



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**MANUAL DE RESTABLECIMIENTO DE LA RED DE
TRANSPORTE, DE LA EMPRESA DE TRANSPORTE Y CONTROL
DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ETCEE), DEL INSTITUTO NACIONAL
DE ELECTRIFICACIÓN (INDE)**

Jorge Mario Segura Reyes

Asesorado por el Ing. Roberto Enrique Marticorena Mazariegos

Guatemala, noviembre de 2009

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**MANUAL DE RESTABLECIMIENTO DE LA RED DE
TRANSPORTE, DE LA EMPRESA DE TRANSPORTE Y CONTROL
DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ETCEE), DEL INSTITUTO NACIONAL
DE ELECTRIFICACIÓN (INDE)**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

JORGE MARIO SEGURA REYES

ASESORADO POR EL ING. ROBERTO ENRIQUE MARTICORENA
MAZARIEGOS

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2009

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE LA JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga. Alba Maritza Guerrero Spínola de López
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. José Milton De León Bran
VOCAL V	Ing. Isaac Sultán Mejía
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos.
EXAMINADOR	Ing. Jorge Luis Pérez Rivera
EXAMINADOR	Ing. Natanael Jonathan Requena Gómez
EXAMINADOR	Ing. Roberto Enrique Marticorena Mazariegos
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

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:

**MANUAL DE RESTABLECIMIENTO DE LA RED DE TRANSPORTE, DE LA
EMPRESA DE TRANSPORTE Y CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
(ETCEE), DEL INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN (INDE),**

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 25 de octubre de 2008.

A handwritten signature in dark ink, consisting of several loops and a long horizontal stroke at the bottom.

JORGE MARIO SEGURA REYES

Guatemala 05 de Mayo del 2009

Ingeniero
Mario Renato Escobedo Martínez
Director Escuela
Ingeniería Mecánica eléctrica
Facultad de Ingeniería
Presente.

Estimado Ing. Escobedo.

Por este medio atentamente le informo que como Asesor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S.) del estudiante universitario de la Carrera de Ingeniería Eléctrica, Jorge Mario Segura Reyes procedí a revisar el informe final de la práctica de EPS, cuyo título es **"MANUAL DE RESTABLECIMIENTO DE LA RED DE TRANSPORTE, DE LA EMPRESA DE TRANSPORTE Y CONTROL DE ENERGIA ELECTRICA (ETCEE), DEL INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACION (INDE)"**.

En tal virtud, **LO DOY POR APROBADO**, solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

ROBERTO ENRIQUE MARTICORENA MAZARIEGOS
INGENIERO ELECTRICISTA
COLEGIADO 7317

Roberto Enrique Marticorena Mazariegos
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 7317
Asesor

Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería



UNIDAD DE E.P.S.

Guatemala, 28 de octubre de 2009.
REF.EPS.DOC.1524.10.09.

Inga. Norma Ileana Sarmiento Zeceña de Serrano
Directora Unidad de EPS
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimada Ingeniera Sarmiento Zeceña.


Por este medio atentamente le informo que como Supervisor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S.), del estudiante universitario **Jorge Mario Segura Reyes** de la Carrera de Ingeniería Eléctrica, con carné No. **198311222**, procedí a revisar el informe final, cuyo título es **"MANUAL DE RESTABLECIMIENTO DE LA RED DE TRANSPORTE, DE LA EMPRESA DE TRANSPORTE Y CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ETCEE), DEL INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN (INDE)"**.

En tal virtud, **LO DOY POR APROBADO**, solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"


Ing. Natali Jonathan Requena Gómez
Supervisor de EPS
Área de Ingeniería Eléctrica

c.c. Archivo
NJRJ/ra



Edificio de E.P.S., Facultad de Ingeniería, Universidad de San Carlos de Guatemala
Ciudad Universitaria zona 12, teléfono directo: 2442-3509

Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería



UNIDAD DE E.P.S.

Guatemala, 28 de octubre de 2009.
REF.EPS.D.745.10.09.

Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero Escobedo.

Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado **"MANUAL DE RESTABLECIMIENTO DE LA RED DE TRANSPORTE, DE LA EMPRESA DE TRANSPORTE Y CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ETCEE), DEL INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN (INDE)"** que fue desarrollado por el estudiante universitario, **Jorge Mario Segura Reyes**, quien fue debidamente asesorado por el Ing. Roberto Enrique Marticorena Mazariegos y supervisado por el Ing. Natanael Jonathan Requena Gómez.

Por lo que habiendo cumplido con los objetivos y requisitos de ley del referido trabajo y existiendo la aprobación del mismo por parte del Asesor y del Supervisor de EPS, en mi calidad de Directora apruebo su contenido solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,
"Id y Enseñad a Todos"

Inga. Norma Ileana Sarmiento Zecena de Serrano
Directora Unidad de EPS

NISZ/ra



Edificio de E.P.S., Facultad de Ingeniería, Universidad de San Carlos de Guatemala
Ciudad Universitaria zona 12, teléfono directo: 2442-3509

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

Ref. EIME 42..2009
Guatemala, 29 de OCTUBRE 2009.

Señor Director
Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

**Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
"MANUAL DE RESTABLECIMIENTO DE LA RED DE
TRANSPORTE, DE LA EMPRESA DE TRANSPORTE Y
CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ETCEE), DEL
INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN (INDE)", del
estudiante Jorge Mario Segura Reyes, que cumple con los requisitos
establecidos para tal fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAD A TOBOS

Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
Coordinador Área de Potencia



JGBB/sro

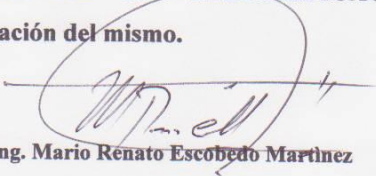
UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 68. 2009.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; Jorge Mario Segura Reyes titulado: "MANUAL DE RESTABLECIMIENTO DE LA RED DE TRANSPORTE, DE LA EMPRESA DE TRANSPORTE Y CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ETCEE), DEL INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN (INDE)", procede a la autorización del mismo.


Ing. Mario Renato Escobedo Martinez



GUATEMALA, 03 DE NOVIEMBRE 2,009.

Universidad de San Carlos
de Guatemala



Facultad de Ingeniería
Decanato

Ref. DTG.540.09

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **MANUAL DE RESTABLECIMIENTO DE LA RED DE TRANSPORTE, DE LA EMPRESA DE TRANSPORTE Y CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ETCEE), DEL INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN (INDE)**, presentado por el estudiante universitario **Jorge Mario Segura Reyes**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE

Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
Decano



Guatemala, noviembre de 2009

/cc

ACTO QUE DEDICO A

DIOS

Por haberme concedido vida, familia, espíritu de superación y oportunidad de alcanzar esta meta académica.

MIS PADRES

Miguel Angel Segura Monterroso y Juana de Jesús Reyes Hernández de Segura (D.E.P.) porque juntos me dieron educación y por su gran esfuerzo he logrado todo lo que soy hasta ahora.

MIS HERMANOS

Por el amor y apoyo incondicional en todo momento.

MIS HIJOS

Ana Lucia, Jorge Miguel y Alondra Lucia, por los motivos de superación que significan en mi vida.

MIS AMIGOS

Con aprecio y respeto.

AGRADECIMIENTO

Aprovecho esta oportunidad para agradecer a la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE), del Instituto Nacional de Electrificación (INDE), por darme la oportunidad de ejercer toda la práctica profesional de los conocimientos académicamente adquiridos, y que consecuentemente me permite emitir opinión profesional previo a optar al título de grado.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	IX
GLOSARIO	XI
RESUMEN	XVII
OBJETIVOS	XIX
INTRODUCCIÓN	XXI
1. ASPECTOS GENERALES DE LAS REDES ELÉCTRICAS	1
1.1. Generadores	2
1.1.1. Generadores de corriente continua	3
1.1.2. Motores de corriente continúa	5
1.1.3. Generadores de corriente alterna (alternadores)	6
1.1.8. Motores de corriente alterna	8
1.2. Líneas de transmisión	10
1.2.1. Aislamiento de las líneas	11
1.2.2. Conductores simples y múltiples	11
1.2.3. Pararrayos	15
1.2.4. Morsetería o herrajes	16
1.2.5. Estructuras	17
1.3. Subestaciones	18
1.3.1. Subestación eléctrica	18
1.3.2. Generalidades	19
1.3.3. Localización	19
1.3.4. Capacidad	21
1.3.5. Tensión	21

1.3.6. Tensiones normalizadas	21
1.3.7. Nomenclatura y simbología	22
1.3.8. Diagrama Unifilar	22
1.3.9. Diagrama con un solo juego de barras	22
1.3.10 Diagrama con un juego de barras principales y uno de barras de transferencia	23
1.3.11 Diagrama con un juego de barras principales y uno de barras auxiliares	23
1.3.12 Diagrama con doble juego de barras o barras partidas	24
1.3.13. Banco de tierra	25
1.3.14 Tipos de bancos de tierra	26
1.3.15 Transformadores de potencial	26
1.3.16 Conexión en los transformadores	31
1.3.17 Transformador de potencia (PT's)	34
1.3.18 Transformador de corriente (CT's)	36
1.3.19 Tipos de transformadores de corriente	37
1.3.20 Capacitores	38
1.3.21 Pararrayos	39
1.3.22 Tipos de interruptores	42
1.3.23 Interruptor en gran volumen de aceite	42
1.3.24 Interruptor en pequeño volumen de aceite	42
1.3.25 Fusibles	43
1.3.26 Reactores	44
1.3.27 Interruptor de recierre o recloser	45
1.3.28 Cuchillas o seccionadores	45
1.3.29 Tipos de seccionadores	46
1.3.30 Relevadores de protección	47
1.3.31 Interruptor de potencia o disyuntores	47

1.3.32	Propósito de un sistema de protección	48
2.	DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA RED DE TRANSPORTE DE ETCEE	51
2.1	Líneas de transmisión	61
2.2	Equipos de Transformación	63
3.	ANÁLISIS TEÓRICO DE LA FALLAS OCURRIDAS EN LA RED DE TRANSPORTE DE ETCEE	65
4.	MANUAL DE RESTABLECIMIENTO DE LA RED DE TRANSPORTE, DE LA EMPRESA DE TRANSPORTE Y CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ETCEE), DEL INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN (INDE)	77
4.1.	Procedimientos y maniobras iniciales	79
4.1.1.	Procedimientos	79
4.1.2.	Maniobras iniciales	79
	CONCLUSIONES	159
	RECOMENDACIONES	161
	BIBLIOGRAFÍA	163

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1. Gráfica horaria del comportamiento de voltajes	62
2. Ciclo de carga para un día típico	64
3. Subestación Quixal	81
4. Subestación Tactíc	82
5. Subestación Guatemala Norte	83
6. Subestación Guatemala Sur	84
7. Subestación Guate Este	85
8. Subestación Escuintla 1	87
9. Subestación Escuintla 2	88
10. Subestación San Joaquín	89
11. Subestación Aguacapa	90
12. Subestación Siquinalá	90
13. Subestación Brillantes	91
14. Subestación La Esperanza	92
15. Subestación Marinalá	93
16. Subestación Palín 2	94
17. Subestación El Centro	94
18. Subestación Planta Laguna	95
19. Subestación Tapa Novella	96
20. Subestación Generadora Progreso	96
21. Subestación Sanarate	97
22. Subestación Jalapa	98
23. Subestación San Rafael Las Flores	98
24. Subestación El Rancho	99

25. Subestación Maderas El Alto	100
26. Subestación Teculután	100
27. Subestación Santa Cruz	101
28. Subestación Panaluya	102
29. Subestación Zacapa	102
30. Subestación Tap Chiquimula	102
31. Subestación Chiquimula	104
32. Subestación Quezaltepeque	105
33. Subestación Río Grande	105
34. Subestación Ipala	106
35. Subestación Progreso	107
36. Subestación Los Esclavos	108
37. Subestación tap La Pastoría	108
38. Subestación La Pastoría	109
39. Subestación La Vega	110
40. Subestación El Júcaro	110
41. Subestación Jalpatagua	111
42. Subestación Chiquimulilla	112
43. Subestación Santa Elena	113
44. Subestación Salamá	114
45. Subestación Matanzas	114
46. Subestación San Julián	115
47. Subestación Cobán	116
48. Subestación Chisec	117
49. Subestación Playa Grande	118
50. Subestación Mayuelas	119
51. Subestación La Ruidosa	120
52. Subestación Genor	121
53. Subestación Puerto Barrios	122

54. Subestación Río Dulce	123
55. Subestación El Estor	123
56. Subestación Poptun	124
57. Subestación San Juan Rasgón	125
58. Subestación Chimaltenango	126
59. Subestación Patzún	126
60. Subestación Sololá	127
61. Subestación Quiche	128
62. Subestación Zacualpa	129
63. Subestación tapa Alaska	130
64. Subestación Totoncapán	130
65. Subestación El Jocote	131
66. Subestación Pantaleón	132
67. Subestación Cocal	133
68. Subestación La Noria	134
69. Subestación Chicacao	135
70. Subestación Mazatenango	136
71. Subestación La Máquina	137
72. Subestación La Cruz	137
73. Subestación Tap El Pilar	138
74. Subestación San Sebastián	139
75. Subestación Retalhuleu	139
76. Subestación Champerico	140
77. Subestación Tap San Felipe	140
78. Subestación San Felipe	141
79. Subestación Santa María	142
80. Subestación Orzunil	142
81. Subestación Pologua	143
82. Subestación Huehuetenango	144

83. Subestación Ixtahuacan	145
84. Subestación San Juan Ixcoy	146
85. Subestación San Marcos	147
86. Subestación Tejutla	148
87. Subestación Tacana	149
88. Subestación Quetzaltenango	150
89. Subestación Coatepeque	150
90. Subestación Meléndres	151
91. Subestación Malacatan	152

TABLAS

I. Subestaciones del Sistema Central	54
II. Subestaciones del Sistema Occidental	55
III. Subestaciones del Sistema Oriental	56
IV. Líneas de Transmisión 230 KV de ETCEE	57
V. Líneas de Transmisión 138 KV de ETCEE	57
VI. Líneas de Transmisión 69 KV de ETCEE	58
VII. Límites de Cargabilidad permanente y de emergencia de líneas	61
VIII. Fechas de instalación de banco y transformadores	63
IX. Total de fallas por tipo	75
X. Porcentaje del total de fallas por tipo	76

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
V	Voltios.
KV	Kilo-Voltios
A	Amperios
VAR	Unidad de medida de la potencia reactiva
R, S, T, N	Líneas de fases y neutro
MW	Medida de la potencia real
KVA	Medida de la potencia aparente
Hz	Frecuencia
X	Reactancia inductiva
Trafo.	Transformador
A.T.	Alta tensión
B.T.	Baja tensión
SSEE	Subestación
Kw	Kilovatios
Km	Kilómetro
MW	Megavatios
VA	Volts-amperes

GLOSARIO

Aislador	Soporte no conductor para un conductor eléctrico.
Cable	Conductor trenzado con o sin aislamiento.
Contingencia	Salida de servicio manual o automática de uno o 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).
Conductor	Es un material, usualmente en la forma de alambre, cable o barra, capaz de conducir una corriente eléctrica.
Conductor aislado	Conductor cubierto con un dieléctrico (no aire) que tiene una resistencia de aislamiento mayor que la tensión del circuito en el cual el conductor es usado.
Conductor cubierto	Es el que tiene una cubierta aislante cuya rigidez dieléctrica nominal es desconocida, o

es menor que la requerida para la tensión del circuito en el que el conductor se usa.

Conductor encerrado

Ver conductor cubierto.

Conductor con pantalla

Conductor con una envoltura metálica que encierra al conductor y le provee una superficie equipotencial en contacto con el aislamiento del cable.

**Conductor en línea
abierta**

Tipo de construcción de línea de suministro de energía eléctrica o de comunicación en la cual el conductor está desnudo, cubierto o aislado y sin pantalla aterrizada, soportado individualmente a la estructura ya sea directamente o con aisladores.

**Conductor de
soporte**

Un conductor cuyo propósito es soportar otros conductores así como ser parte del circuito eléctrico.

Conexión

Unión de conductores que asegura la continuidad eléctrica de los mismos, con una resistencia mecánica reducida.

CNEE

Comisión Nacional de Energía Eléctrica de Guatemala.

Diagrama unifilar	En una subestación, es el diagrama de todo el equipo de potencia de una subestación a través de un solo hilo.
Distancia mínima seguridad	Es la distancia mínima establecida entre superficies de un objeto energizado y otro energizado o no, o persona para garantizar que el segundo objeto o persona no se encuentre en riesgo de recibir descargas eléctricas desde el primero.
Estructura	Unidad principal de soporte. (1) en líneas generalmente se aplica al poste o torre adaptado para ser usado como medio de suspensión de los conductores de energía eléctrica. (2) en subestaciones también significa soporte o base de equipo de alta tensión tales como interruptores de potencia, pararrayos y otros.
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.

Flameo

Ionización eléctrica del aire que produce un arco.

Flujo de potencia

Magnitud de potencia eléctrica que fluye a través de un elemento de un sistema eléctrico de potencia.

Herrajes

Se denomina así a todos los elementos utilizados para la fijación de los aisladores al apoyo del conductor; los de fijación del cable de tierra al apoyo; los elementos de protección eléctrica de los aisladores y finalmente los accesorios del conductor, como separadores, antivibradores, etc.

Línea de área

Adaptación de componentes, destinados al transporte de energía eléctrica o señales de comunicación.

Potencia eléctrica

Cantidad de energía eléctrica por unidad de tiempo cedida por la fuente y recibida por una carga.

Pararrayos	Nombre común que se le da a los dispositivos de protección contra descargas atmosféricas
Recierre	Es la operación que consiste en cerrar de forma automática un circuito de transmisión después de una falla transitoria.
S.I.	Sistema Internacional de unidades.
SN	Sistema Nacional.
SNI	Sistema Nacional Interconectado.
Sistema de tierra	Conjunto de elementos conductivos en una subestación, que sirven para drenar a tierra cualquier sobrecorriente sobretensiones que pueda dañar los equipos y personas.
Sobretensiones	Elevaciones de voltaje grandes arriba del voltaje nominal en las líneas de transporte, distribución de energía.
Sobre carga	Condición de trabajo de un equipo en que se excede de su capacidad nominal.
Subestación	Parte indispensable de una red eléctrica para cambiar los niveles de voltaje para el transporte y distribución de energía eléctrica.

Tensión

Sinónimo de voltaje.

Zona de protección

Nombre que se le da al alcance que un dispositivo o sistema de protección tiene en una subestación eléctrica.

RESUMEN

Como parte del Ejercicio Profesional Supervisado realizado en la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE, se elaboró un manual de reestablecimiento de la red de transporte nacional, el cual servirá de guía al momento de presentarse una contingencia mayor o un colapso total del Sistema Nacional Interconectado de Guatemala.

Como primer paso, se realizó un reconocimiento de todos los elementos que conforman la red de transporte de ETCEE. Luego se realizó un análisis de la forma en que se opera la red, paso siguiente se realizó una investigación de las últimas fallas que provocaron el colapso total del Sistema Interconectado, tomando en cuenta cuáles fueron los principales factores que provocaron llegar a un colapso total.

OBJETIVO

General

Dotar de las herramientas adecuadas a los responsables de supervisar y controlar, y coordinar los sistemas de transmisión y generación de energía eléctrica, proporcionando lineamientos puntuales para atención de contingencias que puedan generar una interrupción del suministro de energía eléctrica o minimizar los tiempos de respuesta para ocasiones críticas que se interrumpa el servicio eléctrico en la mayoría de elementos constitutivos de la red de transmisión de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE).

Específicos:

1. Que sirva como un punto de apoyo para el personal de turno en el Centro de Control en el momento de un eventual colapso total de la red de transmisión de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE).

2. Que dada su utilidad se despierte el interés para que se mantenga actualizado este manual, para tomar las medidas adecuadas ante una contingencia.
3. Que sirva de base para ampliar el conocimiento de los ingenieros que se dediquen a la operación de Sistemas Eléctricos de Potencia

INTRODUCCIÓN

La Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE (ETCEE) es la propietaria de la principal red de transporte de electricidad del país, a través de la cual se pueden conectar los mayores centros de generación y carga, la cual se divide en tres grandes regiones, central, occidental y oriental.

Actualmente la red cuenta con voltajes en 230, 138 y 69 KV, adicionando el voltaje de 400 KV que próximamente estará en operación, cuando se interconectará con la red del sur de México.

La red troncal es de gran importancia por interconectar los principales centros de producción de energía con los principales centros de carga.

La administración de la operación en tiempo real de una red de energía eléctrica tiene un alto componente complejo, lo cual requiere de la interacción de operadores de sistemas de computo, redes de comunicación, equipos de transmisión y recepción de datos en tiempo real, tanto en subestaciones como en líneas de transmisión, además requiere de recurso humano calificado para poder interpretar y operar el sistema general de electricidad.

Hay varios aspectos a considerar respecto de la operación de un sistema, como por ejemplo el más importante, que es la seguridad, tanto del personal que este operando o efectuando mantenimientos en la red, como de equipos involucrados en la operación del sistema, lo cual requiere que se tomen medidas al conmutar los diferentes elementos constitutivos de la red, de acuerdo a procedimientos de seguridad, de tal forma que las vidas del personal de servicio de las subestaciones no se pongan en riesgo. En segundo lugar, los encargados de la administración de la operación del sistema tienen que

interesarse en la seguridad o confiabilidad del abastecimiento de la energía eléctrica por sus usuarios. En la mayoría de las sociedades modernas, el abastecimiento continuo de la energía eléctrica es en extremo importante y cualquier interrupción a un número determinado de usuarios, se considera una urgencia, por lo que la respuesta a cualquier eventualidad que represente interrupción en el servicio eléctrico debe ser resuelta en un tiempo mínimo.

Por lo tanto el trabajo de operación de un sistema eléctrico, inicia en los generadores, por lo que se deberá controlar la generación, con su frecuencia, voltaje y corriente que circulará a través de las líneas de transmisión, para interconectar centros de carga, lo cual se conjuga con un despacho económico de carga, que determinara la salida mas económica de los generadores para una carga específica, supervisando los miles de valores transmitidos a distancia y las estimaciones del estado eléctrico de la red a efecto que cualquier interrupción de importancia razonable sea minimizado en su restablecimiento.

El presente trabajo presenta un manual de restablecimiento de la red de transporte cuando hay una contingencia que genera un disparo general, quedando el país sin servicio de energía eléctrica, por lo que inmediatamente deberá restablecerse el servicio, minimizando el tiempo de respuesta. Este trabajo esta realizado con base al estudio e investigaciones que se tuvieron a través de periodo de duración del EPS de la practica de operación del centro de control de Energía Eléctrica de la Empresa de Transporte y Energía Eléctrica del INDE, dando los lineamientos indispensables bajo tales circunstancias.

1. ASPECTOS GENERALES DE LAS REDES ELÉCTRICAS

El desarrollo de fuentes de energía para ejecutar trabajos útiles es la clave del progreso industrial y la esencia para el mejoramiento continuo del nivel de vida de las personas. Descubrir nuevas fuentes de energía, obtener un suministro inagotable para el futuro, distribuirla a donde se requiera, convertirla de una forma a otra y emplearla sin provocar contaminación ambiental que destruye nuestra biosfera constituye uno de los grandes problemas que actualmente afronta el mundo. Una red eléctrica es un elemento cuyas funciones principales son convertir, transportar y distribuir energía, desempeñando un papel importante en la solución de este problema. La industria se enfrenta con problemas generados por el rápido crecimiento. Se necesitan ingenieros altamente capacitados para desarrollar e implementar los progresos de la ciencia y afrontar estos problemas, garantizando un sistema altamente confiable, considerando al mismo tiempo la protección de nuestra ecología.

Una red eléctrica se compone de tres partes principales: las centrales generadoras, las redes de transmisión y las redes de distribución. Las redes de transmisión constituyen los eslabones de conexión entre las centrales generadoras, y las redes de distribución conducen a otras redes de potencia por medio de interconexiones. Una red de distribución conecta las cargas aisladas de una zona determinada con las redes de transmisión.

La situación de las centrales hidroeléctricas está condicionada por la existencia del recurso energético; la elección del emplazamiento de centrales térmicas que emplean combustibles fósiles o nucleares es más flexible. Las centrales térmicas que emplean combustible fósiles corrientemente se reparten por la red de la manera que la planta generadora esté próxima a uno de los

grandes centros de consumo. En resumen, las plantas generadoras pueden requerir necesitar transportar grandes cantidades de potencia sobre distancias considerablemente largas y por lo tanto el requerimiento de líneas de transmisión largas.

1.1. Generadores

Los motores y generadores eléctricos, son un grupo de aparatos que se utilizan para convertir la energía mecánica en eléctrica, o a la inversa, con medios electromagnéticos. A una máquina que convierte la energía mecánica en eléctrica se le denomina generador, alternador o dínamo, y a una máquina que convierte la energía eléctrica en mecánica se le denomina motor.

Dos principios físicos relacionados entre sí sirven de base al funcionamiento de los generadores y de los motores. El primero es el principio de la inducción descubierto por el científico e inventor británico Michael Faraday en 1831. Si un conductor se mueve a través de un campo magnético, o si está situado en las proximidades de un circuito de conducción fijo cuya intensidad puede variar, se establece o se induce una corriente en el conductor. El principio opuesto a éste fue observado en 1820 por el físico francés André Marie Ampère. Si una corriente pasaba a través de un conductor dentro de un campo magnético, éste ejercía una fuerza mecánica sobre el conductor.

La máquina dinamoeléctrica más sencilla es la dinamo de disco desarrollada por Faraday, que consiste en un disco de cobre que se monta de tal forma que la parte del disco que se encuentra entre el centro y el borde quede situada entre los polos de un imán de herradura. Cuando el disco gira, se induce una corriente entre el centro del disco y su borde debido a la acción del campo del imán. El disco puede fabricarse para funcionar como un motor mediante la aplicación de un voltaje entre el borde y el centro del disco, lo que hace que el disco gire gracias a la fuerza producida por la reacción magnética.

El campo magnético de un imán permanente es lo suficientemente fuerte como para hacer funcionar una sola dinamo pequeña o motor. Por ello, los electroimanes se emplean en máquinas grandes. Tanto los motores como los generadores tienen dos unidades básicas: el campo magnético, que es el electroimán con sus bobinas, y la armadura, que es la estructura que sostiene los conductores que cortan el campo magnético y transporta la corriente inducida en un generador, o la corriente de excitación en el caso del motor. La armadura es por lo general un núcleo de hierro dulce laminado, alrededor del cual se enrollan en bobinas los cables conductores.

1.1.1 Generadores de corriente continua

Si una armadura gira entre dos polos de campo fijos, la corriente en la armadura se mueve en una dirección durante la mitad de cada revolución, y en la otra dirección durante la otra mitad. Para producir un flujo constante de corriente en una dirección, o continua, en un aparato determinado, es necesario disponer de un medio para invertir el flujo de corriente fuera del generador una vez durante cada revolución. En las máquinas antiguas esta inversión se llevaba a cabo mediante un conmutador, un anillo de metal partido montado sobre el eje de una armadura. Las dos mitades del anillo se aislaban entre sí y servían como bornes de la bobina. Las escobillas fijas de metal o de carbón se mantenían en contra del conmutador, que al girar conectaba eléctricamente la bobina a los cables externos. Cuando la armadura giraba, cada escobilla estaba en contacto de forma alternativa con las mitades del conmutador, cambiando la posición en el momento en el que la corriente invertía su dirección dentro de la bobina de la armadura. Así se producía un flujo de corriente de una dirección en el circuito exterior al que el generador estaba conectado. Los generadores de corriente continua funcionan normalmente a voltajes bastante bajos para evitar

las chispas que se producen entre las escobillas y el conmutador a voltajes altos. El potencial más alto desarrollado para este tipo de generadores suele ser de 1.500 V. En algunas máquinas más modernas esta inversión se realiza usando aparatos de potencia electrónica, como por ejemplo rectificadores de diodo.

Los generadores modernos de corriente continua utilizan armaduras de tambor, que suelen estar formadas por un gran número de bobinas agrupadas en hendiduras longitudinales dentro del núcleo de la armadura y conectadas a los segmentos adecuados de un conmutador múltiple. Si una armadura tiene un solo circuito de cable, la corriente que se produce aumentará y disminuirá dependiendo de la parte del campo magnético a través del cual se esté moviendo el circuito. Un conmutador de varios segmentos usado con una armadura de tambor conecta siempre el circuito externo a uno de cable que se mueve a través de un área de alta intensidad del campo, y como resultado la corriente que suministran las bobinas de la armadura es prácticamente constante. Los campos de los generadores modernos se equipan con cuatro o más polos electromagnéticos que aumentan el tamaño y la resistencia del campo magnético. En algunos casos, se añaden interpolos más pequeños para compensar las distorsiones que causa el efecto magnético de la armadura en el flujo eléctrico del campo.

Los generadores de corriente continua se clasifican según el método que usan para proporcionar corriente de campo que excite los imanes del mismo. Un generador de excitado en serie tiene su campo en serie respecto a la armadura. Un generador de excitado en derivación, tiene su campo conectado en paralelo a la armadura. Un generador de excitado combinado tiene parte de sus campos conectados en serie y parte en paralelo. Los dos últimos tipos de generadores tienen la ventaja de suministrar un voltaje relativamente constante, bajo cargas eléctricas variables. El de excitado en serie se usa sobre todo para suministrar una corriente constante a voltaje variable. Un magneto es un

generador pequeño de corriente continua con un campo magnético permanente.

1.1.2 Motores de corriente continua

En general, los motores de corriente continua son similares en su construcción a los generadores. De hecho podrían describirse como generadores que funcionan al revés. Cuando la corriente pasa a través de la armadura de un motor de corriente continua, se genera un par de fuerzas por la reacción magnética, y la armadura gira. La acción del conmutador y de las conexiones de las bobinas del campo de los motores son exactamente las mismas que usan los generadores. La revolución de la armadura induce un voltaje en las bobinas de ésta. Este voltaje es opuesto en la dirección al voltaje exterior que se aplica a la armadura, y de ahí que se conozca como voltaje inducido o fuerza contraelectromotriz. Cuando el motor gira más rápido, el voltaje inducido aumenta hasta que es casi igual al aplicado. La corriente entonces es pequeña, y la velocidad del motor permanecerá constante siempre que el motor no esté bajo carga y tenga que realizar otro trabajo mecánico que no sea el requerido para mover la armadura. Bajo carga, la armadura gira más lentamente, reduciendo el voltaje inducido y permitiendo que fluya una corriente mayor en la armadura. El motor puede así recibir más potencia eléctrica de la fuente, suministrándola y haciendo más trabajo mecánico.

Debido a que la velocidad de rotación controla el flujo de la corriente en la armadura, deben usarse aparatos especiales para arrancar los motores de corriente continua. Cuando la armadura está parada, ésta no tiene realmente resistencia, y si se aplica el voltaje de funcionamiento normal, se producirá una gran corriente, que podría dañar el conmutador y las bobinas de la armadura. El medio normal de prevenir estos daños es el uso de una resistencia de encendido conectada en serie a la armadura, para disminuir la corriente antes de que el motor consiga desarrollar el voltaje inducido adecuado. Cuando el

motor acelera, la resistencia se reduce gradualmente, tanto de forma manual como automática.

La velocidad a la que funciona un motor depende de la intensidad del campo magnético que actúa sobre la armadura, así como de la corriente de ésta. Cuanto más fuerte es el campo, más bajo es el grado de rotación necesario para generar un voltaje inducido lo bastante grande como para contrarrestar el voltaje aplicado. Por esta razón, la velocidad de los motores de corriente continua puede controlarse mediante la variación de la corriente del campo.

1.1.3 Generadores de corriente alterna (alternadores)

Como se decía antes, un generador simple sin conmutador producirá una corriente eléctrica que cambia de dirección a medida que gira la armadura. Este tipo de corriente alterna es ventajosa para la transmisión de potencia eléctrica, por lo que la mayoría de los generadores eléctricos son de este tipo. En su forma más simple, un generador de corriente alterna se diferencia de uno de corriente continua en sólo dos aspectos: los extremos de la bobina de su armadura están sacados a los anillos colectores sólidos sin segmentos del árbol del generador en lugar de los conmutadores, y las bobinas de campo se excitan mediante una fuente externa de corriente continua más que con el generador en sí. Los generadores de corriente alterna de baja velocidad se fabrican con hasta 100 polos, para mejorar su eficiencia y para lograr con más facilidad la frecuencia deseada. Los alternadores accionados por turbinas de alta velocidad, sin embargo, son a menudo máquinas de dos polos. La frecuencia de la corriente que suministra un generador de corriente alterna es igual a la mitad del producto del número de polos y el número de revoluciones por segundo de la armadura.

A veces, es preferible generar un voltaje tan alto como sea posible. Las armaduras rotatorias no son prácticas en este tipo de aplicaciones, debido a que pueden producirse chispas entre las escobillas y los anillos colectores, y a que pueden producirse fallos mecánicos que podrían causar cortocircuitos. Por tanto, los alternadores se construyen con una armadura fija en la que gira un rotor compuesto de un número de imanes de campo. El principio de funcionamiento es el mismo que el del generador de corriente alterna descrito con anterioridad, excepto en que el campo magnético (en lugar de los conductores de la armadura) está en movimiento.

La corriente que se genera mediante los alternadores descritos arriba, aumenta hasta un pico, cae hasta cero, desciende hasta un pico negativo y sube otra vez a cero varias veces por segundo, dependiendo de la frecuencia para la que esté diseñada la máquina. Este tipo de corriente se conoce como corriente alterna monofásica. Sin embargo, si la armadura la componen dos bobinas, montadas a 90° una de otra, y con conexiones externas separadas, se producirán dos ondas de corriente, una de las cuales estará en su máximo cuando la otra sea cero. Este tipo de corriente se denomina corriente alterna bifásica. Si se agrupan tres bobinas de armadura en ángulos de 120° , se producirá corriente en forma de onda triple, conocida como corriente alterna trifásica. Se puede obtener un número mayor de fases incrementando el número de bobinas en la armadura, pero en la práctica de la ingeniería eléctrica moderna se usa sobre todo la corriente alterna trifásica, con el alternador trifásico, que es la máquina dinamoeléctrica que se emplea normalmente para generar potencia eléctrica.

1.1.4 Motores de corriente alterna

Se diseñan dos tipos básicos de motores para funcionar con corriente alterna polifásica: los motores síncronos y los motores de inducción. El motor síncrono es en esencia un alternador trifásico que funciona a la inversa. Los imanes del campo se montan sobre un rotor y se excitan mediante corriente continua, y las bobinas de la armadura están divididas en tres partes y alimentadas con corriente alterna trifásica. La variación de las tres ondas de corriente en la armadura provoca una reacción magnética variable con los polos de los imanes del campo, y hace que el campo gire a una velocidad constante, que se determina por la frecuencia de la corriente en la línea de potencia de corriente alterna.

La velocidad constante de un motor síncrono es ventajosa en ciertos aparatos. Sin embargo, no pueden utilizarse este tipo de motores en aplicaciones en las que la carga mecánica sobre el motor llega a ser muy grande, ya que si el motor reduce su velocidad cuando está bajo carga puede quedar fuera de fase con la frecuencia de la corriente y llegar a pararse. Los motores síncronos pueden funcionar con una fuente de potencia monofásica mediante la inclusión de los elementos de circuito adecuados para conseguir un campo magnético rotatorio.

El más simple de todos los tipos de motores eléctricos es el motor de inducción de jaula de ardilla que se usa con alimentación trifásica. La armadura de este tipo de motor consiste en tres bobinas fijas y es similar a la del motor síncrono. El elemento rotatorio consiste en un núcleo, en el que se incluyen una serie de conductores de gran capacidad colocados en círculo alrededor del árbol y paralelos a él. Cuando no tienen núcleo, los conductores del rotor se parecen en su forma a las jaulas cilíndricas que se usaban para las ardillas. El flujo de la corriente trifásica dentro de las bobinas de la armadura fija genera un campo magnético rotatorio, y éste induce una corriente en los conductores de la

jaula. La reacción magnética entre el campo rotatorio y los conductores del rotor que transportan la corriente hace que éste gire. Si el rotor da vueltas exactamente a la misma velocidad que el campo magnético, no habrá en él corrientes inducidas, y, por tanto, el rotor no debería girar a una velocidad síncrona. En funcionamiento, la velocidad de rotación del rotor y la del campo difieren entre sí de un 2 a un 5%. Esta diferencia de velocidad se conoce como desfase.

Los motores con rotores del tipo jaula de ardilla se pueden usar con corriente alterna monofásica utilizando varios dispositivos de inductancia y capacitancia, que alteren las características del voltaje monofásico y lo hagan parecido al bifásico. Este tipo de motores se denominan motores multifásicos o motores de condensador (o de capacidad), según los dispositivos que usen. Los motores de jaula de ardilla monofásicos no tienen un par de arranque grande, y se utilizan motores de repulsión-inducción para las aplicaciones en las que se requiere el par. Este tipo de motores pueden ser multifásicos o de condensador, pero disponen de un interruptor manual o automático que permite que fluya la corriente entre las escobillas del conmutador cuando se arranca el motor, y los circuitos cortos de todos los segmentos del conmutador, después de que el motor alcance una velocidad crítica. Los motores de repulsión-inducción se denominan así debido a que su par de arranque depende de la repulsión entre el rotor y el estator, y su par, mientras está en funcionamiento, depende de la inducción. Los motores de baterías en serie con conmutadores, que funcionan tanto con corriente continua como con corriente alterna, se denominan motores universales. Éstos se fabrican en tamaños pequeños y se utilizan en aparatos domésticos.

1.2 Líneas de transmisión

Para transmitir la energía eléctrica desde los puntos de generación, se requiere de líneas eléctricas, que deben operar a un valor de tensión que es directamente proporcional a la distancia requerida para su transporte y a la corriente eléctrica necesaria en el extremo de la carga. Para llegar a los valores de tensión para su consumo por las industrias o las casas habitación, es necesario que la tensión de transporte en las líneas eléctricas primarias, se reduzca mediante transformadores eléctricos; este proceso de transformación se realiza en varios pasos dependiendo de la distancia del punto de generación y la energía demandada por el centro urbano o industrial.

El valor de tensión a las que operarán las líneas eléctricas, depende de la distancia a la que se transmitirá la energía eléctrica y la impedancia de los conductores utilizados, siempre cuidando de la tensión a los usuarios finales sea, en la medida de lo posible, constante.

Existen líneas eléctricas de Transmisión que generalmente operan en tensiones de entre 200 kV en adelante; las de Subtransmisión que operan de entre 50 hasta 161 kV y las de distribución que operan en tensiones menores a 50 kV, pasando por las tensiones de consumo tal como 440 V, 220 V y 115 V, ésta última medida de fase a tierra.

Las líneas de Transmisión permiten transportar grandes cantidades de energía eléctrica y se utilizan en distancias tan grandes como 1000 km. A las redes eléctricas que operan en estos valores de tensión por lo general forman los sistemas troncales y cubren grandes extensiones geográficas.

Las líneas de Subtransmisión se utilizan en zonas geográficas más pequeñas con líneas de hasta 200 km.

Equipo utilizado en líneas de transmisión

1.2.1. Aislamiento de las líneas

El funcionamiento de una línea de transmisión depende en gran escala de su aislamiento. En buena práctica se requiere que la tensión de arco en seco de los aisladores completos sea de tres a cinco veces mayor que la tensión nominal de funcionamiento, y que la distancia de la línea de fugas sea aproximadamente el doble de la menor distancia entre puntos con tensiones en el aire.

Los aisladores no solo deben tener resistencia mecánica suficiente para soportar con amplio margen las cargas debido al hielo y al viento que puedan esperarse razonablemente, sino que deben ser construidos de manera que puedan resistir condiciones mecánicas muy severas, descargas atmosféricas y arcos alimentados por la corriente de servicio, sin dejar caer el conductor.

1.2.2 Conductores simples y múltiples

La sección de los conductores debe ser suficiente para transportar la potencia con cierta densidad de corriente, de manera que el calor Joule generado por la impedancia del conductor sea disipado alcanzándose en el conductor temperaturas moderadas.

En alguna medida este criterio fija una sección mínima del conductor, y un diámetro correspondiente.

Surge inmediatamente la conveniencia de aumentar la superficie de disipación utilizando conductores huecos, y estos de intentó, pero las líneas aéreas naturalmente se deben hacer con conductores llenos.

Otra idea que ayuda a aumentar las superficie de disipación es utilizando conductores de haz.

Cuando el transporte se hace a tensiones elevadas, el campo eléctrico en la superficie de los conductores comienza a ser dimensionante del diámetro de los mismos. Aquí se hace evidente la conveniencia de utilizar conductores en haz (múltiples) separados convenientemente (15 a 20 veces su diámetro).

El haz de conductores equivale para el campo eléctrico a un solo conductor de diámetro relativamente grande, y para la conducción de corriente se observa, como dicho, una superficie de disipación mayor que con un conductor solo de igual sección total.

1.2.2.1 Disposición de conductores

Normalmente los sistemas son trifásicos, las líneas muestran tres disposiciones de los conductores:

1.2.2.2 La coplanar horizontal

Minimiza la altura, corresponde mayor ancho, y en consecuencia mayor faja de servidumbre; se utiliza en altas tensiones y grandes vanos (las torres bajas son solicitadas por menor momento y resultan de tamaños y pesos menores que con otras disposiciones.

Es el diseño natural en sistemas de circuito simple (simple terna), si se requiere doble se hacen líneas independientes.

1.2.2.3 Coplanar vertical

Da máxima altura, se utiliza para corredores estrechos, y da por resultado más altas, presenta entonces alto impacto visual.

Como ventaja permite circuitos dobles en una única torre, doble terna, debiendo considerarse atentamente que esto en rigor no es equivalente a dos líneas, ya que la probabilidad de que ambas ternas fallen es mayor que cuando se tienen estructuras independientes.

