



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

**ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO, DE LA INSTALACIÓN DE SECCIONADORES
TRIFÁSICOS, CON CÁMARA DE EXTINCIÓN DE ARCO DE TRES VÍAS, PARA CONEXIÓN
DE GRANDES USUARIOS EN LAS LÍNEAS DE 69 KV Y SU INCIDENCIA EN LA CALIDAD
DE SERVICIO DE TRANSPORTE**

Lenin David Calderón Monterroso

Asesorado por el Ing. José David Mazariegos Murcia

Guatemala, enero de 2019

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO, DE LA INSTALACIÓN DE SECCIONADORES TRIFÁSICOS, CON CÁMARA DE EXTINCIÓN DE ARCO DE TRES VÍAS, PARA CONEXIÓN DE GRANDES USUARIOS EN LAS LÍNEAS DE 69 KV Y SU INCIDENCIA EN LA CALIDAD DE SERVICIO DE TRANSPORTE

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

LENIN DAVID CALDERÓN MONTERROSO
ASESORADO POR EL ING. JOSÉ DAVID MAZARIEGOS MURCIA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, ENERO DE 2019

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Luis Diego Aguilar Ralón
VOCAL V	Br. Christian Daniel Estrada Santízo
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno (a. i.)
EXAMINADOR	Ing. Armando Alonzo Rivera Carrillo
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
EXAMINADOR	Ing. José Gilberto González Padilla
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO, DE LA INSTALACIÓN DE SECCIONADORES TRIFÁSICOS, CON CÁMARA DE EXTINCIÓN DE ARCO DE TRES VÍAS, PARA CONEXIÓN DE GRANDES USUARIOS EN LAS LÍNEAS DE 69 KV Y SU INCIDENCIA EN LA CALIDAD DE SERVICIO DE TRANSPORTE

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica con fecha del 06 de junio de 2017.



Lenin David Calderón Monterroso

Guatemala 02 de mayo de 2018

Ingeniero
Saúl Cabezas Durán
Coordinador de área de potencia
Escuela de Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala
Presente

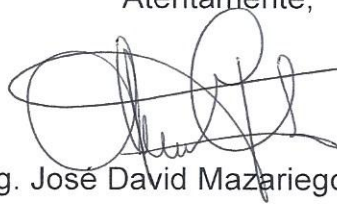
Estimado Ingeniero:

Me dirijo a usted, saludándolo e informándole que CERTIFICO haber leído y APROBADO el contenido y formato de tesis titulado: **ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO, DE LA INSTALACIÓN DE SECCIONADORES TRIFÁSICOS, CON CÁMARA DE EXTINCIÓN DE ARCO DE TRES VÍAS, PARA CONEXIÓN DE GRANDES USUARIOS EN LAS LÍNEAS DE 69 KV Y SU INCIDENCIA EN LA CALIDAD DE SERVICIO DE TRANSPORTE.**

Dicho tema fue desarrollado por el estudiante: LENIN DAVID CALDERÓN MONTERROSO con carné número 2008-19268.

Agradeciendo su amable atención a la presente, me suscribo de usted.

Atentamente,



José David Mazariegos M.
INGENIERO ELECTRICISTA
Col. No. 12030

Ing. José David Mazariegos Murcia



REF. EIME 63. 2018.
03 DE SEPTIEMBRE 2018.

FACULTAD DE INGENIERIA

Señor Director
Ing. Otto Fernando Andrino González
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO, DE LA INSTALACIÓN
DE SECCIONADORES TRIFÁSICOS, CON CÁMARA DE
EXTINCIÓN DE ARCO DE TRES VÍAS, PARA CONEXIÓN
DE GRANDES USUARIOS EN LAS LÍNEAS DE 69 KV Y
SU INCIDENCIA EN LA CALIDAD DE SERVICIO DE
TRANSPORTE,** del estudiante; **LENIN DAVID
CALDERÓN MONTERROSO,** que cumple con los requisitos
establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
Cordialmente y con respeto a todos

M.B.A. Ing. Saul Cabezas Durán
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 4648

Ing. Saúl Cabezas Durán
Coordinador de área de potencia





FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 63.2018.

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; **LENIN DAVID CALDERÓN MONTERROSO**, titulado: **ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO, DE LA INSTALACIÓN DE SECCIONADORES TRIFÁSICOS, CON CÁMARA DE EXTINCIÓN DE ARCO DE TRES VÍAS, PARA CONEXIÓN DE GRANDES USUARIOS EN LAS LÍNEAS DE 69 KV Y SU INCIDENCIA EN LA CALIDAD DE SERVICIO DE TRANSPORTE**, procede a la autorización del mismo.


Ing. Otto Fernando Andrino González




GUATEMALA, 21 DE SEPTIEMBRE 2018.



DTG. 013.2019

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: **ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO, DE LA INSTALACIÓN DE SECCIONADORES TRIFÁSICOS, CON CÁMARA DE EXTINCIÓN DE ARCO DE TRES VÍAS, PARA CONEXIÓN DE GRANDES USUARIOS EN LAS LÍNEAS DE 69 KV Y SU INCIDENCIA EN LA CALIDAD DE SERVICIO DE TRANSPORTE**, presentado por el estudiante universitario: **Lenin David Calderón Monterroso**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:


Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano

Guatemala, enero de 2019

/gdech



ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por sobre todas las cosas
Mi madre	María de Jesús Monterroso, a quien amo con todo mi corazón y debo cada momento de mi vida.
Mi padre	William Arturo Calderón (q. e. p. d.), por todo tu esfuerzo para ser el mejor padre, tu partida fue dura pero tu recuerdo me impulsa cada día a ser mejor.
Mi hermano	William Calderón, por confiar en mí siempre y ser un excelente hermano.
Mis hermanas	Melany y Lucrecia Calderón, por siempre estar pendientes de mí y siempre estar conmigo en los momentos difíciles.
Mis tíos	Edgar, José y Mario Mendoza, por su ejemplo de perseverancia y honestidad, también, por su apoyo y consejos
Mi novia	Aleshka Paz, gracias por ayudarme a ser una mejor persona.

AGRADECIMIENTOS A:

**Universidad de San
Carlos de Guatemala**

Por ser la casa de estudios que nos da la herramienta para construir una Guatemala mejor.

Facultad de Ingeniería

Por todo el conocimiento compartido a lo largo de la carrera.

**Mis amigos de
la Facultad**

Acner Cano, Paulo Martínez, Francisco Poz, Anddy Mendez, Héctor López, Ramiro Ruiz, Wilmar Gómez, por compartir conmigo los buenos momentos estudiantiles y de la vida.

Mi asesor

Ing. David Mazariegos, por ser un buen amigo y motivarme en el proceso de realización de este trabajo.

Ing. Mauro López

Por compartir conmigo su conocimiento en el uso del software NEPLAN utilizado para realizar las simulaciones en este proyecto.

Selvin Godoy

Por la amistad y el apoyo para la realización del trabajo de graduación.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	IX
LISTA DE SÍMBOLOS	XVII
GLOSARIO	XIX
RESUMEN.....	XXIII
OBJETIVOS.....	XXV
INTRODUCCIÓN	XXVII
1. GENERALIDADES DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO	1
1.1. Estructura del SNI	1
1.2. Topología de la red de transmisión	5
1.2.1. Red de transmisión 230 kV conectada a la línea de 69 Kv	6
1.2.2. Red de suministro principal para la red de 69 kV de Trelec.....	11
1.2.3. Red de 69 kV de Trelec	12
1.3. Entes reguladores del sector eléctrico en Guatemala	17
1.3.1. Ministerio de Energía y Minas.....	18
1.3.2. Administrador del Mercado Mayorista	19
2. INTERRUPCIÓN Y SECCIONAMIENTO EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN 69 KV.....	23
2.1. Seccionador convencional.....	23
2.1.1. Seccionador en tangente.....	23
2.1.2. Seccionador de ángulo	24
2.2. Seccionador de línea con cámara de extinción de arco	25

2.3.	Análisis del seccionamiento actual en la red de 69 kV de Trelec	27
2.3.1.	Normativa vigente para seccionamiento en líneas aéreas.....	30
2.3.2.	Importancia del seccionamiento en líneas de 69 kV.....	32
2.4.	Seccionadores de tres vías con cámara de extinción de arco	33
2.4.1.	Constitución de un seccionador de tres vías.....	37
2.4.1.1.	Elemento de seccionamiento	37
2.4.1.2.	Elementos de transmisión de movimiento	38
2.4.1.3.	Elementos de control y lógica.....	39
2.4.1.4.	Estructura de soporte para seccionador.....	47
2.4.1.5.	Tipos de operación para seccionador de tres vías.....	51
2.4.2.	Lógica de operación del seccionador bajo condiciones de falla.....	52
2.4.2.1.	Falla transitoria en segmento CUP (fuente) SIAT	54
2.4.2.2.	Falla permanente en segmento CUP (fuente) – SIAT	56
2.4.2.3.	Falla transitoria en segmento HGA-SIAT	60
2.4.2.4.	Falla permanente en segmento HGA-SIAT	62
2.4.2.5.	Falla transitoria en segmento BTO-SIAT	66

	2.4.2.6.	Falla permanente en segmento BTO-SIAT	68
	2.5.	Arquitectura de la red de comunicación.....	72
	2.5.1.	Medio de red de comunicación de Trelec	74
3.		INTERRUPCIONES EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	75
	3.1.	Tipos de interrupciones	75
	3.2.	Causas de interrupciones	80
	3.3.	Coordinación para atención de fallas	81
	3.3.1.	Centro de control	81
	3.3.2.	Transportista.....	83
	3.3.3.	Proceso de atención de emergencia	85
	3.3.4.	Puntos de seccionamiento en la red de Trelec	86
	3.3.5.	Tiempos de energización promedio	88
	3.4.	Análisis de interrupciones para la red de Trelec en 2017	98
	3.4.1.	Análisis de fallas mayores a 10 minutos	102
	3.4.2.	Análisis de fallas menores a 10 minutos.....	103
	3.5.	Mantenimientos programados en la red de transmisión de 69 kV para reducción de fallas	106
	3.5.1.	Impacto de los planes de mantenimiento sobre los indicadores de calidad de servicio de transporte.....	108
	3.6.	Efectos de las fallas en las líneas de transmisión de 69 kV ..	113
	3.6.1.	Efectos de fallas en grandes usuarios	114
	3.6.2.	Efectos de falla en generadores	116
4.		CONFIABILIDAD	119
	4.1.	Parámetros necesarios para la evaluación de confiabilidad..	121
	4.1.1.	Índices de confiabilidad	122

4.2.	Estudios de confiabilidad utilizando el software NEPLAN	125
4.2.1.	Criterios determinísticos	125
4.2.2.	Criterio N-1	126
4.2.3.	Criterios determinísticos	126
4.2.4.	Pasos estudio de confiabilidad	127
4.3.	Normativa de regulación e indicadores de calidad de energía según normas vigentes	128
4.3.1.	Generalidades de la calidad de servicio técnico....	129
4.3.2.	Calificadores de calidad de servicio técnico en una línea de transmisión de 69 kV	130
4.3.2.1.	Número total de interrupciones en la línea (NTI)	131
4.3.2.2.	Duración total de interrupciones en la línea (DTI).....	131
4.3.2.3.	Cálculo de sanciones según NTCSTS vigentes en Guatemala	132
5.	ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD PARA LA INSTALACIÓN DE INTERRUPTORES DE TRES VÍAS EN LAS DERIVACIONES DE GRANDES USUARIOS.....	137
5.1.	Metodología del estudio	138
5.2.	Casos de estudio para análisis de confiabilidad.....	139
5.2.1.	Caso Centro Médico Militar	139
5.2.1.1.	Antecedentes	139
5.2.1.2.	Ubicación en la red.....	143
5.2.2.	Caso subestación VIGUA.....	144
5.2.2.1.	Antecedentes	144
5.2.2.2.	Ubicación en la red.....	147
5.2.3.	Caso Subestación INHSA	148

	5.2.3.1.	Antecedentes.....	148
	5.2.3.2.	Ubicación en la red	149
5.3.		Análisis de confiabilidad	150
	5.3.1.	Supuestos del análisis de confiabilidad	150
	5.3.2.	Software utilizado para la simulación de confiabilidad.....	151
	5.3.3.	Selección de fallas, interrupciones y desconexiones.....	151
	5.3.4.	Bloques de demanda.....	152
	5.3.5.	Tipos de confiabilidad	152
	5.3.6.	Parametrización de confiabilidad en la línea de transmisión	154
5.4.		Resultados del análisis técnico.....	154
	5.4.1.	Caso Centro Médico Militar.....	154
		5.4.1.1. Análisis de caso base	155
		5.4.1.2. Resultado de datos para análisis.....	156
		5.4.1.3. Resultado de simulación para el caso base	157
	5.4.2.	Caso Centro Médico Militar con seccionador de tres vías	158
		5.4.2.1. Análisis de caso Centro Médico Militar	158
		5.4.2.2. Resultado de datos para análisis.....	159
		5.4.2.3. Resultado de simulación para el caso Centro Médico Militar	159
	5.4.3.	Caso base VIGUA	160
		5.4.3.1. Análisis del caso base VIGUA	160
		5.4.3.2. Resultado de datos para análisis.....	162

5.4.3.3.	Resultado de simulación para el caso base VIGUA.....	163
5.4.4.	Caso VIGUA con seccionador de tres vías	164
5.4.4.1.	Resultado de datos para análisis	164
5.4.4.2.	Resultado de simulación para el caso VIGUA con seccionador de tres vías.....	165
5.4.5.	Caso INHSA.....	166
5.4.5.1.	Análisis del caso base INHSA	166
5.4.5.2.	Resultado de datos para análisis	166
5.4.5.3.	Resultado de simulación para el caso base INHSA.....	167
5.4.6.	Caso INHSA con seccionador de 3 vías	168
5.4.6.1.	Resultado de datos para análisis	168
5.4.6.2.	Resultado de simulación para el caso INHSA con seccionador de tres vías.....	169
5.4.7.	Resultados totales.....	170
6.	ANÁLISIS DE COMPARACIÓN TÉCNICO ECONÓMICO DE LA SITUACIÓN, CON Y SIN PROYECTO	171
6.1.	Definición del modelo económico.....	171
6.2.	Definición de criterios de evaluación	172
6.3.	Análisis de costos.....	173
6.3.1.	Costo de instalación	173
6.3.2.	Costos de montaje de equipo propuesto.....	175
6.3.3.	Costos de indisponibilidad por maniobra en instalación	176
6.3.4.	Costos de mantenimiento de equipo	177

