964	195	195	21
10301ESPE-230	230.0	10302ESPE-69	69.0	1	0.20305	105	150	21
10373SOLO-230	230.0	10371SOLO-69	69.0	1	0.20305	100	100	21
10381LBRI-231	230.0	10382LBRI-691	69.0	1	0.20305	105	150	21
10661PANA-230	230.0	10662PANA-69	69.0	1	0.20305	105	150	21
11001SIDE-230	230.0	11002SIDE-22	22.8	1	0.16900	60.0	67.0	5
10081ENRO-230	230.0	10082ENRO-B1	13.8	1	0.15687	75.0	75.0	5
10081ENRO-230	230.0	10083ENRO-B2	13.8	1	0.15687	75.0	75.0	5

Continuación tabla VI.

Bus alta		KV	Bus baja		KV	#	X	Base	MVA	Taps
10101	CHIX-231	230.0	10102	CHIX-H1	13.8	1	0.18614	54.1	68.0	5
10101	CHIX-231	230.0	10103	CHIX-H2	13.8	1	0.18614	54.1	68.0	5
10101	CHIX-231	230.0	10104	CHIX-H3	13.8	1	0.18614	54.1	68.0	5
10101	CHIX-231	230.0	10105	CHIX-H4	13.8	1	0.18614	54.1	68.0	5
10101	CHIX-231	230.0	10106	CHIX-H5	13.8	1	0.18614	54.1	68.0	5
10181	ESCU-231	230.0	10921	PALM-DG	13.8	1	0.15733	75.0	75.0	5
10451	AGUA-230	230.0	10455	AGUA-13	13.8	1	1.21000	10.0	10.0	21
10951	TAMP-230	230.0	10952	TAMP-G1	13.8	1	0.33056	36.0	60.0	5
10951	TAMP-230	230.0	10953	TAMP-G2	13.8	1	0.32778	36.0	60.0	5
11021	SJOS-230	230.0	11022	SJOS-V1	13.8	1	0.10000	150.0	150.0	5
11151	ARIZ-230	230.0	11152	ARIZ-D1	13.8	1	0.11790	85.0	85.0	3
11151	ARIZ-230	230.0	11153	ARIZ-D2	13.8	1	0.11790	85.0	85.0	3
11151	ARIZ-230	230.0	11154	ARIZ-D3	13.8	1	0.11790	85.0	85.0	3
10181	ESCU-231	230.0	10064	ESCU-V2	13.8	1	0.20060	60.0	60.0	5
10081	ENRO-230	230.0	11044	ENRO-B3	13.8	1	0.1111	180	180	5
10451	AGUA-230	230.0	10452	AGUA-H1	10.0	1	0.37520	37.5	38.0	5
10451	AGUA-230	230.0	10453	AGUA-H2	10.0	1	0.37520	37.5	38.0	5
10451	AGUA-230	230.0	10454	AGUA-H3	10.0	1	0.37520	37.5	38.0	5
10012	GSUR-138	138.0	10013	GSUR-69	69.0	1	0.08200	75.0	75.0	21
10012	GSUR-138	138.0	10013	GSUR-69	69.0	2	0.08200	75.0	75.0	21
10441	PROG-138	138.0	10442	PROG-69	69.0	1	0.19400	30.0	30.0	27
11411	RIOG-138	138.0	11412	RIOG-69	69.0	1	0.35000	30.0	42.0	21
10204	HUEH-138	138.0	10201	HUEH-69	69.0	1	0.08000	100.0	100.0	21
10666	PANA-138	138.0	10662	PANA-69	69.0	1	0.08000	75.0	75.0	21
10111	CHIQ-138	138.0	10112	CHIQ-34	34.5	1	0.35000	28.0	28.0	5
10051	JURU-138	138.0	10052	JURU-H1	13.8	1	0.38745	26.5	27.0	3
10051	JURU-138	138.0	10053	JURU-H2	13.8	1	0.38745	26.5	27.0	3
10051	JURU-138	138.0	10054	JURU-H3	13.8	1	0.38745	26.5	27.0	3
10212	PALI-138	138.0	10213	PALI-13	13.8	1	0.07000	10.0	14.0	5
10401	CQLL-138	138.0	10402	CQLL-13	13.8	1	0.35000	20.0	28.0	5
10441	PROG-138	138.0	10443	PROG-13	13.8	1	0.31690	28.7	41.0	3
10511	IPAL-138	138.0	10513	IPAL-13	13.8	1	0.35000	28.0	28.0	5
10541	POLO-138	138.0	10542	POLO-13	13.8	1	0.35000	20.0	28.0	5
10691	JALP-138	138.0	10692	JALP-13	13.8	1	0.68470	14.0	14.0	21
11111	ZACA-138	138.0	11112	ZACA-13	13.8	1	0.70000	10.0	14.0	5
10183	ESCU-138	138.0	10061	ESCU-G25	13.8	1	0.14323	90.0	100.0	5
10183	ESCU-138	138.0	10062	ESCU-G3	13.8	1	0.34562	32.0	32.0	5
10183	ESCU-138	138.0	10063	ESCU-G4	13.8	1	0.34562	32.0	32.0	5

Continuación tabla VI.

Bus alta		KV	Bus baja		KV	#	X	Base	MVA	Taps
10201	HUEH-69	69.0	10202	HUEH-341	34.5	1	0.35700	20.0	28.0	5
10231	JALA-69	69.0	10232	JALA-34	34.5	1	0.67700	14.0	14.0	21
10241	COCA-69	69.0	10242	COCA-34	34.5	1	0.70000	10.0	14.0	5
10271	COBA-69	69.0	10272	COBA-34	34.5	1	1.42400	5.0	7.0	5
10302	ESPE-69	69.0	10303	ESPE-34	34.5	1	0.35700	20.0	28.0	5
10371	SOLO-69	69.0	10372	SOLO-34	34.5	1	0.35050	20.0	28.0	5
10431	CHIM-69	69.0	10432	CHIM-341	34.5	1	0.35050	20.0	28.0	5
10431	CHIM-69	69.0	10432	CHIM-341	34.5	2	0.35050	20.0	28.0	5
10561	RUID-69	69.0	10562	RUID-341	34.5	1	0.35000	28.0	28.0	5
10591	CHIS-69	69.0	10592	CHIS-34	34.5	1	0.70000	10.0	14.0	21
10611	PLAG-69	69.0	10612	PLAG-34	34.5	1	0.70000	10.0	14.0	21
10621	QUEZ-69	69.0	10622	QUEZ-34	34.5	1	0.34000	28.0	28.0	5
10631	POPT-69	69.0	10632	POPT-34	34.5	1	0.70000	10.0	14.0	21
10641	RIOD-69	69.0	10642	RIOD-34	34.5	1	0.67700	14.0	14.0	21
10651	RANC-69	69.0	10652	RANC-34	34.5	1	0.59429	14.0	14.0	21
10662	PANA-69	69.0	10663	PANA-34	34.5	1	0.35700	20.0	28.0	5
10681	MAYU-69	69.0	10682	MAYU-34	34.5	1	0.59571	14.0	14.0	21
10711	SANA-69	69.0	10712	SANA-34	34.5	1	1.38023	7.0	7.0	5
10781	NORI-69	69.0	10783	NORI-34	34.5	1	1.41200	5.0	7.0	5
11191	LCDS	69.0	11192	LCDS	34.5	1	0.60714	14.0	14.0	5
11331	SJIX-69	69.0	11332	SJIX-34	34.5	1	0.60714	14.0	14.0	21
11351	JACA-69	69.0	11352	JACA-34	34.5	1	0.70000	10.0	14.0	21
11203	PETE-69	69.0	11202	PETE-34	34.5	1	0.35050	20.0	28.0	5
10741	CHAM-69	69.0	10742	CHAM-34	34.0	1	0.60714	14.0	14.0	21
10141	LAGU-69	69.0	10142	LAGU-G1	13.8	1	0.48000	15.0	15.0	5
10141	LAGU-69	69.0	10143	LAGU-G2	13.8	1	0.21600	20.0	20.0	5
10141	LAGU-69	69.0	10144	LAGU-G3	13.8	1	0.21600	20.0	20.0	5
10141	LAGU-69	69.0	10145	LAGU-G4	13.8	1	0.21600	36.0	36.0	5
10141	LAGU-69	69.0	10146	LAGU-V3	13.8	1	0.46000	15.0	15.0	5
10141	LAGU-69	69.0	10147	LAGU-V4	13.8	1	0.46000	15.0	15.0	5
10171	PBAR-69	69.0	10173	PBAR-132	13.8	1	0.58333	12.0	18.0	5
10171	PBAR-69	69.0	10172	PBAR-131	13.8	1	0.36350	20.0	28.0	5
10201	HUEH-69	69.0	10203	HUEH-13	13.8	1	0.58333	12.0	22.0	5
10221	MAZA-69	69.0	10222	MAZA-13	13.8	1	0.27930	30.0	40.0	5
10231	JALA-69	69.0	10233	JALA-13	13.8	1	1.40400	5.0	7.0	5
10241	COCA-69	69.0	10243	COCA-13	13.8	1	1.48800	5.0	7.0	5
10251	SJUL-69	69.0	10252	SJUL-13	13.8	1	0.70000	14.0	14.0	5
10261	MALA-69	69.0	10262	MALA-13	13.8	1	0.68900	10.0	14.0	5

Continuación tabla VI.

Bus alta		KV	Bus baja		KV	#	X	Base	MVA	Taps
10271	COBA-69	69.0	10273	COBA-13	13.8	1	0.70000	10.0	14.0	5
10302	ESPE-69	69.0	10304	ESPE-13	13.8	1	0.34171	28.0	28.0	5
10302	ESPE-69	69.0	10304	ESPE-13	13.8	2	0.34171	28.0	28.0	5
10311	COAT-69	69.0	10312	COAT-13	13.8	1	0.36250	20.0	28.0	5
10321	SSEB-69	69.0	10322	SSEB-13	13.8	1	0.33921	28.0	28.0	5
10331	MELE-69	69.0	10332	MELE-13	13.8	1	0.60500	14.0	14.0	21
10341	MARC-69	69.0	10342	MARC-13	13.8	1	0.70000	10.0	14.0	21
10351	TOTO-69	69.0	10352	TOTO-13	13.8	1	0.70800	10.0	14.0	5
10361	QUIC-69	69.0	10362	QUIC-131	13.8	1	0.70000	10.0	14.0	5
10391	RETA-69	69.0	10393	RETA-13	13.8	1	1.55400	5.0	7.0	5
10421	ESTO-69	69.0	10422	ESTO-13	13.8	1	0.60000	14.0	14.0	21
10471	ESCL-69	69.0	10472	ESCL-13	13.8	1	0.65509	10.0	14.0	5
10521	SALA-69	69.0	10522	SALA-13	13.8	1	0.71100	10.0	14.0	5
10531	PAST-69	69.0	10532	PAST-13	13.8	1	0.63045	10.0	14.0	5
10571	JICA-69	69.0	10572	JICA-13	13.8	1	1.40000	5.0	6.0	5
10581	SRLF-69	69.0	10582	SRLF-13	13.8	1	0.70000	10.0	14.0	21
10621	QUEZ-69	69.0	10623	QUEZ-13	13.8	1	2.80000	2.5	3.0	5
10651	RANC-69	69.0	10653	GUAS-13	13.8	1	1.36000	5.0	6.0	5
10662	PANA-69	69.0	10664	PANA-13	13.8	1	0.33672	28.0	28.0	5
10681	MAYU-69	69.0	10683	GUAL-13	13.8	1	1.40400	5.0	7.0	5
10701	SELE-69	69.0	10702	SELE-13	13.8	1	3.00800	2.5	4.0	5
10711	SANA-69	69.0	10713	SANA-13	13.8	1	1.38600	5.0	6.0	5
10731	SMAR-69	69.0	10732	SMAR-13	13.8	1	2.48000	2.5	3.0	5
10761	IXTA-69	69.0	10762	IXTA-13	13.8	1	0.60714	14.0	14.0	21
10771	MAQU-69	69.0	10772	MAQU-13	13.8	1	0.35000	20.0	28.0	21
10781	NORI-69	69.0	10782	NORI-13	13.8	1	0.69700	14.0	14.0	5
10791	TACA-69	69.0	10792	TACA-13	13.8	1	0.60714	14.0	14.0	21
10821	SECA-69	69.0	10822	SECA-13	13.8	1	2.83000	3.0	3.0	9
10851	POZA-69	69.0	10852	POZA-13	13.8	1	0.82583	12.0	13.0	5
10901	CONC-69	69.0	10903	CONC-E4	13.8	1	0.58333	12.0	12.0	5
10901	CONC-69	69.0	10904	CONC-E5	13.8	1	0.58333	12.0	12.0	5
10901	CONC-69	69.0	10905	CONC-C6	13.8	1	0.21743	35.0	35.0	5
10911	PANT-69	69.0	10913	PANT-V1	13.8	1	0.28000	40.0	40.0	5
10931	GENO-69	69.0	10932	GENO-D1	13.8	1	0.34571	35.0	35.0	5
10931	GENO-69	69.0	10933	GENO-D2	13.8	1	0.35714	35.0	35.0	5
10961	UNIO-69	69.0	10962	UNIO-V1	13.8	1	0.31820	40.0	40.0	5
10971	SAAN-69	69.0	10972	SAAN-V1	13.8	1	0.35000	40.0	40.0	5
10981	MTIE-69	69.0	10982	MTIE-V1	13.8	1	0.35000	40.0	40.0	5

Continuación tabla VI.

Bus alta		KV	Bus baja		KV	#	X	Base	MVA	Taps
10991	TDAM-69	69.0	10992	TDAM-V1	13.8	1	0.73357	14.0	20.0	5
10991	TDAM-69	69.0	10994	AMAT-69	13.8	1	0.34857	35.0	35.0	5
10991	TDAM-69	69.0	10995	ELEC-69	13.8	1	0.34857	35.0	35.0	5
11011	MAGD-69	69.0	11014	MAGD-C1	13.8	1	0.83333	12.0	20.0	5
11061	RIOH-69	69.0	11062	RIOH-13	13.8	1	0.25000	50.0	50.0	5
11081	CANA-69	69.0	11082	CANA-H1	13.8	1	0.53700	20.0	27.0	5
11081	CANA-69	69.0	11083	CANA-H2	13.8	1	0.53650	20.0	27.0	5
11091	VACA-69	69.0	11092	VACA-H1	13.8	1	0.25950	25.9	26.0	5
11091	VACA-69	69.0	11093	VACA-H2	13.8	1	0.25950	25.9	26.0	5
11101	MITA-69	69.0	11102	MITA-13	13.8	1	0.60000	14.0	14.0	21
11141	XELA-69	69.0	11142	XELA-13	13.8	1	0.35000	20.0	28.0	5
11211	CZYM-69	69.0	11212	CZYM-13	13.8	1	0.50111	18.0	28.0	5
11221	SACA-69	69.0	11222	SACA-13	13.8	1	0.60000	14.0	14.0	21
11231	FRBA-69	69.0	11232	FRBA-13	13.8	1	0.60000	14.0	14.0	21
11241	CHCM-69	69.0	11242	CHCM-13	13.8	1	0.60000	14.0	14.0	21
11251	CHAJ-69	69.0	11252	CHAJ-13	13.8	1	0.60000	14.0	14.0	21
11261	RABI-69	69.0	11262	RABI-13	13.8	1	0.60000	14.0	14.0	21
11271	TESO-69	69.0	11272	TESO-H1	13.8	1	0.35714	28.0	33.0	5
11271	TESO-69	69.0	11273	TESO-H2	13.8	1	0.35714	28.0	33.0	5
11311	TEJU-69	69.0	11312	TEJU-13	13.8	1	0.60714	14.0	14.0	21
11321	ZACU-69	69.0	11322	ZACU-13	13.8	1	0.70000	14.0	14.0	21
11341	BARI-69	69.0	11342	BARI-13	13.8	1	0.60000	14.0	14.0	21
11371	NEGR-69	69.0	11372	NEGR-H1	13.8	1	0.93827	8.1	8.0	5
11371	NEGR-69	69.0	11373	NEGR-H2	13.8	1	0.93827	8.1	8.0	5
11381	CANU-69	69.0	11382	CANU-H1	13.8	1	0.66667	11.4	11.0	5
11381	CANU-69	69.0	11383	CANU-H2	13.8	1	0.66667	11.4	11.0	5
11391	CUTZ-69	69.0	11392	CUTZ-H1	13.8	1	1.31034	5.8	6.0	5
11391	CUTZ-69	69.0	11393	CUTZ-H2	13.8	1	1.31034	5.8	6.0	5
12011	AMAT-69	69.0	10941	CALD-V1	13.8	1	0.51740	20.0	28.0	5
11031	ZUNI-69	69.0	11032	ZUNI-V1	13.2	1	0.27267	30.0	30.0	17
10184	ESCU-691	69.0	10922	PALM-S&S	12.5	1	0.27680	50.0	50.0	5
11011	MAGD-69	69.0	11012	MAGD-E12	12.5	1	0.95432	12.0	20.0	5
11051	TULU-69	69.0	11052	TULU-V12	12.0	1	1.35000	20.0	20.0	5
10871	RENA-69	69.0	10872	RENA-H1	6.9	1	1.07500	24.7	25.0	5
10871	RENA-69	69.0	10873	RENA-H2	6.9	1	1.07500	24.7	25.0	5
10871	RENA-69	69.0	10874	RENA-H3	6.9	1	1.07500	24.7	25.0	5
10471	ESCL-69	69.0	10071	ESCL-H12	6.9	1	0.65333	15.0	15.0	5
10821	SECA-69	69.0	10823	SECA-HG	6.6	1	0.47978	20.0	20.0	9

Continuación tabla VI.

Bus alta		KV	Bus baja		KV	#	X	Base	MVA	Taps
10811	RIOB-69	69.0	10812	RIOB-HG	4.2	1	0.76561	10.0	15.0	5
10861	PASA-69	69.0	10862	PASA-H1	4.2	1	1.06667	7.5	8.0	5
10861	PASA-69	69.0	10863	PASA-H2	4.2	1	1.06667	7.5	8.0	5
10881	MTNZ-69	69.0	10882	MTNZ-H1	4.2	1	0.66667	15.0	15.0	5
10891	TERE-69	69.0	10892	TERE-4	4.2	1	0.52632	19.0	19.0	5
10901	CONC-69	69.0	10906	CONC-E23	4.2	1	0.46000	20.0	20.0	5
11011	MAGD-69	69.0	11013	MAGD-E3	4.2	1	0.86802	12.0	20.0	5
10391	RETA-69	69.0	10392	RETA-2.4	2.4	1	1.03500	5.0	7.0	5
10041	SALT-69	69.0	10042	SALT-H12	2.3	1	1.83200	3.8	4.0	5
10121	FELI-69	69.0	10122	FELI-2	2.3	1	1.83200	3.8	4.0	5
10131	PORV-69	69.0	10132	PORV-H1	2.3	1	1.68571	4.5	5.0	5
10731	SMAR-69	69.0	10733	SMAR-H13	2.3	1	0.73800	10.0	14.0	5
11002	SIDE-22	22.8	11003	SIDE-B1	13.2	1	0.22933	30.0	40.0	5
10831	SISI-13	13.8	10832	SISI-H12	4.2	1	1.33333	4.5	5.0	5
10852	POZA-13	13.8	10853	POZA-H1	4.2	1	1.17600	5.0	5.0	5
10852	POZA-13	13.8	10854	POZA-H2	4.2	1	1.17600	5.0	5.0	5
10883	MTNZ-13	13.8	10882	MTNZ-H1	4.2	1	2.22220	4.5	5.0	5
10133	PORV-13	13.8	10132	PORV-H1	2.3	1	1.35200	3.0	3.0	5
10273	COBA-13	13.8	10551	CHIC-H12	0.4	1	5.36761	0.8	1.0	5
11012	MAGD-E12	12.5	11013	MAGD-E3	4.2	1	0.65682	10.0	18.0	5
11052	TULU-V12	12.0	11053	TULU-V3	0.5	1	0.70800	3.0	3.0	5

Tabla VII. Generadores

PLANTA	KV	ID	P _{MAX}	P _{MIN}	Q _{MAX}	Q _{MIN}	BASE	ZS
11022	SJOS-V1	V1	136.0	0.0	64.0	-7.8	160.0	0.146
10102	CHIX-H1	H1	55.0	15.0	29.0	-20.0	55.3	0.179
10103	CHIX-H2	H2	55.0	15.0	29.0	-20.0	55.3	0.179
10104	CHIX-H3	H3	55.0	15.0	29.0	-20.0	55.3	0.179
10105	CHIX-H4	H4	55.0	15.0	29.0	-20.0	55.3	0.179
10106	CHIX-H5	H5	55.0	15.0	29.0	-20.0	55.3	0.179
10064	ESCU-V2	V2	40.0	15.0	30.0	-20.0	62.0	0.094
10913	PANT-V1	C2	40.0	10.0	5.0	0.0	45.0	0.187
10952	TAMP-G1	G1	40.0	20.0	20.0	-5.0	60.0	0.130
10953	TAMP-G2	G2	40.0	20.0	20.0	-5.0	60.0	0.130
10962	UNIO-V1	C4	36.0	10.0	5.0	0.0	45.0	0.200
10972	SAAN-V1	C1	32.0	10.0	10.0	0.0	31.3	0.200
10922	PALM-S&S	SS	31.3	15.0	10.5	-5.0	39.5	0.188

Continuación tabla VII.

PLANTA	KV	ID	P _{MAX}	P _{MIN}	Q _{MAX}	Q _{MIN}	BASE	ZS	
10061	ESCU-G25	13.8	G5	30.0	10.0	5.0	0.0	46.5	0.180
10452	AGUA-H1	10	H1	30.0	6.7	10.0	-15.0	37.5	0.180
10453	AGUA-H2	10	H2	30.0	6.7	10.0	-15.0	37.5	0.180
10454	AGUA-H3	10	H3	30.0	6.7	10.0	-15.0	37.5	0.180
10145	LAGU-G4	13.8	G4	28.5	15.0	15.0	0.0	35.0	0.159
10062	ESCU-G3	13.8	G3	25.0	10.0	7.0	0.0	33.3	0.170
11272	TESO-H1	13.8	H1	24.7	0.0	10.0	-5.0	32.6	0.220
11273	TESO-H2	13.8	H2	24.7	0.0	10.0	-5.0	32.6	0.220
11082	CANA-H1	13.8	H1	24.0	5.0	7.0	-5.0	28.3	0.220
11083	CANA-H2	13.8	H2	24.0	5.0	7.0	-5.0	28.3	0.220
10905	CONC-C6	13.8	C6	23.0	10.0	5.0	0.0	28.8	0.135
10063	ESCU-G4	13.8	4	22.0	10.0	5.0	0.0	33.3	0.170
11092	VACA-H1	13.8	H1	20.7	8.0	15.0	-5.0	26.0	0.430
11093	VACA-H2	13.8	H2	20.7	8.0	15.0	-5.0	26.0	0.430
10052	JURU-H1	13.8	H1	20.0	8.0	5.0	-5.0	25.0	0.165
10053	JURU-H2	13.8	H2	20.0	8.0	5.0	-5.0	25.0	0.165
10054	JURU-H3	13.8	H3	20.0	8.0	5.0	-5.0	25.0	0.165
10872	RENA-H1	6.9	H1	20.0	5.0	11.9	0.0	22.5	0.220
10873	RENA-H2	6.9	H2	20.0	5.0	11.9	0.0	22.5	0.220
10874	RENA-H3	6.9	H3	20.0	5.0	11.9	0.0	22.5	0.220
10982	MTIE-V1	13.8	C1	20.0	5.0	6.0	0.0	20.0	0.200
11012	MAGD-E12	12.5	E1	20.0	10.0	5.0	0.0	25.0	0.200
11044	ENRO-B3	13.8	1	18.5	10.0	10.0	-5.0	23.1	0.210
11044	ENRO-B3	13.8	2	18.5	10.0	10.0	-5.0	23.1	0.210
11044	ENRO-B3	13.8	3	18.5	10.0	10.0	-5.0	23.1	0.210
11044	ENRO-B3	13.8	4	18.5	10.0	10.0	-5.0	23.1	0.210
11045	ENRO-B3B	13.8	5	18.5	10.0	10.0	-5.0	23.1	0.210
11045	ENRO-B3B	13.8	6	18.5	10.0	10.0	-5.0	23.1	0.210
11045	ENRO-B3B	13.8	7	18.5	10.0	10.0	-5.0	23.1	0.210
11062	RIOH-13	13.8	H1	18.0	5.0	8.0	-4.0	21.2	0.179
11062	RIOH-13	13.8	H2	18.0	5.0	8.0	-4.0	21.2	0.179
10143	LAGU-G2	13.8	G2	17.5	10.0	8.0	0.0	33.7	0.210
10144	LAGU-G3	13.8	3	17.5	10.0	10.0	0.0	33.7	0.210
11152	ARIZ-D1	13.8	1	16.4	8.0	12.0	-7.0	21.3	0.193
11152	ARIZ-D1	13.8	2	16.4	8.0	12.0	-7.0	21.3	0.193
11152	ARIZ-D1	13.8	3	16.4	8.0	12.0	-7.0	21.3	0.193
11153	ARIZ-D2	13.8	4	16.4	8.0	12.0	-7.0	21.3	0.193
11153	ARIZ-D2	13.8	5	16.4	8.0	12.0	-7.0	21.3	0.193
11153	ARIZ-D2	13.8	6	16.4	8.0	12.0	-7.0	21.3	0.193
11153	ARIZ-D2	13.8	7	16.4	8.0	12.0	-7.0	21.3	0.193
11154	ARIZ-D3	13.8	10	16.4	8.0	12.0	-7.0	21.3	0.193
11154	ARIZ-D3	13.8	8	16.4	8.0	12.0	-7.0	21.3	0.193
11154	ARIZ-D3	13.8	9	16.4	8.0	12.0	-7.0	21.3	0.193
10892	TERE-4	4.16	H1	16.0	5.0	5.0	-5.0	19.0	0.250

Continuación tabla VII.

PLANTA	KV	ID	P _{MAX}	P _{MIN}	Q _{MAX}	Q _{MIN}	BASE	ZS	
10823	SECA-HG	6.6	H1	15.6	4.0	10.0	-5.0	19.5	0.200
10921	PALM-DG	13.8	D1	15.0	5.0	8.5	0.0	19.7	0.281
10921	PALM-DG	13.8	D2	15.0	5.0	8.5	0.0	19.7	0.281
10921	PALM-DG	13.8	D3	15.0	5.0	8.5	0.0	19.7	0.281
10921	PALM-DG	13.8	D4	15.0	5.0	8.5	0.0	19.7	0.281
10146	LAGU-V3	13.8	V3	12.6	8.0	2.0	0.0	13.5	0.103
10147	LAGU-V4	13.8	V4	12.6	8.0	2.0	0.0	13.5	0.103
11014	MAGD-C1	13.8	C1	12.5	7.5	5.0	0.0	15.6	0.200
11052	TULU-V12	12	V1	12.5	8.8	9.9	0.0	13.6	0.138
10812	RIOB-HG	4.16	H1	11.0	1.0	3.0	-2.0	12.5	0.200
10932	GENO-D1	13.8	D1	10.6	5.0	5.0	0.0	12.1	0.200
10932	GENO-D1	13.8	D2	10.6	5.0	5.0	0.0	12.1	0.200
10933	GENO-D2	13.8	D3	10.6	5.0	5.0	0.0	12.1	0.200
10933	GENO-D2	13.8	D4	10.6	5.0	5.0	0.0	12.1	0.200
10882	MTNZ-H1	4.16	H1	10.5	2.0	5.0	-5.0	11.7	0.200
11382	CANU-H1	13.8	H1	10.3	0.0	4.5	-3.4	11.4	0.220
11383	CANU-H2	13.8	H2	10.3	0.0	4.5	-3.4	11.4	0.220
10061	ESCU-G25	13.8	G2	10.0	5.0	5.0	0.0	17.6	0.180
10142	LAGU-G1	13.8	G1	10.0	5.0	5.0	0.0	15.6	0.250
10903	CONC-E4	13.8	E4	10.0	5.0	3.0	0.0	12.5	0.103
10904	CONC-E5	13.8	E5	10.0	5.0	3.0	0.0	12.5	0.103
11012	MAGD-E12	12.5	E2	10.0	5.0	3.0	0.0	12.5	0.200
10906	CONC-E23	4.16	E3	7.5	3.0	3.0	0.0	9.4	0.220
10994	AMAT-69	13.8	10	7.5	0.0	5.6	0.0	9.4	0.195
10994	AMAT-69	13.8	5	7.5	0.0	5.6	0.0	9.4	0.195
10994	AMAT-69	13.8	6	7.5	0.0	5.6	0.0	9.4	0.195
10994	AMAT-69	13.8	7	7.5	0.0	5.6	0.0	9.4	0.195
10994	AMAT-69	13.8	8	7.5	0.0	5.6	0.0	9.4	0.195
10994	AMAT-69	13.8	9	7.5	0.0	5.6	0.0	9.4	0.195
10995	ELEC-69	13.8	11	7.5	0.0	5.6	0.0	9.4	0.195
10995	ELEC-69	13.8	12	7.5	0.0	5.6	0.0	9.4	0.195
10995	ELEC-69	13.8	13	7.5	0.0	5.6	0.0	9.4	0.195
10995	ELEC-69	13.8	14	7.5	0.0	5.6	0.0	9.4	0.195
11202	PETE-34	34.5	IN	7.5	2.0	2.0	0.0	9.4	0.220
11212	CZYM-13	13.8	1	7.5	5.0	4.5	-2.5	9.4	0.305
11212	CZYM-13	13.8	2	7.5	5.0	4.5	-2.5	9.4	0.305
11372	NEGR-H1	13.8	H1	7.3	0.0	3.2	-2.4	8.1	0.220
11373	NEGR-H2	13.8	H2	7.3	0.0	3.2	-2.4	8.1	0.220
10071	ESCL-H12	6.9	H1	7.0	1.0	1.0	-1.0	7.5	0.210
10071	ESCL-H12	6.9	H2	7.0	1.0	1.0	-1.0	7.5	0.210
10862	PASA-H1	4.16	H1	6.2	1.0	1.0	-1.0	7.5	0.319
10863	PASA-H2	4.16	H2	6.2	1.0	1.0	-1.0	7.5	0.319
10082	ENRO-B1	13.8	1	5.9	2.0	1.5	0.0	7.4	0.200
10082	ENRO-B1	13.8	10	5.9	2.0	1.5	0.0	7.4	0.200

Continuación tabla VII.

PLANTA	KV	ID	PMAX	PMIN	QMAX	QMIN	BASE	ZS	
10082	ENRO-B1	13.8	2	5.9	2.0	1.5	0.0	7.4	0.200
10082	ENRO-B1	13.8	3	5.9	2.0	1.5	0.0	7.4	0.200
10082	ENRO-B1	13.8	4	5.9	2.0	1.5	0.0	7.4	0.200
10082	ENRO-B1	13.8	5	5.9	2.0	1.5	0.0	7.4	0.200
10082	ENRO-B1	13.8	6	5.9	2.0	1.5	0.0	7.4	0.200
10082	ENRO-B1	13.8	7	5.9	2.0	1.5	0.0	7.4	0.200
10082	ENRO-B1	13.8	8	5.9	2.0	1.5	0.0	7.4	0.200
10082	ENRO-B1	13.8	9	5.9	2.0	1.5	0.0	7.4	0.200
10083	ENRO-B2	13.8	1	5.9	2.0	1.5	0.0	7.4	0.200
10083	ENRO-B2	13.8	10	5.9	2.0	1.5	0.0	7.4	0.200
10083	ENRO-B2	13.8	2	5.9	2.0	1.5	0.0	7.4	0.200
10083	ENRO-B2	13.8	3	5.9	2.0	1.5	0.0	7.4	0.200
10083	ENRO-B2	13.8	4	5.9	2.0	1.5	0.0	7.4	0.200
10083	ENRO-B2	13.8	5	5.9	2.0	1.5	0.0	7.4	0.200
10083	ENRO-B2	13.8	6	5.9	2.0	1.5	0.0	7.4	0.200
10083	ENRO-B2	13.8	7	5.9	2.0	1.5	0.0	7.4	0.200
10083	ENRO-B2	13.8	8	5.9	2.0	1.5	0.0	7.4	0.200
10083	ENRO-B2	13.8	9	5.9	2.0	1.5	0.0	7.4	0.200
10941	CALD-V1	13.8	V1	5.2	0.0	1.0	0.0	6.0	0.200
11392	CUTZ-H1	13.8	H1	5.2	0.0	2.3	-1.7	5.8	0.220
11393	CUTZ-H2	13.8	H2	5.2	0.0	2.3	-1.7	5.8	0.220
10992	TDAM-V1	13.8	1	5.1	0.0	3.9	0.0	6.4	0.200
10992	TDAM-V1	13.8	2	5.1	0.0	3.9	0.0	6.4	0.200
10992	TDAM-V1	13.8	3	5.1	0.0	3.9	0.0	6.4	0.200
10992	TDAM-V1	13.8	4	5.1	0.0	3.9	0.0	6.4	0.200
10213	PALI-13	13.8	H1	5.0	1.0	2.0	-2.0	6.0	0.220
10921	PALM-DG	13.8	D5	5.0	2.0	2.0	0.0	6.2	0.200
11013	MAGD-E3	4.16	E3	5.0	2.0	2.0	0.0	6.2	0.200
11003	SIDE-B1	13.2	1	4.8	2.0	2.0	0.0	5.5	0.200
11003	SIDE-B1	13.2	10	4.8	2.0	2.0	0.0	5.5	0.200
11003	SIDE-B1	13.2	2	4.8	2.0	2.0	0.0	5.5	0.200
11003	SIDE-B1	13.2	3	4.8	2.0	2.0	0.0	5.5	0.200
11003	SIDE-B1	13.2	4	4.8	2.0	2.0	0.0	5.5	0.200
11003	SIDE-B1	13.2	5	4.8	2.0	2.0	0.0	5.5	0.200
11003	SIDE-B1	13.2	6	4.8	2.0	2.0	0.0	5.5	0.200
11003	SIDE-B1	13.2	7	4.8	2.0	2.0	0.0	5.5	0.200
11003	SIDE-B1	13.2	8	4.8	2.0	2.0	0.0	5.5	0.200
11003	SIDE-B1	13.2	9	4.8	2.0	2.0	0.0	5.5	0.200
11032	ZUNI-V1	13.2	1	4.5	1.0	2.0	-2.0	5.6	0.200
11032	ZUNI-V1	13.2	2	4.5	1.0	2.0	-2.0	5.6	0.200
11032	ZUNI-V1	13.2	3	4.5	1.0	2.0	-2.0	5.6	0.200
11032	ZUNI-V1	13.2	4	4.5	1.0	2.0	-2.0	5.6	0.200
11032	ZUNI-V1	13.2	5	4.5	1.0	2.0	-2.0	5.6	0.200
11032	ZUNI-V1	13.2	6	4.5	1.0	2.0	-2.0	5.6	0.200

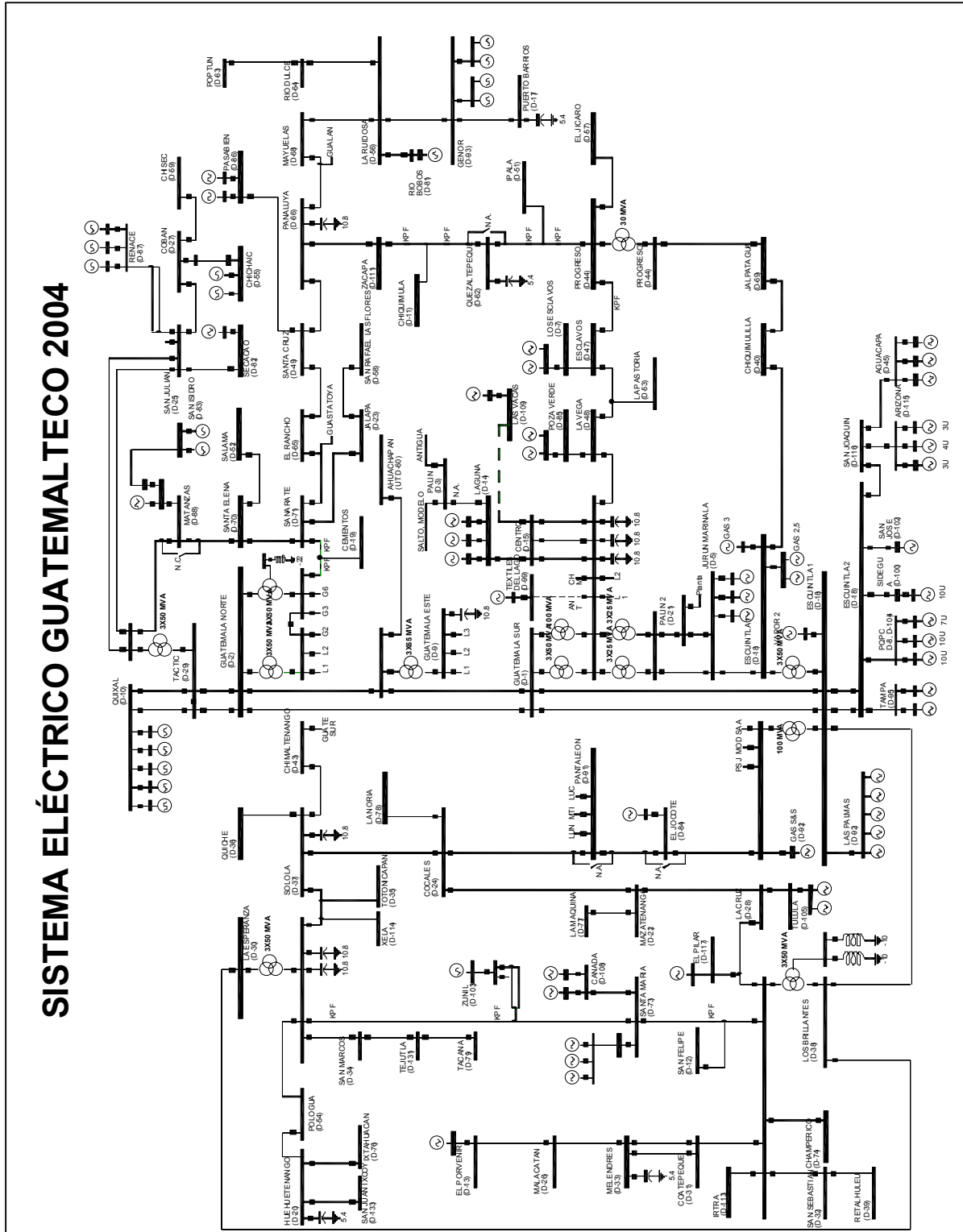
Continuación tabla VII.

PLANTA		KV	ID	P _{MAX}	P _{MIN}	Q _{MAX}	Q _{MIN}	BASE	ZS
10192	NOVE-692	69	1	4.0	0.0	2.0	0.0	5.3	0.210
10192	NOVE-692	69	2	4.0	0.0	2.0	0.0	5.3	0.210
10192	NOVE-692	69	3	4.0	0.0	2.0	0.0	5.3	0.210
10192	NOVE-692	69	4	4.0	0.0	2.0	0.0	5.3	0.210
10853	POZA-H1	4.16	H1	4.0	1.0	1.0	-1.0	4.4	0.210
10854	POZA-H2	4.16	H2	4.0	1.0	1.0	-1.0	4.4	0.210
11052	TULU-V12	12	V2	4.0	2.8	3.0	0.0	5.0	0.100
11202	PETE-34	34.5	CO	4.0	1.0	1.5	0.0	5.0	0.220
10192	NOVE-692	69	5	2.5	0.0	1.5	0.0	3.2	0.280
10192	NOVE-692	69	6	2.5	0.0	1.5	0.0	3.2	0.280
10906	CONC-E23	4.16	E2	2.5	1.0	1.0	0.0	3.1	0.218
11053	TULU-V3	0.48	V3	2.5	0.0	1.8	0.0	3.0	0.220
10042	SALT-H12	2.3	H1	2.0	0.5	0.3	0.0	2.5	0.200
10132	PORV-H1	2.3	H1	2.0	0.5	0.2	0.0	2.5	0.200
10733	SMAR-H13	2.3	H1	2.0	1.0	0.0	-2.0	2.5	0.200
10733	SMAR-H13	2.3	H2	2.0	1.0	0.0	-2.0	2.5	0.200
10733	SMAR-H13	2.3	H3	2.0	1.0	0.0	-2.0	2.5	0.200
10832	SISI-H12	4.16	H1	1.7	0.0	1.0	-1.0	1.9	0.180
10832	SISI-H12	4.16	H2	1.7	0.0	1.0	-1.0	1.9	0.180
11202	PETE-34	34.5	UF	1.4	0.5	0.5	0.0	1.8	0.220
10551	CHIC-H12	0.4	1	0.5	0.0	0.0	0.0	0.6	0.200

2.5 Diagrama Unifilar

En la figura 26 se presenta el diagrama unifilar de la red de transmisión del sistema eléctrico de Guatemala para el año 2004

Figura 26. Diagrama unifilar sistema eléctrico de Guatemala 2004



3. RESULTADOS DEL ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA

3.1 Introducción

Luego de haber ajustado los casos base de flujo de carga correspondientes al año 2004 de acuerdo a datos reales de la red, haber proyectado y ajustado los escenarios de carga y generación esperados para época seca y húmeda, demanda máxima y mínima de los años 2005 – 2009; se procedió a verificar para cada caso las condiciones de operación en estado estable para identificar básicamente si existen violaciones a los criterios de seguridad establecidos para niveles de tensión y sobrecarga.

En los casos analizados se supone que todos los elementos de la red se encuentran en servicio (condiciones normales de operación), que no existen libranzas programadas, que operan correctamente todos los cambiadores de tap bajo carga de los bancos de transformación, que operan correctamente los reguladores de voltaje conectados en las barras de baja tensión de los transformadores, que todos los elementos de compensación reactiva modelados están disponibles y que las unidades generadoras pueden operar dentro de los límites de capacidad reactiva modelados. Para cada uno de los escenarios se realizó la siguiente modelación:

3.2 Época húmeda 2004

Para este escenario se estimó la culminación de algunas líneas de transmisión de 69 kV y subestaciones reductoras para distribución que corresponden al plan de electrificación rural tales como Zacualpa, El Estor, Playa Grande, etc.

Fue contemplada una permutación de equipos de transformación 69/34.5 kV entre las subestaciones de La Ruidosa y Sololá para aprovechar eficientemente la capacidad existente y evitar sobrecarga en la subestación de Sololá.

Para este escenario se observó que existe deficiencia de compensación estática reactiva en múltiples nodos de la red, por lo que para el escenario de época seca 2005 se hace un requerimiento considerable de elementos de compensación. El resumen de ampliaciones se presenta a continuación:

Tabla VIII. Líneas de transmisión, época húmeda 2004

Nodo inicio	Nodo fin	Voltaje (KV)	Longitud (Km)
Quiche	Zacualpa	69.0	38.0
Río Dulce	Estor	69.0	44.0
Chiséc	Playa Grande	69.0	74.0
Solóma	Barillas	69.0	50.0
Tejutla	Tacaná	69.0	35.0

Tabla IX. Transformadores, época húmeda 2004

Subestación	Voltaje (KV)	Capacidad (MVA)
Zacualpa	69.0/13.8	14.0
Estor	69.0/13.8	14.0
Playa Grande	69.0/34.5	14.0
Barillas	69.0/13.8	14.0
Tacaná	69.0/13.8	14.0

En caso que la capacidad de transformación en San Juan Ixcoy se torne insuficiente, ya sea por el crecimiento natural de la carga o el retraso de otras ampliaciones previstas, se sugiere que sean intercambiados temporalmente los transformadores de San Juan Ixcoy y Playa Grande.

En cuanto a compensación reactiva tomando en cuenta la disponibilidad de equipos para este escenario solamente será trasladado un banco de capacitores de 5.4MVAR en 69 kV de la subestación La Esperanza hacia la subestación Puerto Barrios e instalado 1.8MVAR en la barra 34.5 kV de La Ruidosa para mejorar el nivel de tensión en esa área y reducir la magnitud de generación forzada para regulación.

Tabla X. Compensación reactiva, época húmeda 2004

Subestación	Voltaje (KV)	Capacidad (MVAR)
Puerto Barrios	69.0	5.4
La Ruidosa	34.5	1.8

3.3 Época seca 2005

En este escenario fue simulada la conversión de 69 kV a 138 kV de las líneas Progreso – Ipala – Río Grande, la cual es de gran importancia para mejorar la capacidad de transmisión y mejorar la regulación de tensión en el subsistema oriental.

En el subsistema occidental fue simulada la nueva línea 69 kV entre San Marcos y Malacatán, con la cual se pretende incrementar la confiabilidad y continuidad del servicio para los usuarios de esa área. Además con la adición de un tramo muy corto de línea se modificó la topología de conexión de la subestación Quezaltenango para que esté servida directamente desde la subestación La Esperanza para brindar una mayor confiabilidad y continuidad en el servicio en esa área. Adicionalmente se sugiere trasladar el transformador 69/34.5 kV 14MVA de Playa Grande hacia la subestación San Juan Ixcoy para evitar una posible violación por sobrecarga.

También fueron modeladas las subestaciones de Patzún y La Cruz de Santiago que Unión Fenosa pretende construir a inmediaciones de la línea Chimaltenango – Sololá, con lo que se pretende trasladar parte de la carga de la subestación Chimaltenango hacia La Cruz de Santiago.

En cuanto a generación se simuló la nueva central ZYM que contará con dos unidades impulsadas por motores de media velocidad, la cual se conectará por medio de una línea de transmisión a la barra 69 kV de Chimaltenango. El resumen de ampliaciones se presenta a continuación:

Tabla XI. Líneas de Transmisión, época seca 2005

Nodo inicio	Nodo fin	Voltaje (KV)	Longitud (Km)
San Marcos	Malacatán	69.0	32.0
Progreso	Ipala	138.0	39.0
Ipala	Río Grande	138.0	14.5
Tap Palín	Palín 2	138.0	1.0
Patzún	La Cruz de Santiago	69.0	10.0
Chimaltenango	Central ZYM	69.0	5.2
La Esperanza	Quezaltenango Tap	69.0	3.0

Tabla XII. Transformadores, época seca 2005

Subestación	Voltaje (KV)	Capacidad (MVA)
Ipala	138.0/13.8	14.0
Río Grande	138.0/69.0	42.0
Palín 2	138.0/13.8	10.0
La Cruz de Santiago	69.0/34.5	14.0
Central ZYM	69.0/13.8	28.0

Tabla XIII. Generadores, época seca 2005

Subestación	Voltaje (KV)	Capacidad (MW)
Central ZYM	13.8	2 x 7.5

Además para mantener un adecuado perfil de voltaje bajo condiciones de estado estable en todos los nodos del sistema se simuló la adición de elementos de compensación estática; algunos de ellos corresponden a las nuevas subestaciones del plan de electrificación rural.

Tabla XIV. Compensación reactiva, época seca 2005

Subestación	Voltaje (KV)	Capacidad (MVAR)
Ixtahuacán	13.8	1.8
San Rafael L.F.	13.8	1.8
Jalpatagua	13.8	1.8
La Máquina	13.8	1.8
Ipala	13.8	1.2
Zacapa	13.8	1.2
Progreso	13.8	1.2
Zacualpa	13.8	1.2
La Noria	13.8	1.2
Sololá	34.5	1.8
Jalapa	34.5	1.8
Poptún	34.5	1.8
El Rancho	34.5	1.8
Mayuelas	34.5	1.8
Huehuetenango	34.5	1.2
Chiquimula	34.5	1.2
Chiséc	34.5	1.2
Playa Grande	34.5	0.6
Huehuetenango	69.0	10.8
Jalapa	69.0	5.4
San Marcos	69.0	5.4

Luego de haber modelado estas ampliaciones no se encontraron violaciones a los límites establecidos en los criterios de seguridad de estado estable para voltaje y carga.

3.4 Época húmeda 2005

Para este escenario lo más relevante fue la modelación de la línea 69 kV Poptún – Santa Elena por medio de la cual se interconectará con el sistema eléctrico nacional el subsistema aislado del Petén, el cual actualmente tiene serios problemas energéticos que provocan una deficiente calidad y continuidad en su servicio.

Adicionalmente se espera poner en servicio un autotransformador 230/138 kV en la subestación Jalpatagua energizado por medio de una extensión de línea 230 kV desde la actual interconexión con El Salvador; con ello se espera mejorar la regulación de tensión en parte del subsistema oriental. El resumen de ampliaciones se presenta a continuación:

Tabla XV. Líneas de transmisión, época húmeda 2005

Nodo inicio	Nodo fin	Voltaje (KV)	Longitud (Km)
Poptún	Santa Elena	69.0	90.0
Jalpatagua	Tap Jalpatagua	230.0	2.2

Tabla XVI. Líneas de transmisión, época húmeda 2005

Subestación	Voltaje (KV)	Capacidad (MVA)
Santa Elena	69.0/34.5	28.0
Jalpatagua	230.0/138.0	70.0

Además se sugiere que para mantener un adecuado perfil de voltaje bajo condiciones de estado estable sean instalados los siguientes elementos de compensación estática:

Tabla XVII. Líneas de transmisión, época húmeda 2005

Subestación	Voltaje (KV)	Capacidad (MVAR)
San Rafael L.F.	13.8	1.2
Jalapa	34.5	1.2
Santa Elena Peten	34.5	4.8
Poptún	34.5	1.2
Quiche	13.8	1.2
Los Brillantes	69.0	10.8

Luego de haber modelado estas ampliaciones no se encontraron violaciones a los límites establecidos en los criterios de seguridad de estado estable para voltaje y carga. Sin embargo, se encontró que están llegando a su máxima capacidad los transformadores 69/13.8 kV de San Julián y Cobán, así como el 230/69 kV de Escuintla, para los cuales se proponen las acciones necesarias en los siguientes escenarios.

3.5 Época seca 2006

Para este escenario en el subsistema central se incluye la nueva subestación La Vega y la línea 230 kV La Vega – Aguacapa que tienen como fin incrementar la capacidad de transmisión entre la zona sur y centro de la red, y mejorar la regulación de voltaje en el subsistema central. Esta línea es una de las ampliaciones más importantes para el desempeño del sistema eléctrico nacional. Adicionalmente se incluye un tramo corto de línea 69 kV desde la barra de Guatemala Sur a la línea Centro – Laguna 1 (Tap Laguna-Centro), constituyéndose en un cuarto enlace entre Guatemala Sur y El Centro que evitaría disparos secuenciales por sobrecarga ante el disparo de uno de los enlaces existentes.

En el subsistema oriental se simuló una nueva línea de 69 kV entre El Estor y Secacao que tiene como objetivo reforzar el área de Puerto Barios, La Ruidosa, Poptún y Santa Elena Petén. Esta línea es de gran importancia por lo que se sugiere adelantar en lo posible su puesta en servicio.

Para el subsistema occidental se incluye una nueva línea 69 kV entre Meléndrez y Malacatán que tiene como objetivo reforzar la capacidad de transmisión entre ellas e incrementar la continuidad y confiabilidad del servicio en esa área. Además fue simulado el incremento en la capacidad de transformación de Chimaltenango, en el caso que Unión Fenosa no concrete el proyecto de La Cruz de Santiago esta ampliación se tiene que adelantar un año. Otra alternativa transitoria sería el intercambiar transformadores con la subestación Playa Grande.

Para evitar violar el límite de sobrecarga establecido se simuló el incremento de la capacidad de transformación de Quezaltenango a 28MVA y trasladar alrededor de 4.5MVA de carga de la EEM de La Esperanza hacia Quezaltenango para obtener una mejor distribución de carga. Se propone trasladar el transformador de Quezaltenango de 14MVA hacia San Julián, y el de San Julián trasladarlo hacia Cobán para incrementar la capacidad existente en 7MVA.

En cuanto a generación, fue simulada una nueva planta generadora hidroeléctrica a filo de agua denominada El Tesoro, la cual se conectará al sistema por medio de una línea de transmisión a la barra 69 kV de San Juan Ixcoy. Su puesta en operación es importante para el desplazamiento en tiempo de una ampliación en la transmisión entre La Esperanza y Huehuetenango. El resumen de ampliaciones se presenta a continuación:

Tabla XVIII. Líneas de transmisión, época seca 2006

Nodo inicio	Nodo fin	Voltaje (KV)	Longitud (Km)
El Estor	Secacao	69.0	55.0
Guate Sur	Tap Laguna	69.0	1.5
Meléndrez	Malacatán	69.0	30.0
La Vega	Aguacapa	230.0	26.0
San Juan Ixcoy	El Tesoro	69.0	40.0

Tabla XIX. Transformadores, época seca 2006

Subestación	Voltaje (KV)	Capacidad (MVA)
Quezaltenango	69.0/13.8	28.0
San Julián	69.0/13.8	14.0
Cobán	69.0/13.8	7.0
Chimaltenango	69.0/34.5	14.0
El Tesoro	69.0/13.8	2 x 32.6

Tabla XX. Generadores, época seca 2006

Subestación	Voltaje (KV)	Capacidad (MW)
El Tesoro	13.8	2 x 24.7

En cuanto a compensación reactiva se simula la importante instalación de 32.4MVAR en el subsistema central; de ser posible se sugiere adelantar su adquisición e instalación.

Tabla XXI. Compensación reactiva, época seca 2006

Subestación	Voltaje (KV)	Capacidad (MVAR)
Guate Este	69.0	10.8
Guate Norte	69.0	21.6

Luego de haber modelado estas ampliaciones no se encontraron violaciones a los límites establecidos en los criterios de seguridad de estado estable para voltaje y carga.

3.6 Época húmeda 2006

Para este escenario la ampliación más importante es la línea de interconexión en 400 kV con México y el banco de transformación 400/230 kV de la subestación Los Brillantes, que no solamente representa una fuente adicional de generación sino que mejorará la estabilidad de la red en general, así como la regulación de tensión y la continuidad del servicio en el subsistema occidental.

Adicionalmente se modeló la partición del circuito 230 kV Guatemala Sur – Guatemala Norte en la subestación Guatemala Este, con el objetivo de mejorar la regulación de voltaje en la barra 230 kV de Guatemala Este.

Para el subsistema oriental lo más relevante es la conversión de las líneas Río Grande – Chiquimula – Zacapa – Panaluya de 69 kV a 138 kV, que proveerán de una mayor capacidad de transmisión y una mejor regulación de voltaje. El transformador 69/34.5 kV que saldrá de Chiquimula deberá trasladarse hacia Playa Grande.

Para evitar la violación del límite de carga establecido para estado estable se propone ampliar la capacidad de transformación 230/69 kV instalando un nuevo banco de transformación 230/69 kV en Escuintla y trasladando el actual transformador de 100MW hacia la subestación de Cocales en donde se energizaría por medio de la línea 230 kV Escuintla – Los Brillantes, medida con la cual se mejora considerablemente la regulación de tensión en el área de Cocales y Mazatenango. El resumen de ampliaciones se presenta a continuación:

Tabla XXII. Líneas de transmisión, época húmeda 2006

Nodo inicio	Nodo fin	Voltaje (KV)	Longitud (Km)
Guate Sur	Guate Este (2)	230.0	15.0
Guate Este	Guate Norte (2)	230.0	15.5
Río Grande	Chiquimula	138.0	32.5
Chiquimula	Zacapa	138.0	25.0
Zacapa	Panaluya	138.0	10.0
Tapachula	Los Brillantes	400.0	71.0

Tabla XXIII. Transformadores, época húmeda 2006

Subestación	Voltaje (KV)	Capacidad (MVA)
Chiquimula	138.0/34.0	28.0
Cocales	230.0/69.0	100.0
Escuintla	230.0/69.0	150.0
Zacapa	138.0/13.8	14.0
Panaluya	138.0/69.0	100.0
Los Brillantes	400.0/230.0	225.0

Luego de haber modelado estas ampliaciones no se encontraron violaciones a los límites establecidos en los criterios de seguridad de estado estable para voltaje y carga. Se encontró, no obstante, que está llegando a su máxima capacidad el banco de transformación 230/69 kV 195MVA de Guatemala Este.

3.7 Época seca 2007.

En este escenario fue simulada la primera fase de la línea 230 kV Guatemala Sur - La Esperanza, llegando solamente hasta Sololá en donde se instalará un transformador 230/69 kV que mejorará la regulación de tensión en el área.

Se sugiere que el banco de capacitores de 10.8KV de Sololá se traslade hacia Chimaltenango para conseguir un perfil de voltaje más plano a lo largo de la red. No está de más indicar que completar el anillo de 230 kV del subsistema occidental es de gran importancia no sólo para mejorar las condiciones del mismo, sino para garantizar una adecuada operación interconectada con México.

Para evitar violaciones al límite de carga establecido en los criterios de seguridad de estado estable se simuló el incremento de la capacidad de transformación en Guatemala Este 230/69 kV en 100MVA, para ello se sugiere trasladar el transformador 4 de Guatemala Sur hacia Guatemala Este e instalar un nuevo banco de transformación de 150MVA en la subestación Guatemala Sur.

Adicionalmente se pondrán en servicio algunas líneas de 69 kV en los subsistemas occidental y oriental que corresponden al plan de electrificación rural. El resumen de ampliaciones se presenta a continuación:

Tabla XXIV. Líneas de transmisión, época seca 2007

Nodo inicio	Nodo fin	Voltaje (KV)	Longitud (Km)
Guate Sur	Sololá	230.0	78.0
Quiche	Sacapulas	69.0	40.0
Chiséc	Fray Bartolomé	69.0	49.0
Chicamán	Sacapulas	69.0	35.0
Sacapulas	Chajul	69.0	30.0
Tactic	Chicamán	69.0	60.0

Tabla XXV. Transformadores, época seca 2007

Subestación	Voltaje (KV)	Capacidad (MVA)
Sololá	230.0/69.0	100.0
Guate Sur	230.0/69.0	150.0
Guate Este	230.0/69.0	100.0
Fray Bartolomé	69.0/13.8	14.0
Sacapulas	69.0/13.8	14.0
Chajul	69.0/13.8	14.0
Chicamán	69.0/13.8	14.0

Tabla XXVI. Compensación reactiva, época seca 2007

Subestación	Voltaje (KV)	Capacidad (MVAR)
Chimaltenango	69.0	10.8

Luego de haber modelado estas ampliaciones no se encontraron violaciones a los límites establecidos en los criterios de seguridad de estado estable para voltaje y carga.

3.8 Época húmeda 2007

Para este escenario fue simulada la puesta en servicio de varias centrales hidroeléctricas, tales como Negro, Canuja y Cutzulchimá que forman parte del proyecto Tres Ríos el cual se estaría conectando al sistema por medio de una subestación del mismo nombre a inmediaciones de la línea Malacatán – San Marcos. También se modelaron las centrales Río Hondo 2 que se conectará a la barra 69 kV de Panaluya y Santa Teresa a la barra 69 kV de San Julián.

Para el subsistema central se modeló el incremento de la capacidad de transformación en Guatemala Norte, para lo que se sugiere trasladar el banco de transformación 230/69 kV de Tactic hacia Guatemala Norte e instalar un nuevo transformador trifásico 230/69 kV de 100MVA en Tactic.

Adicionalmente se pondrán en servicio algunas líneas de 69 kV en el subsistema oriental que corresponden al plan de electrificación rural. El resumen de ampliaciones se presenta a continuación:

Tabla XXVII. Líneas de transmisión, época húmeda 2007

Nodo inicio	Nodo fin	Voltaje (KV)	Longitud (Km)
Tres Ríos	Central Negro	69.0	2.0
Tres Ríos	Central Canuja	69.0	1.5
Central Canuja	Central Cutzulchimá	69.0	4.5
Panaluya	Río Hondo 2	69.0	3.0
San Julián	Santa Teresa	69.0	10.0
Progreso	Asunción Mita	69.0	20.0
Salamá	Rabinal	69.0	20.0

Tabla XXVIII. Transformadores, época húmeda 2007

Subestación	Voltaje (KV)	Capacidad (MVA)
Central Negro	69.0/13.8	2 x 8.1
Central Canuja	69.0/13.8	2 x 11.4
Central Cutzulchimá	69.0/13.8	2 x 5.8
Río Hondo 2	69.0/13.8	55.0
Guate Norte	230.0/69.0	150.0
Santa Teresa	69.0/4.16	21.9
Asunción Mita	69.0/13.8	14.0
Rabinal	69.0/13.8	14.0

Tabla XXIX. Generadores, época húmeda 2007

Subestación	Voltaje (KV)	Capacidad (MW)
Negro	13.8	2 x 7.3
Canuja	13.8	2 x 10.3
Cutzulchimá	13.8	2 x 5.2
Río Hondo 2	13.8	2 x 18.0
Santa Teresa	4.16	16.0

Tabla XXX. Compensación Reactiva, época húmeda 2007

Subestación	Voltaje (KV)	Capacidad (MVAR)
La Máquina	13.8	1.2

Luego de haber modelado estas ampliaciones no se encontraron violaciones a los límites establecidos en los criterios de seguridad de estado estable para voltaje y carga.

3.9 Época seca 2008

Para este escenario lo más relevante fue la modelación de la puesta en servicio de las nuevas líneas de interconexión con Honduras y El Salvador correspondientes al proyecto SIEPAC, así como el banco de transformación 230/69 kV de la subestación Panaluya que reforzará enormemente el subsistema oriental.

Para el subsistema occidental es de gran importancia la conversión de 69 kV a 138 kV de la línea La Esperanza – Pologua – Huehuetenango que incrementará la capacidad de transmisión desde La Esperanza y mejorará la regulación de tensión en el área de Huehuetenango. El resumen de ampliaciones se presenta a continuación:

Tabla XXXI. Líneas de transmisión, época seca 2008

Nodo inicio	Nodo fin	Voltaje (KV)	Longitud (Km)
La Esperanza	Pologua	138.0	20.0
Pologua	Huehuetenango	138.0	38.6
Solóma	Jacaltenango	69.0	35.0
Guate Norte	Panaluya	230.0	115.0
Panaluya	Río Lindo	230.0	182.0
Guate Este	Ahuachapán	230.0	110.0

Tabla XXXII. Transformadores, época seca 2008

Subestación	Voltaje (KV)	Capacidad (MVA)
La Esperanza	230.0/138.0	100.0
Pologua	138.0/13.8	28.0
Huehuetenango	138.0/69.0	75.0
Jacaltenango	69.0/34.5	14.0
Panaluya	230.0/69.0	150.0

Además se sugiere que para mantener un adecuado perfil de voltaje bajo condiciones de estado estable sean instalados los siguientes elementos de compensación estática:

Tabla XXXIII. Compensación reactiva, época seca 2008

Subestación	Voltaje (KV)	Capacidad (MVAR)
La Ruidosa	69.0	5.4
Sanarate	69.0	5.4
Panaluya	13.8	-20.0

Luego de haber modelado estas ampliaciones no se encontraron violaciones a los límites establecidos en los criterios de seguridad de estado estable para voltaje y carga, pero sí se encontró que está llegando a su máxima capacidad el transformador 69/13.8 kV de La Máquina, por lo que en el siguiente escenario se propone la acción correctiva necesaria.

3.10 Época húmeda 2008

En este escenario se simuló una nueva línea de transmisión en 69 kV de Chiséc a Santa Elena Petén, con la cual se pretende formar una red anillada hacia Petén para incrementar la capacidad de transmisión y mejorar la regulación de tensión en esa área.

Adicionalmente se incrementa la capacidad de transformación 69/34.5 kV en Chimaltenango y 69/13.8 kV en La Máquina, este último con la instalación del transformador de 14MVA que sale de servicio en la subestación de Pologua por motivo de la conversión de voltaje.

Tabla XXXIV. Líneas de transmisión, época húmeda 2008

Nodo inicio	Nodo fin	Voltaje (KV)	Longitud (Km)
Chiséc	Santa Elena	69.0	135.0

Tabla XXXV. Transformadores, época húmeda 2008

Subestación	Voltaje (KV)	Capacidad (MVA)
Chimaltenango	69.0/34.5	28.0
La Máquina	69.0/13.8	28.0

Luego de haber modelado estas ampliaciones no se encontraron violaciones a los límites establecidos en los criterios de seguridad de estado estable para voltaje y carga.

No obstante, sí se encontró que está llegando a su máxima capacidad el transformador 69/13.8 kV de La Esperanza, por lo que en el escenario correspondiente a la época húmeda del año 2009 se propone la acción correctiva necesaria.

3.11 Época seca 2009

En este escenario se simuló la culminación del anillo de 230 kV en el subsistema occidental con la puesta en servicio de la línea Sololá – La Esperanza. Adicionalmente se simuló la puesta en operación de la segunda fase de transformación 400/230 kV en Los Brillantes. El resumen de ampliaciones se presenta a continuación:

Tabla XXXVI. Líneas de transmisión, época seca 2009

Nodo inicio	Nodo fin	Voltaje (KV)	Longitud (Km)
Sololá	La Esperanza	230.0	38.0

Tabla XXXVII. Transformadores, época seca 2009

Subestación	Voltaje (KV)	Capacidad (MVA)
Sololá	230.0/69.0	100.0
Los Brillantes	400.0/230.0	225.0

Tabla XXXVIII. Compensación reactiva, época seca 2009

Subestación	Voltaje (KV)	Capacidad (MVAR)
La Esperanza	13.8	-10.0

Luego de haber modelado estas ampliaciones no se encontraron violaciones a los límites establecidos en los criterios de seguridad de estado estable para voltaje y carga.

3.12 Época húmeda 2009

En este escenario para evitar violar el límite de carga establecido en los criterios de seguridad de estado estable se requiere la ampliación de transformación 69/13.8 kV en Mazatenango y La Esperanza, se sugiere hacer una rotación de transformadores entre estas dos subestaciones e instalar uno adicional de 28MVA en La Esperanza, o bien simplemente agregar uno de 14MVA en cada subestación.

Adicionalmente, en Cocales se sugiere instalar el transformador 69/34.5 kV que salió de Chimaltenango en el escenario de época húmeda 2008. El resumen de ampliaciones se presenta a continuación:

Tabla XXXIX. Transformadores, época húmeda 2009

Subestación	Voltaje (KV)	Capacidad (MVA)
Mazatenango	69.0/13.8	40.0
Cocales	69.0/34.5	14.0
Esperanza	69.0/13.8	2 x 28.0

Luego de haber modelado estas ampliaciones no se encontraron violaciones a los límites establecidos en los criterios de seguridad de estado estable para voltaje y carga.

3.13 Recomendaciones

Para un mejor aprovechamiento de la capacidad de los elementos de compensación reactiva instalados en los diferentes nodos de baja tensión de la red se sugiere implementar reguladores de voltaje en los transformadores reductores que no cuenten con cambiador de derivaciones bajo carga.

Realizar los estudios estructurales necesarios para validar la posibilidad de ampliar la capacidad de transmisión cambiando conductores en las líneas 69 kV entre las subestaciones de Guatemala Sur y El Centro. Esto deberá hacerse de forma paralela a la construcción del tramo de línea entre Guatemala Sur y el Tap Laguna-Centro.

Se sugiere adelantar en lo posible la construcción de la línea 69 kV El Estor – Secacao para reforzar el área nororiental de la red, que es tan débil debido a su longitudinalidad.

Para mejorar la regulación de tensión en las subestaciones de Jalapa y San Rafael Las Flores se sugiere considerar la posibilidad de que en Sanarate se instale un equipo de transformación 230/69 kV que sea alimentado desde la línea 230 kV Guatemala Norte – Panaluya, o en última instancia construir una línea corta de 69 kV entre San Rafael Las Flores y La Vega.

Adelantar en lo posible la conversión de voltaje 69 kV entre Tactic y Santa Elena Peten, así como la complementación del anillo de 138 kV de esa área para garantizar la continuidad y calidad del servicio en esa área.

Finalmente, se sugiere que las nuevas redes de subtransmisión se construyan en voltajes superiores a 69 kV, ya que debido a la longitudinalidad del sistema existen problemas severos de regulación de voltaje que se incrementan con la longitud de las redes. En ese mismo sentido es de beneficio la instalación de equipos de transformación con una relación más alta, ya que variaciones de varios KV en el lado primario se reflejan en menos de un KV en el lado secundario.

3.14 Comentarios

Todos los bancos de capacitores que se han considerado fueron sugeridos para mantener el nivel de todos los buses de la red muy cercanos a su valor nominal de voltaje y por supuesto dentro de los límites establecidos en los criterios de seguridad de voltaje para estado estable. Sin embargo, para que esta medida sea efectiva se debe contar además, con el apoyo de las empresas distribuidoras que deben estar pendientes de mejorar el factor de potencia en cada uno de sus circuitos, así como de los generadores que deben apoyar la regulación de voltaje aportando o absorbiendo potencia reactiva del sistema de acuerdo a las condiciones operativas y a su curva de capacidad reactiva.

Es importante identificar que dentro de este análisis fueron planteadas ampliaciones a la capacidad de transformación 230/69 kV del subsistema central de acuerdo a los incrementos esperados de demanda, pero debe quedar claro que por sí solas dichas ampliaciones no solventaran este crecimiento; estas acciones deberán, en todo caso, ser acompañadas por cambios y /o modificaciones en la red de subtransmisión de la compañía distribuidora de energía eléctrica de esa área.

Los análisis llevados a cabo como parte del presente trabajo fueron realizados tomando como base un porcentaje de crecimiento de demanda uniforme para todos los nodos del sistema por no contar con valores puntuales de crecimiento para cada nodo. Un análisis de sensibilidad permitiría afirmar que los resultados obtenidos son prácticamente los mismos que aquellos que podrían obtenerse utilizando dichos valores puntuales.

Se recomienda a las entidades encargadas de ejecutar las ampliaciones de la red que se tomen las provisiones necesarias para que sean asignados en tiempo los recursos que permitan tener la certeza de que los proyectos se ejecuten oportunamente, para evitar que su atraso pueda provocar violaciones a los criterios de seguridad y por lo tanto deficiencias en la operación de la red.

3.15 Vaciados de flujos de carga

Los vaciados de los flujos de carga obtenidos en las simulaciones de los escenarios 2005 y 2009 se encuentran en el anexo A.

4. ANÁLISIS DE CORTO CIRCUITO

4.1 Resultados

En cada uno de los escenarios de flujo de carga modelado fue realizado el cálculo de corrientes de corto circuito para falla trifásica y monofásica en cada uno de los nodos de la red de transmisión. Esto, básicamente, con el objetivo de verificar que no se esté violando el límite establecido en los criterios de seguridad sobre la capacidad interruptiva de los equipos de potencia instalados en la red.

Los mayores y menores niveles de corto circuito trifásico y monofásico calculados para los diferentes escenarios de demanda se tabulan a continuación:

Tabla XL. Mayores y menores niveles de corto circuito en demanda máxima

TIPO	NODO	5V	5I	6V	6I	7V	7I	8V	8I	9V	9I
3F	GSUR-69	16719	17087	17267	16728	19540	18477	20744	19795	20865	21506
3F	GNOR-69	12716	12922	13121	13546	13620	16636	18207	18382	18132	18798
3F	PETE-69		417	458	462	465	471	467	759	754	763
3F	FRBA-69					608	612	607	700	698	702
3F	PLAG-69	519	512	520	519	521	524	520	586	584	587
3F	SRLF-69	533	532	539	537	538	539	540	538	539	539
1F	GSUR-69	17450	18024	18230	17856	19974	19274	20875	20236	21000	21489
1F	GNOR-69	13134	13274	13458	13743	13816	17605	18802	18935	18763	19239
1F	POPT-69	281	302	343	344	344	347	345	467	466	468
1F	PETE-69		207	224	225	225	226	225	394	393	394
1F	FRBA-69					323	325	322	367	366	367
1F	PLAG-69	280	276	280	279	279	281	278	311	310	311

Tabla XLI. Mayores y menores niveles de corto circuito en demanda mínima

Tipo	Nodo	5V	5I	6V	6I	7V	7I	8V	8I	9V	9I
3F	GNOR-69	10454	10305	10439	11083	11326	13473	15397	15398	15887	15893
3F	GSUR-69	11246	11262	11367	12329	13693	13682	15187	15148	15810	15769
3F	PETE-69		310	346	367	350	368	358	743	723	741
3F	FRBA-69					595	598	599	693	686	693
3F	PLAG-69	509	510	506	509	511	513	515	582	577	582
3F	SRLF-69	515	520	519	525	524	527	532	531	526	525
1F	GSUR-69	12879	13227	13011	14239	15460	15482	16764	16753	17264	17242
1F	GNOR-69	11359	11259	11372	11909	12104	15104	16690	16723	17050	17079
1F	SRLF-69	456	460	459	463	463	465	467	466	462	461
1F	PETE-69		177	193	198	192	198	198	392	389	394
1F	FRBA-69					321	322	324	369	368	369
1F	PLAG-69	278	279	276	277	277	278	280	313	312	313

De los resultados obtenidos se puede observar que las máximas corrientes de falla se presentaron en las barras de 69 kV de Guatemala Sur y Guatemala Norte, observándose además que los valores de corriente no superan el límite establecido de capacidad de los equipos instalados por lo que no será necesaria su adecuación o reemplazo.

Es importante observar que la magnitud de corto circuito de un nodo en particular da una idea muy clara de la fortaleza o debilidad del mismo. Por ejemplo, los nodos de 69 kV de Guatemala Sur y Guatemala Norte son catalogados como nodos fuertes ya que se encuentran alimentados directamente de la red troncal de 230 kV por medio de grandes bancos de transformación, están ubicados eléctricamente muy cerca de los principales centros de generación y tienen una buena regulación de tensión; en cambio, nodos como San Rafael Las Flores, Santa Elena Peten, Fray Bartolomé y Playa Grande son nodos catalogados como débiles debido a que se encuentran muy alejados de los centros de generación, están conectados al sistema por medio de redes longitudinales de media tensión y presentan una deficiente regulación de tensión.