1.2.2.4 La disposición triangular

Da alturas intermedias, los corredores son un poco más anchos, las alturas algo menores que para el caso anterior.

En tensiones más bajas (medias) con aisladores rígidos la disposición es triangular con base horizontal, en tensiones mayores también se observan disposiciones con base vertical.

Los conductores de las líneas aéreas de alta tensión se construyen con un núcleo de alambre de acero que contribuye a la resistencia mecánica, rodeado de una formación de alambre de aleación de aluminio.

1.2.2.5 Conductores aéreos de tierra (cables de tierra)

Hoy día se está de acuerdo en que, para que la protección con cables de tierra sea efectiva, es necesario que estos cables apantallen a todos los conductores de la línea, que la resistencia de puesta a tierra sea baja, que el aislamiento sea relativamente elevado y que en general, la distancia entre los cables de tierra y los de línea sea mayor de la que se acostumbra hace algunos años.

1.2.2.6 Conductores de contra peso o contraantena

Tratando de disminuir la resistencia de las tomas de tierra o de conseguir un efecto equivalente, requisito necesario para el buen funcionamiento de la protección por cables de tierra, se ha recurrido a tender largos trozos de cable, enterrados, unidos a los pies de las torres. Este dispositivo se ha adoptado en terrenos rocosos o arenosos donde las varillas, placas o estacas usuales de toma de tierra resultan poco eficaces. Los conductores mencionados han sido denominados de contrapeso. Como indica su nombre, además de la reducción de la

resistencia, se espera obtener algunas ventajas de la capacidad a tierra de los conductores y conseguir una reducción en la diferencia de potencial entre los conductores de línea y de tierra, debido a la inducción mutua entre los conductores de línea y los de tierra con los de contrapeso. Se calcula que dos conductores enterrados, paralelos, tendidos de torre a torre, han de producir una protección equivalente a la conseguida con tomas en tierra menores a 5 ohm, aun en casos de terrenos de alta resistividad.

Las instalaciones de contrapeso o contraantena, tanto la de tipo radial, que se extiende diagonalmente desde la torre, como las de tipo paralelo, han resultado, en general, completamente satisfactorias, si bien los datos de ensayo, hasta la fecha, indican que el efecto de acoplamiento mutuo puede ser de menor importancia.

1.2.3 Pararrayos

La aplicación de pararrayos en sistemas con el neutro conectado a tierra, es algo más difícil que en los sistemas con neutro aislado. Los pararrayos normales que figuran catalogados por sus constructores para uso en sistemas con el neutro directamente unido a tierra, tiene señalada una tensión nominal eficaz máxima (tensión de ruptura) del 80 % de la tensión eficaz máxima entre fases del sistema. Esta tensión no debería ser rebasada en caso de tensiones anormales ocasionadas por la pérdida de la carga o por sobrevelocidad de los generadores. Los defectos a tierra, en determinadas condiciones, pueden ocasionar tensiones para los pararrayos.

1.2.4 **Morsetería o herrajes**

Con el nombre de morsetería se designa el conjunto de dispositivos y accesorios que cumplen los siguientes propósitos principales:

La fijación en suspensión o amare, de los conductores e hilo de guarda a las estructuras.

La unión mecánica y/0 eléctrica de los aisladores que soportan los conductores, hilo de guarda y puestas a tierra.

La protección mecánica de los conductores, aisladores e hilos de guarda.

1.2.4.1 **Clasificación**

De acuerdo a la función específica que cumplen en la línea, podemos clasificar las morseterías de la siguiente manera:

Morsetería de suspensión: permite fijar el conductor o el haz de conductores al aislamiento de una línea, soportando los conductores de vanos adyacentes, análogamente para el hilo de guarda.

Morsetería de retención: permite fijar el conductor o haz de conductores al aislamiento de la línea, soportando todo el tiro de los mismos, en estructuras terminales o de retención.

Manguito de empalme: dispositivo apto para asegurar la continuidad eléctrica y mecánica del conductor o hilo de guarda, su aplicación típica se da en la unión de conductores de distintas bobinas en las operaciones de tendido.

Manguito de reparación: dispositivo apto para restituir la continuidad eléctrica cuando un conductor ha sufrido daños en los alambres de su capa externa.

Separadores: componente que asegura y mantiene a los conductores de un haz en su posición relativa. Puede ser rígidos, aunque la tendencia es construirlos de modo que cumplan funciones antivibratorias.

1.2.5 Estructuras

Las estructuras de una línea pueden ser clasificadas en relación a su función la forma de resistir los esfuerzos, y los materiales contractivos.

1.2.5.1 Estructuras de suspensión

Los conductores están suspendidos mediante cadenas de aisladores, que cuelgan de las ménsulas de las torres. Resisten la carga vertical de todos los conductores (también los cables de guarda), y la acción del viento transversal a la línea, tanto sobre conductores como sobre la misma torre. No están diseñadas para soportar esfuerzos laterales debido al tiro de los conductores, por eso se le llama también de alineamiento.

1.2.5.1 Estructuras de retención

Básicamente se distinguen tres tipos:

- **Terminal:** la disposición de los conductores es perpendicular a las ménsulas, la torre se dimensiona para soportar fundamentalmente el tiro de todos los conductores de un solo lado, y en general es la estructura más pesada de la línea.
- **Angular:** se ubica en los vértices cuando hay cambio de dirección de la línea, la carga más importante que soporta es la componente del tiro (debida al ángulo) de todos los conductores.
- **Rompetramos:** algunas normas de cálculo sugieren el uso de estas estructuras con la finalidad básica de limitar la caída en cascada (dominó) de las estructuras de suspensión, y para facilitar el tendido cuando dos tramos rectilíneos son muy largos. Cuando el diseño de las suspensiones se hace con criterios de evitar la caída en cascada, el uso de estructuras rompetramos se hace innecesario.

1.3. Subestaciones

1.3.1. Subestación Eléctrica

Es un conjunto de dispositivos eléctricos, que forman parte de un sistema eléctrico de potencia, sus funciones son: transformar tensiones y derivar circuitos de potencia.

1.3.2. Generalidades

Las subestaciones se pueden denominar, de acuerdo con el tipo de función que desarrollan, en tres grupos:

- a) Subestaciones variadoras de tensión.
- b) Subestaciones de maniobra o seccionadores de circuito.
- c) Subestaciones mixtas (mezcla de las dos anteriores).

De acuerdo con la potencia y tensión que manejan las subestaciones, éstas se pueden agrupar en:

- a) Subestaciones de transmisión. Arriba de 230 kV.
- b) Subestaciones de subtransmisión. Entre 230 y 115 kV.
- c) Subestaciones de distribución primaria. Entre 115 y 23 kV.
- d) Subestaciones de distribución secundaria. Debajo de 23 kV.

1.3.3. Localización

El punto de partida para la localización de una subestación se deriva de un estudio de planeación, a partir del cual se localiza, con la mayor aproximación, el centro de carga de la región que se necesita alimentar.

Un método que se puede utilizar para localizar una subestación, es el siguiente: En un plano grande de una ciudad se traza, a escala, una cuadrícula que puede ser de 0.5 x 0.5 km. En cada cuadro de medio kilómetro de lado, se obtiene estadísticamente la capacidad instalada, contando el número de

transformadores de distribución repartidos en el área y sumando la potencia en kVA de todos ellos.

Lo anterior se efectúa año tras año y, en esa forma se detectada la velocidad de crecimiento (en al área mencionada) de la demanda eléctrica, en kVA, para cinco y para diez años. Obtenida la localización del centro de carga, conociendo la capacidad actual de la subestación y previniendo las ampliaciones futuras, se determina la superficie necesaria para la instalación de la misma. A continuación, se procede a la localización de un terreno de área igual o mayor a la requerida y lo más próximo posible al centro de carga del área.

Una vez localizado el terreno, y antes de comprarlo, se debe efectuar un estudio para que no exista dificultad en la llegada de los circuitos de alimentación a la subestación. La alimentación se podrá efectuar por medio de líneas de transmisión, o bien, si no hay espacio disponible para su tendido, por medio de cables subterráneos de alta tensión.

Localizado el terreno necesario, se procede a la obtención de los datos climatológicos de la región:

- a) Temperaturas, máxima y mínima
- b) Velocidad máxima del viento
- c) Altura sobre el nivel del mar
- d) Nivel isoceraúnico
- e) Nivel sísmico
- f) Nivel pluviométrico
- g) Grado de contaminación

1.3.4. Capacidad

La capacidad de una subestación se fija, considerando la demanda actual de la zona en kVA, más el incremento en el crecimiento, obtenido por extrapolación, durante los siguientes diez años, previendo el espacio necesario para las futuras ampliaciones.

1.3.5. Tensión

Dentro de la gama existente de tensiones normalizadas, la tensión de una subestación se puede fijar en funciones de los factores siguientes:

- a) Si la subestación es alimentada en forma radial, la tensión se puede fijar en función de la potencia de la misma.
- b) Si la alimentación proviene de un anillo, la tensión queda obligada por la misma del anillo.
- c) Si la alimentación se toma de una línea de transmisión cercana, la tensión de la subestación queda obligada por la tensión de la línea citada.

1.3.6. Tensiones normalizadas

Las tensiones en un sistema de potencia se normalizan, en primer término, dependiendo de las normas que se utilizan en cada país y, en segundo término, según las normas internas de las empresas propietarias de los sistemas eléctricos.

Por ejemplo, en México, en el sistema central, las tensiones normalizadas son las siguientes:

Alta tensión 400, 230, 85 y 23 kV

Baja tensión 440, 220 y 127 Voltios

1.3.7. Nomenclatura y Simbología

La nomenclatura y simbología de los diagramas y el equipo que se menciona en este texto, están de acuerdo con las normas mexicanas elaboradas por el CCONNIE (Comité Consultivo Nacional de Normalización de la Industria Eléctrica), con las normas americanas ANSI y con las normas internacionales CEI (Comisión Electrotécnica Internacional).

1.3.8. Diagrama Unifilar

El diagrama unifilar de una subestación eléctrica es el resultado de conectar en forma simbólica y a través de un solo hilo todo el equipo mayor que forma parte de la instalación, considerando la secuencia de operación de cada uno de los circuitos. El diseño de una instalación eléctrica tiene su origen en el diagrama unifilar correspondiente, que resulta del estudio de las necesidades de carga de la zona en el presente y con proyección a un futuro de mediano plazo.

1.3.9. Diagrama con un solo juego de barras

- a) Es el diagrama más sencillo. En condiciones normales de operación, todas las líneas y bancos de transformadores están conectados al único juego de barras.
- b) Con este arreglo, en caso de operar la protección diferencial de barras, esta desconecta todos los interruptores, quedando la subestación completamente desenergizada; si en la barra se instala el juego de cuchillas

seccionadoras (1), en caso de una falla de las barras mencionadas queda fuera toda la subestación. Entonces se abren las cuchillas mencionadas, se deja fuera la parte dañada y así puede trabajar la mitad de la instalación que no sufrió daños.

- c) El mantenimiento de los interruptores se dificulta porque hay que dejar fuera parte de la subestación.
- d) Es el arreglo que utiliza menor cantidad de equipo y, por lo tanto, es el más económico.

1.3.10. Diagrama con un juego de barras principales y uno de barras de transferencia

Es una alternativa del caso anterior, en la cual las barras de transferencia se utilizan para sustituir, a través del interruptor comodín, cualquier interruptor que necesite mantenimiento. Supongamos que se desea reparar el interruptor del circuito 1, primero se abre el interruptor 1, luego sus cuchillas A y B. Ahora se cierran las cuchillas C del circuito 1 y las A y B del interruptor comodín. Finalmente se cierra el interruptor E con lo cual queda en servicio el circuito 1, y el interruptor 1 queda desenergizado y listo para su reparación.

1.3.11. Diagrama con un juego de barras principales y uno de barras auxiliares

- a) En condiciones normales de operación, todas las líneas y bancos de transformadores se conectan a las barras principales. Con este diagrama se obtiene buena continuidad de servicio.
- b) Los arreglos con interruptor comodín logran mayor flexibilidad de operación, aunque aumentan las maniobras en el equipo.

- c) Este arreglo permite sustituir y dar mantenimiento a cualquier interruptor por el comodín, sin alterar la operación de la subestación en lo referente a desconectar líneas o bancos de transformadores.
- d) Con respecto al caso anterior, la cantidad de equipo necesario es mayor, así como su costo.

1.3.12. Diagrama con doble juego de barras o barras partidas

A este diagrama también se le conoce con el nombre de barra partida y es de los más utilizados.

El diagrama tiene como característica que la mitad de las líneas y transformadores se conectan a un juego de barras y la otra mitad a otro juego.

- a) Desde el punto de vista de continuidad, el arreglo no es bueno debido a que por cada interruptor que necesite revisión se tiene que desconectar el transformador o línea correspondiente.
- b) La subestación, en condiciones normales, se opera con el interruptor de amarre y sus dos juegos de cuchillas en posición de cerrado, de tal manera que, en caso de una falla en uno de los juegos de barras, el otro sigue operando, trabajando en la subestación a media capacidad, mientras se efectúan las maniobras necesarias para librar las cuchillas de todos los circuitos de las barras dañadas dejando la subestación conectada al juego de barras en buen estado, mientras se reparan las barras afectadas.

- c) Para dar mantenimiento a cada interruptor, se necesita desconectar el circuito correspondiente, lo cual representa una desventaja para este diagrama.
- d) Este arreglo es un 30% más caro que el tratado en el caso de un juego de barras, pero más barato que en el caso de interruptor y medio.

1.3.13. Banco de tierra

Consiste en un transformador cuya función principal es conectar a tierra el neutro de un sistema y proporcionar un circuito de retorno a la corriente de cortocircuito de fase a tierra.

Si en un sistema de potencia con neutro flotante, como es el caso de un circuito alimentado desde la delta de un transformador, ocurre un cortocircuito de fase a tierra, no hay camino de regreso para la corriente de cortocircuito. El sistema podrá seguir en operación pero con las otras dos fases al elevar su tensión a un valor mayor a 1.73 p.u. de 3 veces el valor de la tensión nominal entre fases; lo cual ocasiona una sobretensión permanente a la frecuencia del sistema que afecta tanto al transformador como al propio sistema. Para evitar lo anterior, se debe considerar un camino extra para la corriente de regreso de tierra. Y este se obtiene al conectar un “banco de tierra”.

1.3.14. Tipos de bancos de tierra

Transformador de tierra:

Con conexión estrella y neutro a tierra en el lado de alta tensión, y delta en baja tensión. Puede ser un transformador de 3 fases, que para un sistema aislado de tierra en 85 kv, puede tener una relación de 85/23 kv, conexión estrella-delta, y cuyo devanado de 23 kv puede utilizarse para alimentar los servicios de estación de la instalación.

Transformador con conexión tipo zig-zag:

Este es un transformador especialmente diseñado para banco de tierra; su impedancia en secuencia positiva es muy alta, mientras que su impedancia en secuencia cero es baja; el neutro que sale del tanque a través de una boquilla, se conecta sólidamente a tierra. El neutro debe poder soportar, durante un minuto, una corriente de 1800 A.

En ambos casos, las terminales del lado de la estrella o de la conexión zig-zag del banco de tierra de que se trate, se conectan a la red alimentada por la delta, mientras que el neutro se conecta a la red de tierra de la subestación, instalándose en este un transformador de corriente que energiza las protecciones automáticas, cuando se producen fallas a tierra en el sistema.

1.3.15 Transformadores de potencial

Un transformador es una máquina electromagnética, cuya función principal es cambiar la magnitud de las tensiones eléctricas.

Se puede considerar formado por tres partes principales:

Parte activa

Parte pasiva

Accesorios

1.3.15.1 Parte activa:

Es formada por un conjunto de elementos separados del tanque principal y que agrupa los siguientes elementos:

1. **Núcleo:** Este constituye el circuito magnético, que esta fabricado en lámina de acero al silicio, con un espesor de 0.28 mm.

La norma que utiliza el fabricante par el diseño del núcleo, no establece formas ni condiciones especiales para su fabricación. Se busca la estructura mas adecuada a las necesidades y capacidades del diseño. El núcleo puede ir unido a la tapa y levantarse con ella, o puede ir unida a la pared del tanque, lo cual produce mayor resistencia durante las maniobras mecánicas de transporte.

2. **Bobinas:** estas constituyen el circuito eléctrico. Se fabrican utilizando alambre o solera de cobre o de aluminio. Los conductores se forran de material aislante, que puede tener diferentes características, de acuerdo con la tensión de servicio de la bobina, la temperatura y el medio en que se va a estar sumergida-

Las normas tampoco establecen condiciones específicas, quedando en manos de los diseñadores el adaptar criterios que vayan de acuerdo con la capacidad y la tensión, y que incidan en la forma de las bobinas.

Los devanados deben tener conductores de enfriamiento radiales y axiales que permitan fluir el aceite y eliminar el calor generado en su interior. Además, deben tener apoyos y sujeciones suficientes para soportar los esfuerzos mecánicos debidos a su propio peso, y sobre todo los de su tipo electromagnético que se producen durante los cortocircuitos.

Las bobinas según la capacidad y tensión del transformador pueden ser de tipo rectangular para pequeñas potencias, de tipo cilíndrico para potencias medianas y de tipo galleta para las potencias altas.

3. **Cambiador de derivaciones:** constituye el mecanismo que permite regular la tensión de la energía que fluye de un transformador. Puede ser de operación automática o manual, puede instalarse en lado de alta o de baja tensión dependiendo de la capacidad y tensión del aparato, aunque conviene instalarlo en alta tensión, debido a que su costo disminuye en virtud de que la intensidad de corriente es menor.
4. **Bastidor:** Esta formado por un conjunto de elementos estructurales que rodean el núcleo de las bobinas, y cuya función es soportar los esfuerzos mecánicos y electromagnéticos que se desarrollan durante la operación del transformador.

1.3.15.2 Parte pasiva:

Consiste en el tanque donde se aloja la parte activa; se utiliza en los transformadores cuya parte activa va sumergida en líquido.

El tanque debe ser hermético, soportar el vacío absoluto sin presentar deformación permanente. Proteger eléctrica y mecánicamente el transformador,

ofrece puntos de apoyo para el transporte y la carga del mismo, soportar los enfriadores, bombas de aceite, ventiladores y los accesorios especiales.

La base del tanque debe ser lo suficientemente reforzada para soportar las maniobras de levantamiento durante la carga o descarga del mismo.

El tanque y los radiadores de un transformador deben tener un área suficiente para disipar las pérdidas de energía desarrolladas dentro del transformador, sin que su elevación de temperatura pase 55° C, o más, dependiendo de la clase térmica de aislamiento especificado.

A medida que la potencia de diseño de un transformador se hace crecer, el tanque y los radiadores, por si solos, no alcanzan a disipar el calor generado, por lo que en diseños de unidades de alta potencia se hace necesario adicionar enfriadores, a través de los cuales se hace circular aceite forzado por bombas, y se sopla aire sobre los enfriadores, por medio de ventiladores. A este tipo de eliminación térmica se le llama enfriamiento forzado.

El enfriamiento de los transformadores se clasifica en los siguientes grupos:

1. Clase OA. Enfriamiento por aire. Circulación Natural.
2. Clase OW. Enfriamiento por agua a través de un serpentín. Circulación natural,
3. Clase FOA. Enfriamiento por aceite y aire forzado.

1.3.15.3 Accesorios:

Los accesorios de un transformador son un conjunto de partes y dispositivos que auxilian en la operación y facilitan las labores de mantenimiento.

Entre estos elementos, destacan los siguientes.

Tanque conservador: Es un tanque extra colocado sobre el tanque principal del transformador, cuya función es absorber las expansiones de aceite debido a los cambios de temperatura, provocados por los incrementos de carga. El tanque se mantiene lleno de aceite aproximadamente hasta la mitad. En caso de una elevación de temperatura, el nivel de aceite se eleva comprimiendo el gas contenido en la mitad superior si el tanque es sellado, o expulsa el gas hacia la atmósfera si el tanque tiene respiración.

La tubería entre los dos tanques debe permitir un flujo adecuado de aceite. En ella se instala el relevador de gas (Bucholz) que sirve para detectar fallas internas en el transformador.

En el conservador no debe permanecer el aceite en contacto con el aire. Por un lado, porque al estar variando el nivel del aceite el aire que penetra tiene humedad que se condensa en las paredes y escurre hacia adentro del transformador, y por otro lado, porque el aceite en contacto con el aire se oxida y pierde también características dieléctricas. Para evitar lo anterior, se utilizan diferentes métodos de protección; uno es por medio de una lámina de neopreno que se mueve simultáneamente con la variación del nivel de aceite y evitar el contacto aire-aceite, y otro es llenar la parte superior del servador con nitrógeno seco y sellar el tanque conservador.

Boquilla: son los aisladores terminales de las bobinas de alta y baja tensión que se utilizan para atravesar el tanque o la tapa del transformador.

Tablero: Es un gabinete dentro del cual se encuentran los controles y protecciones de los motores de las bombas de aceite, de los ventiladores, de la calefacción del tablero, del cambiador de derivación bajo carga, etc.

Válvulas: Es un conjunto de dispositivos que se utilizan para el llenado, vaciado, mantenimiento y muestreo del aceite del transformador.

Conectores de tierra: son unas piezas de cobre soldadas al tanque, donde se conecta el transformador a red de tierra.

Placa de características: Esta placa se instala en un lugar visible del transformador y en ella se graban los datos más importantes como son potencia, tensión, por ciento de impedancia, número de serie, diagrama vectorial y de conexiones, número de fases, frecuencia, elevación de temperatura, altura de operación sobre el nivel del mar, tipo de enfriamiento, por ciento de variación de tensión en los diferentes pasos del cambiador de derivación, peso y año de fabricación.

1.3.16. Conexión en los transformadores

Para la selección de un transformador es necesario conocer las ventajas y desventajas de cada una de las conexiones más utilizadas. Dichas conexiones son:

Estrella-estrella: sus características principales son:

- a. Aislamiento mínimo.
- b. Cantidad de cobre mínimo.
- c. Circuito económico para baja carga y alto voltaje.
- d. Los dos neutros son accesibles.
- e. Alta capacitancia entre espiras, que reduce los esfuerzos dieléctricos durante los transitorios debido a tensión.
- f. Neutros inestables, si no se conectan a tierra.

Estrella-estrella con terciario en delta: sus características principales son:

- a. La delta del terciario proporciona un camino cerrado para la tercera armónica de la corriente magnetizante, lo cual elimina los voltajes de la tercera armónica en los devanados principales.
- b. El terciario se puede utilizar para alimentar el servicio de la subestación, aunque no es muy recomendable por las altas corrientes de corto circuito que se obtiene.
- c. Aumenta el tamaño y costo del transformador.

Delta-delta: es una conexión raramente usada. Se utiliza en tensiones bajas y medias. Sus características son:

- a. En caso de que a un banco del transformador se le dañe una fase, se puede operar utilizando la conexión delta abierta V.
- b. Circuito económico para alta carga y bajo voltaje.
- c. Las dos deltas proporcionan un camino cerrado para la tercera armónica de la corriente magnetizante, lo cual elimina los voltajes de tercera armónica
- d. No se puede conectar a tierra los puntos neutros. Se necesita utilizar un banco de tierra, lo cual encarece más el banco.
- e. Se necesitan mayores cantidades de aislamiento y de cobre.
- f. La conexión delta se utiliza con aislamiento total y rara vez se usa para tensiones superiores a 138 kV por el alto costo del aislamiento.

Delta-estrella: se acostumbra utilizar en transformadores elevadores de tensión. Sus características son:

- a. Al aterrizar el neutro del secundario se aíslan las corrientes de tierra de secuencia cero.
- b. Se eliminan los voltajes de tercera armónica, porque la corriente magnetizante de tercera armónica se queda circulando dentro de la delta del primario.
- c. La conexión estrella se usa con aislamiento graduado hasta el valor de la tensión del neutro.

Estrella-delta: se acostumbra utilizar en transformadores reductores de tensión. Sus características son:

- a. No se puede conectar a tierra el lado secundario.
- b. Se eliminan los voltajes de tercera armónica porque la corriente magnetizante de la tercera armónica se queda circulando dentro de la delta del secundario.

T-T: es una conexión raramente usada. Sólo se utiliza en casos especiales en que se alimentan cargas tri, bi y monofásicas juntas, sus características son:

- a. Comportamiento semejante a la conexión estrella-estrella.
- b. Tiene ambos neutros disponibles.
- c. Los voltajes y las corrientes de tercera armónica pueden ocasionar problemas.
- d. Se necesitan dos transformadores monofásicos para la conexión.
- e. La capacidad debe ser 15% mayor que la carga por alimentar.

Zig-zag: se utiliza en transformadores de tierra conectados a bancos con conexión delta, para tener en forma artificial una corriente de tierra que energice las protecciones correspondientes

Autotransformador: se utiliza cuando la relación de transformación es menor de dos. Son más baratos que los transformadores equivalentes. Sus características son:

- a. Menos tamaño, peso y costo.
- b. Como la impedancia entre primario y secundario es menor que en un transformador, se presenta una posibilidad mayor de fallas.
- c. Debido a que solo existe una bobina, el devanado de baja tensión también debe soportar las sobretensiones que recibe el devanado de alta tensión.
- d. Las conexiones en el primario y el secundario deben ser siempre iguales o sea estrella-estrella o delta-delta; estas últimas no son usuales.

1.3.17. Transformador de potencia (PT`s)

Son aparatos en que la tensión secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la tensión primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos funciones: transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

El primario se conecta en paralelo con el circuito por controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los diferentes aparatos de medición y de protección que se requieren energizar.

Parámetros de los PT`s

Tensiones. Las tensiones primaria y secundaria de un transformador de potencial deben estar normalizadas de acuerdo con cualquiera de las normas nacionales o internacionales en uso.

Tensión primaria. Se debe seleccionar el valor normalizado inmediato superior al valor calculado de la tensión nominal de la instalación.

Tensión secundaria. Los valores normalizados, según ANSI son de 120 voltios para aparatos de hasta 25 kv y de 115 voltios para aquellos con valores superiores a 34.5 kv.

Potencia nominal. Es la potencia secundaria expresada en volta-amperios, que se desarrolla bajo la tensión nominal y que se indica en la placa de características del aparato.

Carga. Es la impedancia que se conecta a las terminales del devanado secundario.

Clase de precisión para medición. La clase de precisión se designa por el error máximo admisible en por ciento, que el transformador de potencia puede introducir en la medición de potencia operando con su tensión nominal primaria y la frecuencia nominal.

La precisión de un transformador se debe garantizar para valores entre 90 y 110% de la tensión nominal.

En las subestaciones se acostumbra especificar los transformadores de potencial con la siguiente nomenclatura, de acuerdo con las normas ANSI: 0.3W, o 0.3X o 0.3Y, 1.2Z.

Donde el primer factor 0.3, 0.6 ò 1.2 es el valor de la precisión y debe ir asociado con una o varias cargas nominales de precisión indicadas por las letras W, X, Y o Z que indican las potencias nominales en VA. Además se acostumbra especificar los transformadores para que resistan durante un segundo los esfuerzos térmicos y mecánicos derivados de un cortocircuito en las terminales del secundario, a voltaje pleno sostenido en las terminales del primario.

1.3.18. Transformador de corriente (CT`s)

Son aparatos en que la corriente secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la corriente primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrolla dos tipos de función: transformar la corriente y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

El primario del transformador se conecta en serie con el circuito por controlar y el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los aparatos de medición y de protección que requieran ser energizados.

Un transformador de corriente puede tener uno o varios secundarios, embobinados a su vez sobre uno o varios circuitos magnéticos. Si el aparato tiene varios circuitos magnéticos, se comporta como si fueran varios transformadores diferentes. Un circuito se puede utilizar para mediciones que requieren mayor precisión, y los demás se pueden utilizar para protección.

1.3.19. Tipos de transformadores de corriente

Transformadores de medición. Los transformadores de medición cuya función es medir, requieren reproducir fielmente la magnitud y el ángulo de fase de la corriente. Su precisión debe garantizarse desde una pequeña fracción de corriente nominal del orden del 10% hasta un exceso de corriente del orden del 20%, sobre el valor nominal.

Transformadores de protección. Los transformadores cuya función es proteger un circuito, requieren conservar su fidelidad hasta un valor de veinte veces la magnitud de la corriente nominal.

En el caso de los relevadores de sobrecorrientes, solo importa la relación de transformación, pero en otro tipo de relevadores, como pueden ser los de impedancia, se requiere además de la relación de transformación mantener el error del ángulo de fase dentro de los valores predeterminados.

Transformadores mixtos. En este caso, los transformadores se diseñan para una combinación de los dos casos anteriores, un circuito con el núcleo de alta precisión para los circuitos de medición y uno o dos circuitos mas, con sus núcleos adecuados para los circuitos de precisión.

Banco de capacitores

En las instalaciones industriales y de potencia, los capacitores se instalan en grupos llamados bancos.

Los bancos de capacitores de alta tensión generalmente se conectan en estrella con neutro flotante y rara vez con neutro conectado a tierra. El que se utilice uno u otro tipo de neutro, depende de las consideraciones siguientes:

Conexión del sistema a tierra. En sistemas eléctricos con neutro aislado, o conectado a tierra a través de una impedancia, los bancos de capacitores deben conectarse con el neutro flotante. En esta forma se evita la circulación a través del banco de capacitores, de armónicas de corriente que producen magnitudes de corriente superiores al valor nominal y que pueden dañar los capacitores. La principal ventaja de los bancos de capacitores con el neutro flotante es permitir el uso de fusibles de baja capacidad de ruptura.

Dispositivos de conexión y de desconexión. Las tensiones de recuperación que se presentan entre los contactos de los dispositivos de apertura son mayores cuando se deja el neutro flotante, que cuando se conecta el neutro a tierra.

Armónica. La conexión del neutro a tierra es un paso para la tercera armónica y sus múltiplos, que tienen la propiedad de causar interferencias en las líneas telefónicas adyacentes.

1.3.20. Capacitores

Son unos dispositivos eléctricos formados por dos láminas conductoras separadas por una lámina dieléctrica y que al aplicar una diferencia de tensión almacenan carga eléctrica.

Los capacitores de alta tensión están sumergidos, por lo general, en líquidos dieléctricos y todo el conjunto está dentro de un tanque pequeño, herméticamente cerrado.

Sus dos terminales salen al exterior a través de dos boquillas de porcelana, cuyo tamaño dependerá del nivel de tensión del sistema al que se conectarán.

Una de las aplicaciones más importantes del capacitor es la de corregir el factor de potencia en líneas de distribución y en las instalaciones industriales, aumentando la capacidad de los transformadores y la regulación del voltaje en los lugares de consumo.

1.3.21. Pararrayos

Son unos dispositivos eléctricos formados por una serie de elementos resistivos no lineales y explosivos que limitan la amplitud de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, operación de interruptores o desbalance de sistemas.

Características principales de los pararrayos

Comportarse como un aislador mientras la tensión aplicada no exceda de cierto valor predeterminado.

Convertirse en conductor al alcanzar la tensión ese valor.

Conducir a tierra la onda de corriente producida por la onda de sobretensión.

Interruptores

El interruptor es un dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales, así como, bajo condiciones de cortocircuito.

Sirve para insertar o retirar de cualquier circuito energizado máquinas, aparatos, líneas aéreas o cables.

El interruptor es, junto con el transformador, el dispositivo más importante de una subestación. Su comportamiento determina el nivel de confiabilidad que se puede tener en un sistema eléctrico de potencia.

El interruptor debe ser capaz de interrumpir corrientes eléctricas de intensidades y factores de potencia diferentes, pasando desde las corrientes capacitivas de varios cientos de amperes a las inductivas de varias decenas de kiloamperes (cortocircuito).

Parámetros de los interruptores

Tensión nominal. Es el valor eficaz de la tensión entre fases del sistema en que se instalara el interruptor.

Tensión máxima. Es el valor máximo de la tensión para el cual esta diseñado el interruptor y representa el límite superior de la tensión, al cual debe operar, según normas.

Corriente nominal. Es el valor eficaz de la corriente normal máxima que puede circular continuamente a través del interruptor sin exceder los límites recomendables de elevación de temperatura.

Corriente de cortocircuito inicial. Es el valor pico de la primera semionda de corriente, comprendida en ella la componente transitoria.

Corriente de cortocircuito. Es el valor eficaz de la corriente máxima de cortocircuito que puede abrir las cámaras de extinción del arco.

Tensión de restablecimiento. Es el valor eficaz de la tensión máxima de la primera semionda de la componente en alterna, que aparece entre los contactos del interruptor después de la extinción de corriente.

Resistencia de contacto. Cuando una cámara de arqueo se cierra, se produce un contacto metálico en un área muy pequeña formada por tres puntos, que es lo que en geometría determina un plano. Este contacto formado por tres o mas puntos es lo que fija el concepto de resistencia de contacto y que provoca el calentamiento de contacto, aplazar la corriente normal a través de el.

Cámaras de extinción del arco. Es la parte primordial de cualquier interruptor eléctrico, en donde al abrir los contactos se transforma en calor la energía que circula por el circuito de que se trate.

Dichas cámaras deben soportar los esfuerzos electrodinámicos de las corrientes de cortocircuito, así como los esfuerzos dieléctricos que aparecen al producirse la desconexión de bancos de reactores, capacitores y transformadores.

1.3.22. Tipos de interruptores

De acuerdo con los elementos que intervienen en la apertura del arco de las cámaras de extinción, los interruptores se pueden dividir en los siguientes grupos:

1.3.23. Interruptor en gran volumen de aceite

En este tipo de extinción el arco producido calienta el aceite dando lugar a una formación de gas muy intensa, que aprovechando el diseño de la cámara empuja un chorro de aceite a través del arco, provocando su alargamiento y enfriamiento hasta llegar a la extinción del mismo, al pasar la onda de corriente por cero.

Para grandes tensiones y capacidades de ruptura cada polo del interruptor va dentro de un tanque separado, aunque el accionamiento de los tres polos es simultáneo, por medio de un mando común.

En este tipo de interruptores, el mando puede ser eléctrico, con sensores o con compresora unitaria según la capacidad interruptiva del interruptor.

1.3.24. Interruptor en pequeño volumen de aceite

En general, se usan en tensiones y potencias medianas. Este interruptor utiliza aproximadamente un 5% del volumen de aceite del caso anterior.

Las cámaras de extinción tienen la propiedad de que el efecto de extinción aumenta a medida que la corriente que va a interrumpir crece. Por

eso al extinguir las corrientes de baja intensidad, las sobretensiones generadas son pequeñas.

La potencia de apertura es limitada solo por la presión de los gases desarrollados por el arco, presión que debe ser soportada por la resistencia mecánica de la cámara de arqueo.

Para potencias interruptivas altas, el soplo de los gases sobre el arco se hace perpendicularmente al eje de los contactos, mientras que para potencias bajas, el soplo de los gases se inyecta en forma axial.

1.3.25. Fusibles

Son dispositivos de protección eléctrica de una red que hacen las veces de un interruptor, siendo mas baratos que estos. Se emplean en aquellas partes de una instalación eléctrica en que los relevadores y los interruptores no se justifican económicamente.

Su función es la de interrumpir circuitos cuando se produce en ellos una sobretensión, y soportar la tensión transitoria de recuperación que se produce posteriormente.

Un juego de fusibles de alta tensión, en su parte fundamental, esta formado por tres polos. Cada uno de ellos, a su vez, esta formado por una base metálica semejante a las utilizadas en las cuchillas, dos columnas de aisladores que pueden ser de porcelana o de resina sintética y cuya altura fija el nivel básico de impulso a que trabaja el sistema.

Sobre los aisladores se localizan dos mordazas, dentro de las cuales entra a presión el cartucho de fusibles.

Dentro del cartucho se encuentra el elemento fusible, que normalmente esta formado por un alambre o tiras metálicas con una sección reducida, que esta calibrada de acuerdo con su capacidad de corriente.

1.3.26. Reactores

Son bobinas que se utilizan para limitar una corriente de cortocircuito y poder disminuir en esta forma la capacidad interruptiva de un interruptor y por lo tanto su costo; otra función de los reactores es la corrección del factor de potencia en líneas muy largas, cuando circulan corrientes de carga muy bajas en este caso los reactores se conectan en derivación.

En el caso de subestaciones, los reactores se utilizan principalmente en el neutro de los bancos de transformadores, para limitar la corriente de cortocircuito a tierra. Además se utilizan también en serie con cada una de las tres fases de algún transformador, para limitar la corriente de cortocircuito trifásica.

Los reactores, según su capacidad, pueden ser de tipo seco para potencias reactivas pequeñas, o del tipo sumergido en aceite para potencias elevadas, en cuyo caso tienen núcleo y necesitan estar encerrados en un tanque de lamina; sus terminales salen a través de boquillas de porcelana y necesitan a veces sistemas de eliminación del calor generado por las pérdidas internas del aparato. Estos últimos pueden llegar a semejarse a un transformador tanto por la forma como por su tamaño.

1.3.27. Interruptor de recierre o recloser

El interruptor de recierre o recloser es un interruptor para MT, con una potencia de corto circuito moderada, previsto para despejar fallas temporales o interrumpirlas en caso de ser fallas permanentes.

Puede realizar múltiples recierres y trabajar coordinadamente con fusibles y seccionadores.

El Recloser es una herramienta moderna, técnicamente confiable y económica para electrificación en media tensión.

El Recloser agrupa en un solo bloque, todo el equipamiento que habitualmente se necesita en una subestación, ocupando un espacio mínimo y a un costo reducido.

1.3.28. Cuchillas o seccionadores

El seccionador es un aparato mecánico de conexión que asegura, en posición abierta, una distancia de seccionamiento que satisface condiciones especificadas. Un seccionador es capaz de abrir y de cerrar un circuito cuando se establece o interrumpe una corriente de valor despreciable, o bien no se produce ningún cambio importante de la tensión entre los bornes de cada uno de los polos del seccionador.

Además estos dispositivos sirven para conectar diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o bien para darles mantenimiento.

Las cuchillas pueden abrir circuitos bajo la tensión nominal pero nunca cuando este fluyendo corriente a través de ellas. Antes de abrir un juego de cuchillas siempre deberá abrirse primero el interruptor correspondiente.

Es también capaz de conducir corrientes en las condiciones normales del circuito, y de soportar corrientes por un tiempo especificado en condiciones anormales como las de cortocircuito.

La diferencia entre un juego de cuchillas y un interruptor, considerando que los dos abren o cierran circuitos, es que las cuchillas no pueden abrir un circuito con corriente y el interruptor si puede abrir cualquier tipo de corriente desde el valor nominal hasta el valor de cortocircuito. Hay algunos fabricantes de cuchillas que añaden a la cuchilla una pequeña cámara de SF6 que le permite abrir solamente los valores nominales de la corriente del circuito.

Las cuchillas están formadas por una base metálica de lamina galvanizada con un conector para puesta a tierra; dos o tres columnas de aisladores que fijan el nivel básico de impulso, y encima de estos, la cuchilla. La cuchilla esta formada por una navaja o parte móvil y la parte fija, que es una mordaza que recibe y presiona la parte móvil.

Debe notarse que hay dos aisladores por polo, uno por soporte, y otro que transmite el movimiento al brazo.

1.3.29. Tipos de seccionadores

Se describen a continuación los diferentes tipos de seccionadores:

Seccionador de puesta a tierra

El seccionador de puesta a tierra, tiene la función de conectar a tierra parte de un circuito.

El seccionador de tierra generalmente está asociado a un seccionador principal. La aislación entre contactos del seccionador de tierra puede ser menor que la aislación entre contactos del seccionador principal asociado.

Normalmente este seccionador cortocircuita un aislador de soporte del seccionador principal al que se encuentra asociado.

1.3.30. Relevadores de protección

Son dispositivos cuya principal función es detectar equipos o líneas eléctricas que se encuentran en condiciones anormales o peligrosas para iniciar las acciones apropiadas en los circuitos de control y aislar las áreas con problemas.

1.3.31. Interruptor de potencia o disyuntores

Son dispositivos que se utilizan para interrumpir el flujo de electricidad en circuitos de potencia.

La función de los relevadores es detectar e iniciar la desconexión del área con problemas, y la función de los interruptores de potencia o disyuntores es interrumpir el flujo de electricidad en las áreas con dificultades.

1.3.32 Propósito de un sistema de protección

El propósito de un sistema de protección en una red eléctrica es detectar y aislar lo más rápidamente posible un área con problemas, de tal manera que el resto del sistema mantenga el suministro.

Características a tener en cuenta en el diseño de una aplicación de protección con relevadores:

En la medida de lo posible y, aunque en algunos casos, las características que se mencionan a continuación son contradictorias, es necesario que se cumpla con la mayoría o con todas.

Confiabilidad. Un sistema confiable es aquel que tiene un grado razonable de seguridad de que funciona correctamente.

Selectividad. Se refiere a la habilidad del sistema de protección que en caso de falla, aísla la menor área que sea posible. Con este propósito a cada relevador se le asigna lo que se conoce como la zona primaria de protección, pero generalmente se ajustan de tal manera que proporcionen protección de respaldo a áreas que están fuera de su área primaria de protección.

Simplicidad. Trata que el sistema de protección tenga la menor cantidad de equipos y de circuitos para obtener el nivel de protección requerido. Todo equipo y circuitos que se agreguen a un sistema de protección, incrementan el potencial del problema y los niveles de mantenimiento.

Velocidad. Se debe de aislar el área con problemas tan pronto como sea posible. Entre mas rápido se aísla una falla, menos es el potencial daño que ocasiona. En general, entre mayor velocidad, mayor el número de operaciones no deseadas.

1.3.33. Zonas de protección

Con el propósito de facilitar la comprensión de los sistemas de protección, el sistema de potencia se ha dividido en “Zonas de protección” que normalmente están definidos por el quipo involucrado y los interruptores de potencia disponibles, y que permiten una adecuada protección con la mínima interrupción del sistema. Las áreas que se han definido son:

Generador y generador-transformador en instalaciones de tipo unitario.