6.3.5.	Resumen de costos de instalación de seccionador en punto de la red de 69 kV	178
6.4.	Análisis de costo de energía no suministrada	179
6.5.	Parámetros para la evaluación económica.....	180
6.6.	Resultados del análisis de flujo económico	184
6.6.1.	Caso Centro Médico Militar.....	184
6.6.2.	Caso VIGUA	186
6.6.3.	Caso INHSA	187
CONCLUSIONES		189
RECOMENDACIONES.....		191
BIBLIOGRAFÍA.....		193
APÉNDICES		195
ANEXOS.....		201

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Configuración del SIN	6
2.	Alimentación en 230 kV de la subestación Guatemala-Norte	7
3.	Interconexión entre las subestaciones Guatemala-Norte y Guatemala-Este	8
4.	Interconexión entre las subestaciones Guatemala-Este con Guatemala-Sur.....	9
5.	Interconexión entre las subestaciones Guatemala-Sur y Escuintla II...	10
6.	Seccionador en tangente montado en poste.....	24
7.	Seccionador de ángulo montado en poste	25
8.	Seccionador de una vía con cámara de extinción de arco instalado en poste	26
9.	Seccionador de una vía con cámara de extinción de arco instalado en poste	27
10.	Polo de seccionador convencional retirado de la red.....	30
11.	Diagrama unifilar del seccionador trifásico.....	34
12.	Seccionador trifásico de tres vías instalado en poste metálico	34
13.	Seccionador trifásico de tres vías alimentado por panel solar	35
14.	Características de operación para seccionadores de tres vías	36
15.	Elemento seccionador.....	37
16.	Sistema de transmisión de movimiento.....	38
17.	Transformador de voltaje para señal de control en seccionador.....	39
18.	Unidad de sensor para seccionador.....	40
19.	Dimensiones del equipo sensor tipo CSV	41

20.	Cable de comunicación.....	44
21.	Dispositivo procesador de lógica de operación para un seccionador trifásico	45
22.	Esquema de conexión de sensores por fase y polo para seccionador de tres vías	46
23.	Esquema de conexión de comunicación desde unidad de RTU hacia cada polo del seccionador.....	47
24.	Características físicas de seccionadores trifásicos de tres vías según sus características técnicas	49
25.	Datos dimensionales del seccionador trifásico de tres vías con apertura central.....	50
26.	Caja de operación de seccionador.....	52
27.	Seccionador conectado entre una carga y dos fuentes	53
28.	Seccionador antes de la falla transitoria CUP-SIAT.....	54
29.	Seccionador después de la falla transitoria CUP-SIAT.....	54
30.	Seccionador después de prueba por falla CUP-SIAT	55
31.	Línea restablecida después de falla CUP-SIAT	55
32.	Seccionador antes de la falla permanente CUP-SIAT	56
33.	Seccionador después de la falla permanente CUP-SIAT	56
34.	Seccionador después de prueba por falla CUP-SIAT	57
35.	Seccionador después de primera prueba por falla en sección de línea CUP-SIAT	58
36.	Seccionador después de primera prueba por falla en sección de línea CUP-SIAT	58
37.	Operación de seccionador por falla permanente en sección de línea CUP-SIAT	59
38.	Restablecimiento de línea al corregir falla en CUP-SIAT.....	60
39.	Seccionador antes de la falla transitoria HG-SIAT.....	60
40.	Operación de liberación de la falla transitoria HG-SIAT.....	61

41.	Restablecimiento de línea después de falla en HGA-SIAT	61
42.	Falla en el segmento HGA-SIAT	62
43.	Operación para liberar falla en el segmento HGA-SIAT	62
44.	Operación para liberar falla en el segmento HGA-SIAT	63
45.	Liberación de la falla en sección SIAT-HGA a través de operación del SIAT	64
46.	Liberación de la falla en sección SIAT-HGA a través de operación del SIAT	64
47.	Liberación de la falla en sección SIAT-HGA a través de operación del SIAT	65
48.	Restablecimiento de carga en a través de operación del SIAT	65
49.	Falla transitoria en segmento BTO-SIAT	66
50.	Liberación de falla en el segmento SIAT-BTO	67
51.	Restablecimiento de línea después de falla en BTO-SIAT	67
52.	Falla en segmento BTO-SIAT	68
53.	Operación para liberación de falla en segmento SIAT-BTO	69
54.	Primera prueba para liberación de falla SIAT-BTO	69
55.	Seccionamiento de línea en SIAT para liberar falla en SIAT-BTO	70
56.	Operación del SIAT después de corregir falla en segmento SIAT-BTO	71
57.	Restablecimiento de línea después de corregir falla en SIAT-BTO	71
58.	Ejemplo de red industrial	72
59.	Arquitectura de la red de comunicación	74
60.	Interrupción programada sobre línea San José- Escuintla II por conexión de subestación Pacífico	76
61.	Interrupción por daño en bayoneta de poste	78
62.	Manta vinílica sobre línea de transmisión	79
63.	Árbol caído sobre línea de transmisión	79

64.	Análisis de fallas mayores a 10 minutos sobre la red de Trelec para el 2017	103
65.	Fallas menores a 10 minutos en líneas de transmisión de Trelec	105
66.	Evaluación de NTI para el período 2015-2017	109
67.	Resumen de DTI para el período 2015-2017	110
68.	Resumen de ENS para el período 2015-2017	111
69.	Resumen de los indicadores de calidad	112
70.	Reporte de generación perdida por interrupción en línea de transmisión	118
71.	Ubicación de gran usuario Centro Médico Militar en 69 kV en línea Guate Norte Guadalupe 2.....	140
72.	Falla por árbol caído sobre línea Guate Norte Guadalupe 2.....	143
73.	Ubicación eléctrica del gran usuario Centro Médico Militar	144
74.	Seccionador instalado en la derivación de subestación VIGUA en 69 kV.....	147
75.	Ubicación eléctrica del gran usuario VIGUA	148
76.	Ubicación eléctrica del gran usuario en 69 kV INHSA	150
77.	Simulación del caso base dentro del NEPLAN V5.5.5.....	158
78.	Simulación del caso Centro Médico Militar, NEPLAN V5.5.5.....	160
79.	Simulación del caso base VIGUA NEPLAN V5.5.5.....	163
80.	Simulación del caso VIGUA con seccionador de tres vías, con NEPLAN V5.5.5	165
81.	Simulación del caso base INHSA con seccionador de tres vías con NEPLAN V5.5.5	167
82.	Simulación del caso VIGUA con seccionador de tres vías, con NEPLAN V5.5.5	169
83.	Tasa de crecimiento poblacional de Guatemala	181

TABLAS

I.	Participantes del SIN.....	2
II.	Ubicación de las subestaciones de Trelec	12
III.	Líneas de transmisión de Trelec	16
IV.	Especificaciones del sensor de corriente y voltaje combinado (CSV) ..	41
V.	Dimensiones de sensor tipo csv según voltaje de operación	42
VI.	Especificaciones del sensor de corriente	42
VII.	Salidas de señal	43
VIII.	Datos dimensionales del seccionador trifásico de tres vías con apertura central	51
IX.	Causas de interrupciones en líneas de 69 Kv	80
X.	Puntos de seccionamiento de líneas de transmisión sobre red de 69 kV de Trelec	86
XI.	Historial de fallas ocurridas en 2017 para la red de Trelec	90
XII.	Resumen de indicadores de falla para el 2017 en red de Trelec	96
XIII.	Análisis de interrupciones en líneas de transmisión en red de Trelec para el 2017	99
XIV.	Resumen de fallas mayores a 10 minutos	102
XV.	Análisis de fallas menores a 10 minutos en líneas de transmisión de Trelec para el 2017	104
XVI.	Resumen de indicadores para el período 2015-2017	109
XVII.	Categorías de líneas por tolerancia a la indisponibilidad forzada según normas NTCSTS	133
XVIII.	Categorías de líneas por tolerancia a la duración de indisponibilidad forzada según normas NTCSTS	133
XIX.	Coeficientes K según categoría de línea.....	135
XX.	Historial de interrupciones en 2017 para la línea Guate Norte Guadalupe 2.....	141

XXI.	Historial de interrupciones para la línea Centro Guatemala 1 – Sector Industrial.....	145
XXII.	Bloque de demanda máxima	152
XXIII.	Fallas cortas en línea Guate Norte Guadalupe 2.....	155
XXIV.	Fallas largas en línea Guate Norte Guadalupe 2.....	155
XXV.	Resultados de simulación caso base Centro Médico Militar	157
XXVI.	Resultados de simulación caso Centro Médico Militar.....	159
XXVII.	Fallas cortas en línea Centro Guatemala 1 – Sector Industrial.....	161
XXVIII.	Fallas largas en línea Centro Guatemala 1 – Sector Industrial.....	161
XXIX.	Resultados de simulación caso base VIGUA.....	163
XXX.	Resultados de simulación caso VIGUA con seccionador	165
XXXI.	Resultados de simulación, caso base INHSA.....	167
XXXII.	Resultado de simulación para el caso INHSA con seccionador de tres vías	169
XXXIII.	Resultados para la energía no suministrada por gran usuario según caso base y caso con seccionador instalado.....	170
XXXIV.	Diferencia entre ENS según gran usuario.....	170
XXXV.	Costo de equipo propuesto.....	174
XXXVI.	Materiales para comunicación y automatización de seccionador	175
XXXVII.	Costos de mano de obra para equipo propuesto	176
XXXVIII.	Costo unitario por maniobras.....	177
XXXIX.	Costos de mantenimiento al seccionador	177
XL.	Costos de puesta en operación	178
XLI.	Resumen total de costos	179
XLII.	Resultados del flujo de potencia en los nodos analizados en NEPLAN	179
XLIII.	Resultados del flujo de potencia en los nodos analizados.....	180
XLIV.	Resultados de diferencia entre ENS en los nodos analizados.....	180
XLV.	Resultado de flujo para Centro Médico Militar	184

XLVI.	Resultados del flujo de efectivo a 30 años para el caso Centro Médico Militar	185
XLVII.	Resultado de flujo para VIGUA	186
XLVIII.	Resultados del flujo de efectivo a 30 años para el caso VIGUA	187
XLIX.	Resultado de flujo para INHSA	187
L.	Resultados del flujo de efectivo a 30 años para el caso INHSA.....	188

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
N-1	Contingencias N menos 1
CENS	Costo de energía no suministrada
ENS	Energía no suministrada
KV	Kilovoltio
KW	Kilowatts
KWH	Kilowatts hora
MW	Megawatts
MWH	Megawatts hora
PNS	Potencia no suministrada
SNI	Sistema nacional interconectado
μ	Tasa de reparación
MTTF	Tiempo medio de falla
MTTR	Tiempo medio de reparación

GLOSARIO

Carga	Demanda de energía eléctrica asociada a cualquier elemento que esté conectada a un sistema de distribución.
COI	Centro de operación de información.
Confiabilidad	Se puede definir como la capacidad de un elemento de realizar su función de la manera prevista. También, como la realizar su función de la manera prevista. También como la probabilidad en que un producto realizará su función sin incidentes por un período de tiempo previsto y bajo condiciones indicadas.
Demanda máxima	Demanda más alta de energía eléctrica que se da lo largo del día.
Deslastre de carga	Es un mecanismo de emergencia que emplea la desconexión automática de carga como último recurso para evitar un apagón en el sistema eléctrico de potencia.
Energía	Es la capacidad de la materia de efectuar trabajo.
Energía no suministrada	Energía en kWh o MWh que un usuario deja de percibir.

Estructura	Es la unidad principal de soporte, que generalmente se aplica al poste o torre adaptado para ser usado como medio de suspensión de líneas aéreas de energía eléctrica.
Falla	Ocurrencia repentina de cortocircuitos en los componentes de un sistema eléctrico de potencia durante la operación normal. En las normas NTCSS se indican las fallas en líneas de transmisión como interrupciones forzadas donde se activa alguna protección y por consecuencia se abre el relé instalado sobre la línea. Según lo estipulado en el artículo 123 de la <i>Ley general de la electricidad</i> se clasifican como indisponibilidad, las desconexiones automáticas.
Falla de corta duración	Según el reglamento de la <i>Ley general de la electricidad</i> , en el artículo 123, se define la indisponibilidad de líneas con sanciones acumulativas asociativas a cada salida de servicio no programada, o no autorizada por el AMM con una duración menor a 10 minutos que es el periodo de tiempo límite para aplicar sanciones.
Falla de larga duración	Según el reglamento de la <i>Ley general de la electricidad</i> , en el artículo 123, se define la indisponibilidad de líneas con sanciones acumulativas asociativas a cada salida de servicio no programada, o no autorizada por el AMM con una duración igual o mayor a 10 minutos que es el periodo de tiempo límite

para aplicar sanciones.

INDE

Instituto Nacional de Electrificación.

Marco regulatorio

Conjunto de normas jurídicas, conformado por las leyes, reglamentos y todas las normativas que establecen las reglas aplicables a la industria eléctrica.

NTCSTS

Son las normas técnicas de calidad de servicio y sanciones.

Operación manual

Operación realizada por personal calificado con el objeto de realizar la conexión y/o desconexión de los equipos de potencia de dicha subestación en forma manual. Según las NTDOID, capítulo II, inciso 25, se especifica que todos los interruptores manuales y automáticos, cuchillas y fusibles deben ser accesibles para las personas autorizadas que los operan y deben colocarse y marcarse de modo que sea fácil la identificación del equipo que controlan. Los interruptores deberán tener un seguro para sus posiciones de abierto y cerrado o de un letrero cuando no sea posible instalar el seguro.