Los nodos en los cuales se apreció el mayor y menor incremento de corriente de falla trifásica y monofásica comparando los escenarios 2005 y 2009 se resumen en la siguiente tabla:

Tabla XLII. Mayores y menores variaciones de nivel de corto circuito

Falla 3F, D. máxima			Falla 3F, D. mínima			Falla 1F, D. máxima			Falla 1F, D. mínima		
Nodo		%	Nodo		%	Nodo		%	Nodo		%
10662	PANA-69	360	10662	PANA-69	408	10662	PANA-69	481	10662	PANA-69	507
10691	JALP-138	208	10691	JALP-138	212	10201	HUEH-69	307	10371	SOLO-69	284
10371	SOLO-69	180	10421	ESTO-69	207	11331	SJIX-69	302	11331	SJIX-69	258
11331	SJIX-69	167	10371	SOLO-69	181	10371	SOLO-69	288	10201	HUEH-69	234
10201	HUEH-69	162	11331	SJIX-69	176	10241	COCA-69	210	10241	COCA-69	202
10381	LBRI-231	148	10381	LBRI-231	172	10421	ESTO-69	146	10421	ESTO-69	173
10421	ESTO-69	147	10201	HUEH-69	166	10381	LBRI-231	115	10381	LBRI-231	131
12081	PORT-69	4	11412	RIOG-69	5	10231	JALA-69	1	10771	MAQU-69	3
10991	TDAM-69	3	10621	QUEZ-69	5	12141	PSJO-69	1	10231	JALA-69	2
10231	JALA-69	3	10521	SALA-69	5	10521	SALA-69	1	10841	JOCO-69	2
12191	PHIE-69	3	10841	JOCO-69	4	10911	PANT-69	1	10521	SALA-69	2
12232	CHAC-69	3	12141	PSJO-69	2	10581	SRLF-69	1	10581	SRLF-69	1
10521	SALA-69	3	12081	PORT-69	2	12081	PORT-69	1	12141	PSJO-69	1

De los resultados resumidos en la tabla anterior se puede observar que los nodos que presentan una mayor variación en los niveles de corto circuito son los que se vieron reforzados directamente con las principales ampliaciones de la red de transporte al cambiar su topología de conexión con la red. Algunos ejemplos son:

- El nodo 69 kV de Panaluya y el subsistema oriental en general se verán reforzados con la puesta en servicio de la línea 230 kV Panaluya – Guatemala Norte y el banco 230/69 kV 150MVA de Panaluya.
- El nodo 69 kV de Huehuetenango y sus nodos vecinos se verán reforzados con la conversión de 69 kV a 138 kV de las líneas La Esperanza – Pologua – Huehuetenango y el transformador 138/69 kV de Huehuetenango.

- El nodo 230 kV de Los Brillantes y el subsistema occidental en general se verán reforzados con la puesta en servicio de la línea de interconexión 400 kV con México y el banco de autotransformación 400/230 kV de Los Brillantes.
- El nodo 69 kV de El Estor y la zona nororiental se verán beneficiados con la puesta en servicio de la línea 69 kV Secacao – El Estor, etc.

Los nodos que presentaron menor variación son, en general, nodos débiles que fueron pobremente beneficiados con las ampliaciones a la red de transporte.

4.2 Niveles de falla trifásica para demanda máxima

Los resultados obtenidos de corriente de corto circuito trifásica para todos los escenarios de demanda máxima modelados se resumen en la siguiente tabla:

Tabla XLIII. Niveles de falla trifásica para demanda máxima

Nodo	5V	5I	6V	6I	7V	7I	8V	8I	9V	9I
10013	GSUR-69	16719	17087	17267	16728	19540	18477	20744	19795	21506
10022	GNOR-69	12716	12922	13121	13546	13620	16636	18207	18382	18132
12062	GLCT-69	13656	13828	14016	13159	15406	14225	16059	14950	16136
12063	GLCT-69B			13379	13518	15303	14645	15984	15421	16063
10151	CENT-69	11978	12156	12265	12775	14292	13741	14860	14394	14932
10181	ESCU-231	10232	10637	10957	12553	12793	12453	14167	14432	14209
10182	ESCU-232	10220	10631	10963	12557	12788	12452	14152	14432	14199
10184	ESCU-691	9374	7827	9458	12532	14031	12529	14330	12959	14365
10091	GEST-231	8381	8684	9254	10455	10664	10627	13131	13284	12871
11161	SJOA-230	9648	10050	10557	11929	12131	11853	13365	13599	13365
10011	GSUR-230	9212	9531	9636	10514	10862	10717	12815	12897	12975
12161	VINU-69	10985	11016	11213	10108	12024	10731	12350	11103	12399
10021	GNOR-230	8097	8417	8624	9352	9429	9506	11546	11752	11385
11001	SIDE-230	8800	9103	9360	10588	10660	10446	11588	11846	11722
10951	TAMP-230	8855	9161	9421	10572	10740	10502	11684	12028	11722
10501	VEGA-230			8898	9746	9898	9847	11506	11613	11006
10451	AGUA-230	6574	6930	8802	9579	9708	9596	10706	10823	10534

Continuación tabla XLIII.

Nodo	5V	5I	6V	6I	7V	7I	8V	8I	9V	9I	
12051	CRIS-69	9212	9315	9389	9685	10548	10242	10816	10569	10858	11027
10092	GEST-69	9454	9597	9812	10165	10124	10129	10646	10704	10626	10964
12102	GUAE-69B	7782	6717	7833	9749	10595	9750	10754	10001	10781	10701
10292	TACT-69	9016	9167	9273	9507	9399	10256	10354	10583	10443	10672
12261	HIPA-69	8905	8997	9063	9323	10072	9809	10303	10093	10342	10487
12101	GUAE-69A	8017	6514	8070	9465	10906	9466	11070	9711	11094	10393
10302	ESPE-69	6424	6412	6867	8088	8321	8937	8690	8655	9297	9314
10382	LBRI-691	6687	6618	6864	8290	8375	8663	8999	8731	9478	9252
12011	AMAT-69	8422	8337	8549	7199	8956	7514	9076	7665	9105	9201
10241	COCA-69	3827	3510	3848	8445	9025	8806	9242	8954	9331	9102
10183	ESCU-138	7345	8005	8019	8253	8412	8315	8740	8727	8714	8921
10693	JALP-230		5841	6263	6512	6567	6576	8564	8582	7257	8742
10381	LBRI-231	3496	3490	3613	6401	6488	6601	6855	6805	8639	8687
10371	SOLO-69	3104	3054	3131	3447	7421	7814	8002	8002	8633	8681
10662	PANA-69	1854	1966	2014	2864	2862	4093	8378	8470	8438	8533
11021	SJOS-230	6832	6981	7122	7644	7721	7618	8113	8193	8130	8337
10244	COCA-230				7056	7189	7154	7571	7522	7944	8017
10051	JURU-138	6870	7281	7287	7363	7624	7498	7843	7773	7840	7990
10251	SJUL-69	6782	6825	6992	7103	7051	7726	7745	7922	7854	7968
10012	GSUR-138	6686	6918	6950	6901	7411	7208	7594	7443	7608	7760
12010	ALIE-69	7049	6907	7135	5650	7387	5848	7439	5923	7458	7516
12121	MIXC-69	6625	6677	6723	6875	7309	7158	7406	7291	7429	7508
10291	TACT-230	5881	6276	6080	6605	6321	6755	6945	7333	6931	7479
10731	SMAR-69	6136	6120	6293	6980	7037	7241	7274	7183	7508	7475
11033	ZUNI-69T	6073	6062	6254	6942	7011	7242	7243	7164	7491	7469
10751	IRTT-69	5583	5542	5711	6675	6725	6896	7117	6948	7407	7267
12201	PALM-69	5775	5210	5795	6690	7040	6693	7099	6801	7116	7092
11061	RIOH-69						3876	6949	7008	6998	7053
10321	SSEB-69	5431	5393	5553	6457	6503	6660	6868	6711	7136	7007
10301	ESPE-230	2841	2833	2936	4351	4399	4519	4668	4658	6899	6981
10121	FELI-69	5583	5558	5707	6465	6510	6673	6792	6679	7024	6950
11151	ARIZ-230	5960	6068	6201	6511	6556	6498	6769	6819	6794	6926
10211	PALI-TAP		6242	6246	6278	6517	6407	6673	6604	6677	6787
10081	ENRO-230	5237	5774	5619	6469	6504	6294	6382	6606	6600	6681
10212	PALI-138		6117	6120	6150	6380	6275	6530	6463	6534	6640
10841	JOCO-69	6022	5009	6038	6341	7110	6354	7162	6439	7171	6619
10373	SOLO-230					3789	3815	4030	4037	6457	6570
10902	CONC-69T	5438	4942	5453	6220	6514	6223	6562	6314	6578	6559
11031	ZUNI-69	5484	5479	5626	6150	6198	6372	6373	6310	6554	6539
10101	CHIX-231	5242	5758	5366	5959	5510	6048	5863	6372	5856	6454
11081	CANA-69	5459	5448	5572	6061	6094	6232	6259	6184	6417	6395
11141	XELA-69	4772	4765	5013	5635	5728	6021	5908	5893	6184	6191
12271	MONS-69	5643	5674	5703	5792	6040	5956	6096	6033	6110	6155

Continuación tabla XLIII.

Nodo	5V	5I	6V	6I	7V	7I	8V	8I	9V	9I	
10911	PANT-69	6160	4527	6173	5876	7446	5910	7503	5966	7496	6052
12071	STAE-69	4969	4498	4983	5719	6004	5722	6051	5810	6066	6047
12151	AGSA-69	5047	4618	5058	5710	5956	5713	5993	5788	6007	5992
12231	SJGA-69	5359	5369	5421	5411	5728	5666	5791	5740	5834	5878
10971	SAAN-69	5928	4396	5947	5543	7032	5547	7083	5628	7095	5849
10912	PANT-69D	5723	4280	5733	5473	6818	5502	6864	5551	6859	5626
12021	BARC-69	5112	5142	5174	5263	5523	5435	5561	5496	5575	5620
10991	TDAM-69	5428	5186	5472	3696	5583	3787	5582	3802	5591	5616
10691	JALP-138	1820	4670	4765	4957	4974	5088	5523	5559	5338	5610
12181	LUCI-69	5639	4232	5648	5395	6698	5424	6742	5471	6738	5544
10901	CONC-69	4692	4338	4699	5222	5414	5226	5442	5285	5455	5445
12091	CERR-69	5594	4164	5610	5176	6546	5179	6589	5250	6600	5441
10191	NOVE-69	4977	4990	5050	5114	5126	5299	5360	5372	5362	5397
10192	NOVE-692	4936	4949	5008	5071	5082	5251	5310	5322	5312	5346
10281	LCRU-69	4346	4291	4418	5043	5083	5140	5536	5180	5659	5316
12191	PHIE-69	4961	4756	4999	3465	5092	3545	5086	3556	5094	5115
10094	GEST-692					4940	4944	5031	5052	5035	5095
10391	RETA-69	4126	4112	4201	4705	4724	4792	4908	4827	5037	4971
1900	LBR-400				4000	4022	4054	4113	4103	4819	4834
12281	CQUE-69	4523	4541	4558	4609	4747	4701	4777	4743	4786	4810
10481	VEGA-69	4361	4565	4465	4440	4572	4657	4597	4690	4600	4757
10711	SANA-69	4285	4295	4347	4424	4433	4571	4625	4634	4630	4655
10533	PAST-69T	4258	4454	4360	4337	4462	4542	4485	4573	4488	4636
10871	RENA-69	4366	4353	4420	4447	4433	4597	4583	4622	4607	4633
10221	MAZA-69	3782	3724	3835	4382	4417	4446	4699	4480	4774	4568
10306	ESPE-138							3822	3839	4503	4557
10891	TERE-69						4412	4407	4457	4439	4471
10661	PANA-230							4329	4357	4334	4402
11091	VACA-69	4150	4165	4178	4218	4326	4290	4350	4324	4357	4376
11301	TOTO-69T	3301	3280	3373	3617	4111	4219	4208	4207	4236	4243
10431	CHIM-69	3708	3698	3737	3783	4100	4094	4143	4127	4185	4205
11051	TULU-69	3534	3502	3584	3989	4010	4038	4427	4068	4499	4147
10401	CQLL-138	2452	3794	3801	3879	3898	3919	4076	4096	4028	4133
12251	SMMQ-69	3680	3462	3681	3987	4094	3990	4107	4023	4117	4114
12241	SLUC-69	3816	3832	3854	3903	4048	3999	4053	4019	4061	4086
10881	MTNZ-69	3859	3853	3901	3924	3928	4006	4019	4035	4033	4054
10491	SCRU-69	1891	1963	1997	2450	2446	2934	3795	3791	3793	3807
11361	TRIO-69						3724	3726	3719	3771	3768
11181	PATZ-69	2894	2875	2912	3001	3580	3602	3635	3632	3698	3712
11381	CANU-69						3620	3621	3615	3664	3661
10341	MARC-69	2443	2442	2583	2735	2738	3563	3552	3547	3602	3601
10701	SELE-69	3418	3412	3455	3476	3482	3540	3555	3563	3564	3578
11211	CZYM-69	3212	3204	3233	3266	3495	3491	3522	3512	3552	3566

Continuación tabla XLIII.

Nodo	5V	5I	6V	6I	7V	7I	8V	8I	9V	9I	
11371	NEGR-69					3511	3512	3506	3552	3550	
10041	SALT-69	3222	3055	3221	3451	3529	3454	3537	3477	3545	3543
10851	POZA-69	3259	3432	3317	3301	3374	3483	3379	3494	3381	3529
10981	MTIE-69	3961	2901	3960	3421	4382	3434	4390	3452	4393	3481
10861	PASA-69	1813	1877	1908	2306	2302	2719	3420	3413	3417	3427
10441	PROG-138	1549	2593	2614	2813	2815	2988	3262	3283	3224	3303
10531	PAST-69	3050	3151	3105	3091	3157	3198	3160	3206	3162	3238
11391	CUTZ-69					3165	3166	3162	3201	3199	
10442	PROG-69	2201	2871	2877	2976	2970	3056	3149	3176	3145	3185
10261	MALA-69	1878	1880	2099	2198	2195	3104	3111	3104	3147	3143
10201	HUEH-69	1200	1200	1656	1816	1688	1821	2874	2985	3027	3138
10541	POLO-138	2581	2580	2960	3220	3145	3305	2725	2758	3031	3094
10141	LAGU-69	2910	2919	2935	2964	3052	3023	3045	3027	3051	3065
10651	RANC-69	2718	2734	2768	2858	2862	2962	3037	3038	3039	3047
10351	TOTO-69	2503	2491	2543	2681	2934	2993	2986	2986	3001	3005
10666	PANA-138				1473	1470	1912	2960	2948	2935	2964
10471	ESCL-69	2666	2797	2778	2781	2813	2836	2827	2849	2825	2866
10311	COAT-69	2145	2148	2313	2439	2439	2772	2796	2782	2830	2820
11111	ZACA-138	1728	1837	1872	1499	1496	1898	2767	2763	2749	2776
10781	NORI-69	1926	1841	1931	2676	2722	2713	2741	2727	2755	2744
10331	MELE-69	1868	1871	2093	2194	2192	2702	2717	2708	2748	2741
12131	OBIS-69	3264	2376	3264	2664	3494	2667	3501	2684	3506	2733
12291	EJUR-69	2508	2406	2505	2641	2686	2643	2688	2656	2694	2694
11191	LCDS	2190	2178	2201	2252	2568	2580	2593	2593	2627	2634
10511	IPAL-138	1243	1751	1760	1986	1984	2210	2542	2558	2531	2569
10031	PALI-69	2374	2282	2370	2492	2532	2494	2533	2505	2538	2539
10111	CHIQ-138	1591	1721	1740	1596	1594	1916	2498	2505	2490	2516
10561	RUID-69	1413	1667	1932	2021	2024	2274	1991	2432	2229	2512
11411	RIOG-138	1163	1572	1579	1821	1819	2069	2455	2468	2447	2479
11011	MAGD-69	2974	2125	2974	2351	3150	2354	3155	2366	3159	2404
10361	QUIC-69	1307	1297	1310	1365	1718	2319	2329	2333	2369	2373
10931	GENO-69	1336	1792	1533	1562	1564	2007	1310	2053	1614	2345
11271	TESO-69			1368	2156	1377	2139	1516	2316	1538	2310
10961	UNIO-69	3284	2025	3280	2274	3477	2280	3523	2287	3479	2300
10681	MAYU-69	1369	1486	1575	1772	1771	2001	2136	2270	2218	2297
10171	PBAR-69	1297	1722	1482	1509	1511	1920	1273	1962	1557	2227
10271	COBA-69	1941	1926	1958	1964	1962	2008	1999	2186	2178	2193
12221	SHIN-69	2020	1953	2014	2101	2128	2102	2127	2108	2130	2130
10821	SECA-69	1527	1525	1987	2005	1999	2047	2009	2057	2036	2065
11241	CHCM-69					1312	1992	1992	1995	2004	2007
10521	SALA-69	1931	1922	1949	1950	1956	1970	1973	1974	1976	1979
10204	HUEH-138							1803	1849	1914	1979
12171	CIAS-69	2358	1781	2357	1935	2464	1937	2466	1946	2470	1971

Continuación tabla XLIII.

Nodo	5V	5I	6V	6I	7V	7I	8V	8I	9V	9I	
10741	CHAM-69	1825	1831	1845	1941	1940	1939	1965	1952	1980	1969
11331	SJIX-69	732	731	1330	1643	1342	1634	1630	1935	1661	1953
11311	TEJU-69	1522	1522	1574	1630	1624	1899	1895	1894	1918	1918
10641	RIOD-69	944	1090	1574	1615	1617	1725	1609	1873	1797	1907
11101	MITA-69						1828	1864	1874	1861	1877
11221	SACA-69					874	1820	1821	1824	1838	1840
10811	RIOB-69	1232	1389	1539	1587	1589	1714	1571	1791	1694	1830
10131	PORV-69	1277	1278	1376	1419	1411	1754	1756	1754	1770	1767
10993	TDAM-69T	2425	2431	2444	2464	2527	1738	1753	1741	1755	1755
10231	JALA-69	1677	1672	1694	1700	1704	1721	1731	1729	1730	1733
11412	RIOG-69	1683	1922	1932	1471	1467	1535	1618	1635	1621	1637
10421	ESTO-69	648	713	1456	1477	1476	1533	1476	1582	1550	1597
12211	SGAS-69	1496	1459	1492	1539	1554	1541	1552	1544	1555	1556
10621	QUEZ-69	1566	1771	1779	1383	1379	1438	1511	1527	1513	1529
12031	ANTI-69	1461	1425	1457	1502	1515	1503	1514	1506	1517	1518
12041	CORF-69	1444	1409	1440	1484	1497	1485	1495	1488	1498	1499
10571	JICA-69	1217	1400	1400	1425	1420	1443	1467	1474	1465	1475
11261	RABI-69						1365	1366	1365	1367	1368
10761	IXTA-69	811	811	981	1033	990	1032	1303	1317	1331	1348
12232	CHAC-69	1227	1201	1221	1252	1261	1253	1259	1254	1260	1260
12141	PSJO-69	1172	1146	1170	1204	1214	1206	1214	1209	1217	1218
10771	MAQU-69	1134	1132	1140	1188	1186	1181	1202	1187	1204	1190
11321	ZACU-69	839	837	842	865	993	1170	1171	1173	1182	1183
11251	CHAJ-69					679	1132	1131	1132	1139	1139
10591	CHIS-69	902	892	906	905	905	915	908	1134	1130	1138
10791	TACA-69	980	980	1001	1023	1016	1128	1126	1125	1138	1138
12081	PORT-69	1093	1070	1090	1120	1129	1122	1128	1124	1131	1132
11351	JACA-69							1002	1100	1014	1103
11341	BARI-69	525	524	768	854	772	848	860	927	869	929
10631	POPT-69	478	570	663	670	672	688	674	878	869	884
11203	PETE-69		417	458	462	465	471	467	759	754	763
11231	FRBA-69					608	612	607	700	698	702
10611	PLAG-69	519	512	520	519	521	524	520	586	584	587
10581	SRLF-69	533	532	539	537	538	539	540	538	539	539

4.3 Niveles de falla trifásica para demanda mínima

Los resultados obtenidos de corriente de corto circuito trifásica para todos los escenarios de demanda mínima modelados se resumen en la siguiente tabla:

Tabla XLIV. Niveles de falla trifásica para demanda mínima

Nodo	5V	5I	6V	6I	7V	7I	8V	8I	9V	9I	
10022	GNOR-69	10454	10305	10439	11083	11326	13473	15397	15398	15887	15893
10013	GSUR-69	11246	11262	11367	12329	13693	13682	15187	15148	15810	15769
12063	GLCT-69B			9741	10449	11413	11406	12442	12414	12846	12814
12062	GLCT-69	9509	9535	9597	10279	11204	11196	12186	12160	12570	12539
10151	CENT-69	8585	8616	9135	9757	10590	10582	11468	11445	11807	11779
10184	ESCU-691	9311	6358	9359	10727	13116	10357	13787	11411	13966	11639
10091	GEST-231	6064	5680	5977	6907	7270	7195	9277	9178	10021	9937
10092	GEST-69	8294	8114	8256	8750	8901	8864	9684	9655	9878	9847
10181	ESCU-231	6167	5947	6427	7578	8088	7833	9586	9244	10165	9839
10182	ESCU-232	6158	5940	6427	7568	8079	7825	9571	9229	10147	9822
10011	GSUR-230	6147	5846	6026	6865	7266	7164	8990	8848	9861	9725
12161	VINU-69	7806	7836	7865	8321	8912	8907	9523	9506	9744	9721
11161	SJOA-230	5919	5737	6303	7322	7830	7593	9248	8904	9771	9476
10292	TACT-69	7611	7718	7837	8077	8136	8817	8870	9303	9034	9409
12102	GUAE-69B	8064	5470	8092	8631	10480	8185	10876	9035	10969	9189
12051	CRIS-69	7074	7108	7447	7864	8397	8390	8944	8929	9138	9117
10021	GNOR-230	5805	5582	5779	6452	6743	6710	8531	8505	9097	9084
12101	GUAE-69A	7968	5464	7992	8403	10360	8171	10754	8800	10846	8946
10501	VEGA-230			5846	6618	6930	6855	8413	8301	8911	8820
10951	TAMP-230	5634	5457	5860	6802	7213	7009	8381	8117	8815	8567
11001	SIDE-230	5613	5438	5837	6771	7177	6976	8333	8073	8762	8517
10241	COCA-69	3650	3265	3656	7782	8433	8086	8721	8352	8894	8500
10382	LBRI-691	5619	5531	5802	7507	7665	7685	7957	7896	8737	8432
12261	HIPA-69	6634	6668	6962	7327	7788	7784	8260	8248	8422	8403
10302	ESPE-69	5355	5283	5758	7212	7541	7638	7681	7640	8374	8301
10371	SOLO-69	2864	2793	2886	3254	6794	7096	7456	7409	8116	8054
10451	AGUA-230	4420	4331	5534	6252	6575	6452	7689	7517	8062	7916
10381	LBRI-231	2799	2708	2905	5627	5786	5754	6133	6071	7772	7612
10662	PANA-69	1477	1701	1717	2608	2525	3332	6683	7509	6737	7506
10693	JALP-230		4586	4856	5195	5305	5316	6849	6822	7050	7042
10183	ESCU-138	5228	5599	5656	6173	6325	6332	6873	6857	7044	7027
12011	AMAT-69	5957	5988	5992	6257	6580	6576	6906	6897	7011	6995
10251	SJUL-69	5667	5724	5819	5965	5983	6566	6339	6859	6457	6903
10751	IRTT-69	4814	4754	4947	6144	6247	6261	6443	6398	6946	6750
10244	COCA-230				5710	5960	5820	6470	6308	6914	6720
11021	SJOS-230	4975	4867	5123	5713	5952	5834	6582	6445	6799	6672
12121	MIXC-69	5448	5481	5670	5917	6213	6213	6516	6508	6609	6594
10321	SSEB-69	4698	4642	4824	5953	6050	6063	6234	6191	6703	6521
12201	PALM-69	6468	4202	6476	6146	7616	5622	7786	6311	7814	6393
11061	RIOH-69						3123	5383	6188	5414	6186
11033	ZUNI-69T	4679	4624	4854	5689	5806	5841	5913	5889	6238	6174
10291	TACT-230	4540	4715	4807	5113	5225	5306	5903	5974	6091	6157
10841	JOCO-69	5927	4510	5918	5946	6880	5882	7021	6090	7043	6156

Continuación tabla XLIV.

Nodo	5V	5I	6V	6I	7V	7I	8V	8I	9V	9I	
10301	ESPE-230	2342	2270	2433	3939	4026	4036	4254	4239	6197	6107
10121	FELI-69	4546	4495	4675	5607	5701	5721	5844	5811	6209	6094
10012	GSUR-138	4693	4809	4807	5185	5446	5482	5881	5906	6034	6055
10902	CONC-69T	6203	3970	6208	5746	7187	5210	7331	5882	7351	5954
10051	JURU-138	4605	4834	4819	5226	5351	5407	5755	5797	5884	5922
10731	SMAR-69	4499	4449	4649	5443	5543	5572	5651	5627	5955	5886
11151	ARIZ-230	4270	4313	4527	4703	5203	5025	5830	5411	5967	5778
10911	PANT-69	6016	4215	5988	5598	7228	5592	7340	5712	7361	5762
11141	XELA-69	4147	4102	4378	5186	5338	5401	5413	5395	5755	5718
10373	SOLO-230					3267	3272	3589	3554	5758	5683
11031	ZUNI-69	4367	4318	4513	5186	5276	5305	5361	5343	5615	5566
12071	STAE-69	4950	3983	4956	5331	5821	5234	5956	5468	5977	5534
12010	ALIE-69	4858	4888	4883	5062	5272	5270	5482	5476	5542	5530
12151	AGSA-69	5712	3759	5714	5317	6528	4849	6644	5427	6658	5488
10101	CHIX-231	4108	4450	4513	4722	4793	4850	5226	5274	5340	5384
10912	PANT-69D	5599	4003	5572	5231	6633	5226	6728	5328	6743	5372
10971	SAAN-69	5885	3892	5881	5166	6807	5075	6949	5293	6968	5356
12181	LUCI-69	5518	3961	5491	5160	6520	5155	6612	5254	6626	5297
10211	PALI-TAP		4400	4354	4713	4804	4882	5131	5199	5234	5297
10212	PALI-138		4338	4290	4642	4726	4806	5043	5112	5142	5206
12231	SJGA-69	4473	4471	4496	4688	4943	4949	5140	5128	5221	5206
12021	BARC-69	4392	4422	4537	4698	4884	4880	5068	5063	5118	5107
10691	JALP-138	1619	4068	4112	4374	4406	4510	4970	4989	5029	5045
10281	LCRU-69	3898	3816	3969	4730	4805	4801	4916	4878	5419	5043
10901	CONC-69	5632	3432	5631	4877	6300	4315	6395	4958	6402	5011
12091	CERR-69	5554	3708	5547	4846	6349	4766	6471	4955	6486	5011
12271	MONS-69	4226	4256	4361	4510	4682	4682	4856	4851	4900	4890
11081	CANA-69	3869	3832	3977	4549	4615	4638	4691	4673	4899	4852
10094	GEST-692					4542	4530	4748	4741	4782	4772
10391	RETA-69	3682	3654	3758	4414	4465	4473	4567	4539	4813	4717
1900	LBR-400				3784	3832	3821	3929	3908	4526	4471
10221	MAZA-69	3452	3366	3501	4139	4204	4195	4287	4252	4603	4363
10191	NOVE-69	3783	3828	3828	3975	3989	4164	4286	4304	4305	4323
10306	ESPE-138							3643	3630	4311	4291
10192	NOVE-692	3746	3790	3790	3934	3948	4119	4238	4256	4257	4274
10481	VEGA-69	3689	3799	3784	3893	3984	3995	4105	4103	4129	4124
10891	TERE-69						4013	3643	4112	3675	4123
11301	TOTO-69T	3010	2968	3083	3430	3929	3977	4017	4000	4066	4047
10533	PAST-69T	3602	3712	3697	3802	3888	3899	4004	4002	4026	4021
11051	TULU-69	3232	3179	3280	3786	3832	3830	3903	3876	4355	3981
10711	SANA-69	3460	3517	3512	3668	3675	3824	3935	3958	3955	3978
10661	PANA-230							3707	3833	3761	3875
12251	SMMQ-69	4208	2836	4204	3758	4553	3407	4602	3794	4600	3831

Continuación tabla XLIV.

Nodo	5V	5I	6V	6I	7V	7I	8V	8I	9V	9I	
12241	SLUC-69	3406	3432	3494	3594	3701	3702	3811	3808	3834	3825
10081	ENRO-230	3076	3040	3147	3418	3519	3469	3780	3726	3859	3807
10881	MTNZ-69	3477	3504	3501	3579	3588	3676	3723	3761	3735	3769
10401	CQLL-138	2133	3303	3303	3457	3487	3521	3721	3726	3756	3755
12281	CQUE-69	3282	3307	3364	3456	3557	3557	3659	3656	3679	3671
10991	TDAM-69	3344	3369	3358	3446	3543	3542	3640	3638	3660	3652
10431	CHIM-69	3040	3029	3052	3183	3476	3489	3582	3570	3634	3624
10871	RENA-69	3291	3310	3320	3369	3375	3522	3474	3598	3497	3604
10491	SCRU-69	1511	1669	1677	2175	2133	2489	3335	3462	3338	3463
12191	PHIE-69	3155	3179	3167	3247	3333	3332	3420	3417	3436	3429
11181	PATZ-69	2559	2537	2568	2713	3237	3264	3343	3328	3409	3399
10981	MTIE-69	3904	2786	3875	3331	4302	3327	4340	3361	4339	3382
10701	SELE-69	3067	3094	3088	3163	3170	3241	3291	3314	3295	3316
10041	SALT-69	3604	2544	3599	3264	3848	2993	3883	3285	3879	3315
11091	VACA-69	2948	2972	3015	3090	3171	3171	3253	3250	3267	3259
10851	POZA-69	2871	2941	2926	2992	3043	3050	3112	3110	3121	3118
10861	PASA-69	1450	1593	1600	2041	2003	2311	3014	3115	3015	3116
10441	PROG-138	1380	2371	2377	2573	2565	2711	3007	3040	3025	3055
10341	MARC-69	2265	2253	2392	2619	2639	2800	2987	2984	3056	3044
10201	HUEH-69	1142	1138	1588	1733	1651	1734	2839	2906	2976	3033
11211	CZYM-69	2609	2604	2617	2716	2926	2936	3002	2992	3036	3028
10442	PROG-69	2000	2684	2670	2781	2773	2844	2971	2988	2974	2984
10541	POLO-138	2372	2357	2749	3049	3040	3102	2633	2659	2955	2969
10141	LAGU-69	2669	2691	2724	2787	2853	2850	2917	2914	2926	2920
10531	PAST-69	2688	2755	2740	2801	2847	2853	2910	2908	2918	2914
10351	TOTO-69	2328	2303	2368	2574	2838	2869	2886	2876	2911	2900
11361	TRIO-69						2434	2747	2744	2804	2794
10651	RANC-69	2330	2397	2391	2542	2536	2644	2761	2778	2757	2775
10666	PANA-138				1356	1320	1629	2579	2721	2591	2754
11381	CANU-69						2339	2653	2651	2706	2696
10781	NORI-69	1884	1778	1880	2607	2665	2638	2698	2662	2710	2678
11371	NEGR-69						2331	2613	2611	2664	2655
12131	OBIS-69	3246	2223	3226	2582	3434	2557	3466	2600	3462	2622
11111	ZACA-138	1422	1627	1638	1384	1350	1636	2449	2567	2459	2591
10311	COAT-69	2001	1997	2150	2332	2346	2420	2524	2516	2585	2566
12291	EJUR-69	2743	2077	2737	2536	2875	2365	2894	2541	2888	2562
10261	MALA-69	1782	1777	1976	2127	2135	2295	2508	2504	2561	2551
11191	LCDS	1991	1981	1995	2086	2380	2396	2439	2428	2470	2464
10031	PALI-69	1635	1650	1658	1684	1708	2245	2717	2403	2712	2422
10511	IPAL-138	1127	1649	1647	1848	1828	2007	2361	2408	2369	2415
10331	MELE-69	1770	1767	1970	2121	2131	2235	2371	2365	2421	2408
11391	CUTZ-69						2093	2341	2339	2382	2375
10111	CHIQ-138	1382	1584	1586	1482	1453	1692	2270	2350	2278	2362

Continuación tabla XLIV.

Nodo	5V	5I	6V	6I	7V	7I	8V	8I	9V	9I	
10471	ESCL-69	2113	2238	2222	2267	2287	2298	2336	2334	2338	2336
11411	RIOG-138	1059	1489	1486	1696	1673	1869	2273	2328	2280	2334
11011	MAGD-69	2957	2002	2936	2288	3099	2269	3124	2300	3119	2318
10361	QUIC-69	1253	1243	1254	1327	1679	2251	2284	2273	2318	2315
11271	TESO-69			1345	2150	1359	2132	1516	2303	1538	2306
10961	UNIO-69	3265	1975	3228	2235	3444	2232	3463	2243	3458	2255
10681	MAYU-69	991	1236	1278	1633	1483	1758	1893	2114	1943	2113
10271	COBA-69	1831	1839	1836	1854	1858	1905	1894	2100	2056	2101
12221	SHIN-69	1856	1873	1884	1917	1948	1925	2265	2043	2259	2053
10561	RUID-69	834	1194	1301	1741	1399	1798	1539	2035	1672	2031
10821	SECA-69	1472	1480	1817	1909	1846	1935	1886	1977	1915	1977
11241	CHCM-69					1272	1936	1956	1957	1964	1967
11331	SJIX-69	700	697	1296	1610	1319	1602	1622	1912	1654	1934
10204	HUEH-138							1760	1809	1891	1924
10741	CHAM-69	1725	1726	1740	1871	1879	1881	1899	1890	1940	1923
12171	CIAS-69	2345	1694	2327	1894	2429	1880	2446	1899	2440	1913
10521	SALA-69	1807	1820	1814	1844	1846	1869	1890	1895	1884	1889
11221	SACA-69					853	1777	1797	1791	1808	1807
11101	MITA-69						1746	1794	1796	1791	1794
11311	TEJU-69	1450	1445	1497	1587	1589	1654	1714	1713	1743	1739
10993	TDAM-69T	2259	2278	2299	2346	2392	1618	1855	1704	1849	1708
10641	RIOD-69	642	838	1196	1436	1254	1466	1334	1704	1522	1702
10231	JALA-69	1521	1539	1536	1571	1572	1598	1624	1626	1614	1616
11412	RIOG-69	1519	1817	1808	1430	1420	1481	1586	1605	1590	1601
10811	RIOB-69	807	1077	1150	1426	1214	1459	1304	1589	1383	1585
10131	PORV-69	1242	1240	1331	1398	1397	1470	1551	1549	1570	1566
12211	SGAS-69	1166	1177	1178	1193	1205	1443	1628	1503	1623	1514
10421	ESTO-69	489	595	1246	1383	1282	1402	1332	1501	1413	1501
10621	QUEZ-69	1424	1685	1677	1347	1339	1392	1484	1502	1489	1499
12031	ANTI-69	1144	1155	1156	1170	1182	1411	1587	1468	1582	1478
12041	CORF-69	1134	1145	1145	1160	1171	1395	1567	1451	1562	1460
10571	JICA-69	1151	1360	1347	1378	1372	1391	1422	1421	1419	1420
10761	IXTA-69	773	770	951	1000	973	1000	1289	1297	1319	1327
11261	RABI-69						1318	1331	1332	1324	1326
10931	GENO-69	567	995	751	1205	781	1227	829	1293	861	1294
10171	PBAR-69	560	972	737	1172	767	1193	813	1256	844	1256
12232	CHAC-69	994	1004	1003	1015	1024	1189	1314	1234	1309	1236
12141	PSJO-69	1169	1113	1166	1190	1203	1185	1210	1188	1207	1196
10771	MAQU-69	1099	1095	1102	1162	1164	1165	1172	1166	1194	1176
11321	ZACU-69	820	816	818	852	982	1157	1166	1159	1172	1170
11251	CHAJ-69					665	1118	1127	1122	1129	1128
12081	PORT-69	1089	1040	1086	1108	1118	1103	1124	1105	1122	1112
10591	CHIS-69	874	876	871	876	878	887	887	1109	1091	1109

Continuación tabla XLIV.

Nodo	5V	5I	6V	6I	7V	7I	8V	8I	9V	9I
11351 JACA-69							998	1090	1012	1097
10791 TACA-69	952	950	969	1009	1006	1036	1058	1058	1072	1070
11341 BARI-69	505	504	757	847	764	843	857	920	868	926
10631 POPT-69	385	448	530	576	541	581	558	851	816	851
11203 PETE-69		310	346	367	350	368	358	743	723	741
11231 FRBA-69					595	598	599	693	686	693
10611 PLAG-69	509	510	506	509	511	513	515	582	577	582
10581 SRLF-69	515	520	519	525	524	527	532	531	526	525

4.4 Niveles de falla monofásica para demanda máxima

Los resultados obtenidos de corriente de corto circuito monofásica para todos los escenarios de demanda máxima modelados se resumen en la siguiente tabla:

Tabla XLV. Niveles de falla monofásica para demanda máxima

NODO	5V	5I	6V	6I	7V	7I	8V	8I	9V	9I
10013 GSUR-69	17450	18024	18230	17856	19974	19274	20875	20236	21000	21489
10022 GNOR-69	13134	13274	13458	13743	13816	17605	18802	18935	18763	19239
10181 ESCU-231	11358	11793	12125	13444	13661	13445	14732	14930	14772	15488
10182 ESCU-232	11342	11784	12132	13448	13658	13443	14719	14928	14763	15472
10184 ESCU-691	10791	9421	10889	13346	14420	13364	14626	13679	14661	15442
10091 GEST-231	8448	8687	9434	10699	10927	11117	13145	13251	12990	13910
11161 SJOA-230	10090	10519	11056	12064	12231	12078	13088	13245	13099	13665
12063 GLCT-69B			11456	12035	12982	12679	13292	13035	13350	13550
10011 GSUR-230	9496	9784	9957	10623	11032	11053	12589	12648	12790	13507
12062 GLCT-69	11831	12039	12178	11733	12901	12344	13186	12672	13241	13427
10151 CENT-69	9814	9846	10027	10979	11731	11489	11950	11750	11995	12147
10021 GNOR-230	8288	8526	8792	9332	9427	9847	11501	11642	11407	12065
10951 TAMP-230	9062	9331	9566	10356	10483	10355	11090	11304	11124	11514
11001 SIDE-230	8954	9217	9447	10275	10340	10229	10929	11088	11019	11410
10092 GEST-69	9425	9555	9719	9987	9967	9999	10314	10362	10312	10582
10501 VEGA-230			8224	8826	8943	8994	9950	10007	9670	10291
10292 TACT-69	8751	8831	8954	9090	9031	9890	9962	10105	10029	10163
10451 AGUA-230	6072	6567	8515	9011	9106	9072	9721	9792	9629	10017
12102 GUAE-69B	7964	7216	7999	9195	9665	9204	9744	9345	9766	10001
12101 GUAE-69A	8014	6965	8052	8889	9693	8899	9773	9036	9794	9678

Continuación tabla XLV.

NODO		5V	5I	6V	6I	7V	7I	8V	8I	9V	9I
10183	ESCU-138	6714	7364	7342	7481	7577	7539	7774	7772	7771	9417
10051	JURU-138	6901	7914	7906	7964	8177	8085	8350	8297	8354	8758
10662	PANA-69	1473	1524	1546	1958	1953	4111	8467	8520	8509	8564
12161	VINU-69	7797	7846	7939	7535	8220	7790	8280	7879	8305	8373
12051	CRIS-69	7243	7168	7360	7788	8171	8050	8240	8146	8264	8336
10382	LBRI-69I	6591	6534	6702	7726	7765	7950	8148	8001	8454	8334
10302	ESPE-69	6140	6131	6535	7304	7483	7910	7742	7720	8228	8236
10241	COCA-69	2529	2430	2535	7389	7741	7654	7849	7729	7922	7831
10012	GSUR-138	6677	7117	7148	7115	7491	7358	7592	7490	7611	7745
10211	PALI-TAP		7180	7176	7201	7418	7325	7554	7495	7562	7719
10212	PALI-138		7095	7090	7115	7327	7235	7460	7401	7467	7612
11021	SJOS-230	6623	6731	6845	7163	7217	7165	7445	7495	7460	7601
10371	SOLO-69	1957	1945	1966	2149	6654	6946	7037	7047	7572	7601
10731	SMAR-69	6376	6370	6492	6977	7003	7138	7164	7090	7318	7298
11061	RIOH-69						4280	7100	7134	7137	7166
11033	ZUNI-69T	6172	6169	6303	6767	6799	6950	6952	6880	7113	7100
10101	CHIX-231	6023	6467	6147	6650	6273	6755	6603	7024	6599	7091
10381	LBRI-231	3255	3248	3323	5525	5574	5630	5774	5745	6972	6993
12261	HIP-69	6249	6265	6332	6602	6862	6781	6896	6835	6913	6960
12201	PALM-69	6022	5619	6027	6614	6826	6619	6853	6681	6867	6902
10291	TACT-230	5751	5993	5908	6229	6065	6435	6571	6800	6568	6888
10251	SJUL-69	5583	5576	5691	5733	5713	6677	6672	6781	6751	6804
10901	CONC-69	5970	5605	5970	6490	6675	6495	6696	6549	6710	6707
10902	CONC-69T	5877	5500	5879	6422	6617	6427	6640	6483	6653	6674
11031	ZUNI-69	5640	5642	5744	6104	6125	6240	6243	6169	6361	6351
11081	CANA-69	5688	5684	5770	6118	6129	6221	6242	6181	6347	6333
10911	PANT-69	6204	4980	6208	6117	7179	6144	7208	6183	7207	6248
10081	ENRO-230	5295	5658	5567	6102	6125	6001	6026	6153	6157	6209
10693	JALP-230		4640	4992	5107	5139	5158	6143	6130	5495	6193
10244	COCA-230				5547	5631	5627	5797	5778	6016	6055
10991	TDAM-69	5897	5704	5938	4409	6028	4499	6009	4501	6018	6038
12011	AMAT-69	5677	5660	5741	5278	5869	5406	5867	5425	5880	5909
10971	SAAN-69	5872	4775	5879	5589	6532	5595	6557	5647	6568	5819
12151	AGSA-69	5111	4823	5108	5513	5654	5516	5667	5556	5678	5694
10751	IRTT-69	4776	4756	4840	5364	5376	5446	5550	5481	5683	5627
10301	ESPE-230	2577	2571	2636	3538	3553	3626	3715	3698	5498	5526
10912	PANT-69D	5441	4465	5442	5368	6178	5389	6196	5419	6197	5469
10321	SSEB-69	4640	4622	4701	5194	5205	5268	5366	5302	5489	5437
12010	ALIE-69	5220	5169	5267	4646	5364	4746	5350	4753	5361	5383
12181	LUCI-69	5303	4370	5305	5233	6002	5253	6018	5281	6020	5329
10121	FELI-69	4652	4647	4714	5081	5089	5149	5207	5157	5301	5272
12091	CERR-69	5361	4394	5366	5071	5895	5077	5913	5118	5923	5257

Continuación tabla XLV.

NODO		5V	5I	6V	6I	7V	7I	8V	8I	9V	9I
10373	SOLO-230					3083	3109	3207	3213	5156	5204
11091	VACA-69	4889	4902	4916	4955	5056	5024	5073	5050	5080	5097
12191	PHIE-69	4941	4802	4973	3838	5037	3908	5015	3904	5022	5036
10094	GEST-692					4896	4914	4969	4988	4977	5021
10841	JOCO-69	4622	4176	4623	4747	5025	4756	5034	4785	5043	4881
12121	MIXC-69	4463	4468	4515	4700	4848	4803	4845	4814	4855	4881
12021	BARC-69	4455	4207	4498	4587	4728	4683	4721	4691	4731	4754
12271	MONS-69	4437	4446	4470	4543	4651	4617	4654	4630	4661	4679
11141	XELA-69	3870	3865	4021	4306	4347	4496	4441	4435	4599	4601
12281	CQUE-69	4331	4341	4356	4398	4485	4458	4492	4473	4498	4513
10141	LAGU-69	4051	3378	4085	4122	4237	4200	4225	4201	4232	4250
11361	TRIO-69						4171	4172	4166	4213	4210
10871	RENA-69	4009	3984	4040	4053	4047	4191	4171	4193	4187	4200
11381	CANU-69						4142	4143	4138	4184	4181
12071	STAE-69	3742	3560	3742	3996	4084	4002	4093	4027	4102	4169
10306	ESPE-138							3378	3368	4079	4090
11151	ARIZ-230	3763	3810	3873	3954	3971	3960	4015	4032	4033	4081
10891	TERE-69						3963	3951	3979	3971	3986
10281	LCRU-69	3495	3477	3529	3869	3876	3890	4045	3915	4090	3965
12251	SMMQ-69	3672	3531	3663	3848	3909	3850	3908	3865	3915	3915
11371	NEGR-69						3847	3848	3844	3885	3883
12231	SJGA-69	3648	3653	3680	3676	3802	3784	3802	3790	3820	3834
1900	LBR-400				3154	3165	3179	3211	3205	3769	3775
10191	NOVE-69	3594	3595	3640	3652	3660	3733	3726	3725	3723	3732
10192	NOVE-692	3569	3570	3615	3626	3634	3706	3698	3697	3696	3705
10981	MTIE-69	3997	3197	3993	3616	4287	3627	4286	3639	4292	3661
10661	PANA-230							3498	3512	3503	3534
10881	MTNZ-69	3343	3326	3372	3374	3383	3424	3423	3428	3432	3439
10391	RETA-69	3095	3096	3127	3344	3343	3356	3403	3377	3446	3425
11391	CUTZ-69						3355	3355	3352	3386	3384
10431	CHIM-69	3095	3089	3112	3139	3331	3329	3339	3336	3363	3372
10491	SCRU-69	1888	1939	1963	2264	2259	2815	3329	3319	3325	3329
11211	CZYM-69	2966	2960	2979	3001	3157	3155	3163	3161	3183	3191
10861	PASA-69	1907	1956	1980	2267	2262	2727	3166	3154	3160	3164
10041	SALT-69	3005	2910	2995	3117	3155	3118	3151	3125	3155	3156
11051	TULU-69	2823	2815	2846	3055	3056	3058	3208	3077	3232	3103
10221	MAZA-69	2738	2723	2758	3052	3055	3059	3142	3076	3164	3101
10711	SANA-69	2910	2910	2947	2962	2968	3021	2998	2993	2995	2998
10931	GENO-69	1778	2316	2018	2050	2052	2537	1759	2574	2097	2872
12131	OBIS-69	3228	2584	3225	2797	3370	2800	3372	2811	3376	2847
11271	TESO-69			1793	2655	1803	2633	1963	2822	1990	2812
10666	PANA-138				968	965	1779	2806	2783	2777	2793

Continuación tabla XLV.

NODO		5V	5I	6V	6I	7V	7I	8V	8I	9V	9I
10481	VEGA-69	2679	2734	2714	2705	2745	2768	2738	2763	2740	2781
11011	MAGD-69	3252	2520	3250	2722	3388	2725	3390	2736	3394	2769
11301	TOTO-69T	2207	2201	2237	2333	2692	2736	2729	2730	2739	2742
10533	PAST-69T	2629	2683	2663	2655	2693	2715	2686	2710	2688	2727
10261	MALA-69	1422	1424	1546	1584	1575	2665	2670	2666	2692	2689
10961	UNIO-69	3363	2355	3358	2581	3500	2587	3570	2593	3500	2604
10701	SELE-69	2506	2494	2529	2527	2535	2555	2552	2552	2556	2558
10171	PBAR-69	1652	2107	1857	1883	1885	2288	1635	2317	1921	2557
10341	MARC-69	1650	1650	1708	1756	1748	2557	2551	2550	2548	2547
10471	ESCL-69	2417	2489	2479	2485	2505	2525	2515	2528	2513	2537
12241	SLUC-69	2362	2362	2380	2430	2476	2462	2458	2450	2461	2467
11181	PATZ-69	1946	1939	1953	2001	2411	2421	2423	2425	2451	2455
11111	ZACA-138	1296	1341	1355	957	954	1633	2345	2337	2331	2344
10541	POLO-138	1503	1500	1916	1963	1967	1986	2047	2031	2256	2265
10442	PROG-69	1558	1787	1787	1917	1910	2085	2145	2168	2155	2179
10201	HUEH-69	524	522	979	959	985	957	2062	2037	2143	2132
10821	SECA-69	1677	1674	2063	2076	2071	2111	2079	2111	2095	2118
10401	COLL-138	1543	1837	1829	1890	1893	1958	2007	2017	2005	2077
12291	EJUR-69	1992	1949	1982	2034	2048	2033	2042	2034	2044	2044
10561	RUID-69	1349	1513	1728	1775	1775	1920	1762	2001	1886	2016
10331	MELE-69	1253	1257	1425	1460	1452	1909	1916	1912	1928	1924
10691	JALP-138	1136	1540	1542	1647	1646	1779	1861	1873	1852	1905
12171	CIAS-69	2145	1782	2142	1878	2199	1880	2199	1884	2201	1900
10531	PAST-69	1849	1876	1867	1862	1882	1894	1873	1886	1874	1895
10851	POZA-69	1829	1867	1846	1840	1860	1884	1851	1877	1852	1885
10311	COAT-69	1436	1441	1557	1601	1594	1860	1870	1865	1881	1876
10651	RANC-69	1779	1783	1803	1825	1827	1870	1881	1874	1875	1875
10031	PALI-69	1831	1794	1821	1865	1876	1864	1870	1863	1871	1872
10351	TOTO-69	1602	1598	1617	1668	1839	1861	1857	1858	1862	1864
10111	CHIQ-138	1192	1244	1251	953	950	1414	1763	1768	1763	1774
10811	RIOB-69	1326	1461	1579	1611	1611	1700	1602	1742	1678	1765
10781	NORI-69	1165	1142	1165	1692	1702	1705	1706	1708	1713	1715
10441	PROG-138	986	1190	1189	1327	1324	1522	1620	1629	1616	1642
11191	LCDS	1366	1362	1370	1394	1586	1590	1588	1590	1601	1603
10131	PORV-69	1131	1133	1194	1216	1207	1557	1558	1557	1568	1566
11411	RIOG-138	731	821	821	999	996	1310	1491	1499	1493	1505
12221	SHIN-69	1464	1440	1455	1482	1489	1481	1483	1479	1483	1483
10511	IPAL-138	780	889	889	1053	1050	1322	1466	1475	1468	1482
10681	MAYU-69	1000	1045	1084	1158	1155	1332	1387	1427	1413	1433
10361	QUIC-69	741	741	744	770	1018	1384	1383	1385	1399	1399
11331	SJIX-69	333	332	1021	1105	1026	1098	1242	1333	1257	1339
11412	RIOG-69	1188	1278	1279	1092	1088	1255	1323	1336	1330	1338

Continuación tabla XLV.

NODO		5V	5I	6V	6I	7V	7I	8V	8I	9V	9I
10271	COBA-69	1177	1164	1181	1180	1179	1214	1206	1305	1302	1306
10521	SALA-69	1267	1259	1277	1273	1277	1279	1277	1275	1278	1277
10204	HUEH-138							1211	1186	1257	1256
10641	RIOD-69	688	742	1074	1086	1085	1124	1085	1213	1188	1220
10621	QUEZ-69	1076	1150	1150	997	993	1132	1188	1200	1193	1201
10993	TDAM-69T	2662	2355	2680	2696	2750	1164	1163	1161	1163	1163
11241	CHCM-69					709	1156	1152	1153	1157	1157
11311	TEJU-69	915	916	933	947	940	1147	1146	1145	1151	1150
11221	SACA-69					460	1142	1140	1141	1148	1147
11101	MITA-69						1095	1113	1120	1115	1122
10741	CHAM-69	1080	1085	1086	1115	1111	1104	1114	1112	1115	1113
10421	ESTO-69	416	434	966	972	970	992	971	1016	1006	1021
12211	SGAS-69	946	936	939	950	952	949	947	946	946	946
12031	ANTI-69	919	909	912	922	923	921	918	918	918	918
10231	JALA-69	903	906	917	914	915	918	916	913	913	912
12041	CORF-69	907	897	900	910	911	909	906	906	906	906
10571	JICA-69	761	813	812	839	835	870	882	887	883	888
11261	RABI-69						818	816	815	816	816
10761	IXTA-69	368	366	541	534	542	531	764	755	773	768
12232	CHAC-69	757	750	751	757	758	756	753	753	752	752
12141	PSJO-69	731	723	727	735	737	735	734	734	734	738
12081	PORT-69	675	669	671	678	680	678	677	677	677	680
11351	JACA-69							641	657	645	657
11251	CHAJ-69					354	654	652	652	655	654
10771	MAQU-69	631	633	633	650	646	645	651	649	650	647
11321	ZACU-69	456	457	458	469	549	643	642	643	646	646
10791	TACA-69	553	553	559	565	560	633	633	633	637	637
10591	CHIS-69	496	489	496	494	493	498	494	608	606	608
11341	BARI-69	245	244	486	498	486	494	530	539	533	539
10581	SRLF-69	478	482	487	484	485	485	484	482	483	481
10631	POPT-69	281	302	343	344	344	347	345	467	466	468
11203	PETE-69		207	224	225	225	226	225	394	393	394
11231	FRBA-69					323	325	322	367	366	367
10611	PLAG-69	280	276	280	279	279	281	278	311	310	311

4.5 Niveles de falla monofásica para demanda mínima

Los resultados obtenidos de corriente de corto circuito monofásica para todos los escenarios de demanda mínima modelados se resumen en la siguiente tabla:

Tabla XLVI. Niveles de falla monofásica para demanda mínima

Nodo	5V	5I	6V	6I	7V	7I	8V	8I	9V	9I	
10013	GSUR-69	12879	13227	13011	14239	15460	15482	16764	16753	17264	17242
10022	GNOR-69	11359	11259	11372	11909	12104	15104	16690	16723	17050	17079
10184	ESCU-691	10715	7856	9740	11964	13798	11558	14294	12516	14401	12691
12063	GLCT-69B			9592	10247	10867	10877	11506	11500	11722	11704
12062	GLCT-69	9368	9558	9440	10059	10651	10660	11259	11253	11462	11444
10181	ESCU-231	7526	7434	7954	9160	9666	9425	11073	10787	11573	11299
10182	ESCU-232	7510	7425	7955	9151	9657	9417	11059	10773	11556	11283
10091	GEST-231	6692	6391	6752	7902	8268	8329	10283	10234	10901	10859
10151	CENT-69	8053	8172	8841	9355	9864	9870	10385	10380	10552	10535
10011	GSUR-230	7015	6810	6953	7805	8247	8225	9841	9752	10582	10494
11161	SJOA-230	6843	6890	7484	8477	8937	8735	10149	9888	10555	10325
10092	GEST-69	8644	8532	8651	9052	9174	9165	9767	9756	9884	9865
10021	GNOR-230	6492	6318	6523	7167	7431	7640	9303	9315	9747	9763
10292	TACT-69	7847	7923	8014	8188	8235	8988	8986	9336	9093	9395
10951	TAMP-230	6450	6384	6762	7613	7959	7794	8887	8702	9199	9023
11001	SIDE-230	6397	6332	6703	7538	7877	7715	8785	8604	9089	8917
12102	GUAE-69B	8172	6125	7751	8540	9639	8154	9859	8777	9892	8874
12101	GUAE-69A	7971	6071	7550	8263	9404	8062	9624	8495	9657	8592
10501	VEGA-230			5920	6868	7110	7104	8219	8166	8528	8475
10451	AGUA-230	4246	4763	6095	6763	7020	6939	7867	7761	8117	7985
10382	LBRI-691	5843	5787	5980	7246	7340	7387	7555	7511	8059	7883
10662	PANA-69	1289	1401	1391	1877	1841	3587	7091	7845	7123	7818
10302	ESPE-69	5527	5438	5859	6864	7113	7245	7242	7215	7781	7735
12051	CRIS-69	6247	6324	6665	6949	7226	7229	7507	7503	7582	7568
10241	COCA-69	2488	2362	2480	7045	7447	7279	7606	7419	7704	7515
12161	VINU-69	6500	6594	6537	6816	7079	7082	7345	7342	7416	7404
10371	SOLO-69	1890	1872	1891	2096	6301	6550	6750	6718	7280	7247
11021	SJOS-230	5308	5263	5463	5917	6089	6004	6517	6435	6651	6572
11061	RIOH-69						3664	5786	6546	5803	6536
10381	LBRI-231	2827	2753	2903	5138	5226	5229	5437	5402	6613	6529
10183	ESCU-138	4950	5599	5628	5963	6060	6078	6406	6403	6495	6485
10012	GSUR-138	5013	5416	5347	5734	5952	5989	6306	6331	6418	6435
12201	PALM-69	6553	4711	6449	6288	7236	5811	7329	6379	7332	6432
12261	HIPA-69	5384	5445	5666	5868	6064	6066	6263	6260	6309	6297
10901	CONC-69	7012	4455	6990	6163	7616	5423	7696	6235	7694	6286
11033	ZUNI-69T	5141	5091	5280	5919	5996	6033	6078	6061	6315	6271
10251	SJUL-69	5040	5072	5111	5191	5204	6062	5888	6250	5966	6266
10902	CONC-69T	6502	4568	6426	6115	7128	5593	7211	6195	7212	6245
10731	SMAR-69	5088	5043	5212	5859	5929	5960	6016	5997	6250	6198
10101	CHIX-231	4978	5302	5371	5566	5631	5708	6041	6101	6138	6193
10211	PALI-TAP		5306	5259	5604	5691	5768	5997	6064	6085	6142
10051	JURU-138	4366	5302	5281	5607	5705	5754	6014	6050	6100	6127
10212	PALI-138		5276	5228	5570	5653	5733	5955	6024	6041	6100

Continuación tabla XLVI.

Nodo	5V	5I	6V	6I	7V	7I	8V	8I	9V	9I	
10291	TACT-230	4827	4960	5035	5267	5349	5490	5909	5976	6030	6090
10911	PANT-69	6106	4717	6061	5913	7034	5900	7110	5988	7114	6029
11031	ZUNI-69	4810	4765	4925	5443	5502	5532	5567	5554	5754	5719
10693	JALP-230		4023	2918	4475	4531	4547	5460	5457	5537	5545
10244	COCA-230				4953	5096	5030	5349	5272	5599	5510
10971	SAAN-69	5843	4336	5762	5343	6397	5256	6484	5418	6485	5468
10751	IRTT-69	4361	4338	4436	5104	5148	5172	5257	5229	5496	5412
12151	AGSA-69	5587	4092	5528	5294	6035	4891	6094	5347	6089	5383
10912	PANT-69D	5366	4258	5326	5211	6068	5200	6126	5265	6127	5298
10321	SSEB-69	4247	4226	4318	4948	4989	5011	5091	5065	5315	5236
11081	CANA-69	4418	4384	4509	4985	5031	5056	5094	5080	5260	5223
12011	AMAT-69	4773	4822	4794	4931	5065	5065	5199	5197	5226	5216
10301	ESPE-230	2298	2224	2354	3375	3400	3442	3544	3542	5230	5172
12181	LUCI-69	5233	4173	5193	5084	5898	5074	5953	5134	5953	5166
12091	CERR-69	5337	4020	5270	4871	5783	4798	5854	4929	5852	4973
10121	FELI-69	4116	4093	4185	4680	4717	4737	4792	4773	4963	4912
10373	SOLO-230					2850	2864	3026	3000	4856	4815
10094	GEST-692					4628	4631	4801	4799	4819	4811
10841	JOCO-69	4579	3926	4497	4600	4938	4563	4991	4641	4990	4674
12121	MIXC-69	4078	4129	4278	4406	4517	4520	4632	4630	4651	4642
12010	ALIE-69	4258	4296	4276	4380	4485	4484	4591	4589	4608	4600
12021	BARC-69	4067	4105	4191	4296	4400	4402	4508	4506	4525	4516
11141	XELA-69	3616	3576	3745	4150	4222	4284	4272	4264	4461	4443
10991	TDAM-69	4066	4096	4081	4171	4266	4265	4361	4360	4376	4368
10081	ENRO-230	3583	3556	3654	3899	3986	3942	4207	4166	4267	4226
12271	MONS-69	3770	3805	3872	3962	4050	4051	4141	4139	4153	4145
10141	LAGU-69	3738	3768	3813	3895	3979	3976	4063	4061	4074	4066
11091	VACA-69	3701	3730	3775	3855	3938	3939	4023	4022	4034	4026
12071	STAE-69	3759	3340	3624	3910	4061	3862	4109	3943	4107	3973
10306	ESPE-138							3287	3253	3982	3942
10281	LCRU-69	3288	3257	3320	3730	3758	3762	3810	3789	4010	3865
12191	PHIE-69	3577	3605	3590	3661	3734	3733	3808	3807	3817	3810
10891	TERE-69						3730	3462	3790	3479	3792
12251	SMMQ-69	4077	3042	4064	3761	4259	3456	4276	3758	4266	3788
12281	CQUE-69	3483	3513	3555	3629	3703	3703	3779	3778	3787	3780
11151	ARIZ-230	3175	3256	3332	3420	3589	3535	3778	3656	3811	3752
1900	LBR-400				3070	3091	3094	3143	3132	3661	3634
12231	SJGA-69	3336	3358	3346	3437	3549	3553	3622	3616	3640	3632
10871	RENA-69	3336	3349	3348	3384	3391	3531	3489	3585	3501	3585
10981	MTIE-69	3953	3100	3920	3547	4225	3540	4252	3563	4247	3582
10391	RETA-69	2908	2906	2940	3222	3237	3247	3282	3267	3373	3340
11361	TRIO-69						2986	3288	3285	3341	3332
10661	PANA-230							3219	3299	3242	3302

Continuación tabla XLVI.

Nodo	5V	5I	6V	6I	7V	7I	8V	8I	9V	9I	
11381	CANU-69					2919	3234	3231	3285	3276	
10881	MTNZ-69	3119	3137	3129	3175	3181	3235	3256	3276	3256	3275
10491	SCRU-69	1607	1725	1726	2089	2059	2524	3054	3137	3050	3136
10431	CHIM-69	2755	2757	2760	2845	3063	3072	3121	3112	3142	3135
11371	NEGR-69						2805	3067	3065	3114	3106
10041	SALT-69	3294	2578	3284	3081	3407	2867	3414	3062	3404	3091
10221	MAZA-69	2619	2593	2634	2967	2985	2987	3018	3002	3122	3045
11051	TULU-69	2685	2668	2704	2961	2977	2979	3010	2994	3184	3042
10861	PASA-69	1613	1730	1732	2079	2050	2439	2901	2974	2896	2973
11211	CZYM-69	2592	2595	2597	2670	2834	2841	2884	2875	2899	2893
11271	TESO-69			1764	2650	1780	2628	1962	2807	1989	2807
12131	OBIS-69	3218	2454	3193	2746	3332	2721	3353	2753	3346	2772
11391	CUTZ-69						2458	2677	2675	2714	2707
11011	MAGD-69	3240	2396	3215	2672	3347	2649	3369	2678	3361	2697
11301	TOTO-69T	2126	2108	2147	2286	2647	2677	2681	2674	2695	2688
10666	PANA-138				936	920	1610	2539	2640	2543	2669
10191	NOVE-69	2475	2499	2496	2548	2551	2627	2631	2635	2647	2651
10192	NOVE-692	2447	2470	2467	2518	2521	2596	2600	2603	2614	2618
10481	VEGA-69	2474	2526	2504	2549	2575	2581	2614	2613	2613	2610
10961	UNIO-69	3348	2309	3310	2546	3473	2542	3489	2550	3482	2561
10533	PAST-69T	2428	2479	2457	2501	2525	2531	2563	2562	2562	2558
10711	SANA-69	2289	2316	2311	2365	2366	2431	2423	2427	2452	2457
12241	SLUC-69	2265	2291	2328	2370	2403	2404	2438	2437	2437	2432
10701	SELE-69	2321	2336	2329	2363	2366	2397	2412	2419	2410	2417
10261	MALA-69	1398	1396	1515	1578	1575	2222	2347	2344	2377	2371
11181	PATZ-69	1837	1836	1838	1913	2303	2317	2344	2334	2364	2359
10341	MARC-69	1605	1599	1656	1735	1735	2261	2334	2333	2342	2337
11111	ZACA-138	1165	1258	1234	929	915	1499	2168	2239	2170	2252
10541	POLO-138	1579	1569	1878	1946	1971	1938	2015	2016	2254	2230
10471	ESCL-69	2078	2166	2147	2183	2195	2208	2233	2231	2229	2227
10201	HUEH-69	631	629	1008	996	1025	946	2068	2053	2171	2112
10442	PROG-69	1506	1767	1730	1873	1865	2020	2099	2113	2094	2097
12291	EJUR-69	2177	1833	2170	2078	2221	1968	2216	2041	2208	2070
10821	SECA-69	1626	1634	1922	1994	1944	2017	1977	2049	1998	2048
10401	CQLL-138	1436	1755	1735	1810	1815	1880	1934	1935	1935	1933
10031	PALI-69	1400	1413	1412	1428	1439	1822	2033	1880	2026	1909
12171	CIAS-69	2141	1724	2124	1863	2183	1851	2193	1861	2187	1872
10351	TOTO-69	1560	1551	1568	1645	1820	1838	1837	1832	1843	1839
10331	MELE-69	1255	1255	1415	1471	1470	1763	1817	1812	1835	1829
10311	COAT-69	1414	1416	1523	1588	1589	1766	1802	1796	1822	1814
10691	JALP-138	1081	1513	1488	1603	1604	1730	1809	1810	1809	1808
10531	PAST-69	1742	1773	1757	1782	1794	1797	1814	1813	1811	1808
10561	RUID-69	934	1202	1328	1610	1394	1664	1489	1808	1595	1807

Continuación tabla XLVI.

Nodo	5V	5I	6V	6I	7V	7I	8V	8I	9V	9I	
10851	POZA-69	1727	1756	1740	1764	1776	1779	1795	1794	1791	1789
10931	GENO-69	809	1364	1053	1622	1092	1655	1155	1730	1195	1730
10111	CHIQ-138	1107	1197	1080	934	922	1333	1684	1720	1682	1719
10651	RANC-69	1555	1582	1578	1629	1626	1676	1697	1699	1697	1701
10781	NORI-69	1163	1136	1156	1678	1692	1689	1702	1692	1703	1698
10171	PBAR-69	782	1287	1006	1516	1041	1544	1099	1609	1135	1609
10811	RIOB-69	962	1198	1272	1485	1321	1517	1395	1608	1456	1605
10441	PROG-138	946	1185	1155	1302	1297	1478	1578	1584	1576	1581
11191	LCDS	1312	1314	1311	1352	1535	1542	1554	1547	1559	1557
12221	SHIN-69	1732	1748	1750	1772	1790	1457	1592	1497	1585	1512
11411	RIOG-138	717	834	803	992	982	1267	1457	1476	1455	1472
10131	PORV-69	1115	1114	1172	1209	1205	1393	1439	1437	1449	1446
10511	IPAL-138	762	899	869	1043	1035	1282	1433	1448	1431	1444
10361	QUIC-69	734	733	731	765	1012	1373	1382	1374	1390	1388
10681	MAYU-69	839	945	970	1116	1059	1253	1309	1386	1328	1386
11331	SJIX-69	373	371	1018	1113	1027	1092	1240	1327	1259	1335
11412	RIOG-69	1146	1267	1204	1092	1081	1237	1319	1331	1316	1322
10271	COBA-69	1147	1150	1143	1149	1150	1184	1183	1290	1275	1288
10204	HUEH-138							1203	1211	1289	1259
10521	SALA-69	1220	1227	1222	1235	1236	1242	1250	1250	1244	1244
10621	QUEZ-69	1048	1150	1097	1003	995	1125	1191	1202	1190	1195
10993	TDAM-69T	2525	2547	2560	2601	2639	1151	1236	1179	1230	1184
10641	RIOD-69	559	642	925	1019	946	1034	983	1164	1099	1165
11241	CHCM-69					700	1145	1152	1149	1152	1151
11221	SACA-69					456	1136	1143	1138	1145	1144
11311	TEJU-69	905	903	918	944	940	1083	1097	1097	1104	1102
10741	CHAM-69	1050	1055	1053	1088	1089	1090	1095	1090	1104	1100
11101	MITA-69						1076	1098	1098	1094	1094
12211	SGAS-69	862	870	867	874	879	1004	1068	997	1063	1029
12031	ANTI-69	841	849	846	853	857	976	1036	968	1031	999
10421	ESTO-69	364	398	889	939	900	947	923	993	961	993
12041	CORF-69	831	839	836	843	847	962	1021	955	1016	985
10571	JICA-69	749	815	800	832	828	859	873	872	869	869
10231	JALA-69	828	835	833	843	843	851	853	852	848	848
12232	CHAC-69	703	710	706	712	715	794	835	792	831	809
11261	RABI-69						805	810	809	805	804
12141	PSJO-69	773	755	764	780	780	777	782	774	779	778
10761	IXTA-69	416	415	551	546	555	531	764	758	779	769
12081	PORT-69	711	696	703	717	716	714	718	711	715	715
11351	JACA-69							640	655	647	657
11251	CHAJ-69					352	654	657	654	656	655
10771	MAQU-69	630	632	629	649	648	649	650	648	655	650
11321	ZACU-69	456	456	454	468	549	643	646	642	646	645

Continuación tabla XLVI.

Nodo	5V	5I	6V	6I	7V	7I	8V	8I	9V	9I
10791 TACA-69	552	551	555	566	562	614	617	617	622	621
10591 CHIS-69	490	491	486	488	487	492	493	608	603	608
11341 BARI-69	265	264	485	501	487	495	530	537	535	539
10631 POPT-69	256	267	306	318	307	319	315	464	455	465
10581 SRLF-69	456	460	459	463	463	465	467	466	462	461
11203 PETE-69		177	193	198	192	198	198	392	389	394
11231 FRBA-69					321	322	324	369	368	369
10611 PLAG-69	278	279	276	277	277	278	280	313	312	313

4.6 Comentarios.

De forma general, se ha podido apreciar que los resultados obtenidos en las simulaciones de corto circuito para cada uno de los casos, en ningún momento sobrepasan el 80% de la capacidad interruptiva de los equipos actualmente instalados en la red de transporte. En las subestaciones principales tales como Guatemala Sur, Guatemala Este, Guatemala Norte, Escuintla 1 y Escuintla 2, los equipos cuentan con una capacidad interruptiva de 40KA y para el resto de subestaciones la capacidad mínima instalada es de 25KA, de tal forma que se puede asegurar que no será necesaria la adecuación o reemplazo de los equipos actualmente instalados debido a la puesta en servicio de las ampliaciones previstas en la red.

De los resultados obtenidos se puede observar que en algunos nodos la corriente de falla monofásica es superior a la de falla trifásica, lo que se debe a que los neutros de las estrellas en los equipos de transformación de la red están sólidamente aterrizados.

Se pudo observar que los niveles de corto circuito de múltiples nodos subieron considerablemente del año 2005 al 2009, lo que se debe al cambio de su topología de conexión debido a la puesta en operación de las ampliaciones programadas en la red de transporte y el ingreso de nuevos generadores.

Hubo otros casos en que la variación fue insignificante o bien ha disminuido, la razón para esta reducción es la variación o diferencia en el despacho de generación para cada caso debido a la adición de nuevas centrales generadoras de las cuales se esperan precios menores que los de algunas unidades generadoras que operan actualmente.

5. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

5.1 Introducción

El análisis de contingencias para un sistema eléctrico de potencia tiene como objetivo determinar cuáles son las fallas que tienen mayor impacto dentro de la operación estable de un sistema, y que sobre la base de los resultados obtenidos los ingenieros de potencia diseñen las estrategias a seguir para minimizar o bien eliminar las consecuencias de estas fallas.

El estudio de contingencias consiste en sacar de servicio a la vez uno o más elementos de potencia de un sistema, resolver el problema de flujos de potencia y luego verificar que los resultados obtenidos se encuentren dentro de los límites establecidos por los criterios de seguridad del sistema.

Debido a la gran cantidad de contingencias simples que existen dentro de un sistema de potencia, y tomando en cuenta que cada contingencia se tiene que simular para cada uno de los escenarios modelados, se utilizó una herramienta computacional que sobre la base de los requerimientos del usuario realiza de forma automática cada contingencia, resuelve el caso de flujos y genera un listado de las principales contingencias que afectan los límites establecidos de carga, voltaje y que causan un mayor desbalance de carga-generación en el sistema. Las contingencias generadas por esta herramienta fueron analizadas una a una, evaluando su impacto para el sistema de potencia de Guatemala y sugiriendo la o las soluciones aplicables. Para contingencias múltiples se evalúan básicamente fallas que afecten circuitos dobles de transmisión que sean de gran importancia para el sistema eléctrico de Guatemala.

5.2 Análisis de contingencias simples

Sobre la base de los resultados obtenidos de cada uno de los escenarios modelados fueron elaborados cuadros comparativos por subsistema en los cuales se enumeran las fallas que los afectan en tal grado que se violan los límites de seguridad establecidos para voltaje y carga. Existen algunas contingencias tan severas que causan problemas de convergencia en las simulaciones; en su mayoría, se trata de problemas graves de voltaje y reserva de potencia reactiva. Los resultados obtenidos se presentan a continuación:

5.2.1 Contingencias simples del subsistema central

El resumen de contingencias simples que afectan al subsistema central y que provocan violaciones a los límites establecidos en los criterios de seguridad se presenta en la siguiente tabla.

Tabla XLVII. Contingencias simples para el subsistema central

CASO	2005				2006				2007				2008				2009				
	VERANO		INVIERNO		VERANO		INVIERNO		VERANO		INVIERNO		VERANO		INVIERNO		VERANO		INVIERNO		
	MN	MX	MN	MX	MN	MX	MN	MX	MN	MX	MN	MX	MN	MX	MN	MX	MN	MX	MN	MX	
A-1			I																		
A-2	IBV		BV	BV	IBV			BV	I			BV	BV	I			BV	I		BV	BV
A-3		I		I			I		I			I									
A-4		I		I			I		I			I									
A-5								I									I				
A-6								I									I				
A-7				I				I									I			I	
A-8				I				I									I			I	
A-9				I																	

De la tabla anterior se puede observar que la mayoría de contingencias simples que afectan al subsistema central causan violaciones a límites de sobrecarga. Una breve descripción de las contingencias y su posible solución se enumera a continuación:

Caso A-1: Desconexión de unidad generadora en Concepción. La desconexión de esta unidad bajo condiciones de demanda máxima en época húmeda (cogeneradores como reserva fría) puede sobrecargar el transformador 230/69 kV de Escuintla. La solución propuesta es ampliar la capacidad de transformación en Escuintla a 150MVA.

Caso A-2: Desconexión de transformador 230/69 kV de Escuintla. La desconexión de este transformador provoca que las líneas radiales conectadas a la barra 69 kV de Escuintla queden alimentadas por medio de la línea El Jocote – Escuintla 1, configuración que bajo algunas condiciones de operación provoca bajo voltaje, en otras provoca sobrecarga en dicha línea y en otras más se presentan los dos tipos de violación. La solución propuesta es un esquema de control discreto suplementario (ECDS) que dispare la línea 69 kV Modelo al presentarse bajo voltaje en la barra 69 kV de Escuintla o ante la sobrecarga de la línea El Jocote – Escuintla 1.