Transformadores

Barras

Líneas de transmisión

Líneas de distribución

Motores

Banco de capacitores y bancos de reactores.

2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA RED DE TRANSPORTE DE ETCEE

La Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE es la propietaria de la principal red de transporte de Guatemala, por medio de la cual se conectan los centros de generación y carga mas importantes, la red de acuerdo a su ubicación geográfica se pueden dividir en tres áreas denominadas central, occidental y oriental.

La red de transporte de ETCEE opera en voltajes de 230, 138 y 69 Kv en su red de transmisión, y 34.5, 13.8 y 2.4 Kv en los puntos de conexión de las redes de distribución. A corto plazo se ampliara a un nivel voltaje de 400 Kv al entrar en operación la interconexión Guatemala – México, que conectara las subestaciones de Los Brillantes en Guatemala y Tapachula Potencia en México.

La red de 230 Kv, comúnmente denominada red troncal, es de gran importancia para la operación del sistema debido a la ubicación geográfica y eléctrica de los grandes centros de consumo y producción de la energía. Dicha red inicia en la planta hidroeléctrica Chixoy ubicada en el departamento de Alta Verapaz y se extiende por medio de un doble circuito de 49.9 Km. hasta la subestación Tactíc, continua con en doble circuito de 76.7 Km. hasta el área central en donde se conecta con las subestaciones Guatemala Norte, Guatemala Este y Guatemala Sur ubicadas en ciudad Guatemala, continua en doble circuito de 44.8 Km. hasta las subestaciones Escuintla 1 y 2 ubicadas en el departamento de Escuintla, posteriormente se extiende por medio de un circuito sencillo hasta la subestación La Esperanza en el departamento de Quetzaltenango pasando por las subestaciones Siquinalá y Los Brillantes, ubicada en el departamento de Escuintla y Retalhuleu respectivamente. Existe una línea de interconexión en 230 Kv con El Salvador, la cual conecta las subestaciones Jalpatagua y Ahuachapán, tiene una longitud aproximada de 70

Km. Entre las subestaciones Escuintla 1 y Guatemala Sur además existe una red en 138KV en la que se conectan las plantas Marinalá y Palín 2.

Las subestaciones Guatemala Norte, Guatemala Este, Guatemala Sur y Escuintla 1 son subestaciones de transformación desde las que se suministra aproximadamente un 62% de la demanda total del sistema. 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 (118.0 MW), La Esperanza (129.5 MW), Las Palmas (64.0 MW), Sidegua (38.0 Mw), Tampa (80.0 Mw), Arizona (164.0 Mw), Aguacapa (80.0 Mw) y San José (136 Mw).

En el área occidental se suministra aproximadamente un 21% de la demanda total del sistema, esta conformada por una red longitudinal poco mallada, conectada al área central por medio de tres alimentadores, uno de 230.0 Kv que conecta la subestación Escuintla 1 con Los Brillantes y dos más de 69.0 Kv que conectan las subestaciones Guatemala Sur con Chimaltenango y Escuintla 1 con El Jocote. En esta área están instaladas las plantas generadoras Orzunil (27.0 MW), Canadá (47.3 Mw), Santa Maria (6.0 Mw), Central ZYM I (15.0 Mw) y El Porvenir (2.0 Mw), estas plantas son insuficientes para satisfacer la demanda local, por lo que el área occidental es dependiente del área central. Las 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 de transformación reductoras que alimentan redes de distribución de 34.5, 13.8 y 2.4 Kv.

En el área oriental se suministra aproximadamente un 17% de la demanda total del sistema, y al igual que el área occidental esta conformado por una red longitudinal pobremente mallada que esta alimentada por tres líneas de transmisión, una de 138 Kv que sale de la subestación Escuintla 1 hacia Chiquimulilla, pasa por la subestación Jalpatagua, llega a Progreso continua a la subestación Ipala y finaliza en al subestación Río Grande y dos

más de 69 Kv que van de Guatemala Norte a Sanarate y de Tactíc hacia Matanzas. En esta área están conectadas actualmente las plantas generadoras Los Esclavos (14.0 Mw), Poza Verde (8.0 Mw), Pasabién (12.4 Mw), Secacao (15.6 Mw), Matanzas (10.5 Mw), San Isidro (3.6 Mw), Renace (68.1 Mw), Río Bobos (11.0 Mw), Chichaíc (0.5 Mw) y Genor (42.4 Mw), dichas plantas son insuficientes para satisfacer la demanda local y por lo tanto esta área también es dependiente del área central. Actualmente una de sus subestaciones más importantes es Río Grande, en ella esta instalado un transformador 138/69 Kv, el resto son subestaciones con transformadores reductores que alimentan redes de distribución de 34.5 y 13.8 Kv. Es notable la existencia de una red radial en 69.0 Kv entre las subestaciones de Panaluya y Puerto Barrios de mas de 150 Km. de longitud.

Cabe mencionar que los equipos de transformación instalados en las subestaciones Guatemala Norte, Guatemala Sur, Guatemala Este, Escuintla, Los Brillantes, La Esperanza, Tactíc, Río Grande y Progreso cuentan con cambiadores de tap bajo carga que pueden ser operados tanto de forma manual como automática y que tienen como fin apoyar la regulación de tensión en redes de 138.0 y 69.0 Kv, algunas de las nuevas subestaciones de distribución también cuentan con transformadores con cambiador de tap bajo carga, no obstante la mayoría solamente cuentan con tap variable en vacío, por lo que en gran cantidad de ellas se han instalado reguladores de voltaje en las barras de baja tensión.

En cuanto a generación el sistema eléctrico nacional esta conformado por un 36.6% de generación hidráulica y un 63.4% de generación térmica. La mayor unidad instalada se encuentra en la planta San José (137.0 Mw), la cual es impulsada por una turbina de vapor y utiliza como combustible carbón.

Las plantas hidráulicas más importantes son Chixoy, Aguacapa, Marinalá, Canadá y Renace que en conjunto aportan 515.0 Mw, el resto de plantas tienen una generación menor a 16.0 Mw. Las plantas térmicas están

conformadas por unidades con turbinas de gas y de vapor, pero es notable que un 53.14% del parque térmico esta conformado por generadores de media velocidad impulsados por motores de combustión interna, como es el caso de Enron, Sidegua, La Esperanza, Sidegua, Genor y Las Palmas. Es importante mencionar que un 4% del parque térmico corresponde a unidades geotérmicas instaladas en las plantas Ortitlan, Orzunil y Calderas.

En cuanto a compensación reactiva estática, es notable que el sistema cuenta con 108.0 MVAR instalados en barras de 69 Kv, los cuales fueron distribuidos estratégicamente para obtener el mayor beneficio y eficiencia, también existen elementos de compensación por un monto de 20.85 Mvar en barras de 34.5 Kv y 61.2 Mvar en barras de 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, muchos de las cuales son pobremente compensados.

Tabla I Subestaciones del Sistema Occidental

SUBESTACIONES DEL SISTEMA CENTRAL										
Subestación	No.	Clave Radio	Cod.	Voltaje de Barra				Capacidad Instalada MVA		
				A	Conf	B	Conf	OA	FA	FAO
Guatemala Sur	1	D-1	B1	138.00	BS	69.00	BD	*	75.00	*
			B2	138.00		69.00		*	75.00	*
			T4	230.00	BD	69.00		70.00	100.00	*
			B3	230.00		69.00		112.50	150.00	*
Guatemala Norte	2	D-2	B2	230.00	BD	69.00	BD	105.00	150.00	*
			B3	230.00		69.00		105.00	150.00	*
Guatemala Este	3	D-9	B1	230.00	BD	69.00	BS	117.00	195.00	*
Escuintla 1	4	D-18	B1	230.00	BD	138.00	BD	112.50	150.00	*
			T1	230.00		69.00	BD	70.00	100.00	*
Escuintla 2	5	D-18	*	230.00	BP+BT	*	*	*	*	*
Palin 2	6	D-21	*	138.00	BS	*	*	*	*	*
El Centro	7	D-15	*	69.00	BS	*	*	*	*	*
Planta Laguna	8	D-141	*	69.00	BS	*	*	*	*	*
Tap San Juan Gascon	9		*	*	*	*	*	*	*	*
Jurún Marinala	10	D-5	*	138.00	BS	*	*	*	*	*
San Joaquín	11	D-116	*	230.00	BS	*	*	*	*	*

BD = Barra Doble, BS = Barra Simple, BP+BT = Barra Principal + Barra de Transferencia

Tabla II Subestaciones del Sistema Occidental

SUBESTACIONES DEL SISTEMA OCCIDENTAL										
Subestacion	No.	Clave Radio	Cod.	Voltaje de Barra				Capacidad Instalada MVA		
				A	Conf	B	Conf	OA	FA	FAO
San Felipe	12	D-12	*	69.00	BS	*	BS	*	*	*
Huehuetenango	13	D-20	T2	69.00	BS	13.80	BP+BT	12.00	22.00	*
			T1	69.00		34.50	BS	20.00	28.00	*
Mazatenango	14	D-22	T1	69.00	BS	13.80	BP+BT	20.00	28.00	*
Cocales	15	D-24	T2	69.00	BS	13.80	BP+BT	5.00	7.00	*
			T1	69.00		34.50	BS	5.00	7.00	*
Malacatan	16	D-26	T1	69.00	BS	13.80	BS	10.00	14.00	*
La Esperanza	17	D-30	B1	230.00	BP+BT	69.00	BS	105.00	150.00	*
			T1	69.00	BS	34.50	BS	20.00	28.00	*
		D-30	T2	69.00		13.80	BP+BT	30.00	40.00	50
Coatepeque	18	D-31	T1	69.00	BS	13.80	BS	20.00	28.00	*
San Sebastian	19	D-32	T1	69.00	BS	13.80	BP+BT	20.00	28.00	*
Melendres	20	D-33	T1	69.00	BS	13.80	BS	10.00	14.00	*
San Marcos	21	D-34	T1	69.00	BS	13.80	BS	10.00	14.00	*
Totonicapan	22	D-35	T1	69.00	BS	13.80	BS	10.00	14.00	*
			T2	69.00		34.50	BS	2.50	3.50	*
Quiche	23	D-36	T1	69.00	BS	13.80	BS	10.00	14.00	*
Solola	24	D-37	T1	69.00	BS	34.50	BS	20.00	28.00	*
Los Brillantes	25	D-38	B1	230.00	BP+BT	69.00	BS	105.00	150.00	*
Retalhuleu	26	D-39	T2	69.00	BS	2.40	BS	3.50	*	*
			T1	69.00		13.80	BS	5.00	7.00	*
Chimaltenango	27	D-43	T1	69.00	BS	34.50	BS	20.00	28.00	*
			T2	69.00		34.50	BS	10.00	14.00	*
Pologua	28	D-54	T1	69.00	BS	13.80	BS	10.00	14.00	*
Champerico	29	D-74	T1	69.00	BS	13.80	BS	10.00	14.00	*
Santa Maria	30	D-73	T1	69.00	BS	13.80	BS	2.50	*	*
Ixtahuacan	31	D-76	T1	69.00	BS	13.80	BS	10.00	14.00	*
La Maquina	32	D-77	T1	69.00	BS	13.80	BS	5.00	6.25	*
La Noria	33	D-78	T1	69.00	BS	13.80	BS	10.00	14.00	*
			T2	69.00		34.50	BS	5.00	7.00	*
Tacana	34	D-79	T1	69.00	BS	13.80	BS	10.00	14.00	*
Quezaltenango	35	D-114	T1	69.00	BS	13.80	BS	20.00	28.00	*
Tejutla	36	D-131	T1	69.00	BS	13.80	BS	10.00	14.00	
Zacualpa	37	D-132	T1	69.00	BS	13.80	BS	10.00	14.00	*
San Juan Ixcoy	38	D-133	T1	69.00	BS	34.50	BS	10.00	14.00	*
Chicacao	39	D-158	T1	69.00	BS	13.80	BS	*	*	*
La Cruz	40	D-28	*	69.00	BS	*	*	*	*	*
Tap El Pilar	41									
Tap San Felipe	42									
Orzunil	43	D-103	B1	69.00	BP+BT	13.20	BS	*	*	*
Patzun	44	D-118	*	69.00	BS	*	*	*	*	*
Tap Alaska	45									
El Jocote	46	D-84	T1	69.00	BS	4.16	BS	*	*	*
Pantaleon	47	D-91	*	69.00	BS	*	*	*	*	*
Siquinala	48	D-163	*	230.00	BS	*	*	*	*	*

BD = Barra Doble, BS = Barra Simple, BP+BT = Barra Principal + Barra de Transferencia

Tabla III Subestaciones del Sistema Oriental

SUBESTACIONES DEL SISTEMA ORIENTAL										
Subestacion	No.	Clave Radio	Cod.	Voltaje de Barra				Capacidad Instalada MVA		
				A	Conf	B	Conf	OA	FA	FAO
Chiquimula	49	D-11	T1	69.00	BS	34.50	BS	20.00	28.00	*
Puerto Barrios	50	D-17	T1	69.00	BS	13.80	BS	20.00	28.00	*
Jalapa	51	D-23	T1	69.00	BS	34.50	BS	10.00	14.00	*
San Julián	52	D-25	T1	69.00	BS	13.80	BP+BT	5.00	7.00	*
Coban	53	D-27	T2	69.00	BS	13.80	BS	10.00	14.00	*
			T1	69.00		34.50	BS	0.00	2.50	*
Tactic	54	D-29	B1	230.00	BD	69.00	BS	105.00	150.00	*
Chiquimulilla	55	D-40	T1	138.00	BS	13.80	BS	20.00	28.00	*
El Estor	56	D-42	T1	69.00	BS	13.80	BS	10.00	14.00	*
El Progreso	57	D-44	T1	138.00	BS	69.00	BS	21.00	30.00	*
			T2	138.00		13.80	BS	28.70	41.00	*
		D-44	TT	69.00	BS	13.80	BS	5.00	6.25	*
Los Esclavos	58	D-47	T1	69.00	BS	13.80	BS	10.00	14.00	*
Ipala	59	D-51	T1	138.00	BS	13.80	BS	10.00	14.00	*
Salamá	60	D-52	T1	69.00	BS	13.80	BS	10.00	14.00	*
La Pastoria	61	D-53	T1	69.00	BS	13.80	BS	10.00	14.00	*
La Ruidosa	62	D-56	T1	69.00	BS	34.50	BS	10.00	14.00	*
El Jicaro	63	D-57	T1	69.00	BS	13.80	BS	5.00	6.25	*
San Rafael Las Flores	64	D-58	T1	69.00	BS	13.80	BS	10.00	14.00	*
Chisec	65	D-59	T1	69.00	BS	34.50	BS	5.00	6.25	*
Playa Grande	66	D-61	T1	69.00	BS	34.50	BS	10.00	14.00	*
Quezaltepeque	67	D-62	T2	69.00	BS	13.80	BS	2.50	*	*
			T1	69.00		34.50	BS	20.00	28.00	*
Poptun	68	D-63	T1	69.00	BS	34.50	BS	10.00	14.00	*
Rio Dulce	69	D-64	T1	69.00	BS	34.50	BS	10.00	14.00	*
El Rancho	70	D-65	T1	69.00	BS	34.50	BS	10.00	14.00	*
			T2	69.00		13.80	BS	5.00	6.25	*
Panaluya	71	D-66	T2	69.00	BS	13.80	BS	10.00	14.00	*
			T1	69.00		34.50	BS	20.00	28.00	*
Mayuelas	72	D-68	T1	69.00	BS	34.50	BS	10.00	14.00	*
			T2	69.00		13.80	BS	5.00	7.00	*
Jalpatagua	73	D-69	T1	138.00	BS	13.80	BS	10.00	14.00	*
Santa Elena	74	D-70	T1	69.00	BS	13.80	BS	2.50	3.50	*
Sanarate	75	D-71	T2	69.00	BS	13.80	BS	5.00	6.25	*
			T1	69.00		34.50	BS	5.00	7.00	*
Zacapa	76	D-111	T1	69.00	BS	13.80	BS	5.00	6.25	*
Rio Grande	77	D-141	T1	138.00	BS	69.00	BS	30.00	42.00	*
Maderas El Alto	78	D-162	T1	69.00	BS	13.80	BS	*	*	*
Teculután	79	D-146	T1	69.00	BS	13.80	BS	*	*	*
Tap Pastoria	80	*	*	*	*	*	*	*	*	*
La Vega	81	D-48	*	69.00	BS	*	*	*	*	*
Matanzas	82	D-88	T1	69.00	BS	4.16	BS	*	*	*
Genor	83	D-93	T1	69.00	BS	13.80	BS	*	*	*
Tap Novella	84	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Generadora Progreso	85	D-19	*	69.00	BS	*	*	*	*	*
Quixal	86	D-10	*	230.00	BD	*	*	*	*	*
Aguacapa	87	D-45	*	230.00	BD	*	*	*	*	*

BD = Barra Doble, BS = Barra Simple, BP+BT = Barra Principal + Barra de Transferencia

Tabla IV Líneas de transmisión 230 KV de ETCEE.

LINEAS DE TRANSMISION 230 kV DE ETCEE								
No.	Nombre	Numero de barra A	A Numero de barra B	No.	Longitud	Conductor	Config.	
1	CHXTIC2301	1103 Chixoy	1444 Tactic	1	49.9	ACSR 2X477 MCM 26/7	Doble	
2	CHXTIC2302	1103 Chixoy	1448 Tactic	2	8	ACSR 2X477 MCM 26/7	Doble	
3	GNOTIC2301	1108 Guatemala Norte	1444 Tactic	1	76.7	ACSR 2X477 MCM 26/7	Doble	
4	GNOTIC2302	1108 Guatemala Norte	1448 Tactic	2	76.7	ACSR 2X477 MCM 26/7	Doble	
5	GNOGSU2301	1108 Guatemala Norte	1109 Guatemala Sur	1	30.6	ACSR 2X477 MCM 26/7	Doble	
6	GSUGES2301	1107 Guatemala Este	1109 Guatemala Sur	1	12.4	ACSR 2X477 MCM 26/7	Doble	
7	GESGNO2301	1107 Guatemala Este	1108 Guatemala Norte	1	18.2	ACSR 2X477 MCM 26/7	Doble	
8	ESCGSU2301	1106 Escuintla 1	1109 Guatemala Sur	1	44.8	ACSR 2X477 MCM 26/7	Doble	
9	ESCGSU2302	1106 Escuintla 1	1109 Guatemala Sur	2	44.8	ACSR 2X477 MCM 26/7	Doble	
10	ESCESC-2301	1102 Escuintla 2	1106 Escuintla 1	1	0.4	ACSR 2X477 MCM 26/7	Doble	
11	ESCESC2302	1102 Escuintla 2	1106 Escuintla 1	2	0.4	AAC 1X1352 MCM 61	Doble	
12	ESCSJO2301	Escuintla 2	San José	1		ACSR 2X477 MCM 26/7	Simple	
13	ESCSID2301	Escuintla 2	Sidegua	1		ACSR 2X477 MCM 26/8	Simple	
14	ESCPQP2301	Escuintla 2	PQP	1		ACSR 2X477 MCM 26/9	Simple	
15	ESCTAM2301	Escuintla 2	Tampa	1		ACSR 2X477 MCM 26/10	Simple	
16	SJOARI2301	San Joaquin	Arizona	1		ACSR 2X477 MCM 26/11	Simple	
17	ESCSIQ2301	1106 Escuintla 1	1110 Siquinala	1	16.8	ACSR 2X477 MCM 26/7	Simple	
18	SIQLBR2301	1106 Siquinala	1110 Los Brillantes	1	83.6	ACSR 2X477 MCM 26/7	Simple	
19	LBRESP2301	1110 Los Brillantes	1119 La Esperanza	1	43.9	ACAR 1X1280 MCM	Simple	
20	ESCSJQ2301	1102 Escuintla 2	1120 San Joaquin	1	3.9	ACSR 2X477 MCM 26/7	Simple	
21	SJQAGU2301	1101 Aguacapa	1120 San Joaquin	1	20.3	ACSR 2X477 MCM 26/7	Simple	
22	GESJAL2301	1107 Guatemala Este	28161 Jalpatagua	1	112.6	ACSR 2X477 MCM 26/7	Simple	
23	JALAHU2301	Jalpatagua	Ahuachapan	1		ACSR 2X477 MCM 26/8	Simple	

Tabla V Líneas de transmisión 138 KV de ETCEE

LINEAS DE TRANSMISION 138 kV DE ETCEE								
No.	Nombre	Numero de barra A	A Numero de barra B	No.	Longitud	Conductor	Config.	
24	ESCJUR1381	1113 Escuintla 1	1115 Jurun Marinala	1	12.9	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple	
25	GSUJUR1381	1114 Guatemala Sur	1115 Jurun Marinala	2	32.4	ACSR 1X477 MCM 26/7	Doble	
26	JURPAL1381	1115 Jurun Marinala	1122 Palin 2	1	10.6	ACSR 1X477 MCM 26/7	Doble	
27	GSUPAL1381	1114 Guatemala Sur	1122 Palin 2	1	21.8	ACSR 1X477 MCM 26/7	Doble	
28	PALPAL1381	1122 Palin 2	1123 Palin P.	1	0.2	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple	
29	PALORT1381	1122 Palin 2	1131 Ortitlan	1	12.0	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple	
30	ESCCLL1381	1113 Escuintla 1	1423 Chiquimulilla	1	60.1	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple	
31	CLLJAL1381	1423 Chiquimulilla	1434 Jalpatagua	1	52.4	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple	
32	JALPRO1381	1422 El Progreso	1434 Jalpatagua	1	36.3	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple	
33	PROIPA1381	1422 El Progreso	1445 Ipala	1	45.0	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple	
34	IPARGR1381	1445 Ipala	1493 Rio Grande	1	14.1	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple	

Tabla VI Líneas de transmisión 69 KV de ETCEE

LINEAS DE TRANSMISION 69 KV DE ETCEE									
No.	Nombre	Numero de barra A	A	Numero de barra B	No.	Longitud	Conductor	Config.	
35	GSUCEN691	1154	Guatemala Sur	1204	El Centro	1	7.3	ACSR 1X336 MCM 26/7	Simple
36	GSUCEN692	1154	Guatemala Sur	1204	El Centro	2	7.3	ACSR 1X477 MCM 26/7	Doble
37	GSUCEN693	1154	Guatemala Sur	1204	El Centro	3	7.3	ACSR 1X477 MCM 26/7	Doble
38	GSUGLT691	1154	Guatemala Sur	12080	Guate Sur - Laguna	1	1.8	ACSR 1X477 MCM 26/7	Doble
39	GLTSJG691	12080	Guate Sur-Laguna-T	1331	San Juan Gascon	1	13.1	ACSR 1X477 MCM 26/7	Doble
40	GSUSJG691	1156	Guatemala Sur	1331	San Juan Gascon	1	14.9	ACSR 1X477 MCM 26/7	Doble
41	GSUGLU691		Guatemala Sur		Guadalupe 1	1		ACSR 1X477 MCM 26/8	Simple
42	GSUGDA692		Guatemala Sur		Guadalupe 2	2		ACSR 1X477 MCM 26/9	Simple
43	GSUANT691		Guatemala Sur		Antigua	1		ACSR 1X477 MCM 26/10	Simple
44	SJGCHM691	1331	San Juan Gascon	1301	Chimaltenango	1	15.7	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
45	CHMGEC691		Chimaltenango		GECSA	1		ACSR 1X477 MCM 26/6	Simple
46	CHMPTZ691	1301	Chimaltenango	1810	Patzun	1	18.4	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
47	PTZSOL691	1315	Solola	1810	Patzun	1	32.8	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
48	SOLQUI691	1313	El Quiche	1315	Solola	1	36.9	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
49	SOLCOC691	1303	Cocales	1315	Solola	1	56.4	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
50	SOLALK691	1315	Solola	1318	Alaska	1	28.6	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
51	ALKTOT691	1317	Totonicapan	1318	Alaska	1	8.6	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
52	ALKESP69D1	1304	La Esperanza	1318	Alaska	1	17.5	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
53	ESPXEL69D1	1304	LA Esperanza	1329	Quezaltenango	1	3.1	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
54	XELXEL69D1	1330	Quezaltenango	1329	Quezaltenango D	1	1.4	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
55	ESPPOL691	1304	La Esperanza	1311	Pologua	1	19.5	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
56	POLHUE691	1305	Huehuetenango	1311	Pologua	1	39.2	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
57	HUEIXT691	1305	Huehuetenango	1325	Ixtahuacan	1	39.9	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
58	HUEIXY691	1305	Huehuetenango	1327	San Juan Ixcay	1	46.5	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
59	ESPSMR691	1304	La Esperanza	1372	San Marcos	1	32.5	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
60	SMRTEJ691	1324	Tejutila	1372	San Marcos	1	23.6	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
61	TEJTAC691	1324	Tejutila	1335	Tacana	1	32.3	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
62	ESPZUN69D1	1304	La Esperanza	1321	Orzunil D	1	22.3	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
63	ZUNZUN69D1	1321	Orzunil D	1322	Orzunil	1	4.5	ACSR 1X477 MCM 26/7	Doble
64	ZUNZUN69D2	1322	Orzunil	1813	Orzunil D	2	4.5	ACSR 1X477 MCM 26/7	Doble
65	ZUNSM69D2	1314	Santa Maria	1813	Orzunil D	1	7.4	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
66	SMASFE691	1314	Santa Maria	1374	San Felipe D	1	11.0	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
67	SFELBR691	1306	Los Brillantes	1374	San Felipe D	1	12.5	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
68	SFESFE691		San Felipe		San Felipe D	1		ACSR 1X477 MCM 26/8	Simple
69	LBRCHP691	1306	Los Brillantes	1323	Champerico	1	43.4	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
70	LBRCOA691	1302	Coatepeque	1306	Los Brillantes	1	41.7	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
71	COAMEL691	1302	Coatepeque	1310	Melendrez 1	2	26.9	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
72	COAMEL692	1302	Coatepeque	1310	Melendrez 2	1	26.2	ACSR 3/0 AWG	Simple
73	MELMAL691	1308	Malacatan	1310	Melendrez	1	38.1	ACSR 3/0 AWG	Simple
74	MALPOR691	1308	Malacatan	1312	El Porvenir	1	16.6	ACSR 3/0 AWG	Simple
75	LBRSS691	1306	Los Brillantes	1316	San Sebastian	1	4.0	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple

continúa

No.	Nombre	Numero de barra A	A	Numero de barra B	No.	Longitud	Conductor	Config.	
76	SSEREU691	1316	San Sebastian	1373	Retalhuleu	1	3.9	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
77	LBRIRT691	1306	Los Brillantes	1320	Irtra	1	4.7	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
78	LBREPI691	1306	Los Brillantes	1338	El Pilar D	1	3.5	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
79	EPILCR691	1336	La Cruz	1338	El Pilar D	1	8.8	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
80	EPIEPI691		El Pilar		El Pilar D	1		ACSR 1X477 MCM 26/8	Simple
81	LCRMAZ691	1309	Mazatenango	1336	La Cruz	1	6.8	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
82	MAZLMQ691	1309	Mazatenango	1328	La Maquina	1	46.4	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
83	MAZCAO691	1309	Mazatenango	1816	Chicacao	1	25.2	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
84	CAOCOC691	1303	Cocales	1816	Chicacao	1	24.0	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
85	COCLNO691	1303	Cocales	1307	La Noria	1	32.5	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
86	COCPNT691	1303	Cocales	12220	Pantaleon	1	25.4	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
87	PNTJOC691	1240	El Jocote	12219	Pantaleon	1	11.0	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
88	ESCJOC691	1151	Escuintla 1	1240	El Jocote	1	13.6	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
89	ESCMOD691		Escuintla 1		Modelo	1		ACSR 1X477 MCM 26/8	Simple
90	ESCSAN691		Escuintla 1		Santa Ana	1		ACSR 1X477 MCM 26/9	Simple
91	ESCPSA691		Escuintla 1		P. San Jose	1		ACSR 1X477 MCM 26/10	Simple
92	GNONOV691	1152	Guatemala Norte	1408	Novella D	1	28.3	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
93	GNOGUA692		Guatemala Norte		Guatemala 2	1		ACSR 1X477 MCM 26/8	Simple
94	GNOGUA693		Guatemala Norte		Guatemala 3	2		ACSR 1X477 MCM 26/9	Simple
95	GNOGUA696		Guatemala Norte		Guatemala 6	3		ACSR 1X477 MCM 26/10	Simple
96	GNOGDA691		Guatemala Norte		Guadalupe 1	1		ACSR 1X477 MCM 26/11	Simple
97	GNOGDA692		Guatemala Norte		Guadalupe 2	2		ACSR 1X477 MCM 26/12	Simple
98	GESGDA691		Guatemala Este		Guadalupe 1	1		ACSR 1X477 MCM 26/13	Simple
99	GESGDA692		Guatemala Este		Guadalupe 2	2		ACSR 1X477 MCM 26/14	Simple
100	GESGDA693		Guatemala Este		Guadalupe 3	3		ACSR 1X477 MCM 26/15	Simple
101	CENANT691		El Centro		Antigua	1		ACSR 1X477 MCM 26/16	Simple
102	CENLAG691		El Centro		Laguna 1	1		ACSR 1X477 MCM 26/17	Simple
103	CENLAG692		El Centro		Laguna 2	2		ACSR 1X477 MCM 26/18	Simple
104	CENGUA691		El Centro		Guatemal 1	1		ACSR 1X477 MCM 26/19	Simple
105	CENGUA692		El Centro		Guatemal 2	2		ACSR 1X477 MCM 26/20	Simple
106	CENGUA693		El Centro		Guatemal 3	3		ACSR 1X477 MCM 26/21	Simple
107	CENGUA694		El Centro		Guatemal 4	4		ACSR 1X477 MCM 26/22	Simple
108	CENGUA695		El Centro		Guatemal 5	5		ACSR 1X477 MCM 26/23	Simple
109	CENGUA696		El Centro		Guatemal 6	6		ACSR 1X477 MCM 26/24	Simple
110	LAGPAL691		Laguna		Palin	1		ACSR 1X477 MCM 26/25	Simple
111	NOVSAN691	1408	Novella D	1414	Sanarate	1	9.6	ACSR 1X477 MCM 26/26	Simple
112	NOVNOV691		Novella D		Novella	1		ACSR 1X477 MCM 26/27	Simple
113	SANJAL691	1414	Sanarate	1430	Jalapa	1	27.3	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
114	JALSRF691	1430	Jalapa	1443	San Rafael Las Flores	1	28.8	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
115	SANSEL691	1414	Sanarate	1415	Santa Elena	1	26.8	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
116	SELSLM691	1415	Santa Elena	1419	Salama	1	17.6	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
117	SELMTZ691	1415	Santa Elena	1449	Matanzas	1	10.0	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
118	MTZTIC691	1447	Tactic	1449	Matanzas	1	19.8	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple

continúa

No.	Nombre	Numero de barra A	A	Numero de barra B	No.	Longitud	Conductor	Config.	
119	TICSJU691	1416	San Julian	1447	Tactic	1	7.6	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
120	TICSJU692	1416	San Julian	1447	Tactic	2	8.9	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
121	SJUSEC691	1416	San Julian	1417	Secacao	1	75.6	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
122	SJUCOB691	1403	Coban	1416	San Julian	1	25.3	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
123	SJUREN691		San Julian		Renace	1		ACSR 1X477 MCM 26/8	Simple
124	COBCHS691	1403	Coban	1429	Chisec	1	60.1	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
125	CHSPGR691	1429	Chisec	1702	Playa Grande	1	70.0	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
126	SANRAN691	1414	Sanarate	1433	El Rancho	1	18.0	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
127	RANMEL691	1418	Maderas El Alto	1433	El Rancho	1	10.0	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
128	CELMAD691	1418	Celgusa	1713	Maderas El Alto	1	21.6	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
129	MADTEC691	1490	Teculután	1714	Maderas El Alto	1	12.9	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
130	TECSCR691	1435	Santa Cruz	1491	Teculután	1	3.0	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
131	SCRPAN691	1409	Panaluya	1435	Santa Cruz	1	10.3	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
132	PANMAY691	1409	Panaluya	1432	Mayuelas	1	25.8	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
133	MAYLRU691	1407	La Ruidosa	1432	Mayuelas	1	78.3	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
134	LRURBO691	1407	La Ruidosa	1413	Rio Bobos	1	23.4	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
135	LRUGEN691	1407	La Ruidosa	1424	Genor	1	42.1	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
136	GENPBA691	1410	Puerto Barrios	1424	Genor	1	2.1	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
137	LRURIO691	1407	La Ruidosa	1431	Rio Dulce	1	36.0	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
138	RIOPOP691	1431	Rio Dulce	1442	Poptun	1	88.6	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
139	RIOEST691	1427	El Estor	1431	Rio Dulce	1	41.7	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
140	PANZAC691	1409	Panaluya	1469	Zacapa	1	11.1	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
141	ZACCQM691	1404	Chiquimula D	1469	Zacapa	1	18.0	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
142	CQMRGR691	1404	Chiquimula D	1494	Rio Grande	1	23.5	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
143	CQMCQM691		Chiquimula D		Chiquimula	1		ACSR 1X477 MCM 26/8	Simple
144	RGRQUE691	1412	Quezaltepeque	1494	Rio Grande	1	3.3	ACSR 1X477 MCM 26/7	Doble
145	RGRQUE692	1412	Quezaltepeque	1494	Rio Grande	2	3.3	ACSR 1X477 MCM 26/7	Doble
146	PROEJI691	1411	El Progreso	1428	El Jicaró	1	22.5	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple
147	PROLES691	1406	Los Esclavos	1411	El Progreso	1	61.8	ACSR 3/0 AWG	Simple
148	LESLPA69D1	1406	Los Esclavos	1439	La Pastoria D	1	27.4	ACSR 1X336 MCM 26/7	Simple
149	LPALPA69D1	1438	La Pastoria	1439	La Pastoria D	1	7.3	ACSR 1X336 MCM 26/7	Simple
150	LVGLPA69D1	1425	La Vega	1439	La Pastoria D	1	0.8	ACSR 1X336 MCM 26/7	Simple
151	LVGGSU691	1156	Guatemala Sur	1425	La Vega	1	27.7	ACSR 1X336 MCM 26/7	Simple
152	QUIZCP691	1313	El Quiché	1326	Zacualpa	1	41.0	ACSR 1X477 MCM 26/7	Simple

2.1 Líneas de transmisión

Los elementos de transmisión de la red de 230 Kv cuenta con límites térmicos relativamente altos, considerando que la mayor parte de circuitos tienen dos conductores por fase ACSR Hawk 477, sin embargo debido a la topología pobremente mallada y longitudinalidad de la red, así como la distribución y crecimiento de los centros de generación y demanda, el límite de transmisión se ve afectado principalmente por otras variables, siendo la predominante la regulación de voltaje.

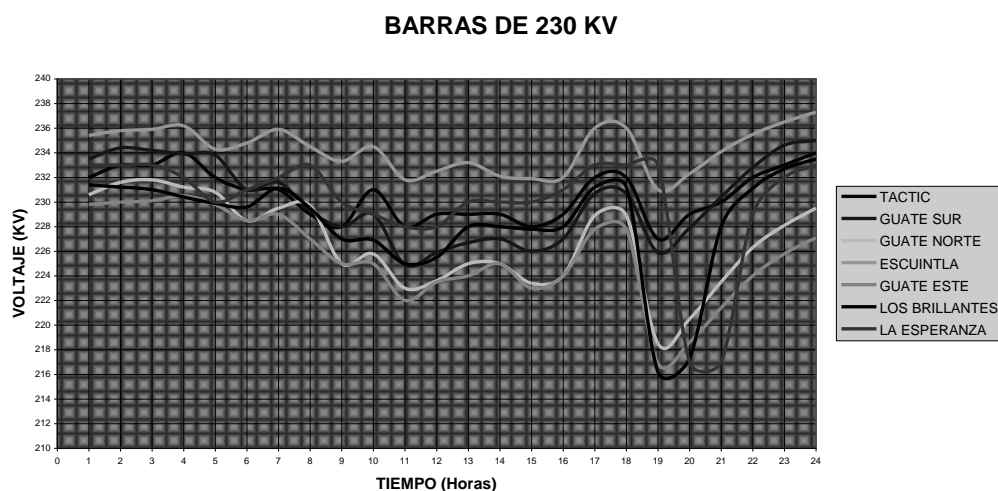
En la siguiente tabla se resumen los límites de cargabilidad permanente y de emergencia, así mismo la carga máxima y porcentaje de carga respecto al límite permanente de las líneas más importantes.

Tabla VII Límite de cargabilidad permanente y de emergencia de líneas

Nodo Inicio	Nodo Fin	KV	L.	Rate A	Rate B	Carga Máx.	% CM/RA
Chixoy	Tactic	230.0	49.9	444.6	558.5	108.0	24.3
Chixoy	Tactic	230.0	49.9	444.6	558.5	106.8	24.0
Guatemala Norte	Tactic	230.0	76.7	444.6	558.5	115.9	26.1
Guatemala Norte	Tactic	230.0	76.7	444.6	558.5	115.5	26.0
Guatemala Norte	Guatemala Sur	230.0	30.6	444.6	558.5	70.1	15.8
Guatemala Este	Guatemala Sur	230.0	12.4	444.6	558.5	194.4	43.7
Guatemala Este	Guatemala Norte	230.0	18.2	444.6	558.5	61.7	13.9
Escuintla 1	Guatemala Sur	230.0	44.8	390.4	491.6	230.0	58.9
Escuintla 1	Guatemala Sur	230.0	44.8	390.4	491.6	230.0	58.9
Escuintla 2	Escuintla 1	230.0	0.4	390.4	491.6	170.0	43.5
Escuintla 1	Los Brillantes	230.0	100.4	390.4	491.6	119.5	30.6
Los Brillantes	La Esperanza	230.0	43.9	330.9	424.0	118.7	35.9
Escuintla 2	San Joaquín	230.0	3.9	390.4	491.6	219.9	56.3
Aguacapa	San Joaquín	230.0	20.3	390.4	491.6	58.6	15.0
Guatemala Este	Ahuachapán	230.0	112.6	390.4	491.6	92.0	23.6
Guatemala Sur	Palín 2	138.0	21.8	133.4	167.6	59.3	44.5
Palín 2	Jurún Marinala	138.0	10.6	133.4	167.6	61.0	45.7
Guatemala Sur	Jurún Marinala	138.0	32.4	133.4	167.6	57.3	43.0
Escuintla 1	Jurún Marinala	138.0	12.9	117.1	147.5	49.0	41.9

Como puede apreciarse, la mayoría de líneas importantes se encuentra cargadas por debajo del 50% de su capacidad térmica, solamente los circuitos 230 Kv Guatemala Sur – Escuintla y Escuintla – San Joaquín sobrepasan ese valor. Sin embargo aun con estos niveles de carga, se presentan valores de voltaje bajos en diferentes partes de la red. A continuación se presenta una grafica horaria del comportamiento actual del voltaje en los nodos más importantes para un día típico entre semana.

Figura 1 Gráfica horaria del comportamiento de voltajes



Tal y como se aprecia en la grafica, durante la demanda máxima los niveles de tensión bajan del limite inferior de seguridad establecido en la normativa eléctrica nacional vigente (-5% del valor nominal). Esta situación se torna crítica dependiendo de la disponibilidad de generación, siendo especialmente crítica para el sistema occidental en donde se ha llegado a valores de hasta 0.89 pu, valor que sobrepasa el límite de emergencia establecido en la normativa (-10% del valor nominal).

2.2 Equipos de Transformación

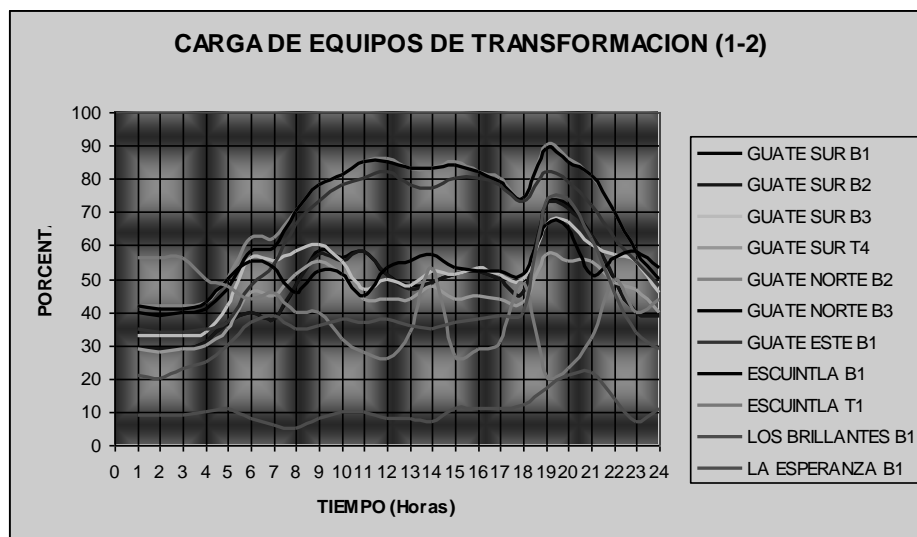
A diferencia de las líneas de transmisión los principales equipos de transformación presentan niveles de carga altos, tal y como es el caso de las subestaciones Guatemala Norte y Guatemala Este, en las que urgentemente se hace necesaria una ampliación a la capacidad de transformación. Además existen unidades que han operado durante muchos años, para las cuales se hace necesario una sustitución urgente, tal y como es el caso del banco III 230/69Kv 150 Mva de Guatemala Sur.

Tabla VIII Fechas de instalación de bancos y transformadores.