Operación remota

Operación de conexión y/o desconexión de los equipos de potencia realizada desde un centro de control. Según las NTDOID, en el capítulo II e inciso 24, los equipos de operación a control remoto y automáticamente, deben contar con un medio de

inhibición local para evitar operaciones accidentales y permitir la operación manual.

Seccionador

Es un componente electromecánico que permite separar de manera mecánica un circuito eléctrico de su alimentación; garantiza visiblemente una distancia satisfactoria de aislamiento eléctrico.

Sistema de distribución

Conjunto de líneas de transmisión y varios elementos electromecánicos que llevan la energía eléctrica al consumidor final.

Sistema de transmisión

Sistema que transporta la energía eléctrica desde los puntos de generación hasta los puntos de consumo.

Subestación

Nodo en el cual se manipula y transforma la energía eléctrica para su mayor aprovechamiento.

Trelec

Transportista Eléctrica Centro Americana S.A.

RESUMEN

En el capítulo 1 se estudian las generalidades del sistema nacional interconectado, así como la topología de la red de 69 kV que se analizará

En el capítulo 2 se hace un análisis de seccionadores y seccionadores para líneas de transmisión en 69 kV, tanto de los tipos y ventajas como de los limitantes de dichos equipos, junto con sus especificaciones técnicas.

En el capítulo 3 se hace un análisis de las interrupciones en la red de transmisión de 69 kV de Trelec, así como su impacto sobre la misma línea y en los usuarios finales.

En el capítulo 4 se hace un análisis de confiabilidad y su relación en los indicadores de calidad del servicio técnico.

En el capítulo 5 se hace el estudio de casos de instalación de seccionadores en tres puntos de entrega a grandes usuarios conectados en 69 kV; se utiliza el software NEPLAN para analizar cada caso.

En el capítulo 6 se hace una comparación económica de la instalación de seccionadores de tres vías en los casos de grandes usuarios estudiados en el capítulo 5.

OBJETIVOS

General

Evaluar de forma técnica y económica la instalación de seccionadores de línea de 3 vías en la red de transmisión de 69 kV.

Específicos

1. Explicar la estructura de la red de las líneas de transmisión de Trelec, así como la topología de su recorrido.
2. Estudiar los tipos de seccionamiento instalados en las líneas de transmisión y la tecnología de tres vías como una alternativa a los equipos actuales.
3. Analizar el impacto de las interrupciones forzadas en las líneas de transmisión.
4. Estudiar la confiabilidad y su relación con los índices de calidad de servicio técnico según normas NTCSTS vigentes.
5. Analizar la instalación de seccionamiento de tres vías en un gran usuario de 69 kV y su impacto sobre la energía no suministrada en tres casos distintos sobre la red.

6. Comparar el impacto económico de la instalación de seccionamiento de tres vías en un gran usuario de 69 kV en tres casos distintos sobre la red.

INTRODUCCIÓN

La importancia que tiene el transporte de energía eléctrica constante y confiable se evidencia en los costosos procesos que implica una interrupción en cualquier línea de transmisión que deja de suministrar electricidad a una subestación de maniobra o de transformación, ya que implica la pérdida parcial o total de circuitos de distribución que afecta a incontables usuarios y genera pérdidas considerables para los transportistas, distribuidores y usuarios finales.

Los grandes usuarios conectados a la red de 69 kV también se ven afectados por los disturbios que acontecen sobre las líneas de transmisión, por eso, la normativa de regulación vigente en Guatemala establece límites de confiabilidad orientados a mantener una calidad de servicio con el fin de establecer estándares y mantener una evaluación cuantitativa constante que permita mejorar cada año con la implementación de planes de mantenimiento efectivos para líneas de transmisión; también, para evaluar el impacto de dichos planes sobre la incidencia y duración de fallas.

La energía no suministrada debido a fallas está relacionada directamente con el número de fallas incidentes sobre la línea de transmisión, sin embargo, también depende del tiempo total de la interrupción y de la carga que transporta. Por eso, se debe analizar cómo se organizan los distintos entes involucrados en el restablecimiento de la red cuando ocurren contingencias; también, de qué manera puede mejorarse el seccionamiento y aislamiento de las fallas con el fin de reducir al mínimo el indicador de duración de falla y energía no suministrada.

La topología de la red actual en Guatemala obliga al análisis y la mejora de los procesos de atención de emergencias, ya que la red de transmisión atraviesa zonas barrancosas, de difícil acceso e incluso zonas con elevado nivel delincuencia que dificultan la ubicación de la falla sobre las líneas de transmisión. Los nuevos equipos de seccionamiento proveen alternativas de mejora en la red; sin embargo, como todo cambio de tecnología, requiere una inversión que debe ser evaluada a través del tiempo para encontrar el beneficio técnico en los procesos y la recuperación de los costos iniciales.

1. GENERALIDADES DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

El sistema nacional interconectado comprende líneas de alta tensión y subestaciones que poseen niveles de voltaje desde 13,8 Kv, 69 kV, 138 kV, 230 kV hasta 400 kV. El SNI también comprende todos los agentes y participantes del mercado eléctrico de Guatemala, entre los que están:

- Generadores
- Grandes usuarios
- Transportistas
- Distribuidores
- Generadores distribuidos renovables

Cada uno de estos entes cumple una función en el mercado y dicho mercado está regulado por organismos estatales que controlan la interacción necesaria para el correcto funcionamiento de la oferta y demanda de energía eléctrica.

1.1. Estructura del SNI

El SNI está compuesto por todas las participantes conectadas entre sí: generadoras, líneas de transmisión y subestaciones de todos los participantes involucrados.

Tabla I. **Participantes del SIN**

Participantes del sistema nacional interconectado	
Generadores	
Actun Can Generación, S. A.	Electro cristal bunker 1,2
Agen, S. A.	Hidroeléctrica finca Lorena
Agro comercializadora Del Polochic, S. A.	Santa Teresa
Alternativa de energía renovable, S. A.	El manantial 1
Anacapri, S. A.	Horus 1
	Horus 2
Biomass energy, S. A.	Magdalena bloque 6
	Magdalena bloque 7
Central agro industrial guatemalteca, S. A.	Madre tierra
Central generadora Santa Lucia S. A.	Generadora Santa Lucia
Cinco m, S. A.	Hidroeléctrica La Libertad
Coenesa generación, S. A.	Coenesa
Compañía agrícola industrial Santa Ana, S. A.	Santa Ana
	Santa Ana 2
Compañía eléctrica La Libertad, S. A.	La libertad
Concepción, S.A.	Concepción
Orazul S.A.	Arizona
	Arizona vapor 1
	Las Palmas 1
	Las Palmas 2
	Las Palmas 3
	Las Palmas 4
	Las Palmas 5
	Las Palmas ii
Stewart & Stevenson	
El Pilar, S. A.	Generador ingenio El Pilar
Electro generación, S. A.	Electro generación
Empresa de generación de energía eléctrica del Inde	Aguacapa
	Chichaic
	Chixoy
	Escuintla gas 3
	Escuintla gas 5
	Jurun marinala
	Los Esclavos
	Palin ii
	El Porvenir
	El Salto
	Santa María
Orzunil	
Energía Del Caribe, S. A.	Energía del caribe
Energías del Ocosito, S. A.	Las Fuentes ii
Energías San Jose, S. A.	San José
Eólico San Antonio El Sitio, S.A.	Central generadora San Antonio El Sitio

Continuación de la tabla I.

Esi, S. A.	Generadora costa sur
General, S.A.	El recreo ii
Generadora de occidente Ltda.	Hidrocanada
Generadora del atlántico, S. A.	Generadora del atlántico vapor
Generadora del este, S. A.	Textiles del Lago 1
	Textiles del Lago 2
	Textiles del Lago 3
Generadora eléctrica del norte Ltda.	Genor
Generadora Montecristo, S. A.	Montecristo
Grupo generador de oriente, S. A.	Unidad generadora Genosa 1
	Unidad generadora Genosa 2
	Unidad generadora Genosa 3
Hidro Jumina, S. A.	El Cafetal
Hidro xacbal	Hidroxacbal
Hidroeléctrica Candelaria, S. A.	Candelaria 1
Hidroeléctrica Choloma, S. A.	Choloma
Hidroeléctrica El Cobano, S. A.	El Cobano
Hidroeléctrica Raaxha, S. A.	Hidroeléctrica Raaxha
Hidroeléctrica río Las Vacas, S.A.	Las Vacas
Hidroeléctrica Secacao, S. A.	Secacao
Hidronorte, S. A.	Rio Bobos
Hidrotama, S. A.	El Recreo
Ingenio La Unión, S. A.	La Unión
Ingenio Magdalena, S. A.	Magdalena Bloque 1
	Magdalena Bloque 3
	Magdalena Bloque 4
	Magdalena Bloque 5
Ingenio Palo Gordo	Palo Gordo
Ingenio Tulula, sociedad anónima	Tulula Bloque 1
	Tulula Bloque 4
Inversiones Atenas, S. A.	Panan
Inversiones Pasabien, S. A.	Pasabien
Jaguar Energy Guatemala Llc	Jaguar Energy
Luz y fuerza eléctrica de Guatemala, Ltda.	Tampa 1
	Tampa 2
Ortitlan, Ltda.	Ortitlan
Oxec, S. A.	Oxec
Pantaleón, S.A.	Pantaleon Bloque 1
Papeles elaborados	Poza Verde
Puerto Quetzal Power Llc	Poliwatt
	Puerto Quetzal Power
Renace, S. A.	Renace
	Renace ii
	Renace iii
Renovables de Guatemala, S. A.	Palo Viejo
San Diego, S.A.	Trinidad Bloque 3
	Trinidad Bloque 4
	Trinidad Bloque 5
Servicios CM, S. A.	Ingenio San Isidro
Tecnoguat	Matanzas
	San Isidro
Viento Blanco, S. A.	Viento Blanco
Agentes distribuidores	
Distribuidora de electricidad de occidente, S. A.	
Distribuidora de electricidad de oriente, S. A.	
Empresa eléctrica de Guatemala, S. A.	
Agentes transportistas	
Duke energy international Transco, Ltda.	

Continuación de la tabla I.

Eeb ingeniería y servicios, S.A.	
Empresa de transporte y control de energía eléctrica, Inde	
Empresa propietaria de la red, S. A.	
Redes eléctricas de Centroamérica, S. A.	
Transfosur, S. A.	
Transmisora de energía renovable, S. A.	
Transportadora de energía de Centroamérica, S. A.	
Transporte de electricidad de occidente	
Transporte de energía alternativa, S. A.	
Transportista eléctrica centroamericana, S. A.	
Grandes usuarios participantes	
Agencias J. I. Cohen	
Empresa portuaria nacional Santo Tomas de Castilla	
Guatemala de moldeados, S. A.	
Inmobiliaria La Roca, S. A.	
Instituto de recreación de los trabajadores (gusirtne0000001)	
Instituto nacional de electrificación (edificio Inde)	
Pasteurizadora foremost dairies de Guatemala, S. A.	
Puma energy Guatemala, S. A.	
Generadores distribuidos renovables	
Agrícola la entrada, S.A.	Hidroeléctrica Los Patos
Agropecuaria altorr, S. A.	Hidroeléctrica Santa Teresa
Agroprop, S. A.	Hidroeléctrica El Zambo
Aguilar, arimany, asociados consultores, S. A.	Central hidroeléctrica Pacayas
Caudales renovables S. A.	Hidroeléctrica El Conacaste
Compra de materias primas, S. A.	Cerro Vivo
Constructora S & M	Hidroeléctrica Luarca
Coralito, S. A.	Coralito
Desarrollos Las Uvitas, S. A.	Central hidroeléctrica Las Uvitas
Energía nacional, S. A.	Hidroeléctrica Los Cerros
Finca Covadonga	Hidroeléctrica Covadonga
Gas biológico, S.A.	Gas metano Gabiosa
Generadora de energía El Prado, S. A.	Central generadora El Prado
Generadora eléctrica La Paz, S. A.	Generadora eléctrica La Paz
Generadora eléctrica Las Victorias, S. A.	Hidroeléctrica Las Victorias
Hidro Concepcion, S. A.	Hidroeléctrica Concepción
Hidroaguna, S. A.	Hidroaguna, S. A.
Hidroeléctrica El Brote, S. A.	Hidroeléctrica El Brote
Hidroeléctrica El Corozo	Hidroeléctrica El Corozo
Hidroeléctrica Maxanal, S.A.	Hidroeléctrica Maxanal
Hidroeléctrica Miraflores, S.A.	Proyecto hidroeléctrica Miraflores
Hidroeléctrica Sac-Ja, S. A.	Hidroeléctrica Sac-Ja
Hidroeléctrica Samuc, S. A.	Hidroeléctrica Samuc
Hidroeléctrica Santa Anita, S.A.	Hidroeléctrica Santa Anita
Hidropower Sdmm, S. A.	Hidroeléctrica Hidropower SDMM
Hidosacpur, S. A.	Hidroeléctrica La Perla
Industrias De Biogas, S. A.	Central de biogás vertedero El Trébol
Leeverg, S.A.	Hidroeléctrica Mopá
Monte María, S. A.	Mini generadora hidráulica Monte María I y II
Oscana, S. A.	Hidroeléctrica finca Las Margaritas
Papeles elaborados	Kaplan Chapina
Proveedora de energía renovable Peña Flor, S.A.	Peña Flor
Proyectos sostenibles de Guatemala, S. A.	Hidroeléctrica Guayacán
Punta del cielo, S. A.	Pequeña central hidroeléctrica Tuto Dos
Recursos energéticos Pasac, S. A.	Hidroeléctrica Cuevamaria
Regional energética, S. A.	Hidroeléctrica El Libertador
	Hidroeléctrica El Panal

Continuación de la tabla I.

Servicios de agua La Corona, S. A.	Mini hidroeléctrica San Joaquín Ii Hidroeléctrica SAN JOSÉ
Servicios en generación, S. A.	Santa Elena
Sibo, S. A.	Central solar fotovoltaica 5mw AC de Sibó, sociedad anónima
Xolhuitz providencia, S. A.	Central GDR pequeña hidroeléctrica Ixtalito

Fuente: *Administrador del Mercado Mayorista*. http://www.amm.org.gt/portal/?page_id=17.