Casos A-3 y A-4: Desconexión de uno de los bancos 230/69 kV de Guatemala Norte. Para condiciones de alta demanda al momento de salir de servicio uno de los dos bancos de transformación de Guatemala Norte (operan en paralelo) se sobrecarga el que queda en servicio. Para minimizar el impacto de esta contingencia ya se encuentra implementado un ECDS de tiro secuencial de carga ante sobrecarga en los equipos de transformación. Esta contingencia quedará totalmente resuelta al momento de realizar la ampliación de la capacidad de transformación en esa subestación, estimada para la época seca del año 2008.

Casos A-5 y A-6: Desconexión de uno de los bancos 230/69 kV de Guatemala Sur. Para condiciones de alta demanda y dependiendo de las condiciones de despacho al momento de salir de servicio uno de los dos bancos de transformación de Guatemala Sur (operan en paralelo) se sobrecarga el que queda en servicio. Para minimizar el impacto de esta contingencia ya se encuentra implementado un ECDS de tiro secuencial de carga ante sobrecarga en los equipos de transformación.

Debido a que esta sobrecarga es leve no se justifica incrementar la capacidad de transformación por encima del incremento programado para la época seca del año 2007.

Casos A-7 y A-8: Desconexión de uno de los bancos 138/69 kV de Guatemala Sur. Para condiciones de alta demanda al momento de salir de servicio uno de los dos bancos de autotransformación (operan en paralelo) se sobrecarga el que queda en servicio. Para minimizar el impacto de esta contingencia se encuentra implementado un ECDS de tiro secuencial de carga ante sobrecarga de los bancos de autotransformación. Esta medida no es del todo satisfactoria para todos los escenarios de demanda ya que podría dispararse carga innecesariamente.

Caso A-9: Desconexión de uno de los enlaces 230 kV entre Escuintla 1 y Escuintla 2. Al momento de salir de servicio uno de los enlaces el que queda en servicio presenta sobrecarga. Esto quedará parcialmente solucionado al momento de entrar en servicio la línea 230 kV Aguacapa – La Vega. No obstante para solventar definitivamente esta contingencia, se sugiere reconductorar los enlaces tomando en cuenta que su longitud es de aproximadamente 400 metros y adicionalmente, redistribuir los alimentadores de 230 kV conectados a Escuintla 1 y 2 de tal forma que se minimice el flujo de potencia que circule en los enlaces.

5.2.2 Contingencias simples del subsistema occidental

El resumen de contingencias simples que afectan al subsistema occidental y que provocan violaciones a los límites establecidos en los criterios de seguridad se presenta en la siguiente tabla.

Tabla XLVIII. Contingencias simples para subsistema occidental

CASO	2005				2006				2007				2008				2009			
	VERANO		INVIERNO		VERANO		INVIERNO		VERANO		INVIERNO		VERANO		INVIERNO		VERANO		INVIERNO	
	MN	MX	MN	MX	MN	MX	MN	MX	MN	MX	MN	MX	MN	MX	MN	MX	MN	MX	MN	MX
B-1	I				I															
B-2				I																
B-3				I																
B-4				I																
B-5	BV	BV	BV	BV	BV	BV														
B-6		BV		BV		I				I										
B-7								I		I										
B-8										I										
B-9		BV		BV		BV		BV		BV										
B-10		BV		BV		BV		BV		BV										
B-11		BV		BV		I				I										
B-12		BV		BV		BV		BV		BV		BV		BV		BV		BV		BV
B-13		BV		BV		BV		BV		BV		BV		BV		BV		BV		BV

De la tabla anterior se puede observar que las contingencias simples que afectan al subsistema occidental causan violaciones a límites tanto de voltaje como de sobrecarga, una breve descripción de las contingencias y su posible solución se enumera a continuación:

Caso B-1: Desconexión de línea 69 kV Cocales – Pantaleón. Esta desconexión causa sobrecarga en el transformador 230/69 kV de Escuintla 1 para condiciones de demanda mínima en época seca. Queda solventada al ampliar la capacidad de transformación 230/69 kV de Escuintla 1 a 150MVA.

Caso B-2: Desconexión de línea 69 kV Guatemala Sur – Chimaltenango. Esta desconexión causa sobrecarga en el transformador 230/69 kV de Escuintla 1 en demanda máxima de época húmeda. Queda solventada al ampliar la capacidad de transformación 230/69 kV de Escuintla 1 a 150MVA.

Caso B-3: Desconexión de banco de transformación 230/69 kV de Los Brillantes. Esta desconexión causa sobrecarga en el transformador 230/69 kV de Escuintla 1 en demanda máxima de época húmeda. Queda solventada al ampliar la capacidad de transformación 230/69 kV de Escuintla 1 a 150MVA.

Caso B-4: Desconexión de línea 69 kV Chimaltenango – Patzún. Esta desconexión causa sobrecarga en el transformador 230/69 kV de Escuintla 1 en demanda máxima de época húmeda. Queda solventada al ampliar la capacidad de transformación 230/69 kV de Escuintla 1 a 150MVA.

Caso B-5: Desconexión de línea 230 kV Escuintla – Los Brillantes (previo a Cocales 230/69 kV). Esta desconexión causa violaciones por bajo voltaje en múltiples nodos del subsistema occidental. Actualmente se encuentra instalado un ECDS de tiro de carga por bajo voltaje que mitiga su impacto. Esta contingencia será solventada al momento de completarse el anillo de 230 kV de occidente. La interconexión con México también evitará el colapso del voltaje pero a su vez podría originar disparos por sobrecarga en redes de 69 kV de no estar completo el anillo 230 kV de occidente.

Caso B-6: Desconexión de línea 230 kV Los Brillantes – La Esperanza. Esta desconexión causa violaciones por bajo voltaje y sobrecarga en el subsistema occidental, Actualmente se encuentra implementado un ECDS de tiro de carga por bajo voltaje en la barra 69 kV de La Esperanza y sobrecarga en la línea Esperanza – Santa María que mitiga su impacto. Esta contingencia se solventará parcialmente con la puesta en operación del banco 230/69 kV de Sololá y totalmente al completarse el anillo 230 kV de occidente. La entrada de nuevas plantas generadoras en esa área también mejora la regulación del voltaje local.

Caso B-7: Desconexión de línea 230 kV Cocales – Los Brillantes. Esta desconexión causa para algunos escenarios sobrecarga en la línea Mazatenango – Cocales 69 kV, la cual se ve aliviada con la entrada de nuevas unidades generadoras. Es complicado implementar un ECDS para su alivio y su solución es completar el anillo 230 kV de occidente. Otra opción sería la ampliación de la capacidad de transmisión de la línea Mazatenango – Cocales cambiándole conductor.

Caso B-8: Desconexión de línea 230 kV Escuintla 1 – Cocales. Esta desconexión causa una fuerte sobrecarga en la línea Cocales – Pantaleón 69 kV. Es complicado implementar un ECDS para su alivio y su solución es completar el anillo 230 kV de occidente.

Caso B-9: Desconexión de línea 69 kV La Esperanza – San Marcos. Esta desconexión causa violaciones por bajo voltaje. Es aliviada con la instalación de bancos de capacitores en 69 kV en Coatepeque y San Marcos y con la ampliación de la capacidad de transporte entre Meléndrez y Malacatán, su solución definitiva sería la construcción de una línea de transmisión en 69 kV entre San Marcos y Coatepeque.

Caso B-10: Desconexión de línea 69 kV entre Coatepeque y Los Brillantes. Esta desconexión causa violaciones por bajo voltaje. Es aliviada con la instalación de bancos de capacitores en 69 kV en Coatepeque y San Marcos, y con la ampliación de la capacidad de transporte entre Meléndrez y Malacatán, pero su solución definitiva sería la construcción de una línea de transmisión en 69 kV entre San Marcos y Coatepeque.

Caso B-11: Desconexión de banco de transformación 230/69 kV de La Esperanza. Esta desconexión causa para algunos escenarios violaciones por bajo voltaje y para otros por sobrecarga. Actualmente existe un ECDS de tiro de carga en La Esperanza que alivia esta contingencia, la cual se verá aliviada con la entrada de nuevas plantas generadoras estratégicamente ubicadas en la red. Esta contingencia se soluciona con la conversión de 69 kV a 138 kV de la línea La Esperanza – Pologua – Huehuetenango.

Caso B-12: Desconexión de la línea 69 kV Mazatenango – La Cruz, esta desconexión bajo condiciones de demanda máxima causa violaciones por bajo voltaje en Mazatenango y La Máquina.

Puede solventarse con la puesta en servicio del transformador 230/69 kV de Cocalles y la instalación de 10.8MVAR en la barra 69 kV de la subestación Mazatenango.

Caso B-13: Desconexión de la línea 69 kV La Cruz – Los Brillantes. Esta desconexión bajo condiciones de demanda máxima causa violaciones por bajo voltaje en Mazatenango y La Máquina. Puede solventarse con la puesta en servicio del transformador 230/69 kV de Cocalles y la instalación de 10.8MVAR en la barra 69 kV de Mazatenango, o bien con generación forzada en la central generadora Tuluá.

5.2.3 Contingencias simples del subsistema oriental

El resumen de contingencias simples que afectan al subsistema oriental y que provocan violaciones a los límites establecidos en los criterios de seguridad se presenta en la siguiente tabla.

Tabla II. Contingencias simples para subsistema oriental.

CASO	2005				2006				2007				2008				2009			
	MN	MX	MN	MX	MN	MX	MN	MX	MN	MX	MN	MX	MN	MX	MN	MX	MN	MX		
C-1	BV	BV																		
C-2	BV	BV																		
C-3	BV	BV	BV	BV	BV	BV			BV	BV										
C-4	BV	BV	BV	BV	BV	BV		BV	BV	BV	BV									
C-5	BV																			
C-6				AV																
C-7				AV																
C-8				AV																
C-9				AV																
C-10	BV	IBV		I																
C-11		I		I																
C-12	BV	BV	BV	BV																
C-13	BV	BV	BV	BV																
C-14																				
C-15														BV		BV	AV	BV	AV	BV
C-16		BV		BV		BV		BV		BV				BV				BV		BV
C-17														BV	BV	BV	BV	BV	BV	BV
C-18															BV			BV		BV
C-19															BV			BV		BV
C-20															BV			BV		BV

De la tabla anterior se puede observar que la mayoría de contingencias simples que afectan al subsistema oriental causan violaciones a límites de voltaje. Una breve descripción de las contingencias y su posible solución se enumera a continuación:

Caso C-1: Desconexión de línea 138 kV Chiquimulilla – Jalpatagua. Esta desconexión causa violaciones por bajo voltaje en múltiples nodos del subsistema oriental y queda solventada al poner en servicio el autotransformador 230/138 kV de Jalpatagua.

Caso C-2: Desconexión de línea 138 kV Escuintla – Chiquimulilla. Esta desconexión causa violaciones por bajo voltaje en múltiples nodos del subsistema oriental y queda solventada al poner en servicio el autotransformador 230/138 kV de Jalpatagua.

Caso C-3: Desconexión de línea 138 kV Progreso – Ipala. Esta contingencia causa violaciones por bajo voltaje en múltiples nodos del subsistema oriental; la misma se ve mitigada con la entrada de la planta Río Hondo 2, y totalmente solventada con la puesta en servicio de la línea 230 kV Guatemala Norte – Panaluya y el banco de transformación 230/69 kV de Panaluya.

Caso C-4: Desconexión de línea 138 kV Progreso – Jalpatagua. Esta contingencia causa violaciones por bajo voltaje en múltiples nodos del subsistema oriental; la misma se ve mitigada con la entrada de la planta Río Hondo 2, y totalmente solventada con la puesta en servicio de la línea 230 kV Guatemala Norte – Panaluya y el banco de transformación 230/69 kV de Panaluya.

Caso C-5: Desconexión de línea 69 kV Chiquimula – Río Grande. Esta contingencia causa violaciones por bajo voltaje en múltiples nodos del subsistema oriental.

Puede ser solventada con la puesta en servicio de la línea El Estor – Secacao o bien con generación forzada de Genor.

Casos C-6: Desconexión de línea 69 kV Panaluya – Zacapa. Esta contingencia puede causar alto voltaje en múltiples nodos del subsistema oriental y puede mitigarse con el disparo por alto voltaje del banco de capacitores de 69 kV instalado en Puerto Barrios, o evitarse con la puesta en servicio de la línea 69 kV El Estor – Secacao y la conversión de 69 kV a 138 kV de las líneas Río Grande – Chiquimula – Panaluya.

Caso C-7 y C-8: Desconexión de uno de los transformadores 69/13.8 kV de Puerto Barrios. Esta contingencia puede causar alto voltaje en múltiples nodos del subsistema oriental. Puede mitigarse con el disparo por alto voltaje del banco de capacitores de 69 kV instalado en Puerto Barrios, o evitarse con la puesta en servicio de la línea 69 kV El Estor – Secacao y la conversión de 69 kV a 138 kV de las líneas Río Grande – Chiquimula – Panaluya.

Caso C-9: Desconexión del transformador 69/34.5 kV de La Ruidosa. Esta contingencia puede causar alto voltaje en múltiples nodos del subsistema oriental y puede mitigarse con el disparo por alto voltaje del banco de capacitores de 69 kV instalado en Puerto Barrios, o evitarse con la puesta en servicio de la línea 69 kV El Estor – Secacao y la conversión de 69 kV a 138 kV de las líneas Río Grande – Chiquimula – Panaluya.

Caso C-10: Desconexión de línea 69 kV El Rancho – Sanarate. Esta contingencia puede causar bajo voltaje en múltiples nodos del subsistema oriental y puede evitarse con la puesta en servicio de la línea 69 kV El Estor – Secacao y la conversión de 69 kV a 138 kV de las líneas Río Grande – Chiquimula – Panaluya.

Caso C-11: Desconexión de línea 69 kV Santa Cruz – Panaluya. Esta contingencia puede causar en demanda máxima la sobrecarga del transformador 138/69 kV de Río Grande y puede evitarse con la puesta en servicio de la línea 69 kV El Estor – Secacao y la conversión de 69 kV a 138 kV de las líneas Río Grande – Chiquimula – Panaluya.

Caso C-12: Desconexión de línea 138 kV Ipala – Río Grande. Esta contingencia puede causar bajo voltaje en múltiples nodos del subsistema oriental y puede evitarse con la puesta en servicio de la línea 69 kV El Estor – Secacao.

Caso C-13: Desconexión de transformador 138/69 kV de Río Grande. Esta contingencia puede causar bajo voltaje en múltiples nodos del subsistema oriental y puede evitarse con la puesta en servicio de la línea 69 kV El Estor – Secacao.

Caso C-14: Desconexión de línea 69 kV Panaluya – Mayuelas. Esta contingencia puede causar bajos voltajes en múltiples nodos del área nororiental en demanda máxima en la época seca del año 2008 y puede evitarse con la puesta en servicio de la línea Chiséc – Santa Elena Petén.

Caso C-15 al C-20: Desconexión de líneas 69 kV entre San Julián – Cobán – Chiséc – Petén – Poptún – Río Dulce y pérdida de generación en Genor. Todas pueden causar violaciones de voltaje en múltiples nodos del área nororiental. Una solución integral para estabilizar esta parte del sistema es la conversión de voltaje de 69 kV a 138 kV de las líneas entre Tactic – Santa Elena Petén – Poptún – La Ruidosa – Panaluya, o dependiendo de la evolución de la carga, podría pensarse en una nueva línea de 230 kV de Tactic a Santa Elena Petén.

5.3 Análisis de contingencias múltiples

En esta sección se analizará básicamente la desconexión de los dobles circuitos existentes en la red de 230 kV, que son los que mayores consecuencias nocivas pueden tener para el desempeño del sistema eléctrico de potencia.

Figura 27. Red de transmisión en 230 kV

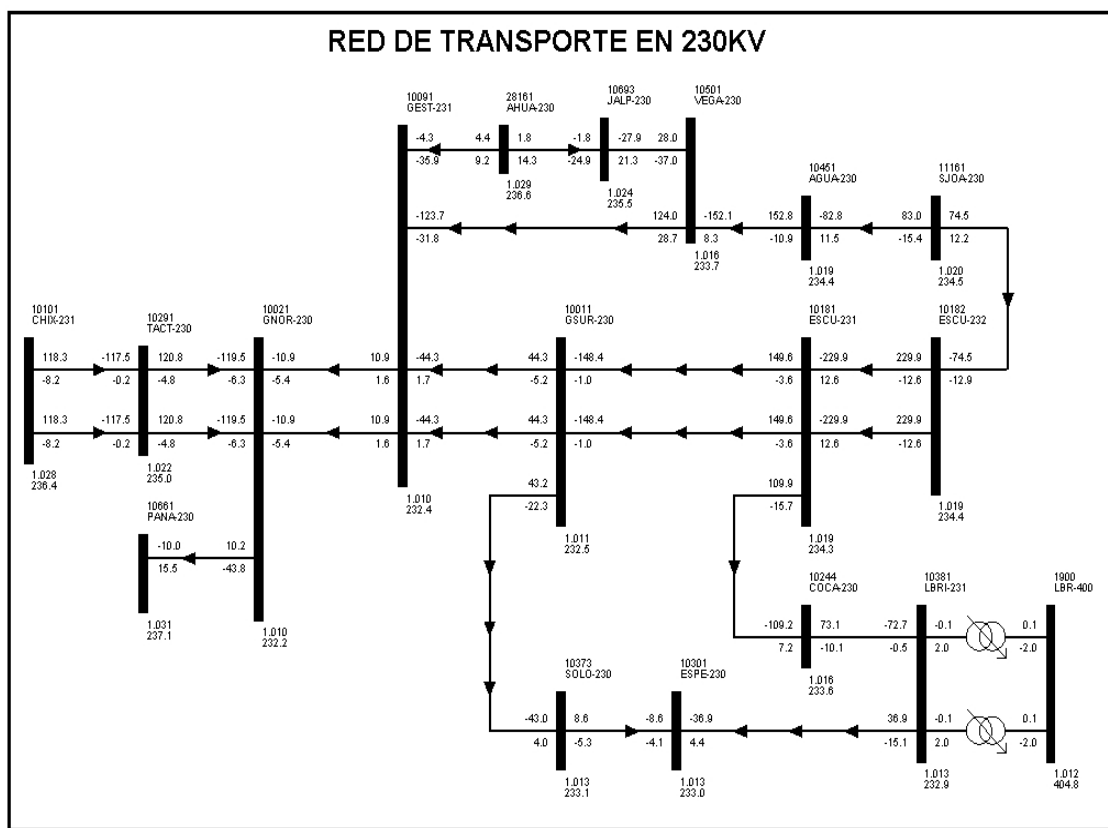


Tabla L. Contingencias dobles para red de transmisión de 230 kV

CASO	2005				2006				2007				2008				2009			
	VERANO		INVIERNO		VERANO		INVIERNO		VERANO		INVIERNO		VERANO		INVIERNO		VERANO		INVIERNO	
	MN	MX	MN	MX	MN	MX	MN	MX	MN	MX	MN	MX	MN	MX	MN	MX	MN	MX	MN	MX
D-1	I	I	I	I			I	I			I	I			I	I			I	I
D-2																				
D-3	IBV	IBV	I	IBV																
D-4	IBV	IBV		IBV																
D-5	IBV	I	BV	BV	IBV	IBV			BV	IBV										

De la tabla anterior se puede observar que la mayoría de contingencias dobles que afectan al sistema de 230 kV causan violaciones a límites de sobrecarga y voltaje; especialmente, las variaciones de voltaje de esa parte de la red pueden hacer llegar a que el sistema eléctrico de Guatemala colapse en su totalidad. Una breve descripción de las contingencias y su posible solución se enumera a continuación:

Caso D-1: Desconexión del doble circuito 230 kV Tactíc – Guatemala Norte. Con esta doble desconexión las subestaciones Quixal y Tactíc quedan conectadas al resto del sistema por medio de una línea de 69 kV hacia el subsistema oriental. Dependiendo de la generación asignada a Quixal se presentan sobrecargas en parte de la red oriental, lo que seguramente provocara la partición del sistema. Esta contingencia es crítica por voltaje ya que aunque inicialmente no viola el límite establecido queda en un valor muy cercano que bien puede desencadenar el disparo de otras unidades generadoras y provocar un colapso de voltaje. Previo a llegar al colapso y debido al déficit de potencia que significa perder la generación de Quixal se establecen en las líneas internacionales de interconexión grandes flujos de potencia hacia Guatemala, esta condición es especialmente crítica durante los primeros años simulados en donde solamente existe una línea de interconexión con El Salvador.

Para minimizar los efectos de esta contingencia en principio se debe realizar lo siguiente: implementar un ECDS que dispare el banco de transformación de Tactíc de forma instantánea al monitorear la apertura de los dos interruptores hacia Guatemala Norte; implementar un ECDS que dispare carga en el subsistema central por bajo voltaje; y conectar equipos de compensación reactiva en el área central para minimizar el tiro de carga del esquema anterior. Su solución definitiva sería la ampliación de la red de transmisión, posiblemente con una nueva línea de 230 kV entre Tactíc y Panaluya.

Caso D-2: Desconexión del doble circuito 230 kV Quixal – Tactíc. Con esta doble desconexión la subestación y planta de Quixal quedan aisladas del resto del sistema. Esta contingencia no causa violaciones por sobrecarga, y aunque el nivel de tensión en el área central es mejor que el del caso D-1 debido al aporte de potencia reactiva de las líneas 230 kV Tactíc – Guatemala Norte, aún existe un grave riesgo de llegar a un colapso de voltaje. Debido al déficit de potencia que significa perder la generación de Quixal se establecen en las líneas internacionales de interconexión grandes flujos de potencia hacia Guatemala, situación que no podrá ser corregida de forma automática por el ECDS de tiro de carga si el voltaje no llega a bajar lo suficiente; por tal motivo se deben tomar las medidas operativas correspondientes en tiempo real para restaurar los flujos de potencia en las interconexiones internacionales de ser posible a sus valores de predisturbio. Para minimizar sus efectos es importante la instalación de compensación reactiva en el área central y la implementación de un ECDS de tiro de carga por bajo voltaje adecuadamente ajustado. Su solución definitiva sería la ampliación de la capacidad de transmisión en 230 kV, posiblemente con la construcción de un tercer circuito entre Quixal y Tactíc.

Caso D-3: Desconexión del doble circuito Escuintla – Guatemala Sur. Con esta doble desconexión prácticamente se divide el sistema en dos grandes islas eléctricas interconectadas solamente por medio de dos enlaces uno de 138 kV y otro de 69 kV que se sobrecargarán inmediatamente al igual que el banco de transformación 230/138 kV de Escuintla 1 con el reordenamiento de flujos de potencia, además, el nivel de tensión se abatirá en el área central y se establecerán grandes flujos de potencia hacia Guatemala a través de las líneas de interconexión. Para mitigar sus efectos se debe contar con un ECDS de tiro de carga por bajo voltaje en las subestaciones de Guatemala Este, Guatemala Sur y Guatemala Norte, así como la instalación de compensación reactiva en esas mismas subestaciones para minimizar el tiro de carga.

Su solución definitiva es la puesta en servicio de la línea 230 kV Aguacapa – La Vega. Tomando en cuenta que bajo condiciones de exportación el flujo de potencia por el doble circuito entre Guatemala Sur y Escuintla se incrementa proporcionalmente al nivel de intercambio se considera que se debe prever la ampliación a doble circuito de la línea Aguacapa – La Vega para un futuro cercano, ya que de lo contrario podría también dispararse por sobrecarga ante esta contingencia.

Caso D-4: Desconexión del doble circuito 230 kV Guatemala Sur – Guatemala Este (a partir de la época húmeda del año 2006; previo a ella sería la desconexión de los circuitos Guatemala Sur – Guatemala Este y Guatemala Sur – Guatemala Norte). Con esta doble desconexión las subestaciones de Quixal, Tactíc, Guatemala Norte y Guatemala Este quedan conectadas al resto del sistema por medio de dos líneas de 69 kV que van hacia el subsistema oriental, (previo a la puesta en servicio de la línea 230 kV Guatemala Norte- Panaluya – Río Lindo). Esta doble desconexión tiene como resultado violaciones por sobrecarga y bajo voltaje especialmente en escenarios de demanda máxima. Para minimizar sus consecuencias es necesario implementar un ECDS de tiro de carga por bajo voltaje en Guatemala Norte y Guatemala Este, así como la instalación de bancos de capacitores en sus barras de 69 kV. Su solución es la puesta en servicio de la línea 230 kV La Vega – Aguacapa.

Caso D-5: Desconexión del doble circuito 230 kV Guatemala Norte – Guatemala Este (a partir de la época húmeda del año 2006; previo sería la desconexión de los circuitos Guatemala Norte – Guatemala Este y Guatemala Norte – Guatemala Sur): Con esta doble desconexión las subestaciones de Quixal, Tactíc y Guatemala Norte quedan conectados al resto del sistema solamente por dos líneas de 69 kV que van hacia el subsistema oriental (previo a la puesta en servicio de la línea 230 kV Guatemala Norte – Panaluya – Río Lindo).

Dependiendo de las condiciones de demanda y la generación de la planta Quixal se pueden presentar flujos de potencia de o hacia el sistema que pueden causar violaciones de voltaje y sobrecarga en algunos elementos, e incluso la partición total del sistema en dos islas eléctricas; esta desconexión es más crítica en época seca. Para minimizar sus consecuencias es de gran importancia la instalación de elementos compensadores en las barras de 69 kV de Guatemala Norte, la adecuada actuación del esquema de tiro de carga por baja frecuencia en caso de que Guatemala Norte – Tactic – Quixal se aislarán del sistema y quedarán con déficit de potencia, y la solución final sería con la puesta en servicio de la línea de interconexión 230 kV Guatemala Norte – Panaluya – Río Lindo.

5.4 Comentarios

En los primeros escenarios analizados y especialmente bajo condiciones de máxima demanda se detectó una gran cantidad de fallas con las que se presentan violaciones a los límites establecidos en los criterios de seguridad aún estando el resto de elementos en servicio y con gran cantidad de compensación estática conectada, situación que da evidencia de la debilidad de la red debido a su topología y longitudinalidad. No obstante, a medida que en los siguientes escenarios se fueron agregando las ampliaciones programadas el panorama fue cambiando, observándose que la mayoría de fallas tanto simples como dobles ya no son tan críticas para el desempeño de la red. Por ejemplo el subsistema central se ve reforzado sobremanera con la adición de la línea Aguacapa – La Vega y las nuevas líneas de interconexión. Para el subsistema occidental la ampliación más importante es la línea 230 kV Guatemala Sur – Sololá – La Esperanza y en similar medida la interconexión con México. Para el sistema oriental la ampliación más importante es la línea 230 kV Guatemala Norte – Panaluya y en similar medida la conversión de 69 kV a 138 kV de las líneas entre las subestaciones Progreso y Panaluya.

Como caso especial se observó que a pesar de las ampliaciones realizadas el área nororiental continua con graves problemas de regulación de voltaje, esto es el resultado de contar con una red en 69 kV con topología longitudinal en la cual se sobrepasa su potencia natural que es de aproximadamente 12.0MW. Este problema puede aliviarse con elementos de compensación estática reactiva. Como solución definitiva se sugiere la conversión de voltaje de 69 a 138 kV de las líneas existentes o bien la construcción de nuevas líneas de transmisión con niveles de tensión superior a 69 kV.

Para los alimentadores radiales o bien transformadores de distribución, es impráctico y especialmente antieconómico utilizar redes o transformadores paralelos para solventar una contingencia simple. Cuando se presente una desconexión de esos elementos se suspenderá momentáneamente la carga que alimentan mientras los mismos se reponen a su estado normal de operación.

Es importante comentar que en Guatemala existen múltiples plantas generadoras con una capacidad superior a 100MW que están conectadas al sistema por medio de una sola línea de transmisión, por lo que una contingencia simple da origen a un gran desbalance energético. Tal desbalance causa fuertes variaciones de frecuencia e incluso la actuación del esquema de tiro de carga automático por baja frecuencia previo a la interconexión de todos los países de América Central. Hoy en día tales contingencias provocan grandes desviaciones en los programas de intercambio por las líneas de interconexión.

5.5 Sugerencias

- Cumplir con los plazos estipulados para la puesta en operación de las principales ampliaciones de la red tales como la línea Guatemala Sur – Sololá – La Esperanza 230 kV, Aguacapa – La Vega 230 kV y las nuevas interconexiones internacionales.

- De ser posible, no dividir en dos etapas el banco de transformación 400/230 kV de Los Brillantes, ya que los niveles de intercambio con una sola etapa estarían restringidos prácticamente a cero MW, debido a que una contingencia simple como el disparo de la línea Escuintla – Enron provocaría su disparo por sobrecarga.
- Actualización constante de los ECDS, se sugiere revisarlos previo al cambio de época seca a húmeda y viceversa.
- Operar los cambiadores de derivación de los transformadores en automático, siempre y cuando cuenten con bloqueo del automatismo por bajo nivel de tensión en el primario.
- Implementar un ECDS que dispare el banco de transformación 230/69 kV de Tactic ante la desconexión de los circuitos 230 kV hacia Guatemala Norte.
- Habilitar la desconexión de bancos de capacitores de 69 kV por alto voltaje, especialmente en los instalados en nodos débiles como Puerto Barrios, Panaluya y Huehuetenango.
- Adelantar en lo posible la construcción de la línea 69 kV El Estor – Secacao para reforzar el área nororiental de la red, que es sumamente débil debido a su longitudinalidad.
- Para mejorar la confiabilidad de San Marcos, Tejutla, Tacaná, Coatepeque, Meléndrez y Malacatán se sugiere considerar la posibilidad de la construcción de una nueva línea entre Coatepeque y San Marcos.
- Ampliar la capacidad de transmisión en los enlaces 230 kV entre Escuintla 1 y Escuintla 2 cambiando conductores.

- Dejar prevista la línea Aguacapa – La Vega para doble circuito, ya que en un futuro cercano la misma será insuficiente para el desempeño del sistema.
- Adelanta en lo posible la conversión de voltaje de 69 kV a 138 kV entre Tactic y Santa Elena Petén, así como la complementación del anillo de 138 kV de esa área.
- Para mejorar la regulación de tensión en las subestaciones de Jalapa y San Rafael Las Flores se sugiere que en Sanarate se instale un equipo de transformación 230/69 kV que sea alimentado desde la línea 230 kV Guatemala Norte – Panaluya, o la construcción de una línea corta de 69 kV entre San Rafael Las Flores y La Vega.
- Realizar los estudios estructurales necesarios para validar la posibilidad de ampliar la capacidad de transmisión entre Guatemala Sur y El Centro cambiando los conductores de sus enlaces.
- Finalmente se sugiere que las nuevas redes de subtransmisión se construyan en voltajes superiores a 69 kV, pues debido a la longitudinalidad del sistema existen actualmente problemas severos de regulación de voltaje.

6. ANÁLISIS PARAMÉTRICO

6.1 Introducción

Normalmente los operadores de los sistemas eléctricos de potencia adquieren cierta sensibilidad durante la operación en tiempo real sobre el comportamiento de los parámetros de la red respecto a cambios en las inyecciones de potencia. Esta sensibilidad es importante para la toma de decisiones y la seguridad del sistema. No obstante, debido al constante crecimiento de la demanda, modificaciones programadas o emergentes en los despachos de generación, cambios de topología en los sistemas de potencia y libranzas programadas para mantenimiento, es tarea importante de los analistas de sistemas de potencia anticiparse e identificar la sensibilidad de los parámetros eléctricos de la red ante estos cambios y alertar oportunamente al personal de operación en caso de existir variaciones significativas que puedan tener incidencia en el desempeño del sistema.

Normalmente los analistas realizan una serie de simulaciones secuenciales de flujos en las cuales se realizan modificaciones en las inyecciones de potencia. Los resultados obtenidos se tabulan y se grafican para una mejor visualización del fenómeno.

En el presente estudio se realizaron estos análisis, para identificar el comportamiento del voltaje en los nodos de los diferentes subsistemas ante variaciones en las inyecciones de potencia activa y reactiva. De los resultados obtenidos se crearon curvas Q-V y P-V como se presenta a continuación.

6.2 Curvas Q-V

Se realizaron múltiples simulaciones para graficar el comportamiento del voltaje en cada uno de los nodos de la red con relación a cambios de inyección de potencia reactiva. Las gráficas resultantes son conocidas como curvas Q-V e indican la magnitud de reserva reactiva con que se cuenta en cada nodo. Este análisis fue limitado a los casos de demanda máxima por ser los escenarios más críticos.

Mientras más reserva de potencia reactiva se tenga en un nodo, será más robusto y tendrá una mayor estabilidad de voltaje. Los nodos que tienen poca reserva de potencia reactiva son débiles y presentan grandes variaciones de voltaje ante pequeños cambios de inyección de potencia reactiva, lo que los hace vulnerables al colapso de voltaje.

Para cada punto en la curva Q-V se tiene asociada una pareja de valores, el primero es un voltaje y representa el nivel de tensión del nodo analizado. El segundo es un valor de potencia reactiva y representa la cantidad necesaria de potencia reactiva que hay que inyectar en el nodo para llevarlo a ese nivel de tensión.

En el anexo B se encuentra una selección de gráficas correspondientes a los nodos más importantes y representativos de los subsistemas central, occidental y oriental de la red de transmisión de Guatemala, en los que se puede identificar claramente el impacto que las ampliaciones planificadas entre los años 2005 y 2009 tienen para el desempeño de la red. Para una mejor comparación y comprensión de los cambios de sensibilidad, para cada nodo se han agrupado las curvas obtenidas en cada escenario.

A continuación se presentan dos curvas Q-V, la primera para un nodo robusto como Guatemala Norte 230 kV y la segunda para uno débil como Poptún 69 kV, con el objetivo de apreciar la diferencia de reserva de potencia reactiva que existe entre ellos.

Figura 28. Curvas Q-V de Guatemala Norte 230 kV

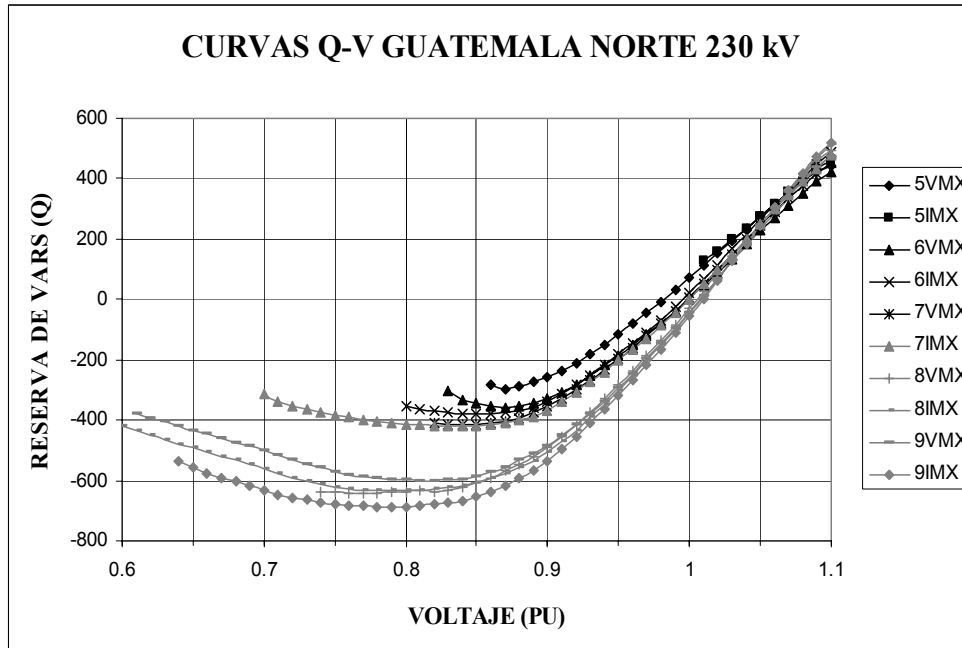
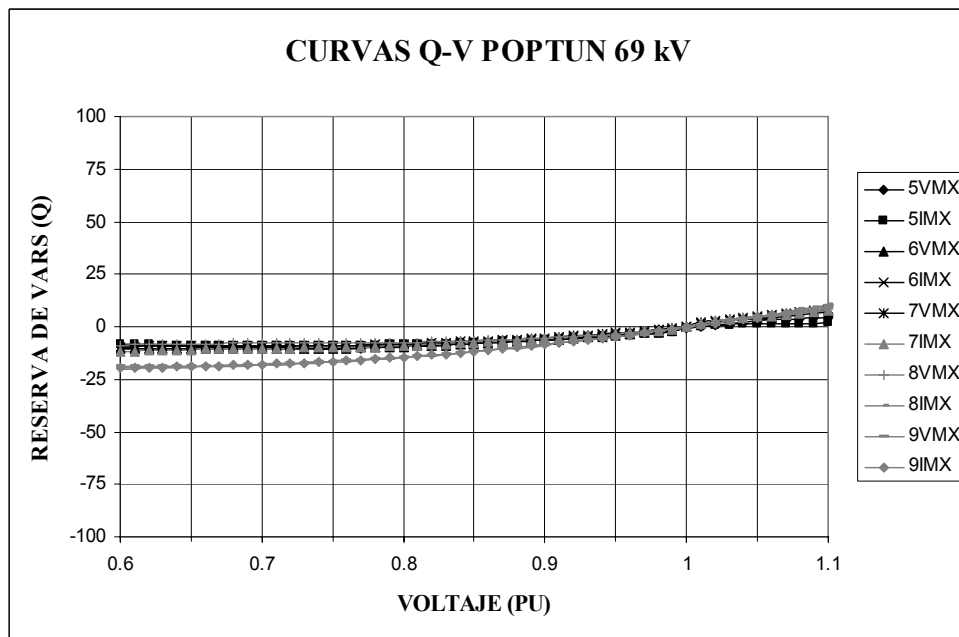


Figura 29. Curvas Q-V de Poptún 69 kV



6.3 Curvas P-V

Se realizaron múltiples simulaciones para graficar el comportamiento del voltaje en cada uno de los nodos de la red con relación a cambios de inyección de potencia activa. Las gráficas resultantes son conocidas como curvas P-V e indican la relación entre la cargabilidad y la regulación de tensión de cada nodo.

En el anexo C se encuentra una selección de gráficas correspondientes a los nodos más importantes y representativos de los subsistemas central, occidental y oriental de la red de transmisión de Guatemala. Para una mejor comparación y comprensión de los cambios de sensibilidad, para cada nodo se han agrupado las curvas obtenidas en cada escenario. A continuación se presentan dos curvas P-V, la primera para un nodo robusto como Guatemala Norte 230 kV y la segunda para uno débil como Huehuetenango 69 kV.

Figura 30. Curvas P-V de Guatemala Norte 230 kV

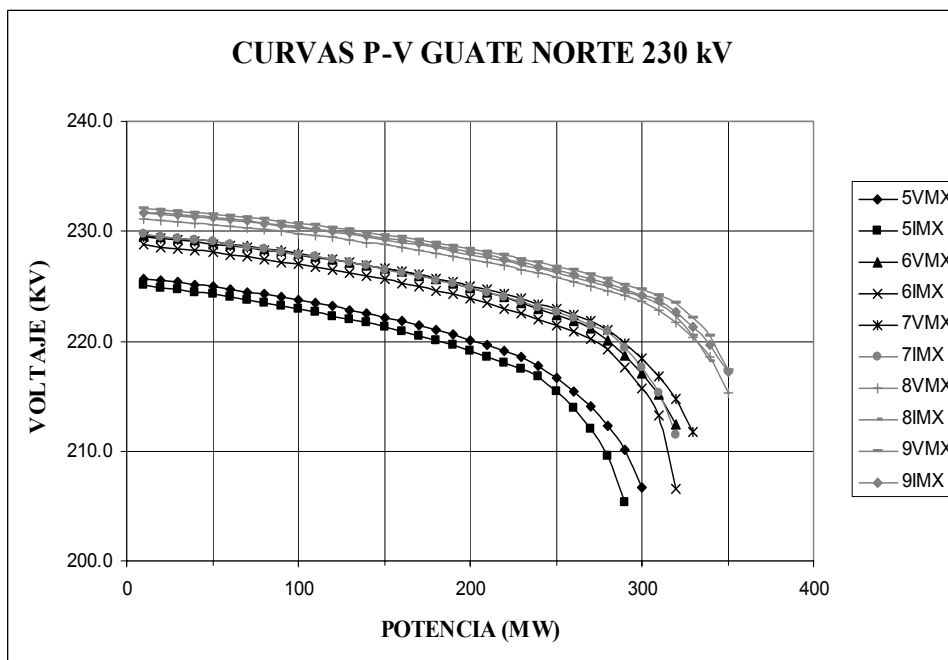
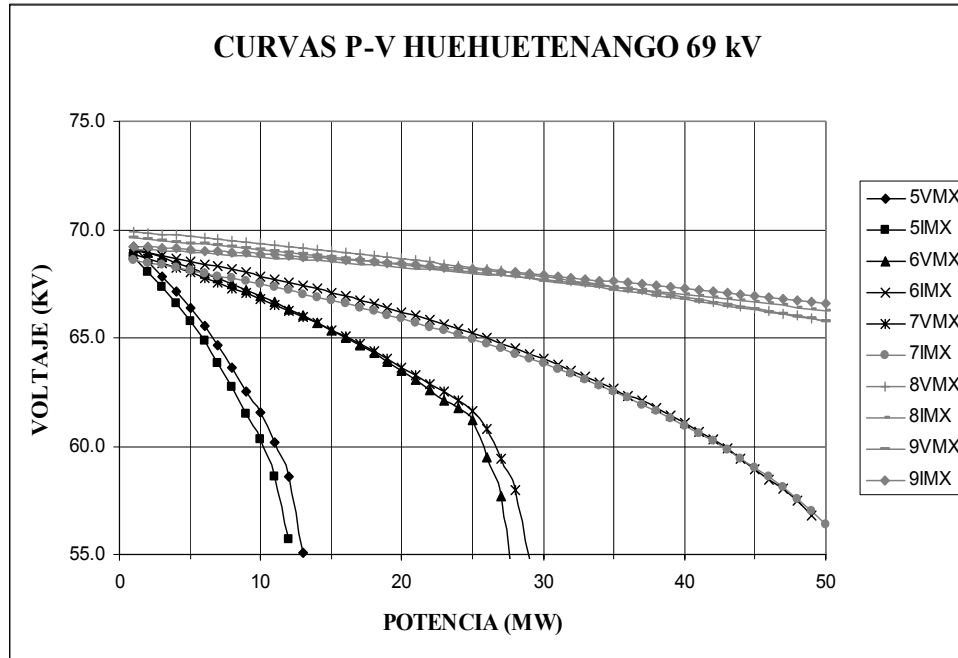


Figura 31. Curvas P-V de Huehuetenango 69 kV



Adicionalmente, tomando en cuenta que la parte sur del país es atractiva a los inversionistas privados para la instalación de nuevos generadores térmicos debido a las facilidades para el abastecimiento de combustible, el límite de transferencia de potencia entre las zonas sur y centro se torna crítico. Para identificar el desempeño del sistema ante tal situación se simuló para los escenarios 5VMX y 9IMX la instalación de nuevas unidades generadoras en el área de Escuintla y el incremento escalonado de carga en Guatemala Sur, Guatemala Este y Guatemala Norte, de tal forma que el flujo de potencia entre las dos áreas se vaya incrementado gradualmente. Los resultados obtenidos para cada incremento se graficaron en las curvas P-V de las figuras 32 y 33, en las que se puede observar que luego de la puesta en servicio de las ampliaciones planificadas el límite de transferencia por voltaje entre el área sur y centro se ve duplicado.

Figura 32. Curvas P-V transferencia de potencia Sur – Centro 5VMX

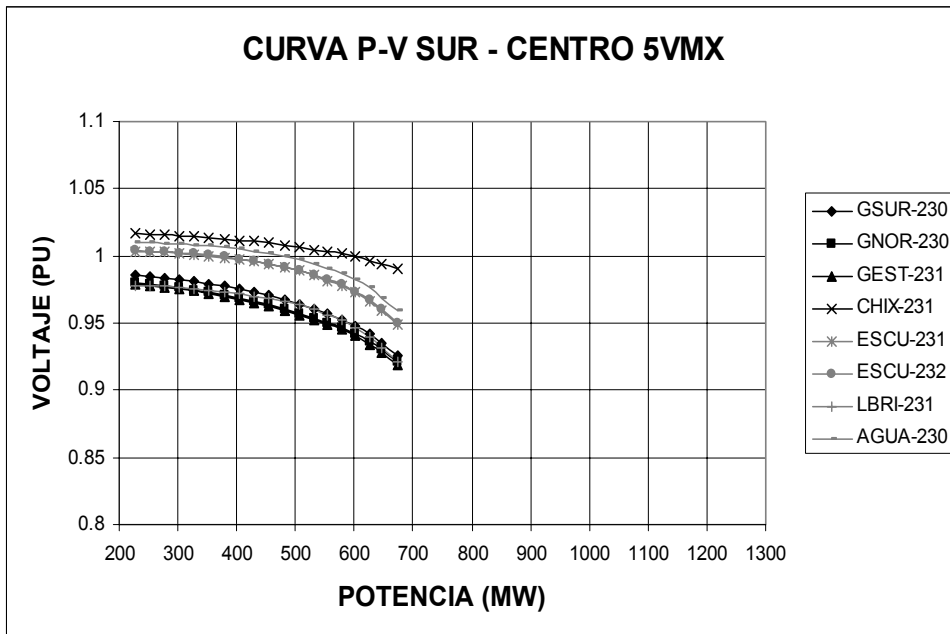
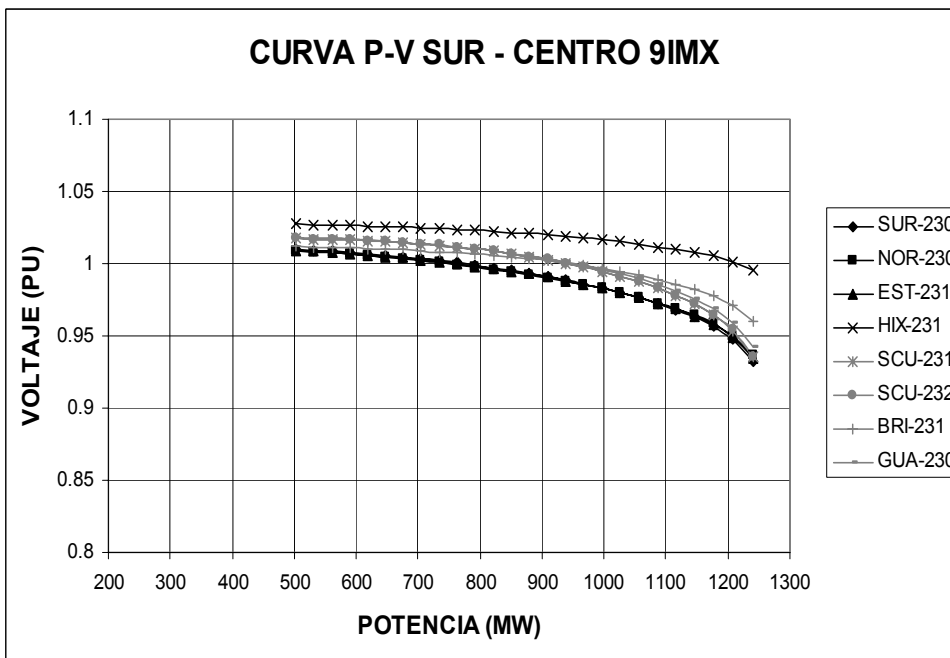


Figura 33. Curvas P-V transferencia de potencia Sur – Centro 9IMX



6.4 Comentarios

De los resultados obtenidos se puede observar que los niveles de reserva de potencia reactiva se han visto incrementados en múltiples nodos del sistema debido a la adición de las obras programadas entre los años 2005 y 2009; esto es de beneficio para el desempeño del sistema eléctrico de Guatemala. Por ejemplo, para el subsistema central en los nodos 230 kV de Guatemala Sur, Guatemala Este y Guatemala Norte en el 2005 se requiere una inyección de -100MVAR para llevarlos a un voltaje de 0.95pu y para el 2009 para ese mismo voltaje es necesaria una inyección de aproximadamente -375MVAR . De igual forma en los nodos Escuintla 1 y Escuintla 2 hubo incremento de -200 a -450MVAR en la inyección de potencia reactiva necesaria para deprimir el voltaje a 0.95pu , lo cual indica claramente que la red de 230 kV se ha visto reforzada sobremanera.

De igual forma en los subsistemas oriental y occidental se puede apreciar incrementos importantes de reserva de potencia reactiva y cargabilidad en nodos como Jalpatagua, Panaluya, Los Brillantes, Huehuetenango, Sololá y Cocales. Sin embargo, existen nodos como Jalapa, Mazatenango, Chimaltenango y Cobán que no sufren cambios significativos. Otros como Poptún y Puerto Barrios dan evidencia de graves problemas de regulación y cargabilidad, por lo que tal y como se comentó en el capítulo anterior para garantizar un adecuado desempeño de la red nororiental se sugiere considerar la conversión de voltaje de 69 a 138 kV de las líneas existentes o bien la construcción de nuevas líneas de transmisión con niveles de tensión superior a 69 kV.

La curva P-V de Huehuetenango de la figura 31 es bastante ilustrativa, identificando los diferentes niveles de cargabilidad. Primero sin ampliaciones, luego con una unidad de El Tesoro en época seca, a continuación con dos unidades de El Tesoro en época húmeda, para obtener finalmente una mejoría considerable cuando se hace la conversión de voltaje de 69 a 138 kV entre La Esperanza – Pologua – Huehuetenango.

7. ESTABILIDAD TRANSITORIA

La estabilidad de un sistema eléctrico de potencia, es la propiedad del sistema que asegura que permanecerá operando en equilibrio a través de condiciones normales y anormales. Se entiende como condición normal una operación en estado estable en la cual todas las cantidades de operación que lo caracterizan pueden ser consideradas constantes, y como anormal una condición de disturbio en la cual se da un cambio repentino o una secuencia de cambios en uno o más de los parámetros del sistema. Se dice que un sistema eléctrico de potencia es transitoriamente estable para una condición de operación en estado estable específica y para un disturbio en particular, si al ocurrir ese disturbio se logra una nueva condición de operación en estado estable adecuada.

Normalmente existen problemas de estabilidad transitoria cuando un disturbio reduce considerablemente la capacidad de transmisión entre dos áreas de un sistema. Para la red de Guatemala las reducciones más importantes en la capacidad de transmisión que podrían causar inestabilidad y afectar severamente el desempeño del sistema en general se pueden presentar en la red de 230 kV bajo condiciones de máxima demanda en la que los flujos de potencia son mayores. Es por ello que fueron evaluadas las fallas simples y dobles en la red de 230 kV antes y después de la puesta en servicio de las ampliaciones programadas para identificar su impacto en la estabilidad del sistema.

7.1 Fallas simples 2005

Para las principales líneas de transmisión de 230 kV que conforman la red troncal del sistema de Guatemala fueron simuladas fallas transitorias simples liberadas exitosamente por los elementos de protección en seis ciclos, y en cada una de ellas se graficó el comportamiento de los parámetros del sistema.

7.1.1 Falla simple de circuito 1 230 kV Quixal – Tactic

De acuerdo a los resultados obtenidos se puede observar que el sistema es transitoriamente estable ante este disturbio, las variaciones que se presentan en la frecuencia y diferencia angular se amortiguan rápidamente, el flujo de potencia total entre Quixal y Tactic se restablece a través del circuito 2, y el nivel de voltaje retorna a valores adecuados. En las siguientes gráficas se puede observar el comportamiento de la frecuencia, flujos de potencia, voltaje y diferencia angular.

Figura 34. Frecuencia, falla simple Quixal – Tactic 1 5VMX

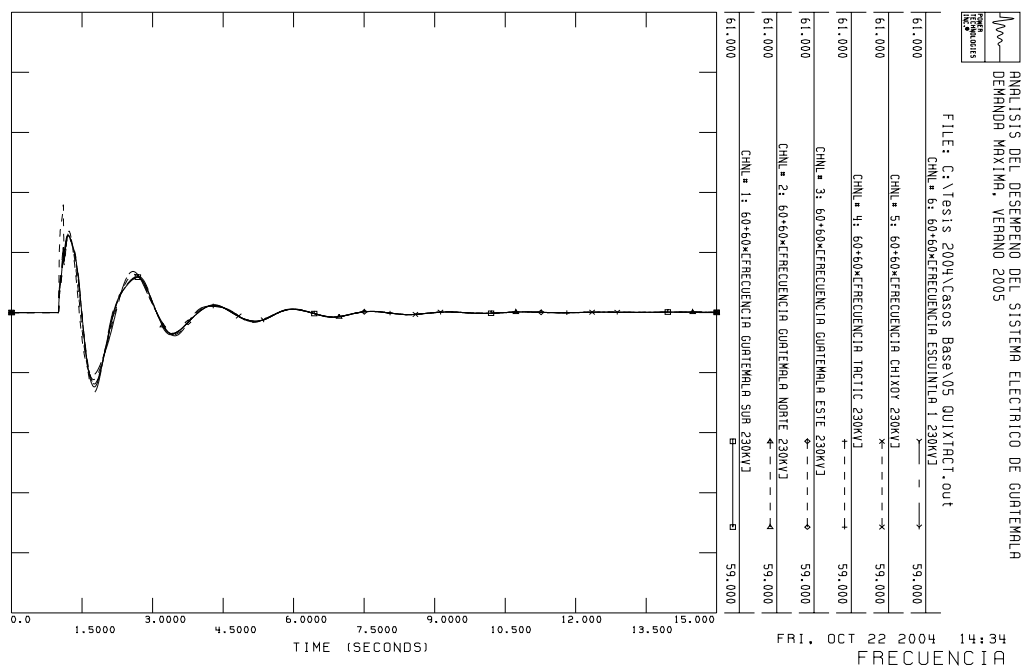


Figura 35. Flujo de potencia, falla simple Quixal – Tactic 1 5VMX

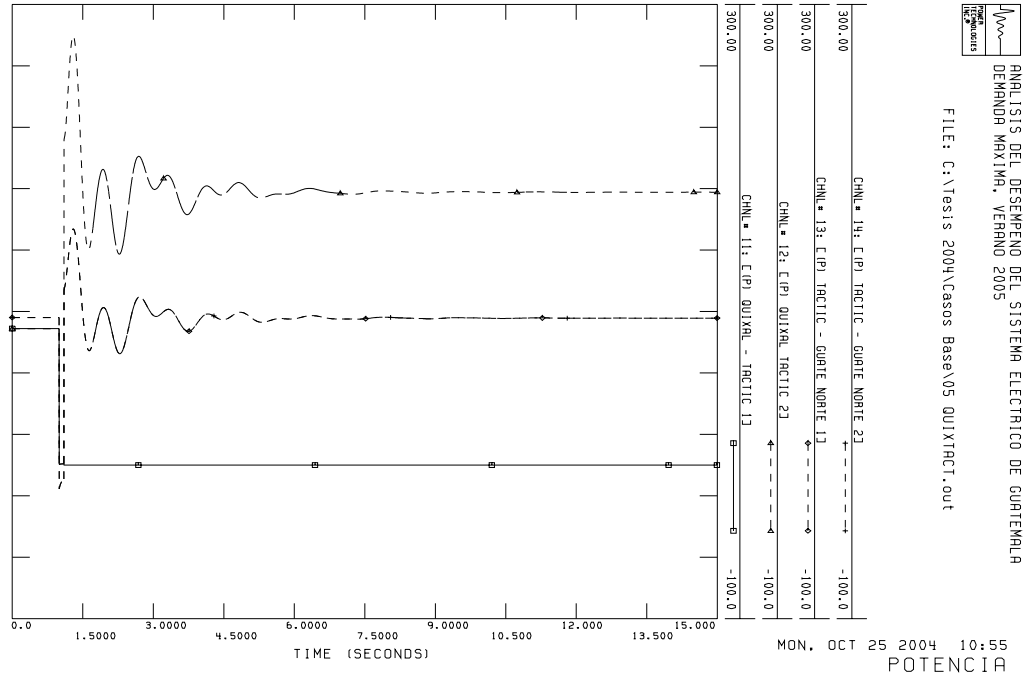


Figura 36. Voltaje, falla simple Quixal – Tactic 1 5VMX

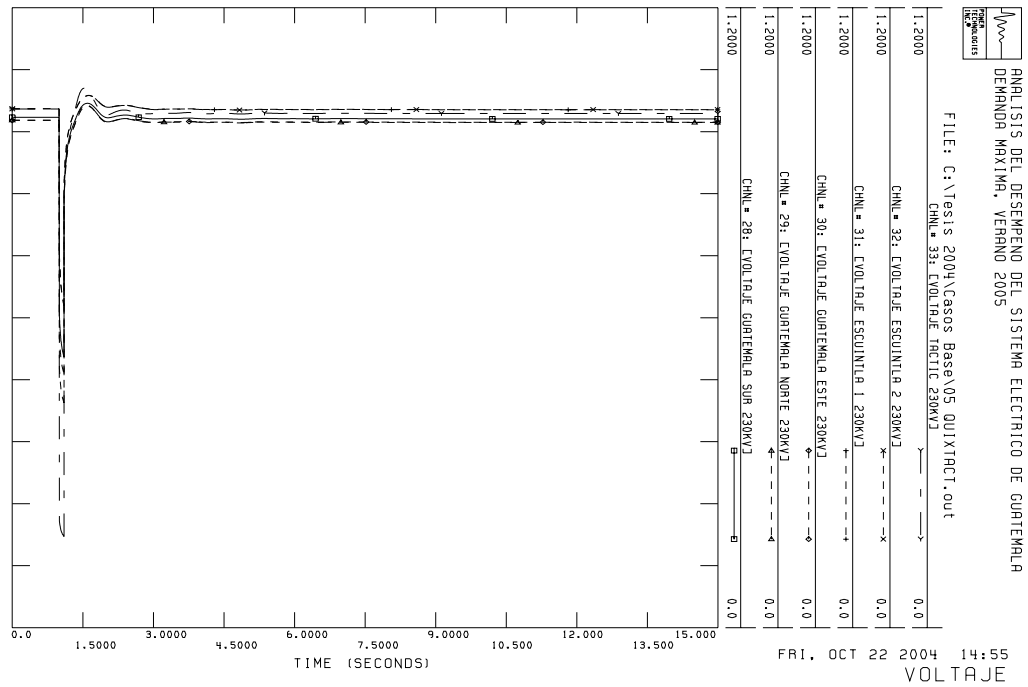
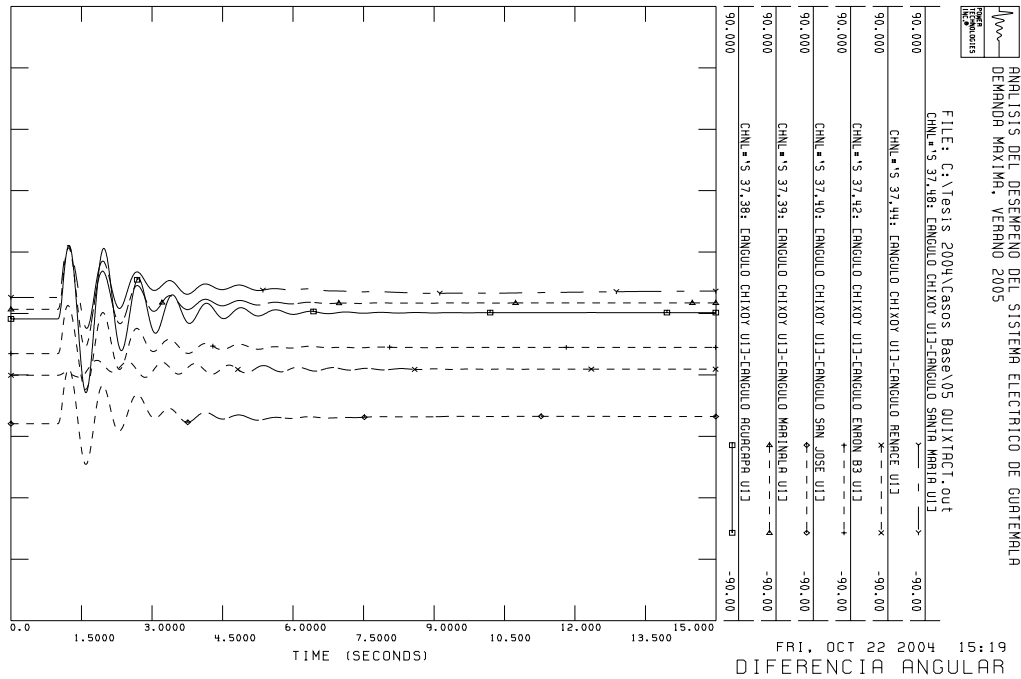


Figura 37. Diferencia angular, falla simple Quixal – Tactic 1 5VMX



7.1.2 Falla simple de circuito 1 230 kV Guatemala Norte – Tactic

De acuerdo a los resultados obtenidos se puede observar que el sistema es transitoriamente estable ante este disturbio, las variaciones que se presentan en la frecuencia y diferencia angular se amortiguan rápidamente, el flujo de potencia total entre Guatemala Norte y Tactic se restablece a través del circuito 2, y el nivel de voltaje retorna a valores adecuados aunque de menor magnitud que en la falla anterior debido a la mayor longitud que existe entre Guatemala Norte y Tactic. En las siguientes gráficas se puede observar el comportamiento de la frecuencia, flujos de potencia, voltaje y diferencia angular.

Figura 38. Frecuencia, falla simple Guatemala Norte – Tactic 1 5VMX

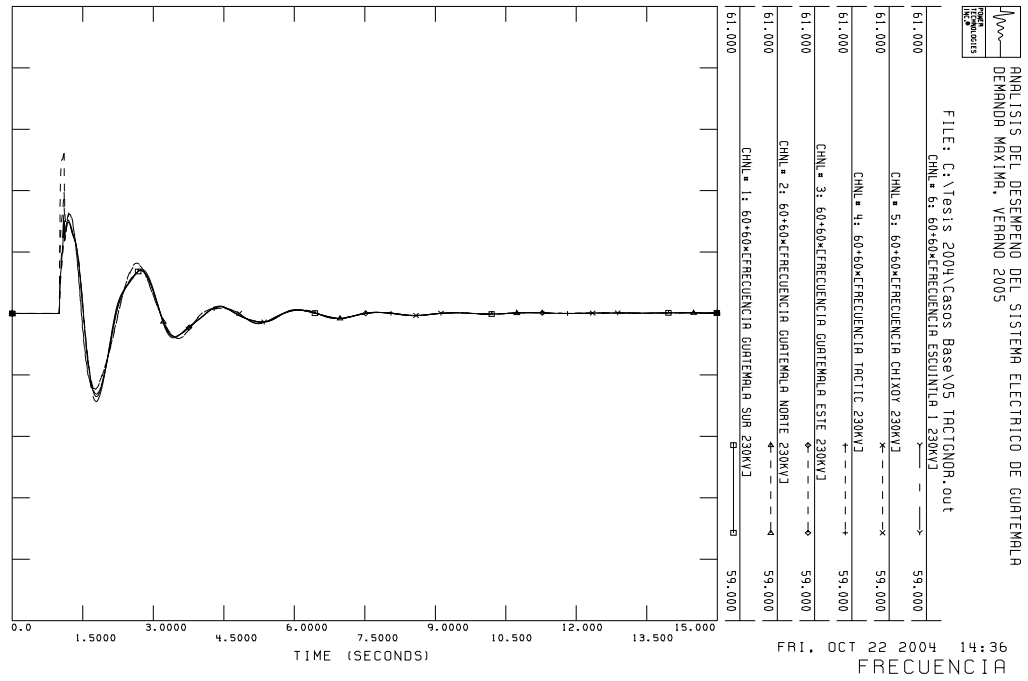


Figura 39. Flujo de potencia, falla simple Guatemala Norte – Tactic 1 5VMX

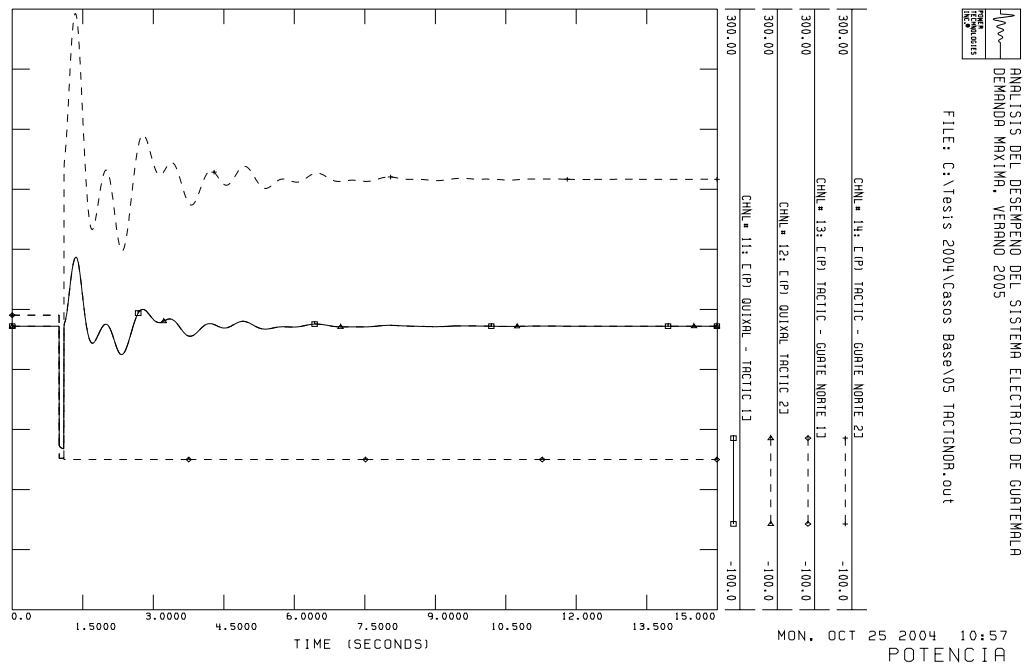


Figura 40. Voltaje, disparo Guatemala Norte – Tactic 1 5VMX

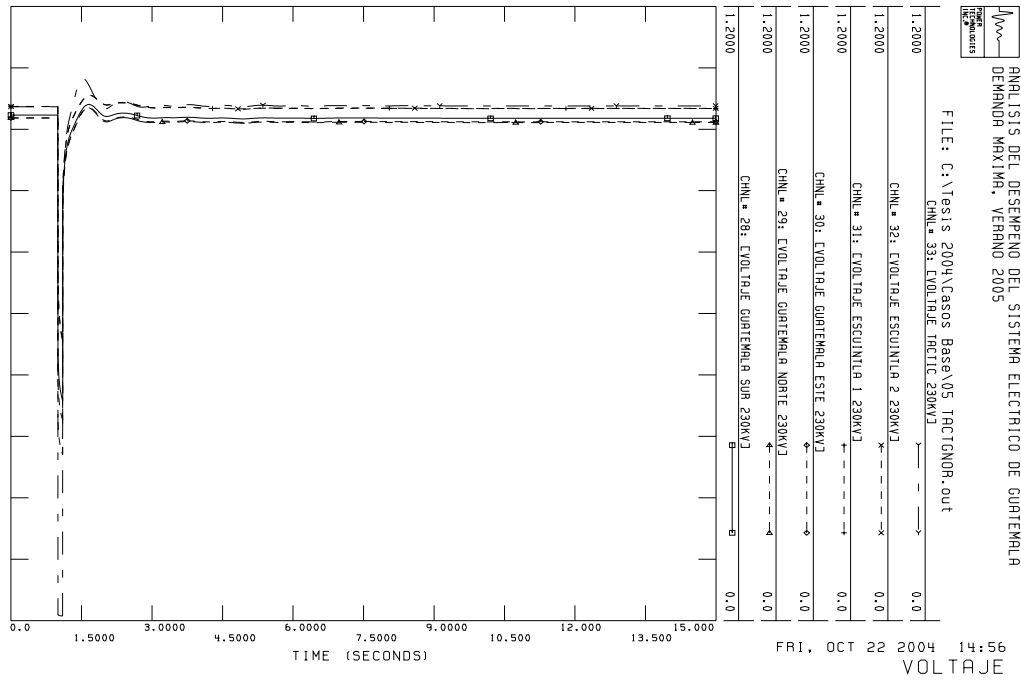
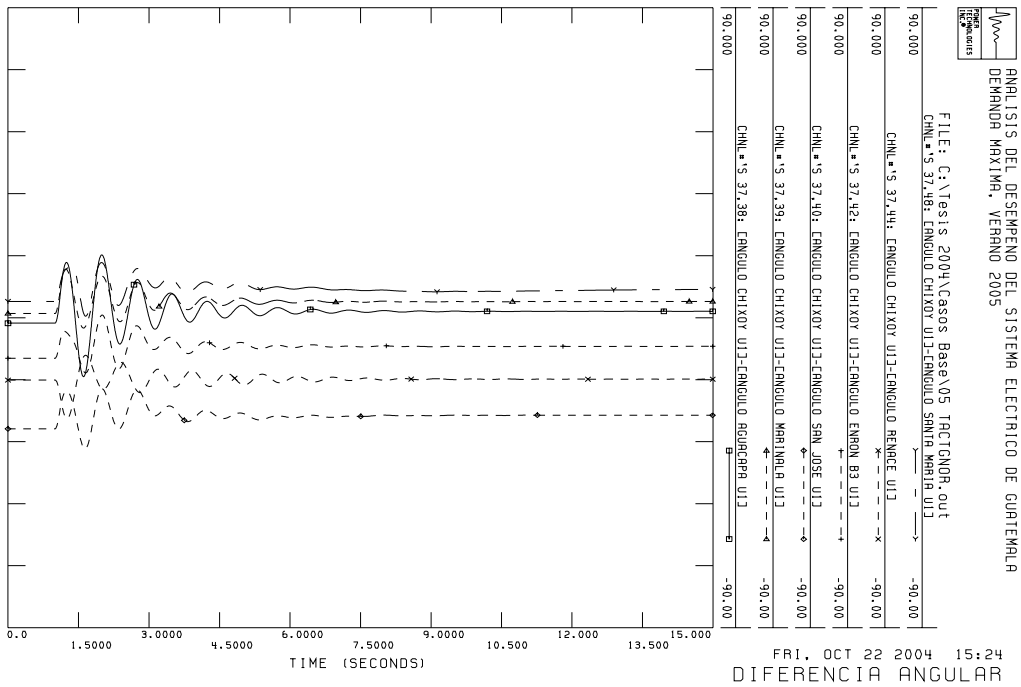


Figura 41. Diferencia angular, falla simple Guatemala Norte – Tactic 1 5VMX



7.1.3 Falla simple de circuito 1 230 kV Guatemala Norte – Guatemala Sur

De acuerdo a los resultados obtenidos se puede observar que el sistema es transitoriamente estable ante este disturbio, las variaciones que se presentan en la frecuencia y diferencia angular se amortiguan rápidamente, el flujo de potencia entre Guatemala Norte y Guatemala Sur se restablece a través de las líneas Guatemala Sur – Guatemala Este y Guatemala Este – Guatemala Norte, y el nivel de voltaje retorna a valores adecuados. En las siguientes gráficas se puede observar el comportamiento de la frecuencia, flujos de potencia, voltaje y diferencia angular.