Subestación	Año	Voltaje de Barra		Capacidad Instalada MVA		Carga Actual (MVA)	% Carga FA
	Fab.	A	B	OA	FA		
Guatemala Sur	1969	138.00	69.00	*	75.00	54.0	72
	1969	138.00	69.00	*	75.00	54.0	72
	2001	230.00	69.00	70.00	100.00	57.0	57
	1979	230.00	69.00	112.50	150.00	100.5	67
Guatemala Norte	1982	230.00	69.00	105.00	150.00	135.0	90
	1982	230.00	69.00	105.00	150.00	135.0	90
Guatemala Este	1997	230.00	69.00	117.00	195.00	159.9	82
Escuintla 1	2001	230.00	138.00	112.50	150.00	99.0	66
	1980	230.00	69.00	70.00	100.00	56.0	56
La Esperanza	2000	230.00	69.00	105.00	150.00	111.0	74
Los Brillantes	1991	230.00	69.00	105.00	150.00	33.0	22

A continuación se presenta una gráfica horaria que representa el ciclo de carga para un día típico de los equipos de transformación principales de la red de ETCEE.

Figura 2 Ciclo de carga para un día típico



3. ANÁLISIS TEÓRICO DE LAS FALLAS OCURRIDAS EN LA RED DE TRANSPORTE DE ETCEE

Análisis de Los últimos 5 disparos generales.

Falla No.1

El día 02 de julio de año 2008

Descripción de la falla:

A las 14:44 horas ocurre una falla en el SNI en el momento que un globo hizo contacto con la barra No. 2 de 69KV, explotando provocando una falla a tierra, por la cual se abrieran automáticamente en subestación Guatemala Sur los capacitores 1 y 3, transformador 4 230/69, línea 69 KV Chimaltenango, línea 138 Kv Palín 2, los interruptores 230 KV Guate Norte - Tactic circuito 1 y 2, línea 69 KV Sololá - La Esperanza, línea 138 KV Escuintla -Jurún Marinalá, interruptor 230 KV Guate Este - Ahuachapán, línea 138 KV Palín 2 -Guate Sur, interruptor 230 KV San Joaquín - Aguacapa, interruptor 230 KV San Joaquín - Arizona, Banco de transformación 230/69 KV y acoplamiento 230 KV en Tactic, y como resultado de los disparos antes mencionados un apagón general en todo el Sistema Nacional Interconectado. De forma inmediata, el Centro de Control de ETCEE en coordinación con el AMM inició maniobras para el reestablecimiento del Sistema. Sin embargo, debido a inconvenientes técnicos en las plantas generadoras con capacidad para arrancar en negro hubo un considerable atraso en el inicio del proceso de restablecimiento, siendo hasta las 16:32 horas con apoyo de la interconexión con El Salvador que se pudo iniciar formalmente. A las 16:43 horas tomando todas las precauciones técnicas

de seguridad operativa se llevo tensión a las subestaciones de Guate Este, Guate Sur, Jurún Marinala, Guate Norte, Escuintla1 y Escuintla 2. A las 17:05 horas, se logra llevar tensión hasta la barra 230 Kv de Chixoy, sincronizando la primera unidad a las 17:11 horas. A las 17:22 horas quedan cerrados todos los interruptores del sistema central, a las 18:19 horas quedan cerrados todos los interruptores del sistema Occidental y a las 18:15 horas quedan cerrados todos los interruptores del sistema Oriental. La carga de EEGSA quedó totalmente servida a las 19:35 horas, la de UF a las 19:41 horas. La línea 230 KV Escuintla 2 - Enron fue cerrada hasta las 17:58 horas debido a una falla en el equipo de control. La línea 230 KV Brillantes – La Esperanza fue cerrada hasta las 19:32 horas debido a una falla en el sistema de protección. El transformador 230/69 KV de Transfosur fue energizado hasta las 20:32 horas por personal de ETCEE, previa autorización del encargado de esa empresa.

Análisis de la falla

La falla se presento en las barras de 69 kV de Guatemala Sur, cuando un globo de helio exploto provocando un corto circuito entre las fases C y B de la barra II, la falla evoluciono a la fase A, por lo que la falla fue finalmente trifásica. El tiempo de duración de la falla, sin que ésta fuera liberada, provocó el colapso de voltaje, que a la vez provocó el disparo de unidades generadoras y la interconexión Guatemala – El Salvador, y en consecuencia, la desconexión total del Sistema Nacional Interconectado. Del registrador de eventos se pudo determinar que la falla fue liberada únicamente por el Banco IV de la subestación Guatemala Sur, el cual alcanzo a disparar en aproximadamente 52 ciclos. La coordinación de protecciones en Guatemala Sur libera una falla en barras del lado de 69 kV entre un segundo a un segundo y medio aproximadamente, esto es para evitar disparos en falso ante problemas de

coordinación de la red de 69 kV que alimenta Guatemala Sur y dada las características de las protecciones que su función es servir de respaldo.

Análisis del restablecimiento

El reestablecimiento se inició, tomando como base la tensión que envía El Salvador desde la línea 230 KV que va de Ahuachapán hacia Guate Este, Energizado posteriormente las subestaciones de Guatemala Sur, Guate Norte, Quixal, Escuintla, paralelo a ir conectando transformadores y carga, hasta la normalización en su totalidad. Tomar en cuenta que este caso la fuente del reestablecimiento fue la línea de interconexión 230 KV de El Salvador, desde la cual se energizó la subestación de Guate Este.

Falla No. 2

El día 02 de enero de año 2008

Descripción de la falla:

A las 17:35: horas ocurre un disturbio en el SNI al momento de realizar una prueba de cierre local en la línea 230 Kv San Joaquín – Aguacapa. Dicha línea presento falla, la cual no fue liberada correctamente por las protecciones de la subestación San Joaquín, provocando el disparo de múltiples unidades generadoras y el colapso total del Sistema Eléctrico Nacional. De forma inmediata, el Centro de Control de ETCEE en coordinación con el AMM inicio maniobras para el reestablecimiento del Sistema. Sin embargo, debido a inconvenientes técnicos en las plantas generadoras con capacidad para arrancar en negro no fue posible iniciar el restablecimiento hasta las 18:33 horas cuando se recibió tensión de apoyo desde la línea de interconexión con

El Salvador. A las 19:02 tomando todas las precauciones técnicas de seguridad operativa se llevo tensión hasta la barra 230 Kv de Chixoy, sincronizando su primera unidad a las 19:05 horas. A las 19:08 al contar con tres unidades de Chixoy en línea se inicia formalmente el proceso de restablecimiento. A las 19:30 horas se tenían cerrados todos los interruptores del sistema central, a las 20:07 horas cerrados todos los interruptores del sistema Occidental y a las 20:18 horas cerrados todos los interruptores del sistema Oriental. La carga de EEGSA quedó totalmente servida a las 20:34 horas, la del sistema Occidental a las 20:25 horas y la del sistema Oriental a las 20:34 horas. La línea San Joaquín – Aguacapa había disparado a las 16:36 horas, pero por indisponibilidad de operación remota y ausencia de operador en la subestación San Joaquín la prueba manual fue realizada hasta las 17:35 horas por personal privado a requerimiento de AMM.

Análisis de la falla

La falla se presentó en la línea 230 KV San Joaquín – Aguacapa, al efectuar una prueba a esta línea con resultado negativo, las protecciones no liberan la falla de esta línea en la subestación San Joaquín, provocando la actuación en segunda zona de la protección de la línea de transmisión Escuintla 2 – San Joaquín 230 KV para la liberación de la falla, pero debido a la persistencia de la falla en el sistema eléctrico provocó la desconexión de generación del Sistema Nacional Interconectado, debido a las altas corrientes de falla y a la perturbación de voltaje, lo que finalmente llevó al colapso de voltaje y al disparo general.

Análisis del restablecimiento

El reestablecimiento se inició, tomando como base la tensión que envía El Salvador desde la línea 230 KV que va de Ahuachapán hacia Guate Este, Energizando posteriormente las subestaciones de Guatemala Sur, Guate Norte, Quixal, Escuintla, paralelo a ir conectando transformadores y carga, hasta la normalización en su totalidad. Tomar en cuenta que este caso la fuente del reestablecimiento fue la línea de interconexión 230 KV con El Salvador, desde la cual se energizó la subestación de Guate Este.

Falla No. 3

El día 26 de Junio de año 2005

Descripción de la falla

A las 14:01 horas ocurre una falla en el SNI en el momento que en subestación Guatemala Sur, se rompe el hilo de guarda de las líneas La Vega, EEGSA 1, Guadalupe 1 y 2, y una fase de la línea Guadalupe 2, ocasionando un corto circuito en las barras de 69 KV, lo cual hizo que dispararan automáticamente las siguientes líneas: en subestación Guate Sur, EEGSA 1, La Vega, Guadalupe 1, Guadalupe 2 y Antigua. En subestación Quixal dispararon los dos interruptores hacia Tactíc, en subestación La Ruidosa disparo el interruptor hacia Genor, quedando en isla esta planta con la carga de Puerto Barrios, y en subestación Guate Este disparo los interruptores hacia Guate Sur y Ahuachapán, y como resultado de los disparos antes mencionados un apagón general en todo el Sistema Nacional Interconectado. De forma inmediata, el Centro de Control de ETCEE en coordinación con el AMM inicio maniobras para el reestablecimiento del Sistema. Con las unidades de Quixal se energiza el circuito No. 1 230 KV Quixal – Tactíc – Guate Norte quedando energizados

también los bancos de transformación 230/69 KV en Guate Norte, se envía tensión a Guatemala Sur, Guate Este, Escuintla y Brillantes. La red troncal quedó restablecida a las 15:23 horas y gradualmente según el margen de potencia y regulación de voltaje se fue normalizando todas las líneas de 69 KV y transformadores de potencia, quedando la carga totalmente servida a las 16:55 horas. Las líneas Guadalupe 1 y 2 de Guate Sur quedaron abiertas por falla y pendientes de su reparación. La carga de estas líneas fue servida desde la Guadalupe 1 del Este. En las líneas La Vega y EEGSA 1 fue aislada la falla por lo que quedaron cerradas a las 16:22 horas.

Análisis de la falla

La falla fue provocada por el daño del cable de guarda de la línea de transmisión Guate Sur – Centro I y Guate Sur – La Vega 69 KV el cual se reventó y se enredó sobre dichas líneas y también sobre las líneas Guate Sur - Guadalupe I y Guate Sur - Guadalupe II 69 KV; a la línea Guadalupe II también se le reventó un cable de una fase. La falla provocó la separación del Sistema Nacional Interconectado, perdiéndose el sincronismo entre las áreas, lo que finalmente provocó la desconexión de la generación y el disparo general. Aunque se tuvo la desconexión automática de otros circuitos como Escuintla – Brillantes, Guatemala Este - Ahuachapán y Chixoy - Tactic, se considera que estas se debieron a oscilaciones de potencia que también contribuyeron al colapso general del sistema de transmisión.

Análisis del restablecimiento

El reestablecimiento se inició, con las unidades de Quixal energizando el circuito No. 1 230 KV Quixal – Tactic – Guate Norte quedando energizados también los bancos de transformación 230/69 KV en Guate Norte, se envía

tensión a Guatemala Sur, Guate Este, Escuintla y Brillantes, paralelo a ir conectando transformadores y carga, hasta la normalización del Sistema en su totalidad. Tomar en cuenta que este caso la fuente del reestablecimiento fue la planta de Quixal, la que energizó la línea 230 KV hacia Tactic – Guate Norte.

Falla No.4

El día 07 de Junio de año 2004

Descripción de la falla

A las 19:17 horas ocurre un disparo general del sistema eléctrico de Guatemala al disparar a las 19:13 horas los circuitos 1 y 2 Quixal- Tactic, por descargas electro atmosféricas y posteriormente la línea 230KV de interconexión Guate Este- Ahuachapán, así como los siguientes interruptores Guatemala Sur – Escuintla 1, Escuintla 2 – San José San Joaquín – Aguacapa, Panaluya – La Ruidosa, Panaluya – Santa Cruz, Sanarate – El Rancho Quezaltepeque – Progreso, Esclavos – Progreso, Brillantes- Escuintla, Quixal- Tactic circuito 1, Quixal- Tactic circuito 2 y Jurun- Escuintla. De inmediato se inician maniobras para el reestablecimiento, al solicitar a todas las plantas y subestaciones que procedieran a la apertura de sus interruptores y se preparen para recibir tensión. Las unidades de Quixal quedaron rotando, por lo que luego de regular el nivel de tensión local a un valor adecuado se procedió a las 19:24 horas, a energizar la subestación de Tactic, a las 19:25 horas se energizó la subestación Guatemala Norte, a las 19:26 se energizaron las S/E de Guate Sur y Guate Este, a las 19:27 horas quedó servida la primera carga al energizar la línea 69KV EEGSA 1 en Guate Sur, a las 19:35 queda energizada la subestación Escuintla, a las 19:52 queda energizada toda la red troncal del SIN. De acuerdo a las condiciones de voltaje y disponibilidad de generación se

fue energizando el resto de la red y sus cargas asociadas, el 90% de la carga estaba servida a las 20:45 horas.

Análisis de la falla

La falla ocurre al disparar los circuitos 230 KV Quixal - Tactíc No. 1 y 2, por descargas electro atmosféricas, el flujo resultante en la línea 230KV de interconexión Guate Este - Ahuachapán, provoca el disparo de esta línea y el desbalance generación – demanda fue tan grande que provoco la perdida de múltiples plantas generadoras, provocando el colapso total de sistema de transmisión.

Análisis del restablecimiento

El reestablecimiento se inició, con las unidades de Quixal energizando el circuito No. 1 230 KV Quixal – Tactic – Guate Norte quedando energizados también los bancos de transformación 230/69 KV en Guate Norte, se envía tensión a Guatemala Sur, Guate Este, Escuintla y Brillantes, paralelo a ir conectando transformadores y carga, hasta la normalización del Sistema en su totalidad. Tomar en cuenta que este caso la fuente del reestablecimiento fue la planta de Quixal, la que energizo la línea 230 KV hacia Tactic – Guate Norte.

Falla No.5

El día 18 de Diciembre de año 2003

Descripción de la falla:

A las 09:06 horas ocurre un disparo general del Sistema Nacional Eléctrico de Guatemala, al disparar el interruptor de la línea 230KV Escuintla1-

Guate Sur circuito No. 1, estando el circuito 2 abierto por trabajos de reparación de pararrayos, este circuito fue desenergizado a las 09:04 horas, a la misma hora también dispararon los siguientes interruptores en 69KV Panaluya – La Ruidosa, Panaluya – Santa Cruz, Sanarate – Rancho, Quetzaltepeque - Progreso, Esclavos – Progreso y en 230 KV, Quixal – Tactic circuito No. 1 y Quixal – Tactic circuito No. 2. Las unidades de Quixal se quedaron rotando. Luego de abrir interruptores de líneas 230KV y líneas de 69KV e informado a todas las generadoras que abrieran sus interruptores se iniciaron maniobras de normalización. A las 09:16 se energizó la barra 230KV de Tactic. A las 09:20 horas se energizó la S/E Guate Norte. A las 09:21 horas quedo servida la primera carga al energizar la línea 69KV Guatemala 3 en subestación Guate Norte. A las 09:23 horas queda con tensión la S/E Guate Sur. A las 09:30 queda energizada la S/E Escuintla, a las 09:40 energizada S/E Guate Este, a las 10:03 queda energizada la S/E Brillantes, y a las 10:05 queda energizada la S/E La Esperanza. Quedando energizada toda la red de 230KV. A las 09:30 fue cerrado el circuito 2 138KV Guate Sur- Jurun Marinalá y el circuito 1 Guate Sur – Escuintla. A las 10:13 queda cerrado el enlace de 138 KV Guate Sur – Jurun Marinalá – Escuintla1. El Sistema Oriental en 69KV fue normalizado a las 11:41 al energizar la línea 69KV Genor –Puerto Barrios. El sistema occidental quedo normalizado a las 10:16 al energizar la línea 69KV La Esperanza – Huehuetenango.

Análisis de la falla

La falla se localizo en las barras de 230 KV de la Subestación Escuintla II, y debido a no contar con la protección diferencial de barra, la desconexión de la falla se dio por la desconexión de protecciones de respaldo de otros elementos del Sistema Nacional Interconectado, haciendo que se presentara el

colapso de voltaje y la desconexión de la generación ante esas circunstancias, lo cual culminó con el colapso total del sistema.

Análisis del restablecimiento

El reestablecimiento se inició, con las unidades de Quixal energizando el circuito No. 1 230 KV Quixal – Tactic – Guate Norte quedando energizados también los bancos de transformación 230/69 KV en Guate Norte, se envía tensión a Guatemala Sur, Guate Este, Escuintla y Brillantes, paralelo a ir conectando transformadores y carga, hasta la normalización del Sistema en su totalidad. Tomar en cuenta que este caso la fuente del reestablecimiento fue la planta de Quixal, la que energizó la línea 230 KV hacia Tactic – Guate Norte.

Tabla IX Total de fallas por tipo

EMPRESA DE TRANSPORTE Y CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA								
PERÍODO 2001-2008								
TOTAL DE FALLAS POR TIPO								
CAUSA	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Accidentes automovilísticos	2	8	4		1	1	5	1
Agentes extraños en la línea	5	7	3	5	10	20	16	6
Daño/falla en estructura	1			1	4	7	4	2
Descarga Electroatmosférica	201	188	192	270	134	192	69	0
Falla cable de guarda	1	1	4	2	1	1	2	0
Falla de aislamiento	3	8	7	8	4	10	8	0
Falla de equipo primario	5	1	3	0	11	5	8	0
Fase rota	10	11	12	4	11	0	6	1
Fuerte lluvia				4	69	37	31	0
Fuerte viento	10	16	16	10	8	10	4	35
Incendio forestal	8	34	23	14	33	10	6	0
No se determinó el motivo	78	81	119	110	24	41	181	16
Quema de caña			2	6		10	16	6
Vegetación, árboles	28	15	32	51	36	23	23	3
Total	352	370	417	485	346	367	379	70

Tabla X Porcentaje del total de fallas por tipo

EMPRESA DE TRANSPORTE Y CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA								
PERÍODO 2001-2008								
TOTAL DE FALLAS POR TIPO								
CAUSA	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Accidentes automovilísticos	0.6%	2.2%	1.0%	0.0%	0.3%	0.3%	1.3%	1.4%
Agentes extraños en la línea	1.4%	1.9%	0.7%	1.0%	2.9%	5.4%	4.2%	8.6%
Daño/falla en estructura	0.3%	0.0%	0.0%	0.2%	1.2%	1.9%	1.1%	2.9%
Descarga Electroatmosférica	57.1%	50.8%	46.0%	55.7%	38.7%	52.3%	18.2%	0.0%
Falla cable de guarda	0.3%	0.3%	1.0%	0.4%	0.3%	0.3%	0.5%	0.0%
Falla de aislamiento	0.9%	2.2%	1.7%	1.6%	1.2%	2.7%	2.1%	0.0%
Falla de equipo primario	1.4%	0.3%	0.7%	0.0%	3.2%	1.4%	2.1%	0.0%
Fase rota	2.8%	3.0%	2.9%	0.8%	3.2%	0.0%	1.6%	1.4%
Fuerte lluvia	0.0%	0.0%	0.0%	0.8%	19.9%	10.1%	8.2%	0.0%
Fuerte viento	2.8%	4.3%	3.8%	2.1%	2.3%	2.7%	1.1%	50.0%
Incendio forestal	2.3%	9.2%	5.5%	2.9%	9.5%	2.7%	1.6%	0.0%
No se determinó el motivo	22.2%	21.9%	28.5%	22.7%	6.9%	11.2%	47.8%	22.9%
Quema de caña	0.0%	0.0%	0.5%	1.2%	0.0%	2.7%	4.2%	8.6%
Vegetación, árboles	8.0%	4.1%	7.7%	10.5%	10.4%	6.3%	6.1%	4.3%
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

4. MANUAL DE RESTABLECIMIENTO DE LA RED DE TRANSPORTE, DE LA EMPRESA DE TRANSPORTE Y CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ETCEE), DEL INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN (INDE)

El presente manual tiene como objetivo principal servir de guía para el restablecimiento de la red de transmisión eléctrica de ETCEE ante eventuales desconexiones generales. En principio es necesario estar consciente que cada disparo general presentara sus propias características, por lo que cada proceso de restablecimiento será necesariamente diferente a los demás. Por ello de ninguna manera debe interpretarse que este documento constituye un procedimiento único de restablecimiento; lo que se pretende con el es encontrar la vía más rápida de solución el problema, para lo cual, por supuesto es indispensable la experiencia y buen criterio del personal responsable de dirigir el proceso de restablecimiento.

El proceso de restablecimiento se basa en la formación de islas eléctricas que estarán compuestas por generadores y cargas, las cuales, con el objetivo de obtener un mayor grado de robustez y estabilidad, deben estar ubicadas eléctricamente lo más cerca posible. En cada isla eléctrica debe existir por lo menos una unidad generadora capaz de arrancar en negro (sin alimentación externa del sistema de potencia) ya que a partir de ella se dará inicio a la formación de la isla. Un aspecto muy importante en el proceso de formación de islas es mantener en cada una de ellas el balance entre la producción y consumo de potencia activa y reactiva, para que los valores de frecuencia y voltaje sean los adecuados.

Luego de tener formadas y en operación estable dos o más islas eléctricas se procederá a su integración utilizando los nodos más confiables para su sincronización, teniendo especial cuidado en no sobrecargar los elementos asociados a los puntos de enlace. Después de haber sincronizado las islas eléctricas se debe continuar restableciendo el sistema en forma escalonada hasta energizarlo en su totalidad.

Al concluir el proceso de restablecimiento, nuevamente el AMM debe retomar los lineamientos del despacho económico de carga, redespachando las unidades generadoras de acuerdo a la programación correspondiente, y el Centro de Control de ETCEE debe retomar el control de las líneas y el nivel de voltaje.

4.1. Procedimientos y maniobras iniciales

4.1.1. Procedimientos

En primera instancia luego de ocurrido un disturbio severo en el Sistema Eléctrico Nacional, el Centro de Control, debe inmediatamente tomar el control del canal de comunicación principal de radio (Canal 2), informando sobre lo acontecido al AMM y a todos los operadores de las diferentes subestaciones, instándoles a conservar la calma, solicitándoles realizar las maniobras iniciales de restablecimiento preestablecidas, esperar instrucciones y no saturar este medio de comunicación.

Solicitar a todas las subestaciones que cuentan con planta de emergencia verificar su arranque automático, y de no ser así arrancarlas manualmente y transferir la carga.

Iniciar la recopilación de información necesaria para el inicio del proceso de restablecimiento, incluyendo los elementos de interrupción y protección que actuaron, estado de plantas generadoras, existencia de islas eléctricas (de existir es necesario tomar acciones inmediatas para su control y preservación).

Revisar el analizador de disturbios del sistema SCADA para identificar la condición que le dio inicio al disturbio.

4.1.2. Maniobras iniciales

Con el objetivo de agilizar el proceso de restablecimiento se han preparado una serie de maniobras iniciales que se deben realizar en las subestaciones que conforman la red de transporte, las cuales se resumen a continuación:

Planta hidroeléctrica Quixal.

Esta planta por lo general se mantiene operando bajo control remoto del AGC del AMM, bajo condiciones de disturbio este se bloquea automáticamente debido a diferentes condiciones que pueden ser: gran desviación de frecuencia o intercambio, pérdida de telemetría con unidades generadoras y punto de interconexión, disparo de todas las unidades bajo control.

Si las unidades dispararon y no se cuenta con tensión en barras de 230 kV:

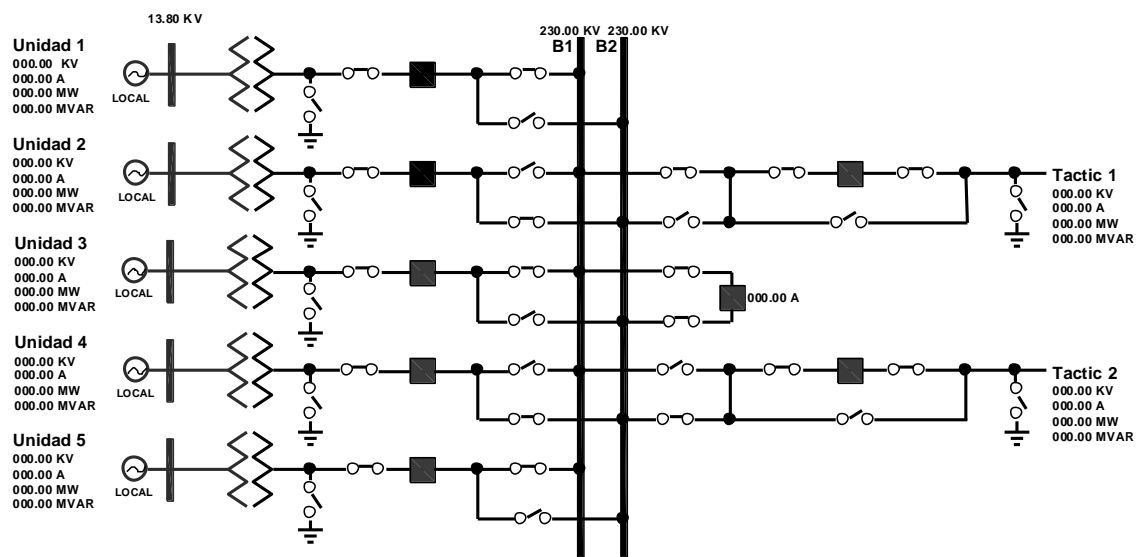
- Abrir los interruptores 230 kV de los circuitos 1 y 2 hacia Tactíc.
- Arrancar en negro la primera unidad y continuar el arranque de las otras cuatro, energizar la barra de 230 kV y esperar la orden del Centro de Control para poder energizar uno de los circuitos a Tactíc.

Si las unidades quedaron rotando:

- Si dispararon los dos interruptores hacia Tactíc, informar al Centro de Control y esperar la orden del Centro de Control para poder energizar uno de los circuitos a Tactíc. (Previo a energizar un circuito se debe de tener por lo menos dos unidades en línea y el voltaje de salida en las maquinas de 12.8KV, además se debe verificar que el interruptor de acoplamiento de barras de 230KV en Tactíc se encuentre abierto)
- Si uno o los dos interruptores a Tactíc quedan cerrados, regular inmediatamente la frecuencia y el voltaje e informar al Centro de Control de la situación.

Nota importante: Previo a energizar un circuito se debe de tener por lo menos dos unidades en línea y el voltaje de salida en las maquinas de 12.8 kV, además se debe verificar que el interruptor de acoplamiento de barras de 230 kV en Tactic se encuentre abierto.

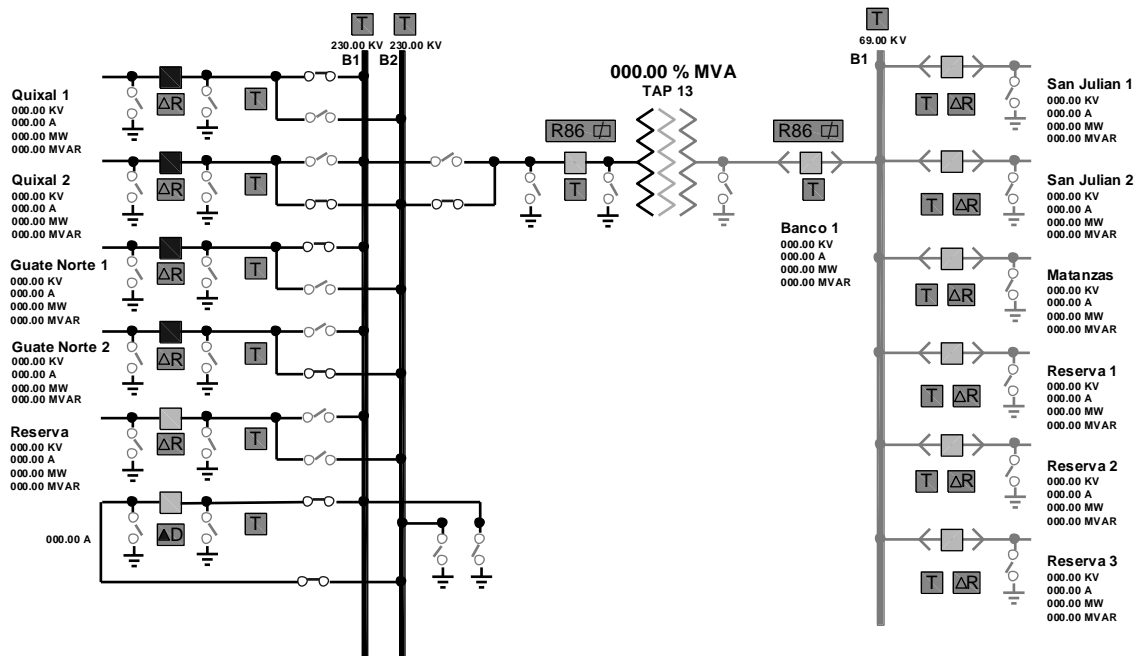
Figura 3 Planta hidroeléctrica Quixal D-10



Subestación Tactic

- Abrir interruptor de acoplamiento de barras 230 kV, esto con el objetivo de poder energizar directamente desde Quixal hasta Guatemala Norte uno de los circuitos 230 kV.
- Abrir interruptores de 230 kV y 69 kV del banco de transformación y colocar el tap en posición 11.
- Abrir interruptores de 69 kV San Julián 1, San Julián 2 y Matanzas.

Figura 4 Subestación Tactic D-29

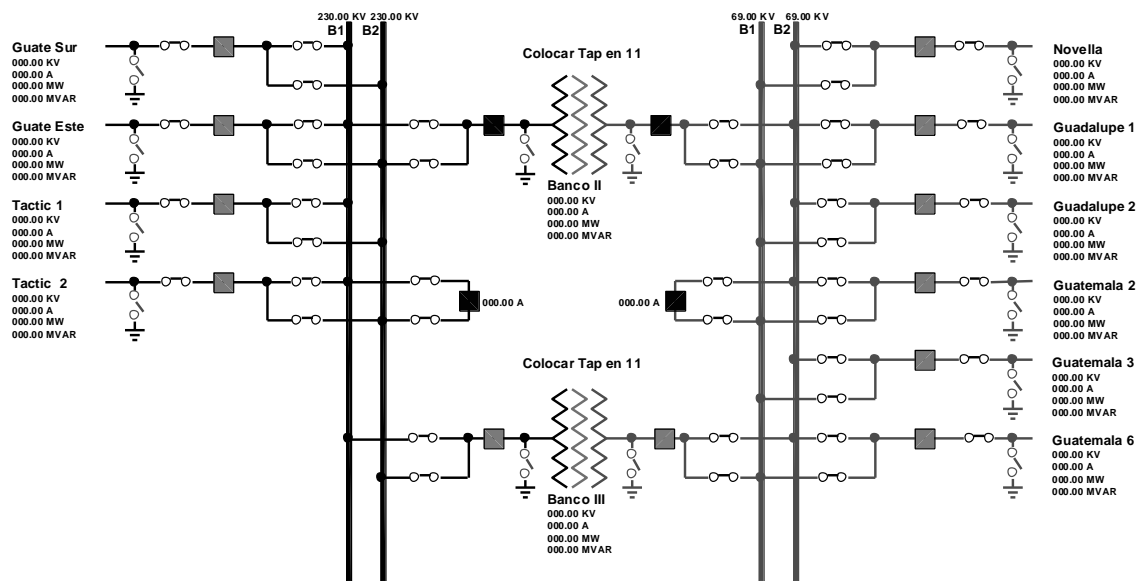


Subestación Guate Norte

- Colocar el selector de mandos en posición local.
- Abrir todos los interruptores de las líneas 230 kV y 69 kV.
- Si los bancos de transformación no dispararon dejar los interruptores cerrados en el banco 2, abrir los del banco 3. Si disparo el lado 230 kV de alguno de los bancos abrir el lado 69 kV.
- Colocar el tap de los dos bancos de transformación en posición 11.

- Informar al Centro de Control al finalizar la ejecución de estas maniobras y estar preparado para recibir tensión.
- Colocar el selector de mandos en posición remota.

Figura 5 Subestación Guate Norte D-2



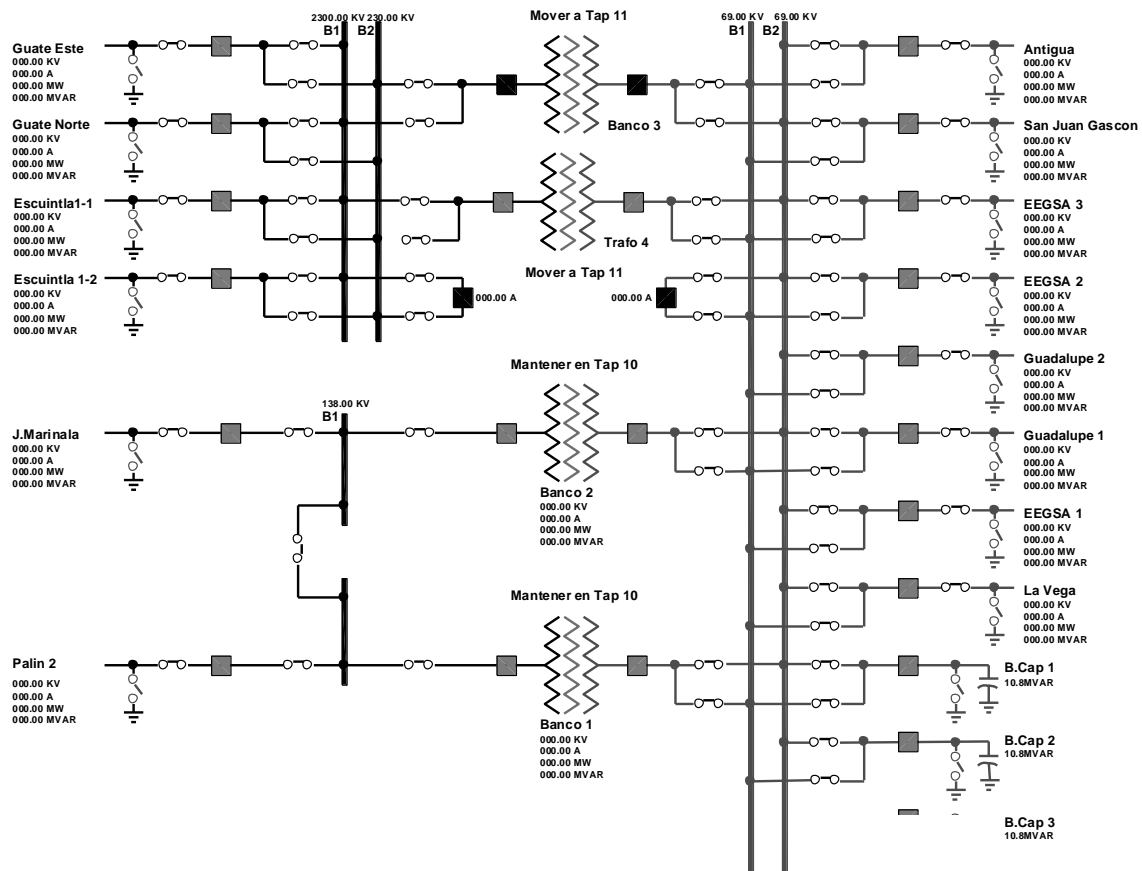
Subestación Guatemala Sur

- El selector de mandos se mantiene en local, operar todos los interruptores de esta forma.
- Abrir todos los interruptores de las líneas de 230 kV, 138 kV y 69 kV y de los tres bancos de capacitores de 69 kV.
- Abrir los interruptores de alta y baja de los bancos de transformación 1,2 y el transformador 4. Dejar cerrados los interruptores del banco 3.

- Colocar el tap en 11 en todos los equipos de transformación, especialmente en el banco 3 previo a su energización.

Nota: Si no se cuenta con servicios auxiliares, es posible alimentarlos con uno de los bancos de auto transformadores 138/69 kV energizado desde la barra de 69 kV por medio de planta Laguna o bien desde la barra de 138 kV por medio de planta Marinalá.

Figura 6 Subestación Guatemala Sur D-1



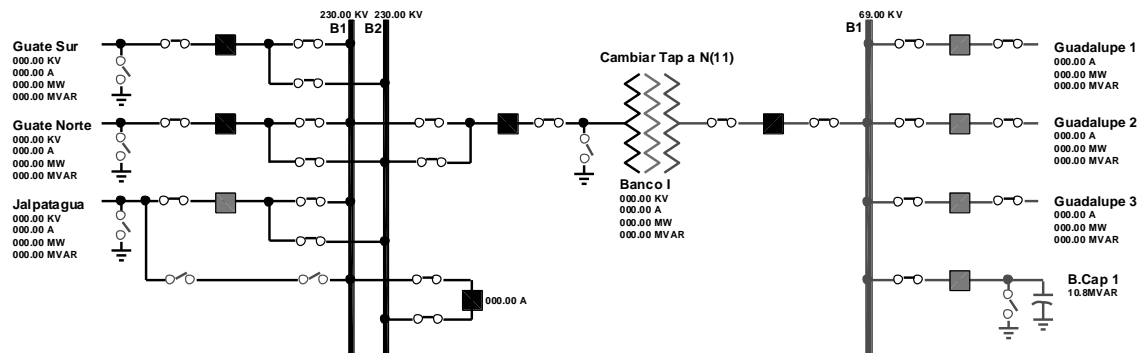
Subestación Guatemala Este 1 (230 kV)

- Colocar el selector de mandos en posición Local.
- Si no hay tensión en ninguna línea, abrir el interruptor de la línea Jalpatagua 230 kV, si no dispararon los interruptores de las líneas Guatemala Norte y Guatemala Sur dejarlos cerrados.
- Colocar el selector de Mandos en Remoto.

Subestación Guatemala Este 2 (230/69 kV) (Maniobras vía Scada)

- Abrir los interruptores de las líneas 69 kV Guadalupe 1,2 y 3, si no dispararon los interruptores del banco de transformación dejarlos cerrados, si disparó el lado 230 kV abrir el lado 69 kV.
- Abrir el interruptor del banco de capacitores de 69 kV.
- Colocar el tap del banco de transformación en posición central (N)

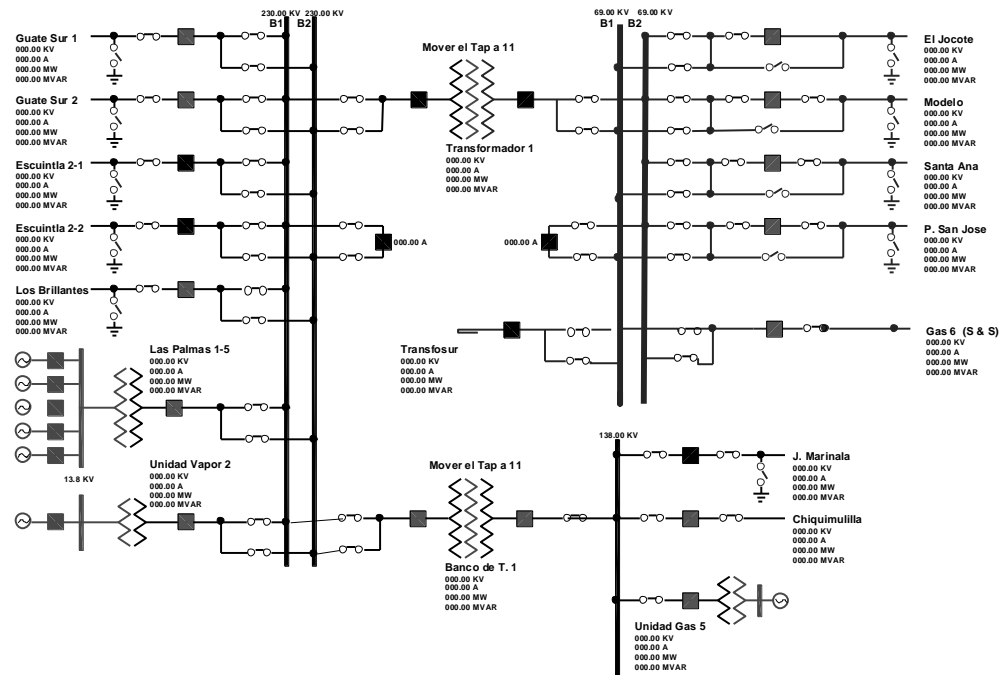
Figura 7 Subestación Guatemala Este D-9



Subestación Escuintla 1

- Abrir los interruptores de las líneas 230 kV Guatemala Sur I y II, y Siquinala.
- Abrir el interruptor de la línea 138 kV a Chiquimulilla, dejar cerrado el interruptor de la salida 138 kV a Marínala si no esta abierto.
- Si no quedo operando alguna isla eléctrica alimentada por un cogenerador abrir todos los interruptores 69 kV autorización al Centro de Control
- Abrir los interruptores del banco de transformación 230/138 kV y colocar su tap en 11.
- Si no dispararon los interruptores del transformador 230/69 kV dejarlos cerrados, modificar el tap a posición 11. (Vía SCADA).