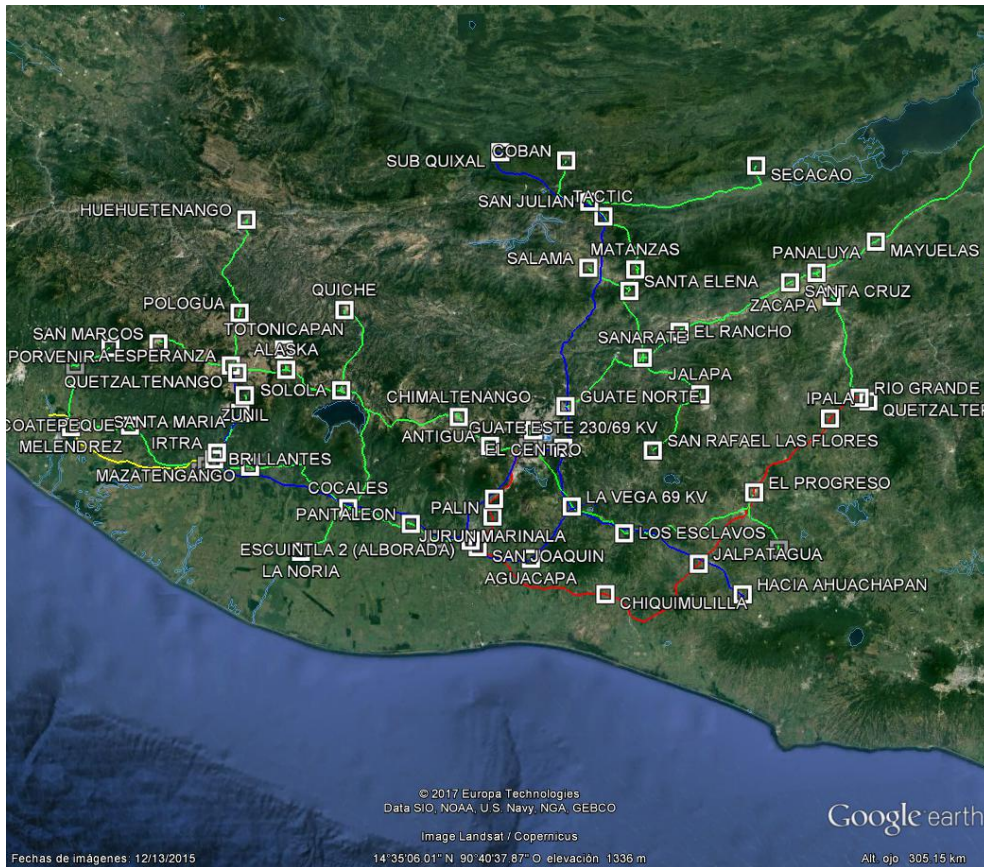
Consulta: 23 de octubre de 2017.

1.2. Topología de la red de transmisión

El sistema de red que se analizará corresponde a las líneas de transmisión en voltajes de 69 kV (subtransmisión), 138 y 230 kV (transmisión).

En el caso de la red analizada, se tomará la red de transmisión de Trelec, así como los enlaces con las subestaciones del Inde que sirven como alimentación para las líneas de 69 kV asociadas.

Figura 1. Configuración del SIN

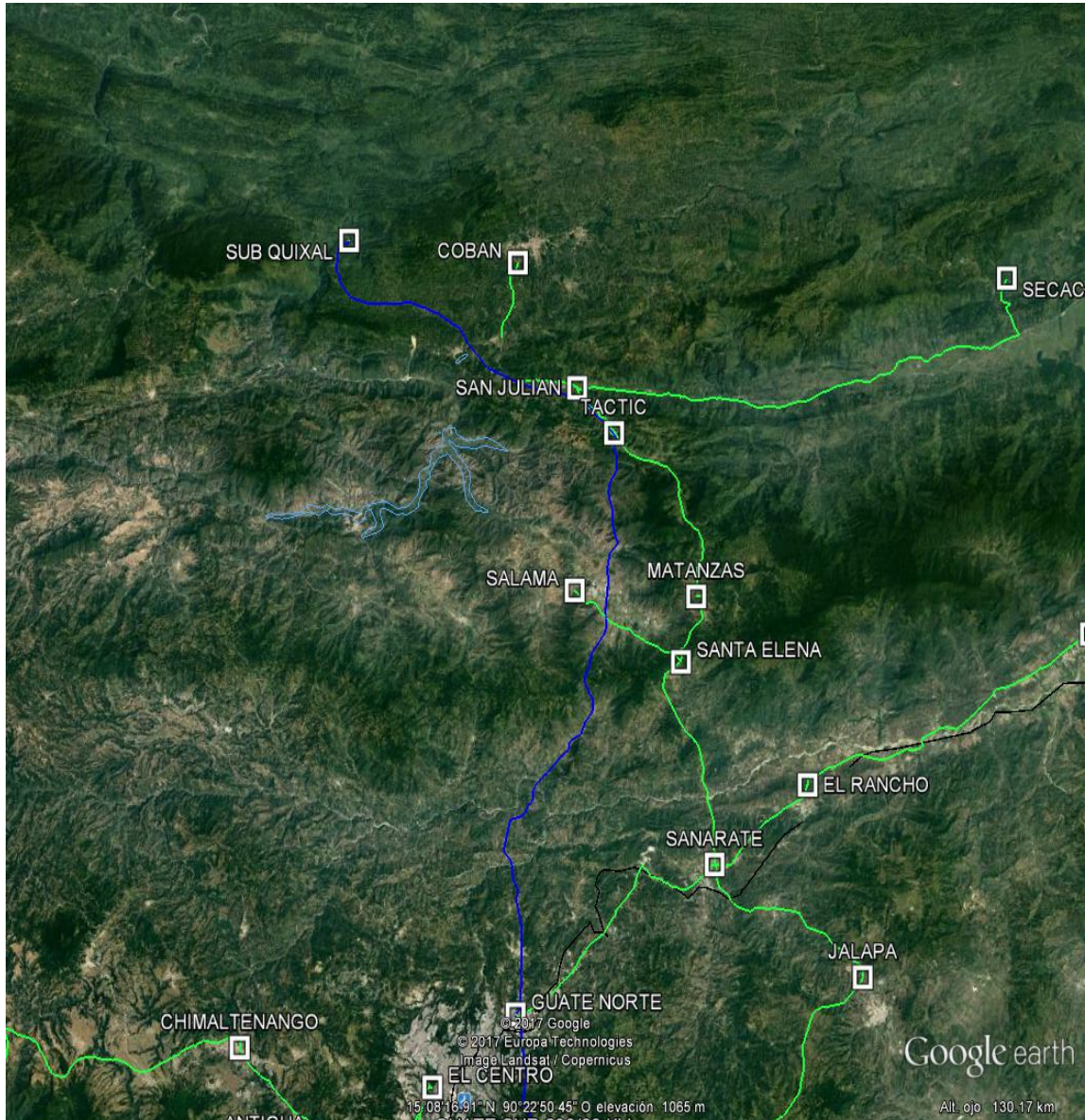


Fuente: Trelec, S. A. Departamento de Planificación y Regulación. <https://eegsa.com/Trelec-s-a/>. Consulta: 24 de octubre de 2017.

1.2.1. Red de transmisión 230 kV conectada a la línea de 69 Kv

La red principal está conformada por las líneas de transmisión de 230 kV que interconectan la hidroeléctrica de Chixoy (subestación Quixal), ubicada en el departamento de Alta Verapaz, hasta la subestación Guatemala-Norte ubicada en la zona 18 de la ciudad de Guatemala.

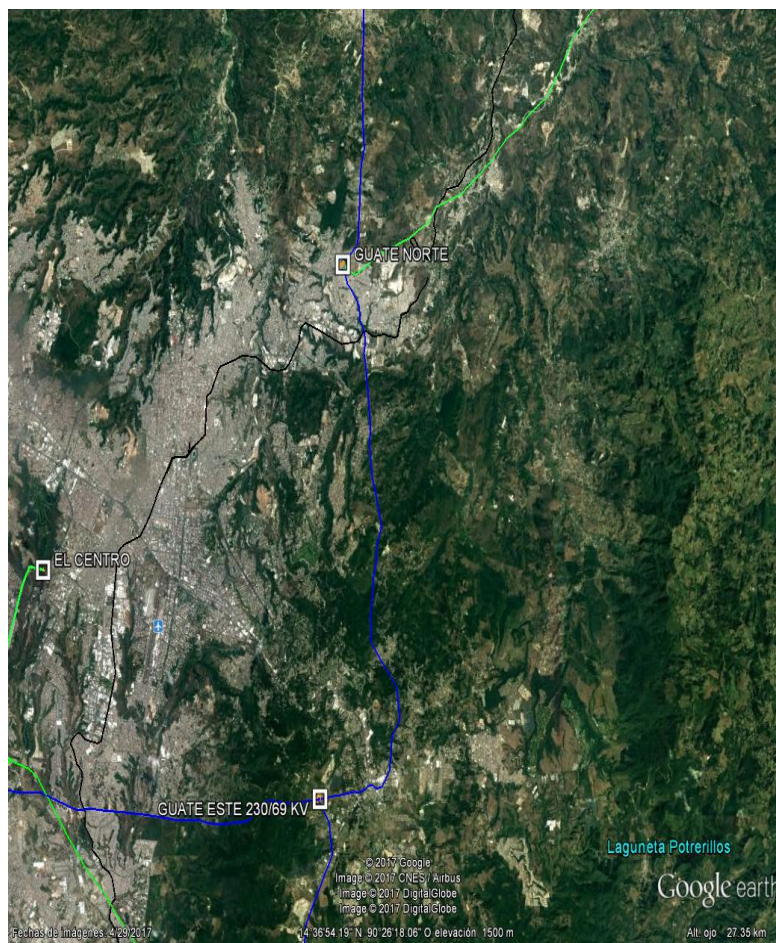
Figura 2. Alimentación en 230 kV de la subestación Guatemala-Norte



Fuente: Trelec, S. A. Departamento de Planificación y Regulación. <https://eegsa.com/Trelec-s-a/>. Consulta: 24 de octubre de 2017.

Guatemala-Norte se comunica por medio de líneas de transmisión en 230 kV hacia la subestación Guatemala-Este ubicada en la aldea Don Justo en el km 18,5 carretera El Salvador.

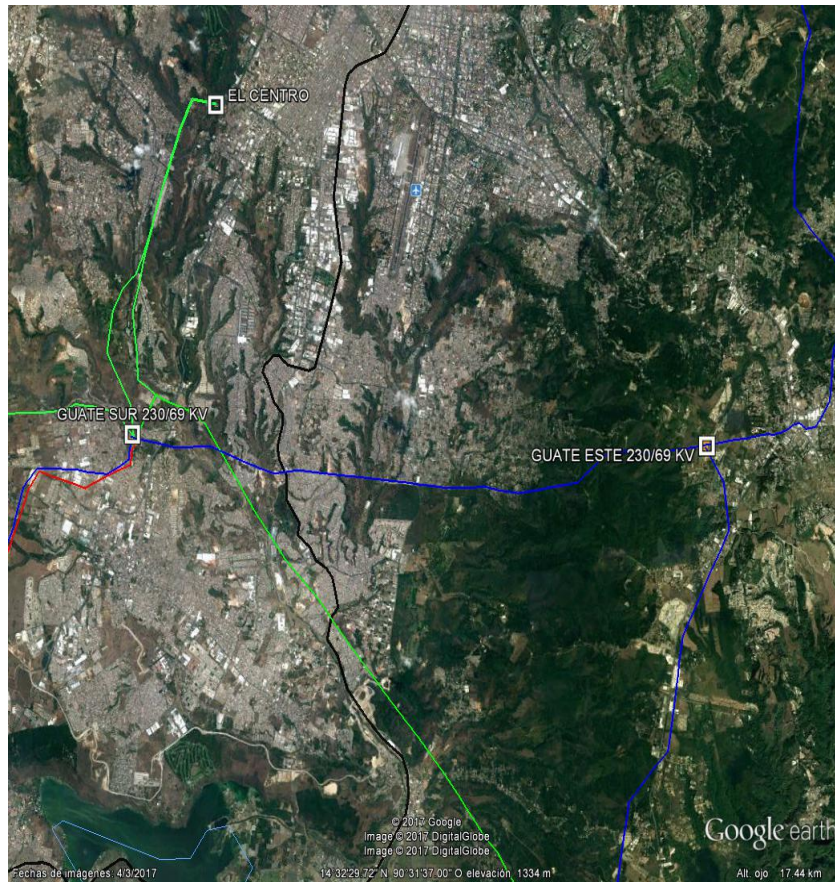
Figura 3. **Interconexión entre las subestaciones Guatemala-Norte y Guatemala-Este**



Fuente: Trelec, S. A. Departamento de Planificación y Regulación. <https://eegsa.com/Trelec-s-a/>. Consulta: 24 de octubre de 2017.

La subestación Guatemala-Este se interconecta con la subestación Guatemala-Sur ubicada en San José Villanueva.