Figura 42. Frecuencia, falla simple Guatemala Norte – Guatemala Sur, 5VMX

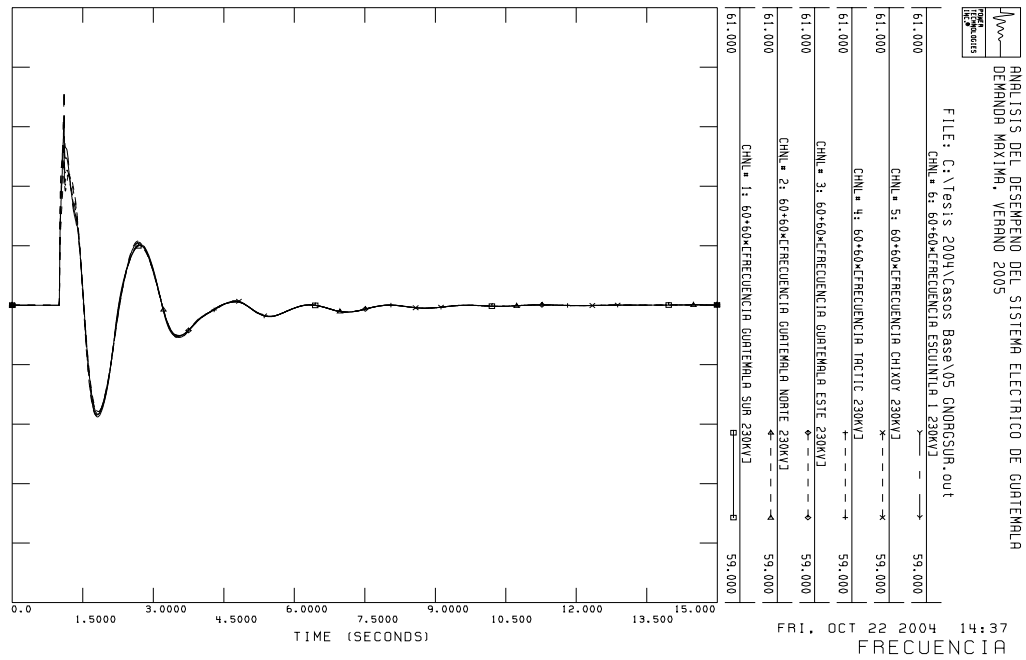


Figura 43. Flujo de Potencia, falla simple Guatemala Norte – Guatemala Sur, 5VMX

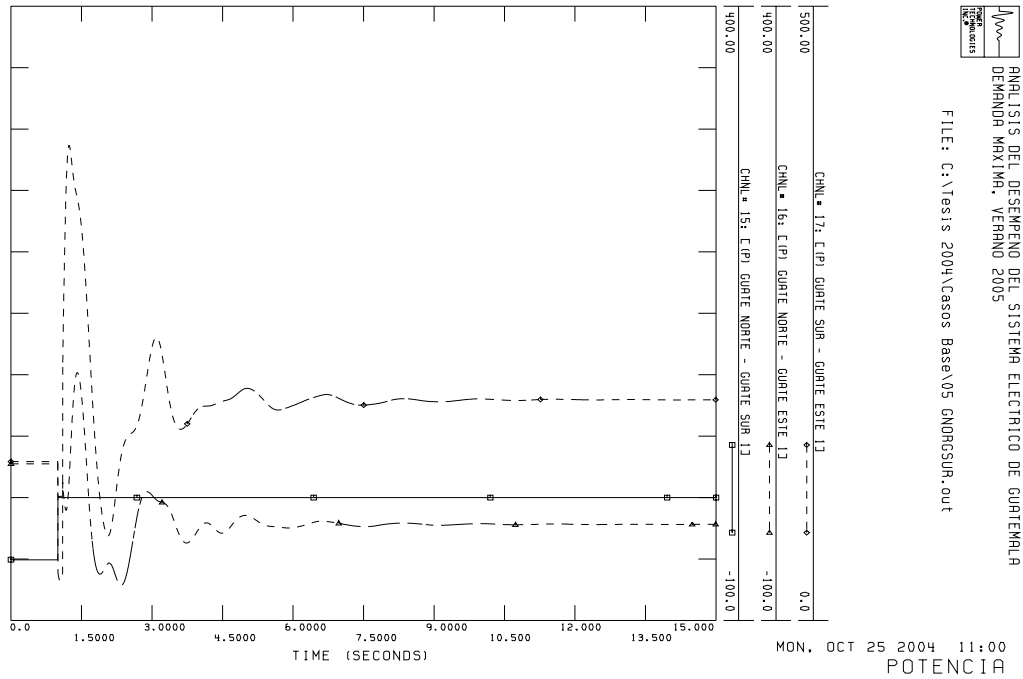
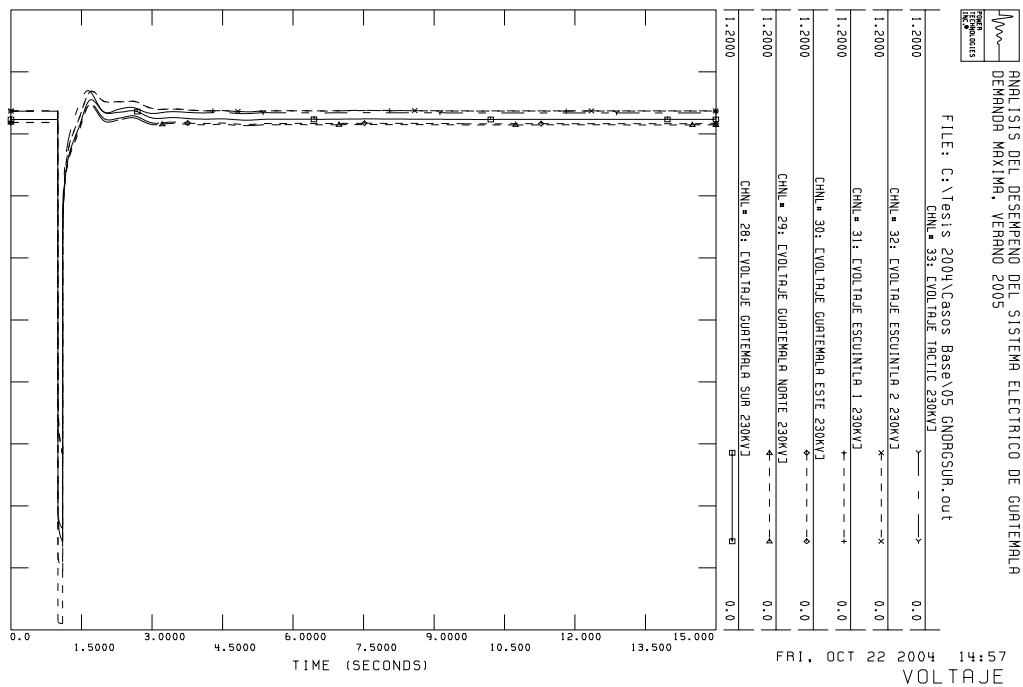
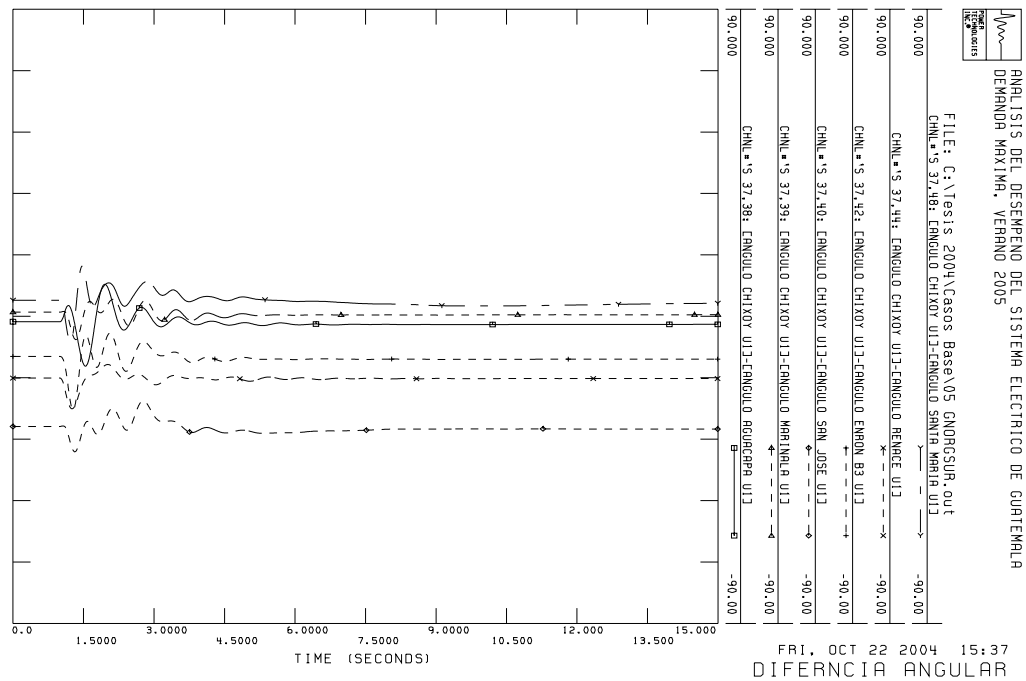


Figura 44. Voltaje, falla simple Guatemala Norte – Guatemala Sur, 5VMX



**Figura 45 Diferencia angular, falla simple Guatemala Norte – Guatemala Sur,
5VMX**



7.1.4 Falla simple de circuito 1 230 kV Guatemala Norte – Guatemala Este

De acuerdo a los resultados obtenidos se puede observar que el sistema es transitoriamente estable ante este disturbio, las variaciones que se presentan en la frecuencia y diferencia angular se amortiguan rápidamente, el flujo de potencia entre Guatemala Norte y Guatemala Este se restablece a través de las líneas Guatemala Este – Guatemala Sur y Guatemala Sur – Guatemala Norte, y el nivel de voltaje retorna a valores adecuados. En las siguientes gráficas se puede observar el comportamiento de la frecuencia, flujos de potencia, voltaje y diferencia angular.

Figura 46. Frecuencia, falla simple Guatemala Norte – Guatemala Este, 5VMX

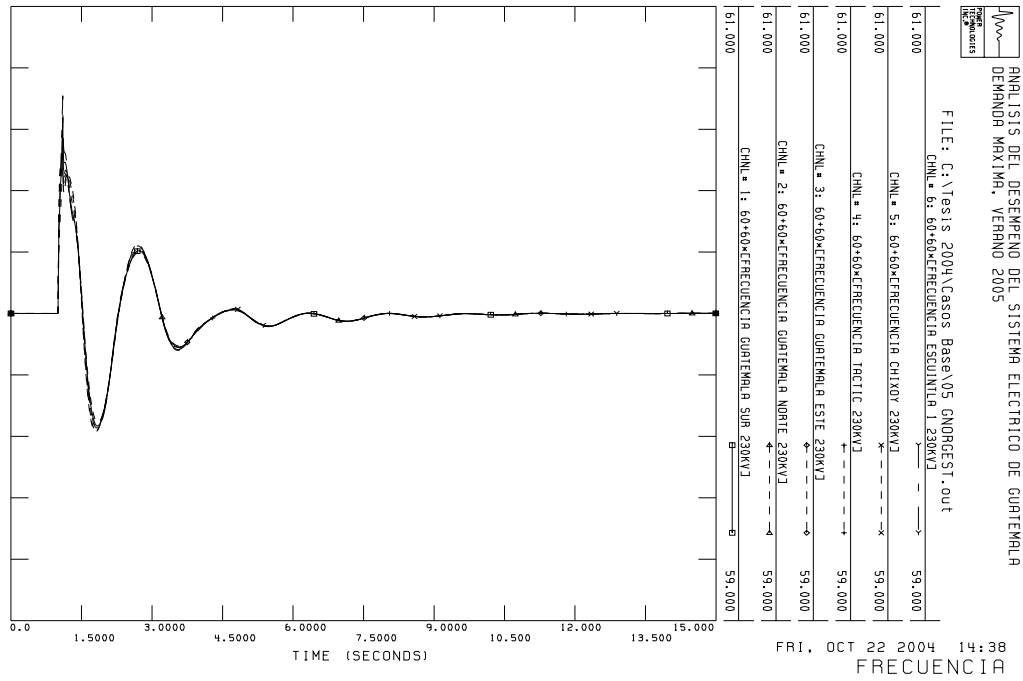


Figura 47. Flujo de potencia, falla simple Guatemala Norte – Guatemala Este, 5VMX

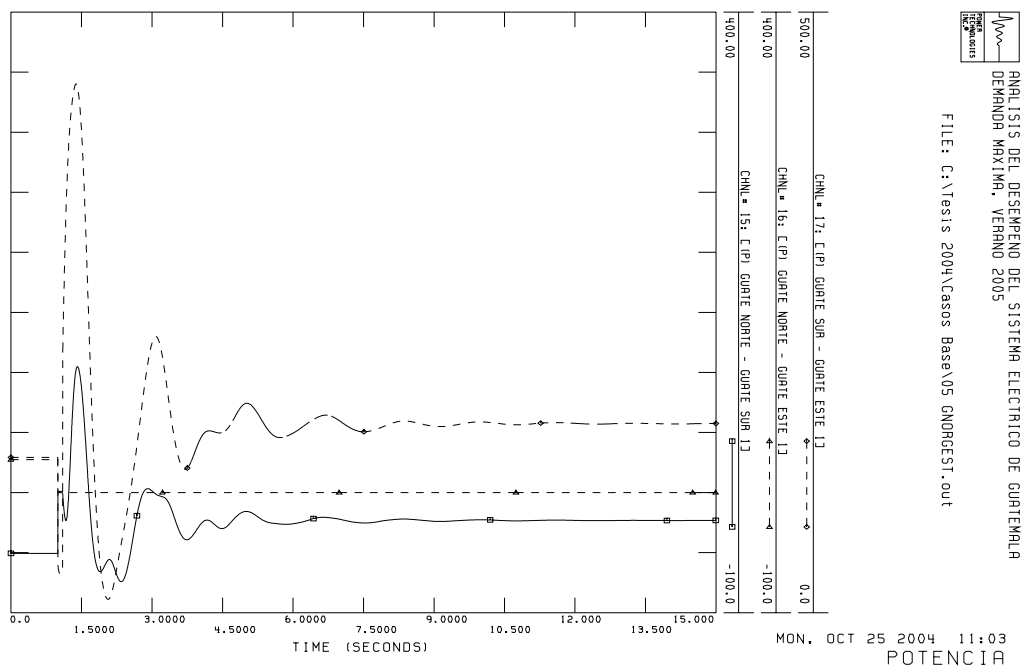


Figura 48. Voltaje, falla simple Guatemala Norte – Guatemala Este, 5VMX

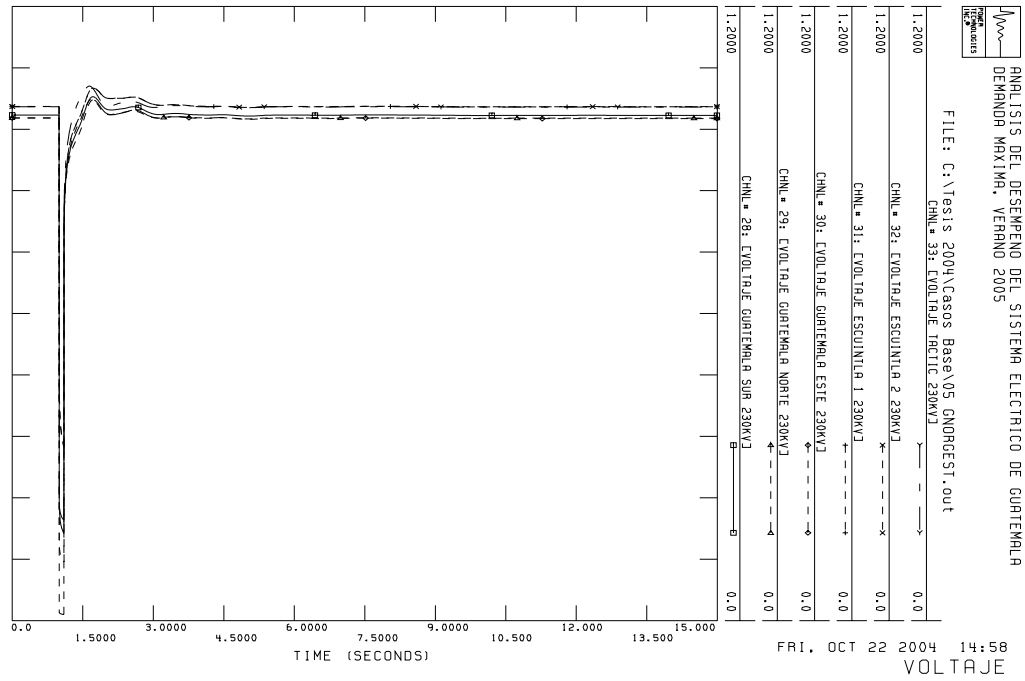
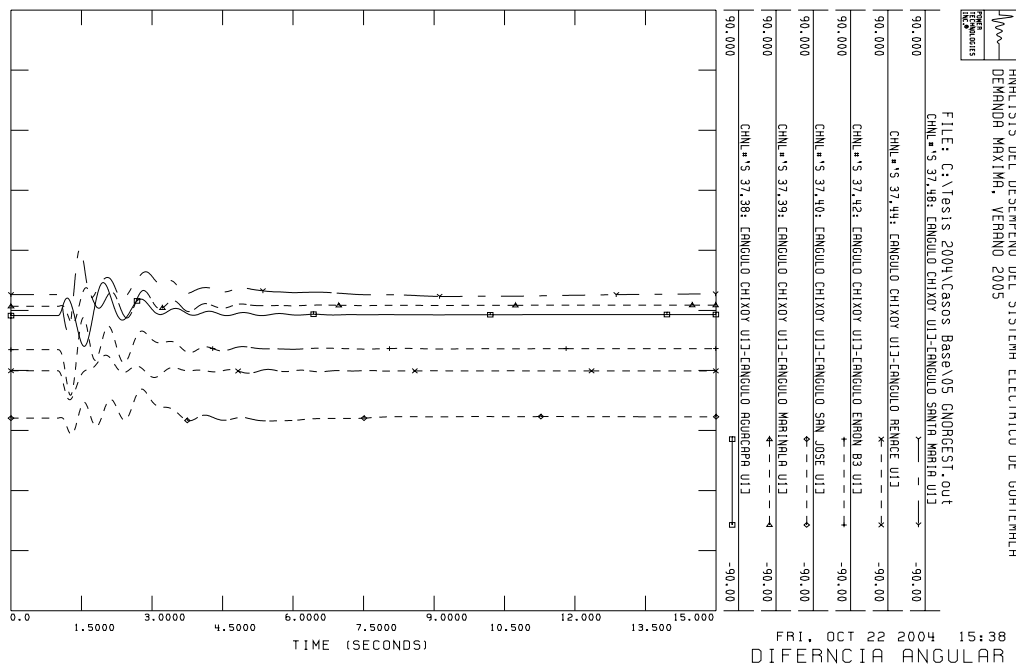


Figura 49. Diferencia angular, falla simple Guatemala Norte – Guatemala Este, 5VMX



7.1.5 Falla simple de circuito 1 230 kV Guatemala Sur – Escuintla 1

De acuerdo a los resultados obtenidos se puede observar que el sistema es transitoriamente estable ante este disturbio, la variación transitoria que se presenta en la frecuencia es mayor que en las anteriores fallas pero al igual que la diferencia angular se amortigua rápidamente, el flujo de potencia entre Guatemala Sur y Escuintla 1 se restablece a través del circuito 2 y las líneas 138 kV entre Escuintla – Marinalá – Guatemala Sur, y el nivel de voltaje retorna a valores aceptables aunque bajos en el área de Guatemala Sur, Guatemala Norte y Guatemala Este. En las siguientes gráficas se puede observar el comportamiento de la frecuencia, flujos de potencia, voltaje y diferencia angular.

Figura 50. Frecuencia, falla simple Guatemala Sur – Escuintla 1, 5VMX

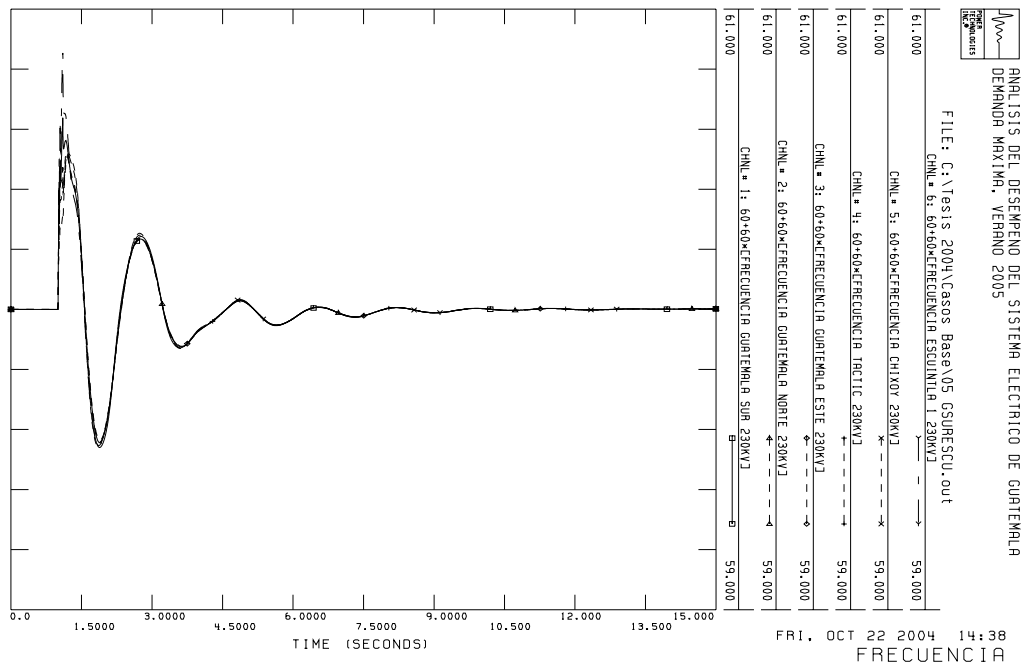


Figura 51. Flujo de Potencia, falla simple Guatemala Sur – Escuintla 1, 5VMX

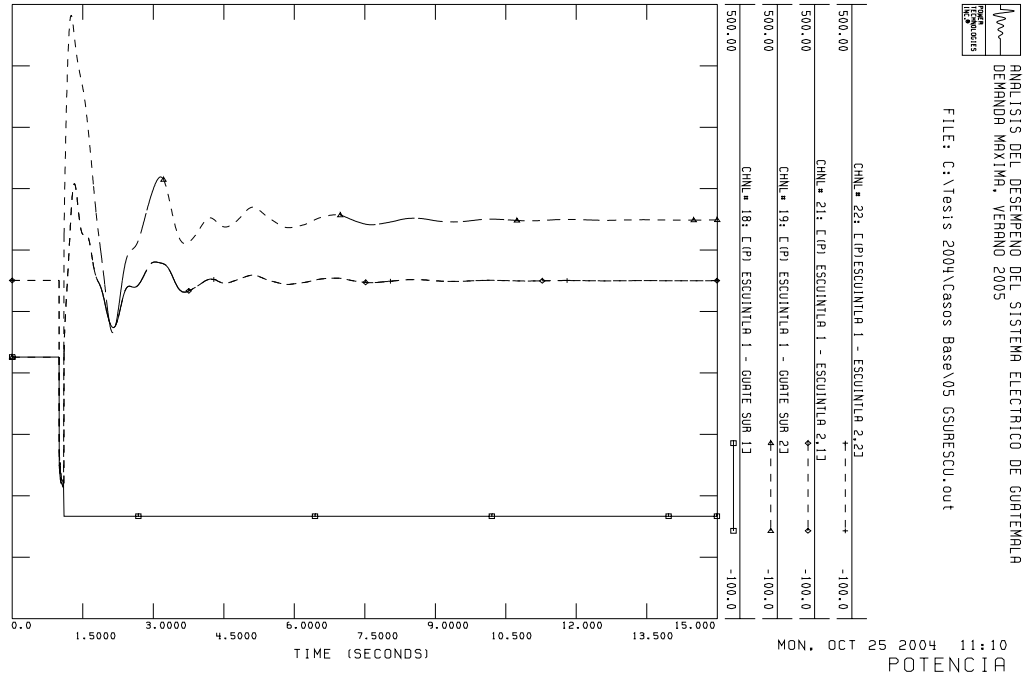


Figura 52. Voltaje, falla simple Guatemala Sur – Escuintla 1, 5VMX

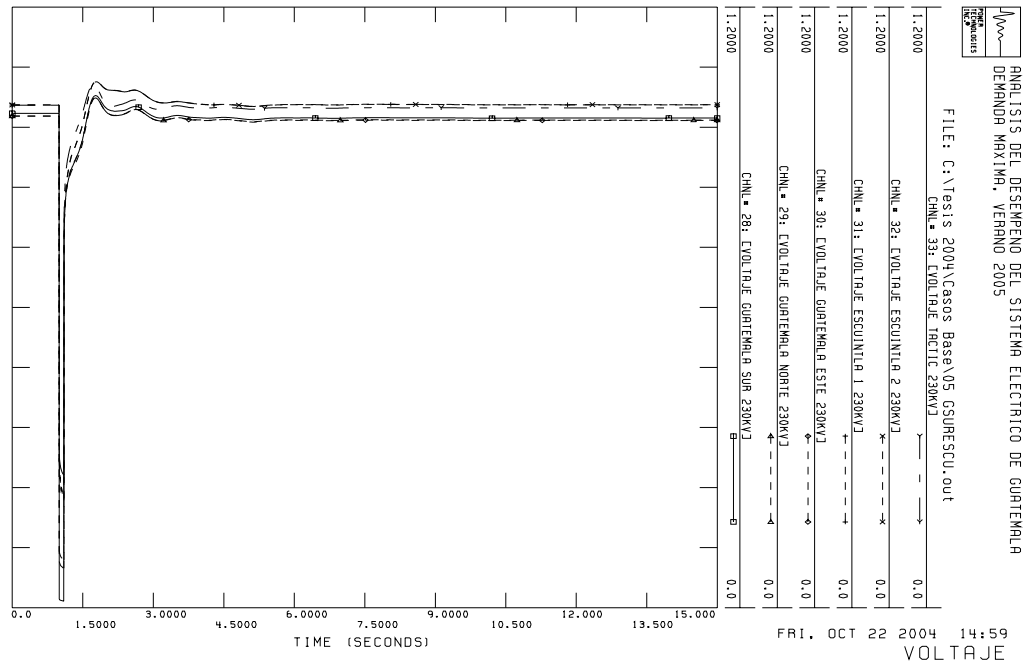
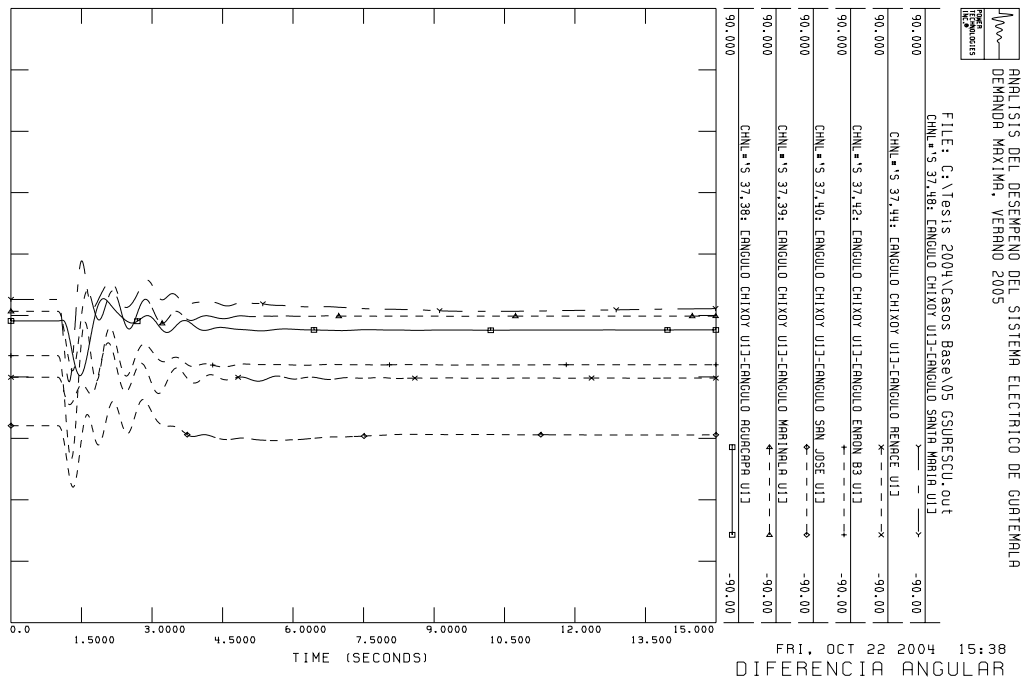


Figura 53. Diferencia angular, falla simple Guatemala Sur – Escuintla 1, 5VMX



7.1.6 Falla simple de línea 230 kV Escuintla 1 – Los Brillantes

Para esta falla se encontraron problemas de convergencia por bajo voltaje en el subsistema occidental, por lo que se procedió a simular la actuación del ECDS de tiro de carga que opera en esa área para poder observar el comportamiento de la red. De acuerdo a los resultados obtenidos se puede observar que el sistema es transitoriamente estable ante este disturbio, la variación transitoria de la frecuencia es mayor que en las anteriores fallas debido a la gran reducción de capacidad de transmisión entre los subsistemas central y occidental pero ésta se amortigua rápidamente a un valor aceptable, el flujo de potencia hacia el subsistema occidental se distribuye entre los dos alimentadores de 69 kV, el nivel de voltaje retorna a valores aceptables aunque bajos en el subsistema occidental, y la diferencia angular entre Quixal y Canadá es grande pero se reduce rápidamente. En las siguientes gráficas se puede observar el comportamiento de la frecuencia, flujos de potencia, voltaje y diferencia angular.

Figura 54. Frecuencia, falla simple Escuintla 1 – Los Brillantes, 5VMX

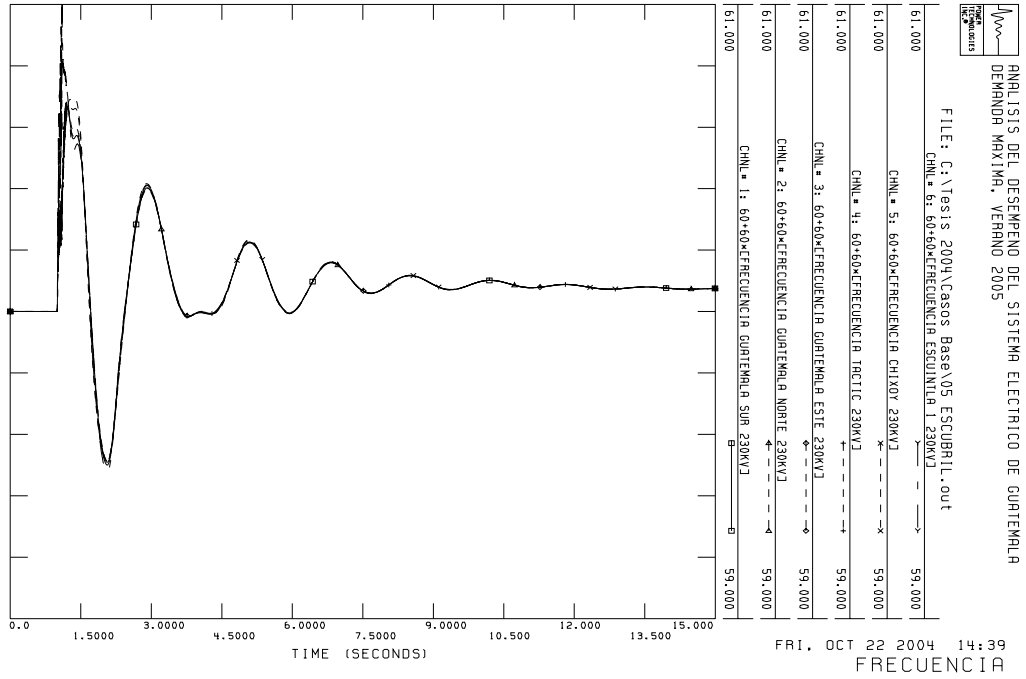


Figura 55. Flujo de Potencia, falla simple Escuintla 1 – Los Brillantes, 5VMX

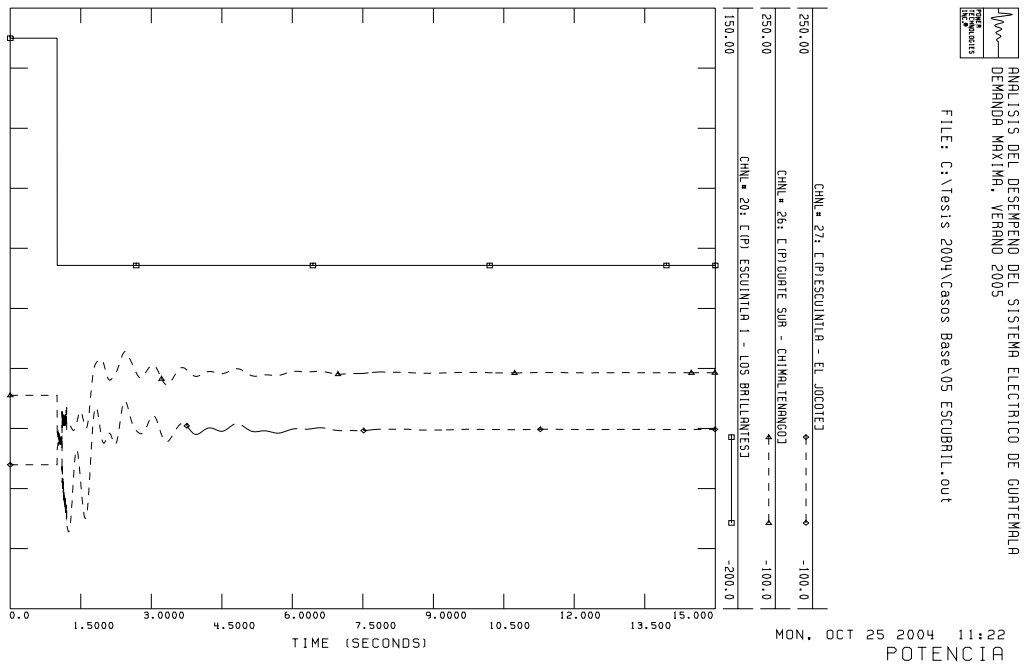


Figura 56. Voltaje, falla simple Escuintla 1 – Los Brillantes, 5VMX

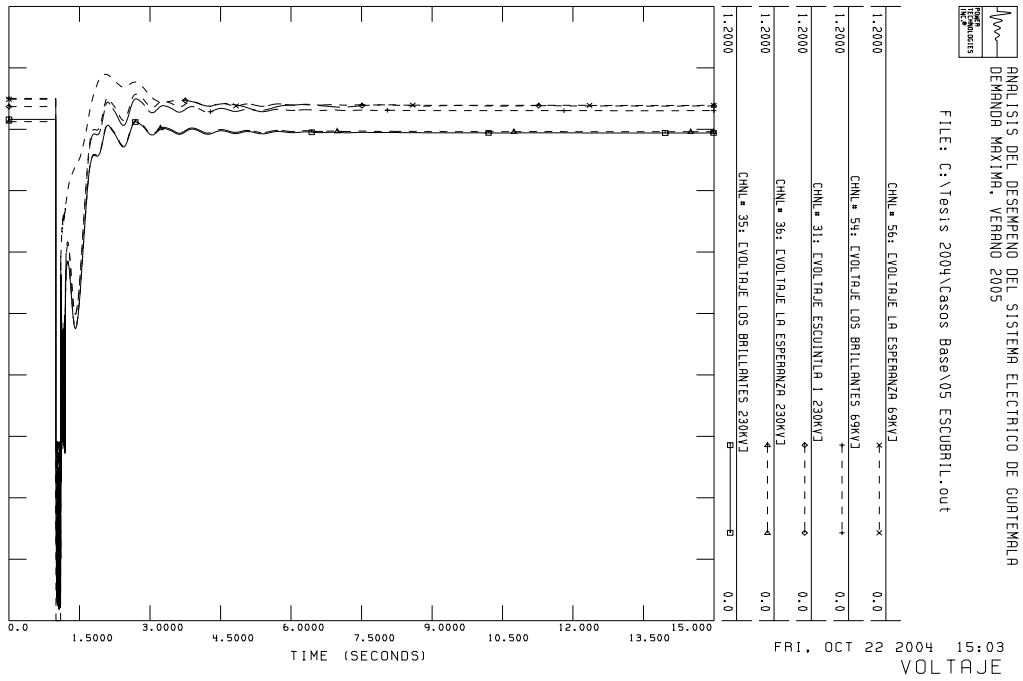
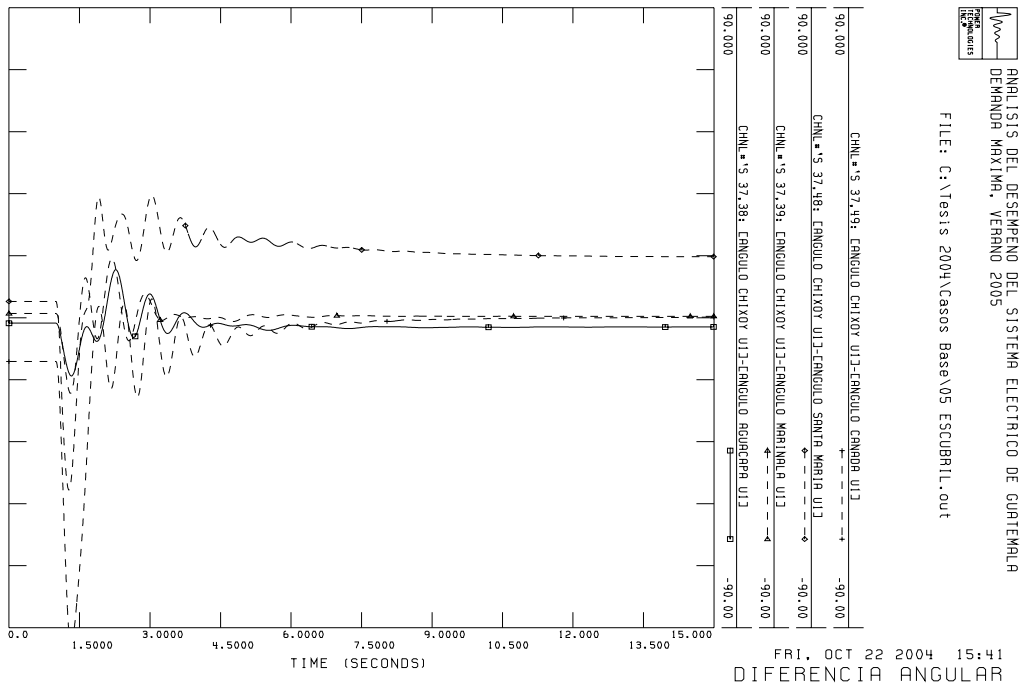


Figura 57. Diferencia angular, falla simple Escuintla 1 – Los Brillantes, 5VMX



7.2 Fallas dobles 2005

Usualmente las fallas que afectan a más de un elemento de la red de transmisión se presentan en circuitos paralelos que comparte estructura, y son originadas por fallas en el blindaje contra descargas electroatmosféricas, mala actuación de esquemas de protección o por fallas estructurales severas.

7.2.1 Falla doble de circuitos 230 kV Quixal – Tactíc

De acuerdo a los resultados obtenidos se puede observar que el sistema es transitoriamente estable ante este disturbio, la frecuencia se recupera a un valor aceptable luego de la pérdida de la planta Quixal, el déficit de potencia del sistema es compensado en su mayoría por medio de la línea de interconexión, el nivel de voltaje retorna a valores adecuados aunque bajos, y las variaciones angulares se amortiguan rápidamente. Para minimizar las consecuencias negativas de esta falla se deben tomar de forma inmediata acciones operativas como tiro controlado de carga manual o automático para minimizar el flujo de potencia a través de la interconexión y mejorar el nivel de tensión para evitar el disparo de más unidades generadoras. En las siguientes gráficas se puede observar el comportamiento de la frecuencia, flujos de potencia, voltaje y diferencia angular.

Figura 58. Frecuencia, falla doble Quixal - Tactic, 5VMX

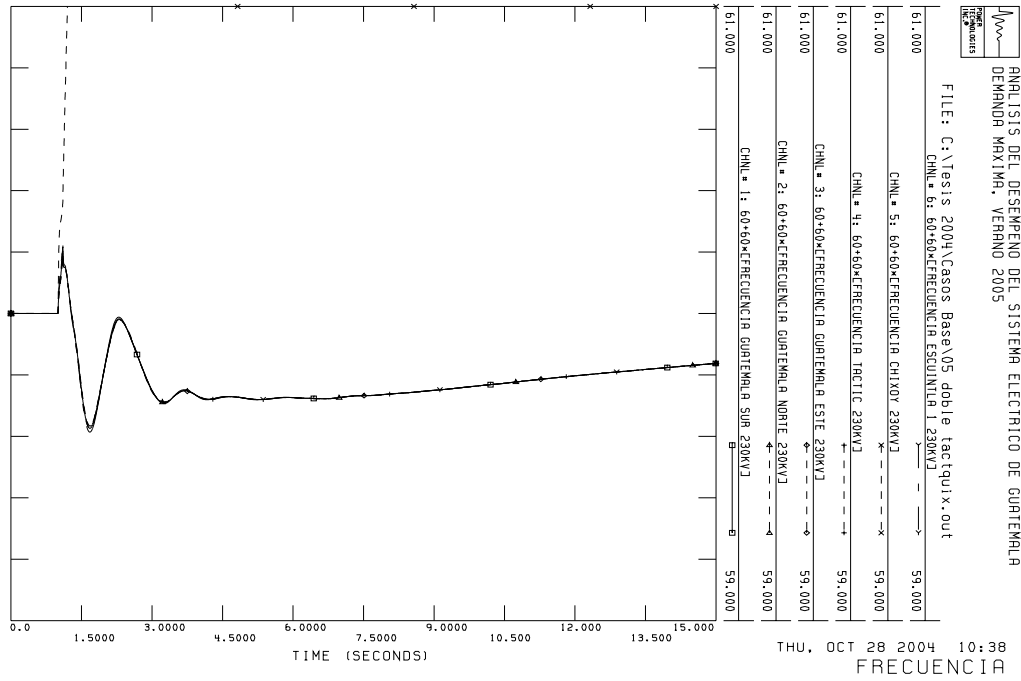


Figura 59. Flujo de Potencia, falla doble Quixal - Tactic, 5VMX

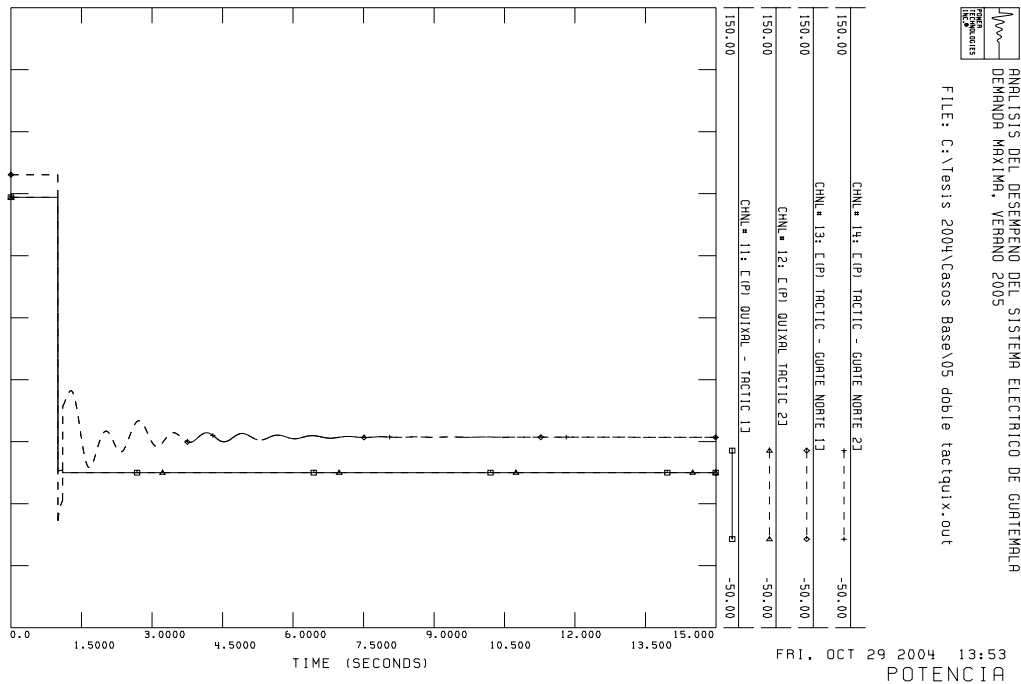


Figura 60. Voltaje, falla doble Quixal - Tactic, 5VMX

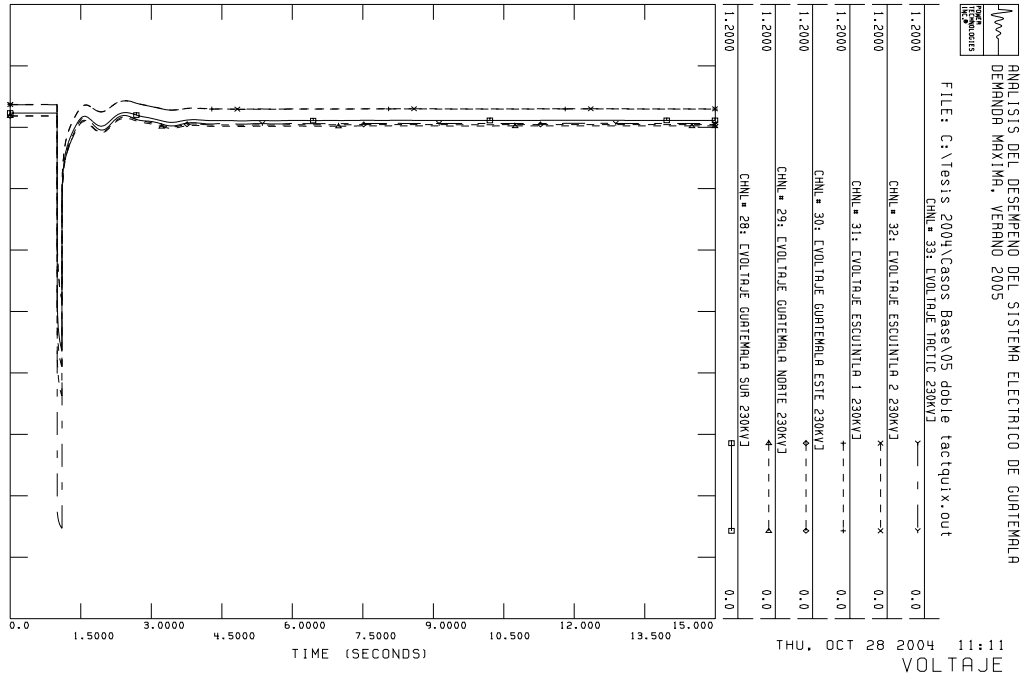
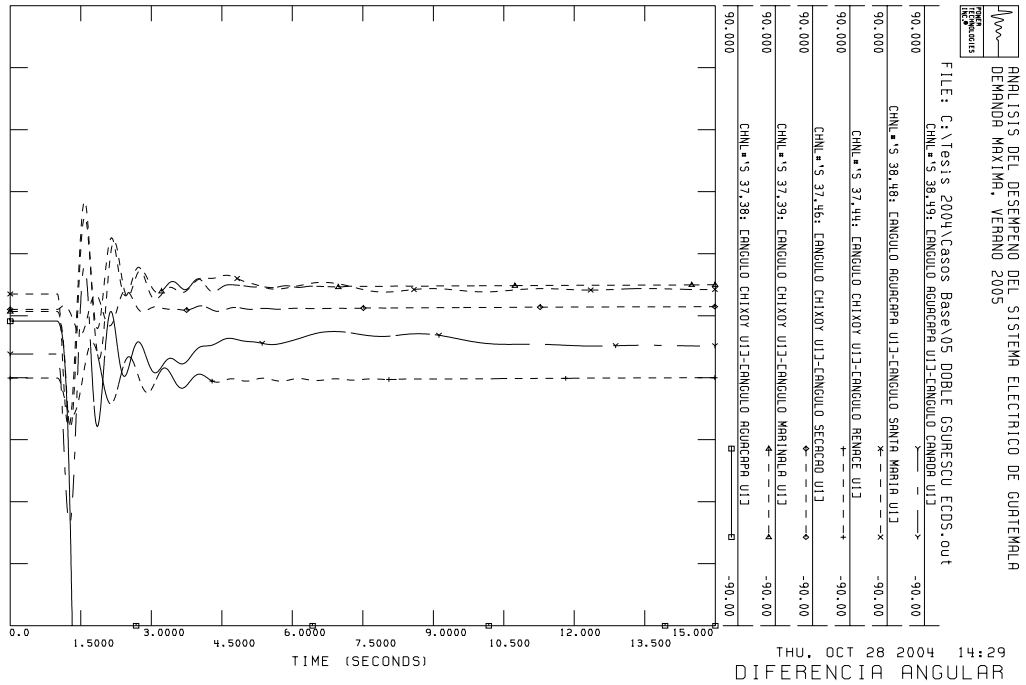


Figura 61. Diferencia angular, falla doble Quixal - Tactic, 5VMX



7.2.2 Falla doble de circuitos 230 kV Guatemala Norte - Tactic

Para esta falla, de acuerdo a los resultados obtenidos en el capítulo de análisis de contingencias, es necesario disparar también el banco de transformación 230/69 kV de Tactic. No obstante, al realizar la simulación se observó inestabilidad en Renace por lo que se considera que el ECDS debe también disparar la línea 69 kV Tactic – Matanzas. Efectuando la simulación de esa forma y de acuerdo a los resultados obtenidos se puede observar que el sistema es transitoriamente estable ante este disturbio, la frecuencia se recupera a un valor aceptable, el déficit de potencia del sistema es compensado en su mayoría por medio de la línea de interconexión, el nivel de voltaje retorna a valores adecuados aunque bajos, y las variaciones angulares se amortiguan rápidamente. Para minimizar sus consecuencias negativas se deben tomar las mismas acciones operativas que para la anterior falla. En las siguientes gráficas se puede observar el comportamiento de la frecuencia, flujos de potencia, voltaje y diferencia angular.

Figura 62. Frecuencia, falla doble Guatemala Norte - Tactic, 5VMX

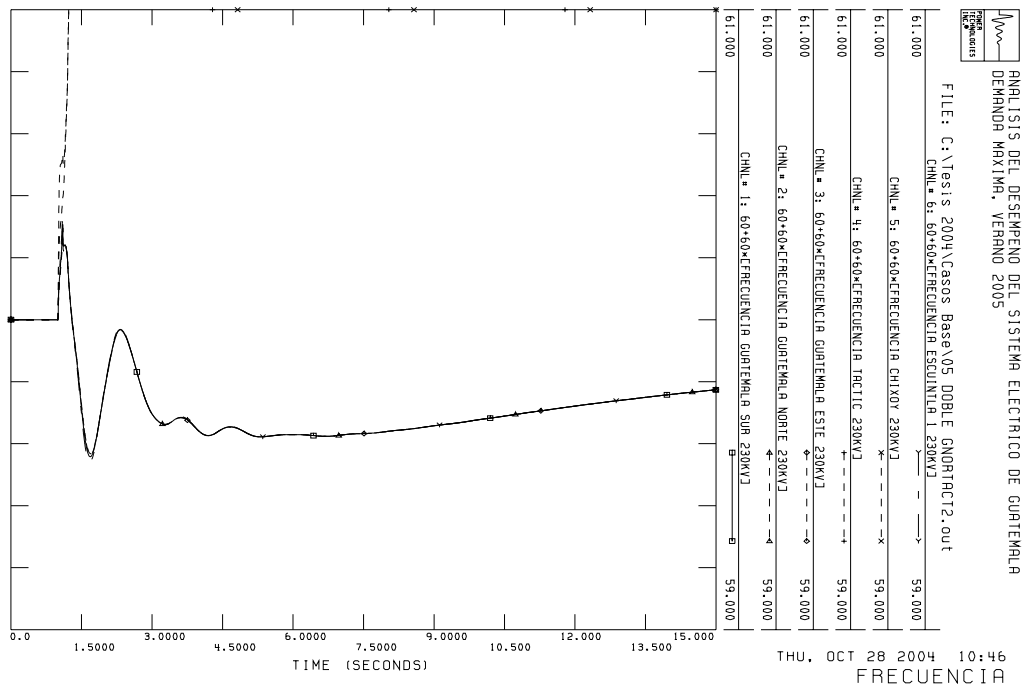


Figura 63. Flujo de potencia, falla doble Guatemala Norte - Tactic, 5VMX

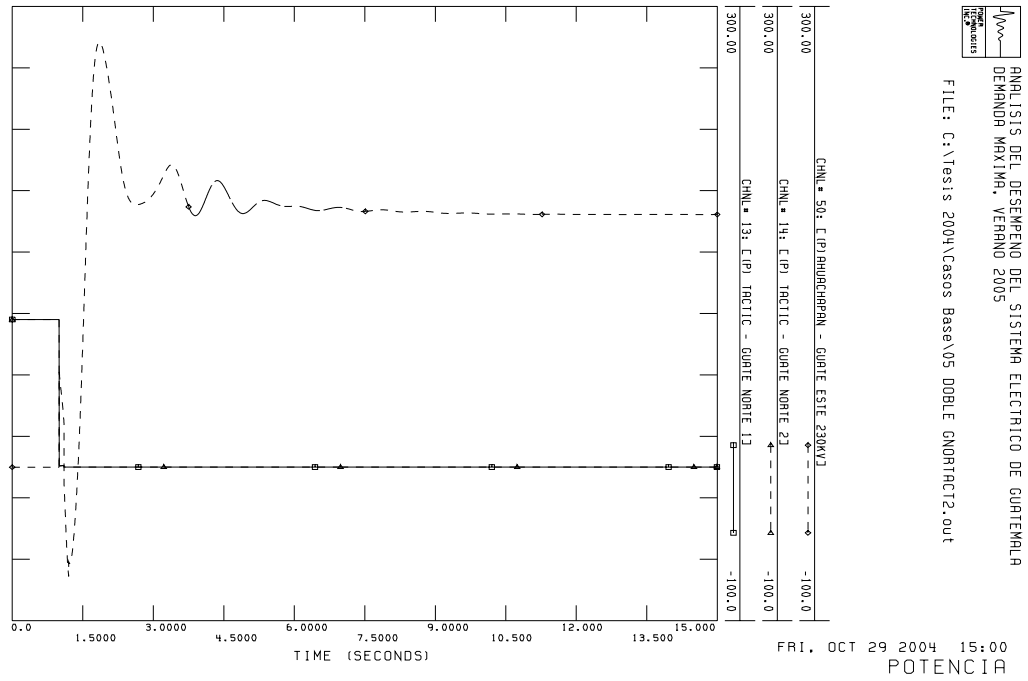


Figura 64. Voltaje, falla doble Guatemala Norte - Tactic, 5VMX

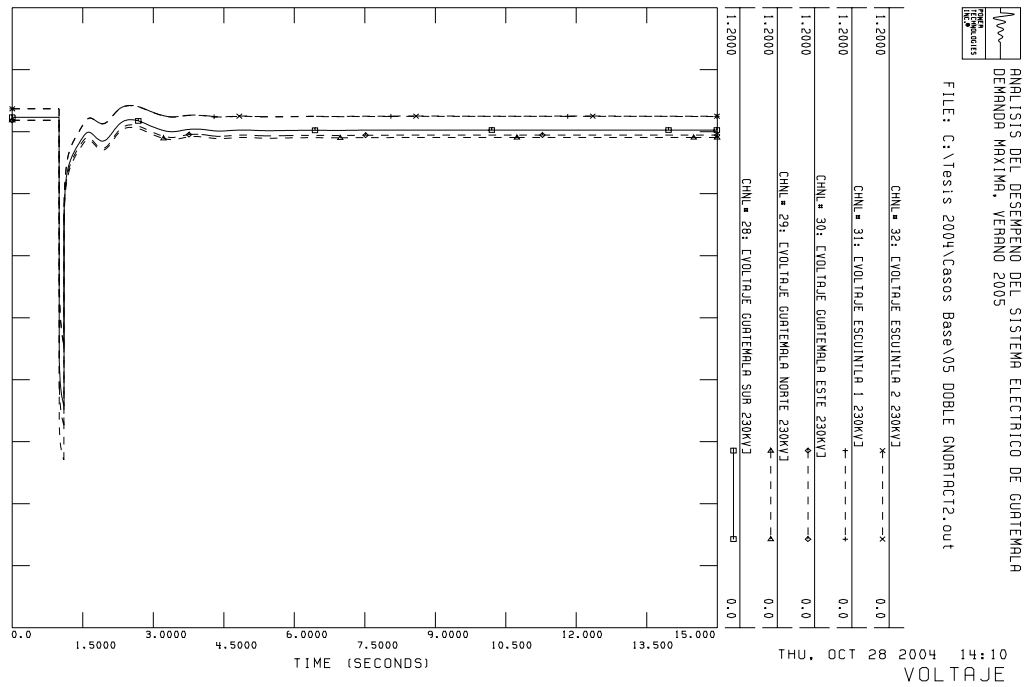
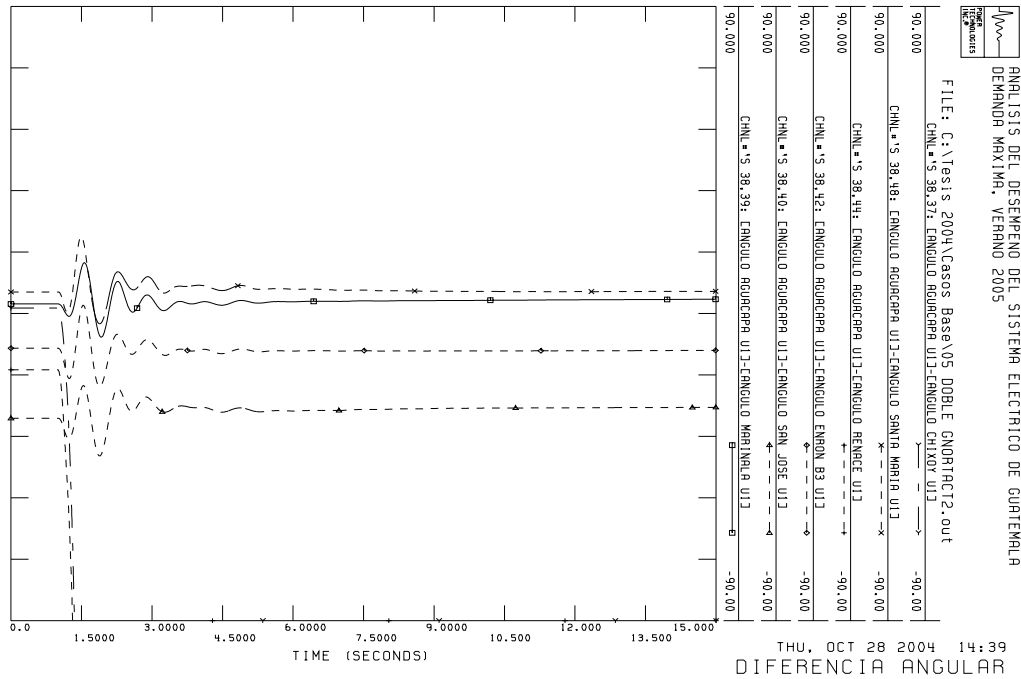


Figura 65. Diferencia angular, falla doble Guatemala Norte - Tactic, 5VMX



7.2.3 Falla doble de circuitos 230 kV Guatemala Norte – Guatemala Este y Guatemala Norte – Guatemala Sur

Esta falla secciona en dos islas el sistema. La primera queda conformada por Quixal, Tactic, Guatemala Norte y una porción del subsistema oriental, y la otra por el resto del sistema. La primera queda con déficit de potencia por lo que la frecuencia baja. Para su corrección se simuló tiro de carga por baja frecuencia y de acuerdo a los resultados obtenidos se puede observar que el sistema es transitoriamente estable ante este disturbio, la frecuencia se recupera satisfactoriamente, no existen variaciones mayores en los flujos de potencia, el nivel de voltaje retorna a valores adecuados aunque bajos, y las variaciones angulares se amortiguan rápidamente. En las siguientes gráficas se puede observar el comportamiento de la frecuencia, flujos de potencia, voltaje y diferencia angular.

Figura 66. Frecuencia, falla doble Guate Norte - Guate Este, Guate Sur, 5VMX

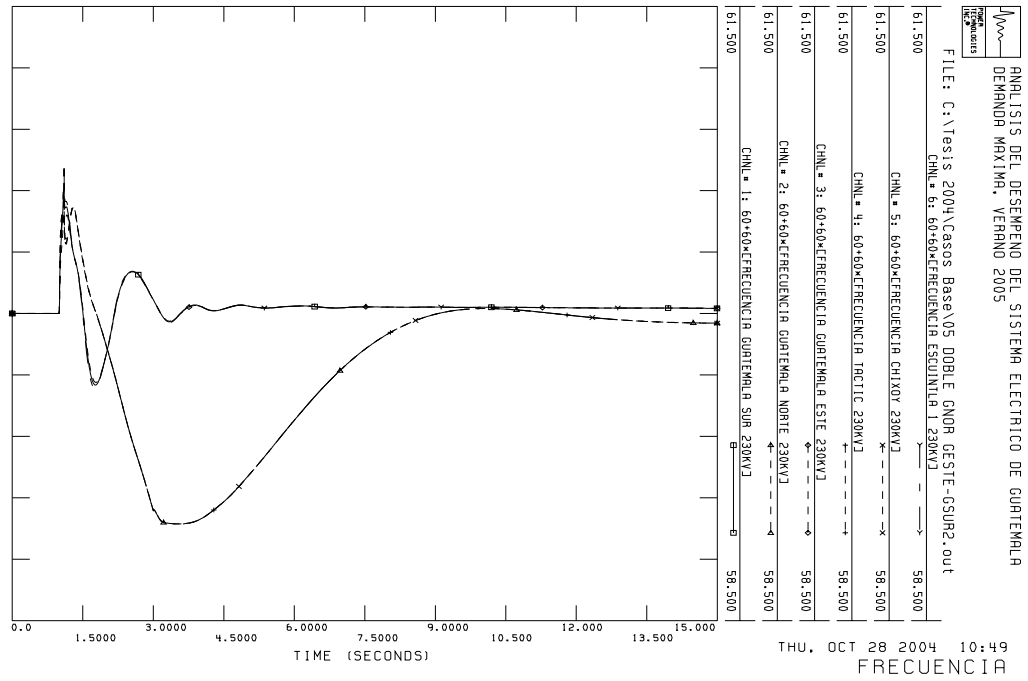


Figura 67. Flujo de potencia, falla doble Guate Norte - Guate Este, Guate Sur, 5VMX

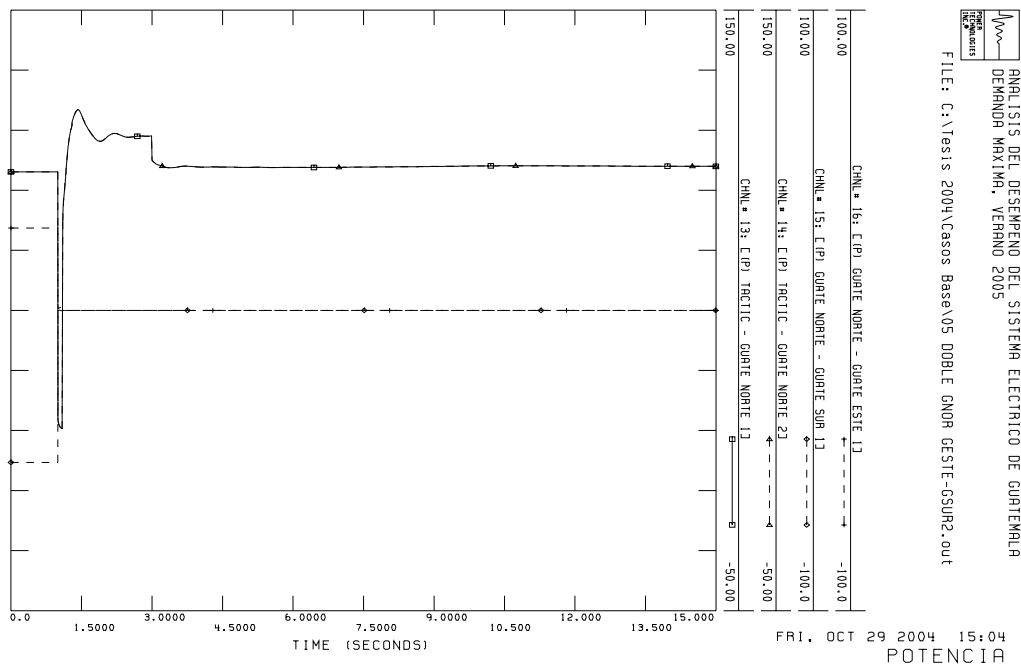


Figura 68. Voltaje, falla doble Guate Norte - Guate Este, Guate Sur, 5VMX

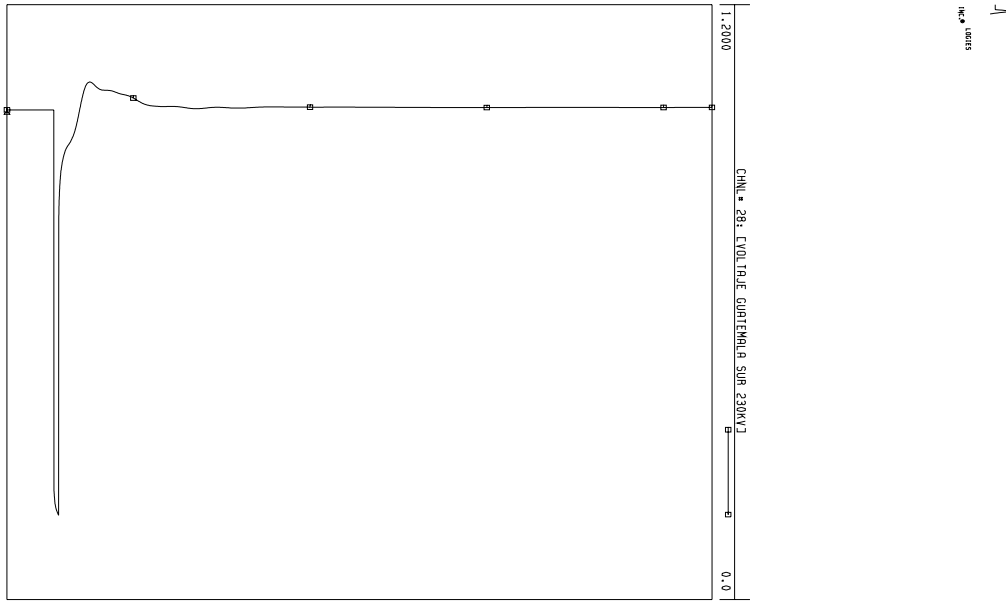
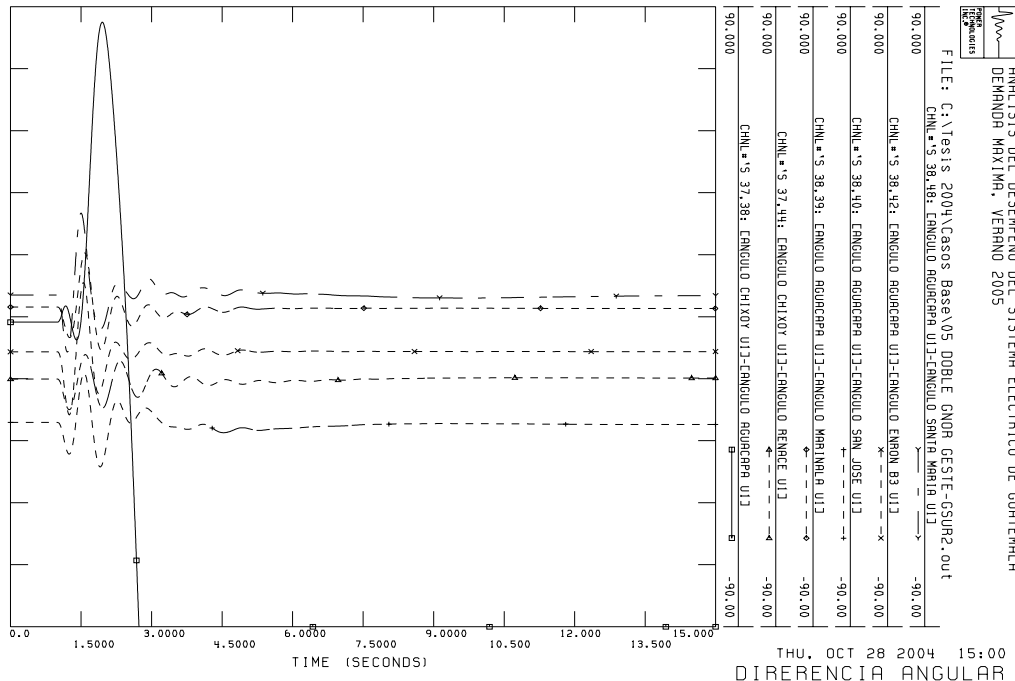


Figura 69. Diferencia angular, falla doble Guate Norte - Guate Este, Guate Sur, 5VMX



7.2.4 Falla doble de circuitos 230 kV Guatemala Sur – Guatemala Este y Guatemala Sur – Guatemala Norte

Esta falla secciona en dos islas el sistema. La primera queda conformada por Quixal, Tactic, Guatemala Este, Guatemala Norte y una porción del subsistema oriental y la otra por el resto del sistema. La primera queda con déficit de potencia suministrada en su mayoría por la línea de interconexión. La segunda presenta exceso de generación por lo que para garantizar su desempeño se simuló un ECDS de tiro de generación por alta frecuencia. De acuerdo a los resultados obtenidos se puede observar que el sistema es transitoriamente estable ante este disturbio, la frecuencia se recupera a valores aceptables en ambas islas, el nivel de voltaje retorna a valores aceptables aunque críticos en Guatemala Norte y Guatemala Este por lo que se recomienda implementar un ECDS de tiro de carga por bajo voltaje en esa área, y las variaciones angulares se amortiguan rápidamente. En las siguientes gráficas se pueden observar los resultados obtenidos.

Figura 70. Voltaje, falla doble Guate Sur - Guate Este, Guate Norte, 5VMX

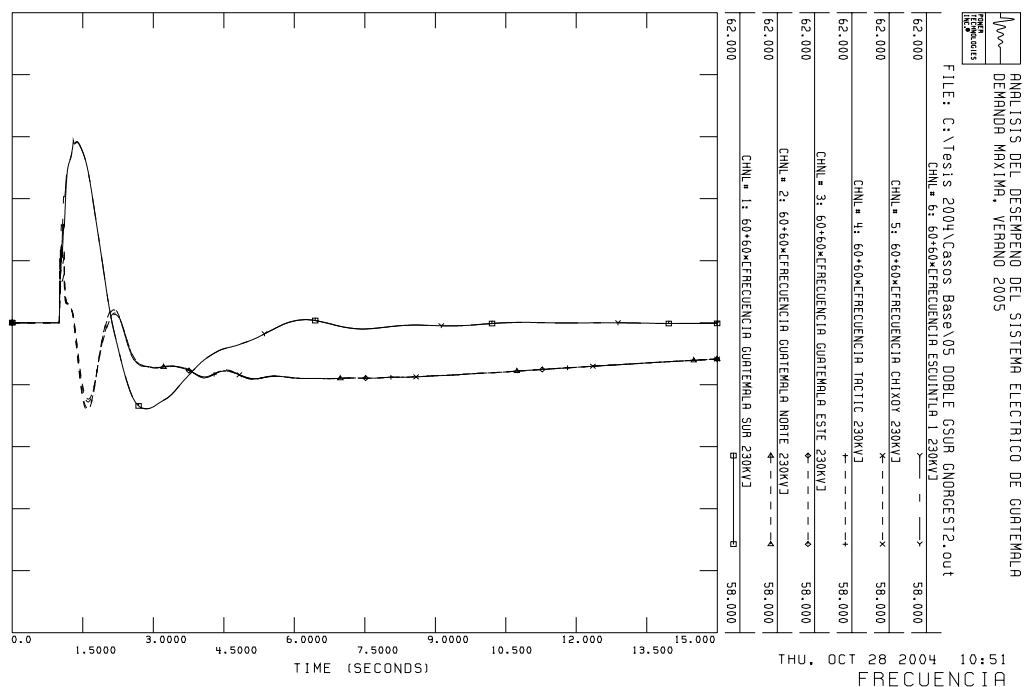


Figura 71. Flujo de potencia, falla doble Guate Sur - Guate Este, Guate Norte, 5VMX

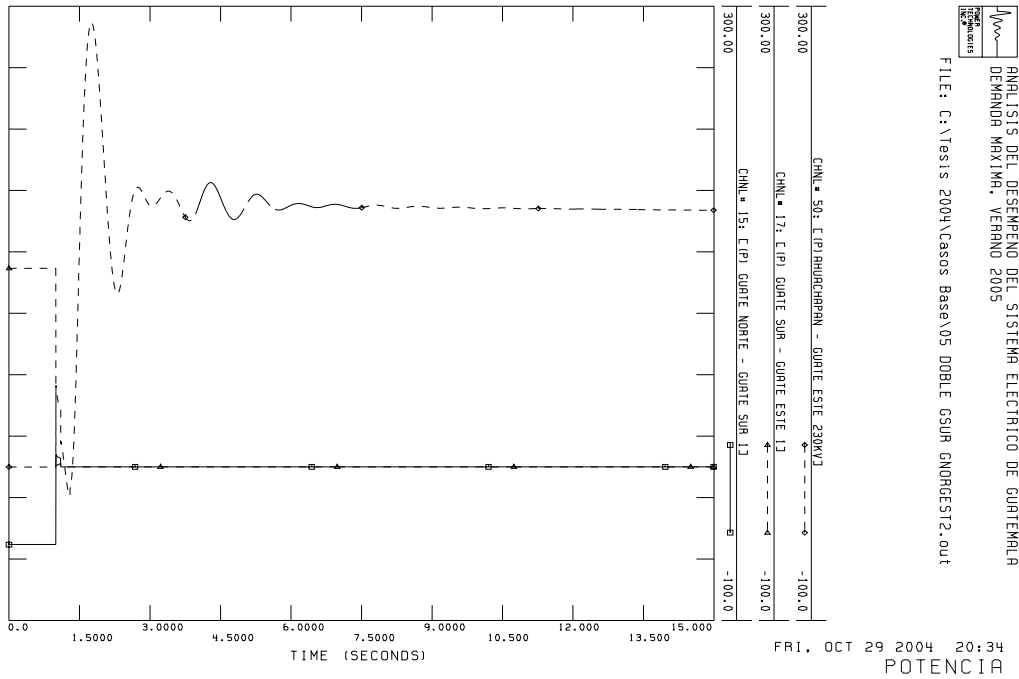


Figura 72. Voltaje, falla doble Guate Sur - Guate Este, Guate Norte, 5VMX

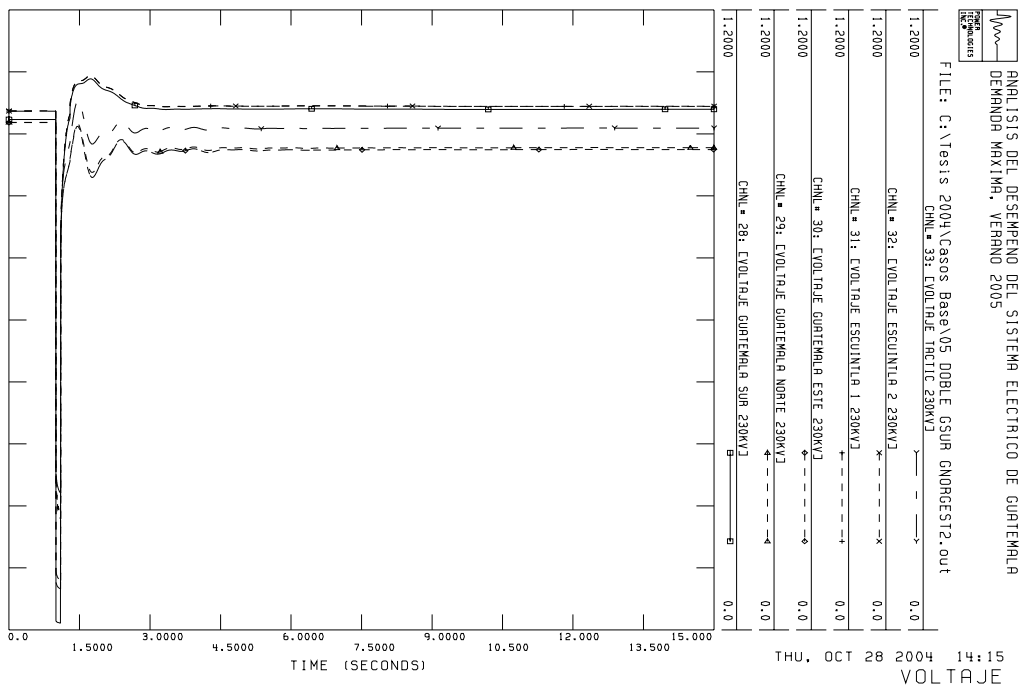
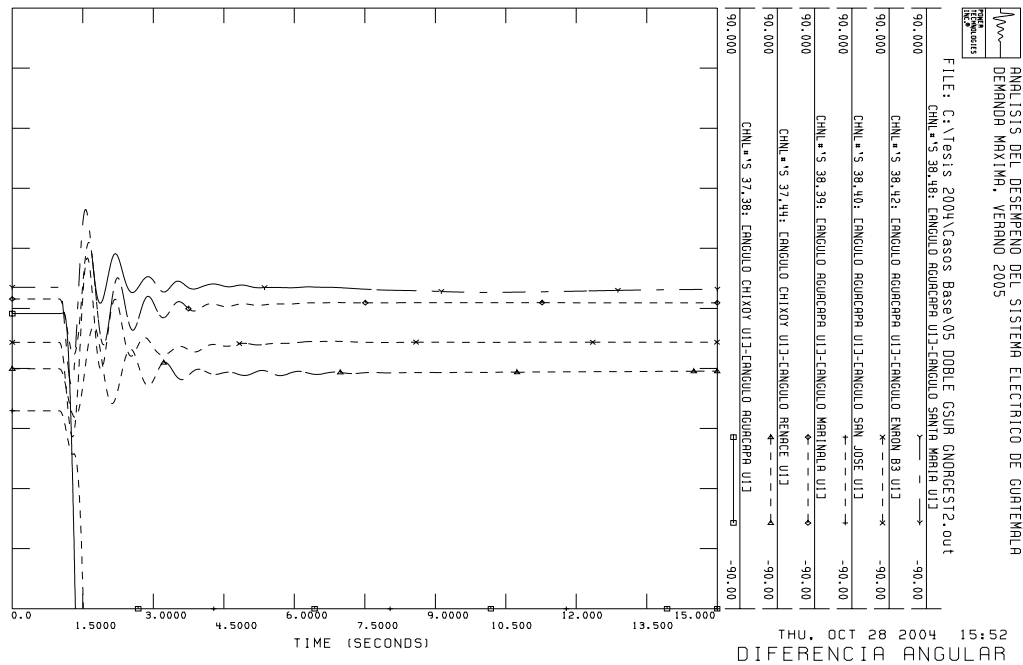


Figura 73. Diferencia angular, falla doble Guate Sur - Guate Este, Guate Norte, 5VMX



7.2.5 Falla doble de circuitos 230 kV Guatemala Sur – Escuintla 1

Esta falla es probablemente la más severa para el sistema, seccionándolo en dos islas. La primera queda conformada por Quixal, Tactic, Guatemala Este, Guatemala Sur y Guatemala Norte y presenta un gran déficit de potencia que no puede ser suministrada por la interconexión. La segunda queda conformada por el resto del sistema y presenta un exceso de generación. Las dos islas colapsan por lo que para garantizar su desempeño se simularon dos ECDS. El primero de tiro de carga por bajo voltaje en la isla con déficit y el segundo de tiro de generación por alta frecuencia para la segunda isla. De acuerdo a los resultados obtenidos se puede observar que el sistema sobrevive y cada isla es transitoriamente estable. La frecuencia y el voltaje se recuperan a valores aceptables en ambas islas. En las siguientes gráficas se puede observar el comportamiento de la frecuencia, flujos de potencia, voltaje y diferencia angular.