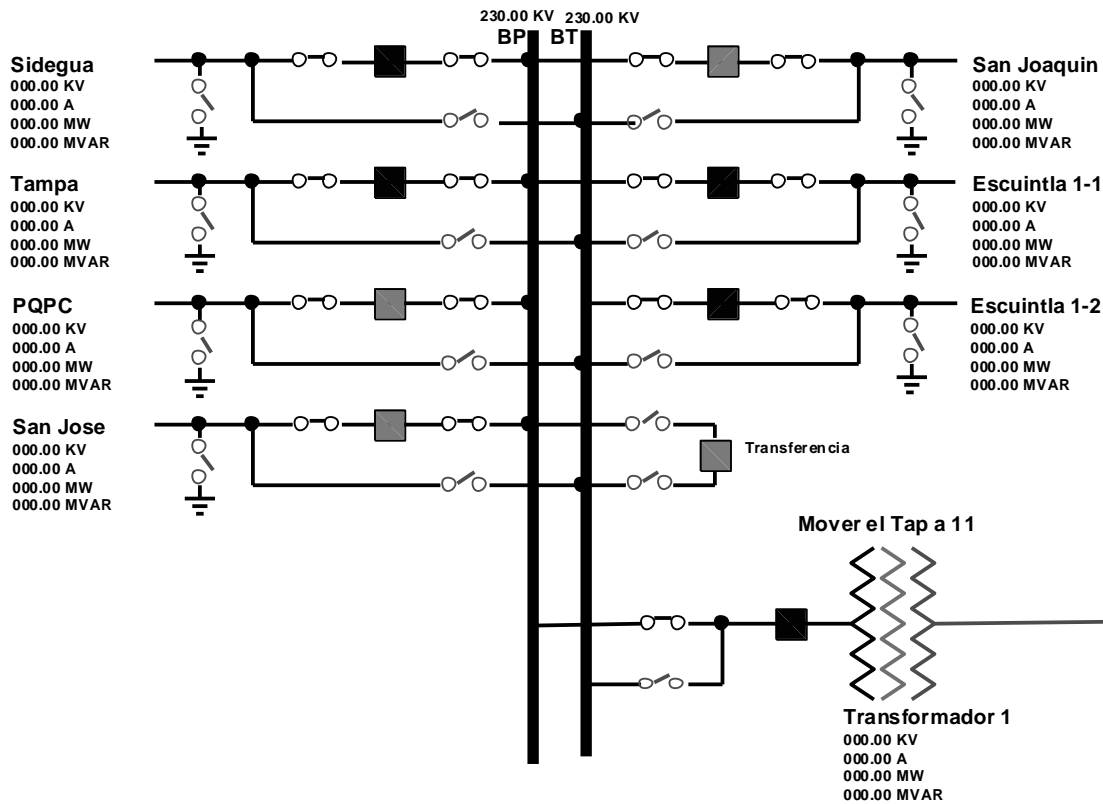
Figura 8 Subestación Escuintla 1 D-18



Subestación Escuintla 2 (Maniobras vía SCADA)

- Abrir los interruptores de las líneas 230 kV Enron, San Joaquín y San José, dejar cerrado el interruptor de Tampa, Sidegua, y los enlaces hacia Escuintla 1.

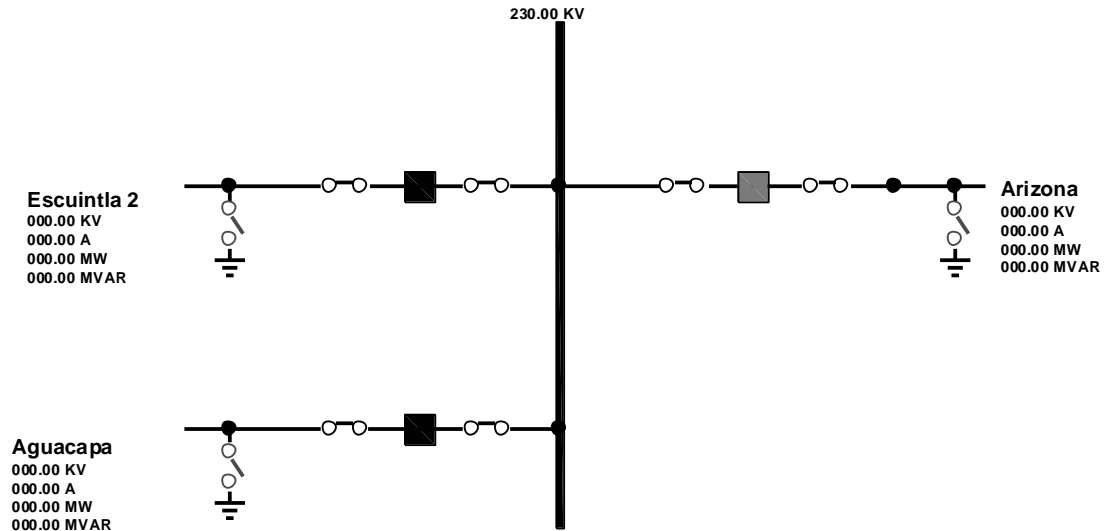
Figura 9 Subestación Escuintla 2 D-18



Subestación San Joaquín (Maniobras vía Scada)

- Abrir el interruptor la línea 230 kV Arizona, y dejar cerrados los interruptores de Escuintla 2 y Aguacapa.

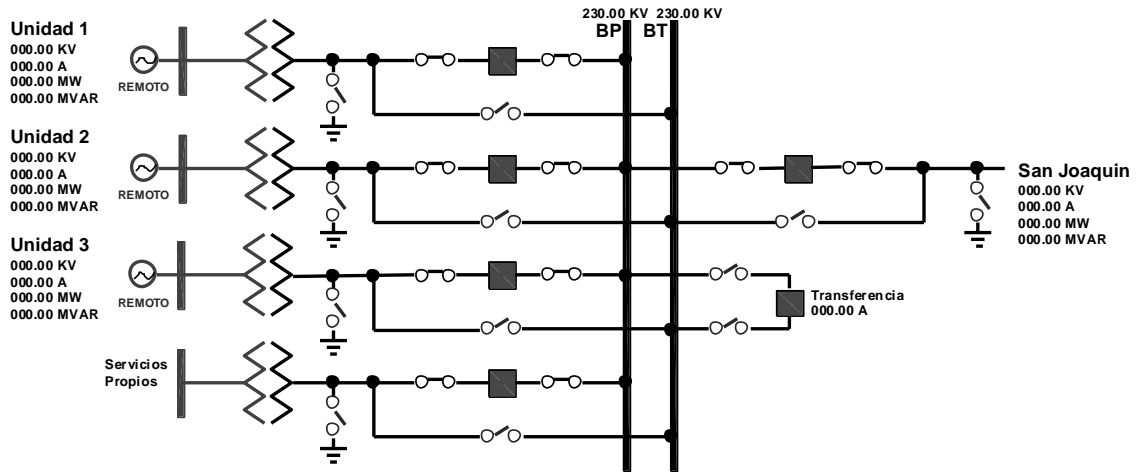
Figura 10 Subestación San Joaquín D-116



Planta hidroeléctrica Aguacapa

- Si las unidades dispararon y no hay tensión en la barra de 230 kV:
- Abrir el interruptor de la línea 230 kV San Joaquín.
- Arrancar en negro una unidad e iniciar el proceso con las otras dos.
- Si una unidad o varias quedaron rotando:
- Regular el voltaje y frecuencia en la barra 230 kV, luego informar al Centro de Control de su situación y esperar instrucciones.

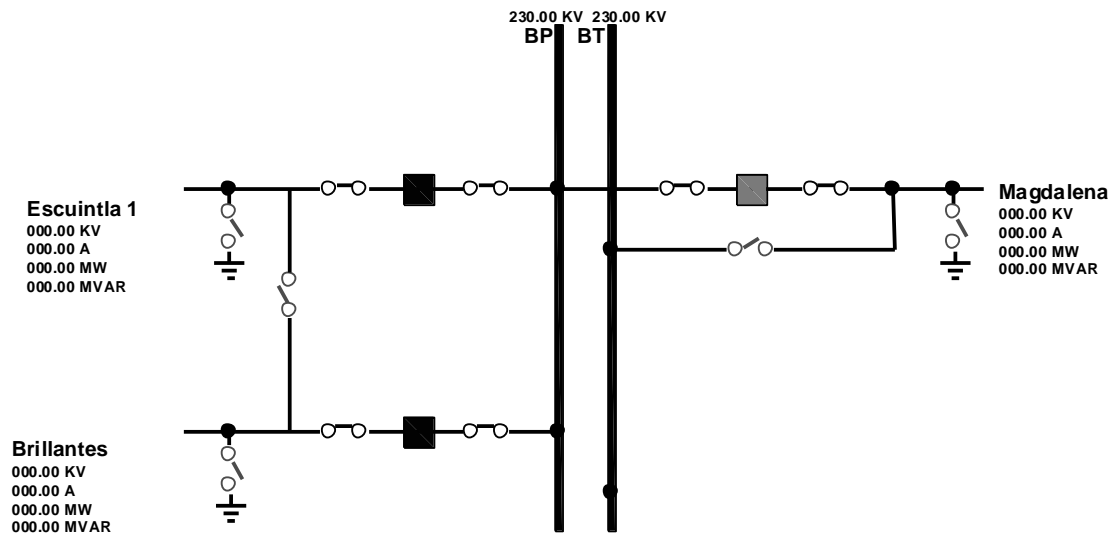
Figura 11 Planta hidroeléctrica Aguacapa D-45



Subestación Siquinalá

- Abrir los interruptores 230 kV de las líneas Escuintla1 Brillantes y Magdalena.

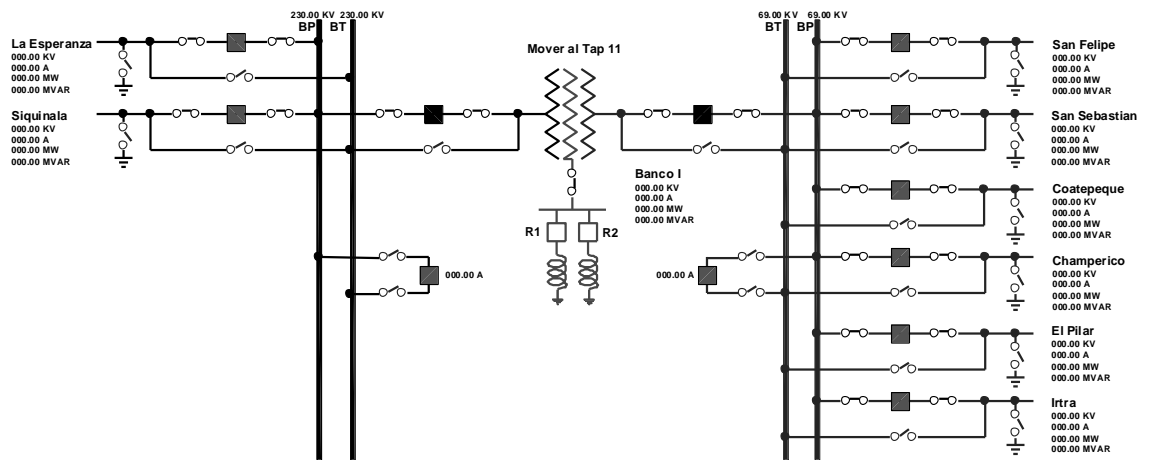
Figura 12 Subestación Siquinalá D-163



Subestación Los Brillantes

- Abrir los interruptores 230 kV SIQUINALÁ y La Esperanza.
- Abrir todos los interruptores de las líneas de 69 kV.
- Si no dispararon los interruptores del banco de transformación entonces dejarlos cerrados, si disparo el lado de 230 kV abrir el lado de 69 kV.
- Colocar el tap del banco de transformación en posición 11.

Figura 13 Subestación Los Brillantes

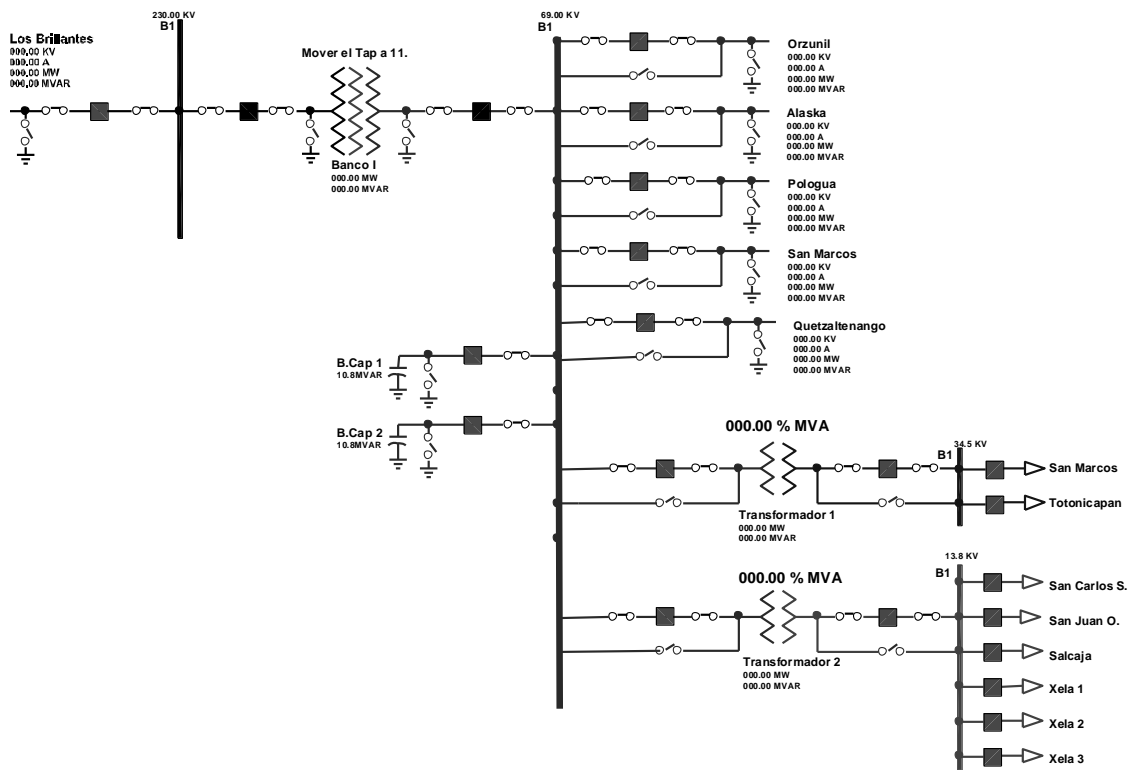


Subestación La Esperanza

- Abrir interruptor 230 kV hacia Los Brillantes
- Si el banco de transformación no disparó dejar los interruptores cerrados, si disparo el lado 230 kV abrir el lado 69 kV.
- Colocar el tap del banco de transformación en posición 11.

- Abrir todos los interruptores y/o restauradores de 69 kV, 34.5 kV y 13.8 kV.
- Desconectar todos los bancos de capacitores de 69, 34.5 y 13.8 kV.

Figura 14 Subestación La Esperanza D-30



Planta hidroeléctrica Jurun Marinalá

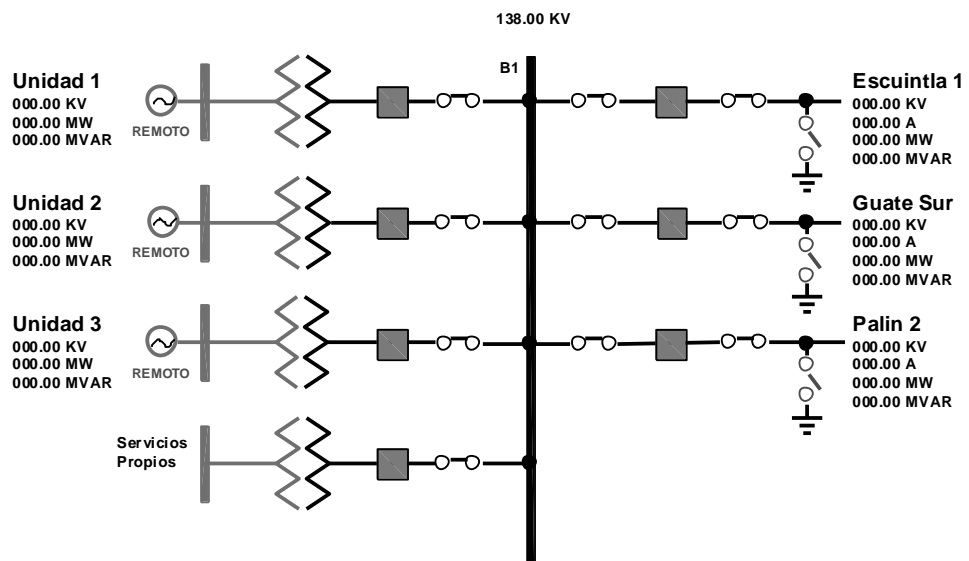
Si las unidades dispararon:

- Abrir los interruptores de todas las líneas de 138 kV.
- Arrancar en negro una unidad, energizar la barra de 138 kV informar al Centro de Control y preparar las otras dos unidades.

Si una unidad o varias quedaron rotando:

- Regular el voltaje y frecuencia de barra a 138 kV, luego informar al Centro de control de su situación y esperar instrucciones.

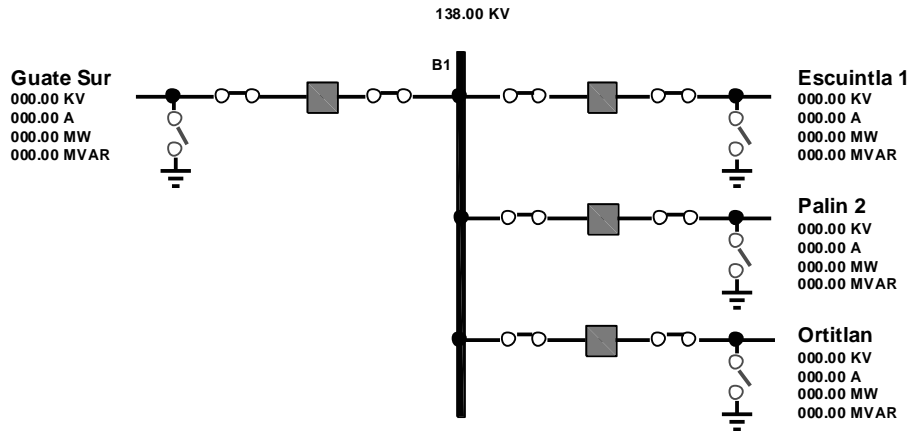
Figura 15 Planta hidroeléctrica Jurun Marinalá D-5



Subestación Palín 2

- Si los interruptores hacia Guate Sur y Jurun Marinala no dispararon, dejarlos cerrados. Abrir los interruptores hacia la planta Palín 2 y hacia Ortitlan.

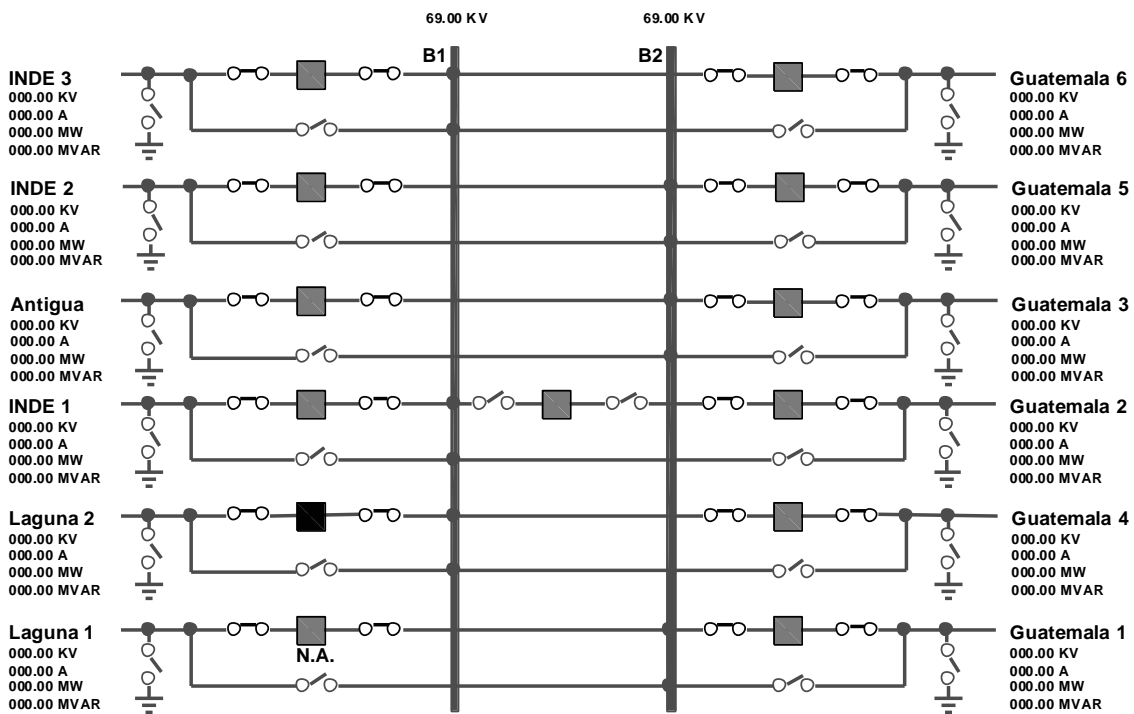
Figura Subestación Palín 2



Subestación El Centro

- Abrir los interruptores de todas las líneas de 69 kV. Dejar Cerrado únicamente el interruptor de la línea Laguna 2.

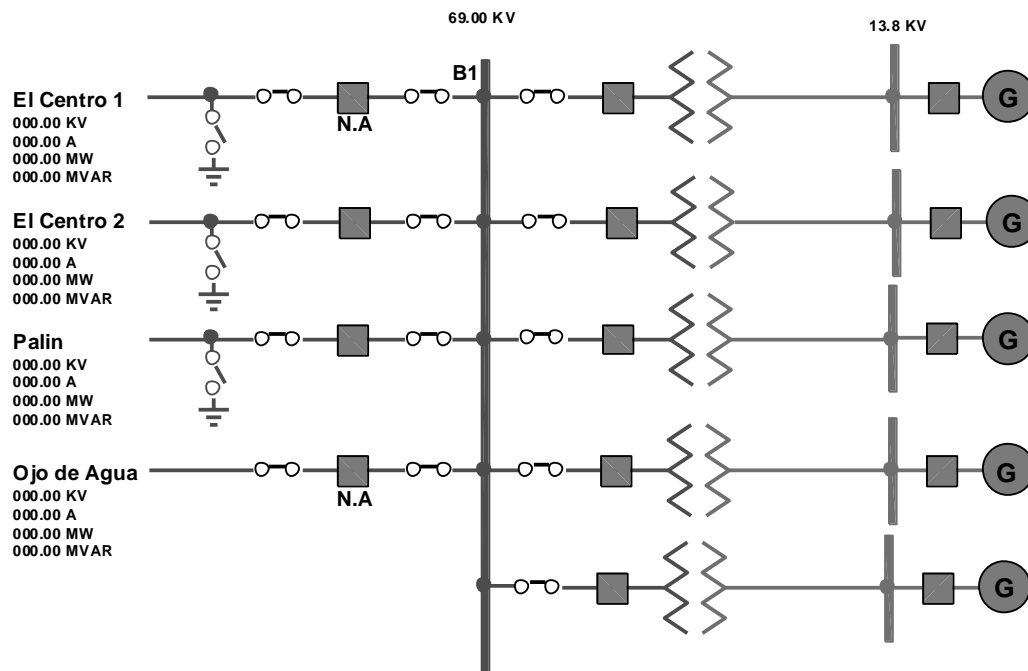
Figura 17 Subestación El Centro



Planta Laguna

- Abrir los interruptores de todas las líneas de 69 kV.

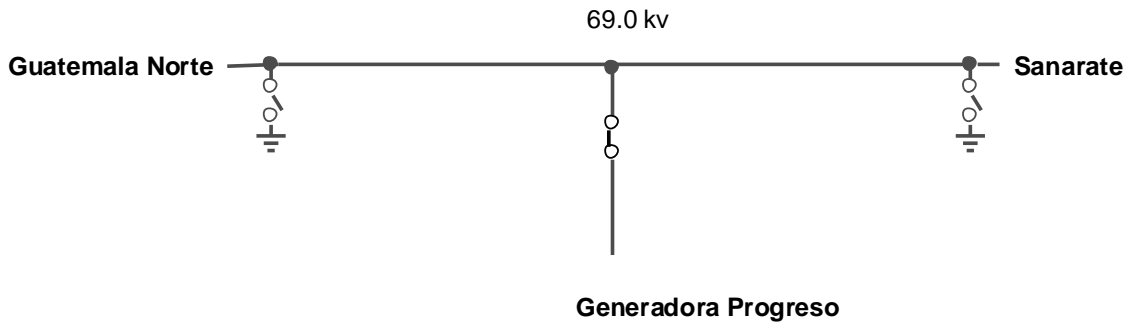
Figura 18 Planta Laguna D-14



Tap Novella

- No se realizan maniobras

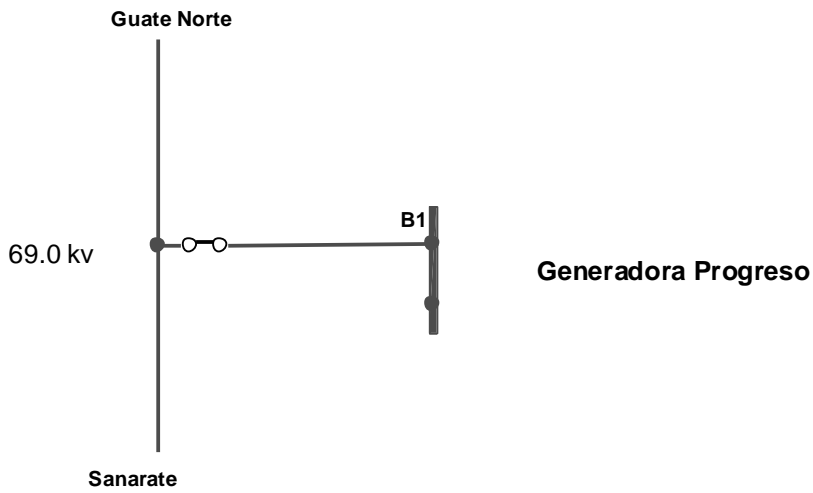
Figura 19 Tap Novella



Generadora Progreso

No se realizan movimientos de interruptores.

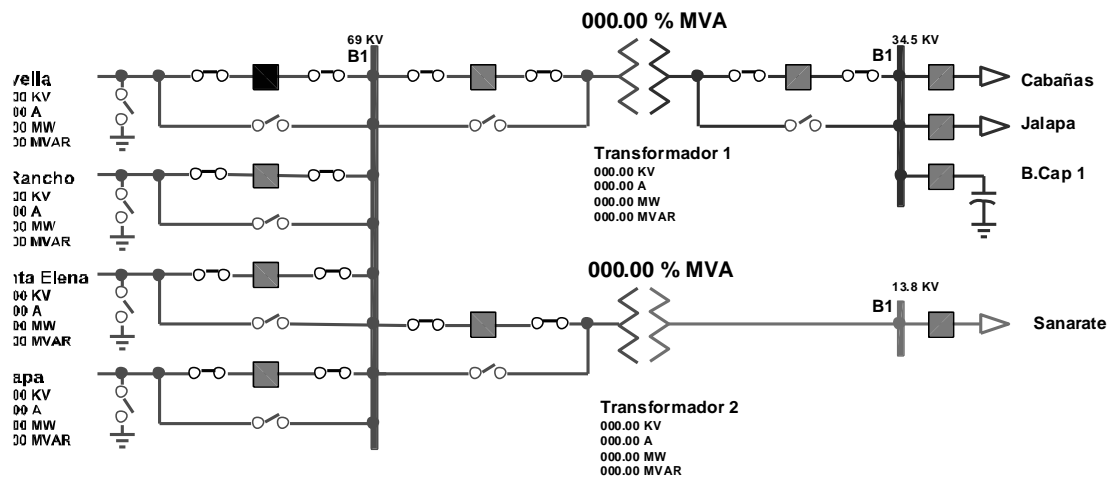
Figura 20 Generadora Progreso



Subestación Sanarate

- Abrir los interruptores de las líneas 69 kV a Santa Elena, Jalapa y El Rancho, dejar cerrado el interruptor hacia Guatemala Norte.
- Abrir los interruptores de los transformadores y todos los restauradores de los circuitos de distribución.
- Desconectar todos los bancos de capacitores.

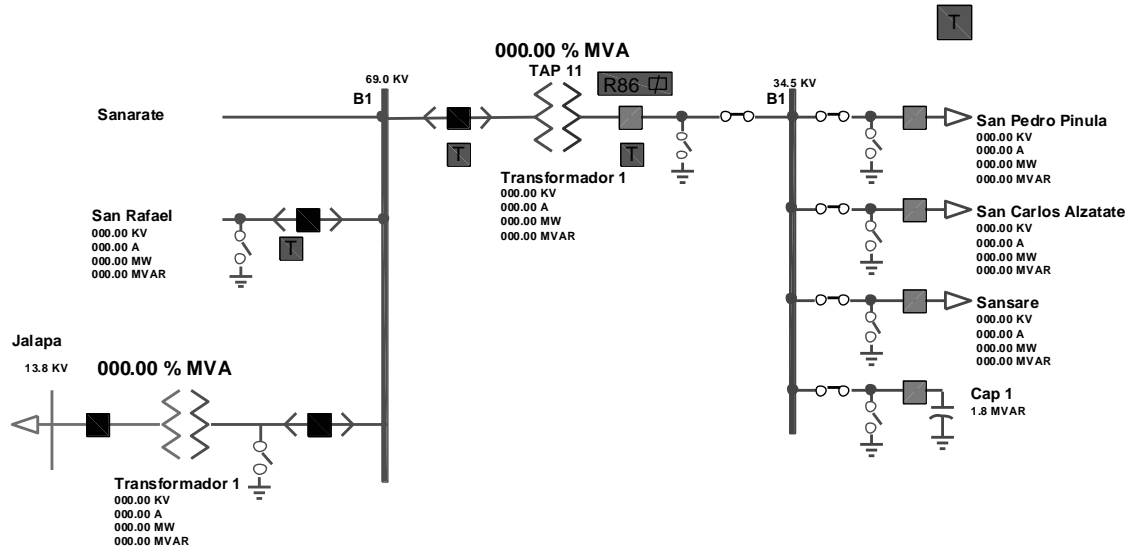
Figura 21 Subestación Sanarate D-71



Subestación Jalapa

- Dejar cerrado el interruptor de 69 kV de la línea San Rafael Las Flores.
- Abrir los interruptores de los transformadores y todos los restauradores de los circuitos de distribución.
- Desconectar el banco de capacitores.

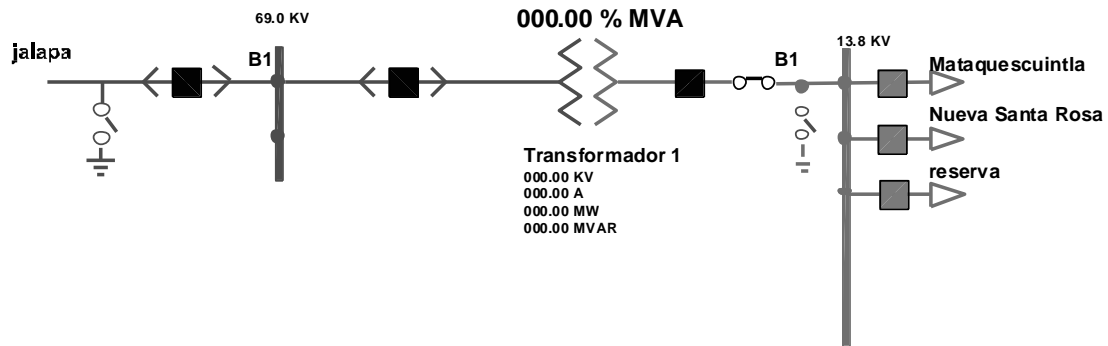
Figura 22 Subestación Jalapa D-23



Subestación Las Flores

- Si el interruptor hacia Jalapa no disparo dejarlo cerrado.
- Abrir los interruptores de entrada y salida del transformador 69/13.8 kV.
- Abrir todos los restauradores de los circuitos 13.8 kV.

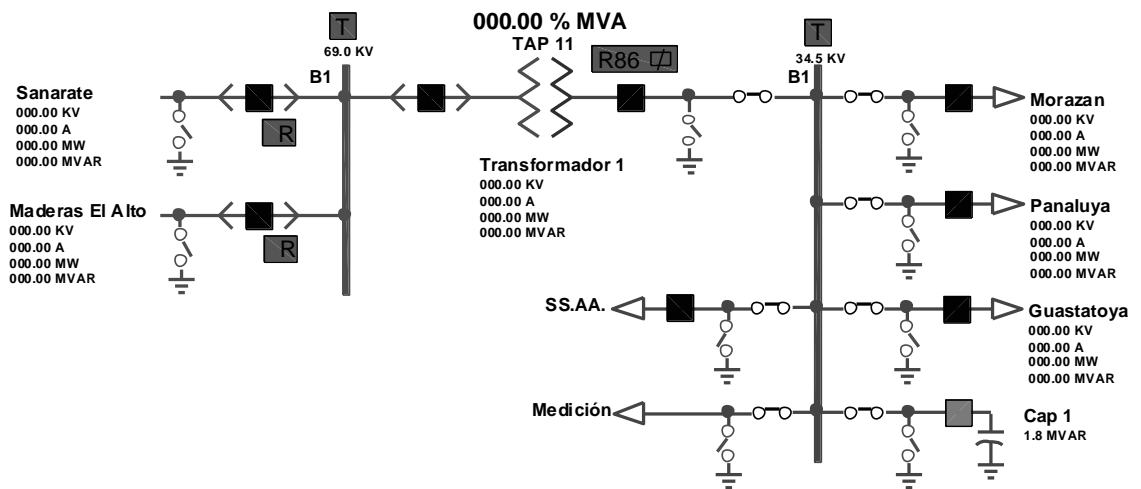
Figura 23 Subestación San Rafael Las Flores D-58



Subestación El Rancho

- Dejar cerrados todos los interruptores de las líneas 69 kV, transformador y circuitos.
- Abrir interruptor de banco de capacitores
- Colocar el tap del transformador en posición 11.

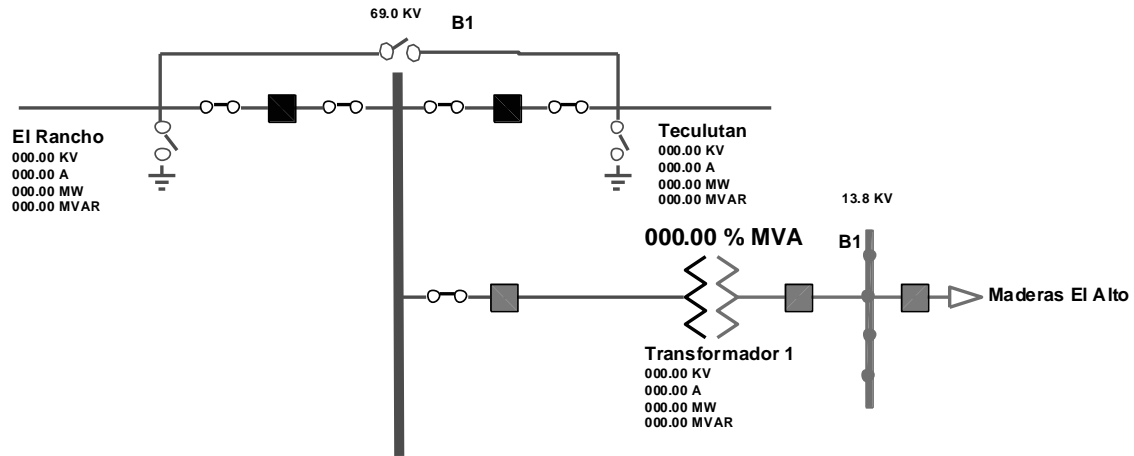
Figura 24 Subestación El Rancho D-65



Subestación Maderas El Alto

- Dejar cerrados los interruptores de 69 kV, hacia El Rancho y hacia Teculután, y abrir los interruptor de 69 kV y 13.8 kV del transformador 69/13.8 kV.

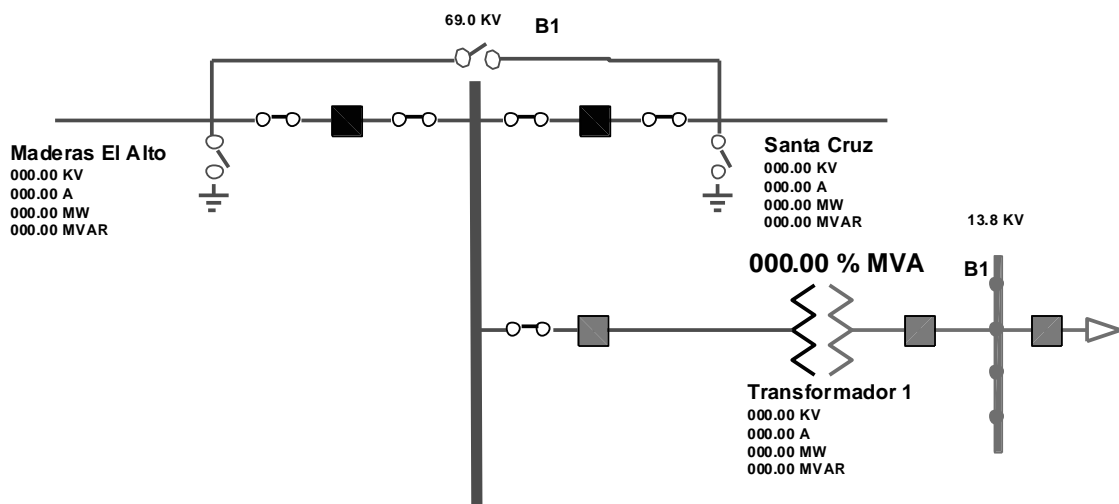
Figura 25 Subestación Maderas El alto D-162



Subestación Teculután

- Dejar cerrados los interruptores de 69 kV, hacia Maderas El Alto y hacia Santa Cruz, y abrir los interruptor de 69 kV y 13.8 kV del transformador 69/13.8 kV.

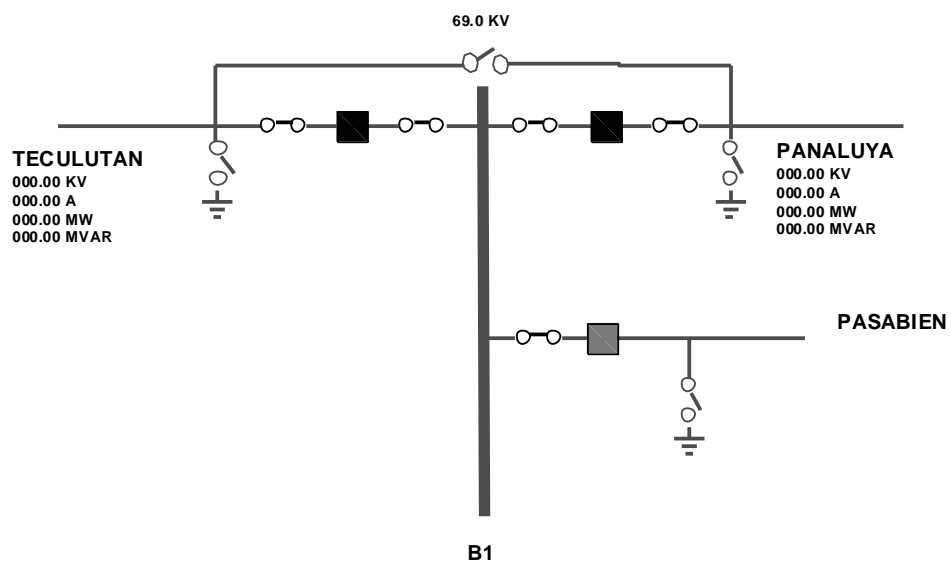
Figura 26 Subestación Teculután D-146



Subestación Santa Cruz

- Abrir el interruptor 69 kV hacia Pasabién, si los interruptores hacia Teculután y Panaluya quedaron cerrados dejarlos en esa posición y esperar a recibir tensión.

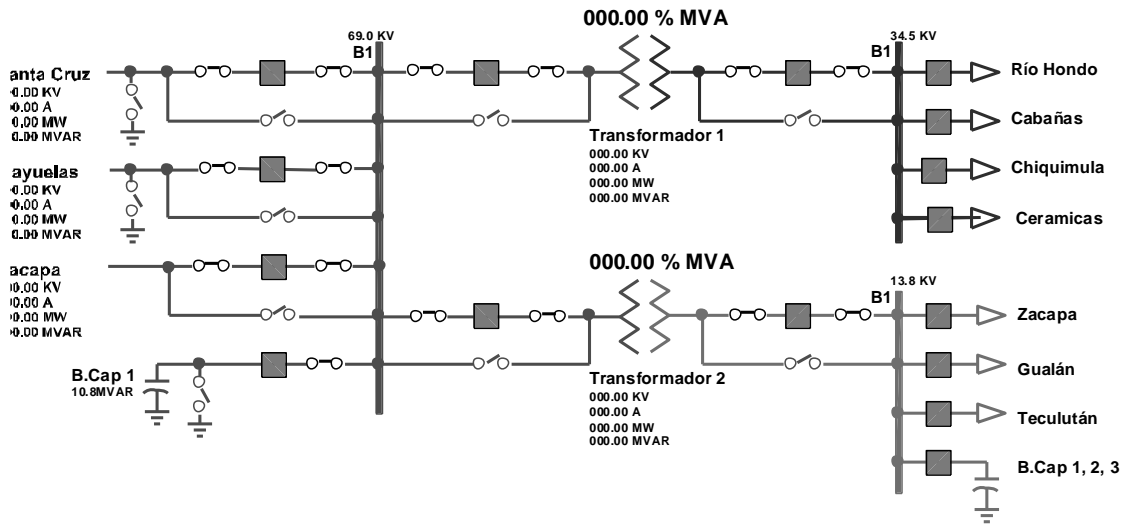
Figura 27 Subestación Santa Cruz D-49



Subestación Panaluya

- Abrir los interruptores de las líneas 69 kV Santa Cruz, Mayuelas y Zacapa.
- Abrir los interruptores de los transformadores y todos los restauradores de los circuitos de distribución.
- Desconectar todos los bancos de capacitores 69, 34.5 y 13.8 kV.