Figura 4. **Interconexión entre las subestaciones Guatemala-Este con Guatemala-Sur**

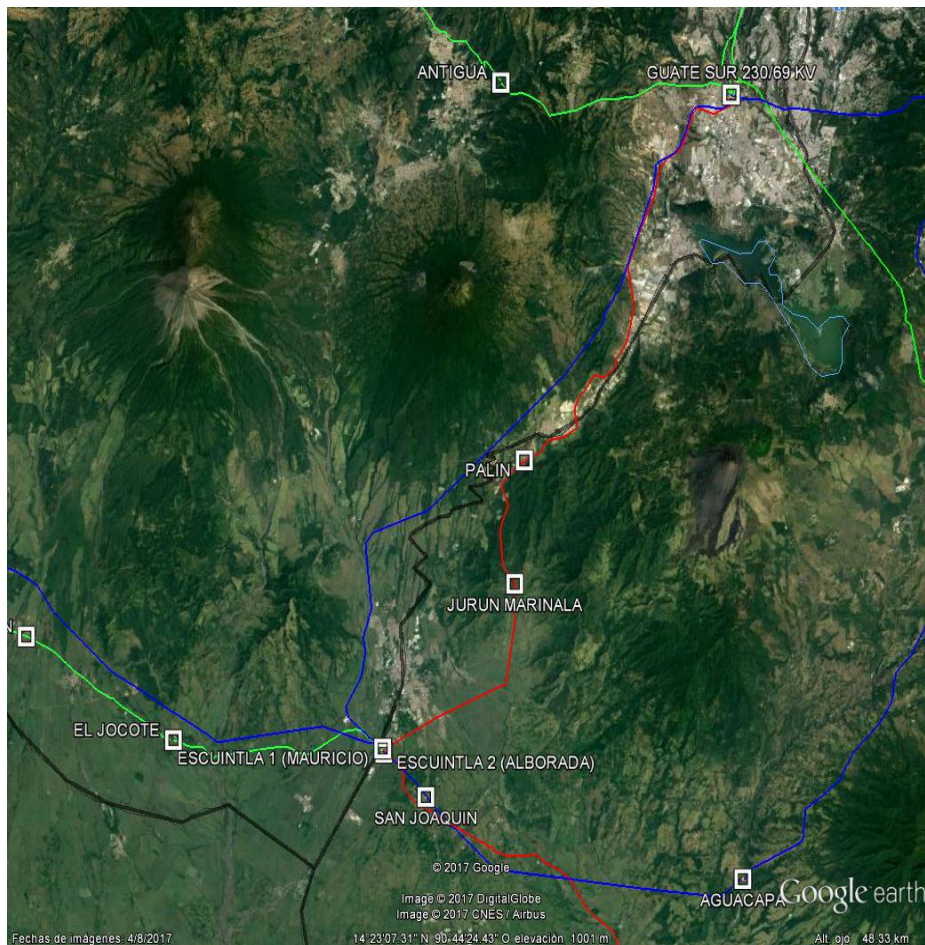


Fuente: Trelec, S. A. Departamento de Planificación y Regulación. <https://eegsa.com/Trelec-s-a/>. Consulta: 24 de octubre de 2017.

La subestación Guatemala-Sur, a su vez, está conectada con la subestación Escuintla II (antigua subestación Alborada). Esta subestación es la que alimenta todo el anillo de líneas de 69 kV que proveen de energía a las

distintas subestaciones de 69/13,8 kV de la región de la costa sur en Escuintla y Mazatenango.

Figura 5. **Interconexión entre las subestaciones Guatemala-Sur y Escuintla II**



Fuente: Trelec, S. A. Departamento de Planificación y Regulación. <https://eegsa.com/Trelec-s-a/>. Consulta: 24 de octubre de 2017.

1.2.2. Red de suministro principal para la red de 69 kV de Trelec

La red de 69 kV de Trelec está alimentada por las subestaciones del Inde que tienen transformación 230/69 kV. Las subestaciones son las siguientes:

- Guatemala norte: alimenta las subestaciones principales de maniobra como Rodríguez Briones (ubicada en carretera Salvador) y llegan a la subestación Guatemala Este del Inde, Carlos Dorión (Portales, zona 18) hasta llegar a la subestación Guadalupe (zona 14), Incienso (zona 1).
- Guatemala este: alimenta las subestaciones de maniobra Guadalupe (zona 14), Petapa (colonia Petapa, zona 12), Rodríguez Briones (carretera a El Salvador); forma así una red anillada e interconectando con las líneas provenientes de Guatemala Norte.
- Guatemala sur: alimenta las subestaciones de maniobra Santa Mónica (ubicada en San José Villanueva), El Centro (zona 11), Petapa (colonia Petapa, zona 12); forma así una red anillada e interconectando con las líneas provenientes de Guatemala Este.
- Escuintla I: alimenta a las subestaciones de maniobra ubicadas en Santa Ana (finca ingenio Santa Ana), Belem (ubicada en finca Belem en Escuintla), Palmeras (en colonia Modelo, Escuintla). Interconecta con la línea de transmisión provenientes de la subestación Palín (ubicada en Palín, Escuintla) y de la línea proveniente de la subestación San Gaspar (Antigua Guatemala).

1.2.3. Red de 69 kV de Trelec

Las subestaciones de transmisión se pueden dividir en las siguientes categorías, según la función que cumplen en el sistema:

- **Maniobra:** en estas instalaciones se cambian las configuraciones de las líneas, se transfiere carga de una línea hacia otra o se interrumpe el suministro de las líneas que están asociadas.
- **De transformación:** en estas instalaciones se cambia el nivel de voltaje, en el caso de la red analizada, se cambia de 69 kV (transmisión) hacia 13 kV (distribución). Con el fin de dividir la carga que se distribuye en los usuarios finales conectados a la red de 13,2 kV.
- **Grandes usuarios:** los usuarios conectados en 69 kV tienen una instalación que transforma el nivel de voltaje para uso de sus equipos.

Tabla II. **Ubicación de las subestaciones de Trelec**

Nombre	Dirección	Propiedad
Acacias	Km. 128 carretera a Sipacate finca las Acacias contiguo a fabrica Olmeca	Trelec
Aceros Suarez	42 calle zona 12, Ciudad de Guatemala	Ajena
Agregua	Km 29 ruta al Pacífico, Amatitlán	Ajena
Aguacapa	Pueblo Nuevo Viñas, Santa Rosa	Ajena
Alamo	San Miguel Petapa. Guatemala.	Trelec
Alborada	Carr. Ant. puerto San Jose	Ajena
Amatitlán	Calle Real al Lago, lote 0-135, Amatitlán	Trelec
Antigua	7a. calle oriente final, Antigua Guatemala	Trelec
Arrazola	Km 22 de Carretera a El Salvador	Trelec
Augusto palma	km, 9 carretera a San Pedro Ayampuc, zona 18 de Guatemala (entrada a la colonia El Rosario)	Trelec
Aurora	Calzada Atanacio Tzul y 24 calle. zona 12 de Guatemala, (frente a refinería Shell)	Trelec
Barcazas	Sin especificar dirección	Ajena
Bárceñas	1 calle y 5 avenida colonia Santa Mónica, zona 2 de Villa Nueva	Trelec
Belem	Caserío Belem, Escuintla	Trelec
Cambray	20 calle 27-75, zona 4 de Santa Catarina Pinula	Trelec
Carlos dorion	Km. 5 carretera al Atlántico, zona 17 de Guatemala (entrada por la fábrica de ladrillo INMACO)	Trelec

Continuación de la tabla II.

Casa de la moneda	Avenida Petapa y 44 calle	Ajena
Centro Médico Militar	Boulevard Centro Médico Militar, Colonia Montesano Zona 16, Guatemala	Ajena
Cervecería del sur	Colonia Modelo, Escuintla	Ajena
Ciasa	Km 154, carretera a Sipacate, Escuintla	Ajena
Ciudad quetzal	5 av. final 5-32, zona 3 de San Juan Sacatepéquez, Ciudad Gótica	Trelec
Ciudad vieja	7 calle 4-61 zona 10 de Guatemala	Trelec
Cocales ii	Cocales, Km 105 carretera ca-9 Departamento de Mazatenango.	Ajena
Colgate	Calz Atanasio Tzul 49-65, Guatemala	Ajena
Concepción	Caserío Concepción, Escuintla	Ajena
Corfina	Sin especificar dirección	Ajena
Costa linda	Aldea Costa Linda, Escuintla	Trelec
Denimatrix	Sin especificar dirección	Ajena
Duke	Carr. entre pto. Quetzal y pto. San José	Ajena
El Centro	32 calle final diagonal 17, Las Charcas zona 11 de Guatemala	Trelec
El Sauce	Km. 33,5 al Pacífico col. Los Sauces	Trelec
El Sitio	Avenida El Cementerio 18-83, zona 3 de Guatemala	Trelec
E.P.Q.	Sin especificar dirección	Ajena
Frisa	Sin especificar dirección	Ajena
Generación Laguna (duke)	Sin especificar dirección	Ajena
Genosa	Sin especificar dirección	Ajena
Gerona	Avenida del ferrocarril y 14 calle, zona 1 de Guatemala.	Trelec
Guadalupe	14 avenida final zona 14 de Guatemala, (contiguo al cementerio Villa de Guadalupe)	Trelec
Guarda	Calzada Aguilar Batres y 6 calle, zona 11 de Guatemala	Trelec
Guate-este	Colonia Los diamantes. Carretera a El Salvador.	Ajena
Guate-norte	Colonia Las ilusiones z.18	Ajena
Guate-sur	Entrada de San José Villanueva, Villa Nueva.	Ajena
Hector flores	12 calle final y 26 avenida, zona 18 de Guatemala, col. El Paraíso II (frente a clínica Periférica)	Trelec
Hincapie	Avenida Hincapié y 28 calle, zona 13 de Guatemala	Trelec
Hiperpaiz	Anillo periférico y calz. Roosevelt	Ajena
Imperialtex	Calzada Roosevelt 34-21 zona 11, ciudad de Guatemala	Ajena
Incienso	Anillo periférico y 31 Calle, Zona 7 de Guatemala. (a la par del puente El Inciense)	Trelec
Ingenio Santa Ana	Km. 64.5 carretera a Santa Lucía Cotzumalguapa, finca Interior Cerritos, departamento de Escuintla.	Ajena
Inhsa	Calz. Atanasio Tzul, 33 calle zona 12.	Ajena
Inyectores plásticos, S.A.	Km.18.5 carretera a Mayan Golf, zona 4 de Villa Nueva	Ajena
Iztapa	carretera a Iztapa, Escuintla	Trelec
Jocote	Sin especificar dirección	Ajena
Kaminal	25 avenida y 4 calle, zona 11 de Guatemala, (entre calzada Roosevelt y anillo periférico)	Trelec
Kerns	CA-9 Norte (ruta al Atlántico) 9-60, zona 17	Ajena
La Castellana	8 av. 29-51, zona 8 de Guatemala	Trelec
La Chacara	Km. 40 carretera a Antigua Guatemala, aldea San Juan Gascon	Trelec
La Libertad	Municipio de Villa Nueva, Guatemala	Ajena
La Mariposa	Calzada Aguilar Batres , zona 12 Guatemala	Ajena
La Roca	Diagonal 30, Boulevard San Rafael 20-01 zona 18 Ciudad Guatemala, C.A	Ajena
La Unión	Sin especificar dirección	Ajena
Laguna	Carr. Vuelta al lago, Amatitlán	Ajena
Las Flores	Km. 18 carretera a San Juan Sac. 1 avenida Villa Victoria, zona 6 de Mixco	Trelec
Las Vacas	Río Las Vacas	Ajena
Liztex	Sin especificar dirección	Ajena

Continuación de la tabla II.

Llano Largo	Km. 16 ruta al Atlántico, zona 17 de Guatemala, colonia Pinares de llano.	Trelec
Los Lirios	Km 70 carr. a Masagua, Escuintla	Trelec
Luis Nimatuj	42 calle y 13 avenida, zona 6 de Chinautla, colonia San Julián Nueva Chinautla.	Trelec
Madre Tierra	Sin especificar dirección	Ajena
Magdalena	Sin especificar dirección	Ajena
Marinala	Sin especificar dirección	Ajena
Mauricio	Sin especificar dirección	Ajena
Mayan Golf	16 avenida, km.18.5 carretera a Mayan Golf, zona 4 de Villa Nueva	Trelec
Milagro	Caserío el Milagro, Escuintla	Trelec
Minerva	Manzana. B lotes 4,5,6,7,8,y 9 Planes de Minerva 6, Zona 11de Mixco	Trelec
Miriam	Aldea Miriam, Santa Lucía Cotzumalguapa Escuintla.	Trelec
Mixco	6 calle 1-19, zona 1 de Mixco. (frente al Cementerio)	Trelec
Monte María	1 avenida y 44 calle Colonia Monte María, zona 12 de Villa Nueva	Trelec
Montecristo	Carretera a San Jose Pinula, salida a Palencia (frente a lotificación Montecristo)	Trelec
Montserrat	2 avenida B y 11 calle, zona 4 de Mixco	Trelec
Naranja	Sin especificar dirección	Trelec
Nestle	Carretera a Ciudad Vieja	Ajena
Norte	11 avenida y 20 calle, zona 2 de Guatemala (interior del Parque Tecun Uman)	Trelec
Novella	Interior Planta Cementos Progreso, zona 6 Ciudad de Guatemala	Ajena
Obispo	Entrada por el km. 88.5 carretera a La Democracia, (frente a finca Melrose)	Ajena
Ojo de agua	Sin especificar dirección	Ajena
Olefinas	Sin especificar dirección	Ajena
Olmecca	Sin especificar dirección	Ajena
P. Bombeo atlántico	Sin especificar dirección	Ajena
P. Bombeo hincapié	Sin especificar dirección	Ajena
Pacífico	Sin especificar dirección	Ajena
Palin	Sin especificar dirección	Trelec
Palmeras	A 1 Km, de la carretera Escuintla - Antigua Guatemala, (frente a lotificacio prados del sur)	Trelec
Pamplona	Sin especificar dirección	Trelec
Pantaleon	Sin especificar dirección	Ajena
Papi strachan	Diagonal 17 28-40, zona 11 de Guatemala. (a la par de Novicentro)	Trelec
Petapa	17 Avenida 49-58, zona 12 de Guatemala. (final avenida Petapa)	Trelec
Pl. Bombeo zapote	Final Finca El Zapote, zona 2, Ciudad de Guatemala	Ajena
Planta san jose	Km 80. Autopista a Puerto San José, Escuintla	Ajena
Poli productos	Sin especificar dirección	Ajena
Polytec	Sin especificar dirección	Ajena
Portuaria	Km. 103 carretera Iztapa (contiguo a Compania ENRON)	Trelec
Proceres	Boulevard Los Proceres y 12 avenida A, zona 10 de Guatemala	Trelec
Puerto quetzal	Sin especificar dirección	Trelec
Quixal	Sin especificar dirección	Ajena
Rodríguez briones	Km. 15 carretera al El Salvador, (Puerta Parada)	Trelec
Roosevelt	14 avenida D 10 Calle Lomas de Cotio, zona 3 de Mixco	Trelec
Sacos agrícolas	Sin especificar dirección	Ajena
Salto	Sin especificar dirección	Ajena
Samboro	Sin especificar dirección	Ajena
San Cristóbal	Lote 25 manzana D S-1 Granjas San Cristobal, Ciudad San Cristobal, zona 8 de Mixco	Trelec
San diego	Sin especificar dirección	Trelec
San Gaspar	Ald. Sn Gaspar vivar contiguo plazuela ant. G.	Trelec
San isidro	13 calle y 25 Ave, zona 16 de Guatemala (finca San Isidro)	Trelec

Continuación de la tabla II.