Figura 74. Frecuencia, falla doble Guatemala Sur - Escuintla 1, 5VMX

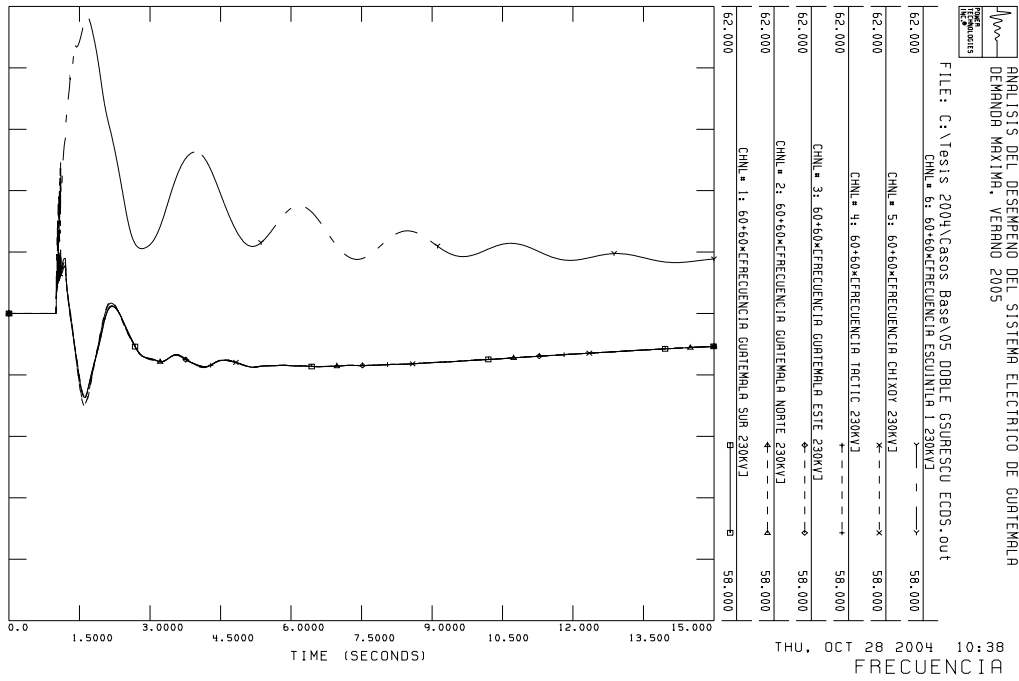


Figura 75. Flujo de Potencia, falla doble Guatemala Sur - Escuintla 1, 5VMX

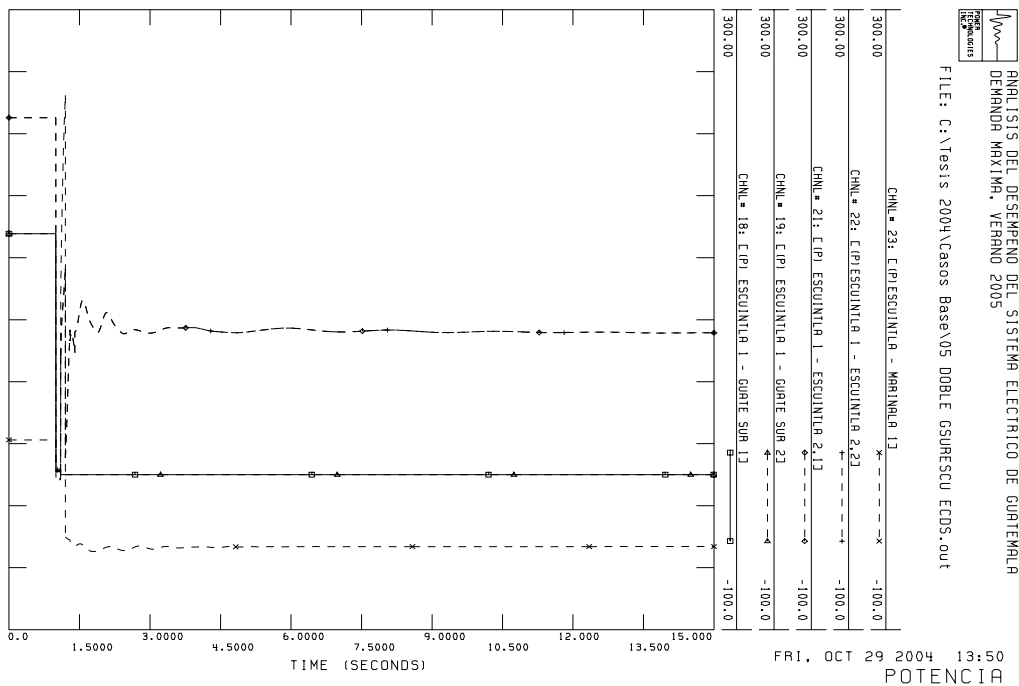


Figura 76. Voltaje, falla doble Guatemala Sur - Escuintla 1, 5VMX

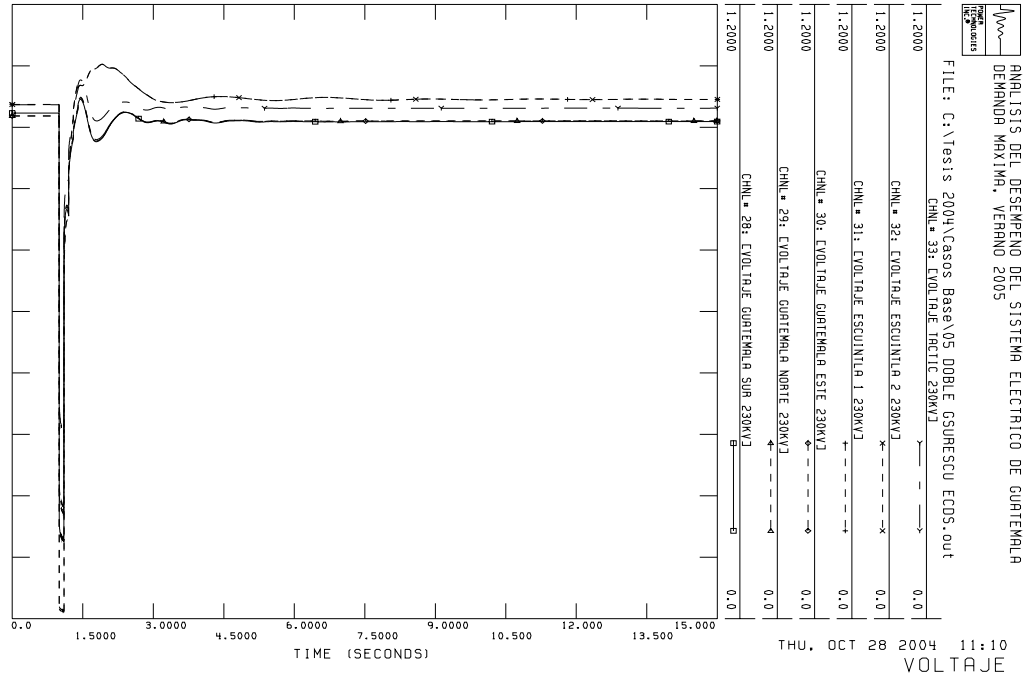
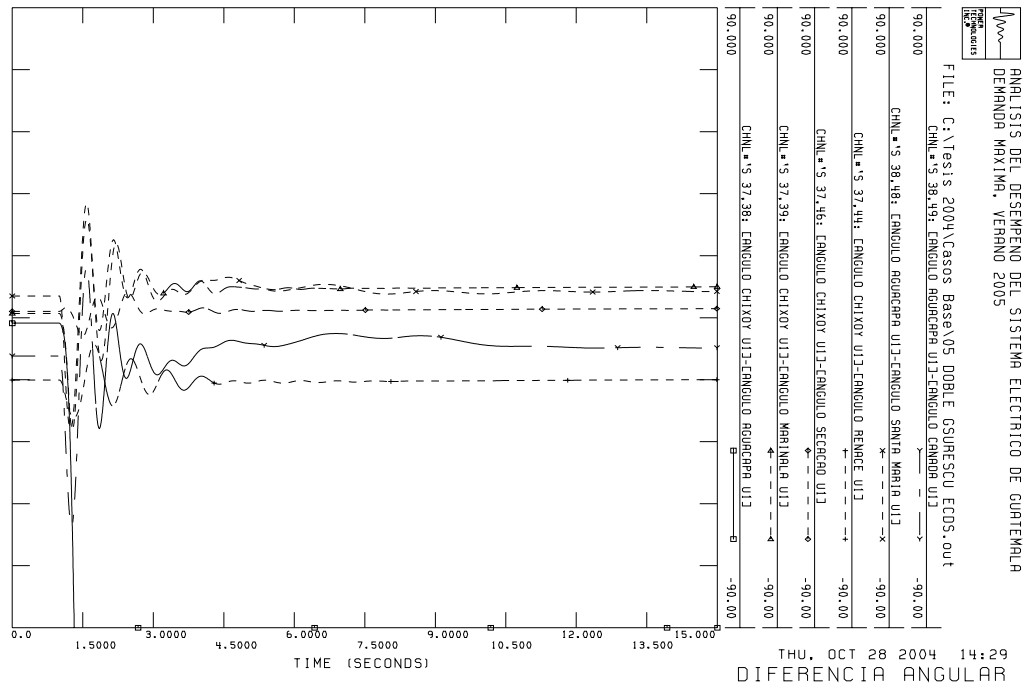


Figura 77. Diferencia angular, falla doble Guatemala Sur - Escuintla 1, 5VMX



7.3 Fallas simples 2009

Para las principales líneas de transmisión de 230 kV que conforman la red troncal del sistema de Guatemala fueron simuladas fallas transitorias simples liberadas exitosamente por los elementos de protección en seis ciclos, y en cada una de ellas se graficó el comportamiento de los parámetros del sistema.

7.3.1 Falla simple de circuito 1 230 kV Quixal – Tactic

De acuerdo a los resultados obtenidos se puede observar que el sistema es transitoriamente estable ante este disturbio, las variaciones que se presentan en la frecuencia y diferencia angular se amortiguan rápidamente, el flujo de potencia total entre Quixal y Tactic se restablece a través del circuito 2, y el nivel de voltaje retorna a valores adecuados. En las siguientes gráficas se puede observar el comportamiento de la frecuencia, flujos de potencia, voltaje y diferencia angular.

Figura 78. Frecuencia, falla simple Quixal – Tactic 1, 9IMX

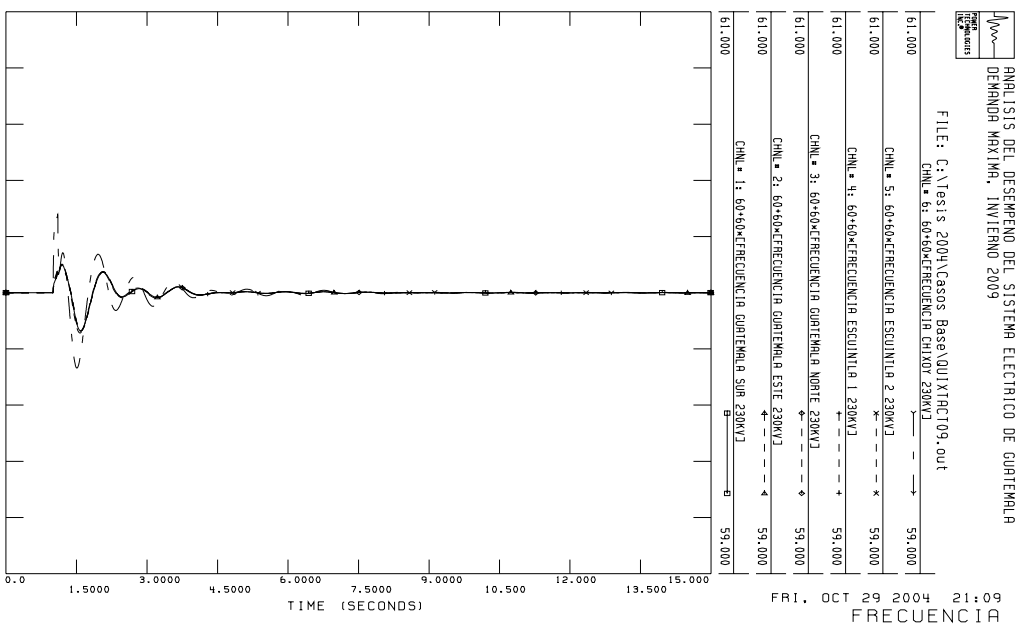


Figura 79. Flujo de potencia, falla simple Quixal – Tactic 1, 9IMX

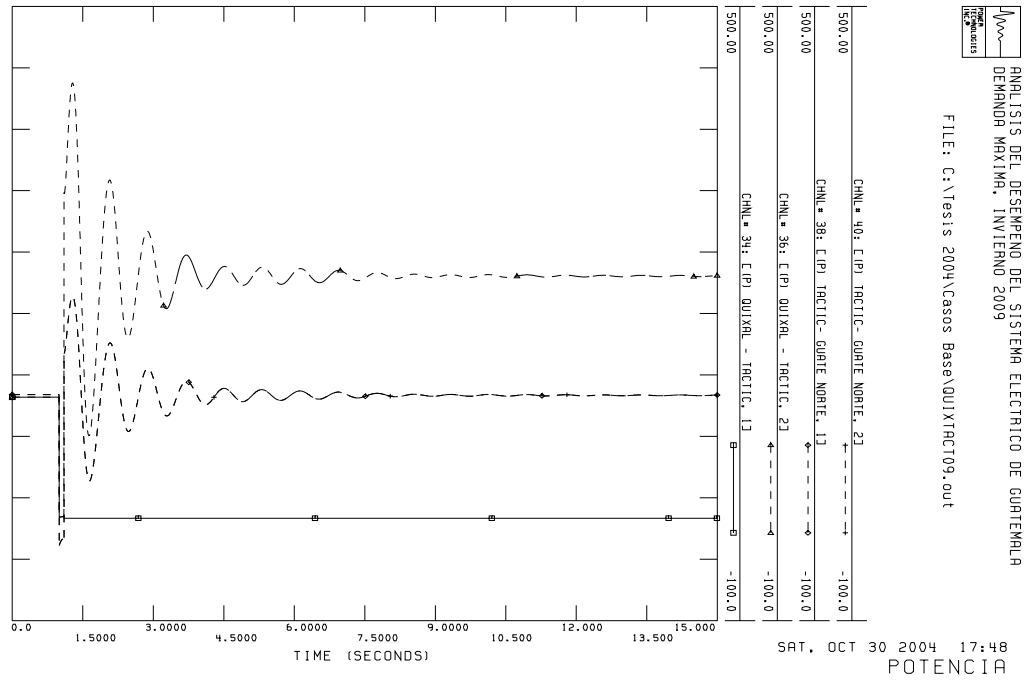


Figura 80. Voltaje, falla simple Quixal – Tactic 1, 9IMX

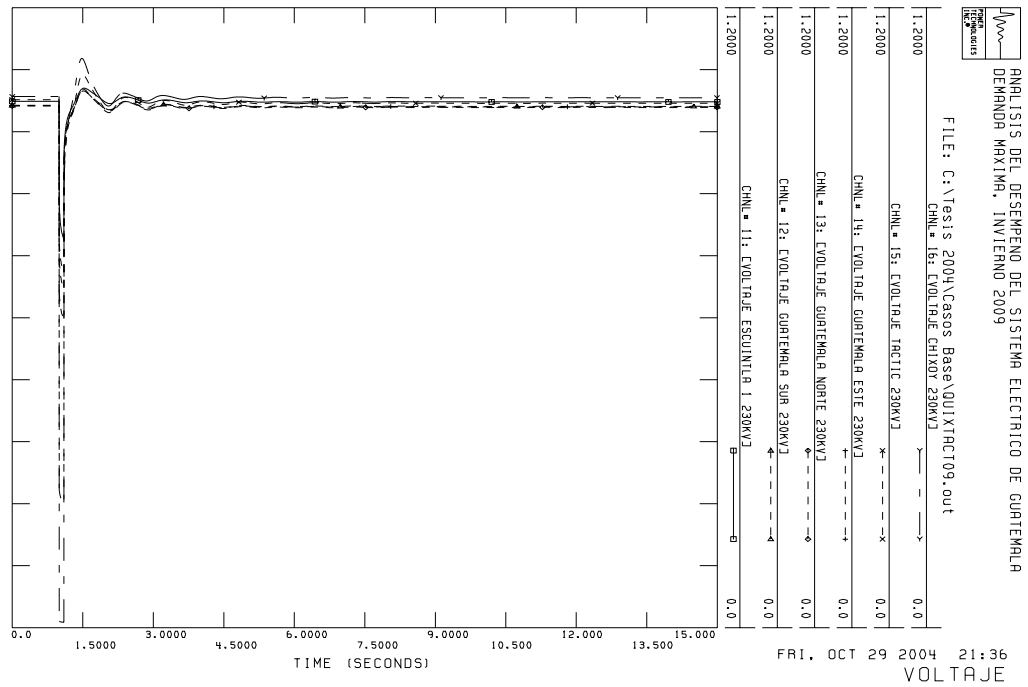
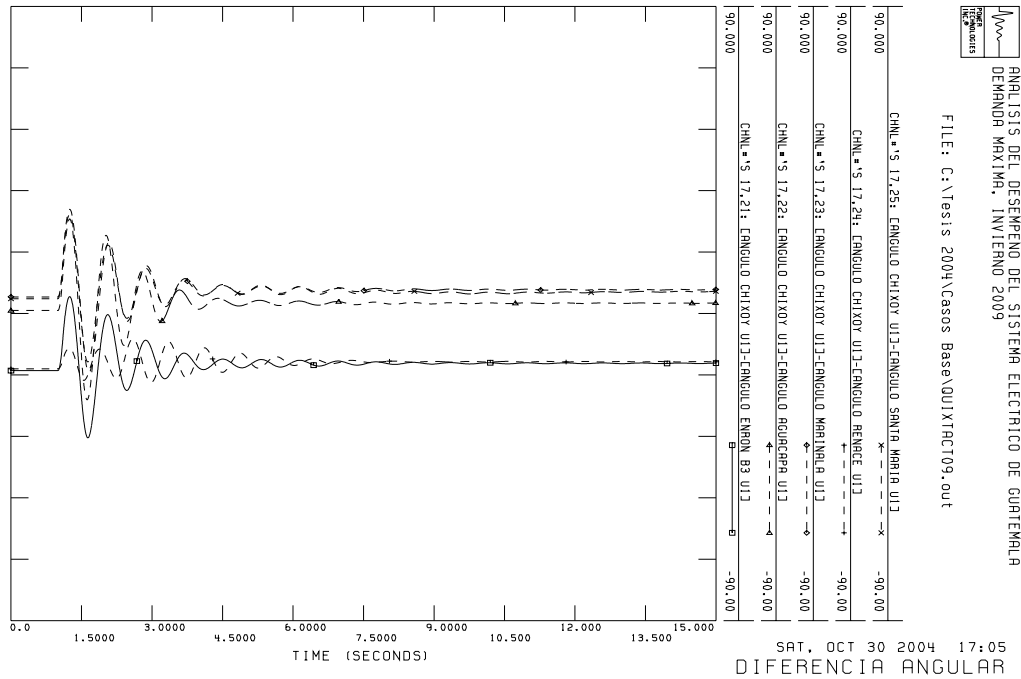


Figura 81. Diferencia angular, falla simple Quixal – Tactic 1, 9IMX



7.3.2 Falla simple de circuito 1 230 kV Guatemala Norte – Tactic

De acuerdo a los resultados obtenidos se puede observar que el sistema es transitoriamente estable ante este disturbio, las variaciones que se presentan en la frecuencia y diferencia angular se amortiguan rápidamente, el flujo de potencia total entre Guatemala Norte y Tactic se restablece a través del circuito 2, y el nivel de voltaje retorna a valores adecuados. En las siguientes gráficas se puede observar el comportamiento de la frecuencia, flujos de potencia, voltaje y diferencia angular.

Figura 82. Frecuencia, falla simple Guatemala Norte – Tactic 1, 9IMX

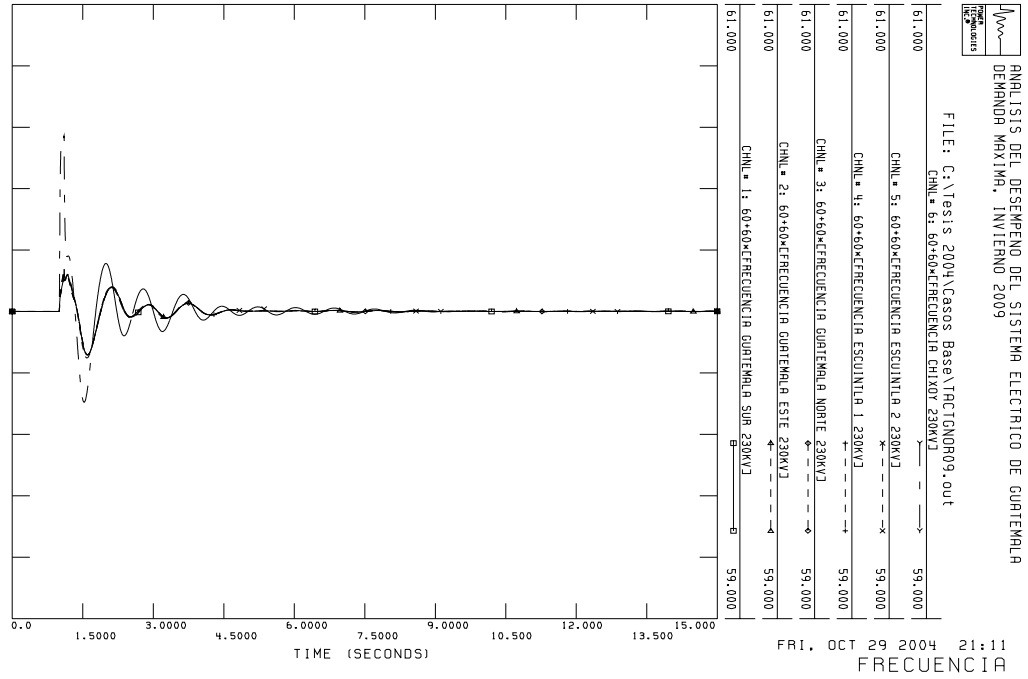


Figura 83. Flujo de Potencia, falla simple Guatemala Norte – Tactic 1, 9IMX

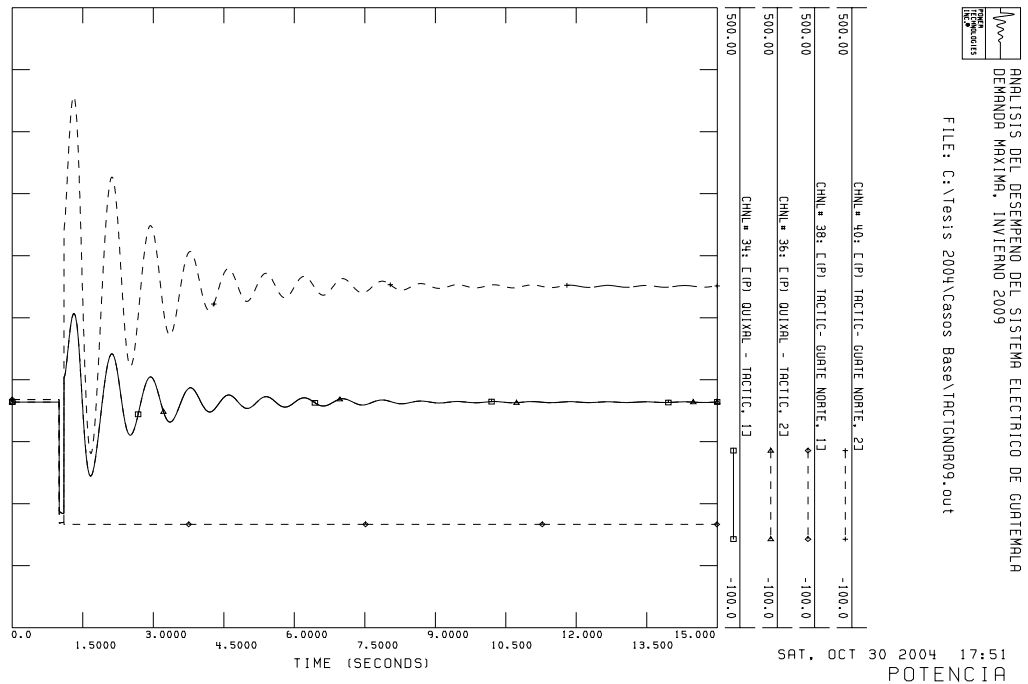


Figura 84. Voltaje, falla simple Guatemala Norte – Tactic 1, 9IMX

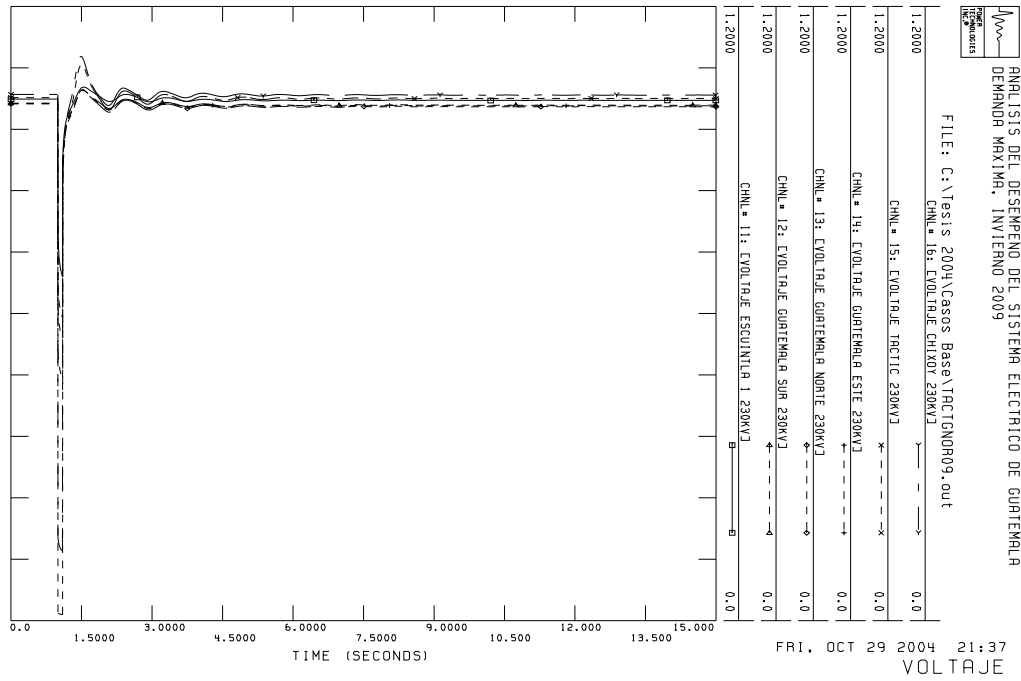
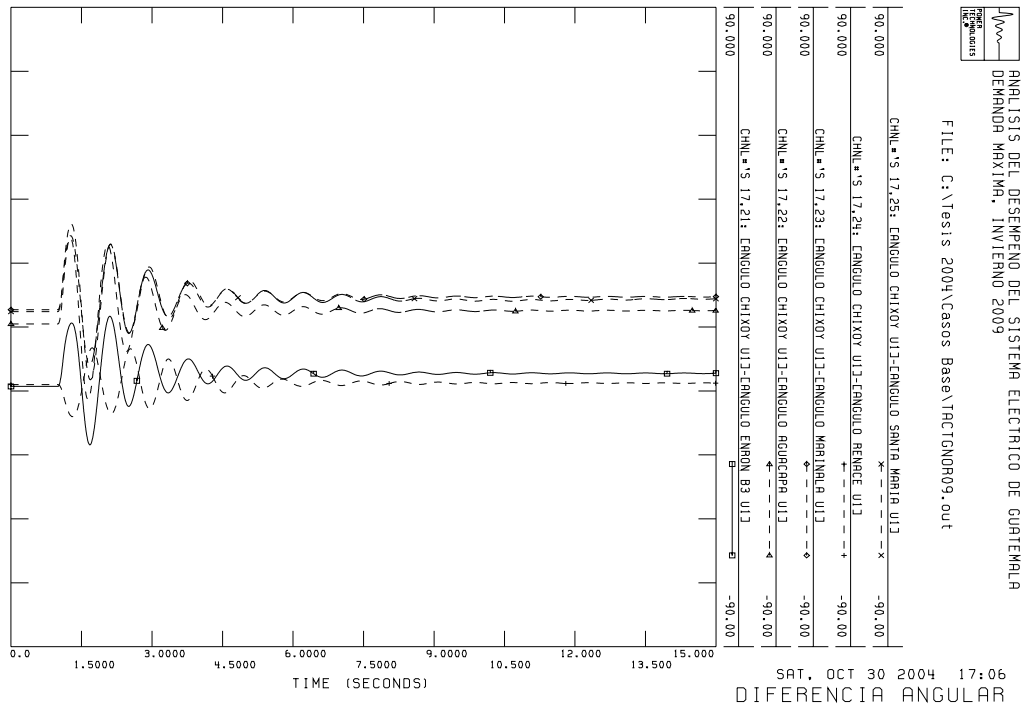


Figura 85. Diferencia angular, falla simple Guatemala Norte – Tactic 1, 9IMX



7.3.3 Falla simple de circuito 1 230 kV Guatemala Sur – Guatemala Este

De acuerdo a los resultados obtenidos se puede observar que el sistema es transitoriamente estable ante este disturbio, las variaciones que se presentan en la frecuencia y diferencia angular se amortiguan rápidamente, el flujo de potencia total entre Guatemala Sur y Guatemala Este se restablece a través del circuito 2, y el nivel de voltaje retorna a valores adecuados. En las siguientes gráficas se puede observar el comportamiento de la frecuencia, flujos de potencia, voltaje y diferencia angular.

Figura 86. Frecuencia, falla simple Guatemala Sur – Guatemala Este 1, 9IMX

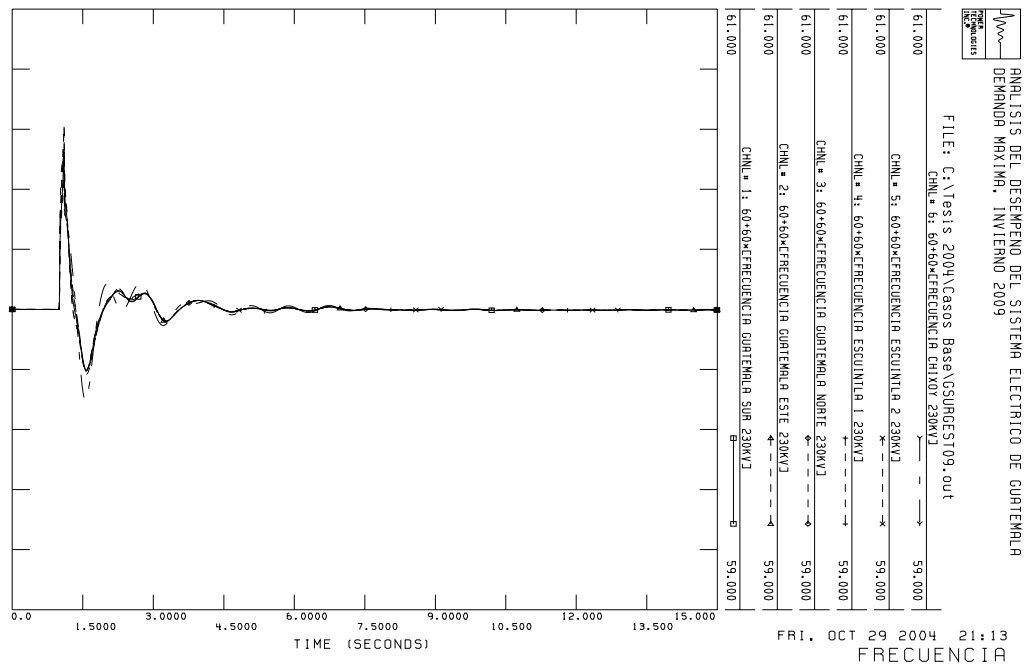


Figura 87. Flujo de potencia, falla simple Guatemala Sur – Guatemala Este 1, 9IMX

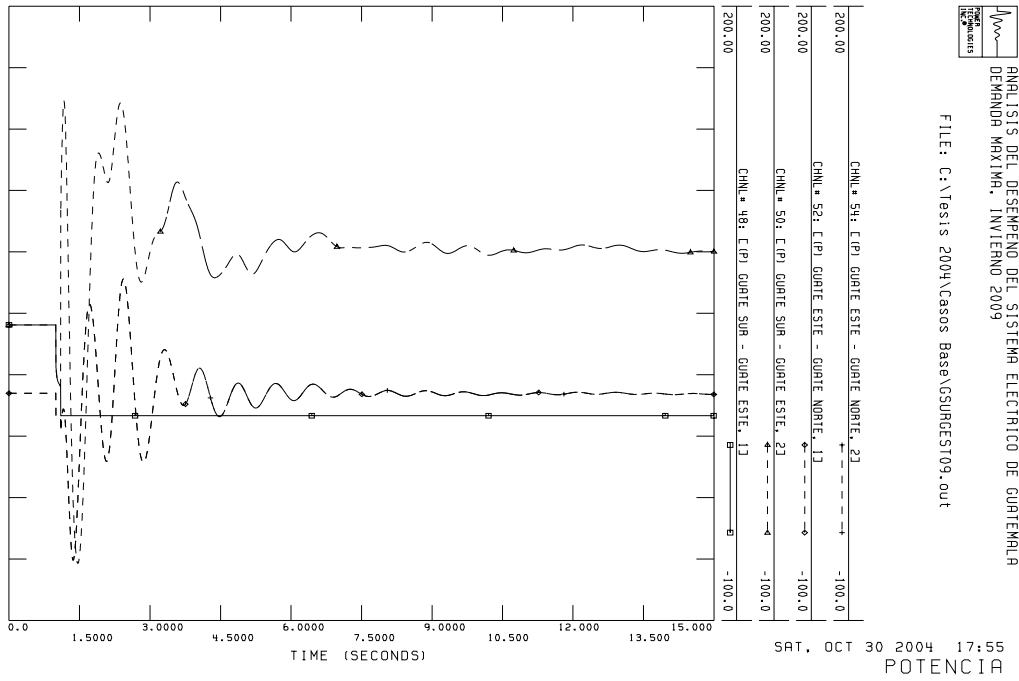


Figura 88. Voltaje, falla simple Guatemala Sur – Guatemala Este 1, 9IMX

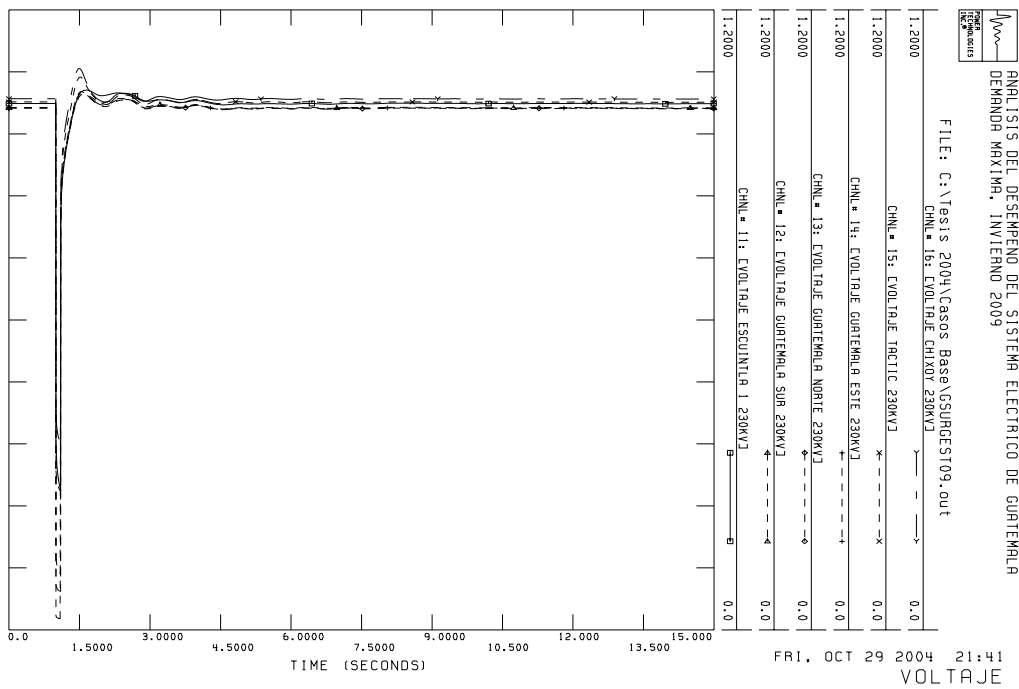
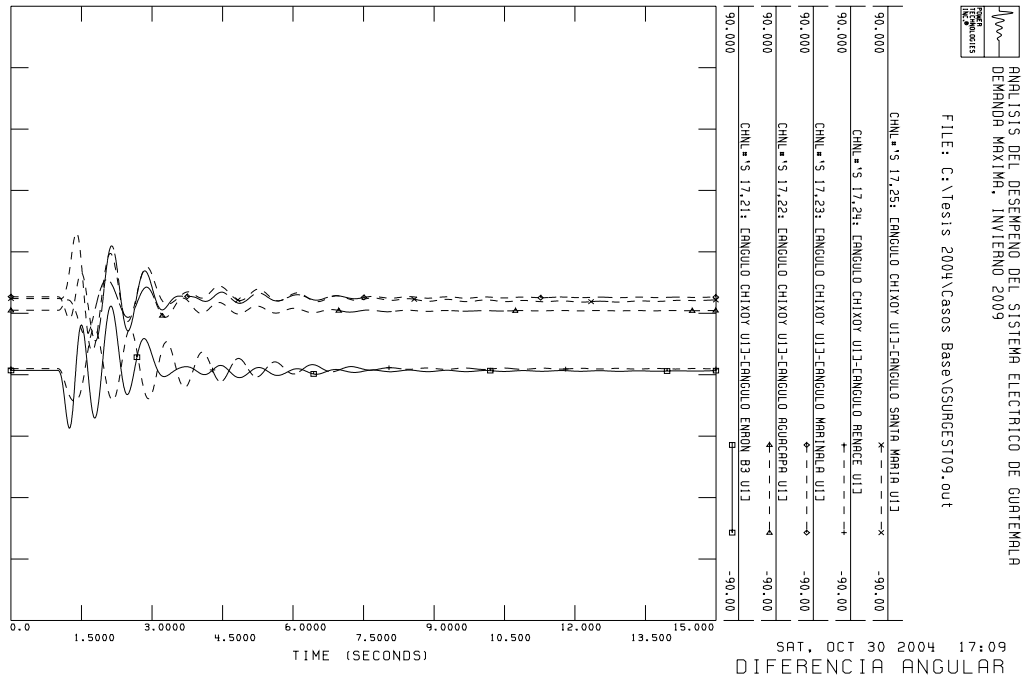


Figura 89. Diferencia angular, falla simple Guatemala Sur – Guatemala Este 1, 9IMX



7.3.4 Falla simple de circuito 1 230 kV Guatemala Norte – Guatemala Este

De acuerdo a los resultados obtenidos se puede observar que el sistema es transitoriamente estable ante este disturbio, las variaciones que se presentan en la frecuencia y diferencia angular se amortiguan rápidamente, el flujo de potencia total entre Guatemala Norte y Guatemala Este se restablece a través del circuito 2, y el nivel de voltaje retorna a valores adecuados. En las siguientes gráficas se puede observar el comportamiento de la frecuencia, flujos de potencia, voltaje y diferencia angular.

Figura 90. Frecuencia, falla simple Guatemala Norte – Guatemala Este 1, 9IMX

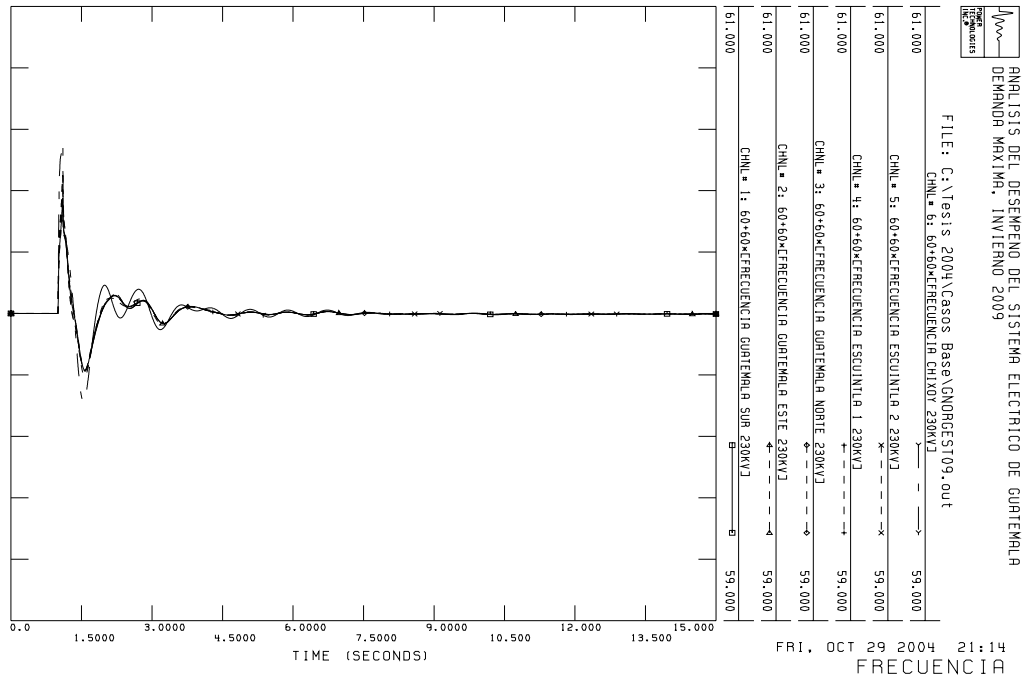


Figura 91. Flujo de potencia, falla simple Guatemala Norte – Guatemala Este 1, 9IMX

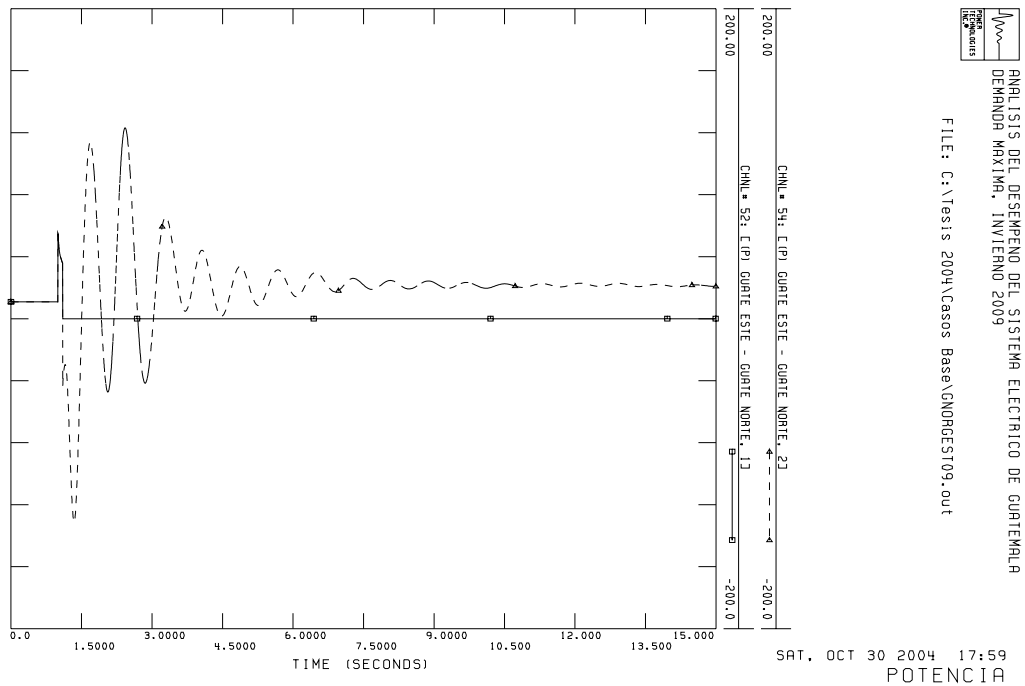


Figura 92. Voltaje, falla simple Guatemala Norte – Guatemala Este 1, 9IMX

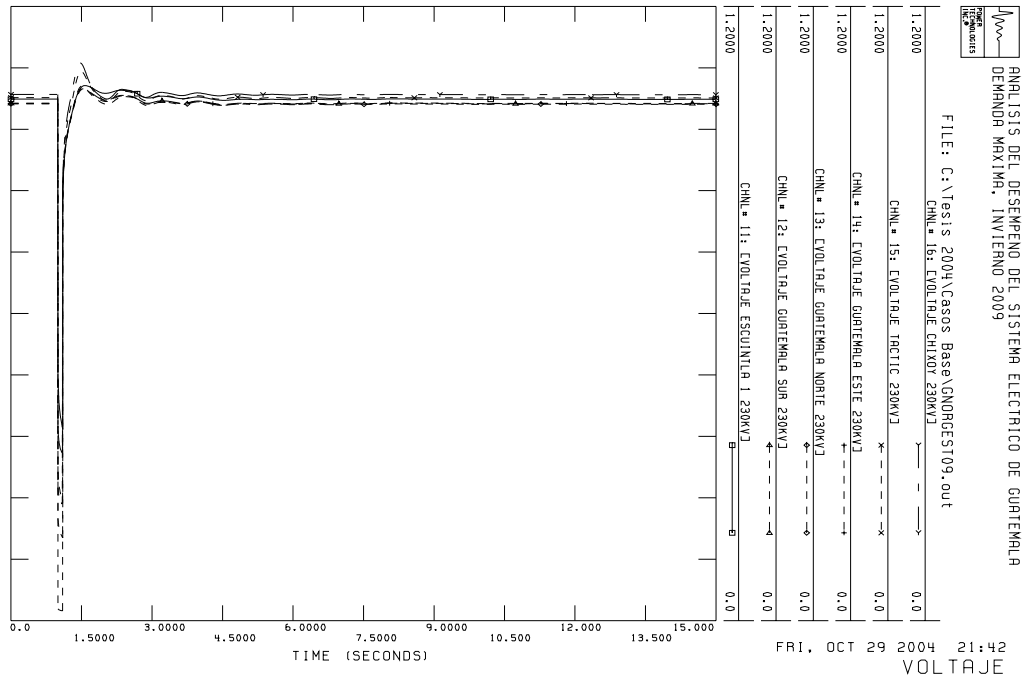
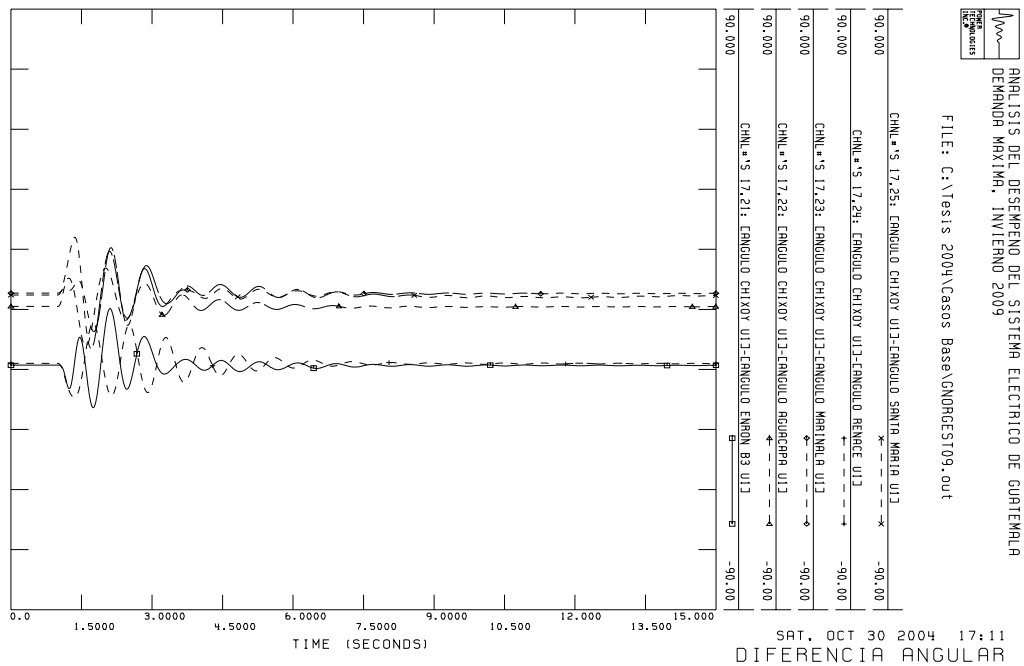


Figura 93. Diferencia angular, falla simple Guatemala Norte – Guatemala Este 1, 9IMX



7.3.5 Falla simple de circuito 1 230 kV Guatemala Sur – Escuintla 1

De acuerdo a los resultados obtenidos se puede observar que el sistema es transitoriamente estable ante este disturbio, las variaciones que se presentan en la frecuencia y diferencia angular se amortiguan rápidamente, el flujo de potencia total entre Guatemala Sur – Escuintla 1 se restablece a través del circuito 2, y el nivel de voltaje retorna a valores adecuados. En las siguientes gráficas se puede observar el comportamiento de la frecuencia, flujos de potencia, voltaje y diferencia angular.

Figura 94. Frecuencia, falla simple Guatemala Sur - Escuintla 1, 9IMX

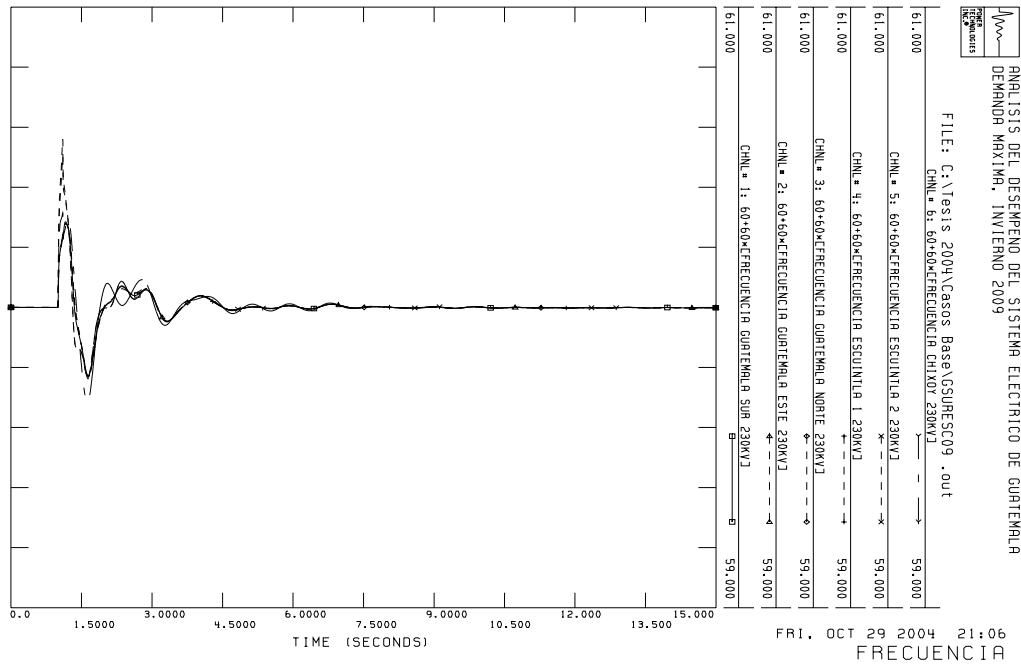


Figura 95. Flujo de potencia, falla simple Guatemala Sur - Escuintla 1, 9IMX

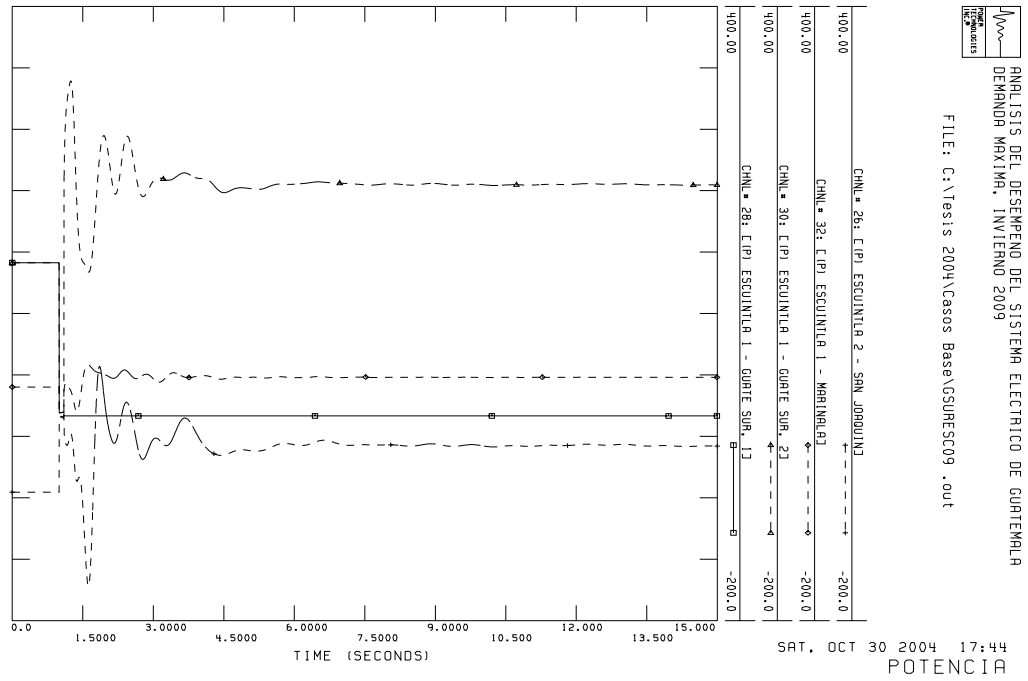


Figura 96. Voltaje, falla simple Guatemala Sur - Escuintla 1, 9IMX

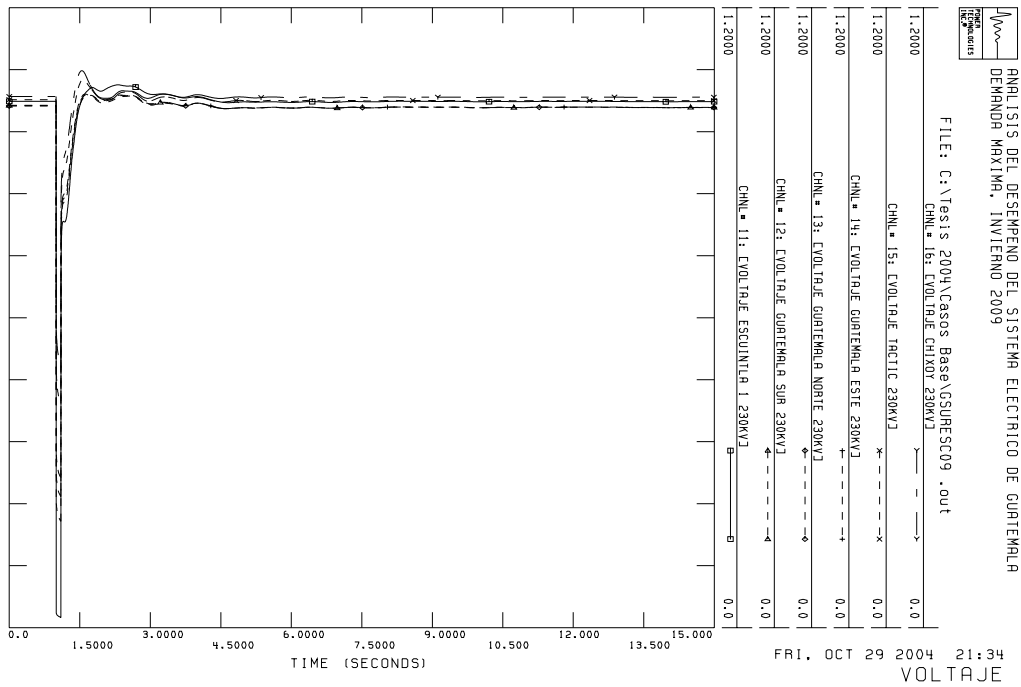
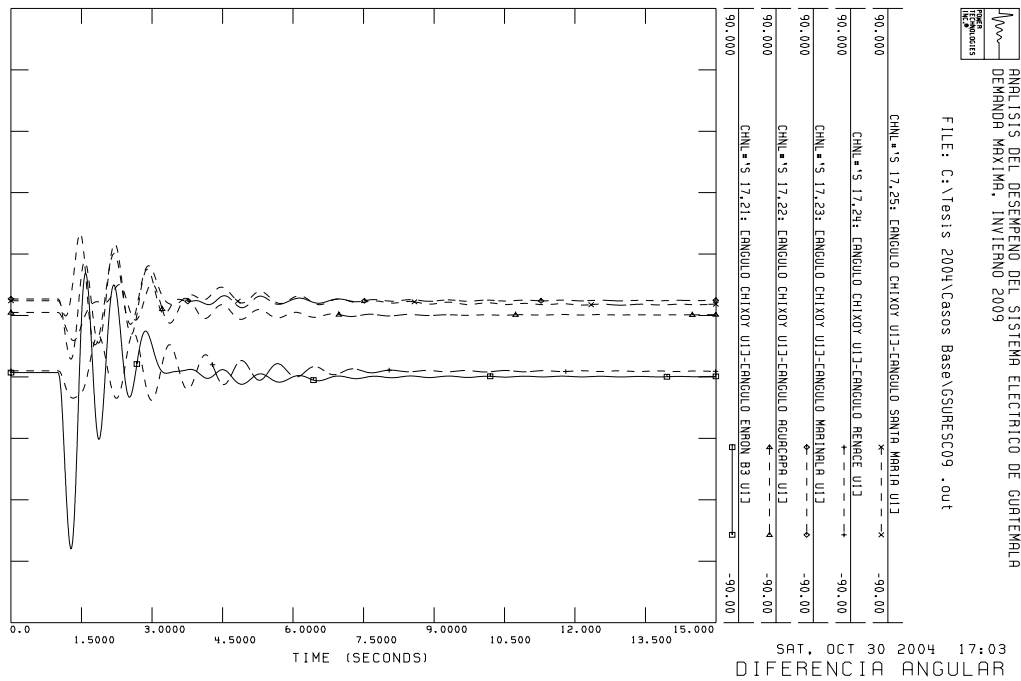


Figura 97. Diferencia angular, falla simple Guatemala Sur - Escuintla 1, 9IMX



7.3.6 Falla simple de línea 230 kV Guatemala Norte - Panaluya

De acuerdo a los resultados obtenidos se puede observar que el sistema es transitoriamente estable ante este disturbio, las variaciones que se presentan en la frecuencia y diferencia angular se amortiguan rápidamente, el flujo de potencia entre los subsistemas central y oriental se distribuyen en el resto de alimentadores de 138 kV y 69 kV, y el nivel de voltaje retorna a valores adecuados. En las siguientes gráficas se puede observar el comportamiento de la frecuencia, flujos de potencia, voltaje y diferencia angular.

Figura 98. Frecuencia, falla simple Guatemala Norte - Panaluya, 9IMX

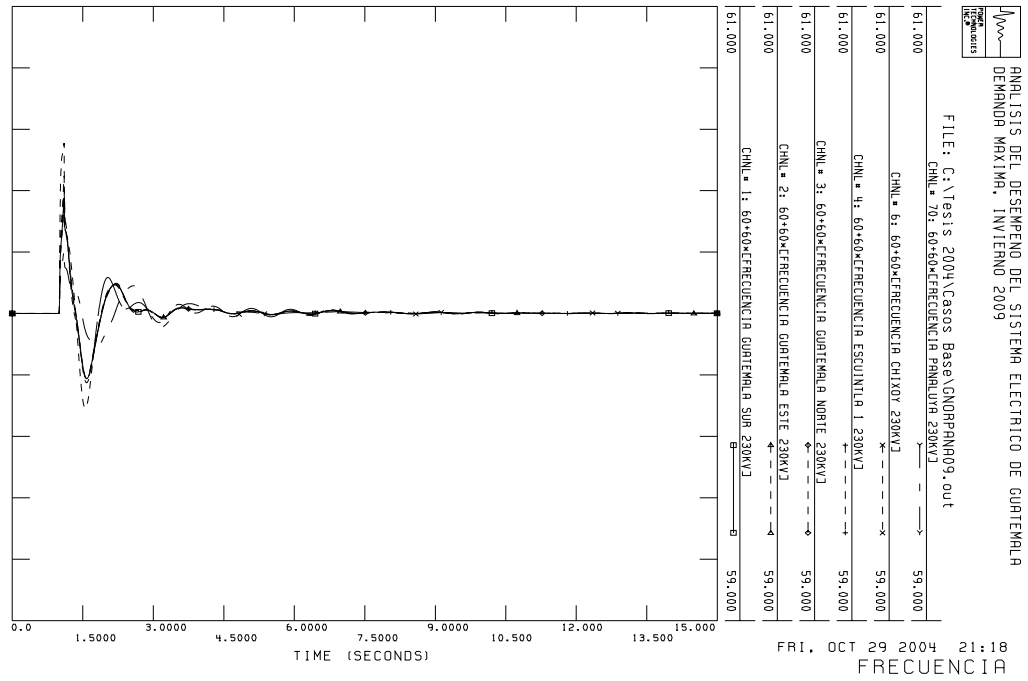


Figura 99. Flujo de potencia, falla simple Guatemala Norte - Panaluya, 9IMX

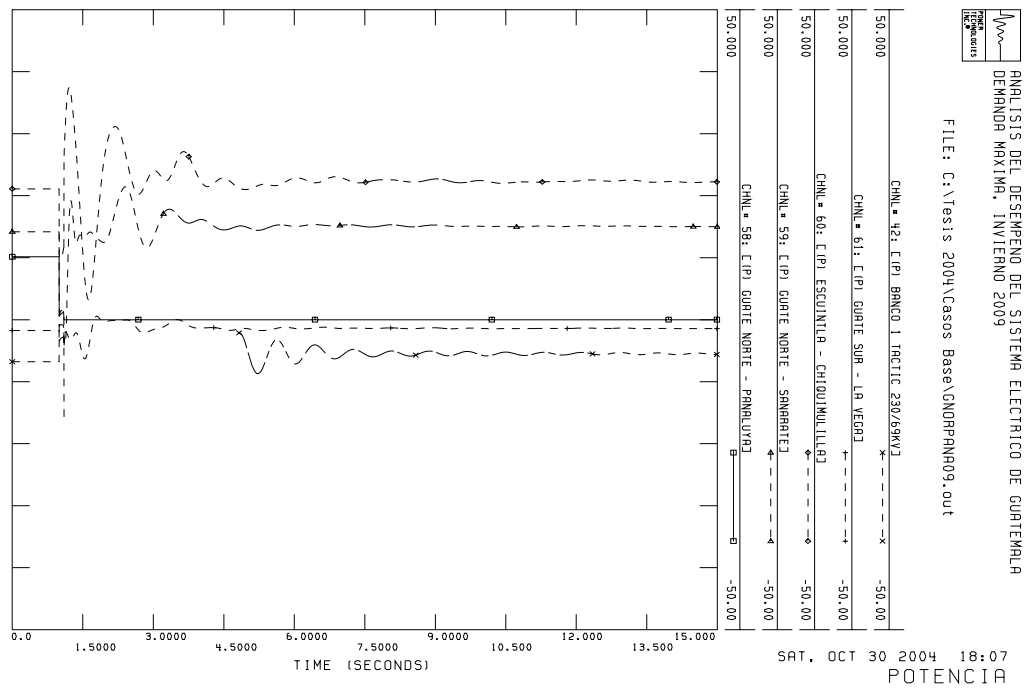


Figura 100. Voltaje, falla simple Guatemala Norte - Panaluya, 91MX

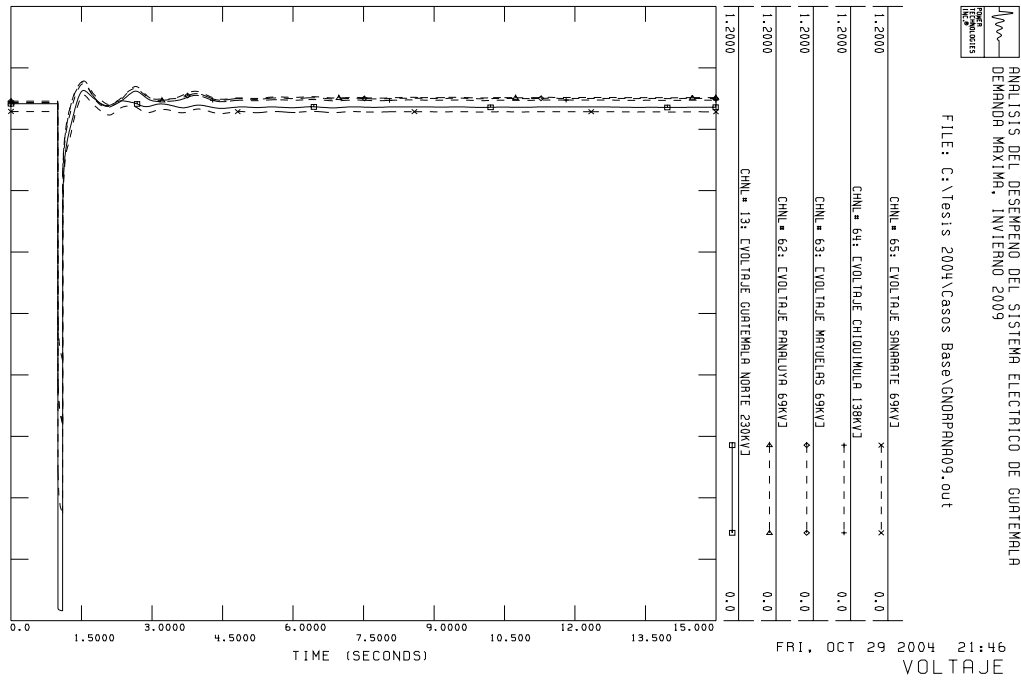
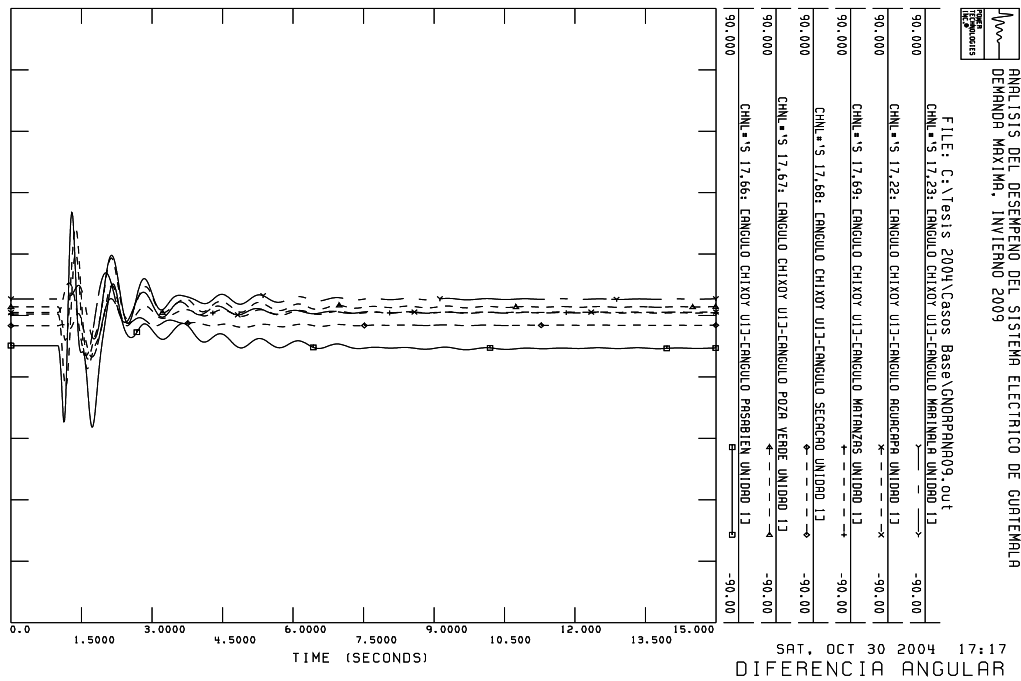


Figura 101. Diferencia angular, falla simple Guatemala Norte - Panaluya, 91MX



7.3.7 Falla simple de línea 230 kV Escuintla - Coteles

De acuerdo a los resultados obtenidos se puede observar que el sistema es transitoriamente estable ante este disturbio, las variaciones que se presentan en la frecuencia y diferencia angular se amortiguan rápidamente, el flujo de potencia se reorienta en el anillo 230 kV del sistema occidental, y el nivel de voltaje retorna a valores adecuados. Resultados similares se obtienen en el resto de líneas que conforman el anillo de 230 kV del sistema occidental. En las siguientes gráficas se puede observar el comportamiento de la frecuencia, flujos de potencia, voltaje y diferencia angular.