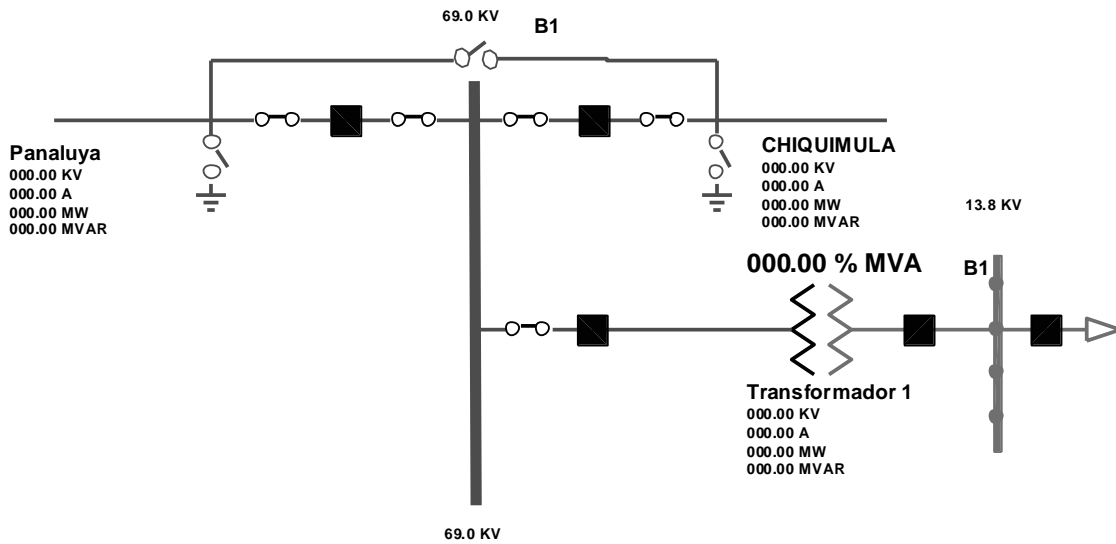
Figura 28 Subestación Panaluya D-66



Subestación Zacapa

- Si los interruptores quedaron cerrados, no se realizan movimientos.

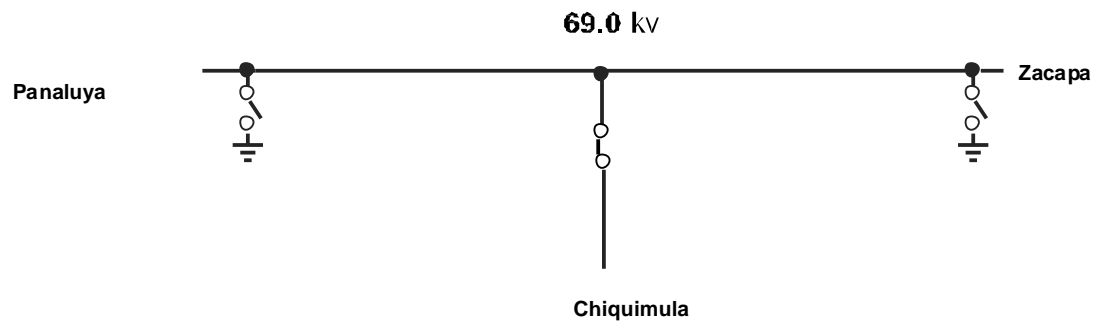
Figura 29 Subestación Zacapa D-111



Tap Chiquimulilla

- No se realizan maniobras

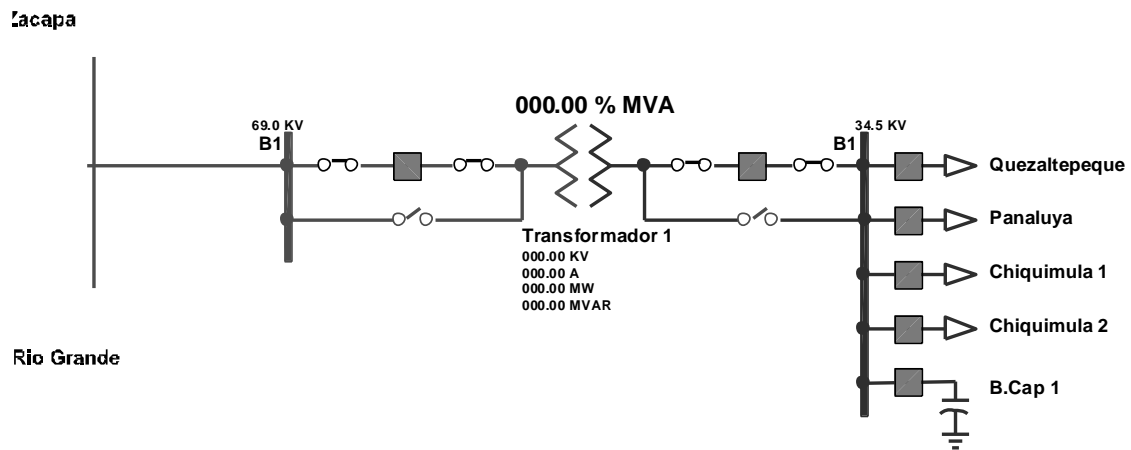
Figura 30 tap Chiquimulilla



Subestación Chiquimulilla

- Abrir los interruptores de entrada y salida del transformador 69/34.5 kV.
- Abrir todos los circuitos 34.5 kV.
- Desconectar el banco de capacitores.

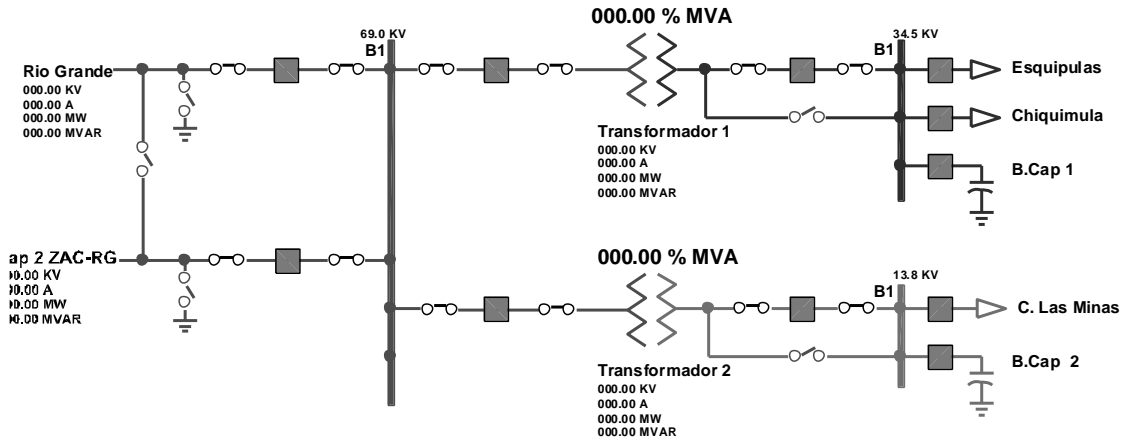
Figura 31 Subestación Chiquimulilla D-11



Subestación Quezaltepeque

- Abrir el interruptor de la línea Río Grande 69 kV.
- Abrir los interruptores de los transformadores y todos los restauradores de los circuitos de distribución
- Desconectar los bancos de capacitores.

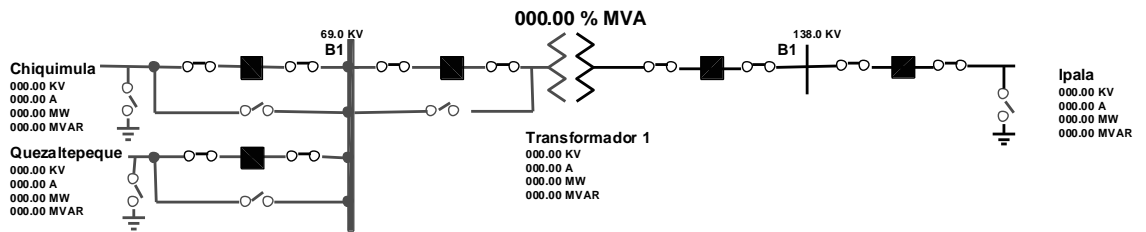
Figura 32 Subestación Quezaltepeque D-62



Subestación Río Grande

- Abrir los interruptores 69 kV de las líneas Chiquimula y Quezaltepeque, abrir el interruptor 138 kV de la salida hacia Ipala.
- Si los interruptores de 138 kV y 69 kV del banco de transformación quedaron cerrados, dejarlos en esta posición, de lo contrario si abrió uno, abrir el otro.

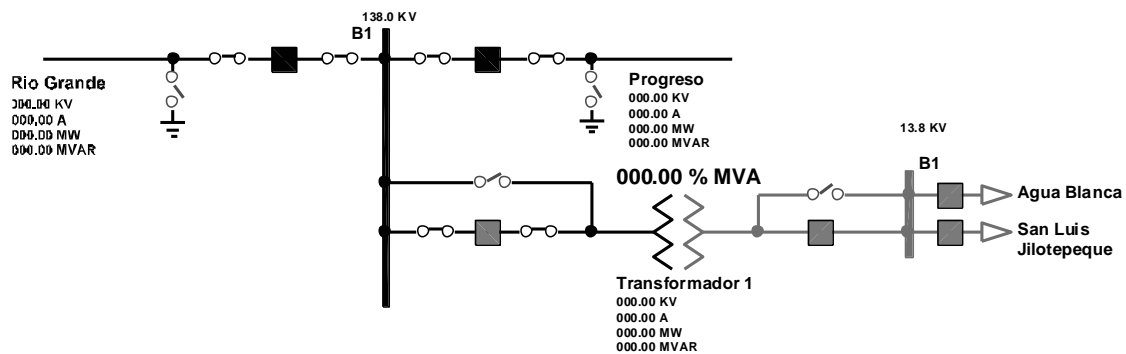
Figura 33 Subestación Río Grande D-141



Subestación Ipala

- Dejar cerrados los interruptores de 69 kV, hacia Rió Grande y Progreso, y abrir los interruptor de 69 kV y 13.8 kV del transformador.

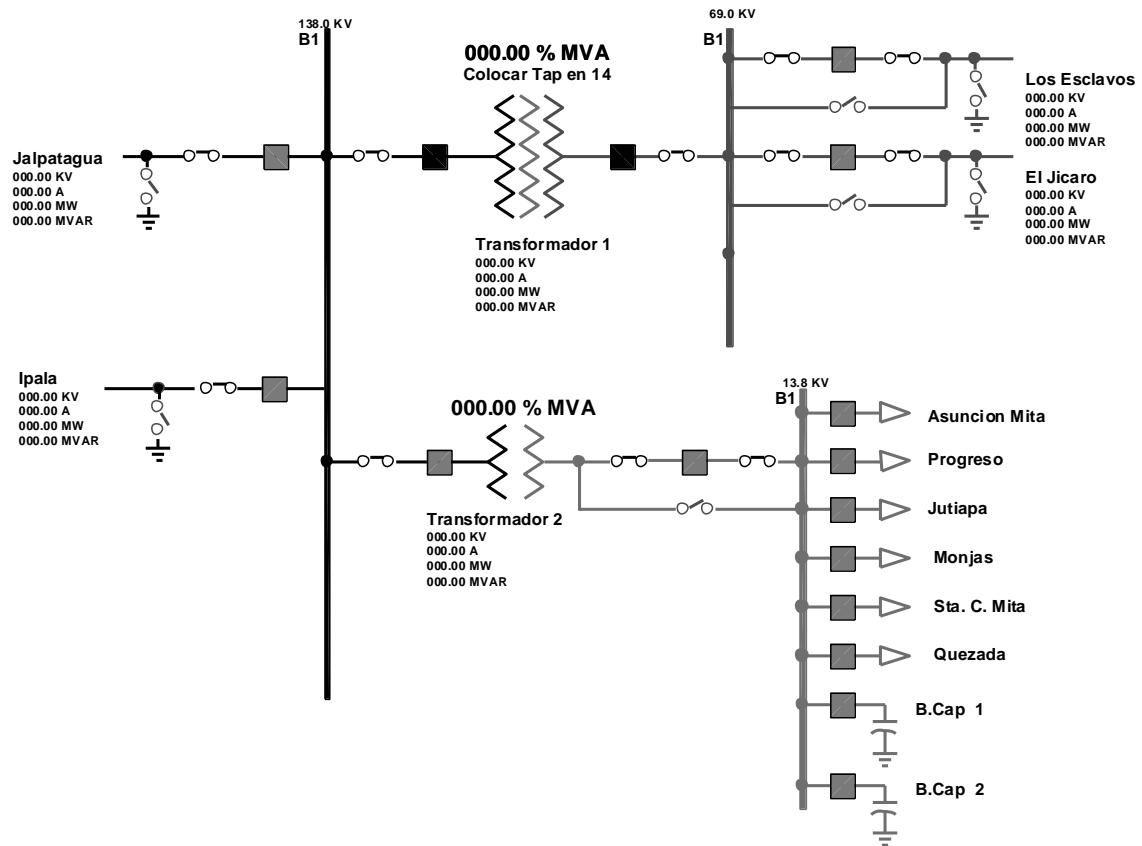
Figura 34 Subestación Ipala D-51



Subestación Progreso

- Abrir los interruptores 138 kV de las líneas Ipala y Jalpatagua 138 kV.
- Si no dispararon, dejar cerrados los interruptores de entrada y salida del transformadores 138/69 kV y colocar su tap en posición 11.
- Abrir los interruptores de alta y baja del transformador 138/13.8 kV, líneas 69 kV y restauradores de los circuitos 13.8 kV
- Desconectar todos los bancos de capacitores.

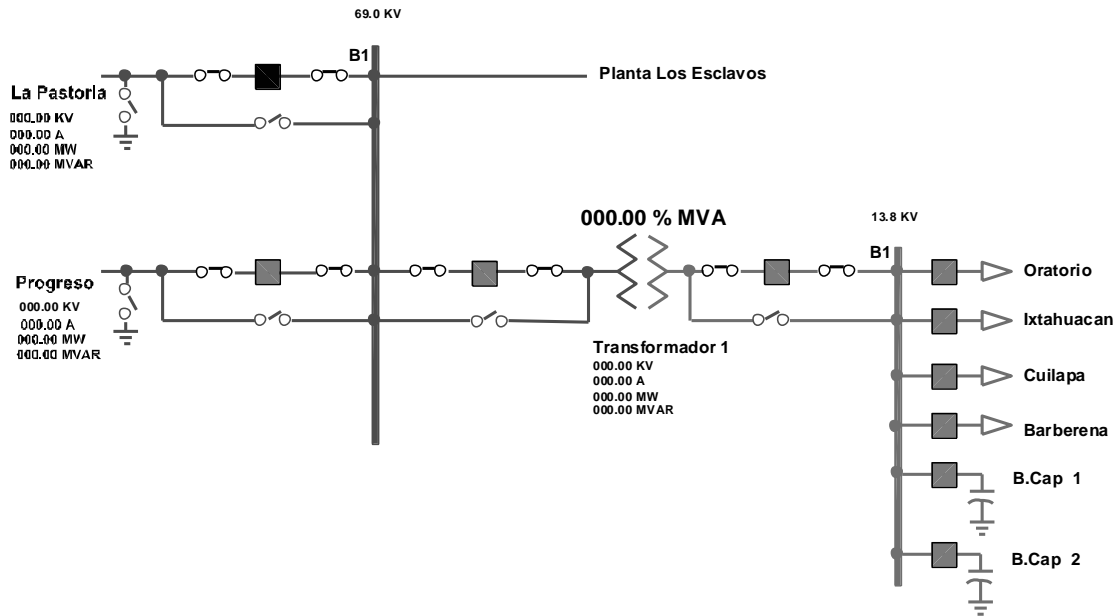
Figura 35 Subestación Progreso D-44



Subestación Esclavos

- Abrir el interruptor de la línea Progreso 69 kV, dejar cerrado el interruptor a La Pastoría.
- Abrir los interruptores del transformador 69/13.8 kV y todos los restauradores.
- Desconectar todos los bancos de capacitores.

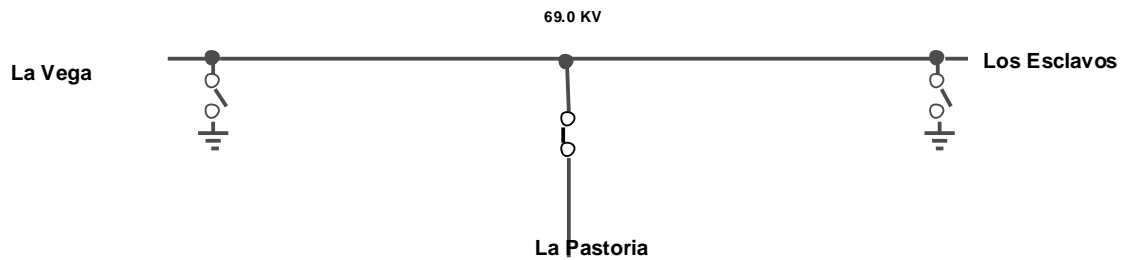
Figura 36 Subestación Esclavos D-47



Tap la Pastoría

- No se realizan maniobras

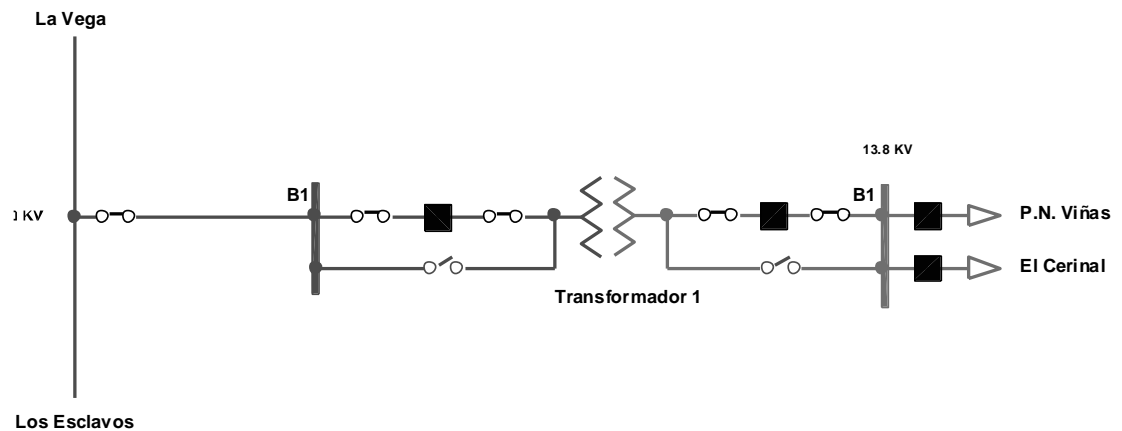
Figura 37 Tapa La Pastoría



Subestación la Pastoría

- No se realizan movimientos de interruptores.

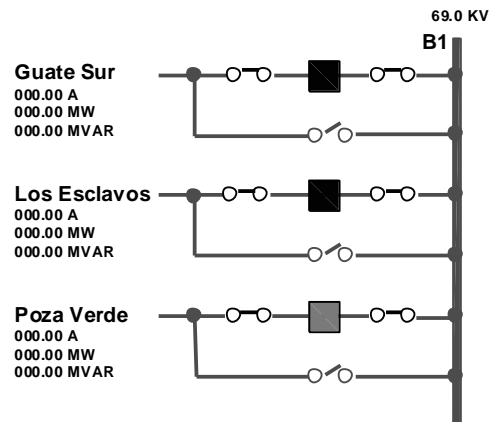
Figura 38 Subestación La Pastoría D-53



Subestación La Vega

- Abrir el interruptor de la línea Poza Verde 69 kV.
- Si los interruptores hacia Guatemala Sur y La Pastoría no dispararon, dejarlos cerrados.

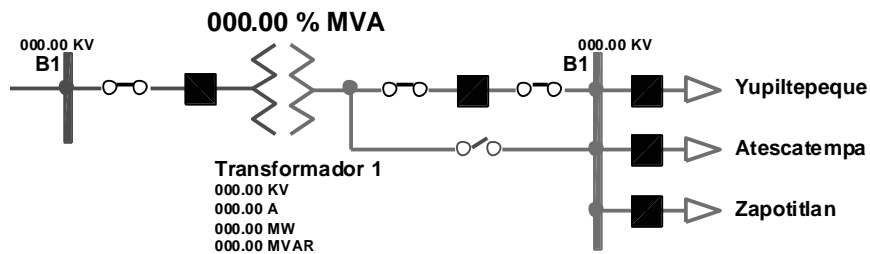
Figura 39 Subestación La Vega D-48



Subestación El Jícaro

- No se realizan movimientos de interruptores.

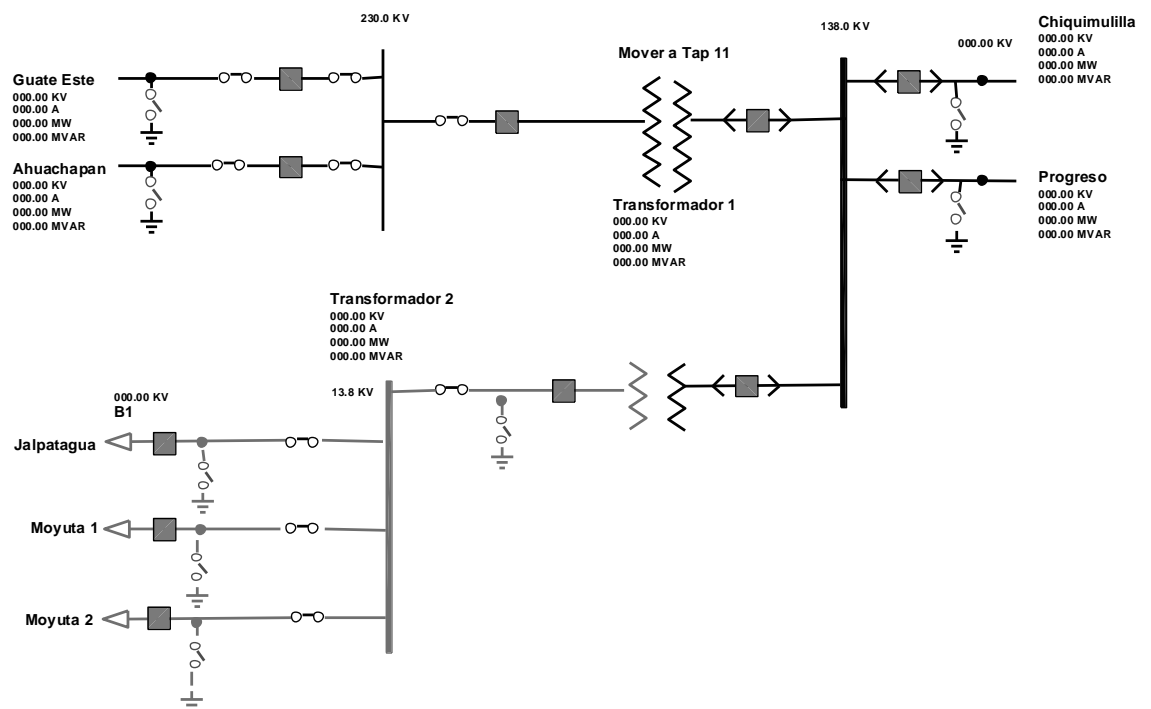
Figura 40 Subestación El jícaro D-57



Subestación Jalpatagua

- Abrir los interruptores de las salida 230 kV Guatemala Este y Ahuachapán, abrir los interruptores 230 y 138 kV del transformador 230/138 kV.
- Abrir los interruptores 138 y 13.8 kV del transformador 138/13.8 kV.
- Abrir los interruptores 138 kV de las salidas Chiquimulilla y Progreso.

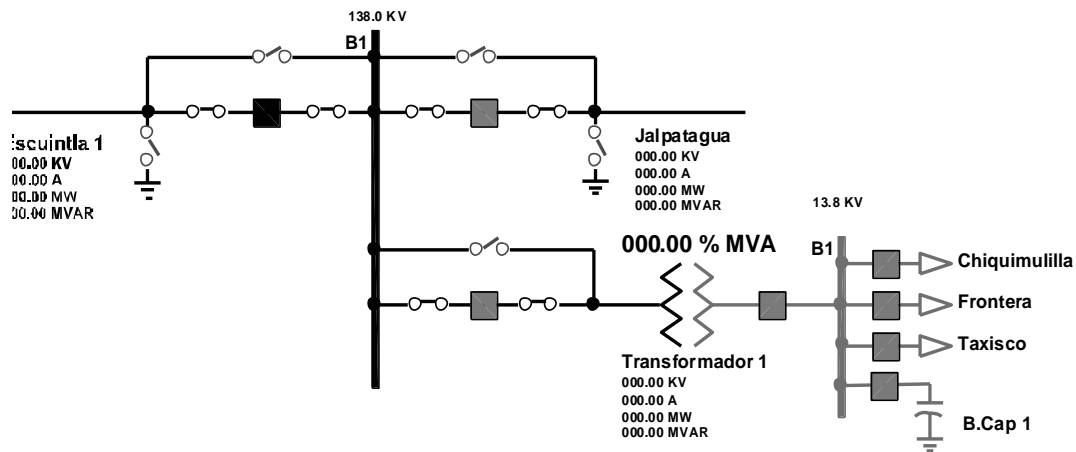
Figura 41 Subestación Jalpatagua D-69



Subestación Chiquimulilla

- Abrir el interruptor hacia Jalpatagua, si no abrió el interruptor hacia Escuintla dejarlo cerrado.
- Abrir interruptores de entrada y salida del transformador 138/13.8 kV.
- Abrir todos los restauradores de los circuitos 13.8 kV.
- Desconectar los bancos de capacitores.

Figura 42 Subestación Chiquimulilla D-40

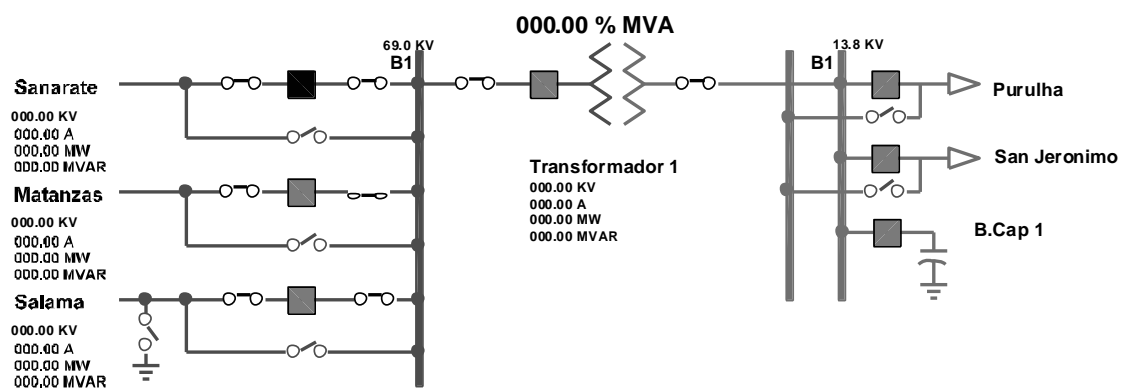


Subestación Santa Elena

(Sí hay operador, de lo contrario no se realizaran maniobras)

- Abrir los interruptores de las líneas 69 kV a Matanzas y Salamá, dejar cerrado hacia Sanarate.
- Abrir los restauradores de los circuitos de 13.8 KV y el banco de capacitores.

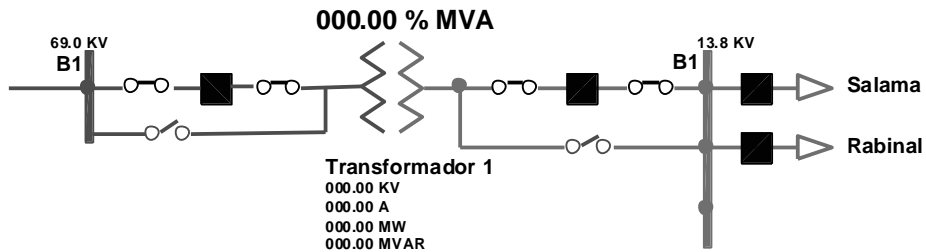
Figura 43 Subestación Santa Elena D-70



Subestación Salama

- No se realizan maniobras.

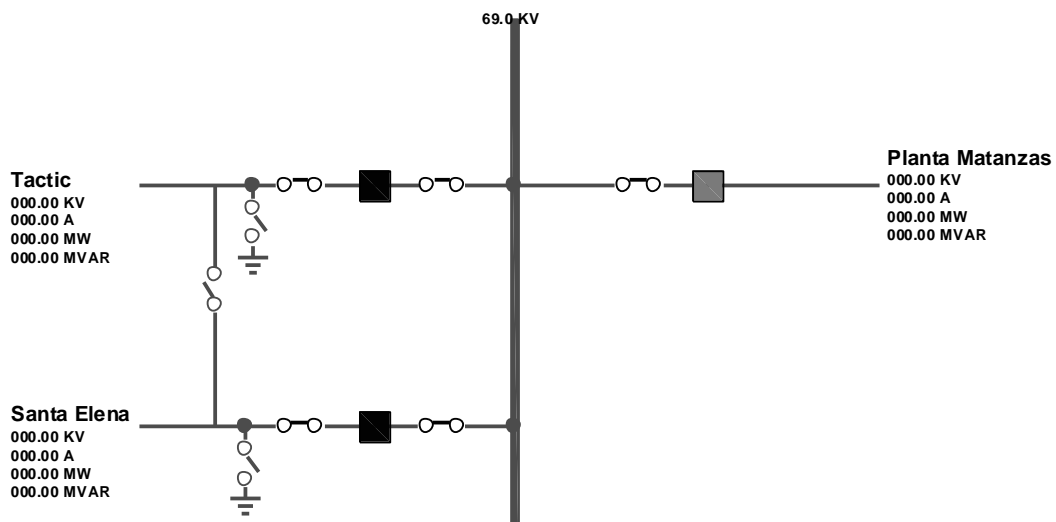
Figura 44 Subestación Salamá D-52



Subestación Matanzas

- Si los interruptores hacia Tactic y Santa Elena no dispararon, dejarlos cerrados. Abrir el interruptor hacia la planta.

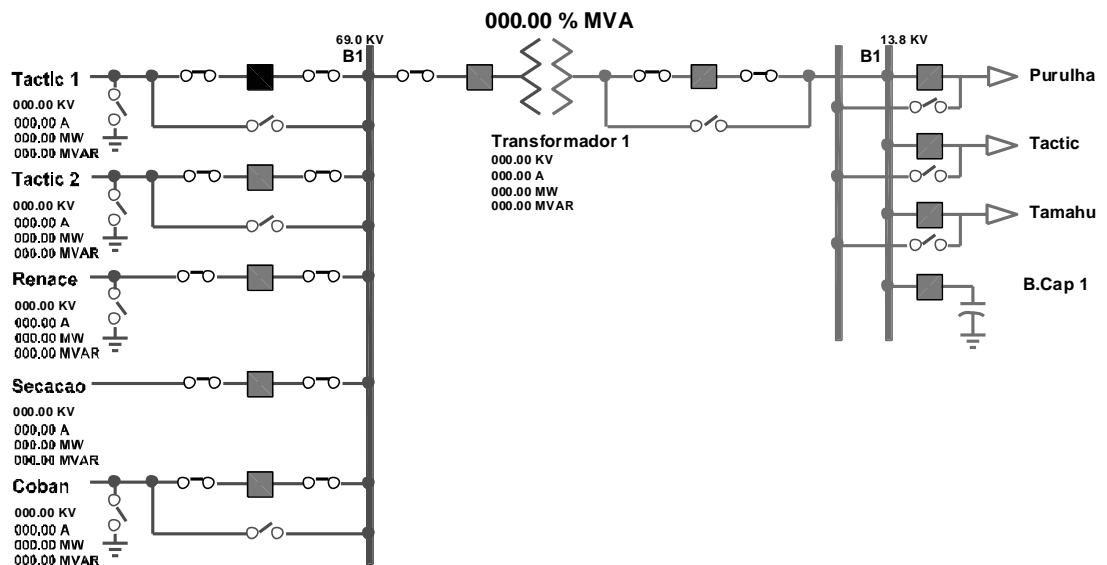
Figura 45 Subestación Matanzas D-88



Subestación San Julián

- Abrir los interruptores 69 kV a Cobán, Tactic 2, Renace y Secacao, dejar cerrado Tactic 1.
- Abrir todos los circuitos de 13.8 kV y desconectar sus bancos de capacitores.

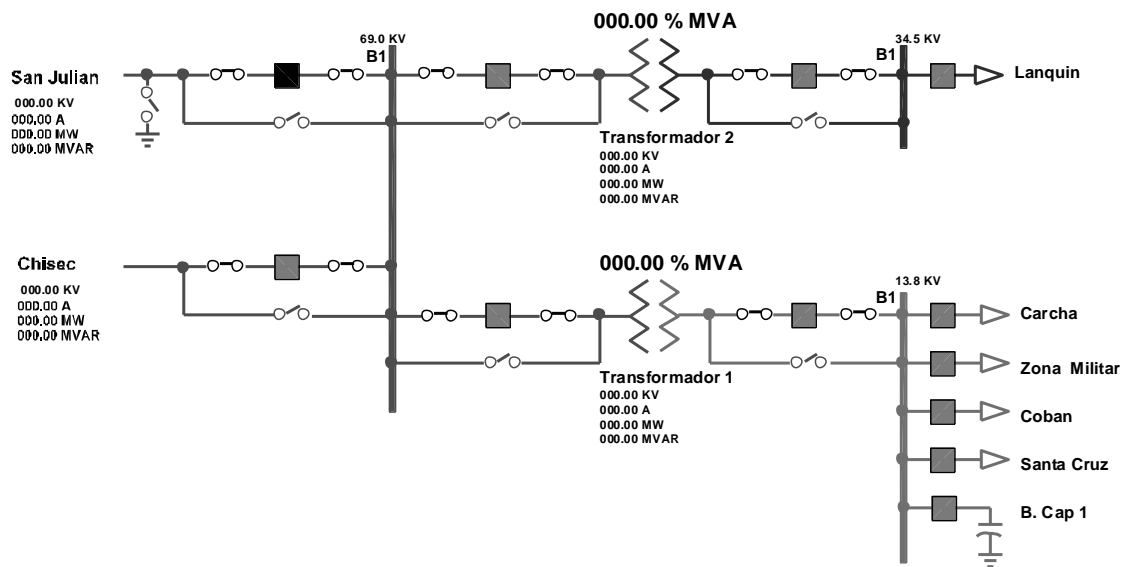
Figura 46 Subestación San Julián



Subestación Cobán

- Abrir el interruptor hacia Chiséc y dejar cerrado el interruptor hacia San Julián
- Abrir los interruptores de alta y baja de los transformadores 69/34.5 y 69/13.8 kV
- Abrir todos los circuitos de 34.5 y 13.8 kV y desconectar todos los bancos de capacitores.

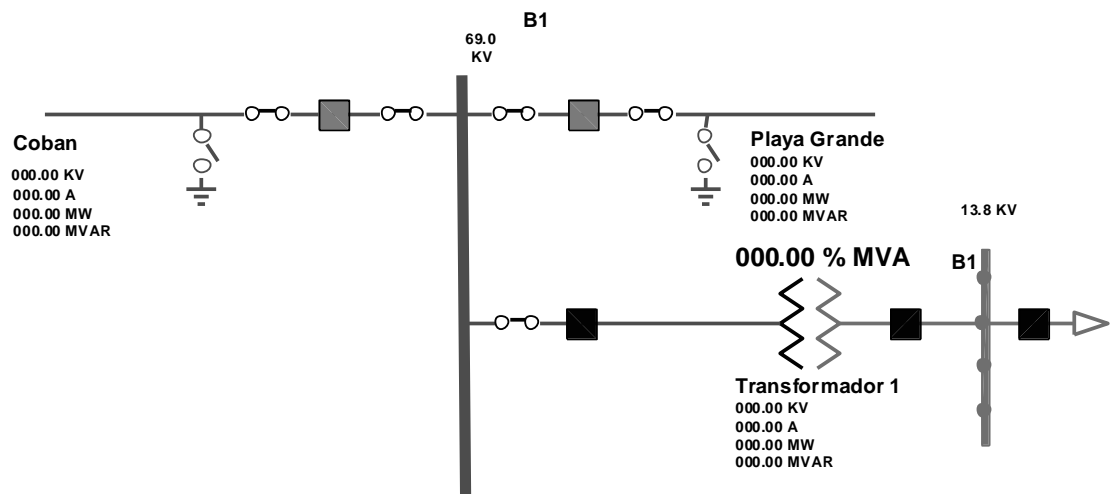
Figura 47 Subestación Cobán D-27



Subestación Chisec

- Se abren los interruptores de las líneas 69 kV a Cobán y Playa Grande.
- Los interruptores de banco de transformación 69/34.5 kV se dejan cerrados y se desconectan sus bancos de capacitores.

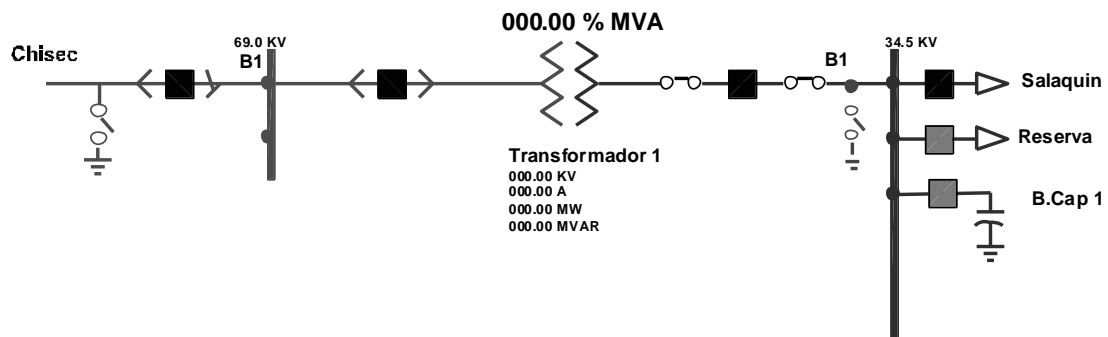
Figura 48 Subestación Chisec D-59



Subestación Playa Grande

- No se realizan maniobras.

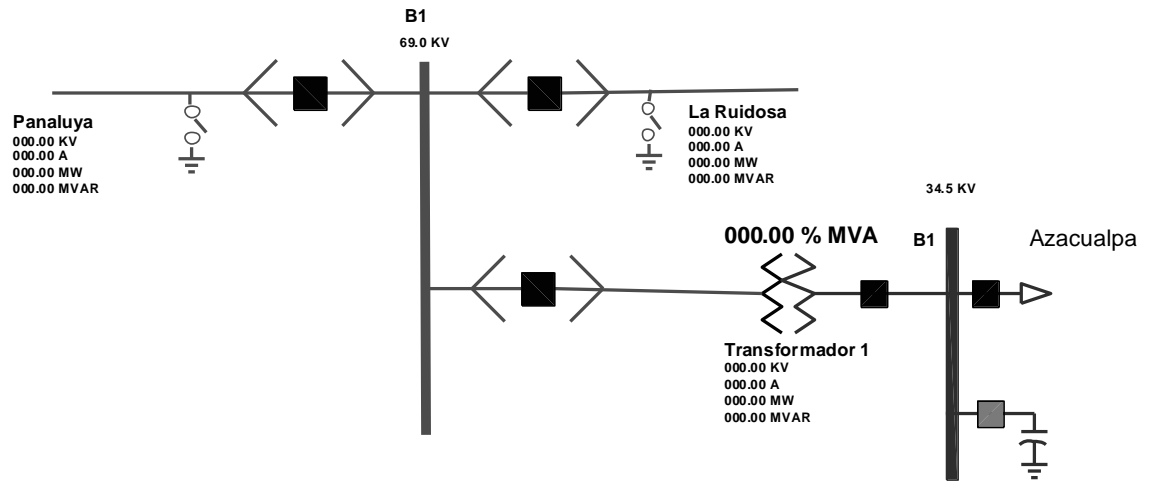
Figura 49 Subestación Playa Grande



Subestación Mayuelas

- Abrir los interruptores de las líneas 69 kV a Panaluya y La Ruidosa, dejar cerrados los interruptores 69/34.5 kV del transformador.
- Solicitar a Unión Fenosa que abra los restauradores de los circuitos de 13.8 kV y el banco de capacitores.

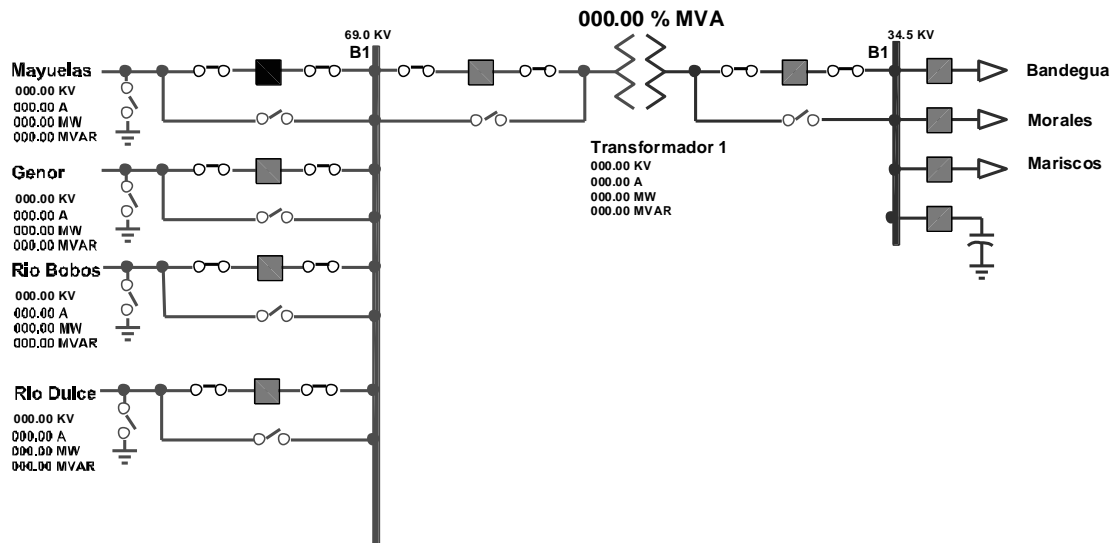
Figura 50 Subestación Mayuelas D-68



Subestación La Ruidosa

- Abrir los interruptores de las líneas 69 kV a Genor, Río Dulce y Río Bobos, debe permanecer cerrado el interruptor hacia Mayuelas.
- Abrir sus circuitos de 34.5 kV y desconectar sus bancos de capacitores.