San José	Avenida del Comercio y 2 calle, Puerto de San Jose, Escuintla. (entrada a Barrio PeNate)	Trelec
San Juan de Dios	Avenida Elena y 9 calle "A", zona 1 de Guatemala	Trelec
San Juan Sacatepéquez	Km. 31,9 carretera a San Raymundo L-8, San Juan Sacatepéquez	Trelec
San Lucas	Km. 28,5 cantón Reforma, San Lucas Sacatepéquez. (contiguo a Granja Iber Flor)	Trelec
San Miguel Petapa	1a. Av. 4-96, zona 1 de San Miguel Petapa (Granja Gerona No. 2)	Trelec
Santa Ana	Sin especificar dirección	Trelec
Santa Lucía	Km. 85 Carretera C A-2, (frente al Ingenio Pantaleón)	Trelec
Santa María Cauque	Sin especificar dirección	Trelec
Santa María Marques	Km. 56 carretera vieja Palin - Escuintla.	Trelec
Santa Mónica	Ubicada en la entrada de San José Villa Nueva. Villa Nueva.	Trelec
Sidegua	Sin especificar dirección	Ajena
Suprema	Sin especificar dirección	Ajena
Tcae	Sin especificar dirección	Ajena
T.c.q.	Sin especificar dirección	Ajena
Tex. del lago 1.2 y electro generación	Sin especificar dirección	Ajena
Tex. del lago bloque 3	Sin especificar dirección	Ajena
Texsesa	Ubicada en el kilómetro 16 carretera a San José Pinula	Ajena
Tikal Futura	Calz. Roosevelt 23 av. z.11	Ajena
Tinco	18 calle y 13 avenida, Zona 7 de Mixco, Colonia San Ignacio	Trelec
Vigua	Ubicada en avenida Petapa entre 24 y 25 calle.	Ajena
Villa Lobos	18 avenida y 22 calle, zona 12 de Guatemala, Colonia Villa Lobos	Trelec
Villa Nueva	3a. calle 0-69, zona 1 de Villa Nueva	Trelec
Young Shin	km. 45 carr. vieja al pacífico	Ajena
Zapote	Ubicada en finca El Zapote, zona 2 de ciudad de Guatemala	Ajena

Fuente: Trelec, S. A. Departamento de Planificación y Regulación. <https://eegsa.com/Trelec-s-a/>. Consulta: 24 de octubre de 2017.

Las subestaciones anteriormente mencionadas son las encargadas de enlazar las subestaciones de transformación, los grandes usuarios y los generadores en la red de transmisión de 69 kV. Las direcciones indicadas dan una idea de la amplitud de la región que abarcan dichas subestaciones para alimentar circuitos de usuarios finales ubicados a lo largo de toda la región de Guatemala, Escuintla y Sacatepéquez.

La red de transmisión instalada para interconectar las subestaciones indicadas en la tabla anterior comprende las líneas de transmisión en 69 kV y algunas de 230 kV siguientes:

Tabla III. Líneas de transmisión de Trelec

Correlativo	Nombre de la línea	Longitud (km)
1	Línea Miriam-Santa Lucía 1-Pantaleón	9
2	Línea 4 Milagro-Acacias, Incluye Ciasa	23
3	Línea 4 Obispo-Milagro	11,7
4	Línea 4 Miriam-Cocales, Incluye Madre Tierra e Hidro Aguná	27,2
5	Línea 4 Miriam-Santa Lucía	4,1
6	Línea 4 Santa Lucía-Pantaleón	1,2
7	Línea 4 Santa Ana-Obispo	14,9
8	Línea 4 Obispo-Miriam, doble circuito	18,3
9	Línea 3 Escuintla-Palmeras	7,6
10	Línea Centro Guatemala 5 y 6-Incienso, Incluye Naranjo, Hiper Paiz	15,8
11	Línea Inciense San Juan de Dios	2,1
12	Línea Pamplona-Aurora	2,5
13	Línea Hincapié-Planta de Bombeo Hincapie	1
14	Línea Castellana-Pamplona	1,5
15	Línea Centro Guatemala 2 y 3-Inciense, Incluye Kaminal, Der. Sitio (600585-86)	17,7
16	Línea Centro Guatemala 6-Der. Mixco (600024)-Mixco	4,7
17	Línea Centro Guatemala 1-Inciense, Incluye San Juan de Dios, Papistrachan, Guarda, Castellana, Sitio	10,7
18	Línea Guate Norte 2 y 3, Der. Incinate (600963)-Inciense, Incluye Luis Nimatuj, Planta de bombeo Zapote, Incluye Interconexión GNG6 en IA 1016 (601316)	23,6
19	Línea Guate Norte Guatemala 6, Guate Norte-Inciense, Incluye Norte, Novella, Zapote, Interconexión GNG2 en IA 1016 (601316)	15
20	Línea Guate Norte 2 y 3, Guate Norte-Der. Incinate (600963), Incluye Augusto Palma	6,6
21	Línea Guate Norte Guadalupe 1 y 2-Rodríguez Briones, Der. Dorión (600367)-InterconexiónGNG2y3(600987), Incluye Centro Medico Militar y San Isidro	34,4
22	Línea Guate Norte 2 y 3, Der. Incinate (600963)-Dorión, Incluye Kerns	9,5
23	Línea 5 Puerto Quetzal-Portuaria, Incluye EPQ	2,2
24	Línea 5 Puerto San José-Puerto Quetzal (TCQ), incluye Duke	3
25	Línea 230kVSanJosé-Pacífico-Escuintla2	20,2
26	Línea Milagro-Puerto de San José. Incluye derivación Magdalena	45,4
27	Línea 3 Palmeras-Concepción	3
28	Línea 3 Palmeras-Santa María Márquez	1,8
29	Línea 3 Concepción-Santa María Márquez	3
30	Línea 5 Portuaria-Iztapa	6,9
31	Línea Miriam-La Unión	8,6
32	Línea 3 Palmeras-Cervecería del Sur	0,7
33	Línea 3 Santa María Márquez-Palín	12,4
34	Línea 5 Los Lirios-Genosa	28,5
35	Línea 4 Escuintla1-Santa Ana	8,6
36	Línea 4 Santa Ana-Los Lirios	4,9
37	Línea 5Escuintla-LosLirios	8,1
38	Línea 4 Santa Ana-Generadora Santa Ana	1
39	Línea 5 Genosa-Puerto San José	4,6
40	Línea 230kVBarcazas-Escuintla2	45,4
41	Línea Laguna-San Miguel Petapa	12,4
42	Línea Laguna-Santa Mónica 1 y 2, Incluye Amatitlán.	26,3
43	Línea Villa Lobos-Petapa	3
44	Línea Laguna-Lagotex Bloque 1 y 2, Incluye Agregua y Alinsa	8,6
45	Línea Santa Mónica-San Miguel Petapa, Incluye Imperialtex, Samboro, Frisa, Mayan Golf	13,4
46	Línea Santa Mónica-Centro 1 y 2, Incluye San Cristóbal	22,6
47	Línea Guate Sur-Villalobos	3,7
48	Línea Palín Sauce	9,4
49	Línea Centro-Mixco	6
50	Línea Guate Sur-Santa Mónica1	2,1
51	Línea Santa Mónica-Interconexión Laguna-Santa Mónica (P601799). Incluye Bárcenas, Villa Nueva, Polytec, Poliproducos, Olefinas.	5,4
52	Línea Mayan Golf-La Libertad	0,8
53	Línea San Miguel Petapa-Álamo	3,8
54	Línea Guate Sur-Santa Mónica	2,6
55	Línea Centro Guatemala 4-Papistrachan	0,6
56	Línea Laguna-Sauce, Incluye Bloque 3 Lagotex	9,9
57	Línea San Miguel Petapa-Petapa, Incluye Derivación Álamo, Ojo de Agua, Inyectores Plásticos, Colgate	13,7
58	Línea Guate Sur-Petapa	5,6

Continuación de la tabla III.

59	Línea Centro Guatemala 1 (P605323)-Petapa. Incluye Aurora, INHSA, Aceros Suarez, Casa de la Moneda, Vigua	7,7
60	Línea Villa Lobos-Monte María, Incluye La Mariposa	3,9
61	Línea Hincapie-Petapa	3,6
62	Línea Guate Este-Guadalupe	7,5
63	Línea Guadalupe-Hincapie	3,7
64	Línea Rodríguez Briones-Guadalupe, Incluye Cambray	9,5
65	Línea Guate Este 3-Rodríguez Briones. Incluye Olmeca, Montecristo, Arrazola	18,1
66	Línea Guate Este 1 y 2-Rodríguez Briones,	5,3
67	Línea Guate Norte Guatemala 5, Guate Norte-Llano Largo, Incluye La Roca, Hector Flores y Planta de Bombeo El Atlántico.	8,5
68	Línea Dorión-Guadalupe, Incluye Gerona, Ciudad Vieja y Próceres	12
69	Línea Guate Este-Petapa	12,7
70	Línea 3 San Gaspar-Antigua	3,5
71	Línea San Lucas-La Chácara	9,6
72	Línea Monserrat-San Juan Sacatepéquez, Incluye Ciudad Quetzal	18,4
73	Línea 3 Palín-San Gaspar	18,9
74	Línea 3 San Gaspar-Antigua 2, Incluye Sacos Agrícolas, Nestlé	4,6
75	Línea Mixco-San Lucas	8,5
76	Línea San Lucas-Santa María Cauque	11,1
77	Línea Tinco-Liztex	0,9
78	Línea Mixco-Tinco	1,4
79	Línea Tinco-Las Flores	2,4
80	Línea La Chácara-Antigua, Incluye Corfina	2,2
81	Línea Centro Guatemala 5, Derivación Monserrat-Monserrat, Incluye Roosevelt y Koramsa	11,2
	Total	805 km

Fuente: Trelec, S. A. Unidad de Mantenimiento de Líneas. <https://eegsa.com/Trelec-s-a/>.

Consulta: 24 de octubre de 2017.

1.3. Entes reguladores del sector eléctrico en Guatemala

El marco legal establecido por la *Ley general de la electricidad* fue promulgado en noviembre de 1996. Un año después se emitió el *Reglamento de la ley general de electricidad* y el *Reglamento del administrador del mercado mayorista*, un año después. A partir de entonces, se han emitido normas técnicas que comprenden el marco regulatorio del mercado.

- *Normas de estudios de acceso al sistema de transporte (NEAST).*
- *Normas técnicas de acceso y uso de la capacidad de transporte (NTAUCT).*

- *Normas técnicas del servicio de distribución (NTSD).*
- *Normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución (NTDOID).*
- *Normas técnicas de diseño y operación del servicio de transporte de energía eléctrica (NTDOST).*
- *Normas técnicas de calidad del servicio de transporte y sanciones (NTCSTS).*
- *Normas técnicas de seguridad de presas (NSP).*
- *Normas técnicas para la expansión del sistema de transmisión (NTT).*

La *Ley general de la electricidad* da libertad de generación, siempre cumple con los requisitos establecidos por el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales seguridad industrial y las leyes vigentes en Guatemala. En cambio, el transporte y la distribución son regulados y sujetos a la disposición de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

1.3.1. Ministerio de Energía y Minas

Es el ente estatal que crea y rige las políticas del Estado que se aplican al sector eléctrico.

Según el artículo 125 de la *Constitución Política de la República de Guatemala*. Al Ministerio de Energía y Minas le corresponde la explotación de recursos naturales no renovables. Así como le compete la explotación técnica y

racional de hidrocarburos, minerales y recursos naturales que sean de utilidad y necesidad públicas.

Según el artículo 129 de la *Constitución Política de la República de Guatemala*. Al Ministerio de Energía y Minas también le corresponde elaborar planes para buscar la electrificación del país, esto basándose en planes formulados por el Estado y las municipalidades, donde podrán participar también la iniciativa privada.

La *Ley del Organismo Ejecutivo* en el Decreto 114-97, establece que el ministerio de energía y minas debe atender lo relativo al régimen jurídico aplicable a la producción, distribución y comercialización de la energía e hidrocarburos, así como los recursos que deriven de la minería.

1.3.2. Administrador del Mercado Mayorista

Es un ente privado que coordina y despacha el SEI, el establecimiento de los precios de corto plazo en el mercado, así como las transacciones del mercado mayorista. Este ente también controla la operación del sistema interconectado, así como las interacciones de los distintos entes y participantes del sistema.

La Ley general de electricidad, en el Decreto No. 93-96 y su reglamento en el acuerdo Gubernativo No. 256-97. En el artículo 44, instauró la creación del Administrador del Mercado Mayorista, una entidad privada, no lucrativa que constituye las siguientes funciones:

- Coordinación de operación entre las líneas de transporte, generadores, interconexiones y enlaces internacionales, con el fin de operar al mínimo costo las interacciones del mercado mayorista.
- Definir precios de mercado para las transferencias de energía entre los participantes del mercado.
- Asegurar la confiabilidad y el abastecimiento de energía eléctrica en Guatemala.
- Garantizar la seguridad del sistema nacional interconectado (SIN) de energía eléctrica y suministro, así como minimizar costos mayoristas en el mercado de oportunidad.
- Analizar la programación eficiente del mercado mayorista y del SIN.
- Realizar la valoración de las transacciones, pagos cobros a los agentes involucrados de manera transparente.
- Operar y administrar el SIN con objetividad y transparencia dentro de las reglamentaciones del mercado mayorista.
- Velar por la obtención de la máxima eficiencia del uso de los recursos.