Figura 102. Frecuencia, falla simple Escuintla 1 - Coteles, 9IMX

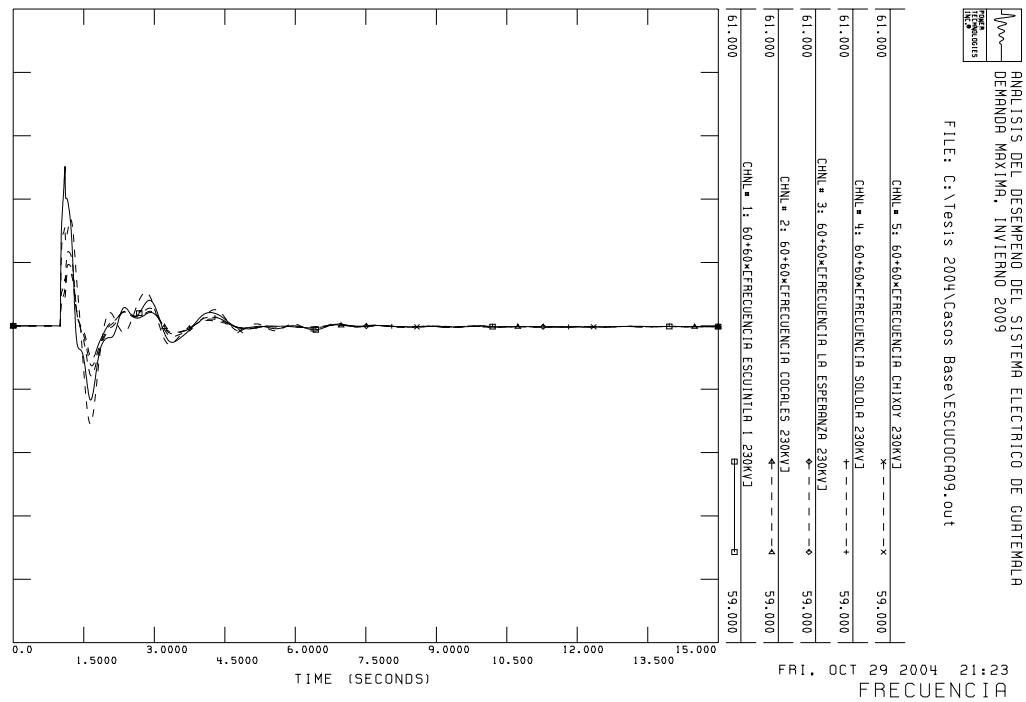


Figura 103. Flujos de potencia, falla simple Escuintla 1 - Coteles, 9IMX

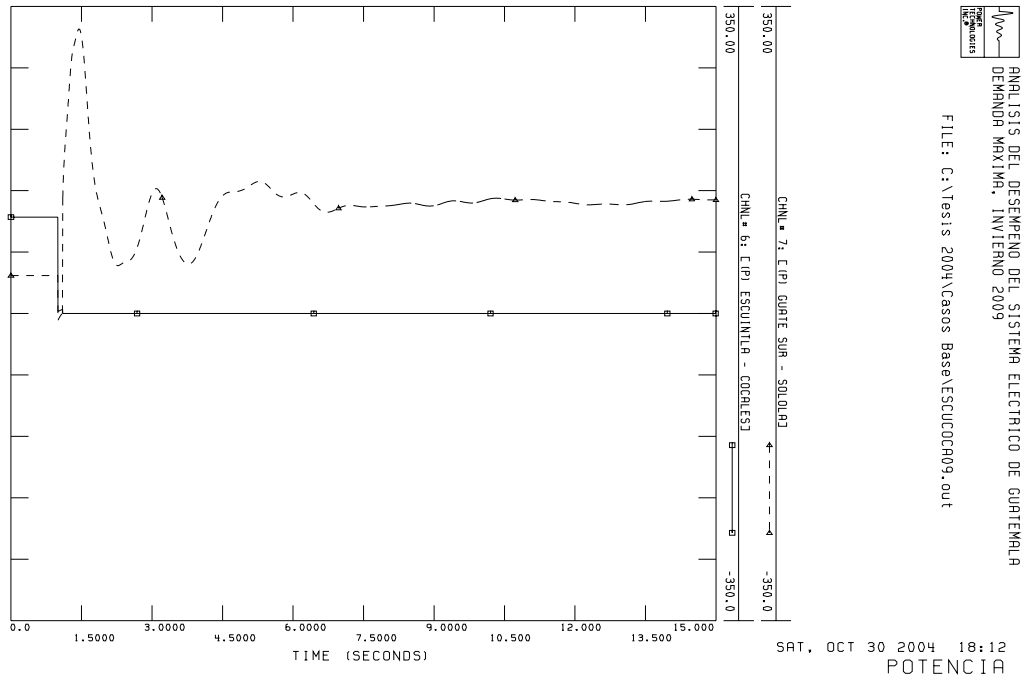


Figura 104. Voltaje, falla simple Escuintla 1 - Coteles, 9IMX

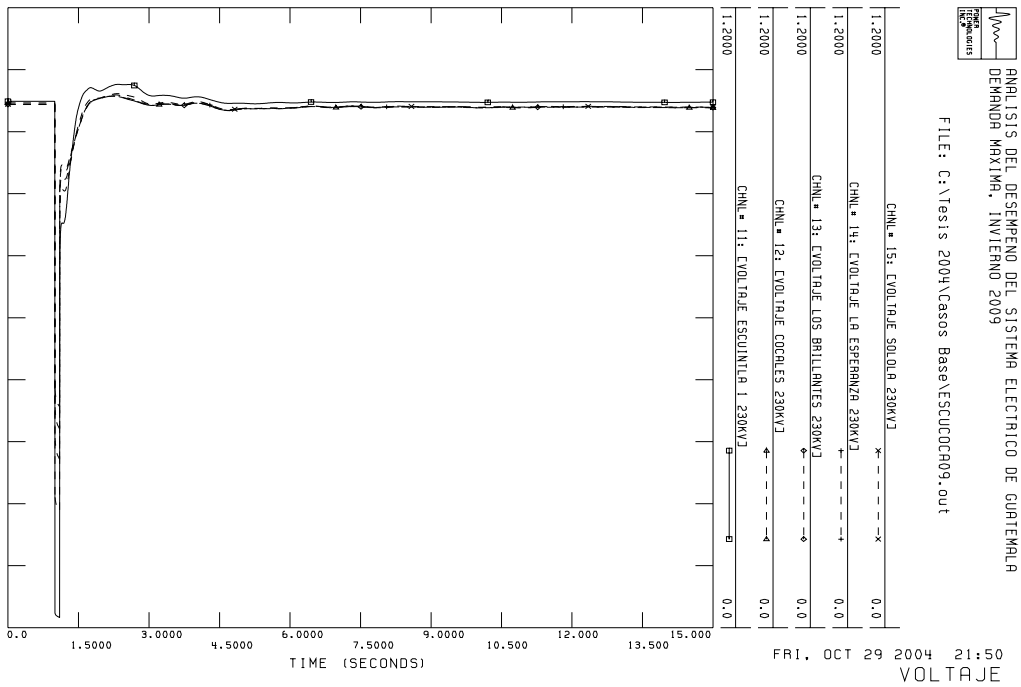
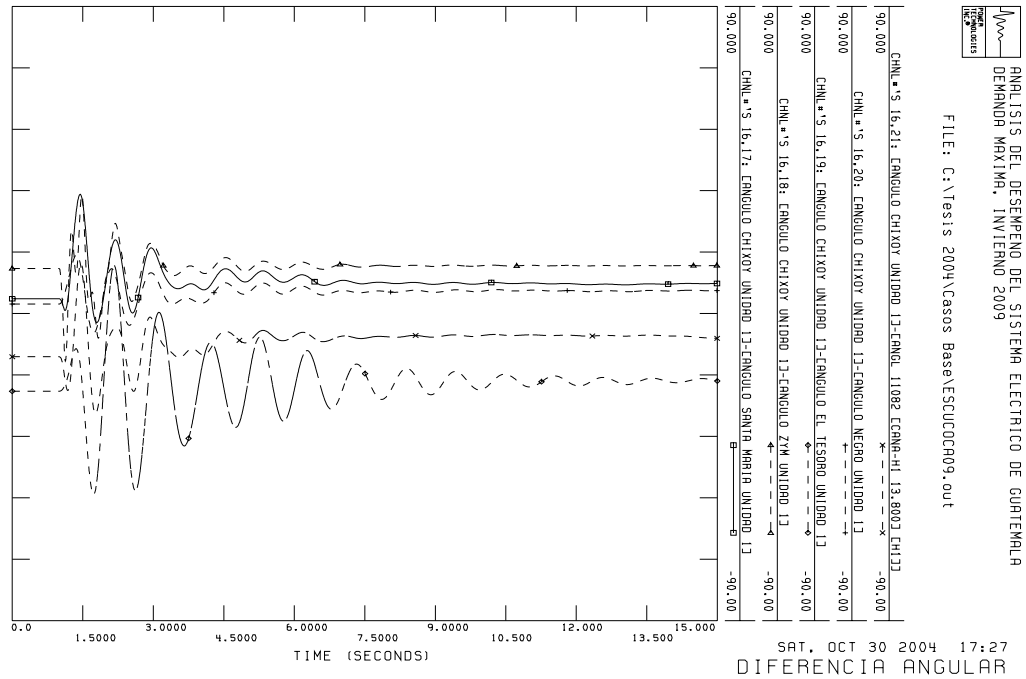


Figura 105. Diferencia angular, falla simple Escuintla 1 - Cocale, 9IMX



7.4 Fallas dobles 2009

De igual forma que para el 2005 se simularon fallas que afectan dos elementos de la red de transmisión, estando en servicio las ampliaciones programadas a la red.

7.4.1 Falla doble de circuitos 230 kV Quixal – Tactic

De acuerdo a los resultados obtenidos se puede observar que el sistema es transitoriamente estable ante este disturbio, la frecuencia se recupera a un valor aceptable, el déficit de potencia del sistema es compensado en su mayoría por medio de las líneas de interconexión, el nivel de voltaje retorna a valores adecuados, y las variaciones angulares se amortiguan rápidamente. En las siguientes gráficas se puede observar el comportamiento de la frecuencia, flujos de potencia, voltaje y diferencia angular.

Figura 106. Frecuencia, falla doble Quixal - Tactic, 9IMX

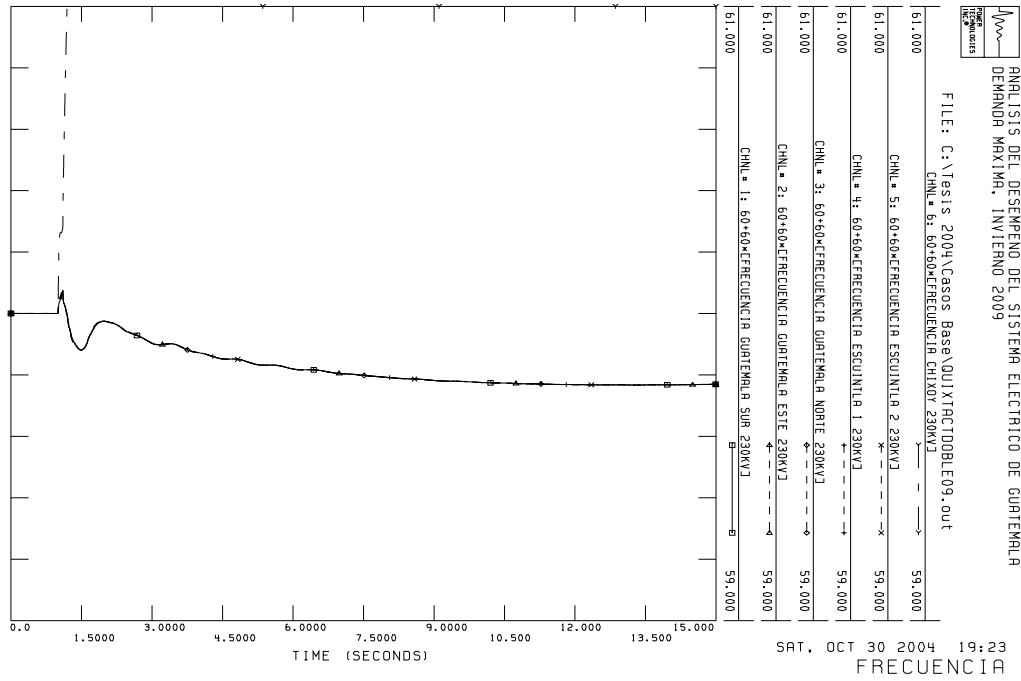


Figura 107. Flujo de potencia, falla doble Quixal - Tactic, 9IMX

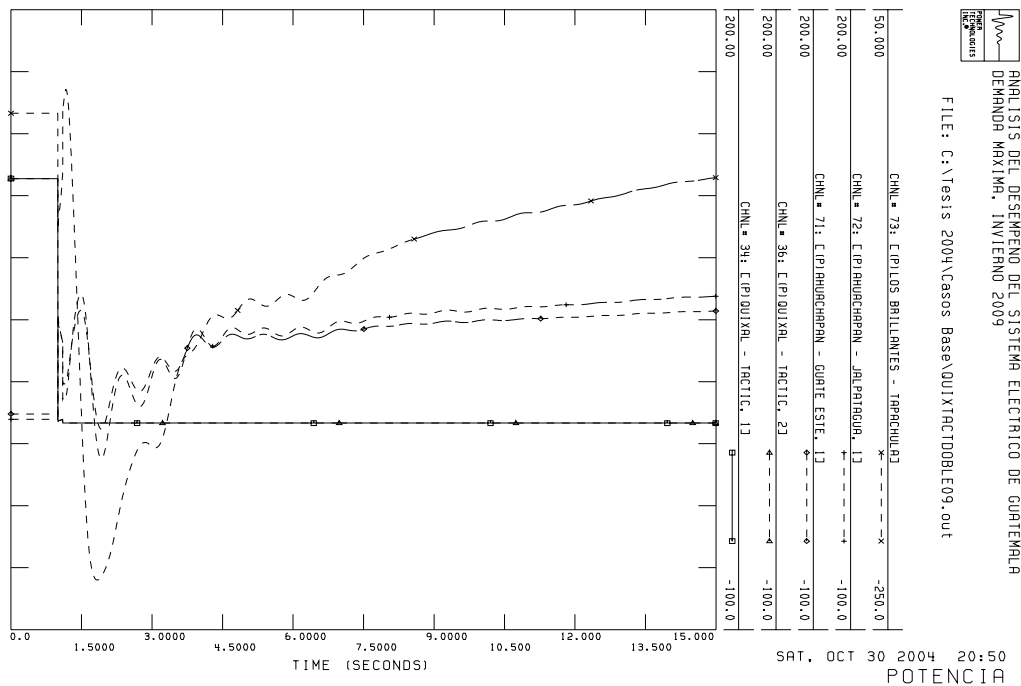


Figura 108. Voltaje, falla doble Quixal - Tactic, 9IMX

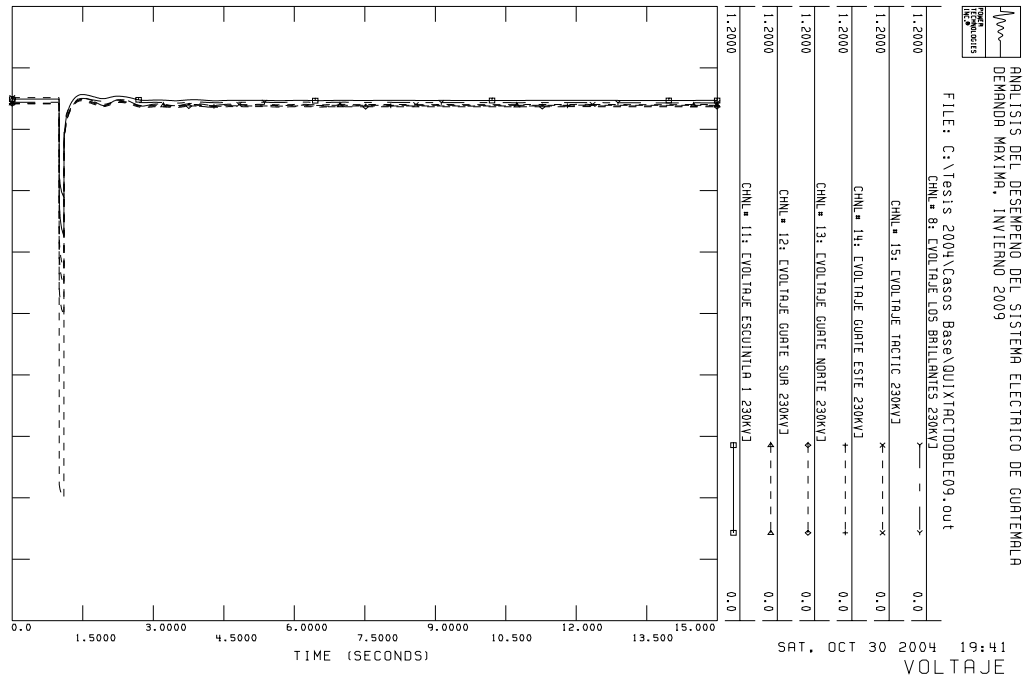
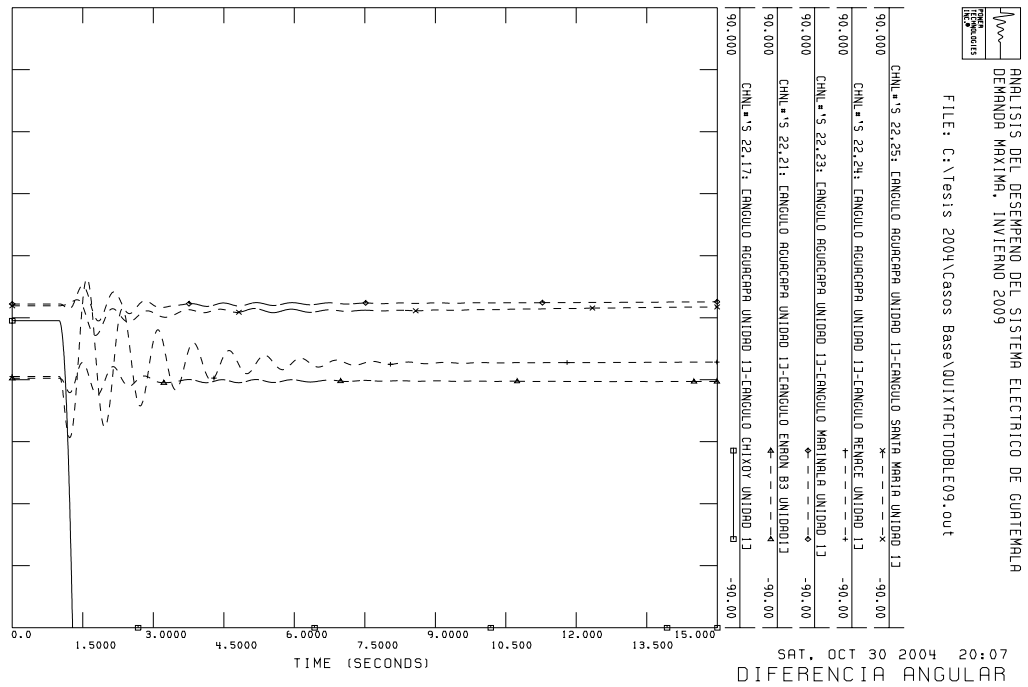


Figura 109. Diferencia angular, falla doble Quixal - Tactic, 9IMX



7.4.2 Falla doble de circuitos 230 kV Guatemala Norte – Tactic

De acuerdo a los resultados obtenidos se puede observar que el sistema es transitoriamente estable ante este disturbio, la frecuencia se recupera a un valor aceptable, el déficit de potencia del sistema es compensado en su mayoría por medio de las líneas de interconexión, el nivel de voltaje retorna a valores adecuados, y las variaciones angulares se amortiguan rápidamente a excepción de las correspondientes a las plantas Renace y Secacao que presentan oscilaciones pobremente amortiguadas. Una vez se ponga en servicio la línea 69 kV Chiséc – Santa Elena ya no es conveniente que el ECDS dispare la línea Tactic – Matanzas 69 kV. En las siguientes gráficas se puede observar el comportamiento de la frecuencia, flujos de potencia, voltaje y diferencia angular.

Figura 110. Frecuencia, falla doble Guatemala Norte – Tactic, 9IMX

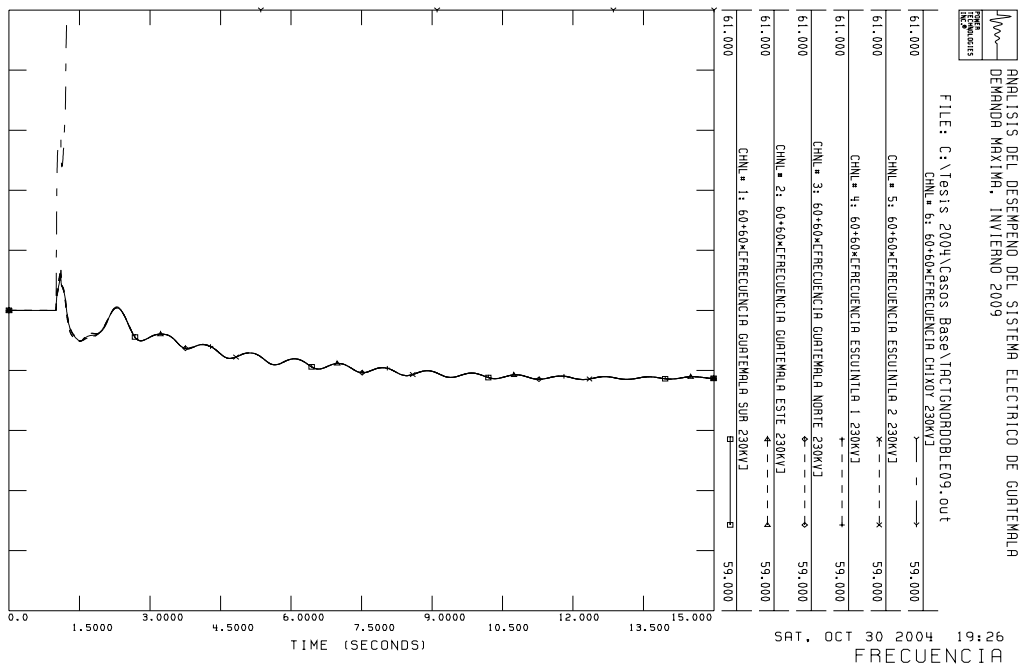


Figura 111. Flujos de potencia, falla doble Guatemala Norte – Tactic, 9IMX

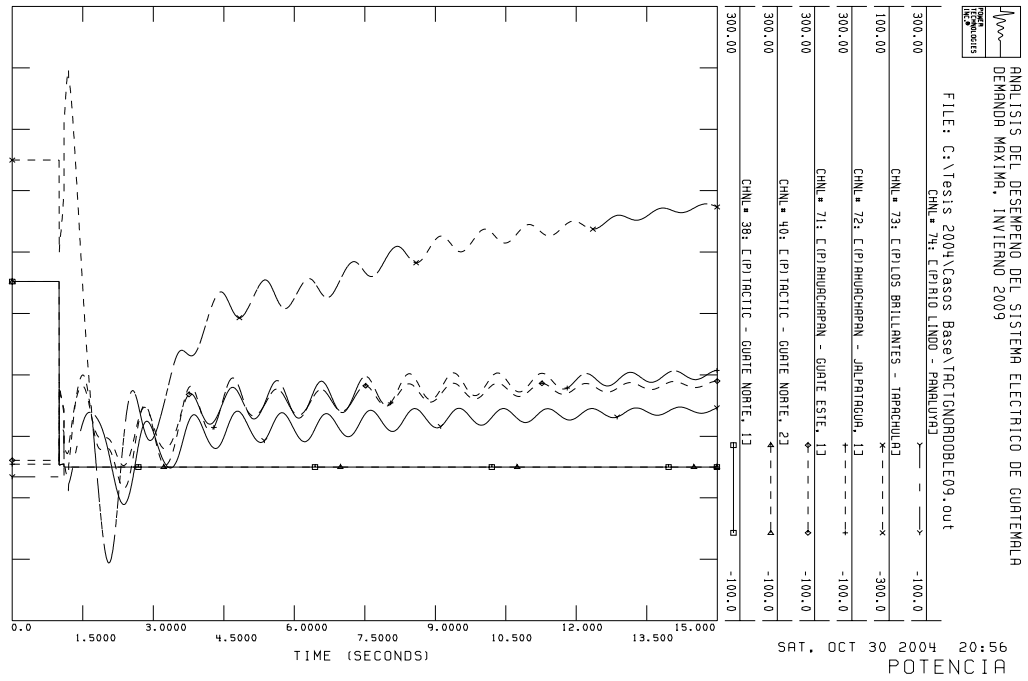


Figura 112. Voltaje, falla doble Guatemala Norte – Tactic, 9IMX

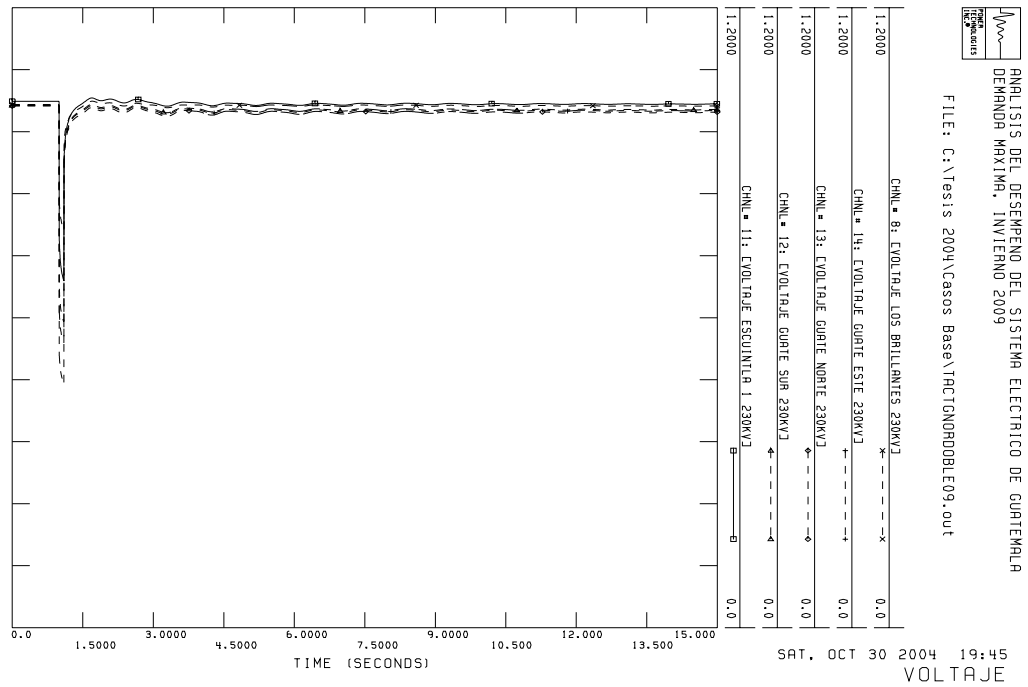
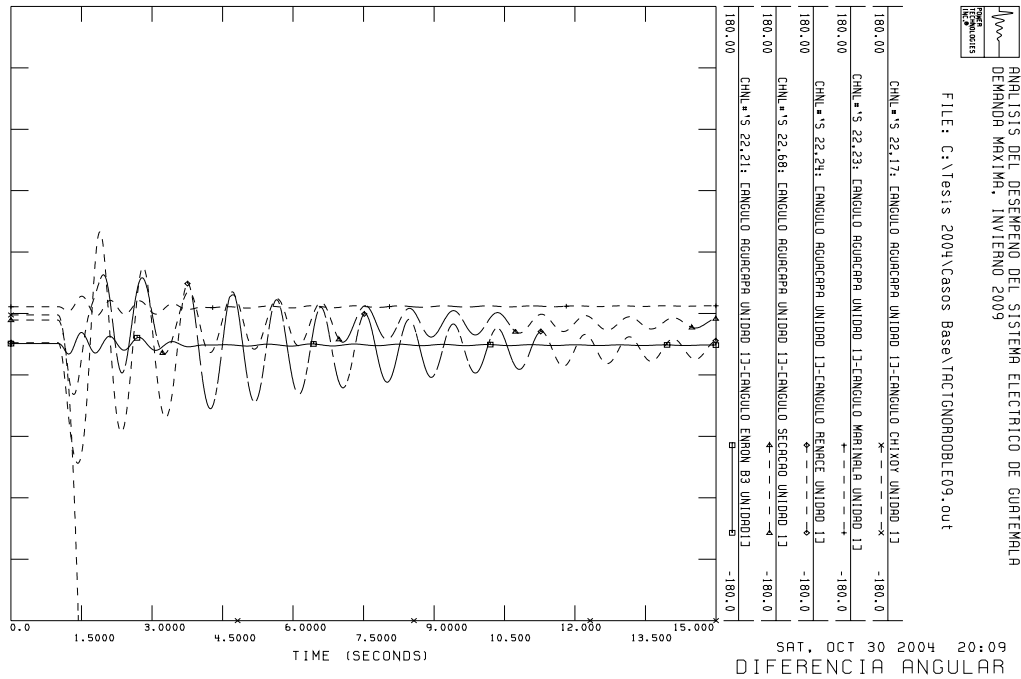


Figura 113. Diferencia angular, falla doble Guatemala Norte – Tactic, 9IMX



7.4.3 Falla doble de circuitos 230 kV Guatemala Norte – Guatemala Este

De acuerdo a los resultados obtenidos se puede observar que el sistema es transitoriamente estable ante este disturbio, la frecuencia se recupera a un valor aceptable, el flujo de potencia queda restablecido en su mayoría a través de la línea Guatemala Este – La Vega – Aguacapa – Escuintla 2, el nivel de voltaje retorna a valores adecuados, y las variaciones angulares se amortiguan rápidamente. En las siguientes gráficas se puede observar el comportamiento de la frecuencia, flujos de potencia, voltaje y diferencia angular.

Figura 114. Frecuencia, falla doble Guatemala Norte – Guatemala Este, 9IMX

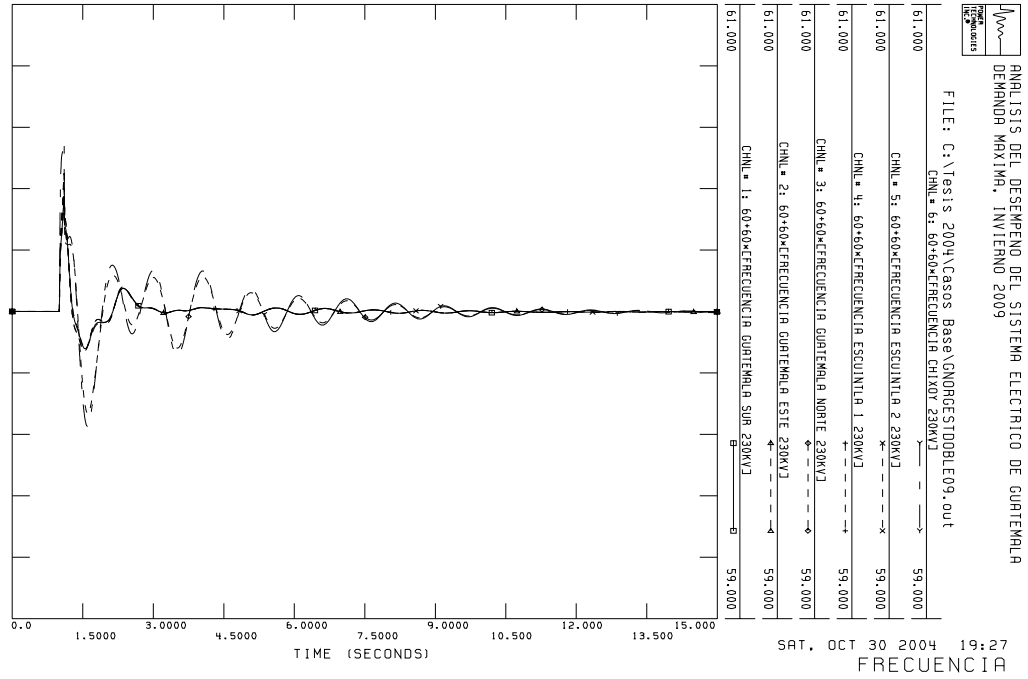


Figura 115. Flujo de potencia, falla doble Guatemala Norte – Guatemala Este, 9IMX

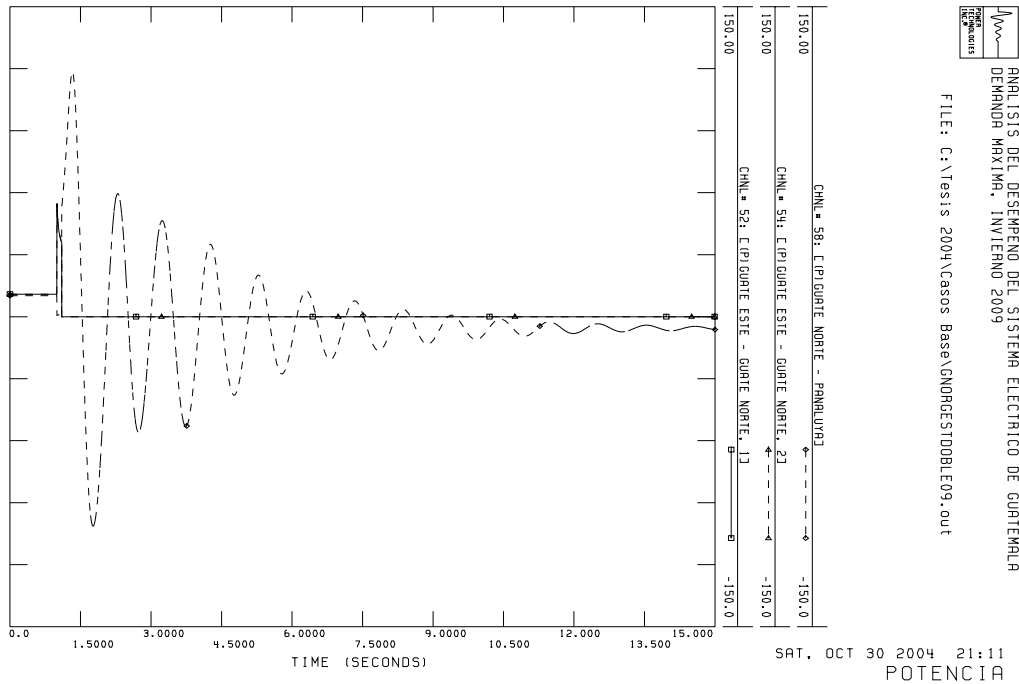


Figura 116. Voltaje, falla doble Guatemala Norte – Guatemala Este, 9IMX

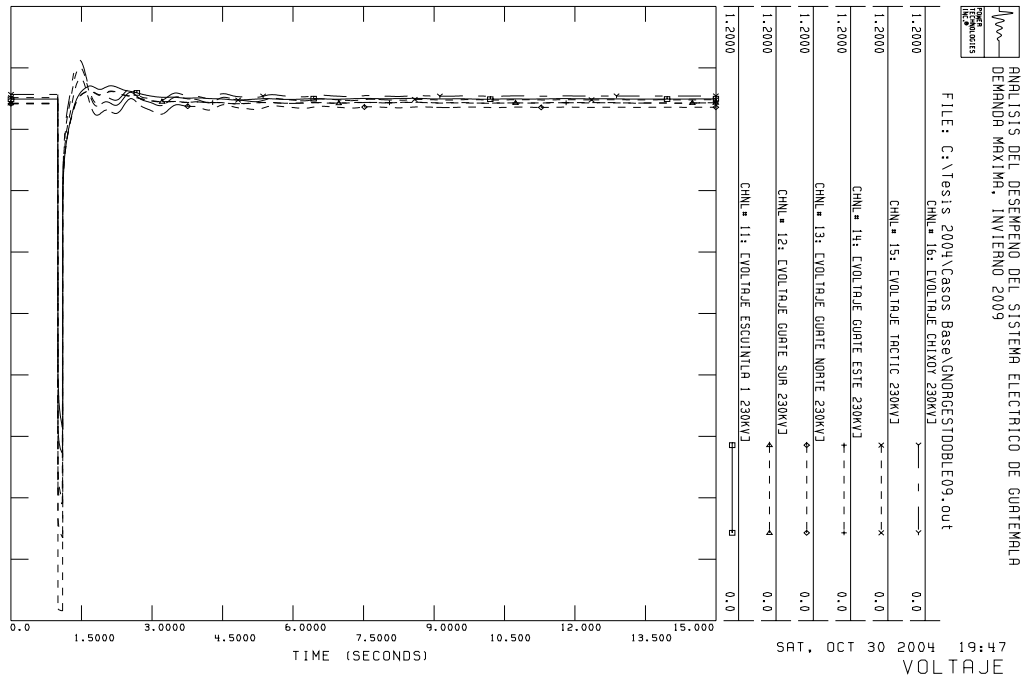
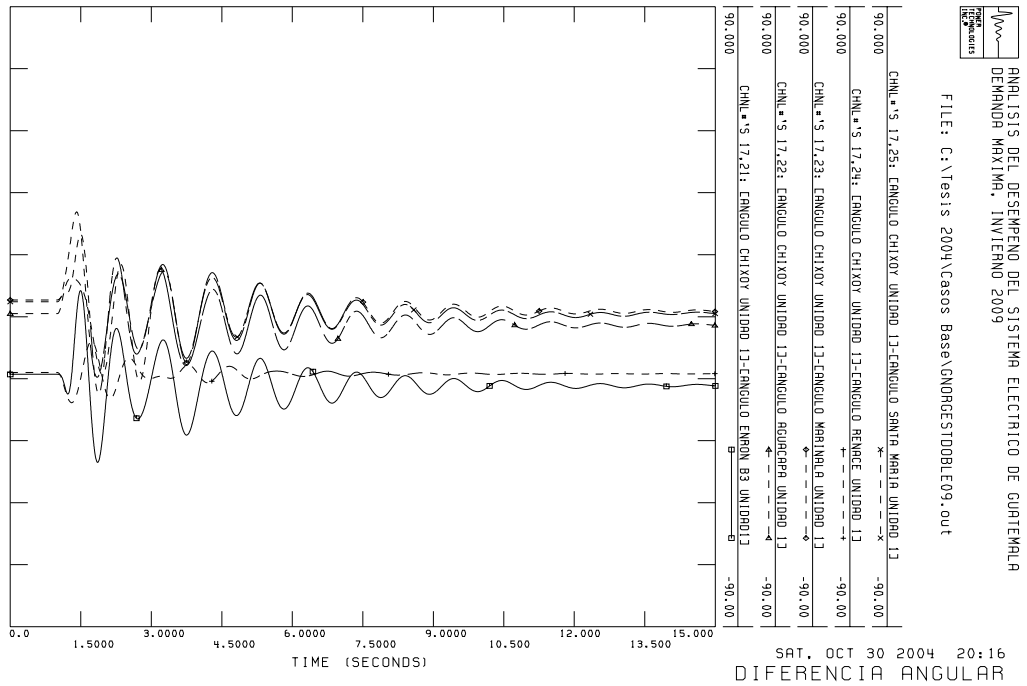


Figura 117. Diferencia angular, falla doble Guatemala Norte – Guatemala Este, 9IMX



7.4.4 Falla doble de circuitos 230 kV Guatemala Sur – Guatemala Este

De acuerdo a los resultados obtenidos se puede observar que el sistema es transitoriamente estable ante este disturbio, la frecuencia se recupera a un valor aceptable, el flujo de potencia queda restablecido en su mayoría a través de la línea Guatemala Este – La Vega – Aguacapa – Escuintla 2, el nivel de voltaje retorna a valores adecuados, y las variaciones angulares se amortiguan rápidamente. En las siguientes gráficas se puede observar el comportamiento de la frecuencia, flujos de potencia, voltaje y diferencia angular.

Figura 118. Frecuencia, falla doble Guatemala Sur – Guatemala Este, 9IMX

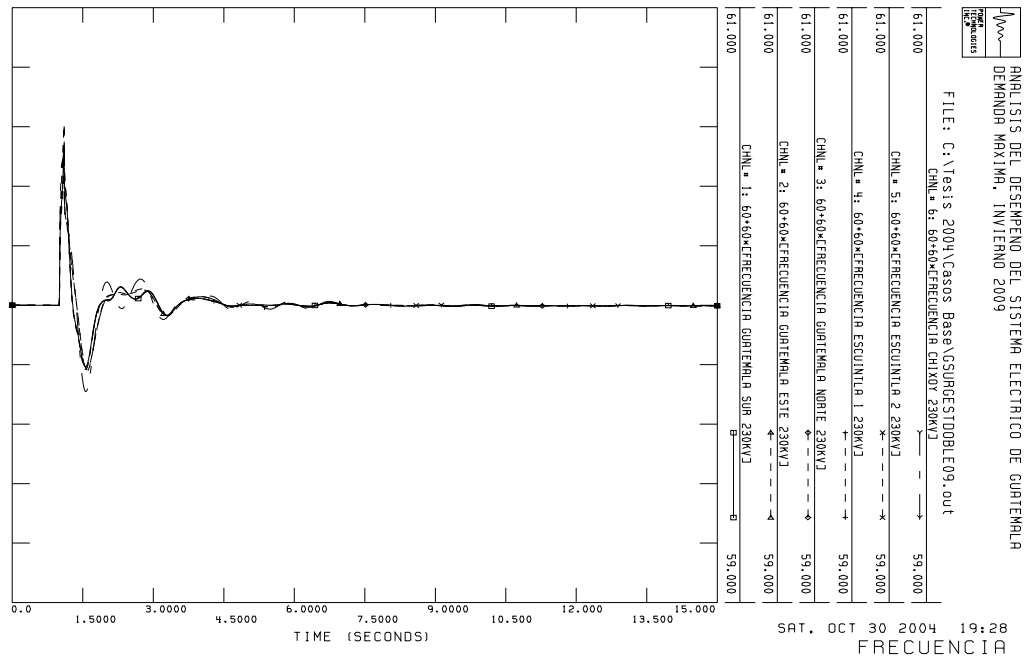


Figura 119. Flujo de potencia, falla doble Guatemala Sur – Guatemala Este, 9IMX

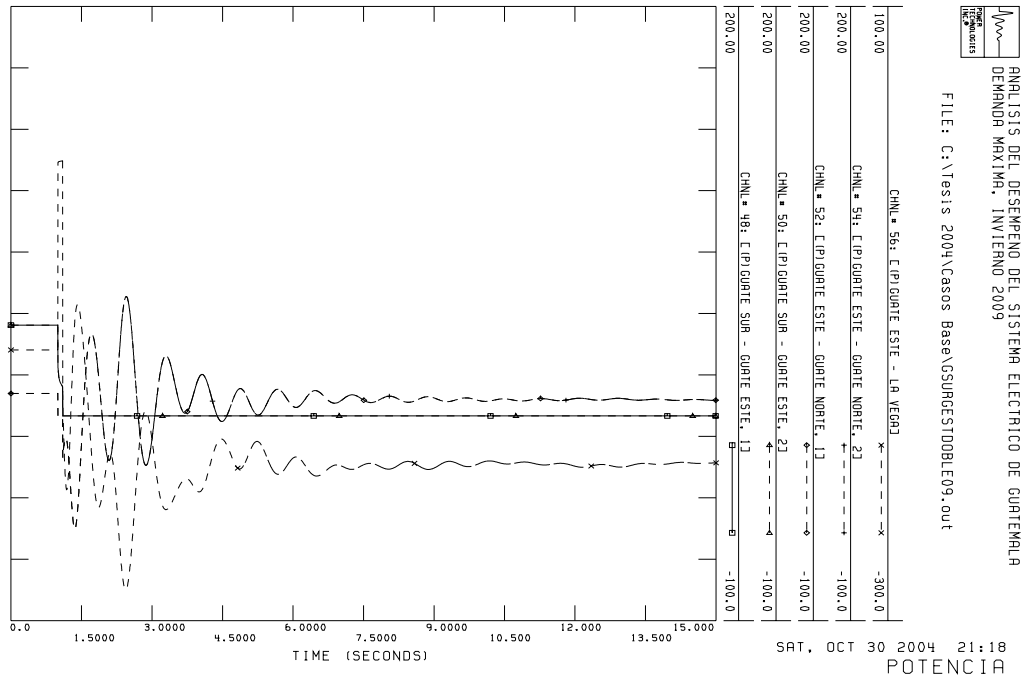


Figura 120. Voltaje, falla doble Guatemala Sur – Guatemala Este, 9IMX

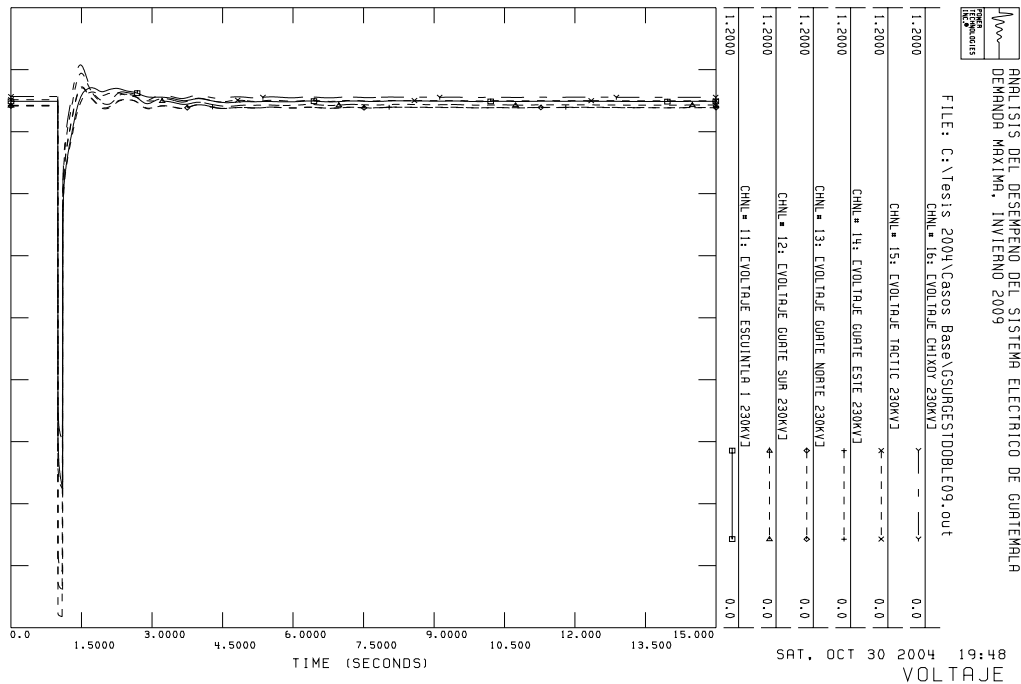
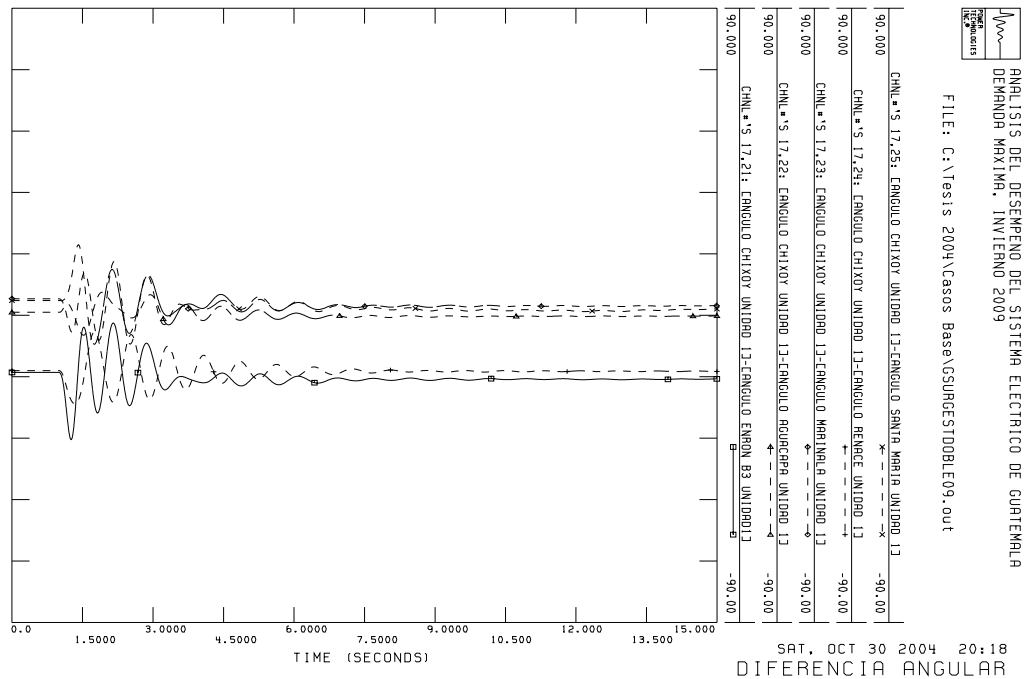


Figura 121. Diferencia angular, falla doble Guatemala Sur – Guatemala Este, 9IMX



7.4.5 Falla doble de circuitos 230 kV Guatemala Sur – Escuintla 1

De acuerdo a los resultados obtenidos se puede observar que el sistema es transitoriamente estable ante este disturbio, la frecuencia se recupera a un valor aceptable, el flujo de potencia queda restablecido en su mayoría a través de la línea Guatemala Este – La Vega – Aguacapa – Escuintla 2, el nivel de voltaje retorna a valores adecuados, y las variaciones angulares se amortiguan rápidamente. En las siguientes gráficas se puede observar el comportamiento de la frecuencia, flujos de potencia, voltaje y diferencia angular.

Figura 122. Frecuencia, falla doble Guatemala Sur – Escuintla 1, 9IMX

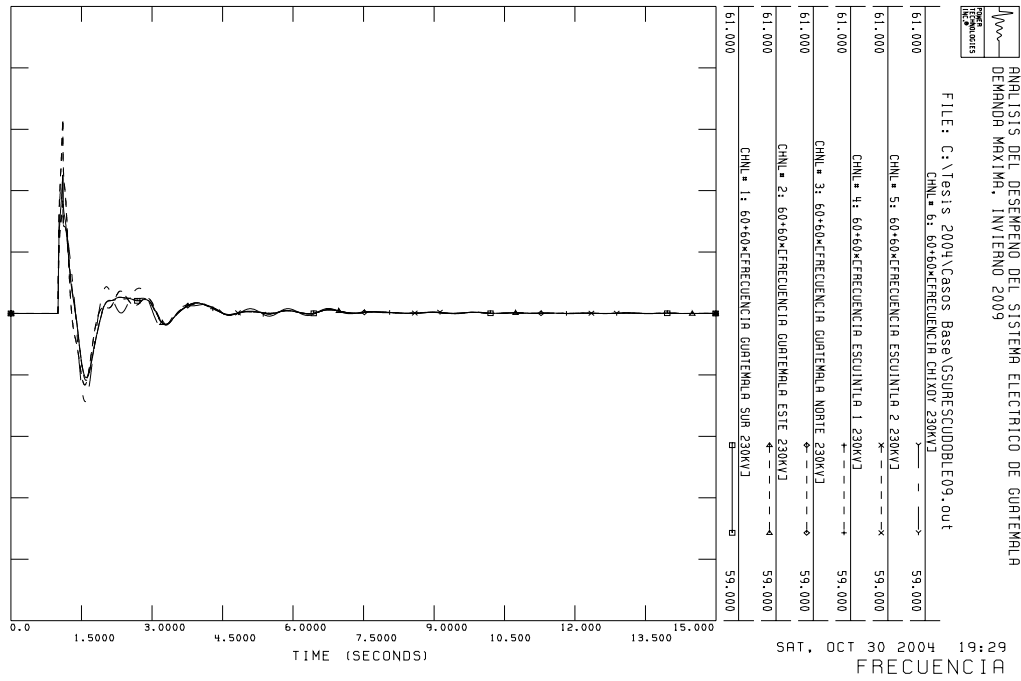


Figura 123. Flujo de potencia, falla doble Guatemala Sur – Escuintla 1, 9IMX

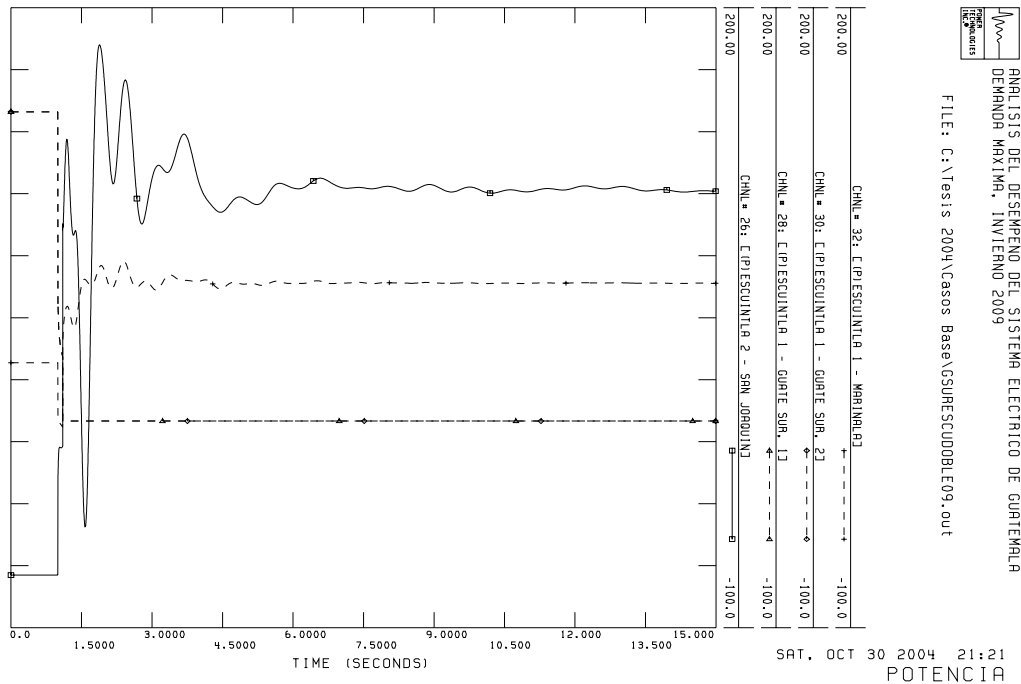


Figura 124. Voltaje, falla doble Guatemala Sur – Escuintla 1, 9IMX

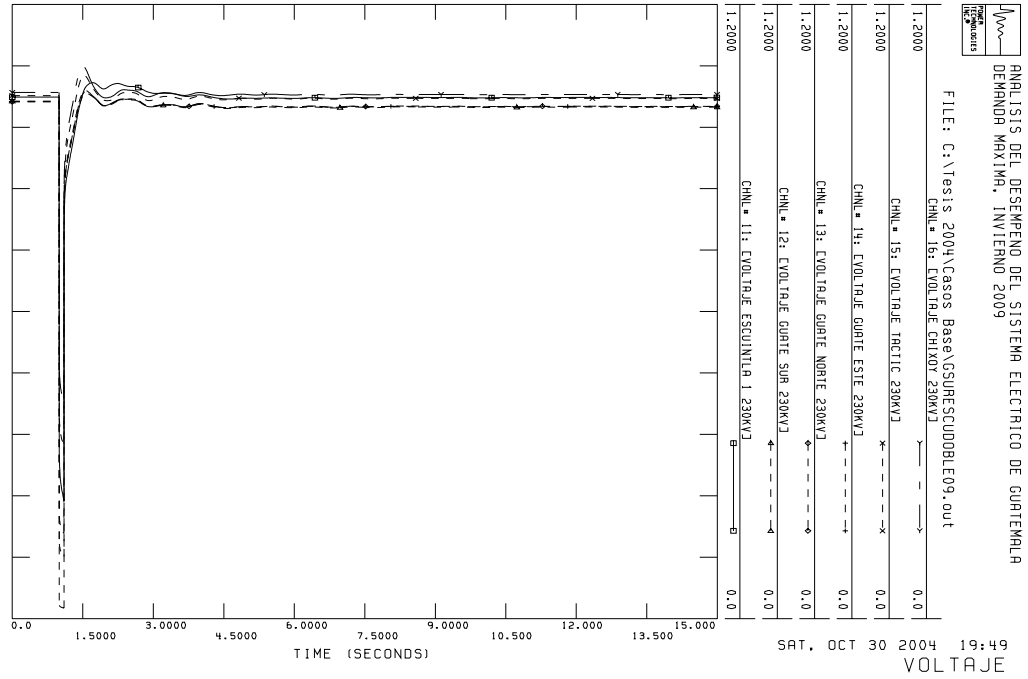
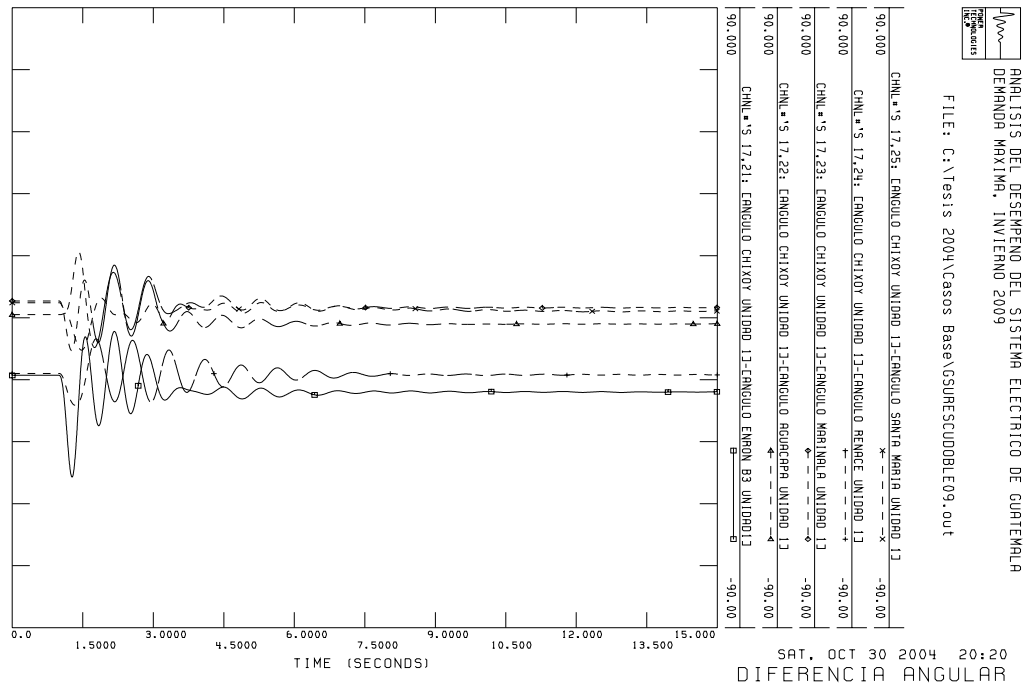


Figura 125. Diferencia angular, falla doble Guatemala Sur – Escuintla 1, 9IMX



7.5 Comentarios

Para garantizar el buen desempeño del sistema eléctrico de Guatemala es necesario que se implementen los ECDS necesarios para aliviar los desbalances energéticos y abatimientos de voltaje que se presentan ante fallas simples y dobles en la red de transmisión de 230 kV.

Además, es necesario tener protocolos preestablecidos con acciones remediales operativas que se deban ejecutar manualmente ante la incidencia de fallas para evitar que la condición estable alcanzada inmediatamente después de una falla se degrade y lleve al sistema al colapso.

Las ampliaciones realizadas a la red y especialmente las planificadas para 230 kV como la línea Aguacapa – La Vega y Guatemala Sur – Sololá – La Esperanza son de gran importancia para la estabilidad transitoria del sistema, ya que mejoran considerablemente las condiciones operativas posteriores a un disturbio y reducen la dependencia de esquemas controlados de desconexión.

Es necesario que los esquemas de protección de la red de 230 kV estén ajustados de tal forma que no disparen erróneamente ante oscilaciones de potencia tomadas como fallas en los elementos que protegen.

CONCLUSIONES

1. Durante el análisis de flujos de carga se determinó que bajo condiciones de estado estable el sistema eléctrico de Guatemala tendrá un desempeño satisfactorio, libre de violaciones a los límites de regulación de tensión y sobrecarga de los elementos de transmisión. No obstante, para garantizar este comportamiento es necesario que se cumpla oportunamente con el plan de expansión de la transmisión, que las empresas distribuidoras mejoren el factor de potencia en cada uno de sus circuitos y que las empresas generadoras apoyen la regulación de voltaje aportando o absorbiendo potencia reactiva del sistema de acuerdo a las condiciones operativas y a su curva de capacidad reactiva.
2. En el análisis de corto circuito se determinó que aún después de poner en servicio todas las ampliaciones programadas a la red de transmisión no se sobrepasan los límites establecidos de capacidad interruptiva de los elementos de potencia, por lo que no se afectara su vida útil y no será necesaria su adecuación o reemplazo. Es importante observar que la magnitud de corto circuito de un nodo en particular da una idea muy clara de la fortaleza o debilidad del mismo, condición que es de gran ayuda para los analistas de sistemas eléctricos de potencia en los estudios de las redes.
3. Luego del análisis de contingencias se determinó que el sistema, a medida que se pongan en servicio las ampliaciones programadas, será más robusto y menos vulnerable a múltiples contingencias.

Las obras de mayor importancia para el desempeño del sistema eléctrico de Guatemala son las que buscan formar anillos en la red de 230 kV, tales como la línea Guatemala Sur – Sololá – La Esperanza y la línea Aguacapa – La Vega, así como las nuevas líneas de interconexión en 400 kV y 230 kV. Sin embargo, el grado de seguridad es directamente proporcional a las inversiones realizadas en la red, lo cual hace económicamente imposible evitar sus consecuencias, pero si es posible minimizarlas con la adecuada selección de las ampliaciones y la utilización de esquemas de control discreto suplementario que por lo general tienen un costo muy bajo.

4. En el análisis de sensibilidad se determinó que con la adición de las ampliaciones programadas para la red de transmisión se incrementarán las reservas de potencia reactiva y la cargabilidad de múltiples nodos, esto es muy importante ya que mientras más reserva de potencia reactiva se tenga en un nodo, será más robusto y tendrá una mayor estabilidad de voltaje. Los nodos que tienen poca reserva de potencia reactiva son débiles y presentan grandes variaciones de voltaje ante pequeños cambios de inyección de potencia reactiva, lo que los hace vulnerables al colapso de voltaje. Además, es de gran importancia debido a la ubicación eléctrica de los grandes centros de generación y carga, que la capacidad de transmisión entre las áreas Sur y Centro se vio incrementada debido a una mejor regulación de tensión en la red.
5. El análisis de estabilidad transitoria indica claramente que el sistema mejora de forma considerable su grado de estabilidad con la puesta en servicio de las ampliaciones programadas a la red, complementando tales refuerzos con esquemas discretos de control suplementario que ayudan a mantener el balance de potencia activa y reactiva que se requiere para una adecuada operación.

Adicionalmente, es necesario tener protocolos preestablecidos con acciones remediales operativas que se ejecuten manualmente ante la incidencia de fallas para evitar que la condición estable alcanzada inmediatamente después de una falla se pueda degradar y llevar el sistema al colapso

RECOMENDACIONES

1. Cumplir con la programación de obras y, de ser posible, adelantar la puesta en servicio de las asociadas a la red de 230 kV que por su impacto son las más importantes para el desempeño del sistema, ya que de retrasarse podría verse afectado el buen desempeño del sistema.
2. Impulsar el desarrollo de generación distribuida en la red para evitar una mayor concentración de productores en el área sur, tomando en cuenta el concepto de que la potencia se debe generar lo más cerca posible a los centros de carga para minimizar el consumo de potencia reactiva en los elementos de transmisión cuando se sobrepasa su potencia natural.
3. Al igual que los generadores, los elementos de compensación estática reactiva deben ser ubicados estratégicamente, comenzando por las redes de distribución de tal forma que se minimice la transmisión de potencia reactiva entre redes de diferentes niveles de tensión.
4. Implementar reguladores de tensión en todas las barras de baja tensión de las subestaciones reductoras para distribución, ya que su utilización mejora considerablemente la aportación de potencia reactiva de los elementos estáticos de compensación.
5. Mantener actualizados los esquemas de control discreto suplementario para garantizar que realicen exactamente las tareas para las cuales fueron diseñados; esto se debe hacer por lo menos con cada cambio de estación.

6. Para una adecuada regulación de tensión se debe operar en modalidad automática los cambiadores de derivación bajo carga de todos aquellos transformadores que tengan esa posibilidad, pero es necesario que los automatismos cuenten con un bloqueo de operación ante bajos niveles de tensión en el lado primario.
7. Implementar protecciones por alto voltaje en todos los bancos de capacitores de 69 kV, especialmente en los conectados a los nodos más lejanos e identificados en el análisis de corto circuito y sensibilidad como los más débiles ya que tienen los menores niveles de falla y bajas reservas de potencia reactiva.
8. Las nuevas redes de subtransmisión se deben diseñar para operar en voltajes superiores a 69 kV para obtener una mejor regulación de tensión tomando en cuenta la longitudinalidad de la red.
9. Se debe incentivar la instalación de unidades generadoras que cuenten con una alta inercia para apoyar eficientemente la regulación primaria de frecuencia del sistema. En lo posible, deberá evitarse la instalación de generadores impulsados por motores de media velocidad.
10. Incluir dentro del plan de expansión las sugerencias realizadas a lo largo del presente estudio para mejorar el desempeño de la red, ya que si bien no son totalmente indispensables para una operación satisfactoria en estado estable, sí mejoran considerablemente las condiciones en estado de contingencia. Además, su costo debería ser marginal con relación al costo total del plan de expansión del sistema.

BIBLIOGRAFÍA

1. ABOYTES, Florencio. **Análisis de sistemas de potencia.** Monterrey, Nuevo León, México, 1990.
2. ABOYTES, Florencio. **Control de frecuencia en sistemas eléctricos de potencia.** Monterrey, Nuevo León, México, 1990.
3. ABOYTES, Florencio. **Control de voltaje en sistemas eléctricos de potencia.** Monterrey, Nuevo León, México, 1991.
4. ABOYTES, Florencio. **Estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia.** México D.F., 1990.
5. HARPER, Enríquez. **Análisis moderno de sistemas eléctricos de potencia.** México, Editorial Limusa, 1981.
6. KUNDUR, Prabha. **Power system stability and control.** Estados Unidos, Editorial Mc Graw-Hill, 1993.
7. **PROGRAM Operation Manual.** PSS/E-29 Power Technologies Inc., 2002.
8. **PROGRAM Application Guide.** PSS/E-29 Power Technologies Inc., 2002.
9. **SEMINARIO “Cálculos de cortocircuito”.** Acres Internacional Limited. Toronto Canadá, 1998.