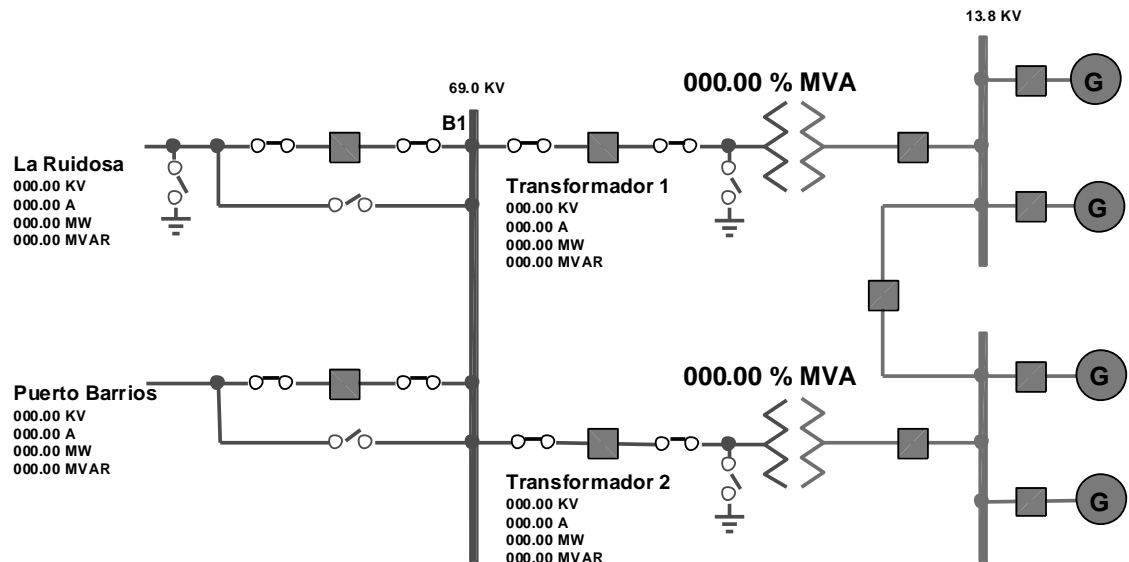
Figura 51 Subestación La Ruidosa D-56



PLANTA GENOR

- Si las unidades dispararon entonces
- Abrir los interruptores hacia La Ruidosa y Puerto Barrios, arrancar en negro con una unidad, cuando el Centro de Control le informe que Puerto Barrios esta preparado para recibir tensión energizar su subestación y la línea a Barrios. De forma paralela iniciar arranque de otra unidad.
- Si disparo solamente el interruptor hacia la Ruidosa y no se cuenta con tensión de esta línea entonces:
- Mantener la operación en isla hasta contar con tensión de La Ruidosa para realizar la sincronización con el sistema, mientras tanto regular el voltaje y la frecuencia en su barra de 69 kV.

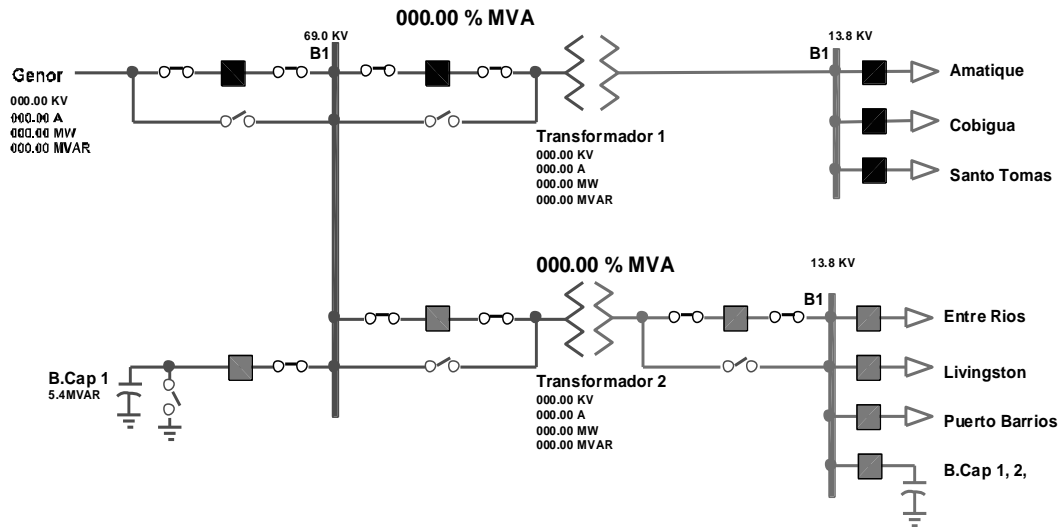
Figura 52 Subestación Genor D-93



Subestación Puerto Barrios

- Dejar cerrado el interruptor 69 kV hacia Genor.
- Abrir los interruptores de entrada y salida de los transformadores 69/13.8 kV y el de Genor, y todos los circuitos de 13.8 kV de ambos transformadores.
- Desconectar todos los capacitores y prepararse para recibir tensión.

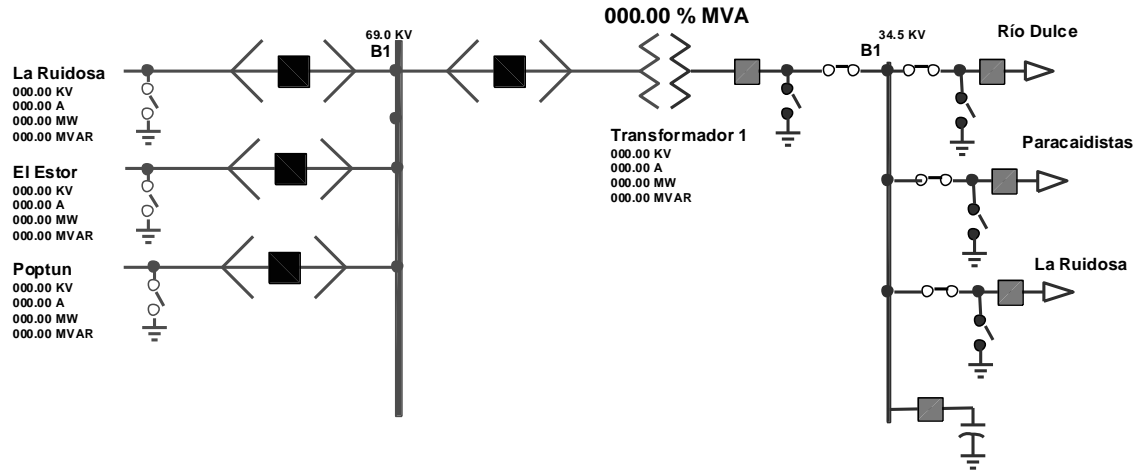
Figura 53 Subestación Puerto Barrios D-17



Subestación Río Dulce

- Abrir los interruptores de las líneas 69 kV El Estor y Poptún, dejar cerrado el de la línea La Ruidosa.
- Abrir los interruptores del transformador 69/34.5 kV y todos los restauradores de los circuitos de distribución.
- Desconectar todos los bancos de capacitores de 34.5 kV.

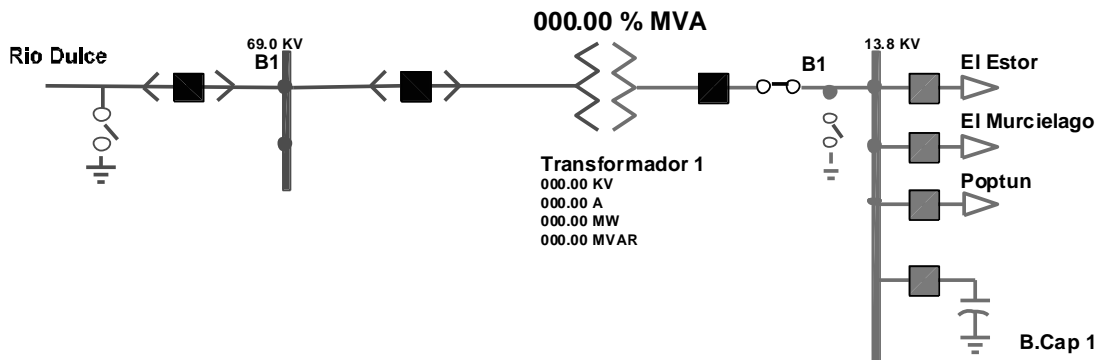
Figura 54 Subestación Río Dulce D-64



Subestación El Estor

- Abrir el interruptor 69 KV hacia Río Dulce.
- Abrir los interruptores de entrada y salida del transformador 69/13.8 kV.
- Abrir todos los restauradores de los circuitos 13.8 kV y desconectar los bancos de capacitores.

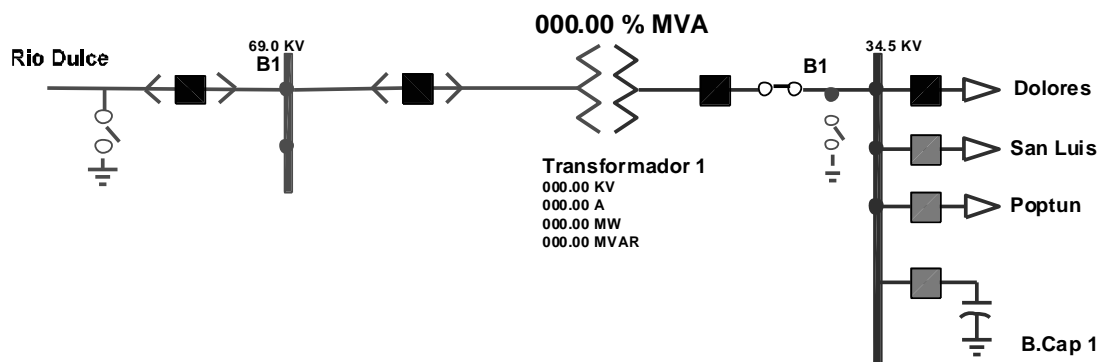
Figura 55 Subestación El Estor D-42



Subestación Poptun

- Abrir el interruptor 69 kV hacia Río Dulce.
- Abrir los interruptores de entrada y salida del transformador 69/13.8 kV.
- Abrir todos los restauradores de los circuitos 13.8 kV y desconectar los bancos de capacitores.

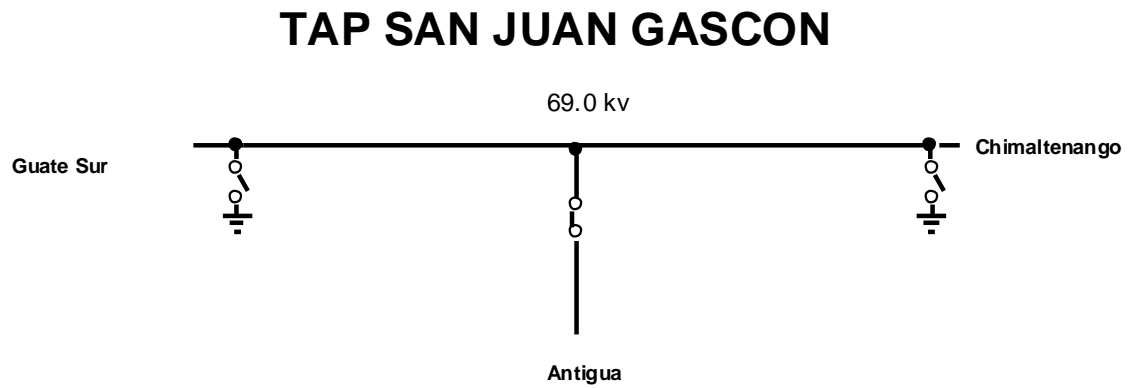
Figura 56 Subestación Poptun D-63



Tap San Juan Gascon

- No se realizan maniobras

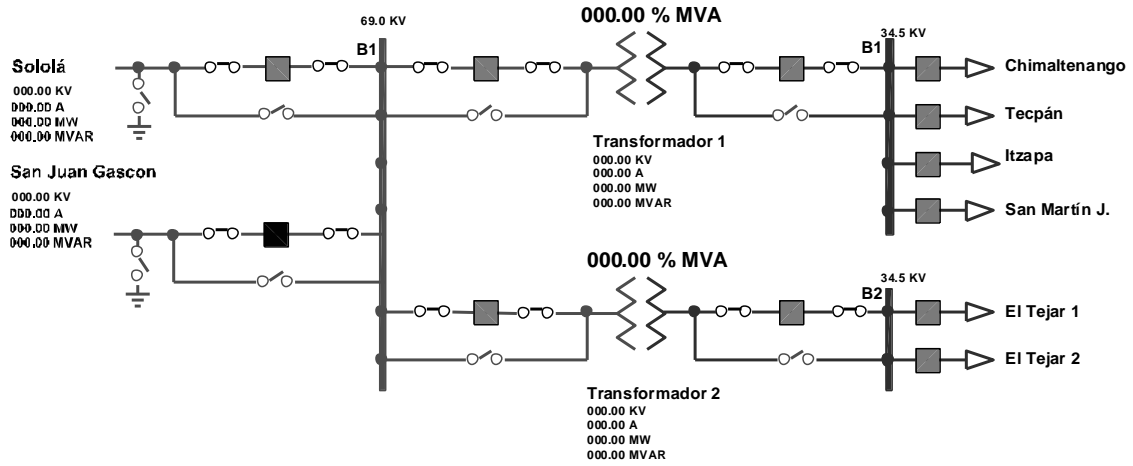
Figura 57 Tap San Juan Gascon



Subestación Chimaltenango

- Abrir los interruptores 69 kV hacia Patzun y GECSA, y dejar cerrado el interruptor hacia Guatemala Sur.
- Abrir los interruptores de entrada y salida de los transformadores 69/34.5 kV y todos los circuitos de 34.5 kV.
- Desconectar los bancos de capacitores.

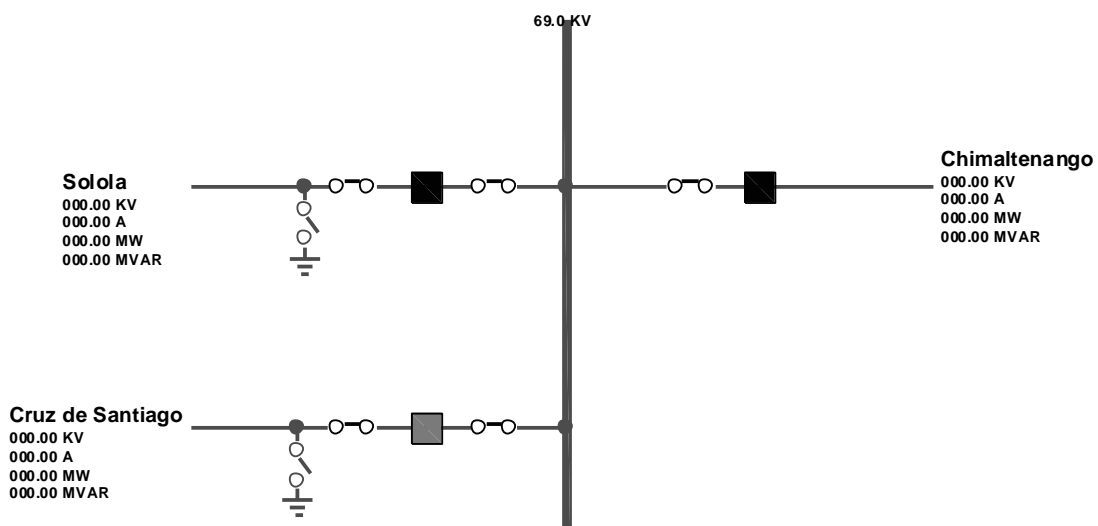
Figura 58 Subestación Chimaltenango D-43



Subestación Patzún

- Si no disparo ninguno de los interruptores de 69 kV, abrir el interruptor hacia Cruz de Santiago, y dejar cerrados los de Sololá y Chimaltenango.

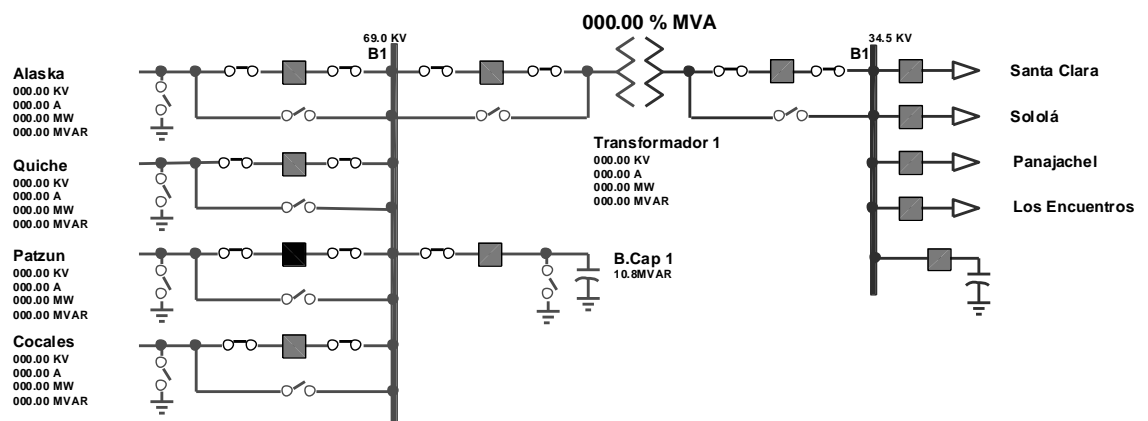
Figura 59 Subestación Patzún D- 118



Subestación Sololá

- Abrir los interruptores de 69 kV hacia La Esperanza, Cocales y Quiché.
- Abrir los interruptores de entrada y salida del transformador 69/34.5 kV y todos los circuitos de 34.5 kV.
- Desconectar todos los bancos de capacitores (69 kV y 34.5 kV)

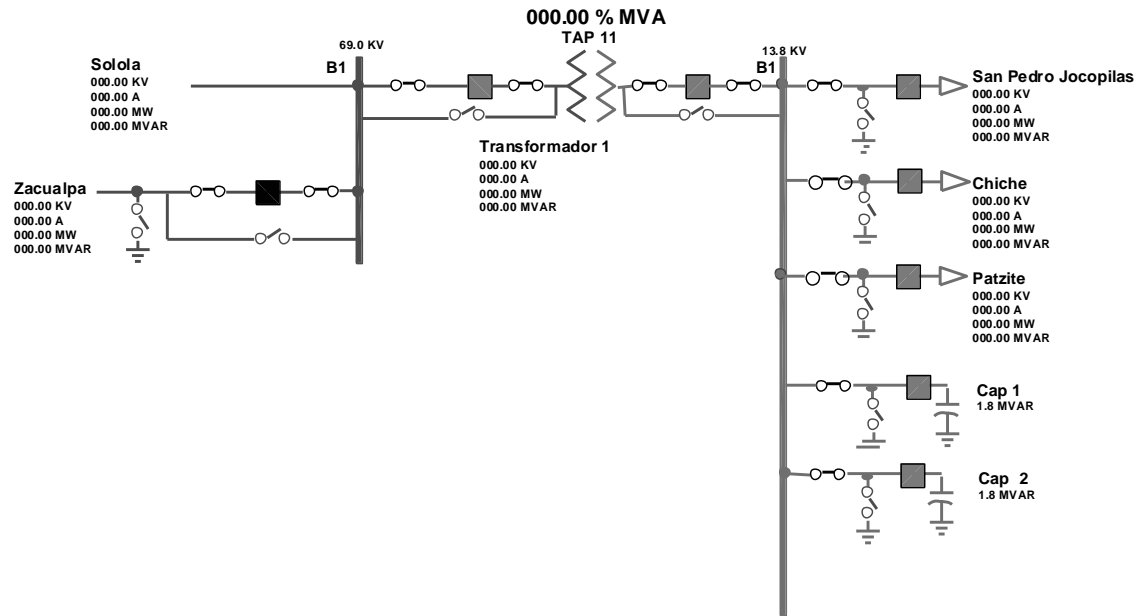
Figura 60 Subestación Sololá D-37



Subestación Quiché

- Dejar cerrado el interruptor 69 kV de la línea Zacualpa.
- Abrir los interruptores del transformador y todos los restauradores de los circuitos de distribución.
- Desconectar los bancos de capacitores.

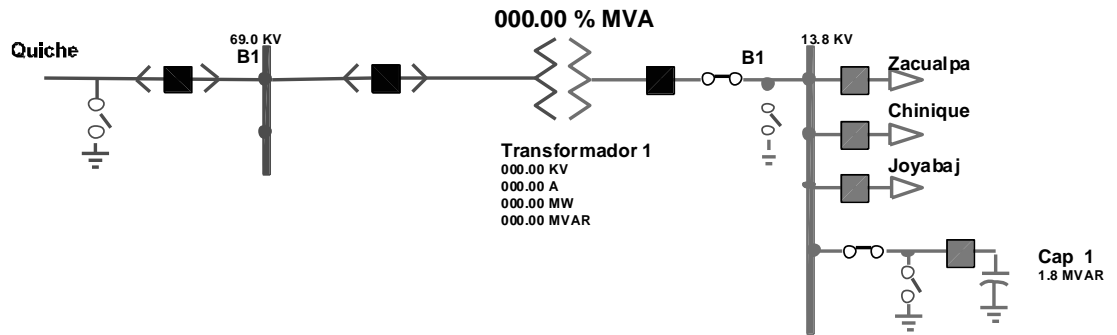
Figura 61 Subestación Quiché D-36



Subestación Zacualpa

- Si el interruptor hacia Quiché no disparo dejarlo cerrado.
- Abrir los interruptores de entrada y salida del transformador 69/13.8 kV.
- Abrir todos los restauradores de los circuitos 13.8 kV

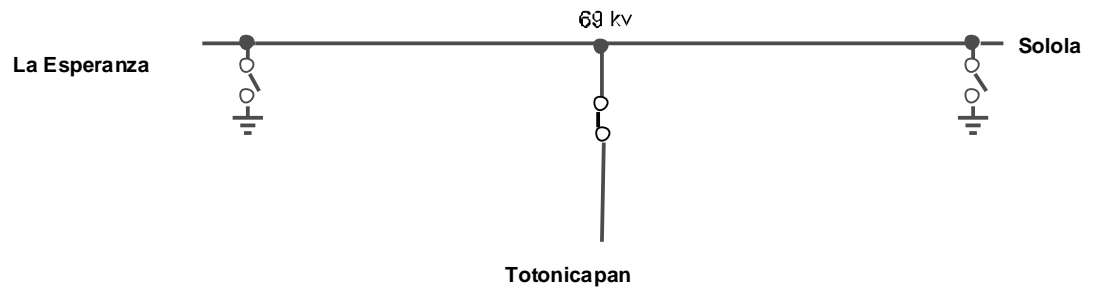
Figura 62 Subestación Zacualpa D-132



Tap Alaska

- No se realizan maniobras

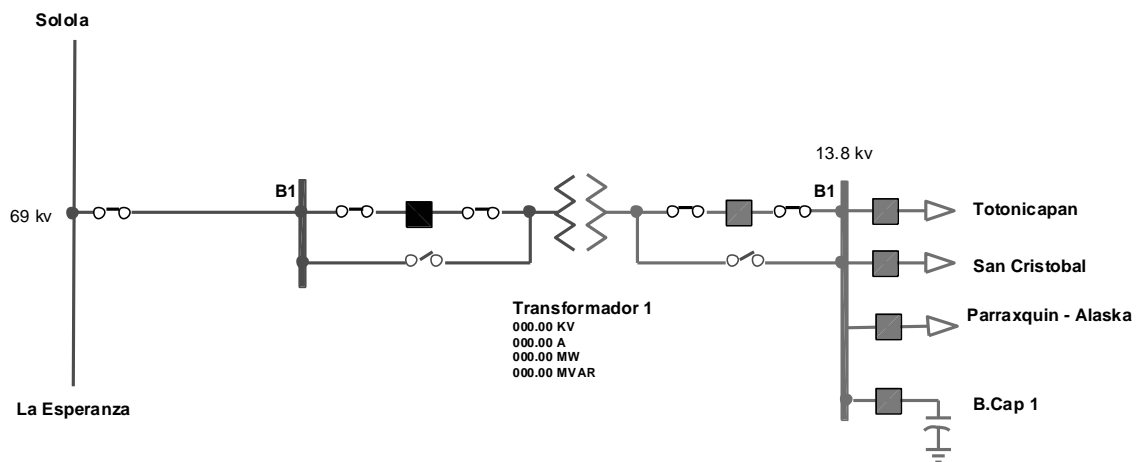
Figura 63 Tap Alaska



Subestación Tonicapan

- Abrir la salida general 13.8 kV y todos sus circuitos, prepararse para recibir tensión.

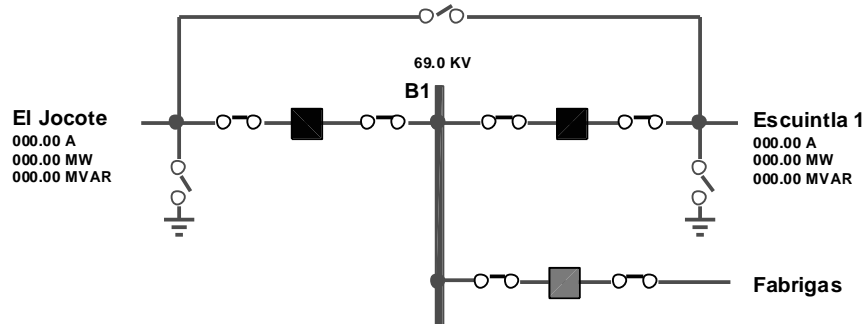
Figura 64 Subestación Tonicapán D-35



Subestación El Jocote

- Abrir el interruptor 69 kV hacia El Capulín.
- Si no dispararon los interruptores 69 kV Escuintla y Pantaleón dejarlos cerrados y prepararse para recibir tensión.

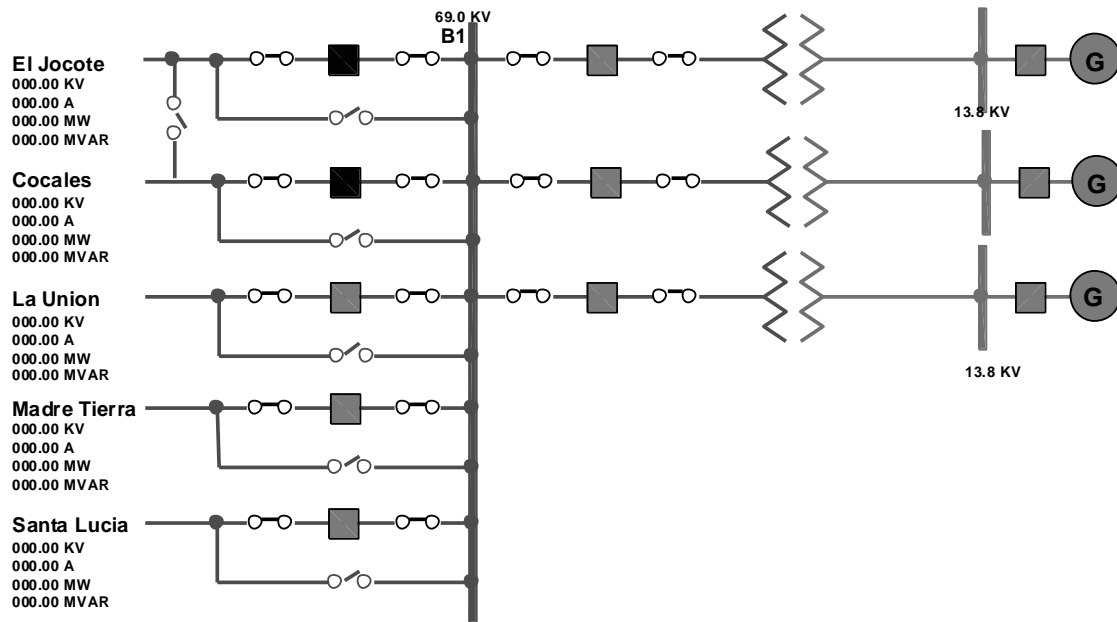
Figura 65 Subestación El Jocote D-84



Subestación Pantaleón

- Verificar la condición de la generación, si quedo operando en isla conservar la frecuencia y voltaje para su posterior sincronización al sistema, de no ser así entonces:
- Abrir todos los interruptores de las líneas de 69 kV La Unión, Madre Tierra y Escuintla 1, dejar cerrado los interruptores hacia El Jocote y Cocales
- Prepararse para recibir tensión y sincronizar según requerimiento del Centro de control.

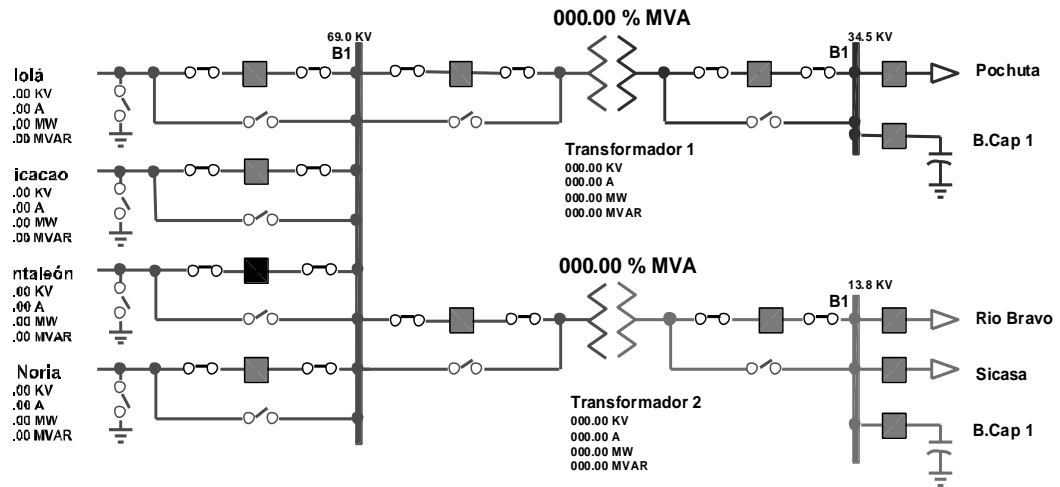
Figura 66 Subestación y Planta Pantaleón D-91



Subestación Cocales

- Abrir los interruptores 69 kV hacia La Noria, Chicacao y Sololá, dejar cerrado el interruptor hacia Pantaleón.
- Abrir los interruptores de entrada y salida de los transformadores y todos los circuitos de 13.8 kV y 34.5 kV.
- Desconectar los bancos de capacitores.

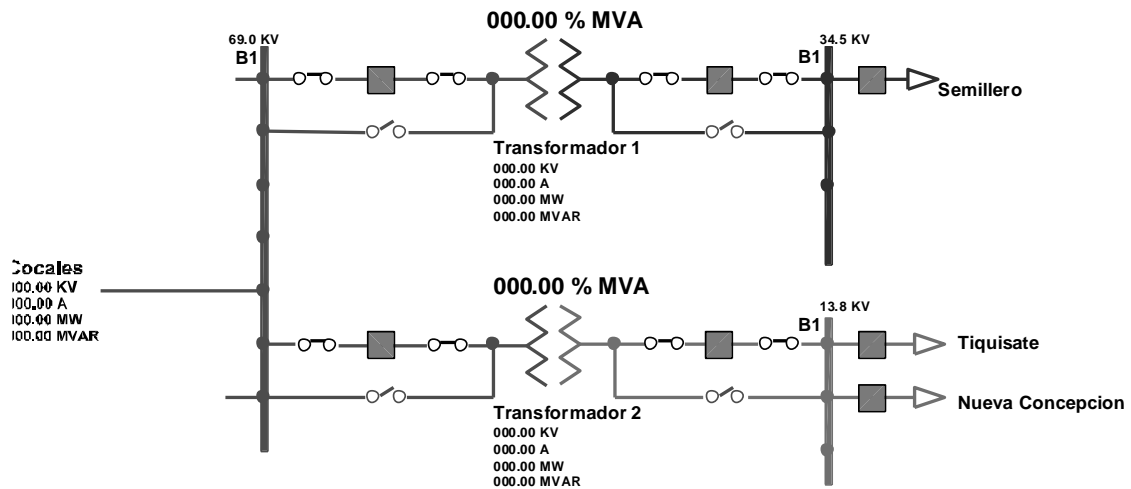
Figura 67 Subestación Cocales D-24



Subestación La Noria

- Abrir los interruptores de entrada y salida de los transformadores y todos los circuitos de 13.8 kV y 34.5 kV.
- Desconectar los bancos de capacitores.

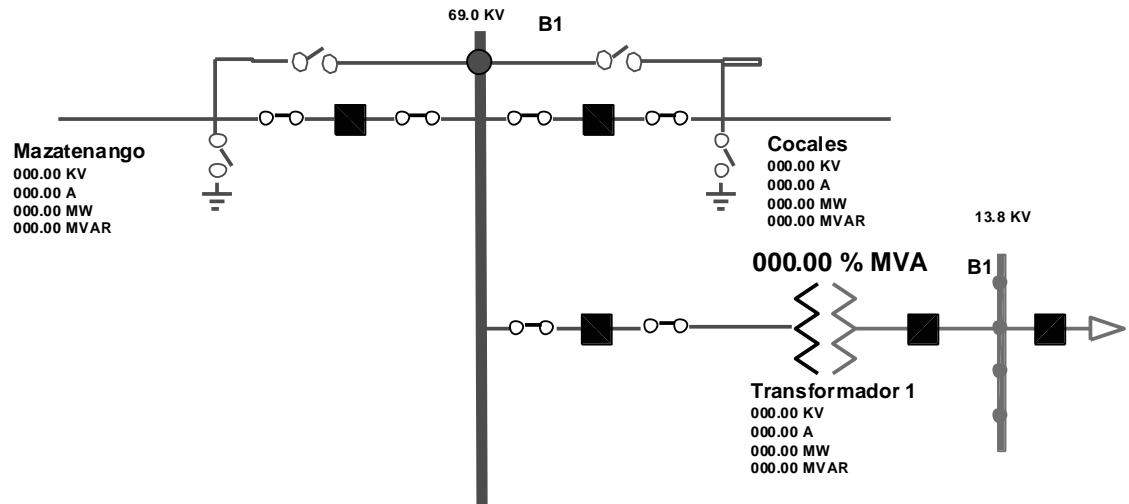
Figura 68 Subestación La Noria D-78



Subestación Chicacao

- Si los interruptores de 69 KV hacia Mazatenango y Cocales no dispararon, dejarlos cerrados.
- Abrir los interruptores de 69 y 34.5 kV del transformador.
- Solicitar a Unión Fenosa que abra los restauradores de los circuitos de 13.8 kV.

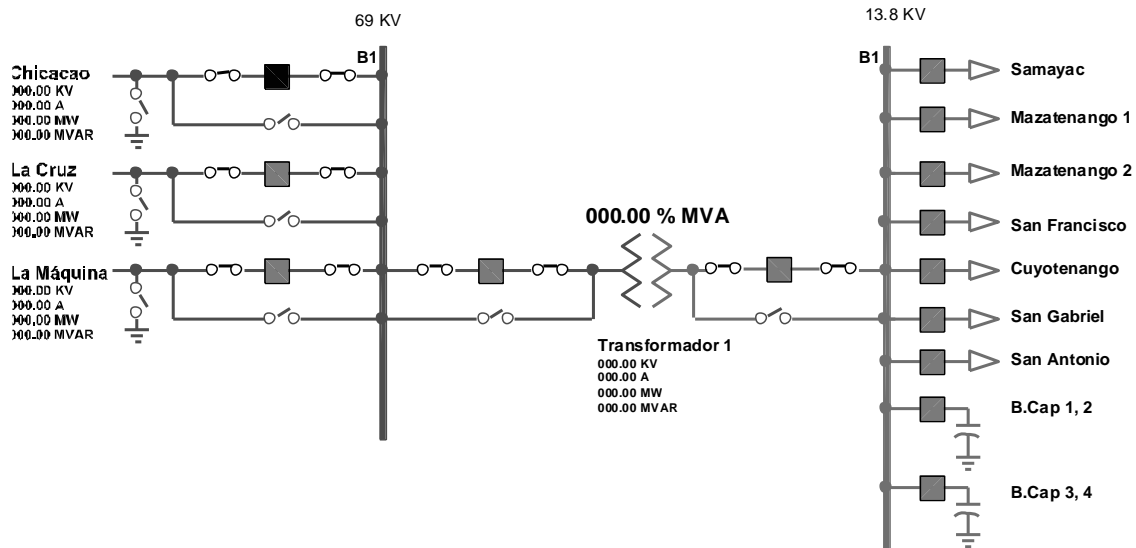
Figura 69 Subestación Chicacao D-158



Subestación Mazatenango

- Abrir el interruptor hacia La Cruz y La Máquina, dejar cerrado el interruptor hacia Cocales.
- Abrir los interruptores de entrada del transformador 69/13.8 kV y todos los circuitos de 13.8 kV.
- Desconectar los bancos de capacitores.

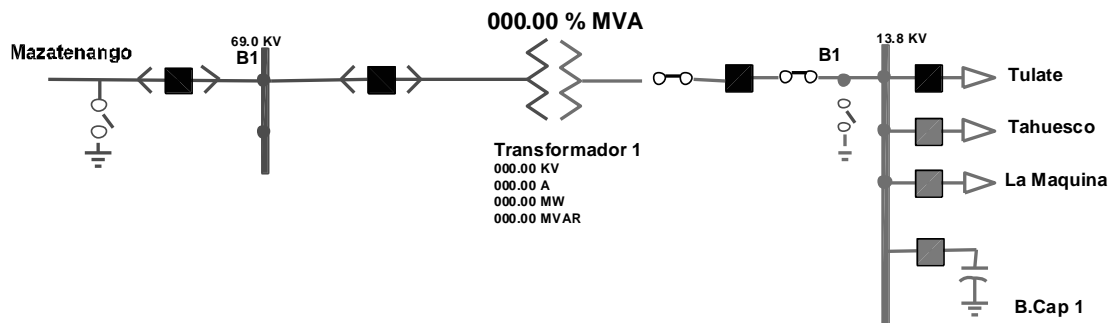
Figura 70 Subestación Mazatenango D-22



Subestación La Máquina

- Abrir el interruptor 69 KV hacia Mazatenango.
- Abrir los interruptores de entrada y salida del transformador 69/13.8 kV.
- Abrir todos los restauradores de los circuitos 13.8 kV y desconectar los bancos de capacitores.

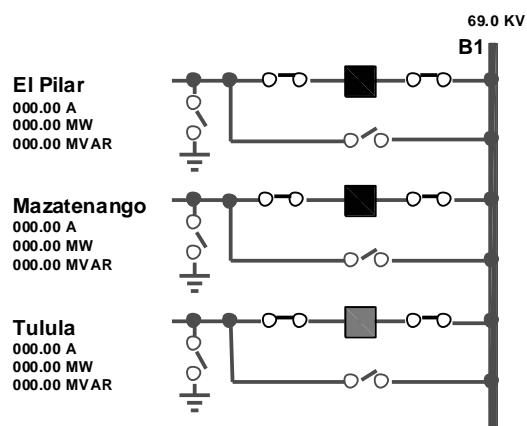
Figura 71 Subestación La Máquina D-77



Subestación La Cruz

- Abrir el interruptor 69 kV hacia Tululá.
- Si los interruptores hacia El Pilar y Mazatenango están cerrados, dejarlos así.

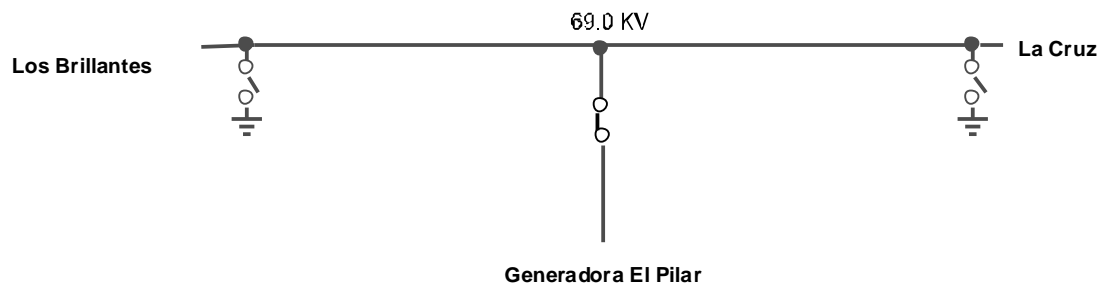
Figura 72 Subestación La Cruz D-28



Tap el Pilar

- No se realizan maniobras

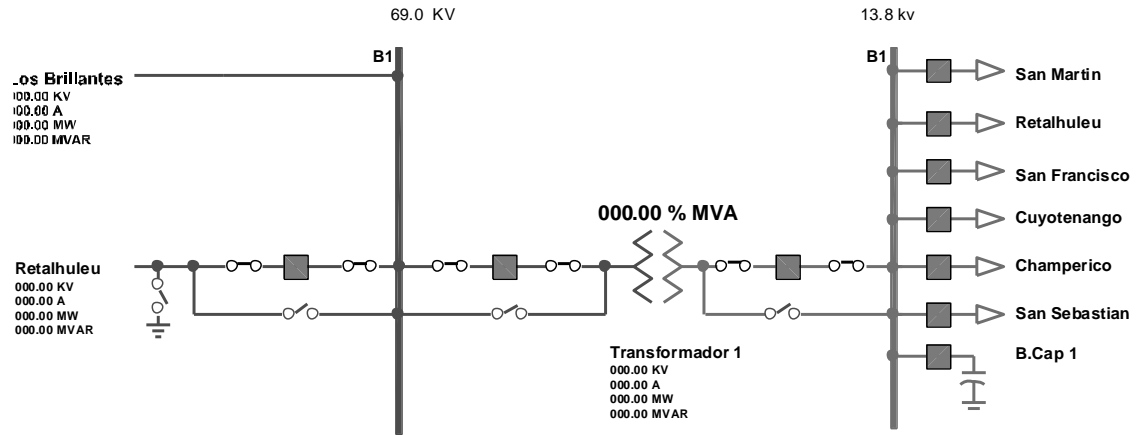
Figura 73 Tap El Pilar



Subestación San Sebastián

- Abrir interruptor de línea Retalhuleu 69 kV.
- Abrir interruptores de entrada y salida del transformador 69/13.8 kV, y abrir todos los circuitos de 13.8 kV
- Desconectar el banco de capacitores.