El centro de operación del SNI está focalizado en las instalaciones del AMM. Desde ese centro de control se coordina el funcionamiento de todo el sistema, conforme a los flujos de carga a lo largo de la curva horaria. Se tiene la visualización del sistema y las interacciones entre participantes a través de un

sistema de comunicaciones *supervisory control and data acquisition* SCADA, lo que hace visualizar en tiempo real el funcionamiento del sistema.

2. INTERRUPCIÓN Y SECCIONAMIENTO EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN 69 KV

Las líneas de 69 kV necesitan tener puntos de seccionamiento a lo largo de su longitud, así como en los nodos. Para redireccionar los flujos de carga a través de la red, es necesario realizar maniobras de apertura y cierre a través de las líneas de transmisión cuando se solicitan descargos por trabajos de mantenimiento o emergencias.

2.1. Seccionador convencional

El seccionador consta de aislamiento por aire, no tiene cámara seccionadora y deben ser operados manualmente en sitio o vía remota con adaptaciones. Estos seccionadores actualmente están en desuso ya que no poseen cámara seccionadora y tienden a perder calibración con el tiempo. Estos seccionadores son de dos tipos principales.

Se clasifican por su constitución física en tangente y de ángulo.

2.1.1. Seccionador en tangente

Están provistos de dos brazos que se accionan y separan al mismo tiempo. La línea está rematada al cuerpo del seccionador de ambos lados. El seccionador consta de una cadena de remate que sostiene la línea de transmisión en ambas caras de este.

Figura 6. **Seccionador en tangente montado en poste**



Fuente: elaboración propia.

2.1.2. Seccionador de ángulo

Están constituidos por una cadena horizontal y una cadena vertical de aisladores, ambas rígidas que permiten el movimiento longitudinal de la cadena de aislador vertical. La cadena horizontal solo sirve para rematar la línea de transmisión y transmitir la energía mecánica del movimiento hacia la estructura que sostiene el seccionador.

Figura 7. **Seccionador de ángulo montado en poste**



Fuente: elaboración propia.

2.2. Seccionador de línea con cámara de extinción de arco

Los seccionadores de línea son elementos instalados en poste que ayudan a operar la línea bajo ciertas condiciones de carga.

Estos seccionadores constan con aislamiento por aire, tiene cámara seccionadora y puede ser operado vía remota o manual. Debe ser instalado en poste y puede ser comunicado y operado vía SCADA o con remota. En la actualidad hay un porcentaje pequeño de seccionadores instalados en varios puntos de la red de 69 kV.

Consta de los siguientes elementos:

- Seccionamiento en aire
- Sensores de voltaje y corriente

- Accionamiento por moto-operador
- Gabinete de control y comunicaciones
- Seccionadores para abrir con carga

Estos seccionadores constan de las siguientes características:

- Puede ser de una, dos o tres vías. En el caso de la red de 69 kV de Trelec, solo se encuentran instalados seccionadores de una vía.
- Su operación puede ser manual, telecontrolada o a través de fibra óptica.
- La comunicación del seccionador puede ser por radio o por fibra óptica.

Figura 8. **Seccionador de una vía con cámara de extinción de arco instalado en poste**



Fuente: elaboración propia.

Figura 9. **Seccionador de una vía con cámara de extinción de arco instalado en poste**



Fuente: elaboración propia.

2.3. Análisis del seccionamiento actual en la red de 69 kV de Trelec

En la actualidad, en la red de Trelec en 69 kV, hay instalados ambos tipos de seccionador; el seccionador convencional es el más utilizado con un porcentaje aproximado de 65 % del total de seccionadores de línea sobre la red de transmisión. Este tipo de seccionamiento presentan los siguientes inconvenientes:

- No pueden operar con carga: la línea de transmisión debe estar totalmente sin carga o con poca carga para que el seccionador pueda operar sin riesgo de daño interno en sus partes ya que estos tienen un amperaje máximo de operación muy pequeño para maniobrarlos con un amperaje nominal.

- Operación en sitio: la mayoría de estos equipos están montados en poste y deben ser operados manualmente por un operador que se arriesga al arco producido por el voltaje residual que queda sobre la línea que, aunque esté sin energía, aún puede tener la suficiente carga residual que provoque un arco con la intensidad suficiente para que el rompecargas no lo extinga. La operación en sitio también conlleva el inconveniente de problema de acceso a la estructura donde se encuentra instalado el seccionador. Los problemas principales se describen a continuación:
 - Dificultad de acceso a operadores.

 - Dificultad de maniobra y aumento de tiempos de restauración del servicio.

 - Vulnerabilidad de la integridad de equipos sobre la red debido a vandalismo (robo de piezas, sabotaje, etc.).

 - Exposición de operadores a vandalismo debido a que las contingencias pueden ocurrir en cualquier horario y la red de transmisión y por consiguiente los seccionadores están ubicados a lo largo de toda la región, esto incluye zonas rojas con alta incidencia de asaltos o crímenes.

- Modelos obsoletos: los actuales seccionadores que están instalados sobre la red de Trelec han estado instalados por alrededor de 15 años como mínimo; por lo tanto, han sido sustituidos por nuevos modelos y para los que están instalados sobre la red ya no se cuenta con repuestos de fábrica, todas las piezas de reparación deben ser hechas por un taller artesanal y esto disminuye la confiabilidad de dichos equipos. Ya que estos seccionadores cuentan con aislamiento de porcelana, al dañarse este aislamiento por vandalismo o descargas que rompen cadenas, la sustitución de dicha pieza es demasiado costoso y se debe sacar de operación la línea.
- Gran probabilidad de accidente: esto se refiere a que el operador del centro de control que autoriza la maniobra en campo al operador local que ejecuta dicha maniobra, adquiere responsabilidad total de lo que pueda pasar en campo si la maniobra no debía autorizarse ni realizarse. Esto ha causado varios accidentes donde se abre el seccionador con carga, y el metal del seccionador se derrite y cae sobre el cuerpo del operador que está debajo de la estructura donde se encuentra instalado dicho seccionador.
- Frecuencia de mantenimiento: los seccionadores convencionales requieren de constante calibración y lubricación para garantizar la maniobrabilidad de la red en la operación normal o en situaciones de contingencias. Las partes móviles deben estar en óptimo estado para garantizar la operatividad de dicho elemento.
- Fiabilidad del seccionamiento: los seccionadores convencionales dependen en parte de la pericia del operador que realiza la maniobra, esto debido a que la fuerza con la que el elemento cuchilla (macho)

ingresa en el elemento receptor (hembra) es proporcional a la fuerza de la persona. Esto se traduce en que una mala operación del seccionador puede desencadenar una mala conexión eléctrica y por consiguiente un punto caliente que a su vez puede causar una falla abrupta en el suministro.

Figura 10. **Polo de seccionador convencional retirado de la red**



Fuente: Elaboración propia.

2.3.1. Normativa vigente para seccionamiento en líneas aéreas

La normativa vigente para seccionamiento y cualquier equipo instalado en las líneas aéreas en Guatemala debe cumplir con las normas dispuestas por la CNEE para la correcta operación de dichos equipos.

En el capítulo I y artículo 14 de las NTDOID, se indica que los seccionadores instalados sobre línea aérea deben cumplir con lo siguiente:

- Accesibilidad: las conexiones, las derivaciones y el equipo eléctrico instalado en líneas aéreas deben estar dispuestos de tal forma que sean accesibles en todo momento al distribuidor o personal autorizado para trabajar.
- Indicación de posición de operación: los interruptores, cortacircuitos, seccionadores, etc., deben indicar de forma clara su posición de estado 'abierto' o 'cerrado' ya sea que se encuentren dentro de gabinetes o instalados al descubierto.
- Fijación de operación: con la finalidad de evitar operaciones indeseadas, los interruptores, seccionadores, etc., deberán estar provistos de mecanismos de seguridad que permitan asegurar su posición de 'abierto' o 'cerrado'.

También, en el capítulo I y artículo 24 de las NTDOID, que trata acerca de seccionamiento en subestaciones, indica lo siguiente acerca de seccionamiento en las líneas de alimentación:

- Se deberá instalar un interruptor que pueda operarse manualmente, en forma local o remota.
 - En algún punto conveniente de la alimentación a equipo eléctrico importante.
 - En el punto de alimentación de cada uno de los circuitos alimentadores.

- En la entrada de subestaciones de usuarios en el punto de conexión del sistema suministrador.
- Como medio de protección.

2.3.2. Importancia del seccionamiento en líneas de 69 kV

Los seccionadores instalados en las líneas de 69 kV cumplen con las siguientes funciones a la red.

- **Maniobrabilidad:** la red de transmisión adquiere mayor capacidad de maniobra dinámica para la operación de transferencia de carga en su operación normal. Así mismo, es más fácil manejar los descargos (suspensión del suministro eléctrico) solicitados por los agentes del mercado por motivos de mantenimiento o fallas en sus equipos.
- **Selectividad:** los seccionadores instalados en puntos donde la línea eléctrica tiene historial de fallas recurrentes permiten aislar el tramo fallado con mayor facilidad.
- **Seguridad:** los seccionadores dan un punto de maniobra seguro para el personal que realiza maniobras, también, para los operadores en remoto, ya que la constitución constructiva de dichos equipos contempla factores de seguridad para dicha operación.
- **Mejora de los índices de calidad:** al tener puntos de seccionamiento y mejorar la maniobrabilidad del sistema, los indicadores de calidad de servicio técnico se ven mejorados, esto se debe a que una falla puede

fácilmente seccionarse y así disminuir al mínimo el número de clientes afectados, la duración total de la falla y la energía no suministrada.

2.4. Seccionadores de tres vías con cámara de extinción de arco

Los seccionadores inteligentes de tres vías básicamente son tres seccionadores monopolares instalados en la misma estructura homopolar.

El sistema de seccionamiento inteligente utiliza tecnología de detección, seccionamiento con motor, control micro procesado y mando a distancia para mejorar la continuidad del servicio eléctrico en tensiones de 34,5 hasta 230 kV y corrientes de 600 a 3 000 amperios. Su instalación puede ser fase sobre fase u horizontal, dependiendo de las condiciones que se necesite instalar dicho seccionador. El montaje es adaptable también sobre diferentes tipos de estructuras.

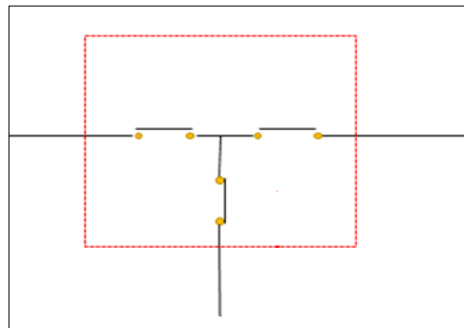
El seccionador está directamente conectado al mecanismo de operación a través de los aisladores rotativos, tubo de interfaz, brazos de palanca y manivelas.

El mecanismo de control está diseñado para transmitir de forma eficiente la fuerza operativa al aislador rotativo para que al abrirse o cerrarse, se haga de manera sutil con movimiento continuo y mínimo esfuerzo de operación.

Todos los elementos que conforman al seccionador son instalables en una sola estructura monopolar; esto significa que pueden adaptarse a situaciones temporales de proyectos o para una instalación permanente en donde se requieran, inclusive algunos equipos pueden ser autónomos e instalarse con

alimentación solar para regiones que no puedan ser alimentadas con energía de 120 voltios.

Figura 11. **Diagrama unifilar del seccionador trifásico**



Fuente: SEECO. *Diagrama unifilar*. <http://seecoswitch.com/>. Consulta: 7 de enero de 2018.

Figura 12. **Seccionador trifásico de tres vías instalado en poste metálico**



Fuente: elaboración propia.

Figura 13. **Seccionador trifásico de tres vías alimentado por panel solar**



Fuente: SEECO. *Seccionador trifásico de tres vías*. www.seecoswitch.com. Consulta: 23 de enero de 2018.

Figura 14. **Características de operación para seccionadores de tres vías**

KV	AMPERES	BIL (KV)	DESCRIPCION CORTA
34.5	600	200	SIAT - X 34.5 -200
	1200		
	2000		
	3000		
69	600	350	SIAT - X 69 -350
	1200		
	2000		
	3000		
115	600	550	SIAT - X 115 - 550
	1200		
	2000		
	3000		
138	600	650	SIAT - X 138 - 650
	1200		
	2000		
	3000		
161	600	750	SIAT - X 161 - 750
	1200		
	2000		
	3000		
230	600	900	SIAT - X 230 - 900
	1200		
	2000		
	3000		

Fuente: SEECO. *Funcionamiento del equipo en general*. <http://seecoswitch.com/>. Consulta: 8 de enero de 2018.

Se observa que para la red de 69 kV se pueden utilizar seccionadores con capacidad seccionadora de 600 hasta 3 000 amperios. Esto los hace operables bajo efectos de falla o con carga de operación normal.

2.4.1. Constitución de un seccionador de tres vías

A continuación, se presenta el elemento de seleccionamiento.

2.4.1.1. Elemento de seccionamiento

Compuestas por un elemento receptor (fijo) y una espada con elemento rompe cargas (móvil). Conforman el elemento de potencia que realiza el seccionamiento de la línea, extinguiendo el arco generado por las corrientes circulantes, así como de los voltajes residuales sobre la línea de transmisión.

Estos elementos están montados sobre una estructura de aluminio que da soporte y rigidez al peso de dichos elementos sobre la estructura.