ANEXO A

VACIADOS DE FLUJO DE CARGA 2005 - 2009

Figura 126. Vaciado de subsistema central, demanda máxima, verano 2005

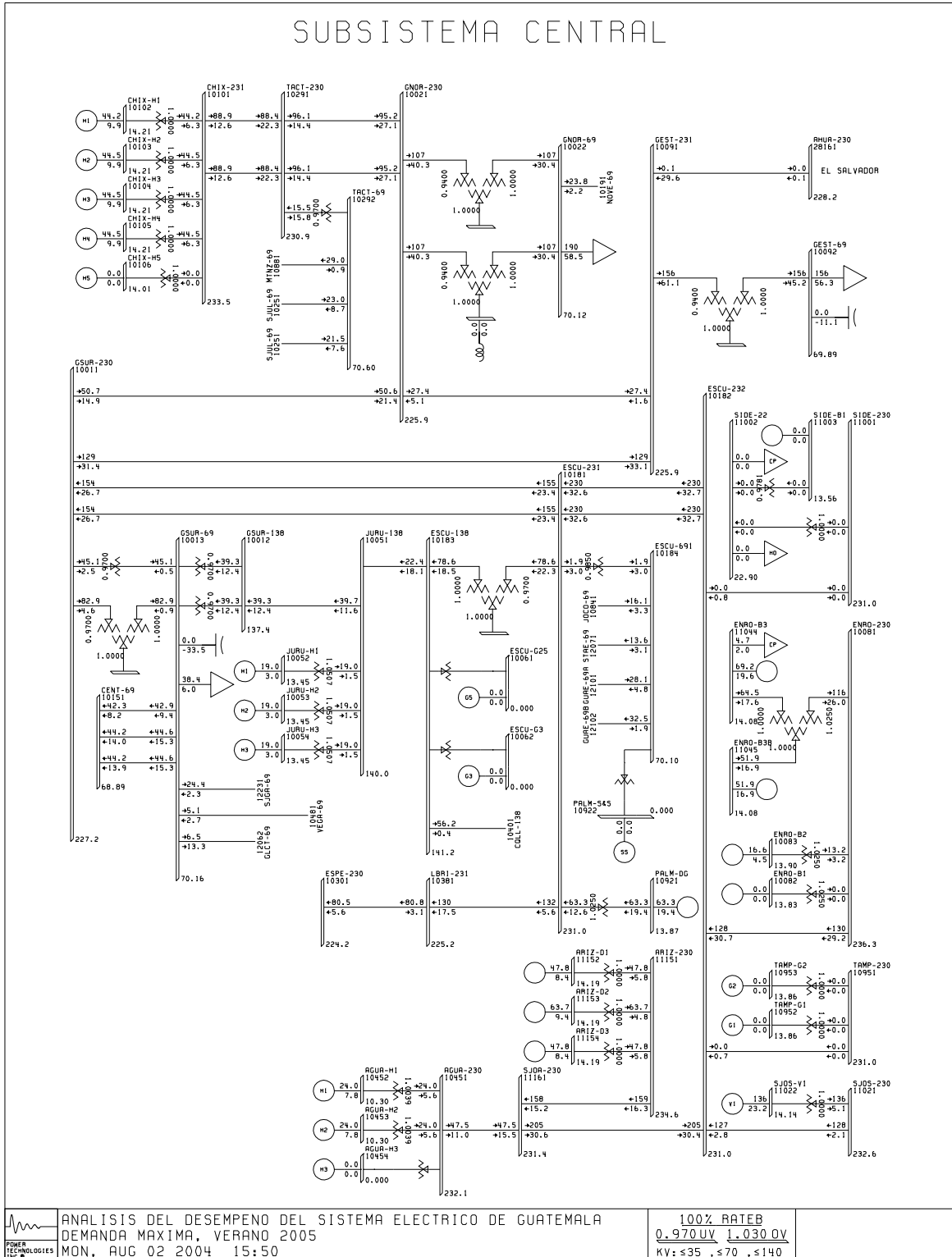


Figura 127. Vaciado de subsistema oriental, demanda máxima, verano 2005

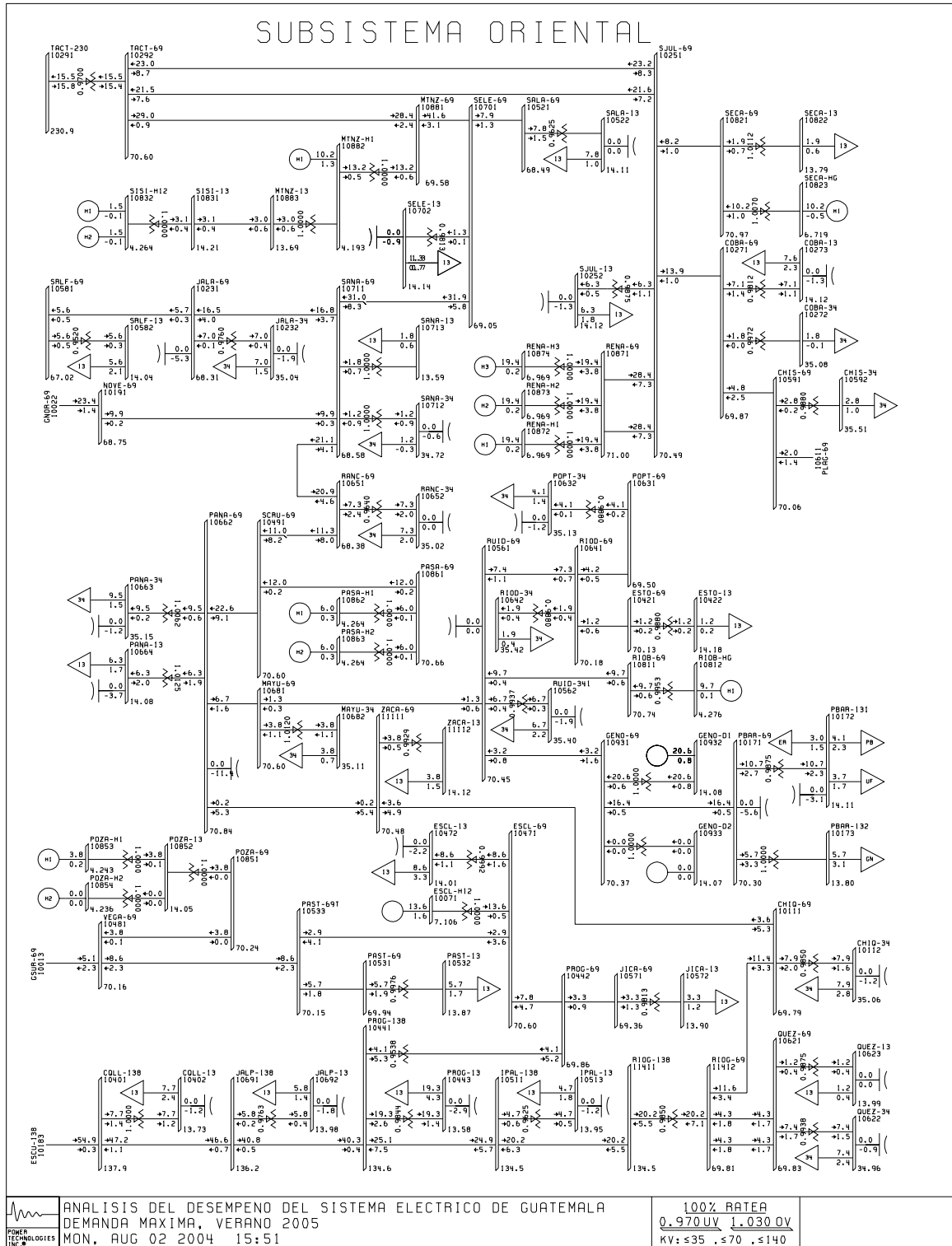
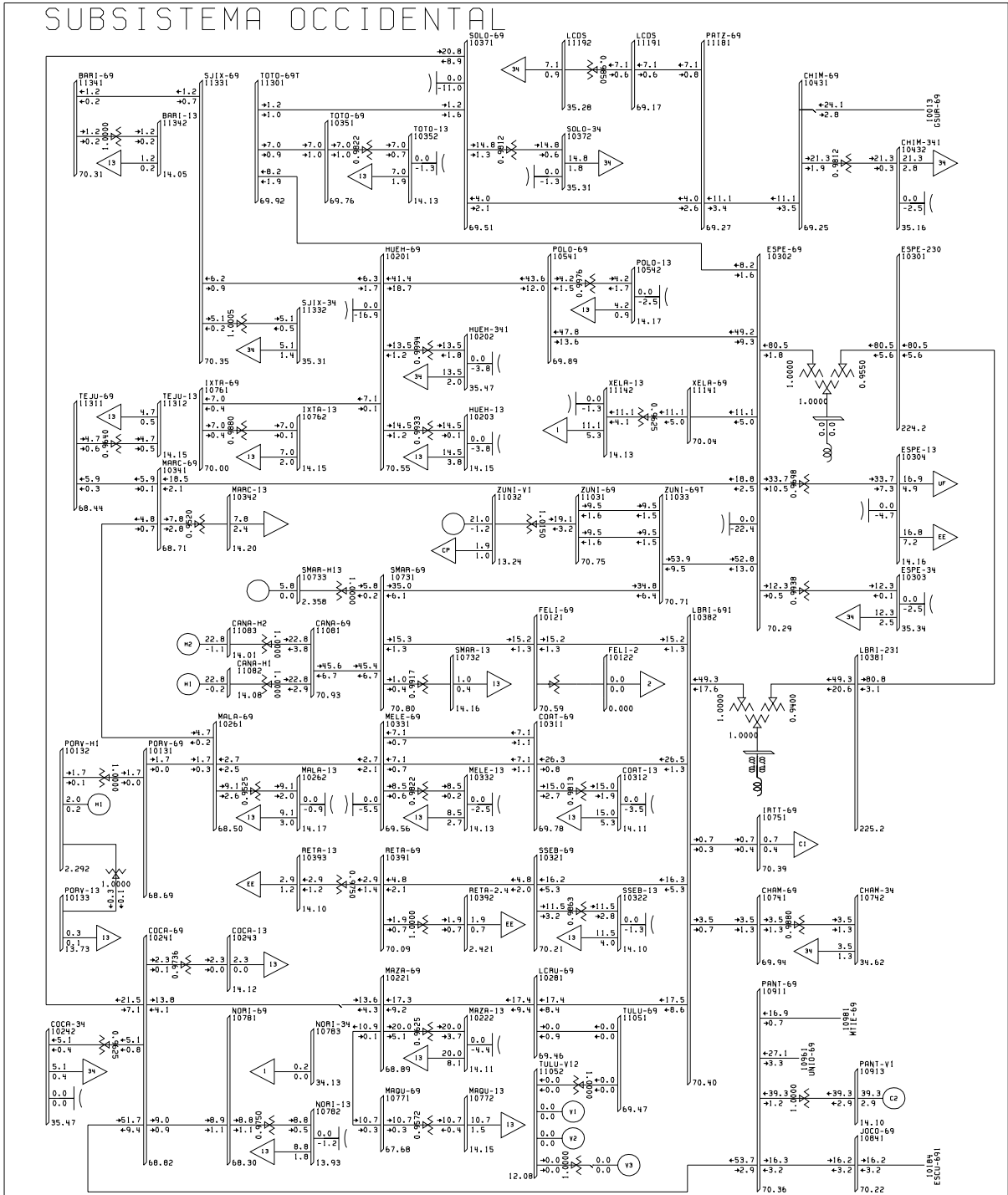


Figura 128. Vaciado de subsistema occidental, demanda máxima, verano 2005



	<p>ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE GUATEMALA DEMANDA MÁXIMA, VERANO 2005 MON, AUG 02 2004 15:51</p>	<p>100% RATEB <u>0.970 UV</u> <u>1.030 OV</u> KV: ≤35 . ≤70 . ≤140</p>
--	---	--

Figura 129. Vaciado de subsistema central, demanda mínima, verano 2005

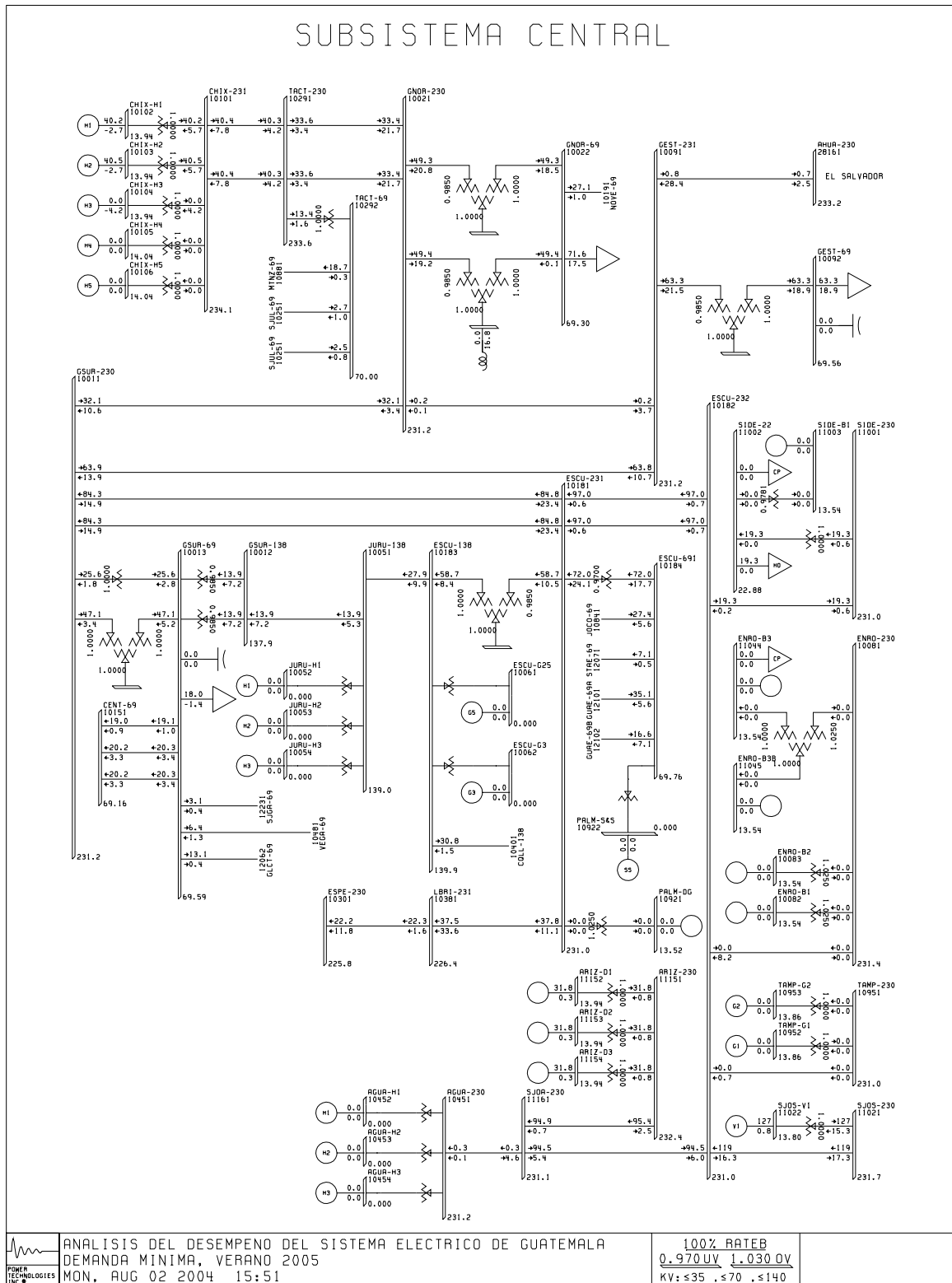


Figura 130. Vaciado de subsistema oriental, demanda mínima, verano 2005

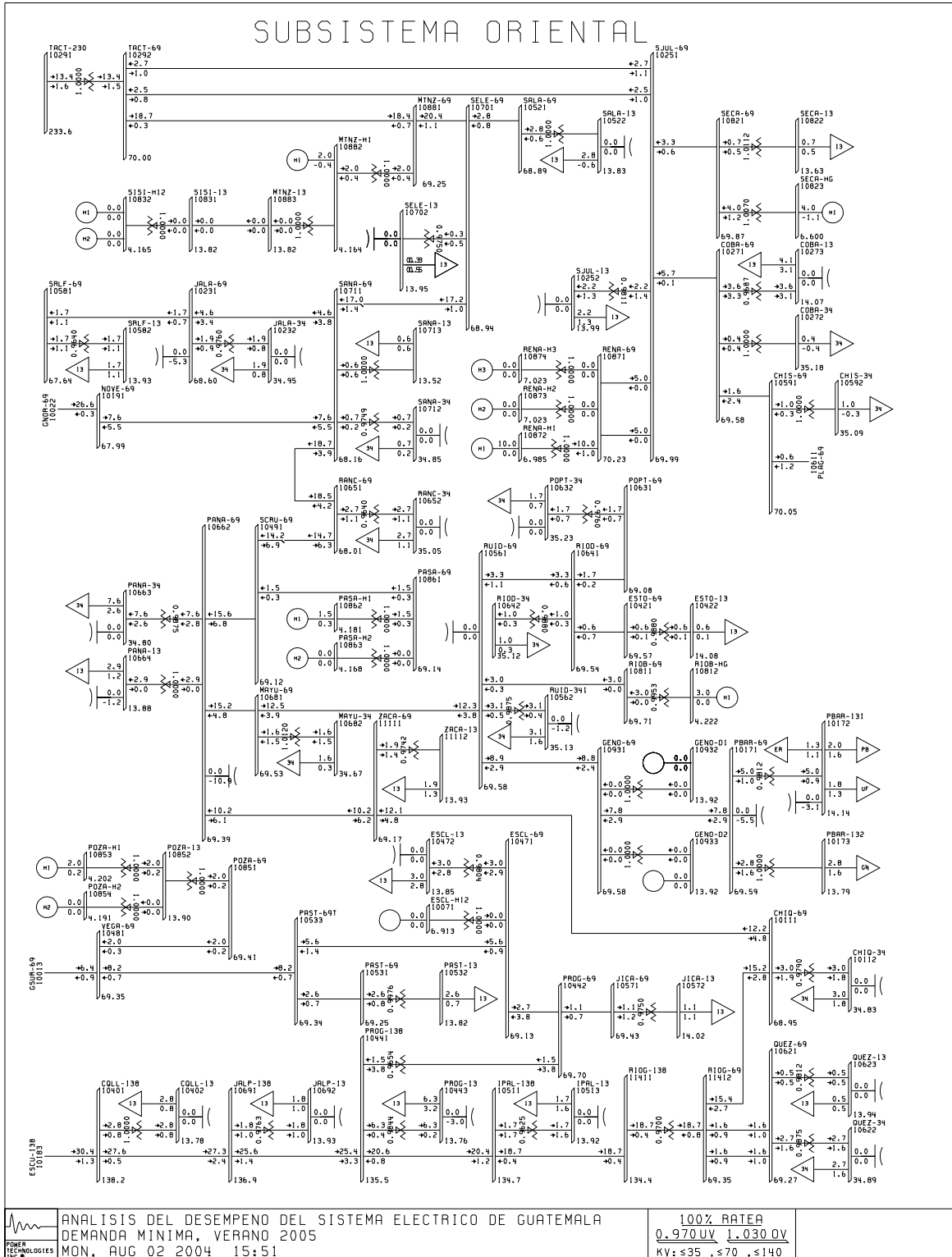


Figura 131. Vaciado de subsistema occidental, demanda mínima, verano 2005

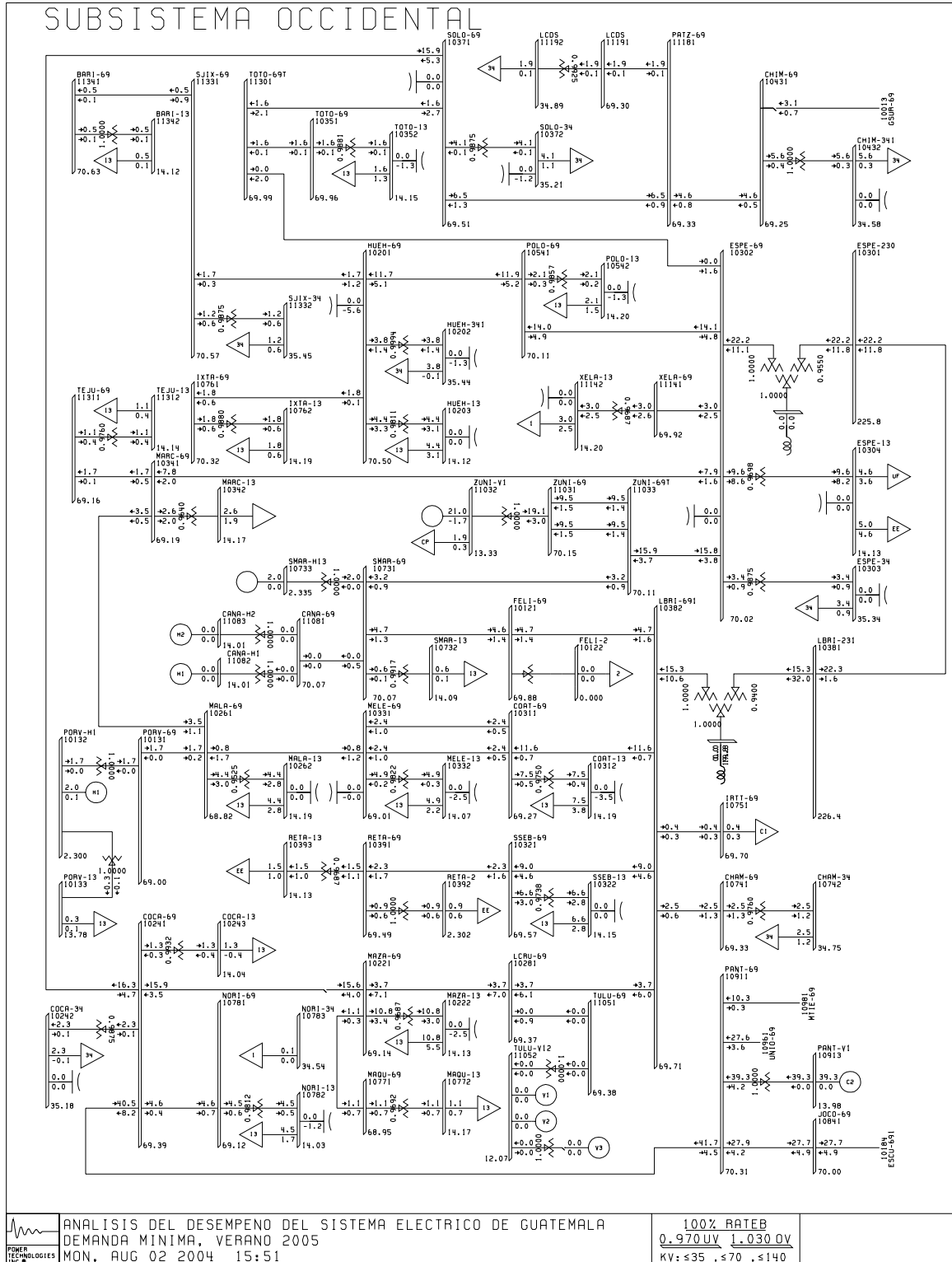


Figura 132. Vaciado de subsistema central, demanda máxima, invierno 2005

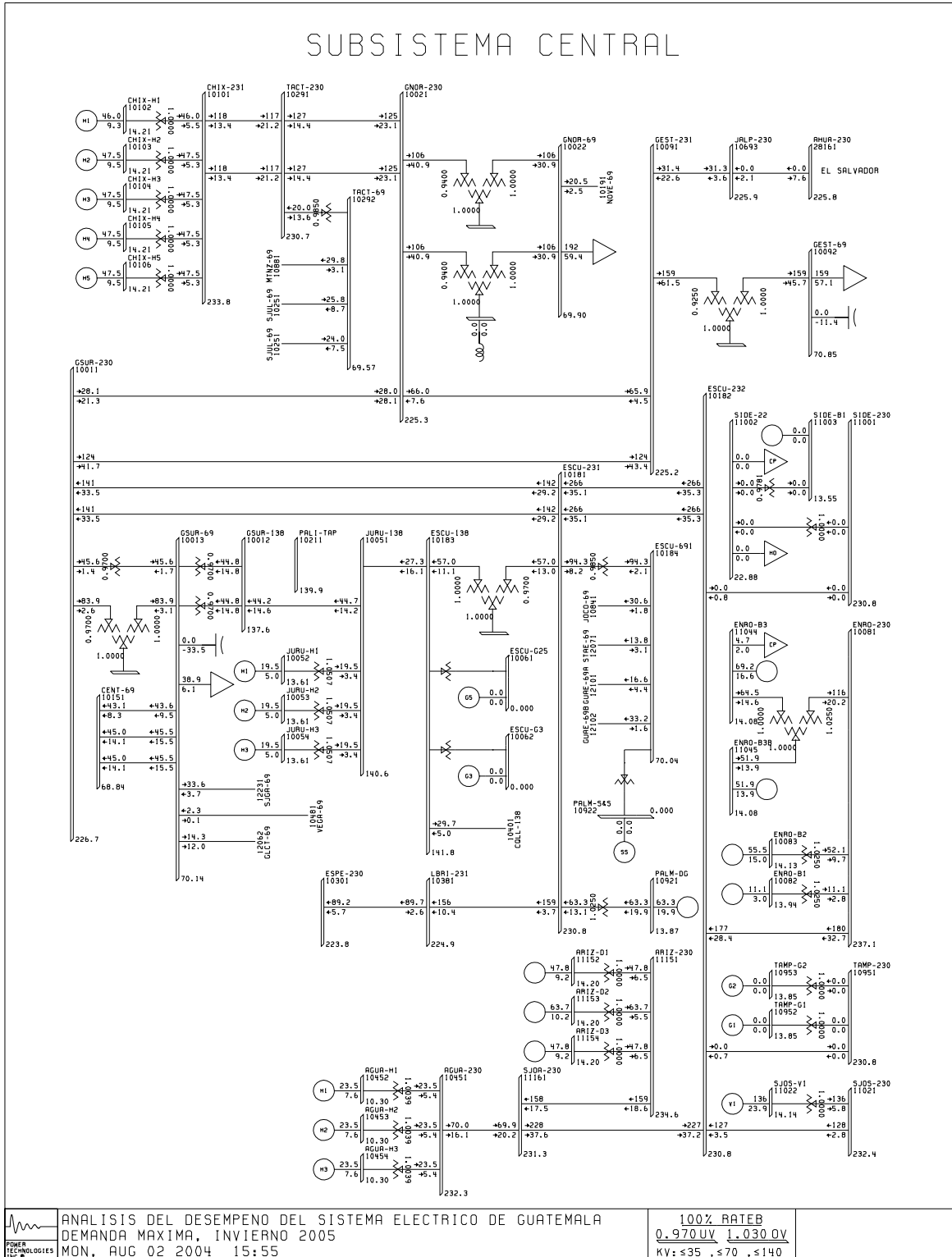


Figura 133. Vaciado de subsistema oriental, demanda máxima, invierno 2005

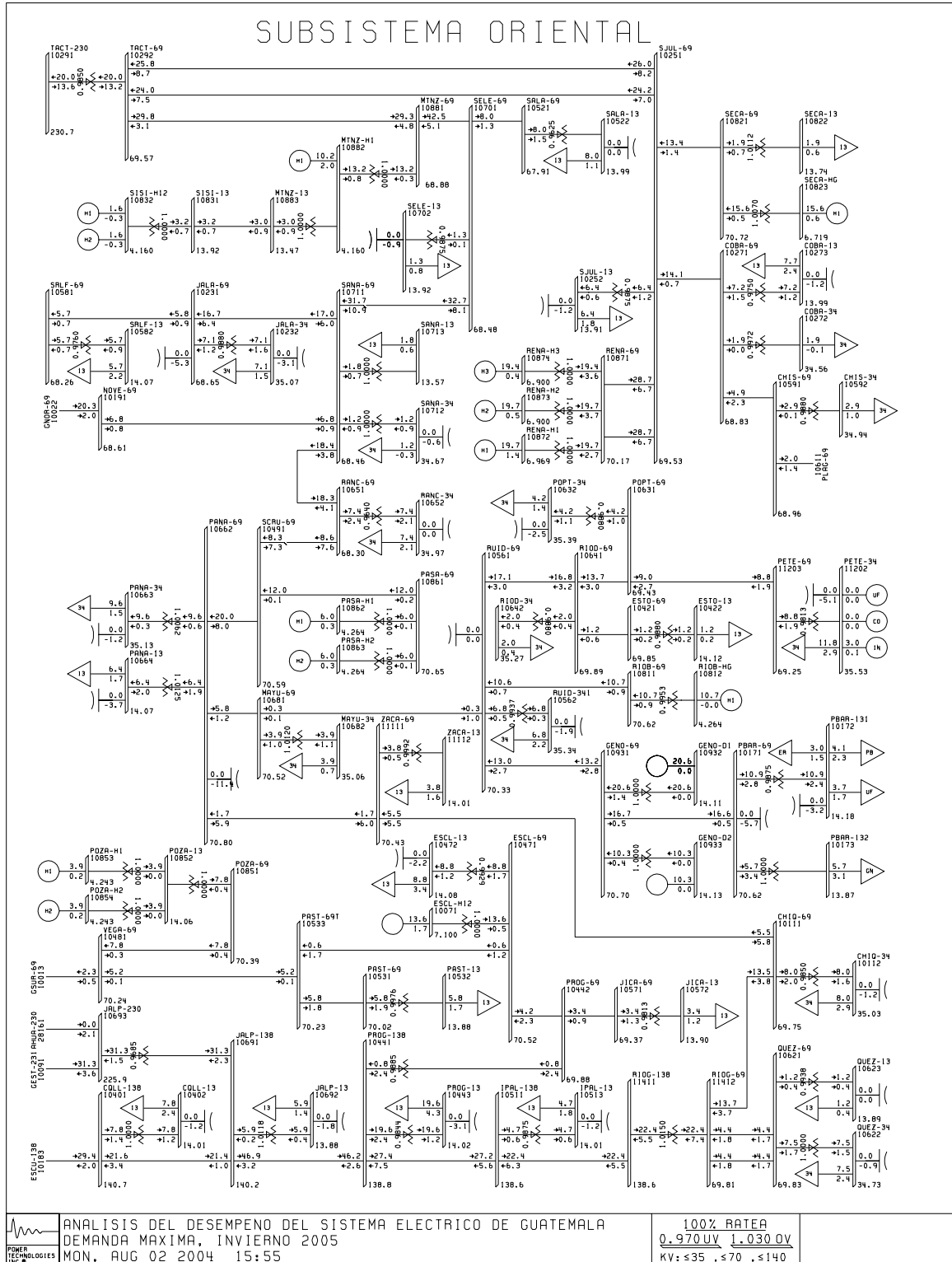


Figura 134. Vaciado de subsistema occidental, demanda máxima, invierno 2005

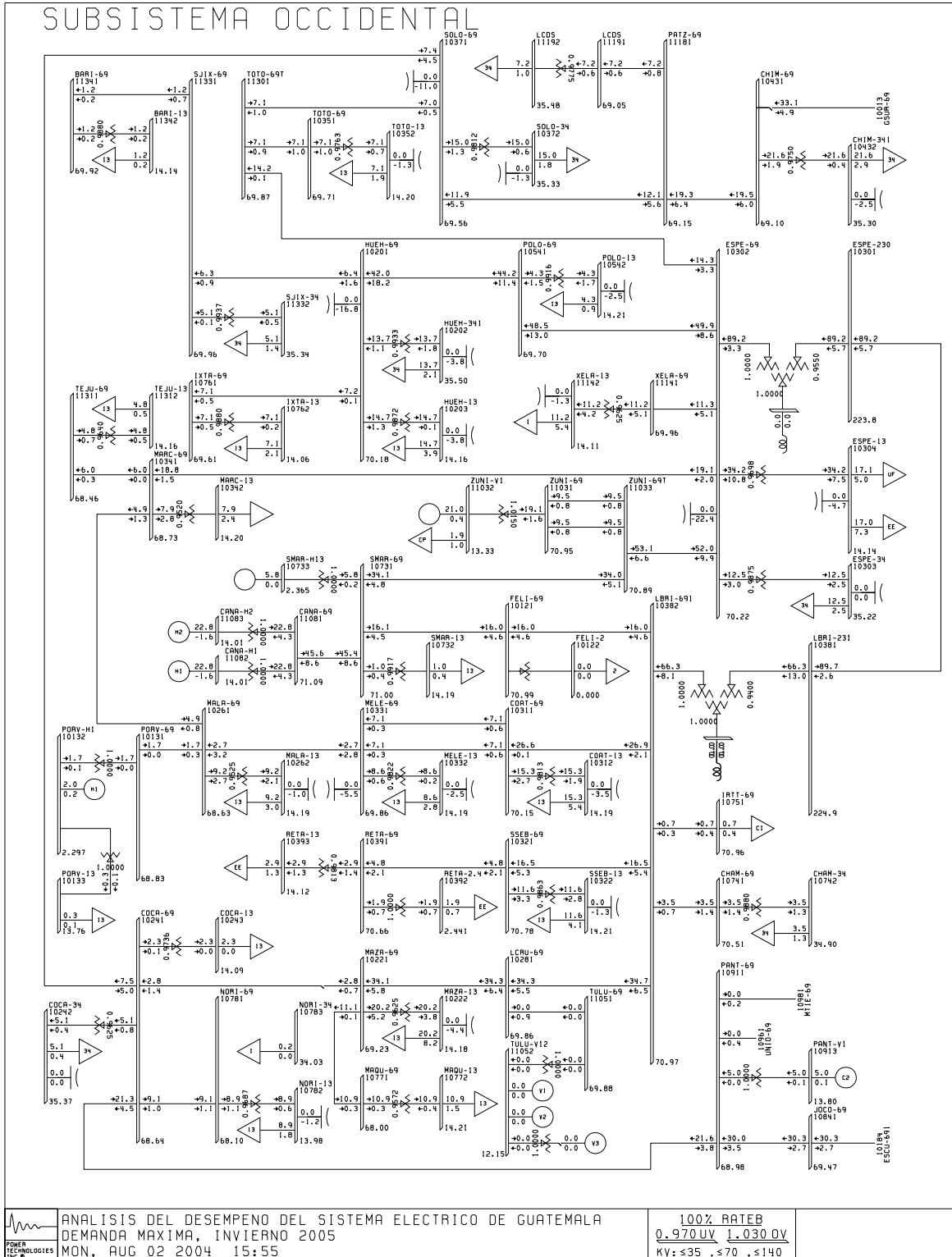


Figura 135. Vaciado de subsistema central, demanda mínima, invierno 2005

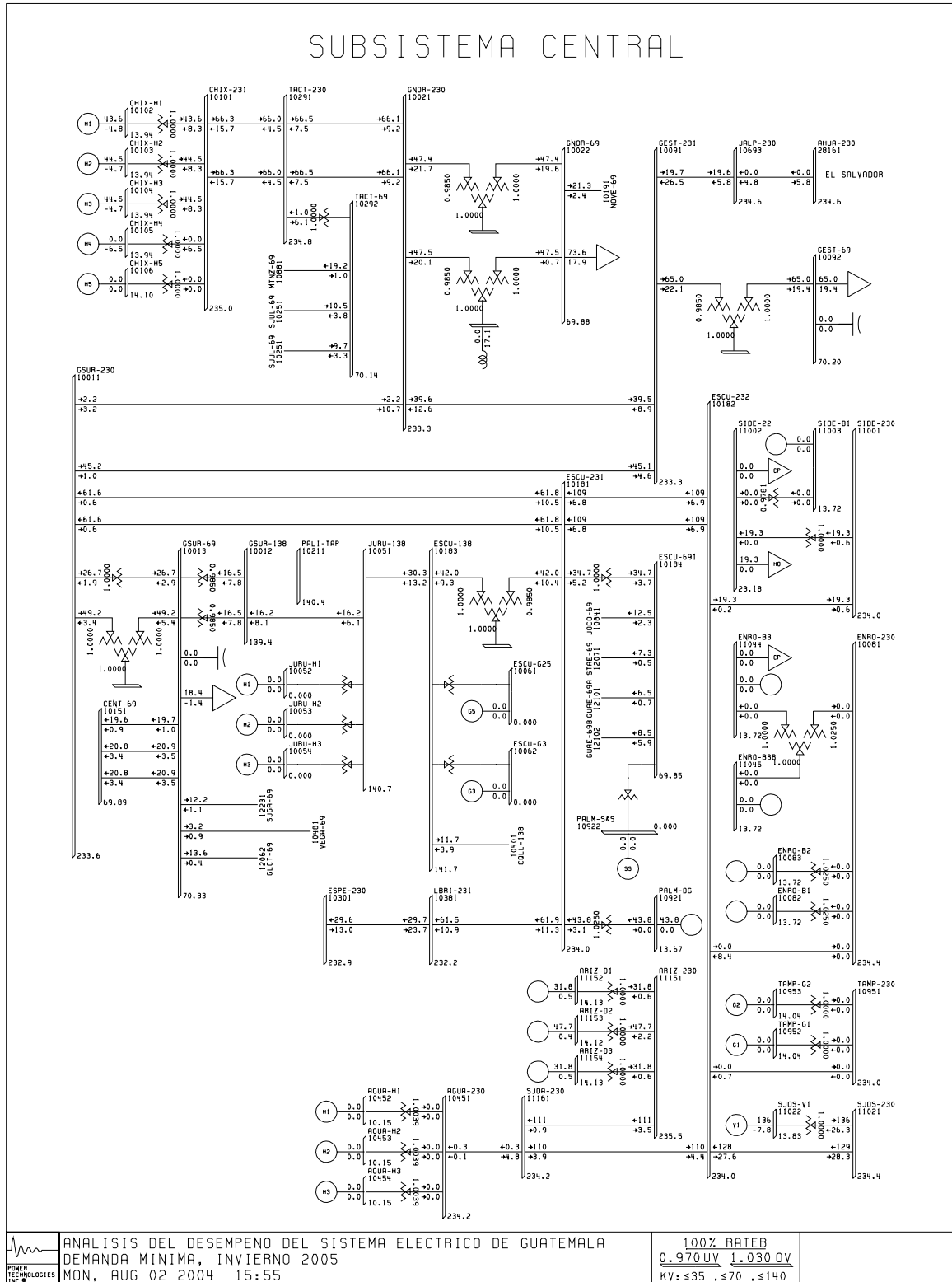


Figura 136. Vaciado de subsistema oriental, demanda mínima, invierno 2005

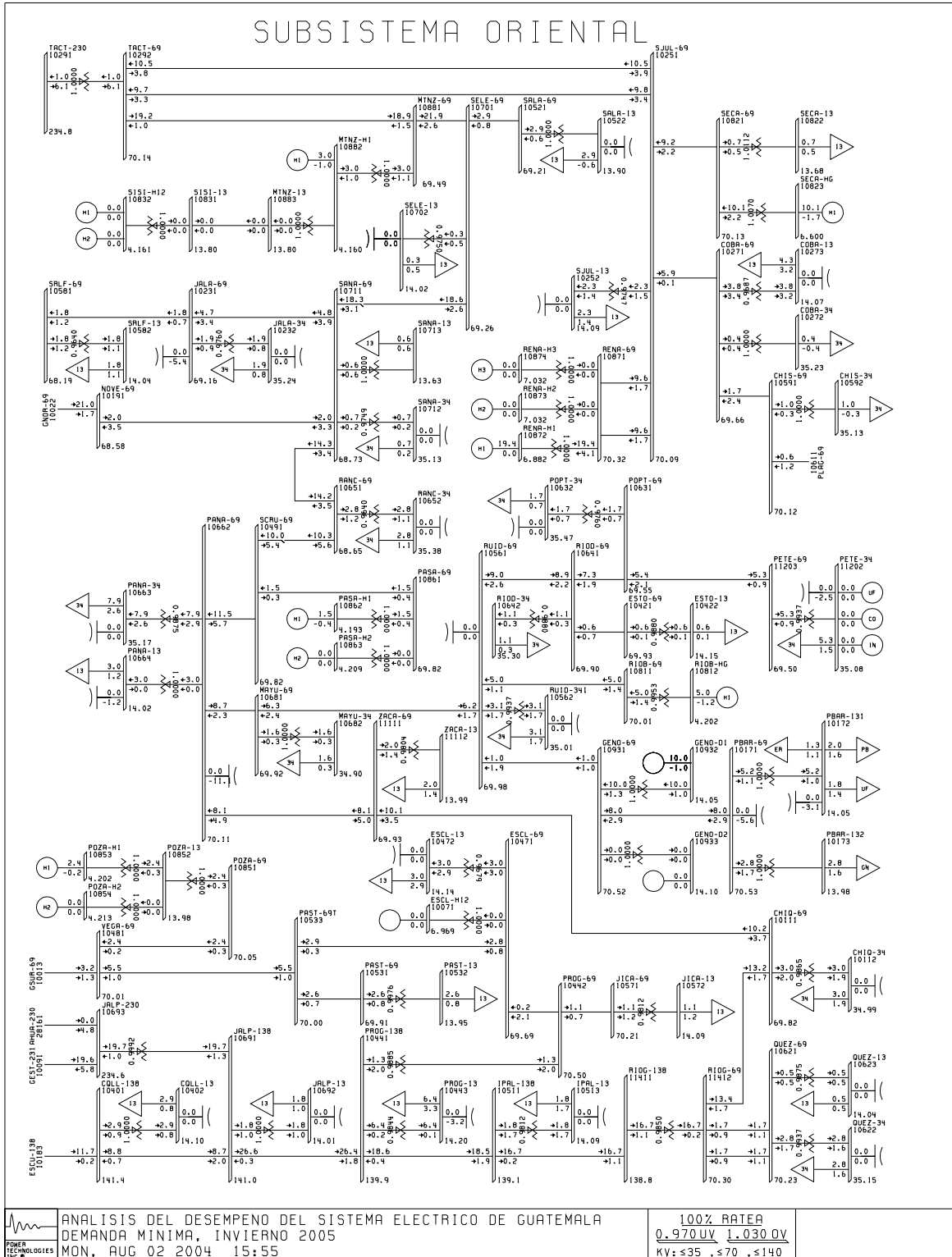
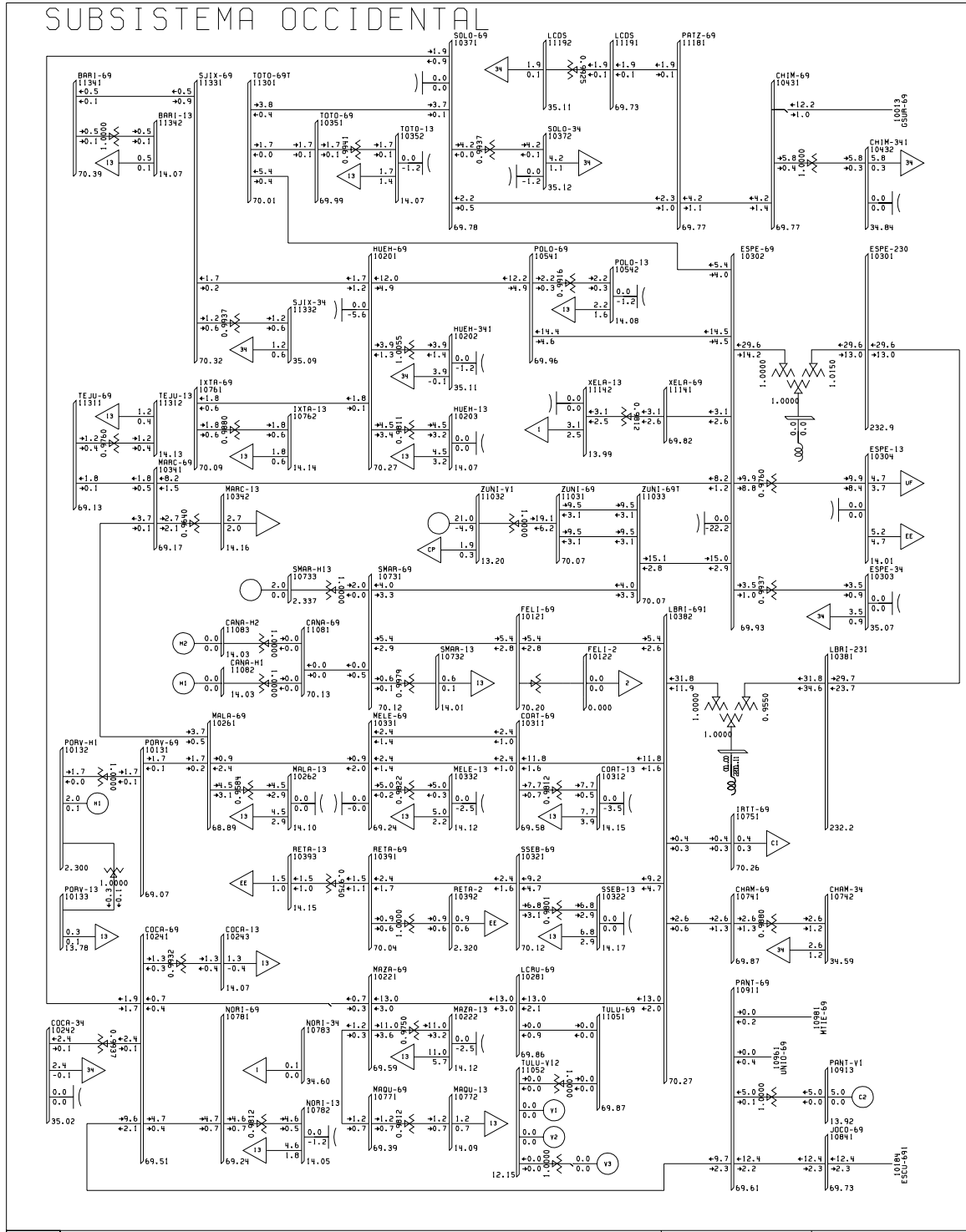


Figura 137. Vaciado de subsistema occidental, demanda mínima, invierno 2005



	<p>ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE GUATEMALA DEMANDA MÍNIMA, INVIERNO 2005 MON, AUG 02 2004 15:55</p>	<p>100% RATEB <u>0.970 UV</u> <u>1.030 OV</u> KV: ≤ 35 . ≤ 70 . ≤ 140</p>
--	---	---

Figura 138. Vaciado de subsistema central, demanda máxima, verano 2009

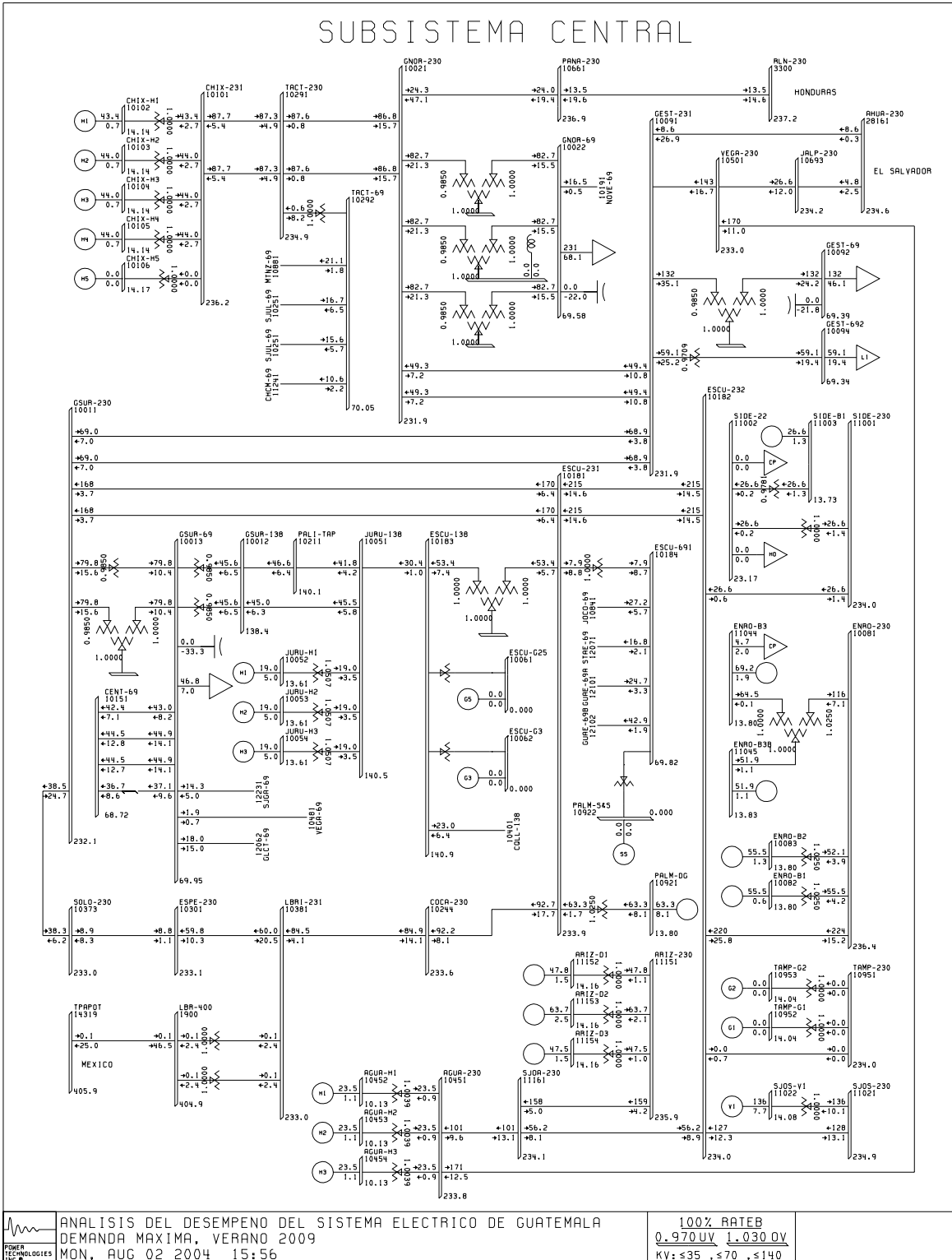


Figura 139. Vaciado de subsistema oriental, demanda máxima, verano 2009

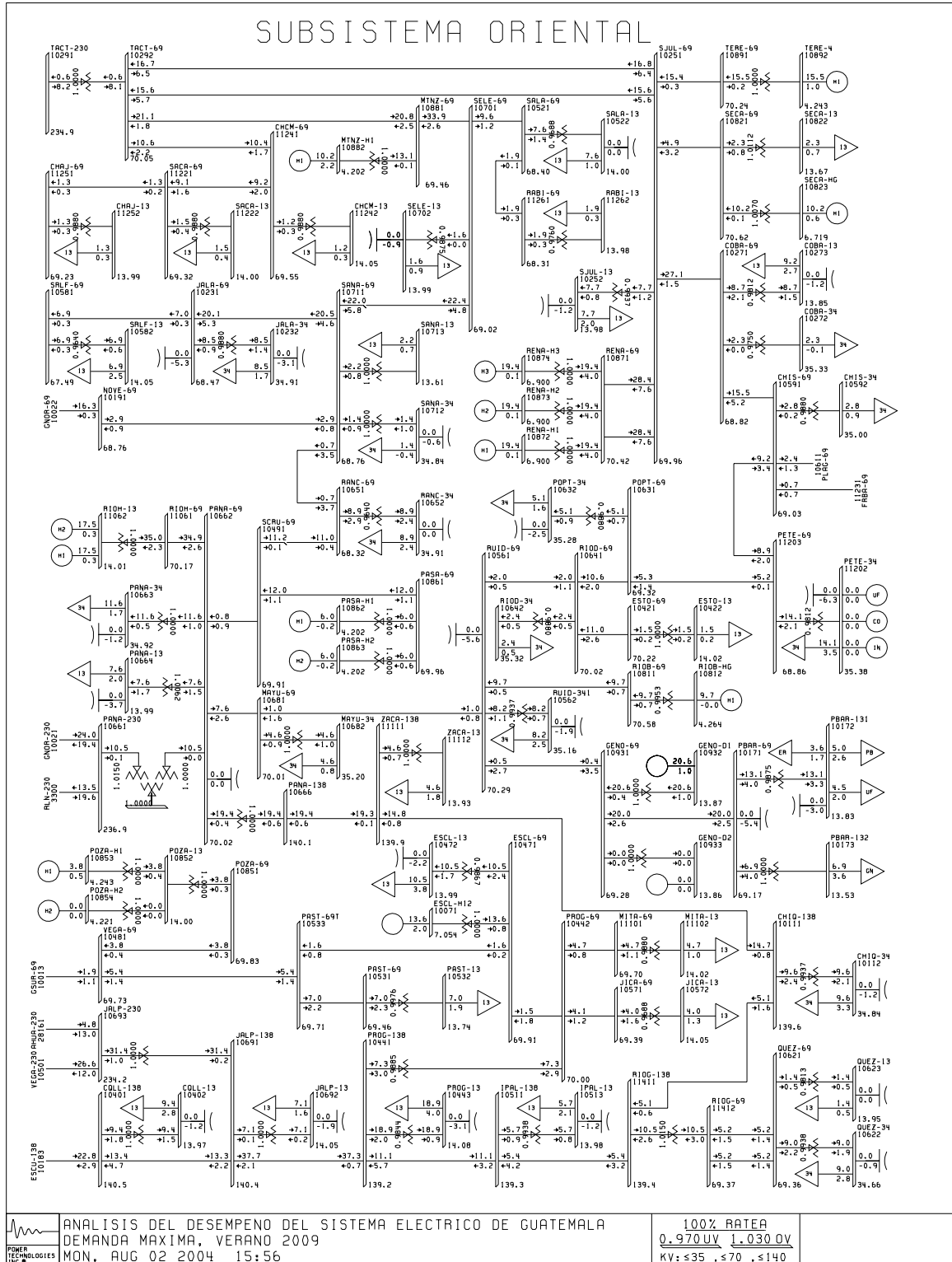


Figura 140. Vaciado de subsistema occidental, demanda máxima, verano 2009

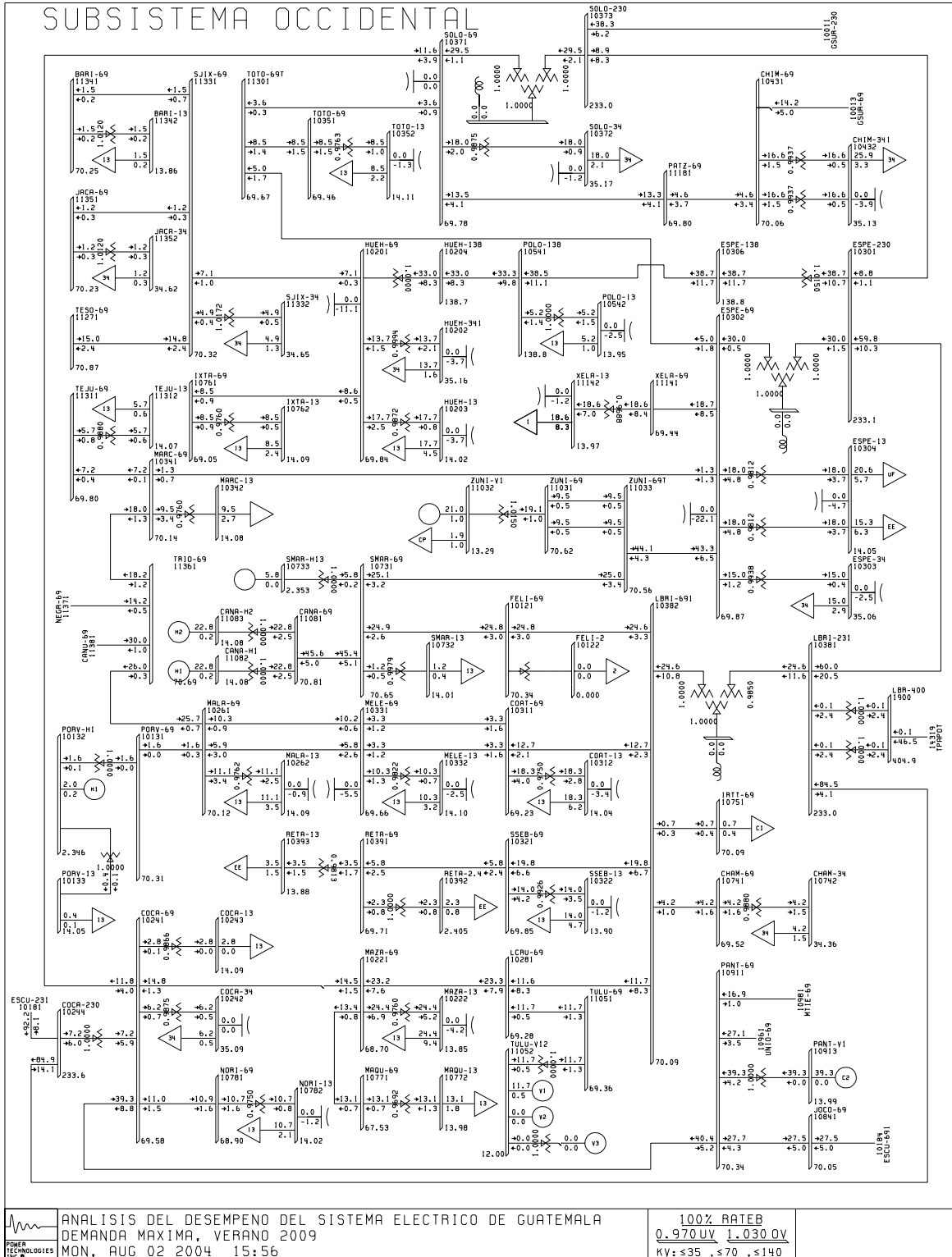
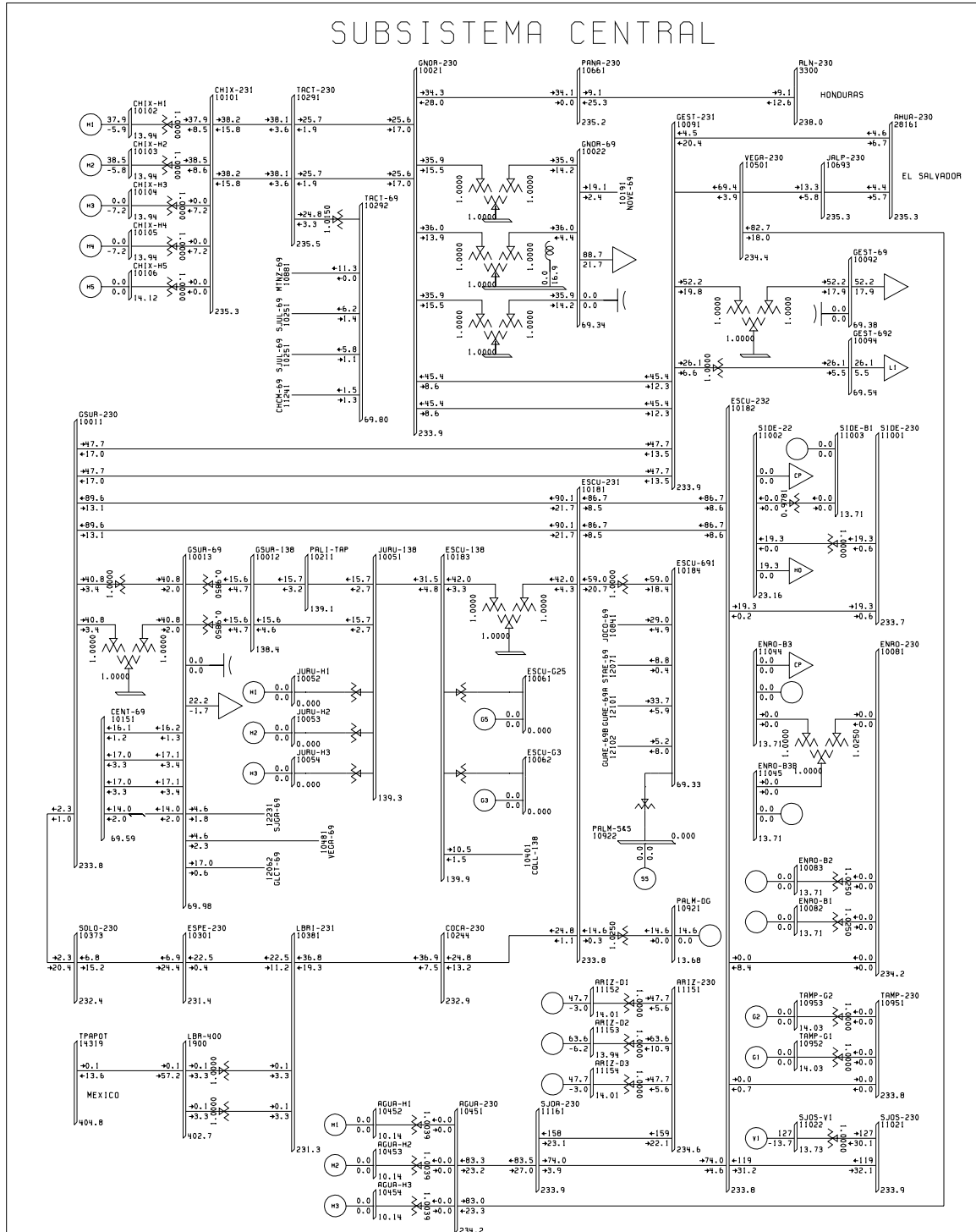


Figura 141. Vaciado de subsistema central, demanda mínima, verano 2009



ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE GUATEMALA
 DEMANDA MÍNIMA, VERANO 2009
 MON, AUG 02 2004 15:56

100% RATEB
 0.970 UV 1.030 OV
 KV: ≤35 . ≤70 . ≤140

Figura 142. Vaciado de subsistema oriental, demanda mínima, verano 2009

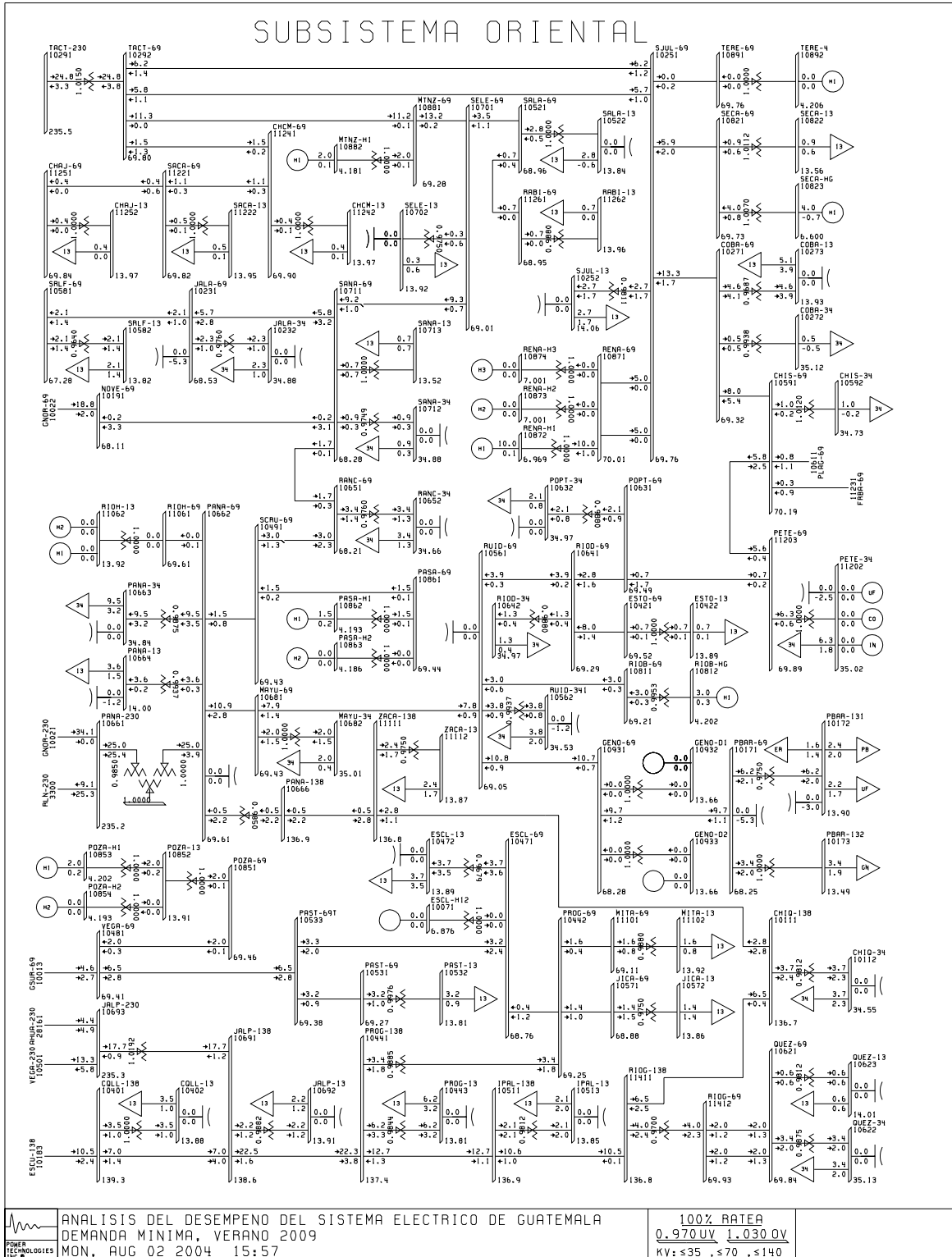


Figura 143. Vaciado de subsistema occidental, demanda mínima, verano 2009

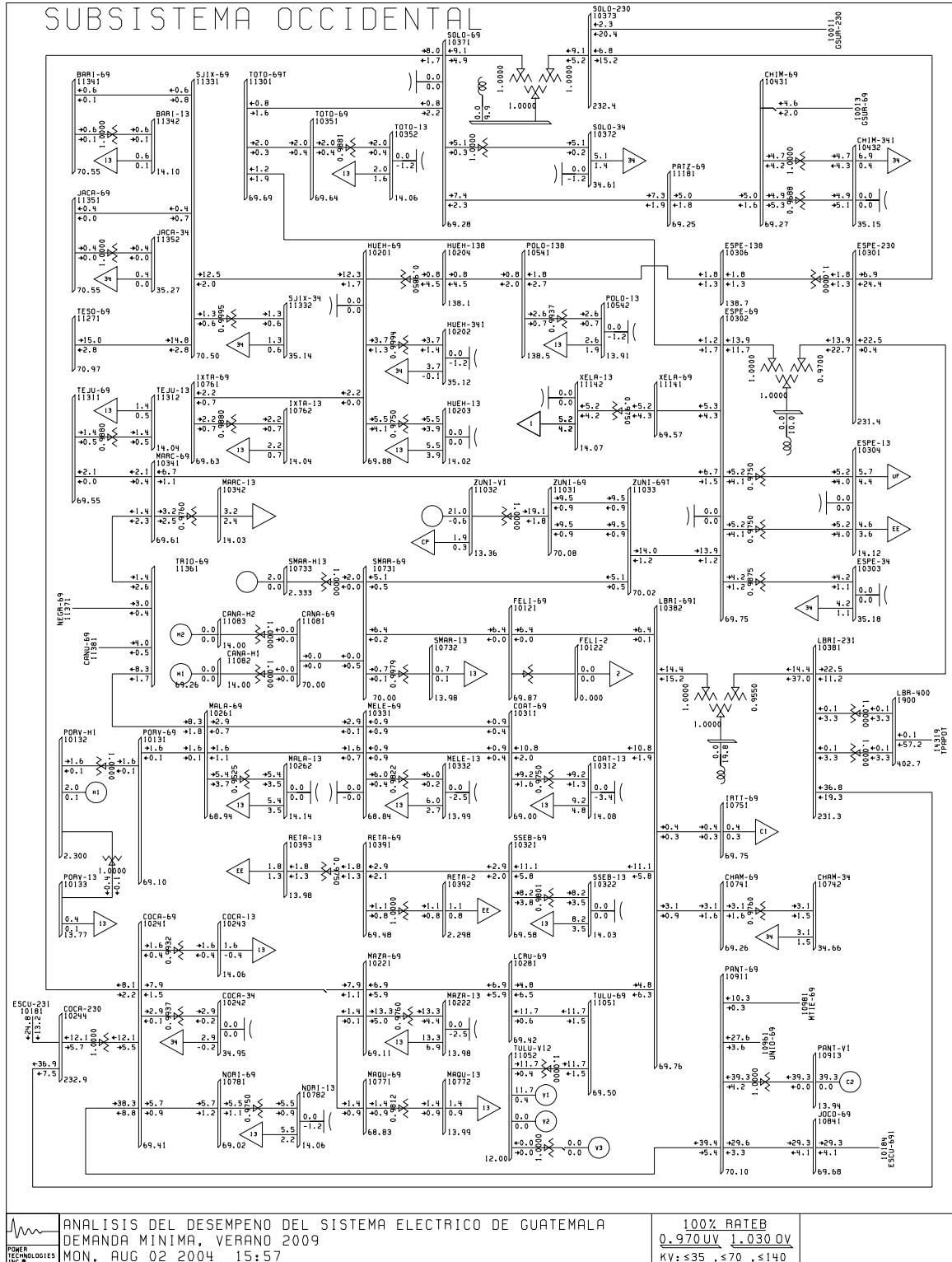


Figura 144. Vaciado de subsistema central, demanda máxima, invierno 2009

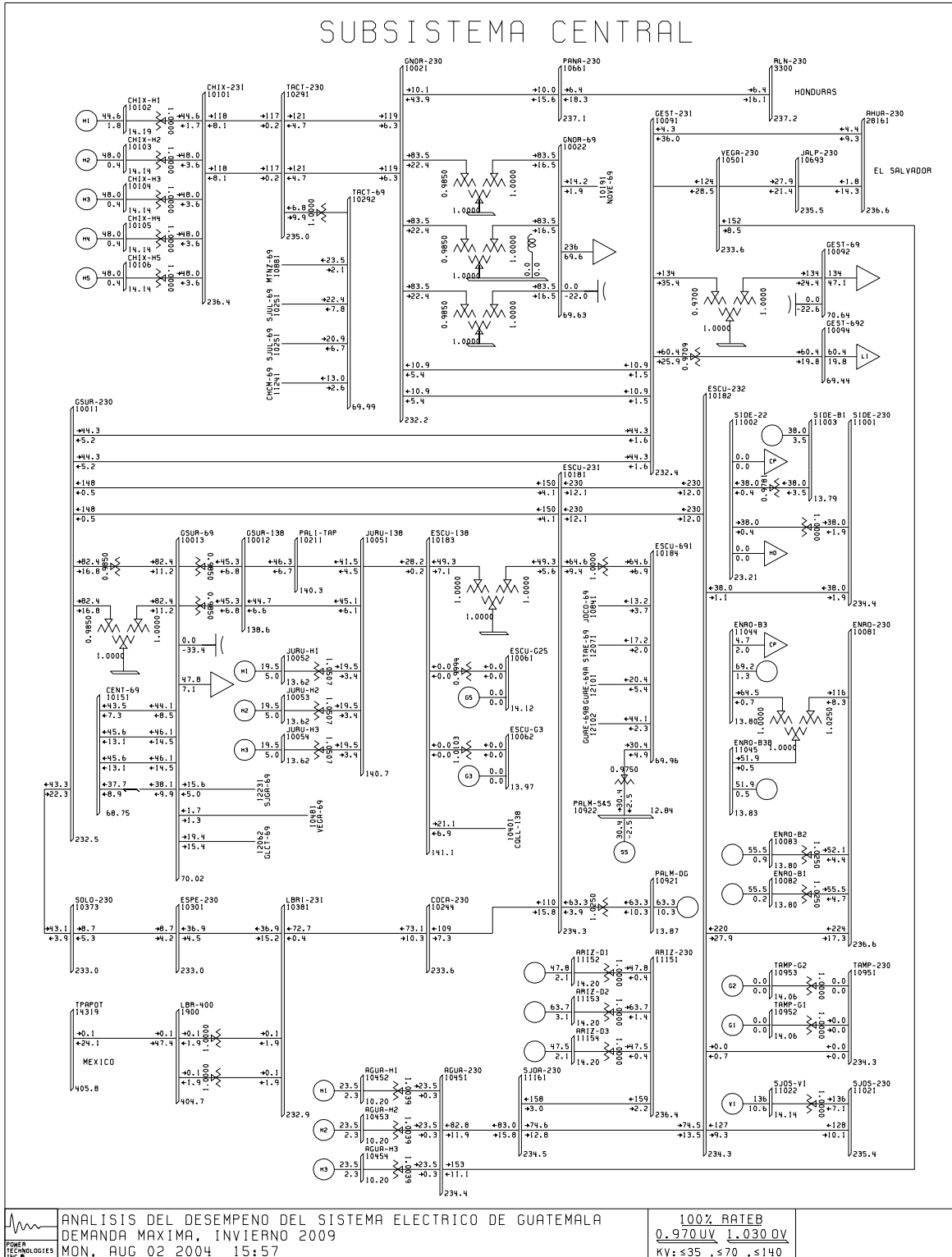


Figura 145. Vaciado de subsistema oriental, demanda máxima, invierno 2009

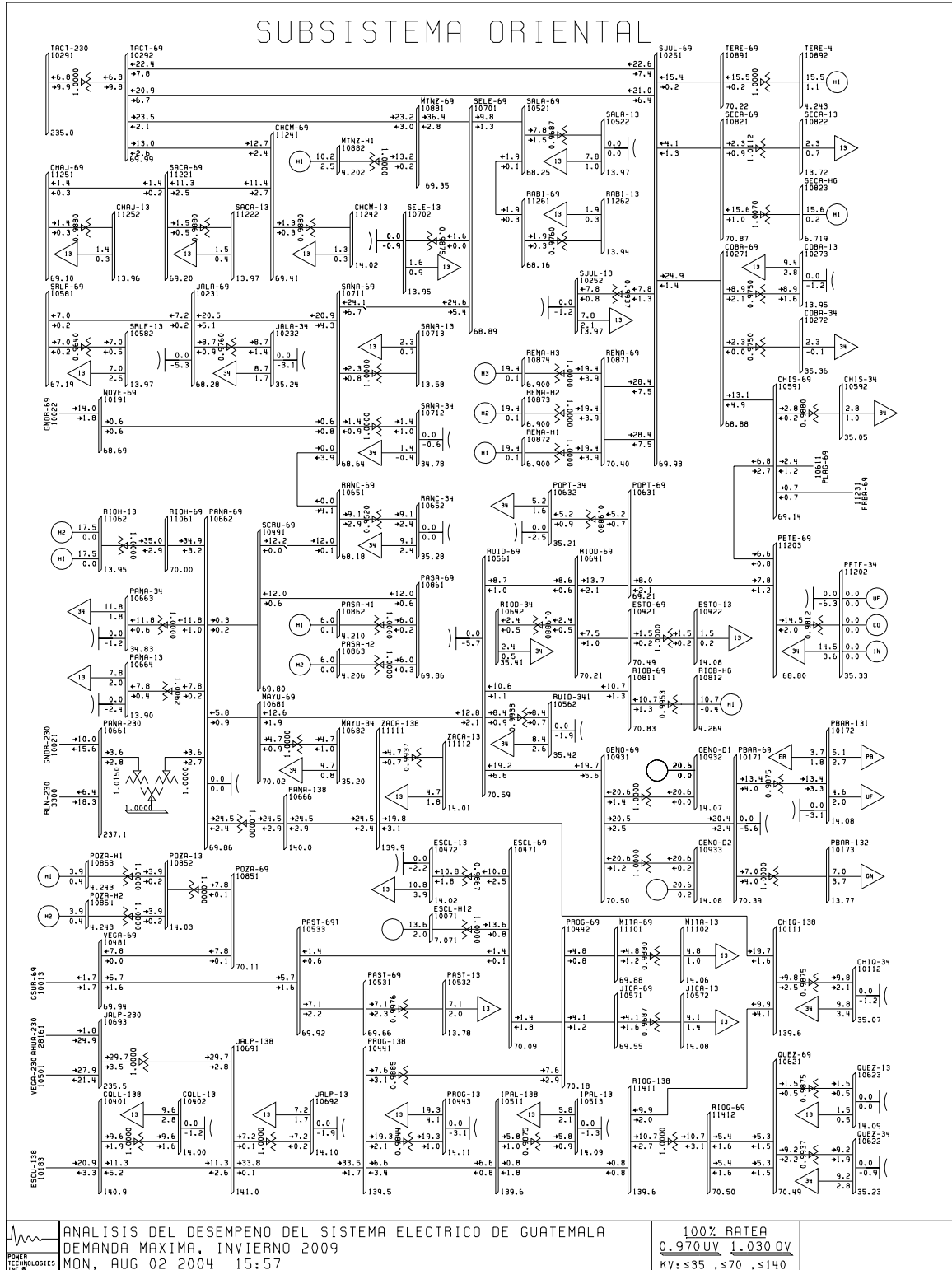


Figura 146. Vaciado de subsistema occidental, demanda máxima, invierno 2009

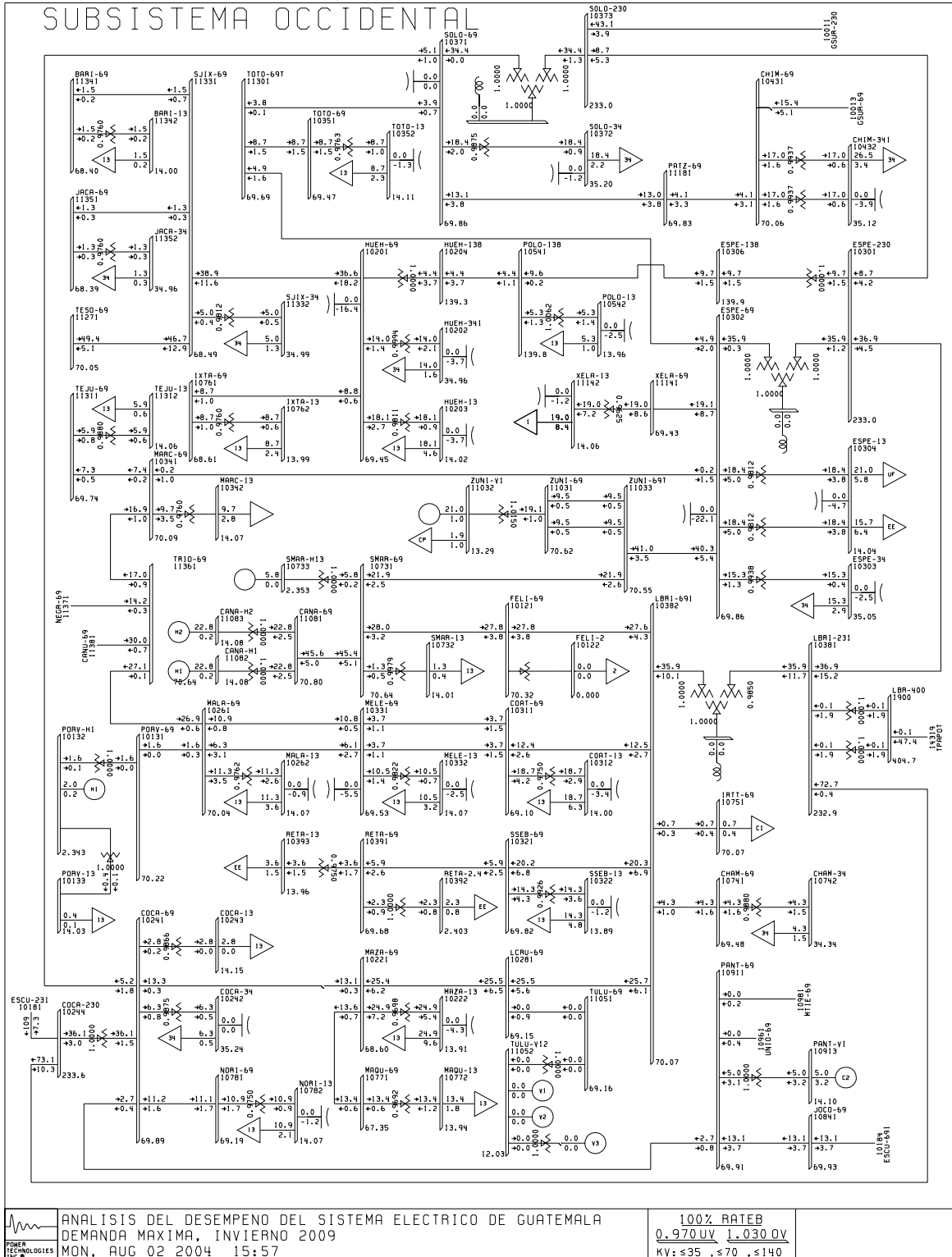


Figura 147. Vaciado de subsistema central, demanda mínima, invierno 2009

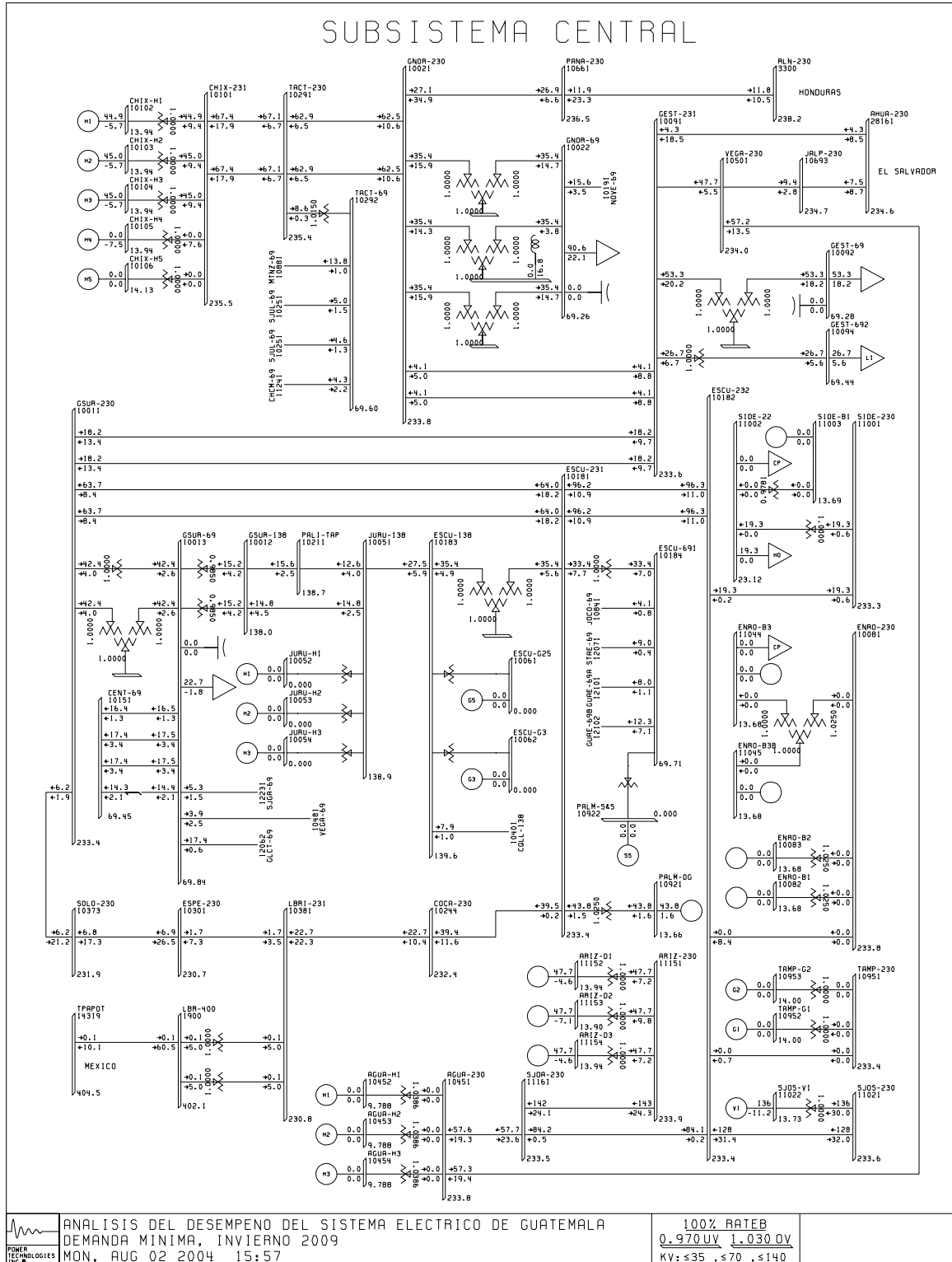


Figura 148. Vaciado de subsistema oriental, demanda mínima, invierno 2009

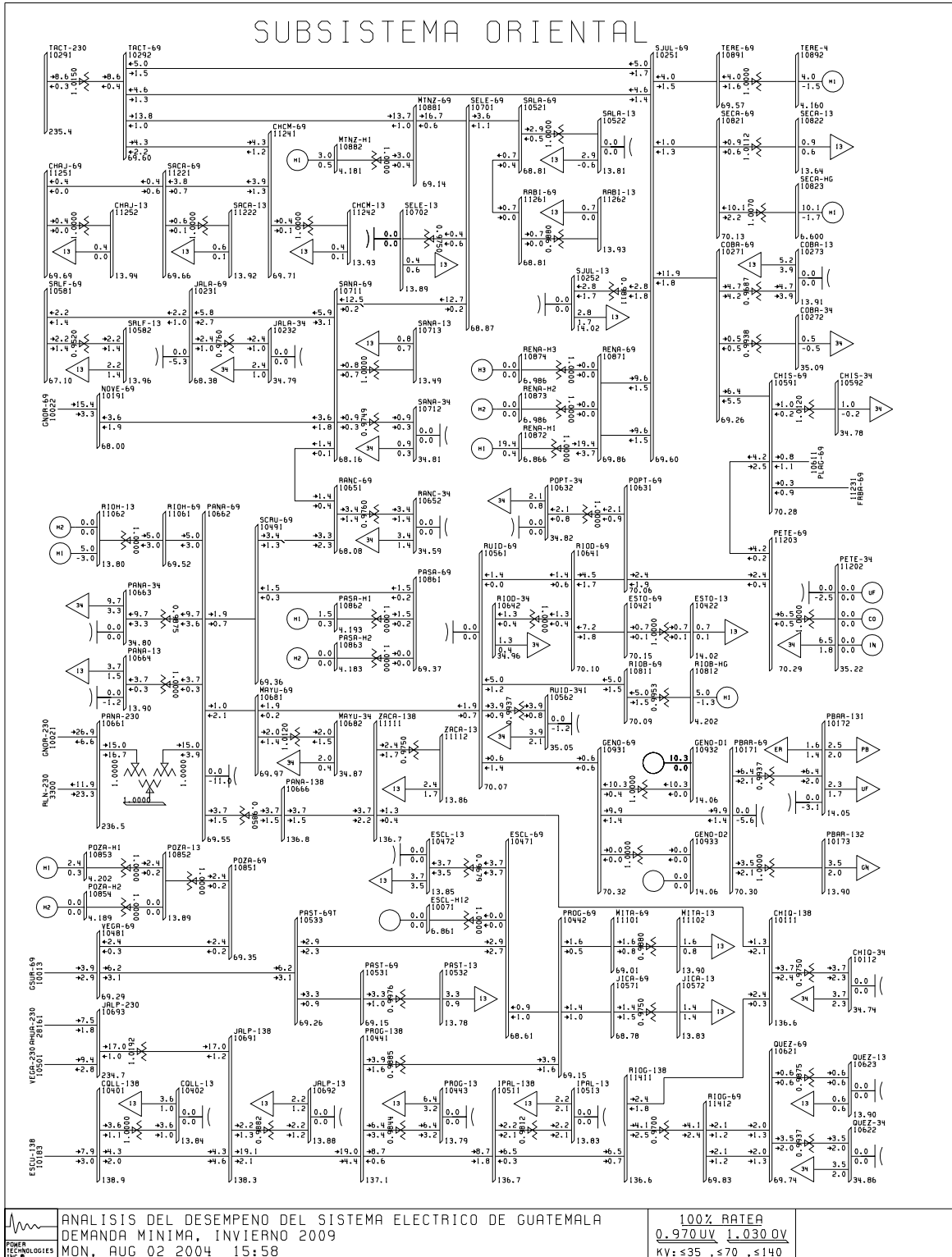
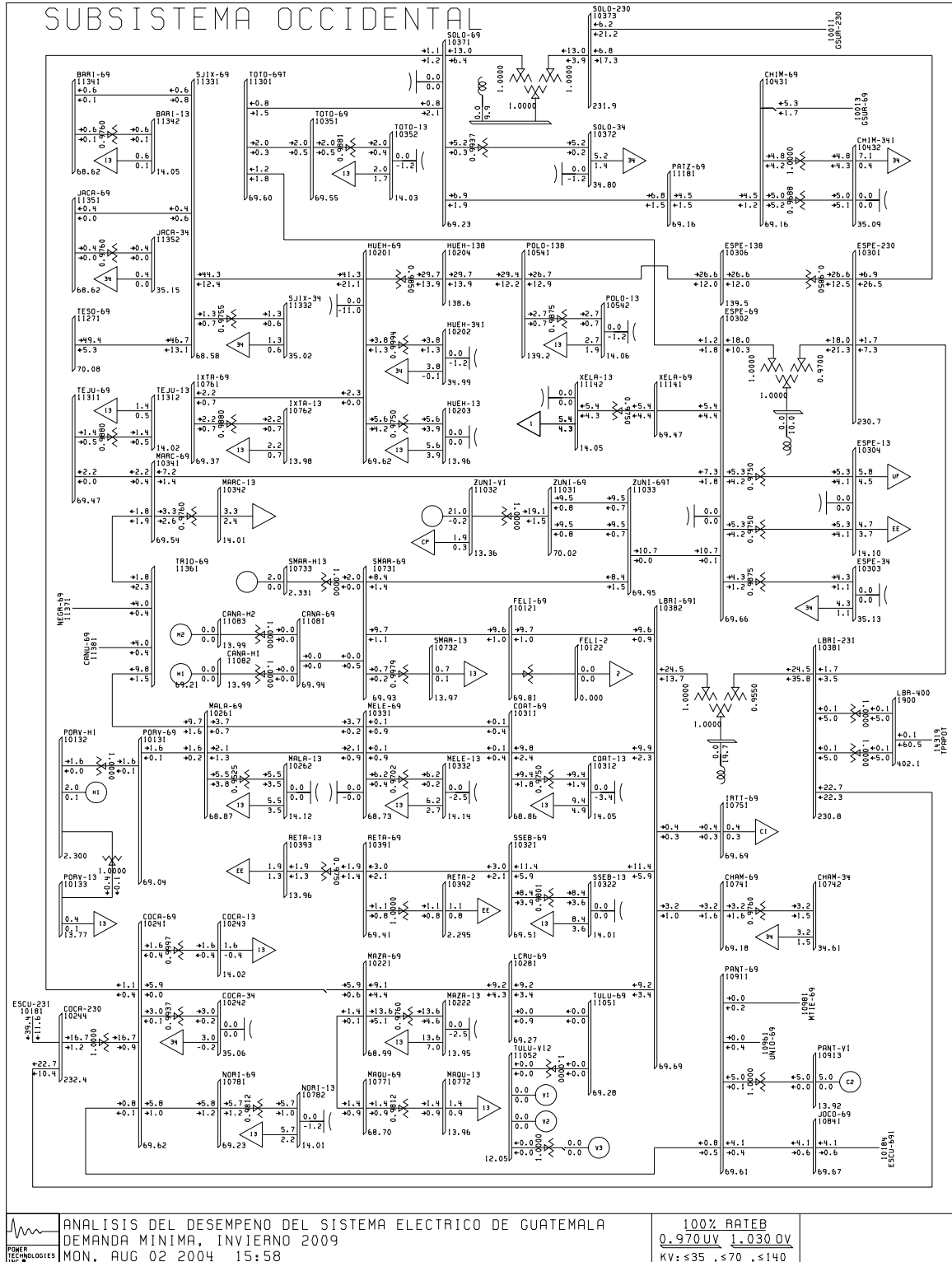