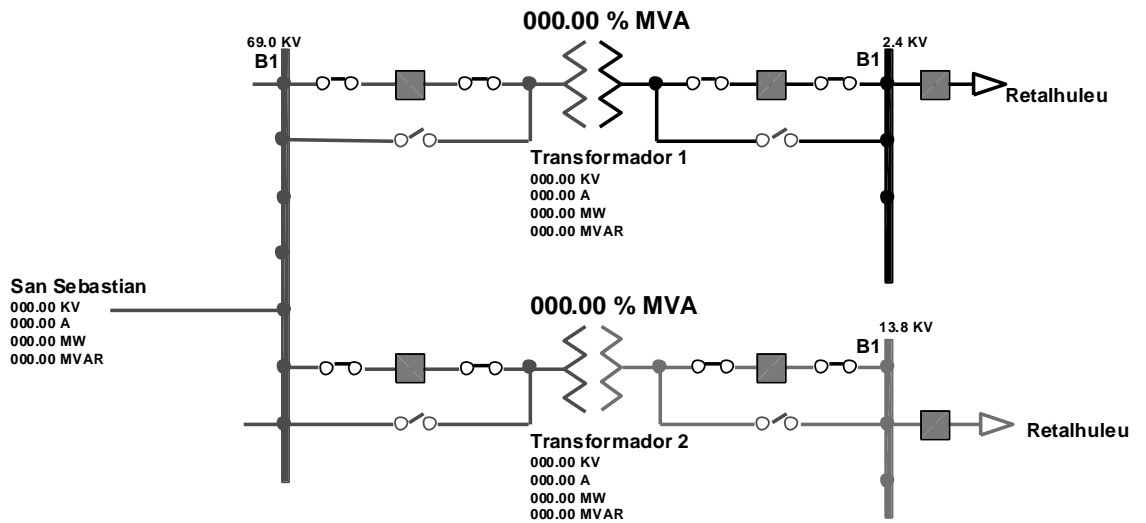
Figura 74 Subestación San Sebastián D-32



Subestación Retalhuleu

- No se realizan maniobras.

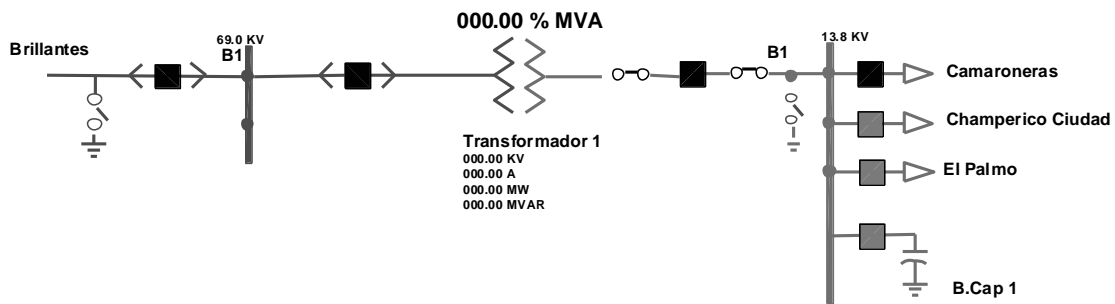
Figura 75 Subestación Retalhuleu D-39



Subestación Champerico

- Abrir el interruptor 69 KV hacia Brillantes.
- Abrir los interruptores de entrada y salida del transformador 69/13.8 kV.
- Abrir todos los restauradores de los circuitos 13.8 kV y desconectar los bancos de capacitores.

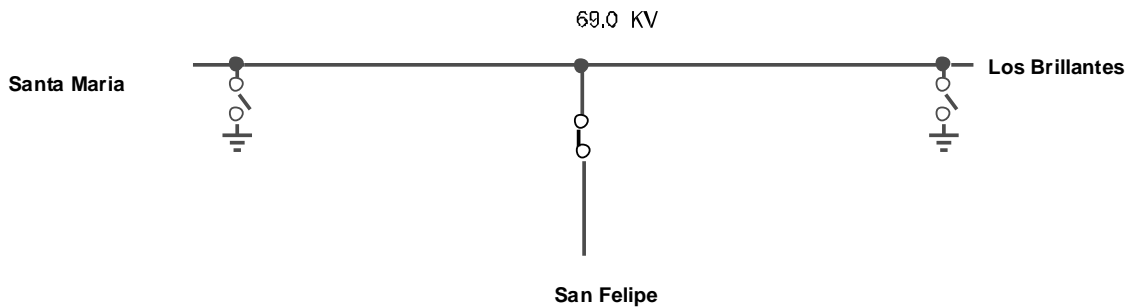
Figura 76 Subestación Champerico D-74



Tap San Felipe

- No se realizan maniobras

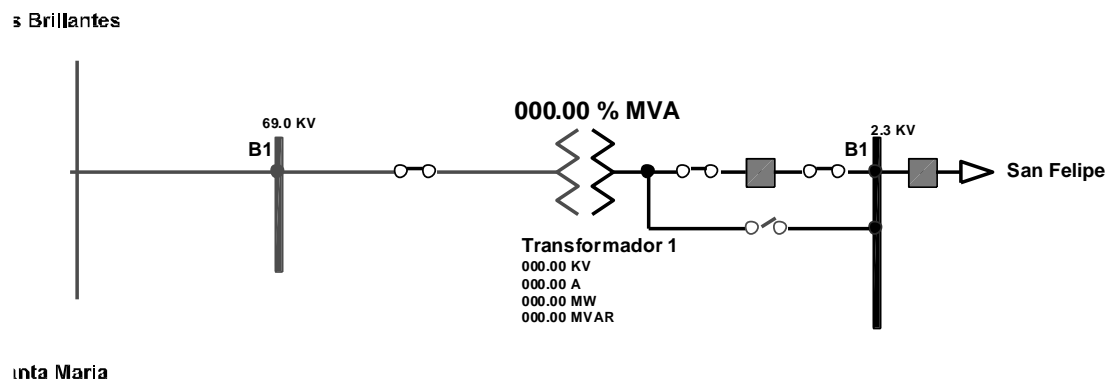
Figura 77 Tap San Felipe



Subestación San Felipe

- No se realizan maniobras

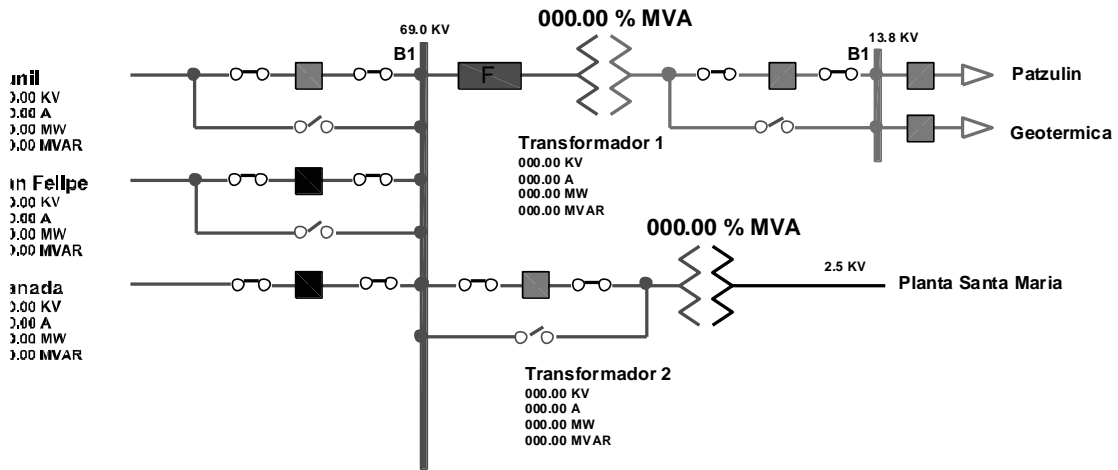
Figura 78 Subestación San Felipe D-12



Subestación Santa María

- Abrir los interruptores 69 kV hacia Orzunil, y transformador 69/2.4 kV de planta Santa María, dejar cerrado el interruptor hacia Los Brillantes.
- Abrir los interruptores de 69 y 13.8 kV del transformador, y abrir los circuitos de 13.8 kV.
- Previo a enviar tensión a Santa María verificar que Canadá este preparado para recibir tensión, de lo contrario sí esta habilitado abrir manualmente el interruptor hacia Canadá.

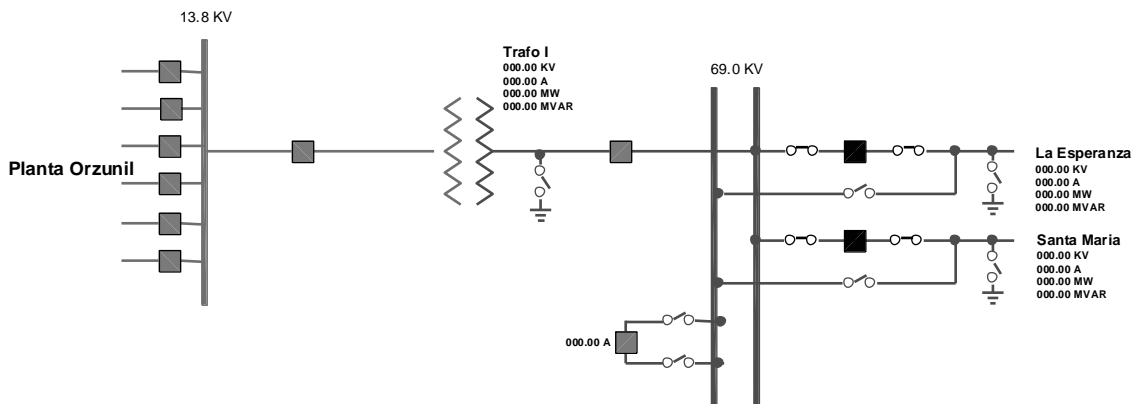
Figura 79 Subestación Santa María D-73



Subestación Orzunil

- Si los interruptores 69 kV hacia La Esperanza y Santa María no dispararon, dejarlos cerrados.
- Solicitar al operador de la planta que abra los interruptores del transformador.

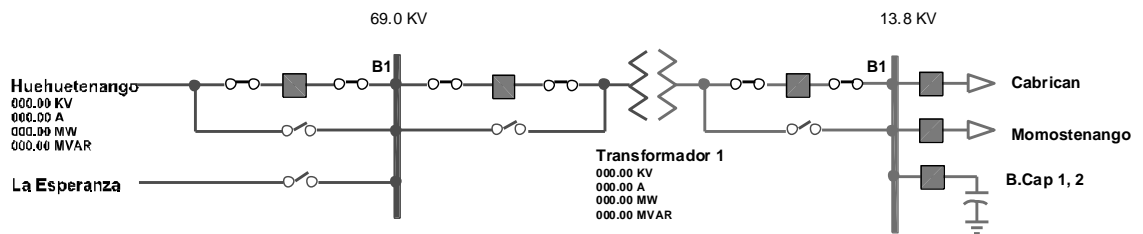
Figura 80 Subestación Orzunil D-103



Subestación Pologua

- Abrir los interruptores 69 y 13.8 kV del transformador.
- Abrir todos sus circuitos de 13.8 kV y desconectar sus bancos de capacitores.

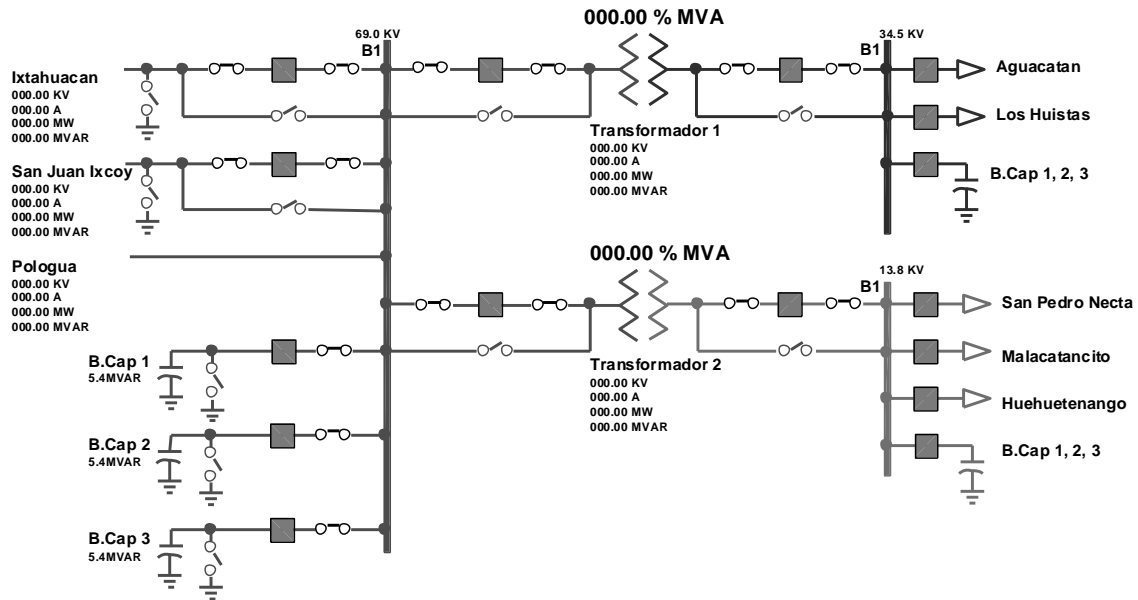
Figura 81 Subestación Pologua D-54



S/E HUEHUETENANGO

- Abrir los interruptores 69 kV hacia Ixtahuacan y San Juan Ixcoy.
- Abrir los interruptores de entrada y salida de los transformadores y todos los circuitos de 13.8 kV y 34.5 kV.
- Desconectar los bancos de capacitores.

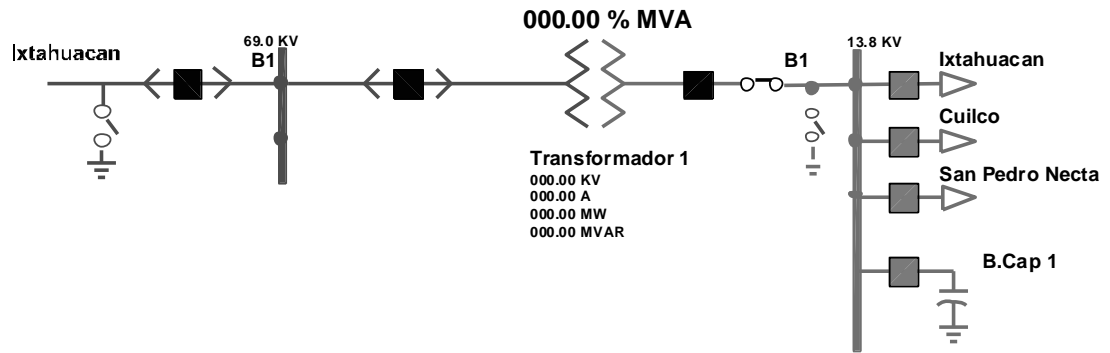
Figura 82 Subestación Huehuetenango D-20



Subestación Ixtahuacan

- Dejar cerrado el interruptor hacia Huehuetenango.
- Dejar cerrado los interruptores de entrada y salida del transformador 69/13.8 kV.
- Abrir todos los restauradores de los circuitos 13.8 kV y desconectar los bancos de capacitores.

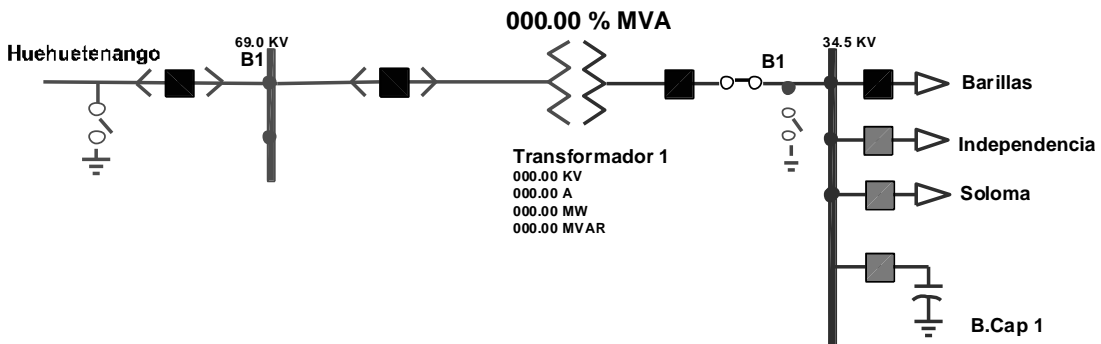
Figura 83 Subestación Ixtahuacan D-76



Subestación San Juan Ixcoy

- Dejar cerrado el interruptor hacia Huehuetenango.
- Dejar cerrado los interruptores de entrada y salida del transformador 69/13.8 kV.
- Abrir todos los restauradores de los circuitos 13.8 kV y desconectar los bancos de capacitores.

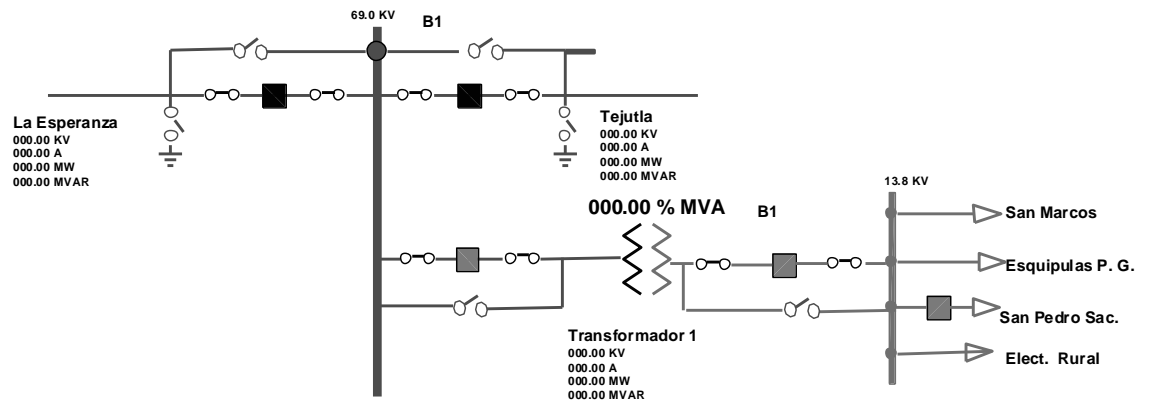
Figura 84 Subestación San Juan Ixcoy D-133



Subestación San Marcos

- Si los interruptores de 69 kV hacia La Esperanza y Tejujtla no dispararon, dejarlos cerrados.
- Abrir los interruptores de 69 y 34.5 kV del transformador.
- Solicitar a Unión Fenosa que abra los restauradores de los circuitos de 13.8 kV.

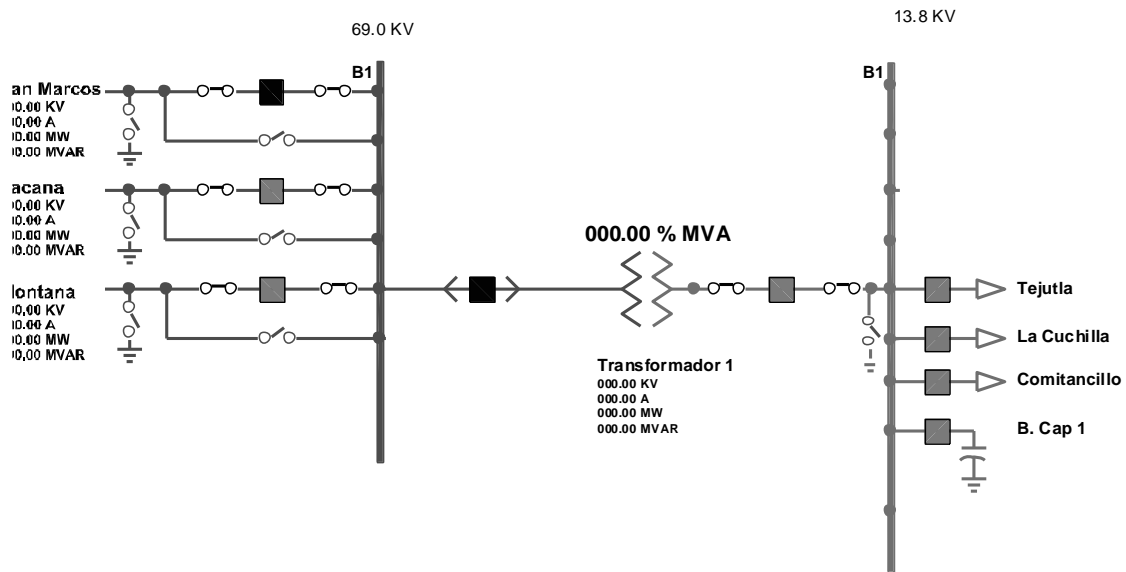
Figura 85 Subestación San Marcos D-34



Subestación Tejutla

- Si los interruptores de 69 kV hacia San Marcos y Tacaná no dispararon, dejarlos cerrados. Abrir el interruptor 69 kV hacia Montana.
- Abrir los interruptores de 69 y 34.5 kV del transformador.
- Solicitar a Unión Fenosa que abra los restauradores de los circuitos de 13.8 kV.

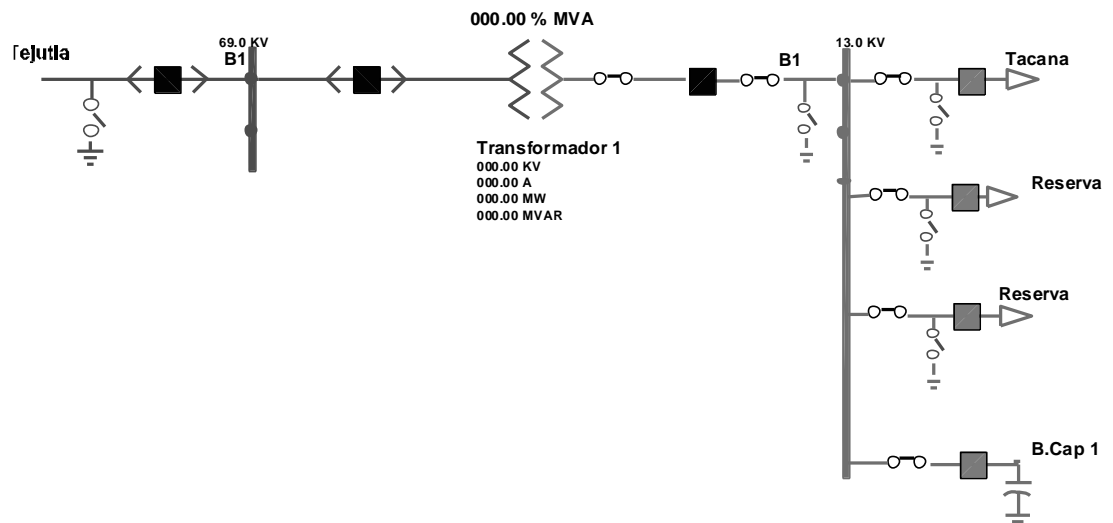
Figura 86 Subestación Tejutla D-131



Subestación Tacaná

- Abrir los interruptores de entrada y salida del transformador 69/13.8 kV.
- Solicitar a Unión Fenosa que abra los restauradores de los circuitos de 13.8 kV y el banco de capacitores.

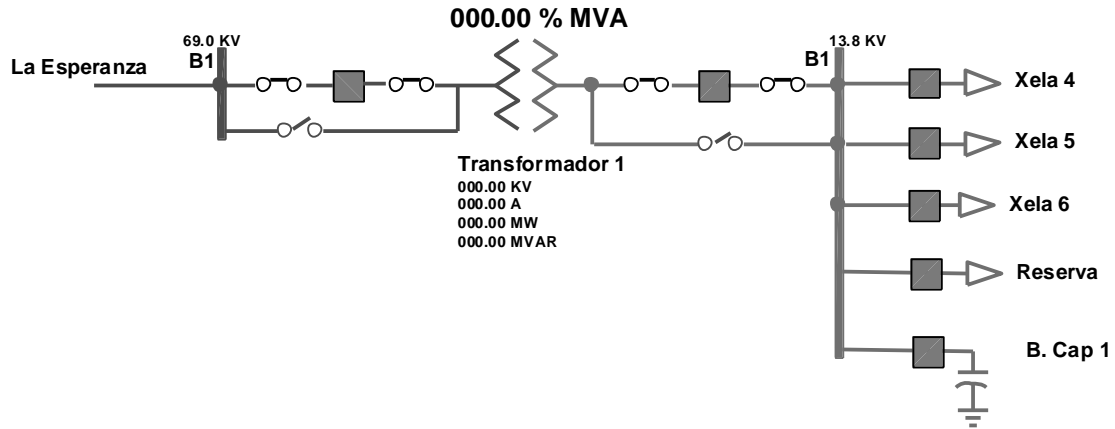
Figura 87 Subestación Tacaná D-79



Subestación Quetzaltenango

- Abrir los interruptores de entrada y salida del transformador 69/13.8 kV.
- Abrir los interruptores de 13.8 kV y los bancos de capacitares.

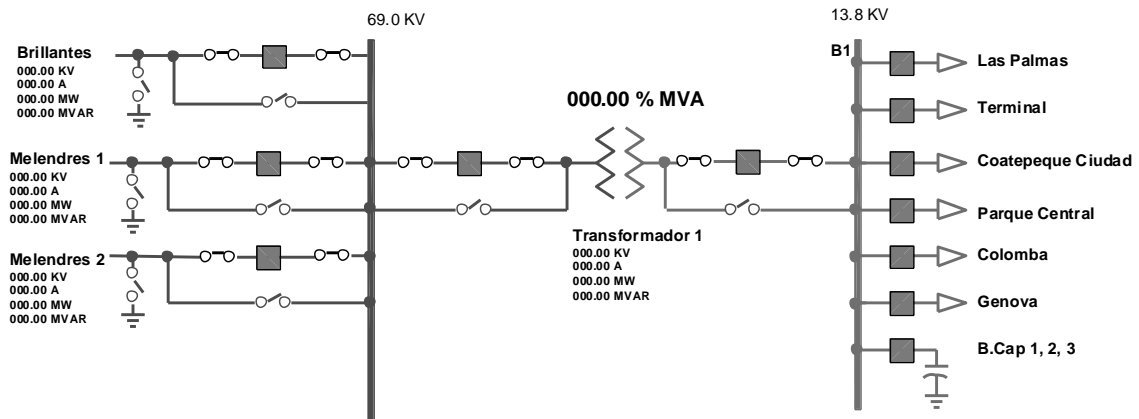
Figura 88 Subestación Quetzaltenango D-47



Subestación Coatepeque

- Abrir todos los interruptores de 69 kV Brillantes, Meléndrez 1 y Meléndrez 2.
- Abrir los interruptores de 69 y 13.8 kV del transformador.
- Solicitar a Unión Fenosa que abra los restauradores de los circuitos de 13.8 kV y el banco de capacitores.

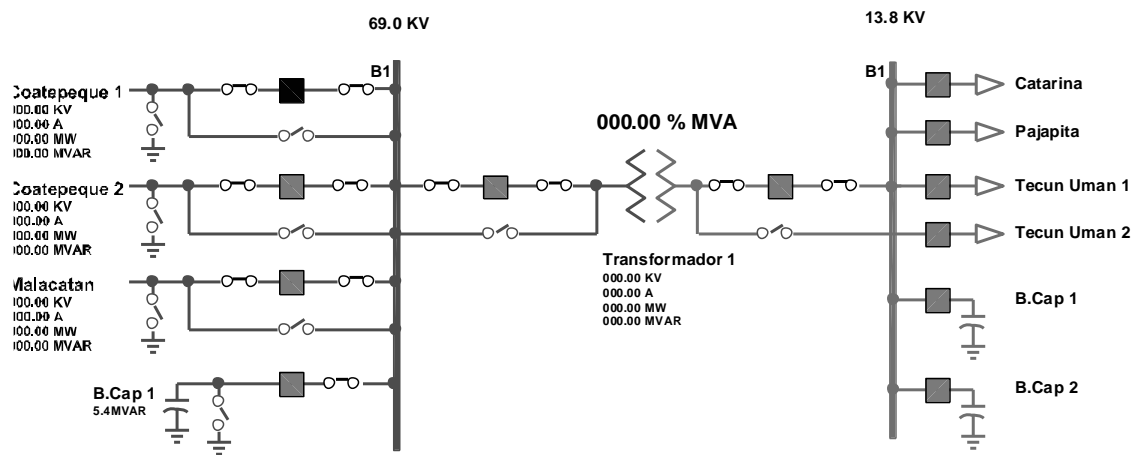
Figura 89 Subestación Coatepeque D-31



Subestación Meléndres

- Abrir todos los interruptores de 69 KV Malacatan, Coatepeque 1 y Coatepeque 2.
- Abrir todos los interruptores y/o restauradores de 69 y 13.8 kV.
- Solicitar a Unión Fenosa que abra los restauradores de los circuitos de 13.8 kV y el banco de capacitores.

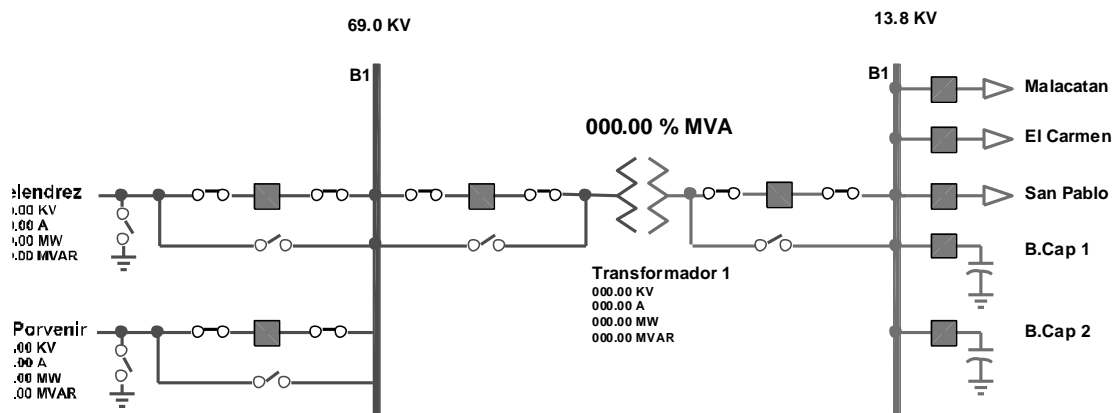
Figura 90 Subestación Meléndres D-33



Subestación Malacatan

- Abrir los interruptores de las líneas de 69 kV Meléndrez y El porvenir.
- Abrir los interruptores de 69 y 13.8 kV del transformador.
- Solicitar a Unión Fenosa que abra los restauradores de los circuitos de 13.8 kV y el banco de capacitores.

Figura 91 Subestación Malacatan D-26



Todas las plantas restantes:

- Prepararse para recibir tensión, y sincronizar las unidades si el Centro de Control así lo requiere.

Formación de las islas eléctricas:

- Se tiene como objetivo la formación de varias islas eléctricas, por medio de las plantas que son capaces de arrancar sus unidades en negro (con cero voltaje en el sistema) Posteriormente estas islas eléctricas deben sincronizarse, recomendándose que esta sincronización se realice en la subestación Guatemala Sur.
- Es importante durante la formación de las islas ser cuidadoso con el balance de Generación – Demanda tanto de potencia activa como reactiva para mantener valores adecuados de frecuencia y voltaje en cada subsistema.
- Se recomienda la formación de las siguientes islas eléctricas, pero debe tomarse en cuenta que es solo una de las posibles estrategias para integrar el sistema, todo depende de las circunstancias bajo las cuales ha ocurrido el disparo general.

Isla Norte: Formada por las plantas y subestaciones Quixal, Tactic, Guatemala Norte, y Guatemala Este.

- Quixal: Energizar el circuito 1 a Tactíc, llegando hasta Guatemala Norte y teniendo por lo menos dos unidades sincronizadas y un valor de tensión de 12.8 kV en terminales de maquina.
- Guatemala Norte: Cerrar interruptor del circuito 1 a Tactíc, energizar los bancos de transformación si se abrieron sus interruptores, regular el voltaje de las barras 69 kV y cerrar los interruptores de las líneas Guatemala 2 y 3.
- COI (EEGSA): Conectar carga de las líneas Guatemala 2 y 3
- Quixal: Arrancar el resto de las unidades
- Guatemala Norte: Cerrar los interruptores del resto de líneas de 69 kV.
- COI (EEGSA): Conectar carga del resto de sus líneas según capacidad en Quixal.
- Guatemala Norte: Energizar las líneas 230 kV a Guatemala Este y Guatemala Sur, verificando que ya se hayan concluido las maniobras preparatorias.
- Guatemala Este: Si se tiene tensión de El Salvador sincronizar con el interruptor hacia Jalpatagua, energizar el banco de transformación si se abrieron sus interruptores, regular el voltaje de la barra 69 kV, energizar las líneas Guadalupe 1 y 3 y pedir a EEGSA que restablezca su carga según la capacidad de generación sincronizada disponible. Y por ultimo energizar la línea Guadalupe 2, solicitando a EEGSA que conecte su carga.

Isla Sur: Formada por Aguacapa, Escuintla 1, Escuintla 2 y plantas asociadas.

- Escuintla 1: Existen dos posibilidades de energizar las barras de Escuintla 1 y Escuintla 2, con las unidades de Jurún Marinala o bien con la planta Aguacapa, el resto de unidades del área sincronizaran con esta referencia. **(Es necesario verificar que Las Palmas y Gas S&S estén preparada para recibir tensión previo a la energización de las barras 230 y 69 kV de Escuintla 1)**
- Escuintla 1: Al estar energizada la barra 69 kV, cerrar los interruptores Puerto y Modelo, indicando claramente a El Centro cuanta carga se puede alimentar.
- Maríñala: Al tener energizada la barra 138 kV, sincronizar la unidad que esta rotando tomando el control de la frecuencia y continuar con el proceso de arranque del resto de unidades.
- Tampa: Iniciar el arranque de sus unidades al contar con tensión en su barra 230 kV.
- Escuintla: Cerrar el resto de interruptores de 69 kV, teniendo el cuidado de sincronizar en las subestaciones de las plantas si existen islas eléctricas sostenidas por cogeneración.
- Cogeneradores: Solicitar a los cogeneradores que cuenten con tensión su sincronización.

- Escuintla 2: Energizar vía SCADA las líneas 230 kV a Enron, San José, Sidegua y San Joaquín e iniciar la sincronización de sus unidades.
- Escuintla 1: Energizar la línea a Chiquimulilla, y restablecer la carga de Chiquimulilla.

Integración de las islas eléctricas.

En el supuesto de que todas las islas eléctricas se hubiesen podido formar, se procederá a su integración:

Guatemala Sur:

- Si ya se cuenta con tensión en la línea 230 kV de Guatemala Este o Guatemala Norte, energizar la barra 230 kV y el banco de transformación 230/69 kV.
- Si ya se cuenta con tensión en la línea 138 kV de Jurún Marínala y por ende en la barra de 138 kV, energizar uno de los bancos de auto transformadores 138/69 kV.
- Con cualquiera de los primeros dos incisos proceder a energizar la barra 69 kV y sincronizar las islas Norte y Sur con esta barra, luego enviar tensión por medio de la línea 69 kV EEGSA III para poder sincronizar unidades de las subestaciones Centro y Laguna.
- Energizar el otro banco de auto transformación y el resto de salidas 69 kV y restablecer carga según capacidad existente.

- Energizar un circuito 230 kV Escuintla 1 – Guatemala Sur.
- Energizar el circuito II 230 kV Guatemala Norte – Tactíc – Quixal, el banco de transformación de Tactíc y todas sus líneas de 69 kV.
- Energizar la línea 230 kV Escuintla – Siquinala – Brillantes, el banco de transformación 230/69 kV de Brillantes y todas sus líneas de 69 kV.
- Energizar la línea Los Brillantes – La Esperanza, el banco de transformación 230/69 kV de La Esperanza y todas sus líneas de 69 kV.
- Continuar con la energización escalonada de los sistemas Oriental y Occidental y Central según la capacidad de generación sincronizada.

Se recomienda tener especial cuidado en las subestaciones donde se tengan alimentadores múltiples o plantas generadoras que puedan quedarse operando en isla (Los Esclavos, Santa María, Genor, Cogeneradores), ya que seguramente será necesario sincronizar y no solamente ejecutar cierre de interruptores.

En caso de que no se pueda formar una o dos de las islas propuestas, con la o las islas que ya se hubieran formado ir alimentado en forma escalonada el resto del sistema.

En caso de que no se pueda formar ninguna de las islas propuestas, aun existe la posibilidad de reiniciar el restablecimiento con ayuda de la interconexión con El Salvador, como se realizó en los últimos dos disparos generales.

La recomendación principal para afrontar un disparo general es guardar la calma, hablar con serenidad y propiedad por los canales de comunicación expresando claramente lo que se solicita para que todas las personas que estén operando y que reciban instrucciones del Centro de Control tengan seguridad y confianza en quien los está dirigiendo.

Es importante que todos los operadores del sistema y especialmente los del Centro de Control se mantengan actualizados sobre el estado y la operación de todos los equipos que conforman al sistema, y que repasen el procedimiento de restablecimiento estando conscientes de que este no es más que un manual ya que difícilmente un disturbio tendrá las mismas condiciones que otro.

CONCLUSIONES

1. La administración de la operación en tiempo real de la red de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE) es de suma importancia y posee un alto componente complejo, que requiere de la interacción de operadores de sistemas de cómputo, redes de comunicación, equipos de transmisión y recepción de datos en tiempo real.
2. La operación de la red de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE), requiere un alto grado de seguridad, tanto del personal que este operando o efectuando mantenimientos en la red, como de los equipos que intervienen en la operación del sistema.
3. Los departamentos de operación del sistema en tiempo real tienen que garantizar el abastecimiento de la energía a un costo mínimo, dentro de los límites de seguridad y protección del sistema.
4. El proceso de restablecimiento de la red de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE), se basa en la formación de islas eléctricas, compuestas por generadores y cargas que, con el objetivo de obtener un mayor grado de robustez y estabilidad deben estar ubicadas eléctricamente lo más cerca posible entre ellas.
5. Al iniciar el restablecimiento de la red de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE), es importante formar islas que vendrán a interconectarse posteriormente para ir restableciendo el sistema por regiones que alcancen los niveles de voltaje adecuados para conectar las cargas asociadas.

6. Deberá contarse al principio del restablecimiento con una persona o entidad que tome la iniciativa de ejecutar los trabajos con la debida autoridad y conocimiento para coordinar los mismos, en aras de la recuperación de la operación correcta del sistema.
7. Se deberá tomar en cuenta los distintos elementos que actuaron, incluyendo las protecciones que funcionaron a la hora de la desestabilización del sistema, para que al empezar a trabajar en el restablecimiento del sistema no ocurra una condición similar.
8. Se deberá coordinar adecuadamente con los generadores la secuencia de sincronización de sus unidades para una rápida respuesta coordinada en el restablecimiento del sistema.

RECOMENDACIONES

1. Se sugiere efectuar un análisis detallado y minucioso de las acciones inmediatas a desarrollar en el restablecimiento de la red de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE) ante una contingencia que desestabilice el sistema y tenga como consecuencia un apagón general en el país.
2. Las autoridades competentes deberán emitir un reglamento para la recuperación de la red de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE) cuando se pierda la estabilidad operativa del mismo.
3. Se recomienda que al suceder un disparo general, lo mas importante es guardar la calma, hablar con serenidad y propiedad por los canales de comunicación expresando claramente lo que se solicita para que todas las personas que estén operando ejecuten su trabajo correspondiente en forma calmada y serena para minimizar errores que puedan aparecer en dicha actividad.
4. Efectuar un seminario con todos los actores involucrados en la operación de la red de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE) nacional interconectado, para definir un reglamento que dirija las acciones necesarias para el restablecimiento de una eventualidad que desencadene desestabilización del sistema.

BIBLIOGRAFÍA

1. **Componentes de un sistema de protecciones.** 1989.
2. Enríquez Harper, Gilberto. **Fundamentos de instalaciones eléctricas de media y alta tensión.** Editorial Limusa, México.
3. Enríquez Harper, Gilberto. **Elementos de centrales eléctricas II.** Editorial Limusa, México.
4. INDE. **www.inde.gob.gt (febrero 2009)**
5. Martín, José Raúl. **Diseño de Subestaciones Eléctricas.** 1990.
6. North American Electric Reliability Council. **Electric System Restoration, A Referent Document.** 1993.
7. Página de internet, **www.Tipos y aplicaciones de ransformadores.htm**
8. Stevenson, William D. **Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia.** 1979.
9. Vaqueira Landa, Jacinto. **Teoría sobre el funcionamiento de líneas y redes eléctricas.** 1990.