Figura 149. Vaciado de subsistema occidental, demanda mínima, invierno 2009



ANEXO B

CURVAS Q-V 2005-2009

Figura 150. Curvas Q-V de Guatemala Sur 230 kV

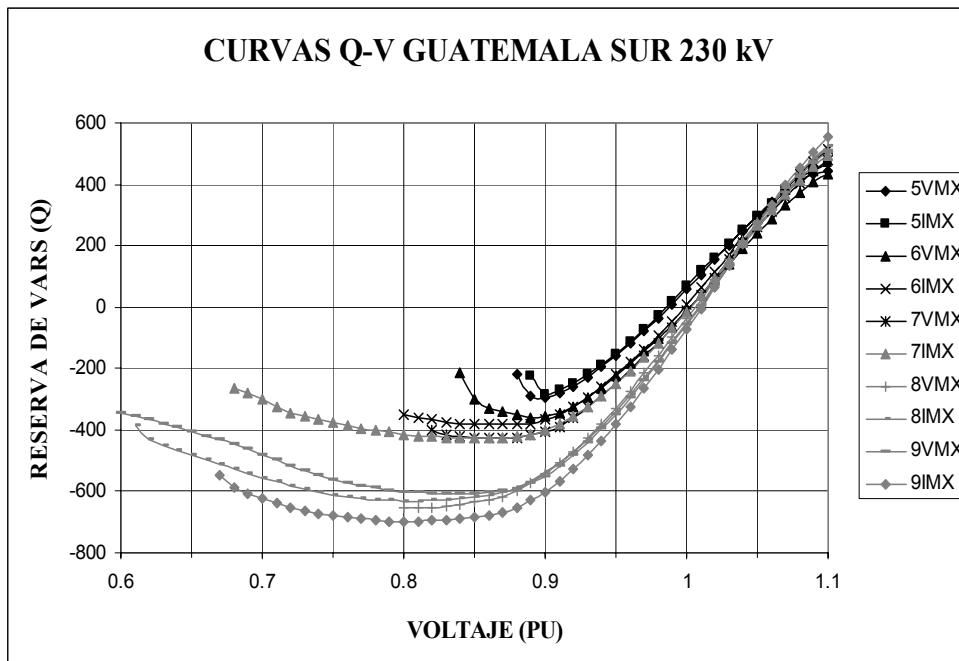


Figura 151. Curvas Q-V de Guatemala Este 230 kV

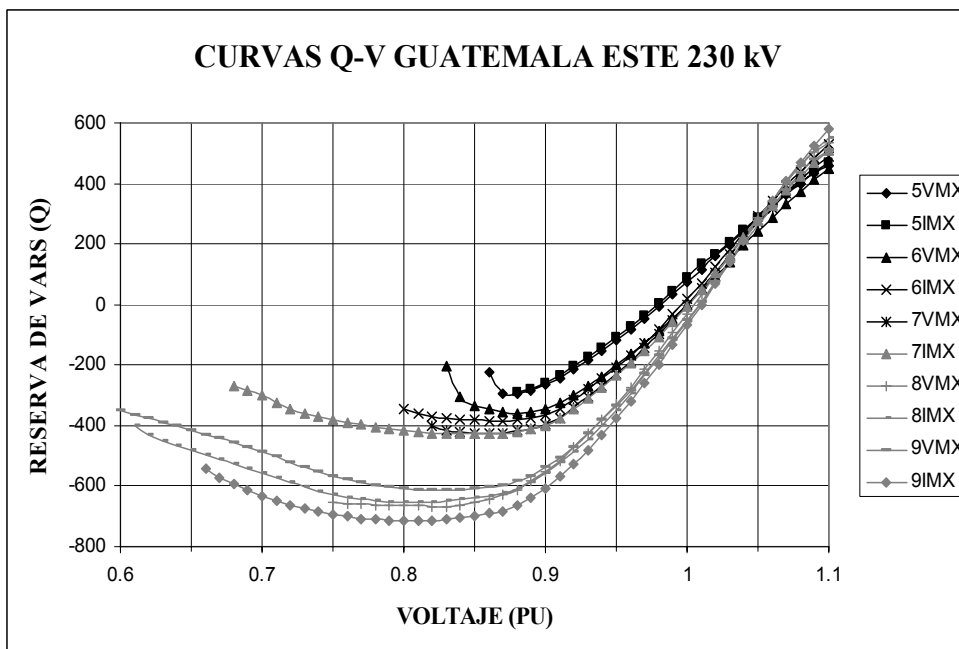


Figura 152. Curvas Q-V de Escuintla 1 230 kV

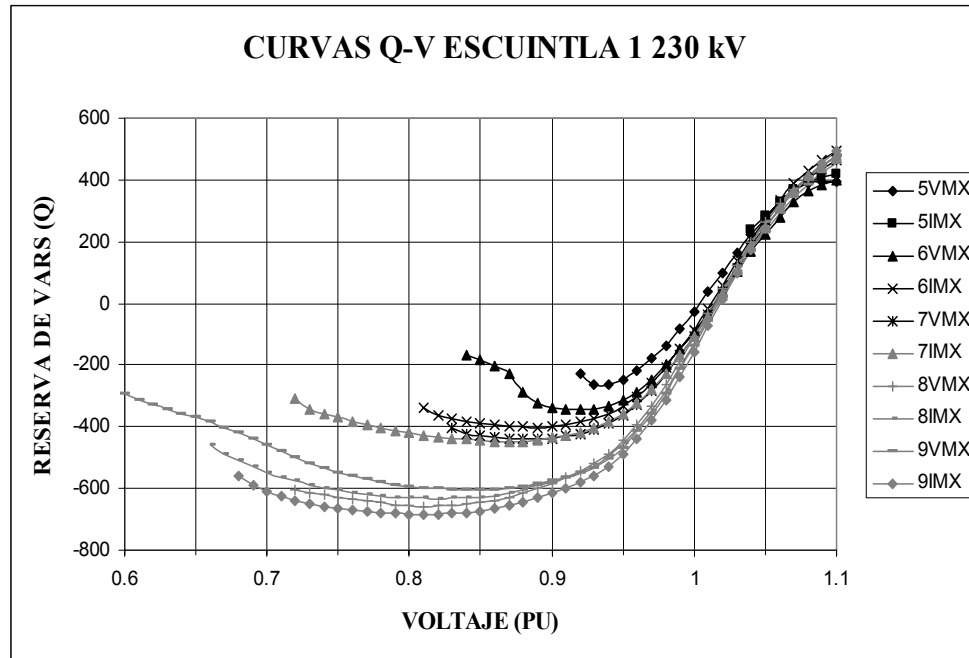


Figura 153. Curvas Q-V de Escuintla 2 230 kV

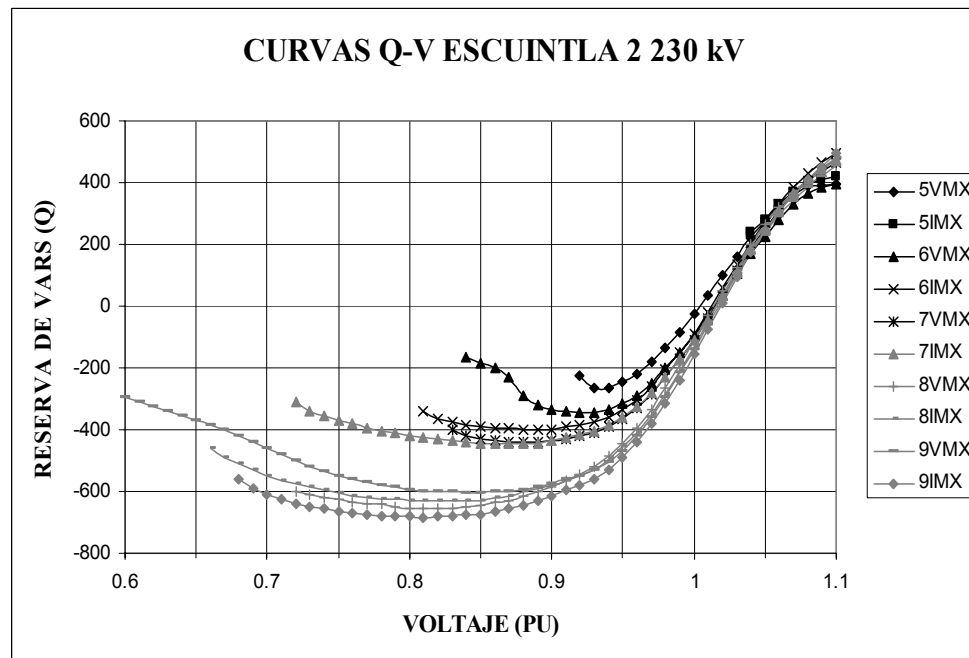


Figura 154. Curvas Q-V de Tactic 230 kV

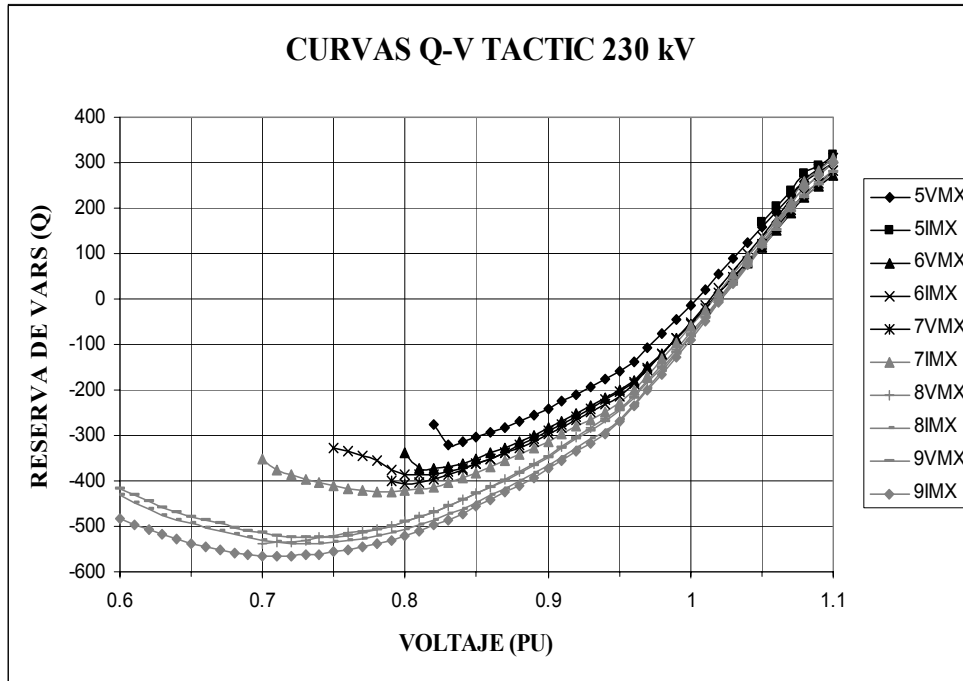


Figura 155. Curvas Q-V de Los Brillantes 230 kV

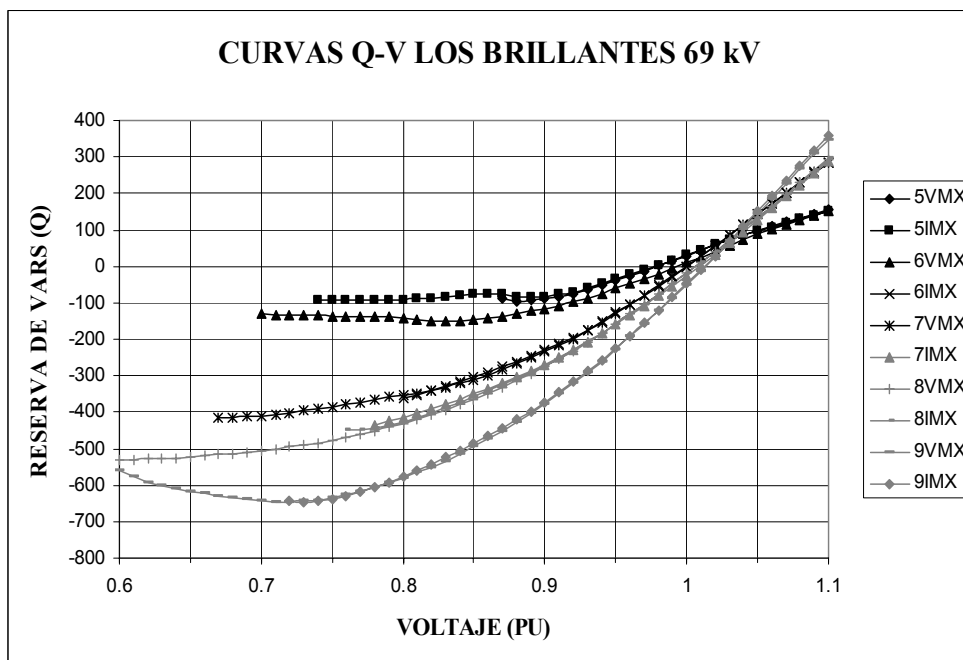


Figura 156. Curvas Q-V de Chimaltenango 69 kV

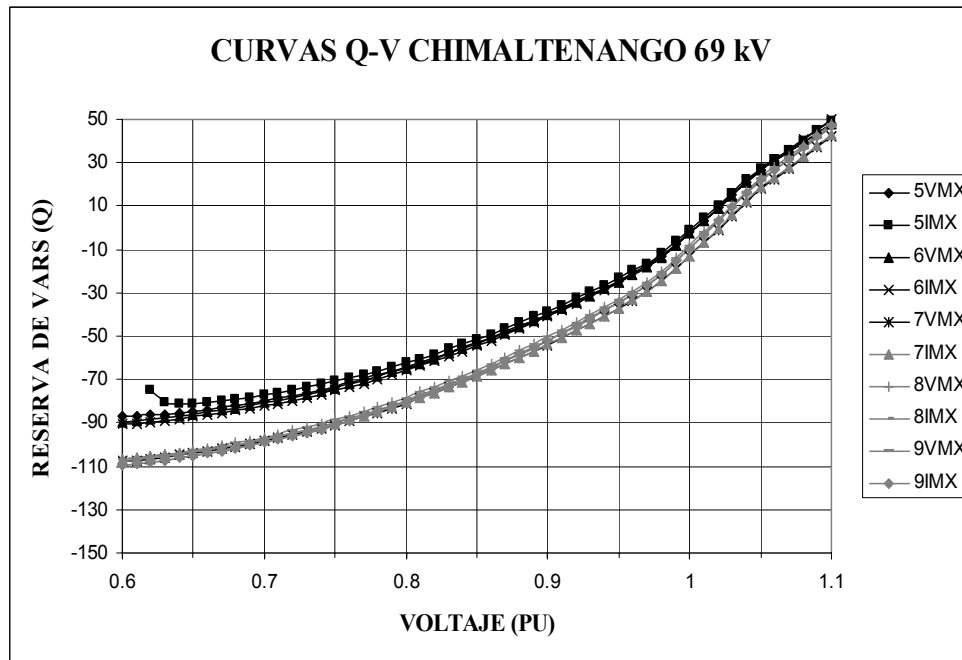


Figura 157. Curvas Q-V de Huehuetenango 69 kV

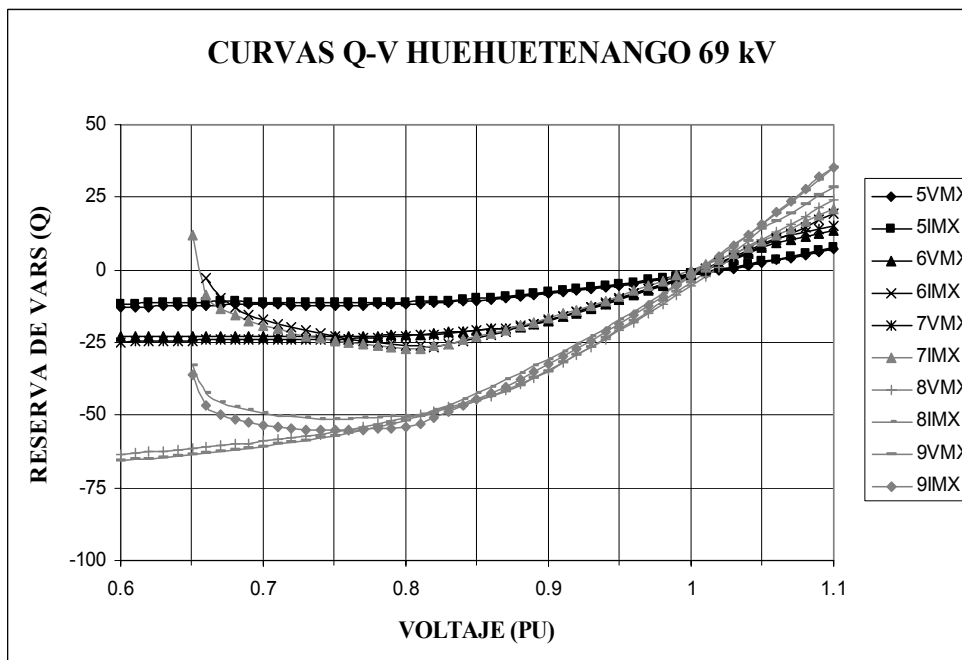


Figura 158. Curvas Q-V de San Marcos 69 kV

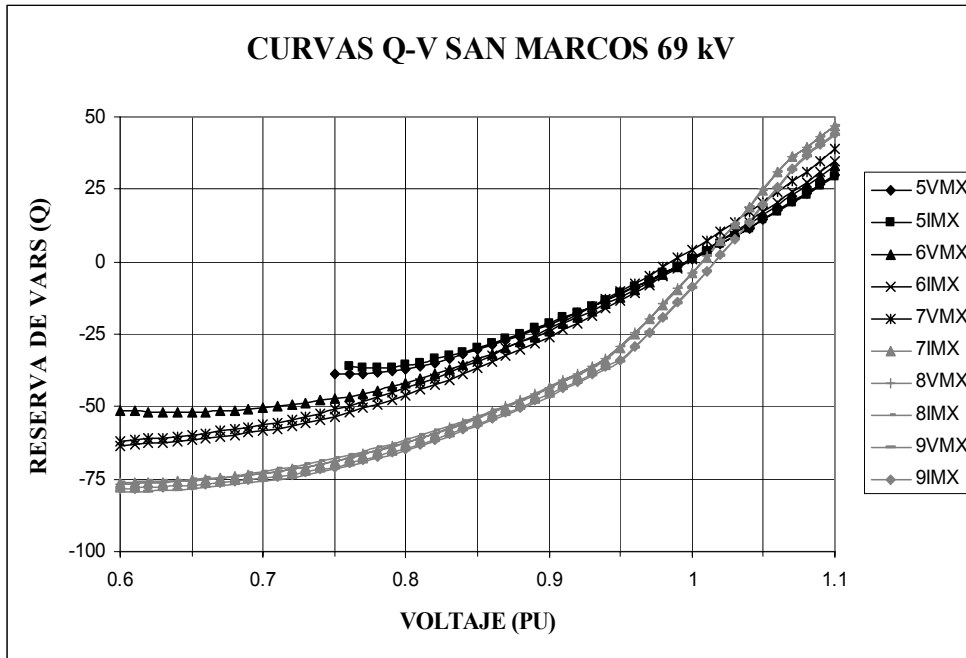


Figura 159. Curvas Q-V de Sololá 69 kV

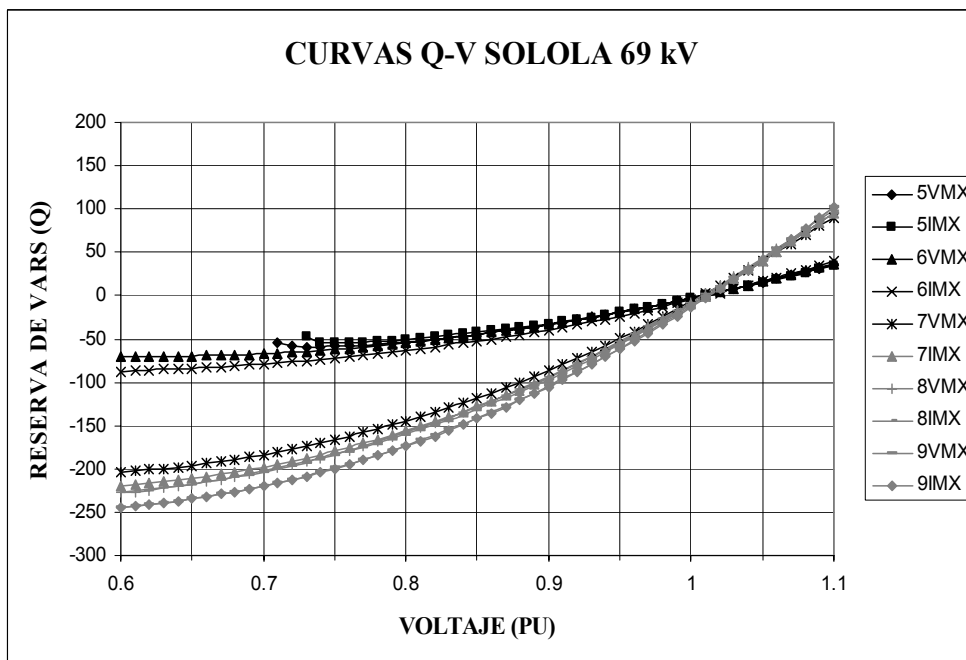


Figura 160. Curvas Q-V de Mazatenango 69 kV

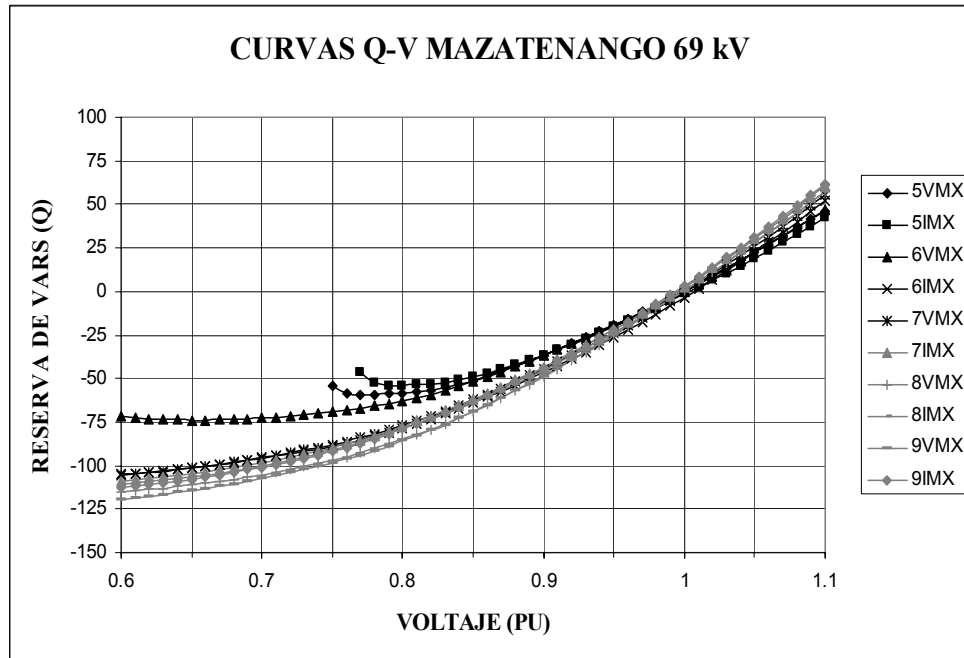


Figura 161. Curvas Q-V de Cocalas 69 kV

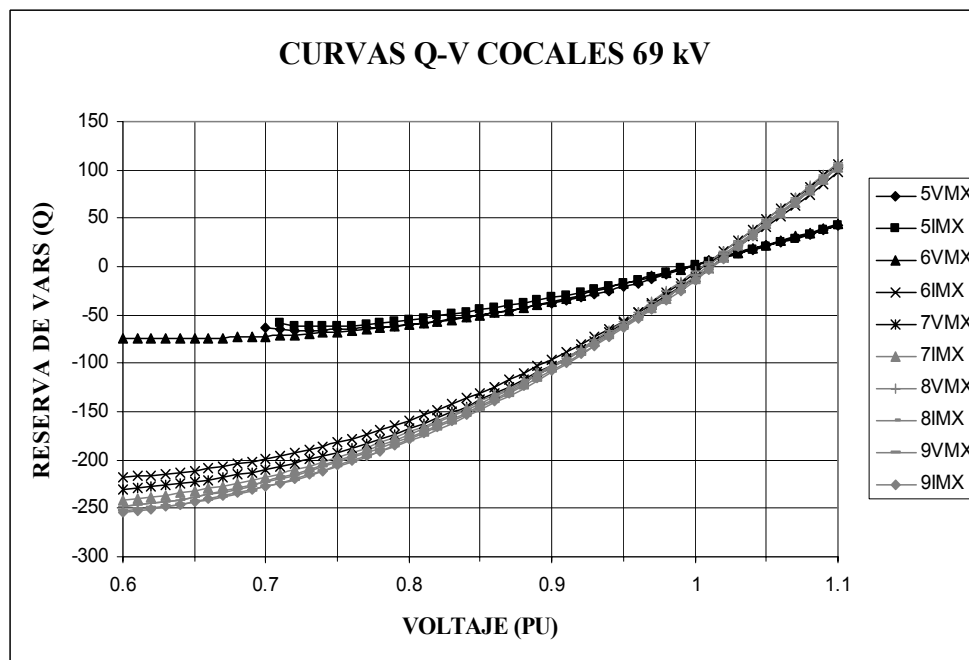


Figura 162. Curvas Q-V de Panaluya 69 kV

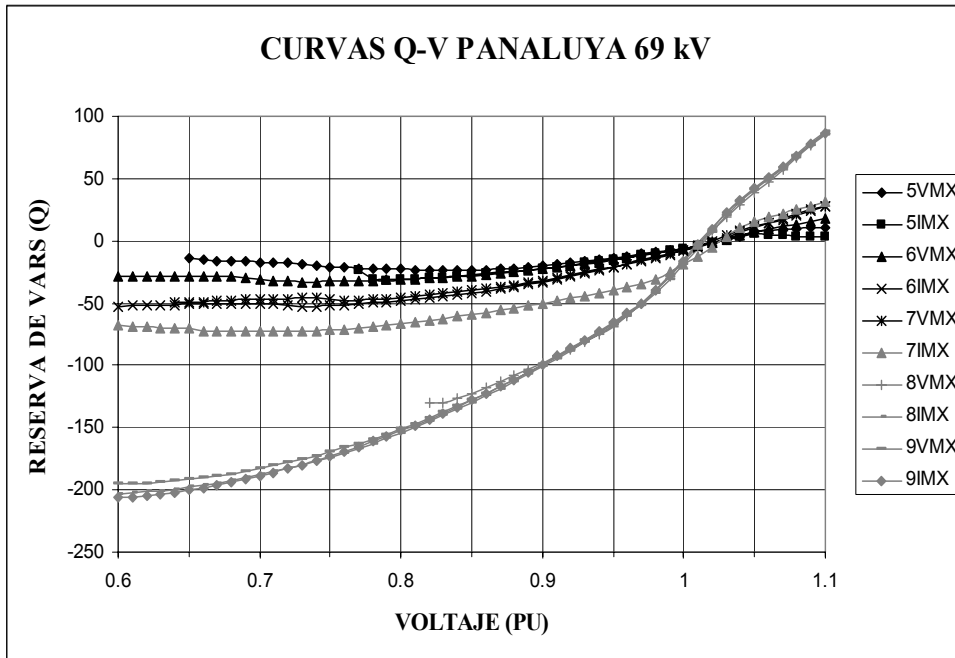


Figura 163. Curvas Q-V de Jalpatagua 138 kV

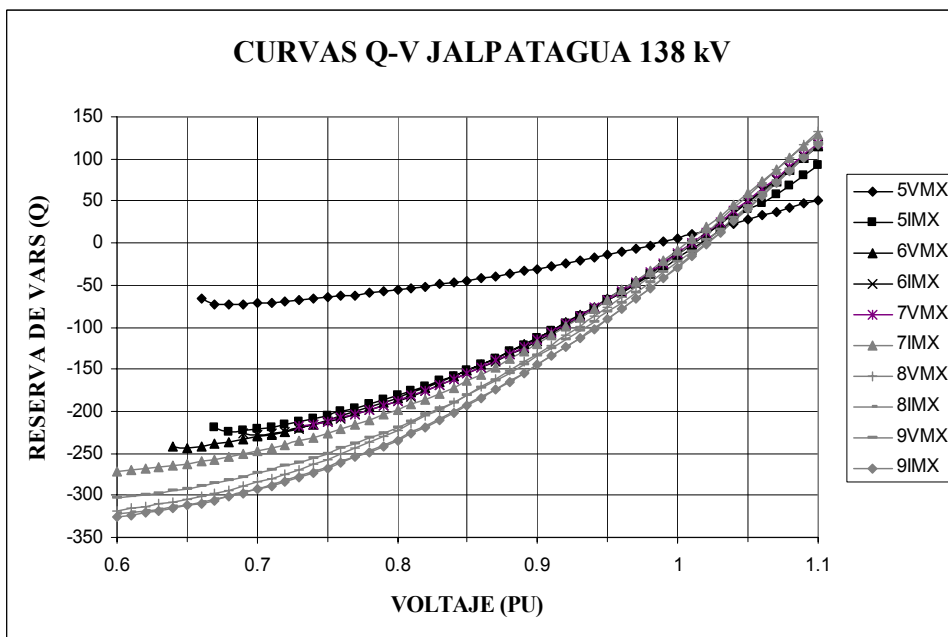


Figura 164. Curvas Q-V de Puerto Barrios 69 kV

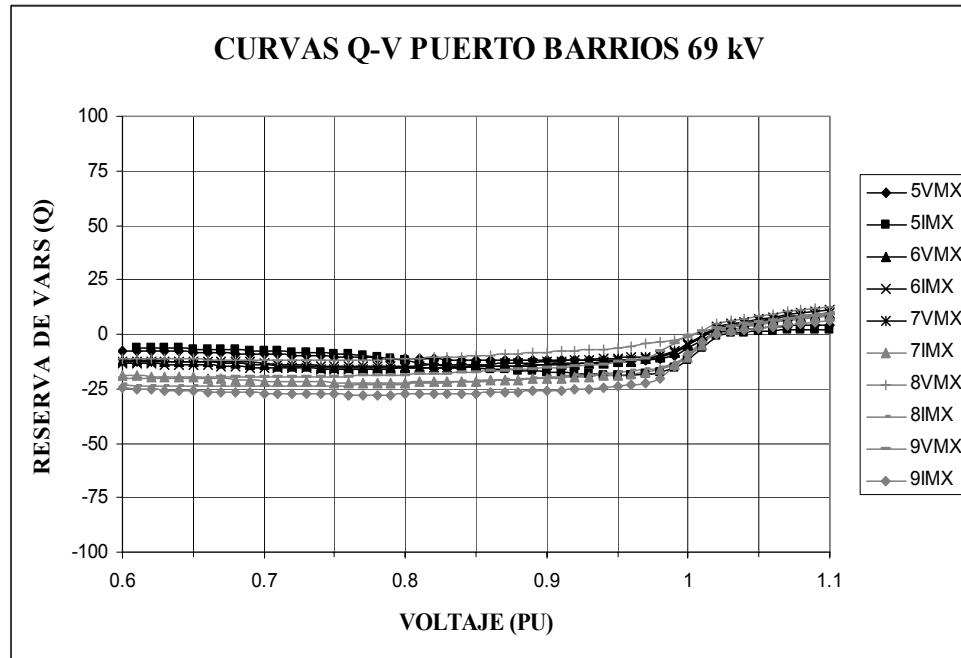


Figura 165. Curvas Q-V de Cobán 69 kV

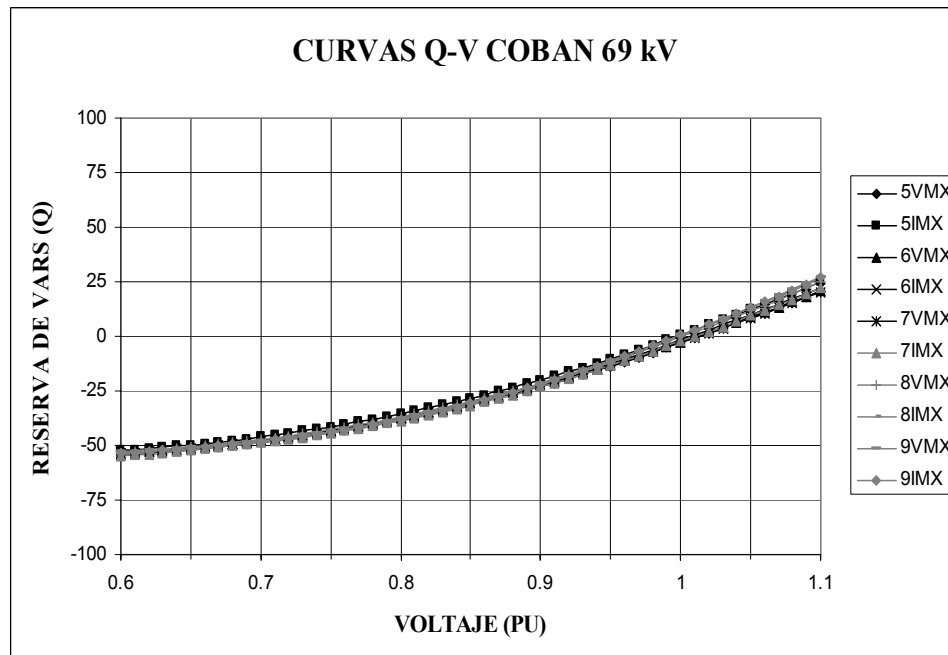
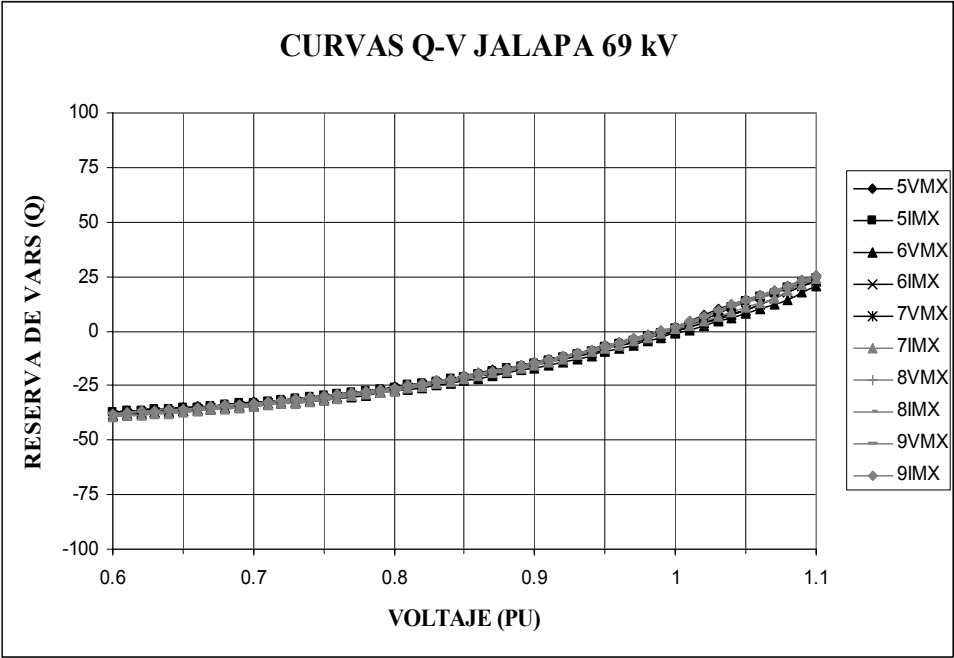


Figura 166. Curvas Q-V de Jalapa 69 kV



ANEXO C

CURVAS P-V 2005 - 2009

Figura 167. Curvas P-V de Guatemala Sur 230 kV

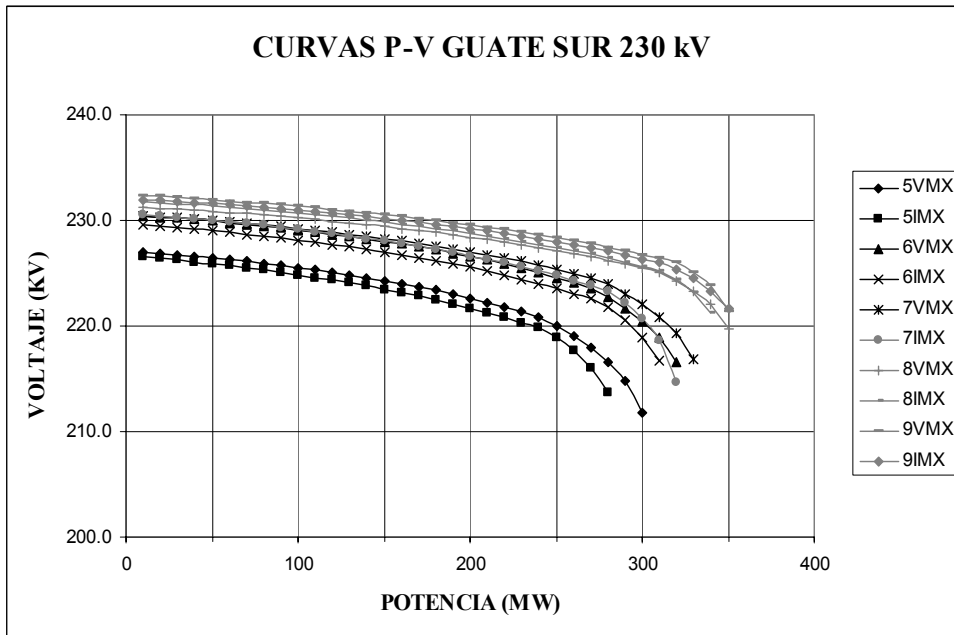


Figura 168. Curvas P-V de Guatemala Este 230 kV

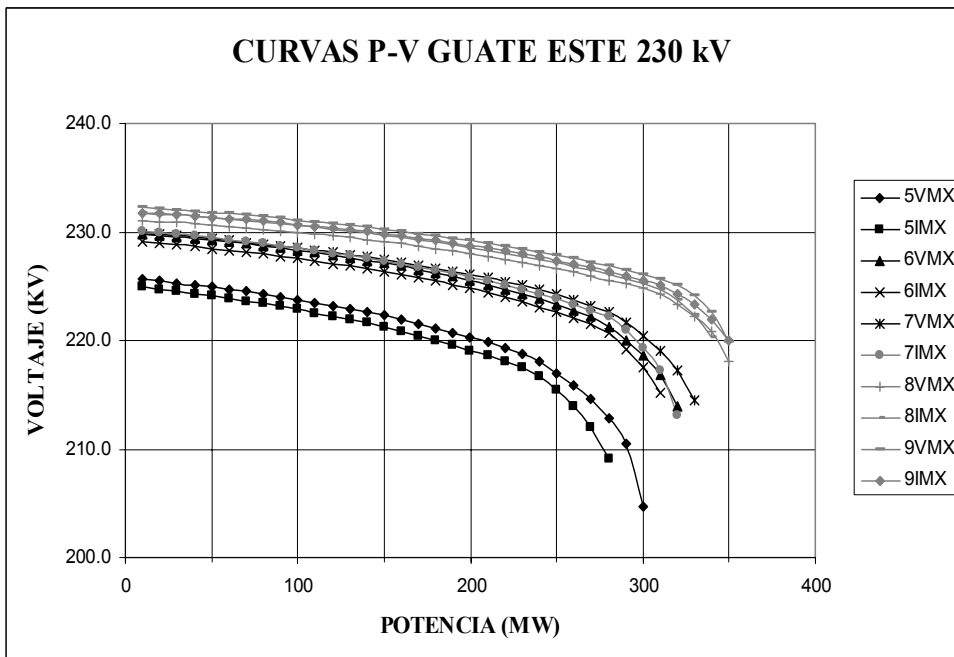


Figura 169. Curvas P-V de Escuintla 1 230 kV

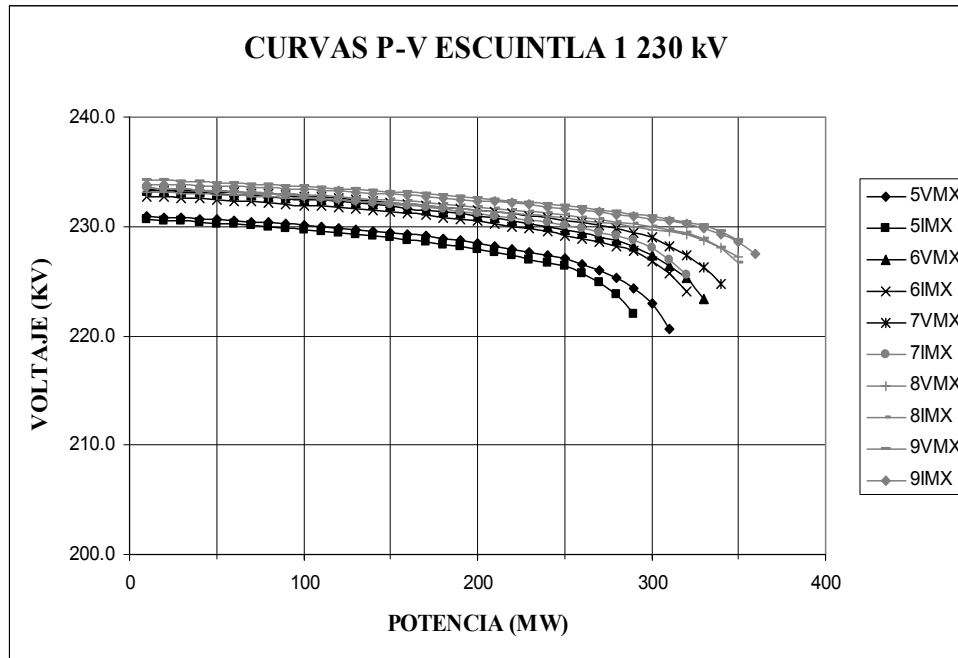


Figura 170. Curvas P-V de Escuintla 2 230 kV

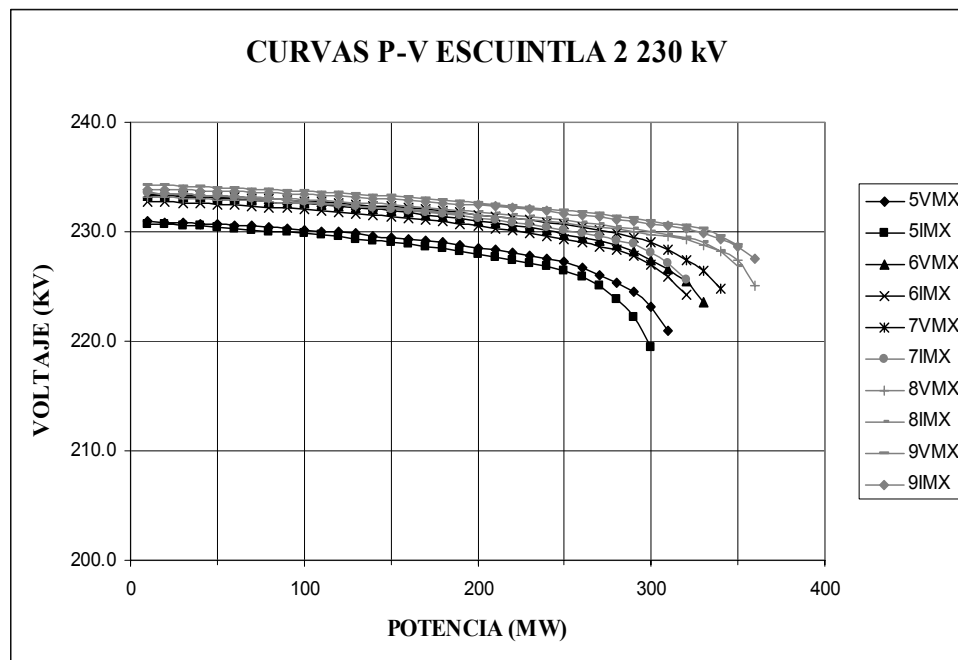


Figura 171. Curvas P-V de Tactic 230 kV

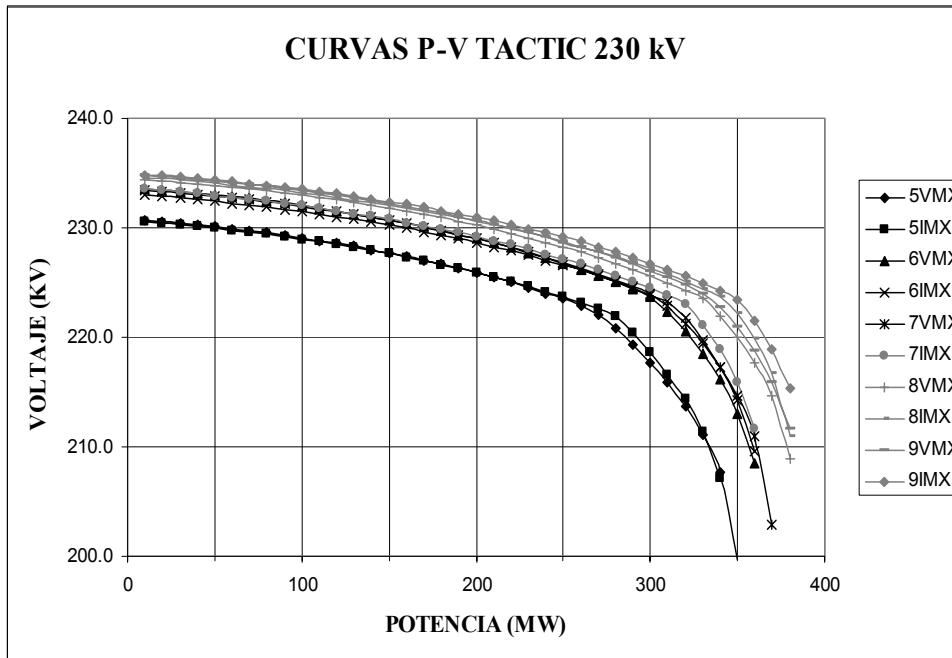


Figura 172. Curvas P-V de Los Brillantes 230 kV

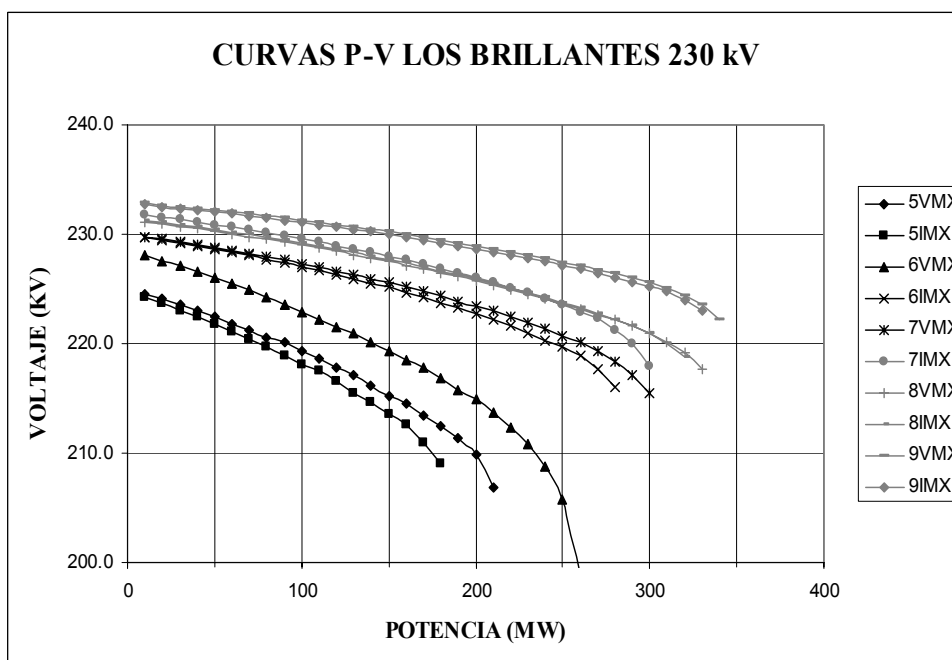


Figura 173. Curvas P-V de Sololá 69 kV

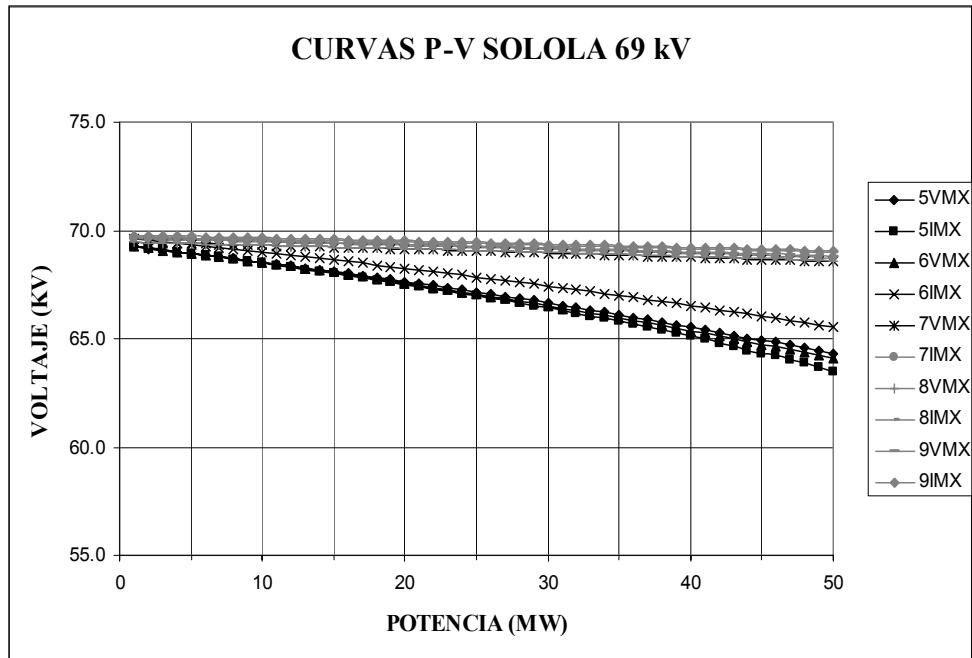


Figura 174. Curvas P-V de Chimaltenango 69 kV

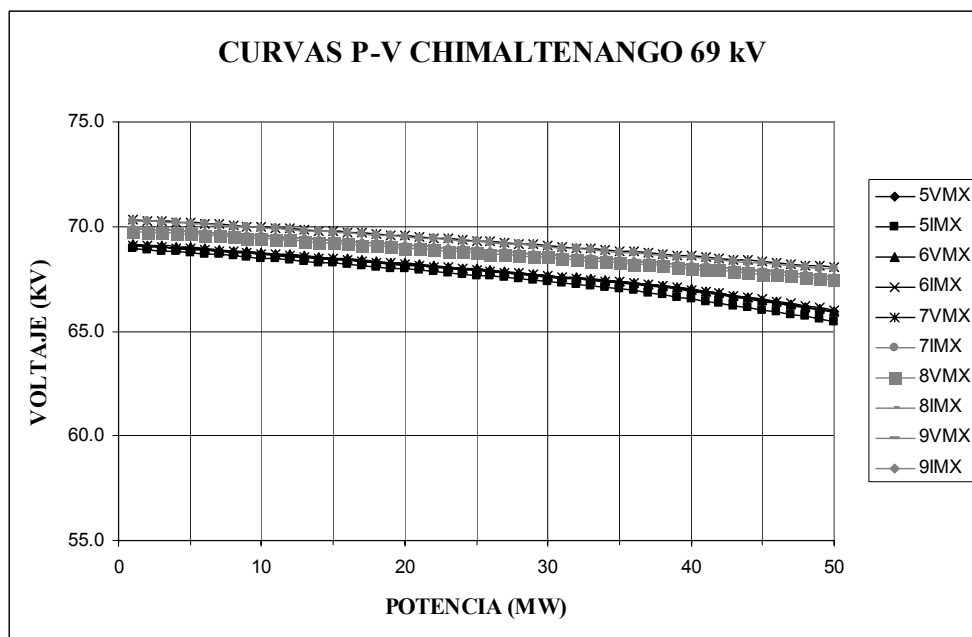


Figura 175. Curvas P-V de Cocalles 69 kV

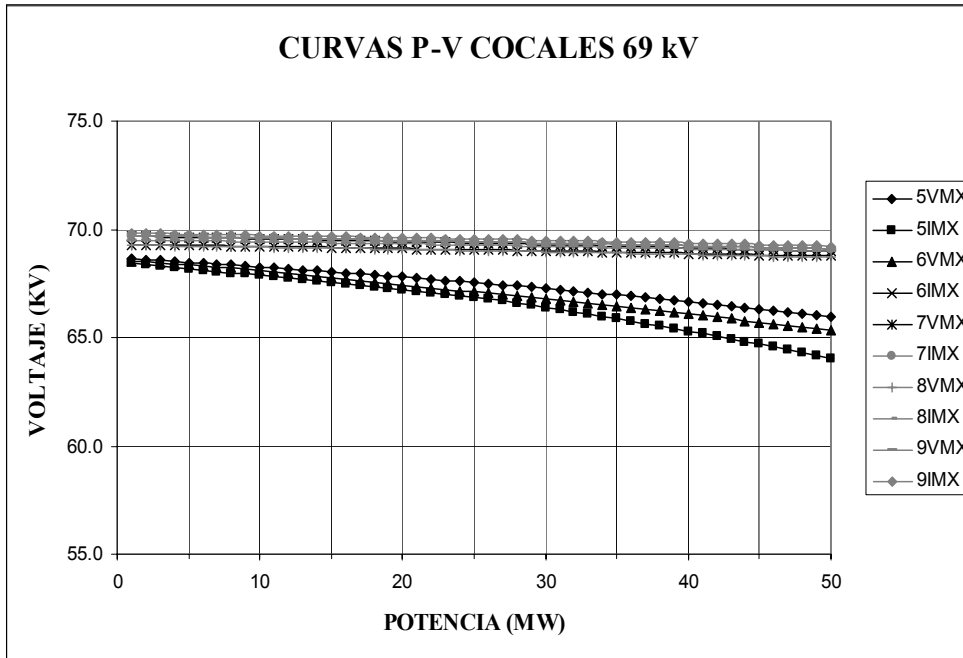


Figura 176. Curvas P-V de Santa Maria 69 kV

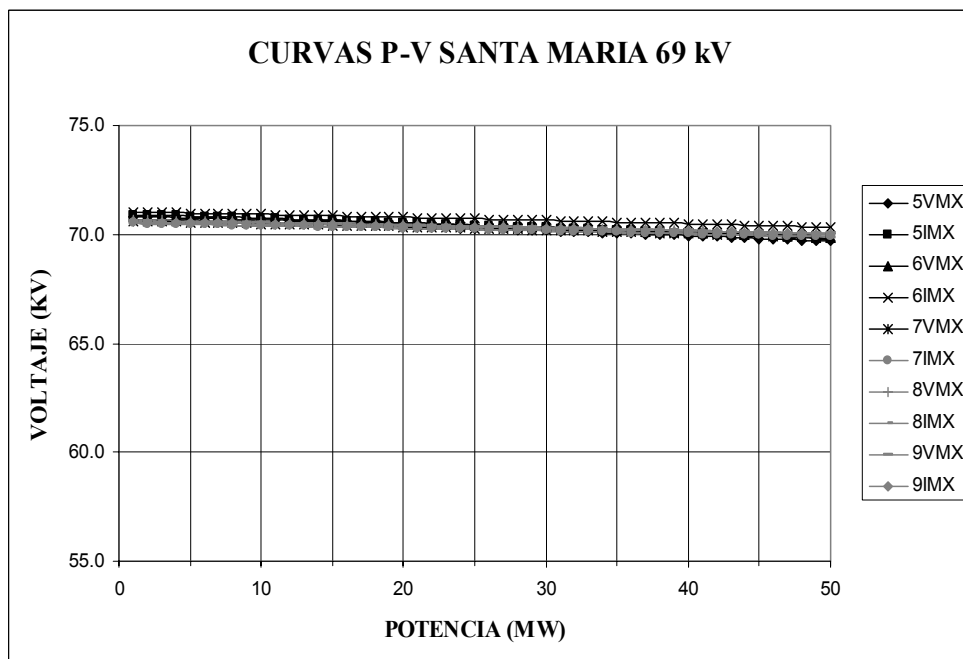


Figura 177. Curvas P-V de Mazatenango 69 kV

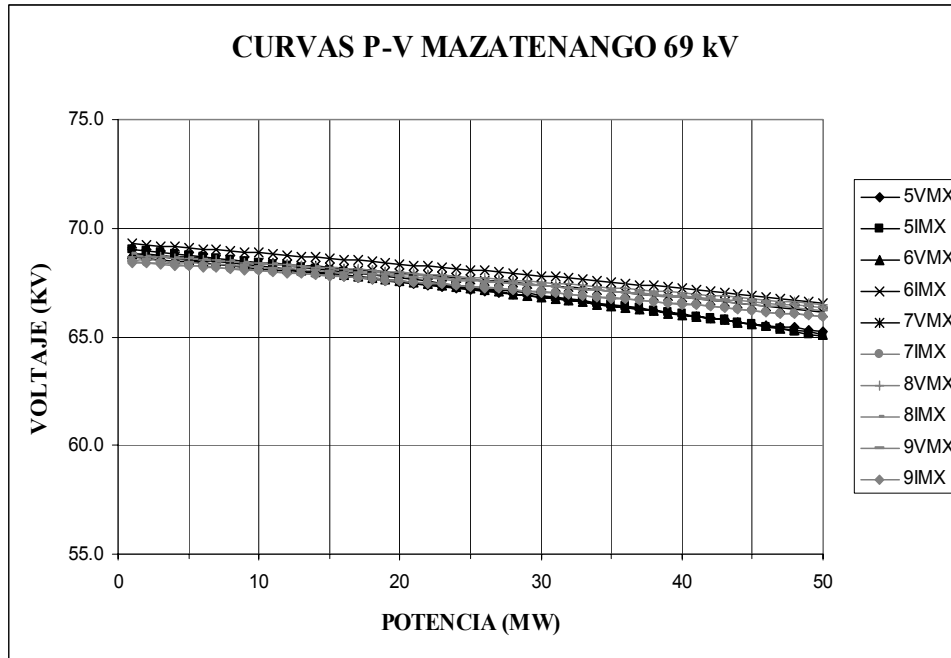


Figura 178. Curvas P-V de Panaluya 69 kV

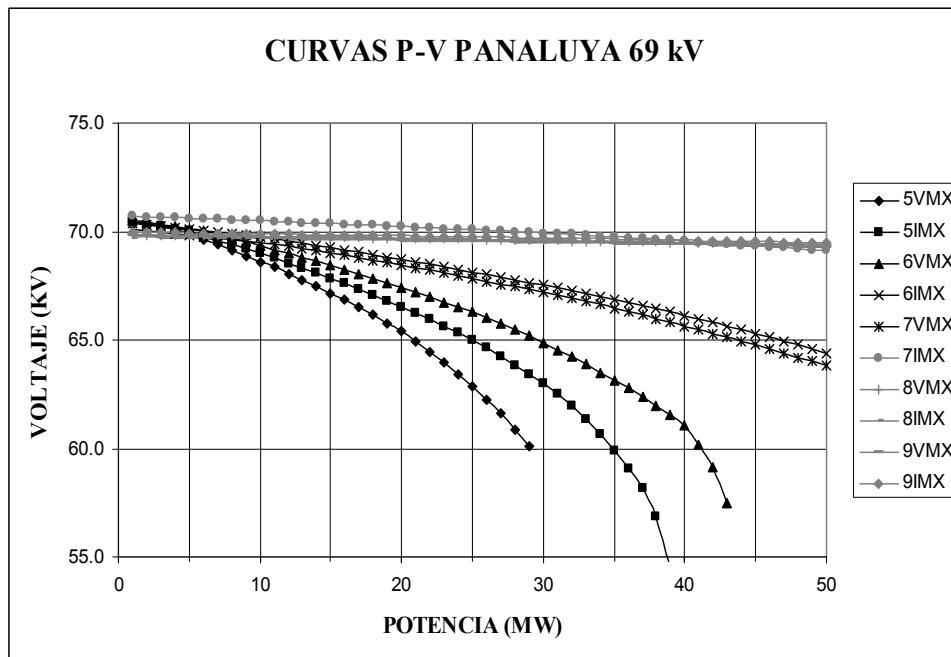


Figura 179. Curvas P-V de Jalpatagua 69 kV

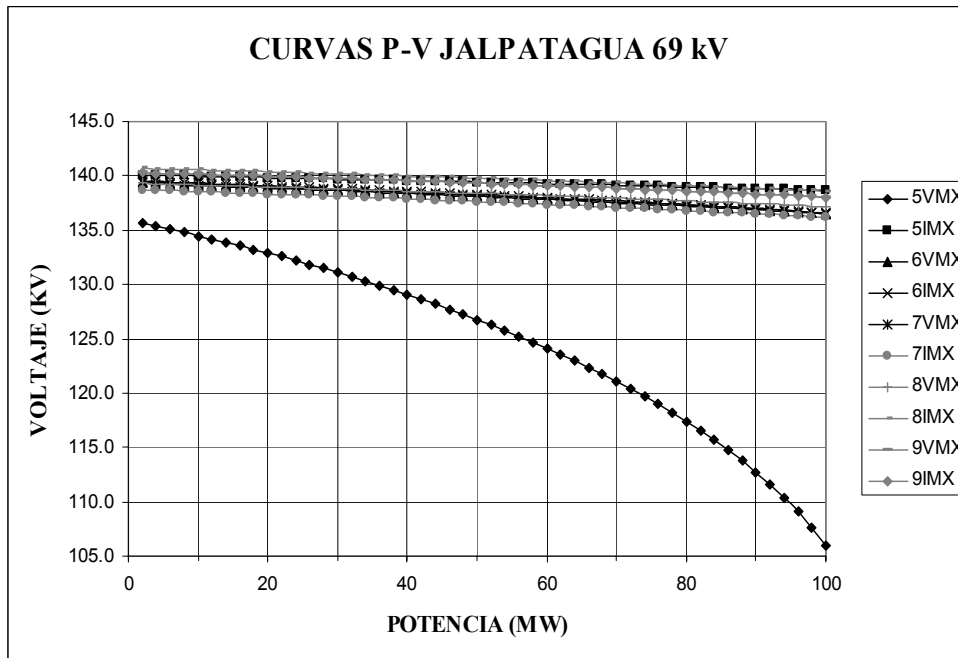


Figura 180. Curvas P-V de Puerto Barrios 69 kV

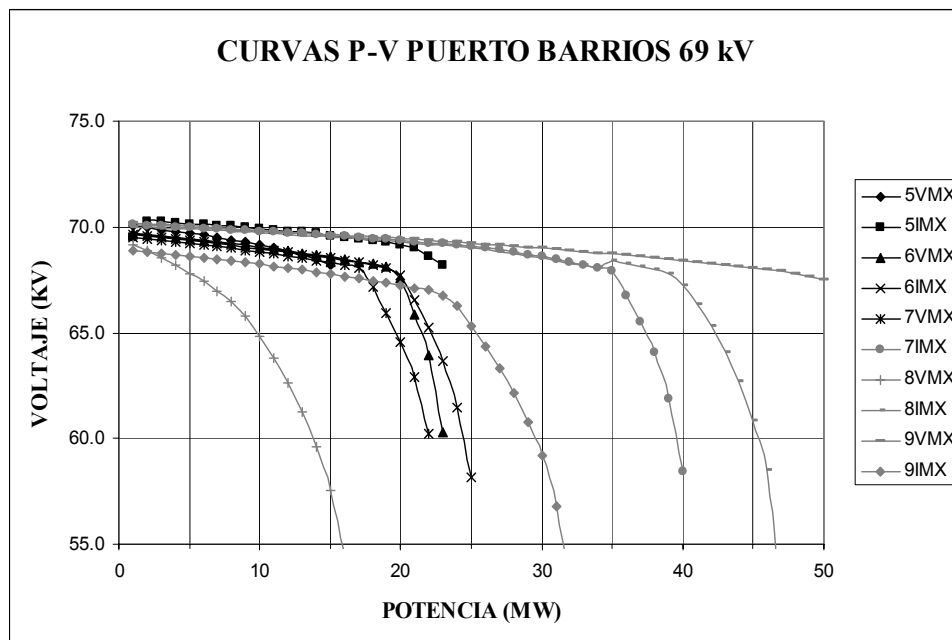


Figura 181. Curvas P-V de Poptún 69 kV

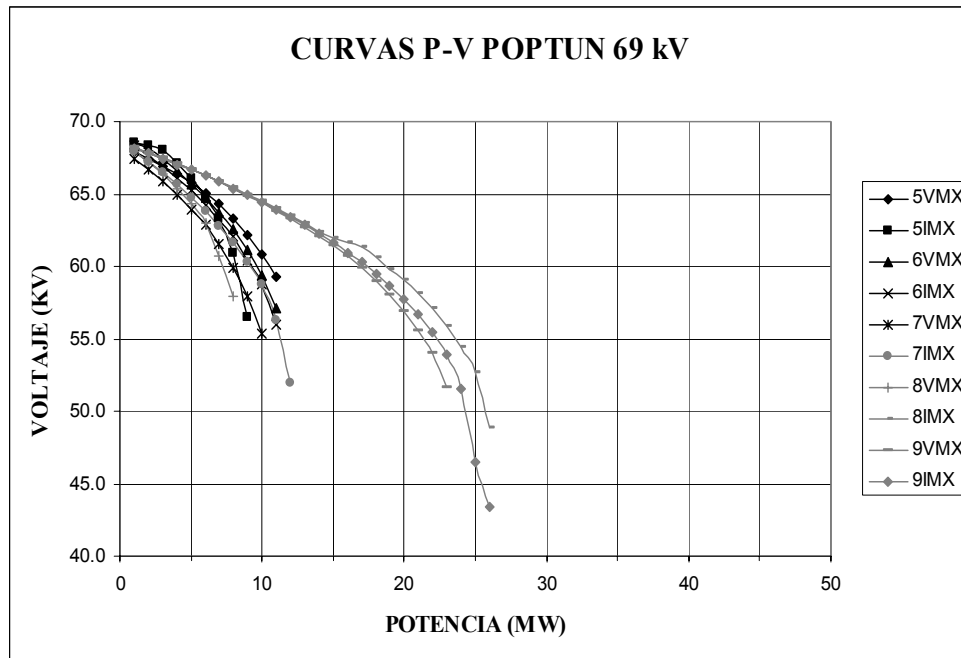


Figura 182. Curvas P-V de Cobán 69 kV

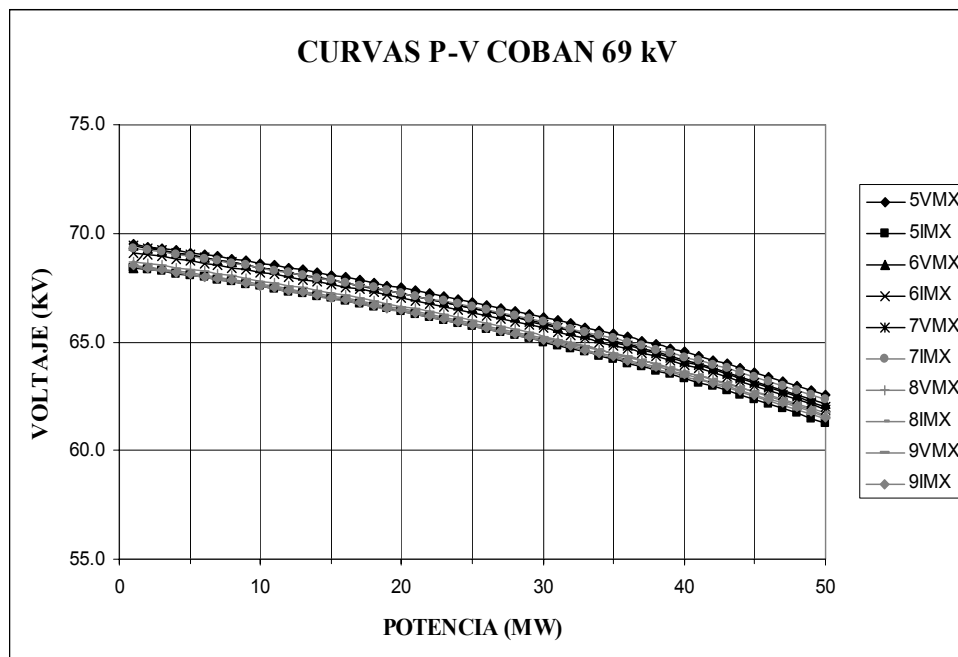


Figura 183. Curvas P-V de Jalapa 69 kV