Figura 15. Elemento seccionador



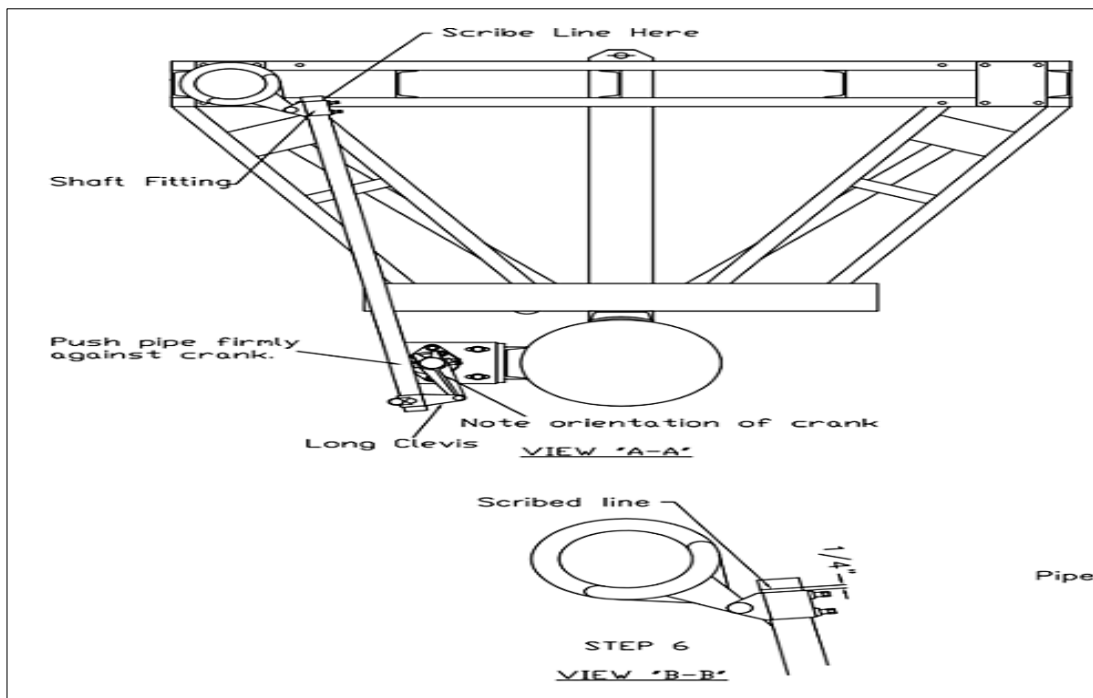
Fuente: SEECO. *Elemento seccionador*. <http://seecoswitch.com/>. Consulta: 9 de enero de 2018.

2.4.1.2. Elementos de transmisión de movimiento

El seccionador está montado sobre la estructura. El tipo de operación debe ser sincronizado, ya que los tres polos (uno en cada fase) deben operar al mismo tiempo; además de obedecer la lógica de control de operación cuando son operados en automático.

Para este caso, se utiliza una conexión mecánica. El seccionador es operado para abrir y cerrar desde el motor ubicado en la caja de control. El movimiento rotacional del motor es transmitido a través de la tubería hacia las bielas que operan los elementos de seccionamiento.

Figura 16. Sistema de transmisión de movimiento



Fuente: SEECO. *Sistema de transmisión de movimiento*. <http://seecoswitch.com/>. Consulta: 10 de enero de 2018.

2.4.1.3. Elementos de control y lógica

Está constituido el mecanismo de conversión de voltaje y corriente. La señal analógica de voltaje y corriente son convertidas a señales digitales, por medio de los CT y PT instalados directamente sobre la línea de transmisión. Los dispositivos son conectados en paralelo entre sí.

Figura 17. **Transformador de voltaje para señal de control en seccionador**

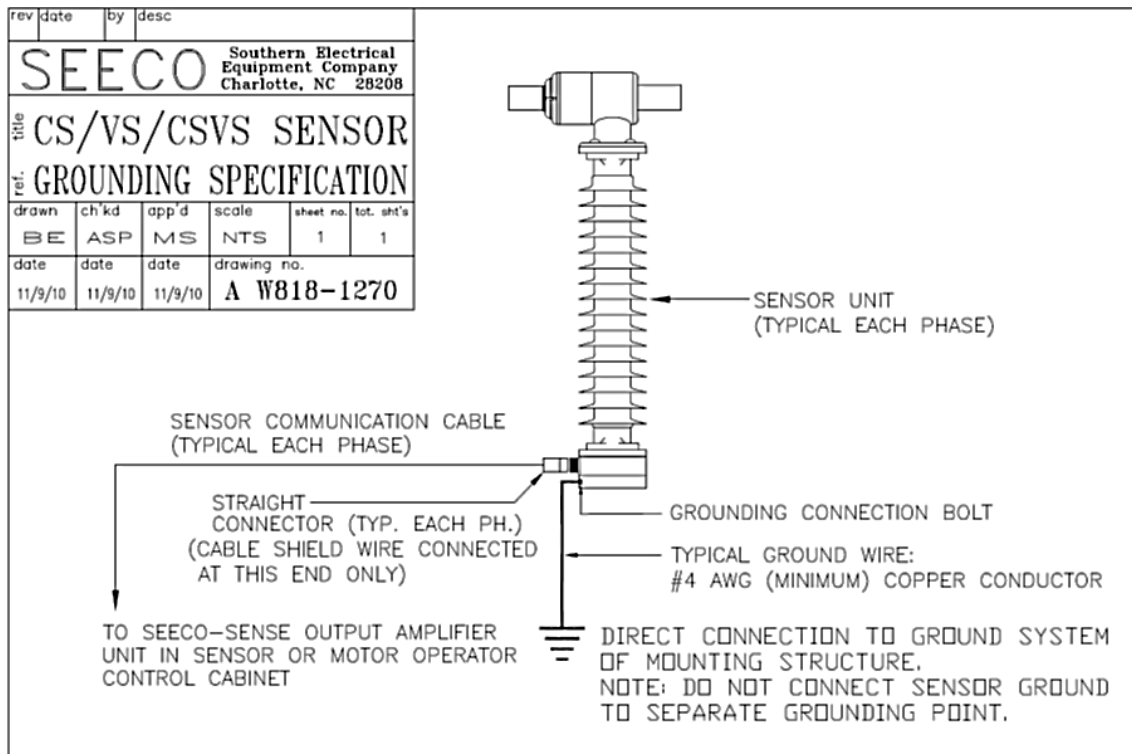


Fuente: SEECO. *Transformador de voltaje*. www.seecoswitch.com.

Consulta: 11 de enero de 2018.

La unidad de sensor es instalada en cada fase de cada seccionador. Recibe una señal analógica de voltaje y corriente según sea el caso y se envía por medio de la relación de transformación del CT y PT involucrado. La señal es convertida por medio de un cable de señal y enviada hacia el módulo de control.

Figura 18. Unidad de sensor para seccionador



Fuente: SEECO. *Unidad de sensor para seccionador*. www.seecoswitch.com. Consulta: 12 de enero de 2018.

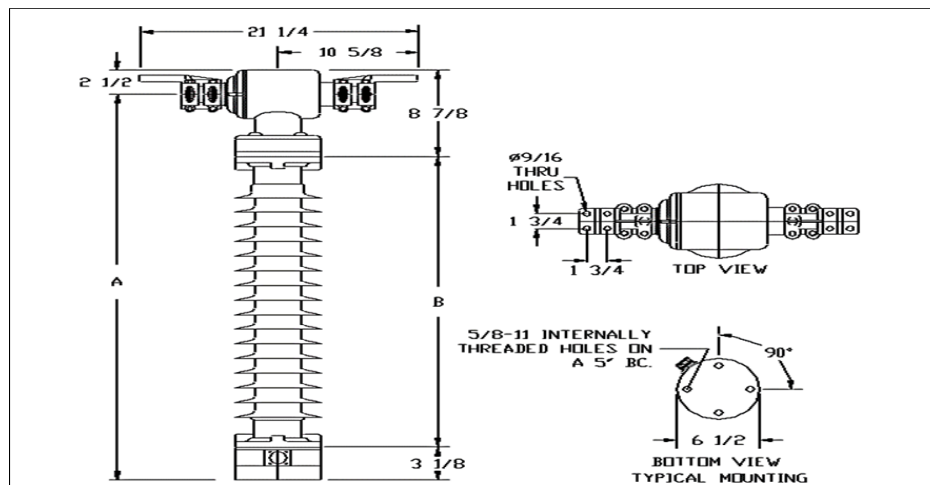
El sensor tipo CSV es el correspondiente a analizar, ya que combina el sensor de voltaje y corriente en un mismo elemento constructivo. El montaje puede ser en cualquier dirección de orientación. El aislador de monitoreo posee un peso ligero y es capaz de reproducir en fase corriente sinusoidal proporcional y las ondas de voltaje para la comunicación de dispositivos del cliente o usuario (relés, rtus, etc.).

Tabla IV. **Especificaciones del sensor de corriente y voltaje combinado (CSV)**

Especificaciones del equipo CSV	
Orientación de montaje	Cualquier dirección
Corriente continua (A)	600, 1 200, 2 000
Voltaje (kV ,línea a línea)	7.5 - 500
Rango del BIL (kV)	95 – 1 470
Precisión de corriente (%)	+ /- 15
Precisión de voltaje (%)	+ /- 5

Fuente: elaboración propia.

Figura 19. **Dimensiones del equipo sensor tipo CSV**



Fuente: SEECO. *Instalación manual*. www.seecoswitch.com. Consulta: 14 de enero de 2018.

Tabla V. Dimensiones de sensor tipo csv según voltaje de operación

Dimensiones de sensor tipo CSV (en pulgadas)						
Voltaje (kV)	7,5	15	25	34,5	46	69
BIL (kV)	95	110	150	200	250	350
UN	16	18 1/2	22 1/2	26 1/2	30 1/2	38 1/2
B	7 1/2	10	14	18	22	30

Fuente: SEECO. *Instalación manual*. www.seecoswitch.com. Consulta: 14 de enero de 2018.

Para configurar correctamente una completa aplicación del sensor, se debe especificar el número de catálogo de un sensor, una unidad de salida, un gabinete y fuente de alimentación y un cable de comunicación. Estos datos se solicitan directamente a fábrica o con consultoría especial para poder suplir las necesidades específicas.

Tabla VI. Especificaciones del sensor de corriente

Tensión		Número de catálogo			Peso (libras)
Nom.	BIL				
Kv	Kv	600 Amp	1200 Amp	2000 Amp	
23	150	CSVs-0150-0600	CSVs-0150-1200	CSVs-0150-2000	34
34.5	200	CSVs-0200-0600	CSVs-0200-1200	CSVs-0200-2000	37
46	250	CSVs-0250-0600	CSVs-0250-1200	CSVs-0250-2000	40
69	350	CSVs-0350-0600	CSVs-0350-1200	CSVs-0350-2000	44
115	550	CSVs-0550-0600	CSVs-0550-1200	CSVs-0550-2000	54
138	650	CSVs-0650-0600	CSVs-0650-1200	CSVs-0650-2000	59
161	750	CSVs-0750-0600	CSVs-0750-1200	CSVs-0750-2000	64
230	900	CSVs-0900-0600	CSVs-0900-1200	CSVs-0900-2000	75
230	1050	CSVs-1050-0600	CSVs-1050-1200	CSVs-1050-2000	80
345	1300	CSVs-1300-0600	CSVs-1300-1200	CSVs-1300-2000	139
500	1470	CSVs-1470-0600	CSVs-1470-1200	CSVs-1470-2000	156

Fuente: SEECO. *Instalación manual*. www.seecoswitch.com. Consulta: 14 de enero de 2018.

La unidad de salida acepta hasta tres entradas de corriente y tres entradas de tensión y hasta seis salidas analógicas. Esto permite que una sola unidad de salida para ser compatible con hasta tres unidades del sensor de una misma o diferentes clasificaciones. Alternativamente, la señal de entrada de un solo sensor puede ser utilizado para proporcionar hasta tres señales de salida y la tensión de múltiples dispositivos de carga (metros, relés, rtus, etc.)

Tabla VII. **Salidas de señal**

Formato de señal de salida		Número de catálogo base	Salida de corriente			Salidas de tensión		
Actual	Tensión (V)		S1	O2	O3	S1	O2	O3
0-.5A/0-1 UNA	0-67/0-115	CVO-001-115	-XX	-XX	-XX	-ZZ	-ZZ	-ZZ
	0 A 10 VCA	CVO-001-010	-XX	-XX	-XX	-WW	-WW	-WW
0 A 10 VCA	0-67/0-115	CVO-010-115	-YY	-YY	-YY	-ZZ	-ZZ	-ZZ
	0 A 10 VCA	CVO-010-010	-YY	-YY	-YY	-WW	-WW	-WW

Fuente: SEECO. *Instalación manual*. www.seecoswitch.com. Consulta: 14 de enero de 2018.

Los otros elementos necesarios para especificar el sensor adecuado son los siguientes:

- Fuente de alimentación: la unidad de salida es configurable con 24, 48 y 125 VCC o 120 VCA. También, se puede instalar una fuente de alimentación de 24 V CC con baterías, cargador de batería, y la prueba de la batería puede ser proporcionada; sin embargo, es necesario tener suministro de 120 VCA. Una fuente de energía solar también se puede proporcionar para aplicaciones remotas.

- Gabinete: la unidad de salida se puede completar con un gabinete. La carcasa estándar de aplicaciones más habituales y su tamaño para adaptarse al dispositivo de salida, bloques de terminal para señal de salida las conexiones de cableado, hasta tres circulares, MS conectores y fuente de alimentación. También, está disponible un gabinete más amplio, suficientemente grande para acomodar el material anterior más el opcional como fuente 24 VCC o fuente de alimentación solar.
- Cable de comunicación: comunicación de la unidad del sensor de la unidad de salida es digital no analógica, con una longitud de cable máxima de hasta 4,000 pies. La longitud del cable puede ser especificado en 10 incrementos de pie. Se necesita un cable por cada sensor.

Figura 20. **Cable de comunicación**



Fuente: elaboración propia.

Las señales obtenidas son analizadas por el dispositivo de procesamiento y la lógica de operación configurable es ejecutada. El dispositivo de

procesamiento está instalado en la caja de comunicación del seccionador en la base de la estructura donde está instalado dicho equipo.

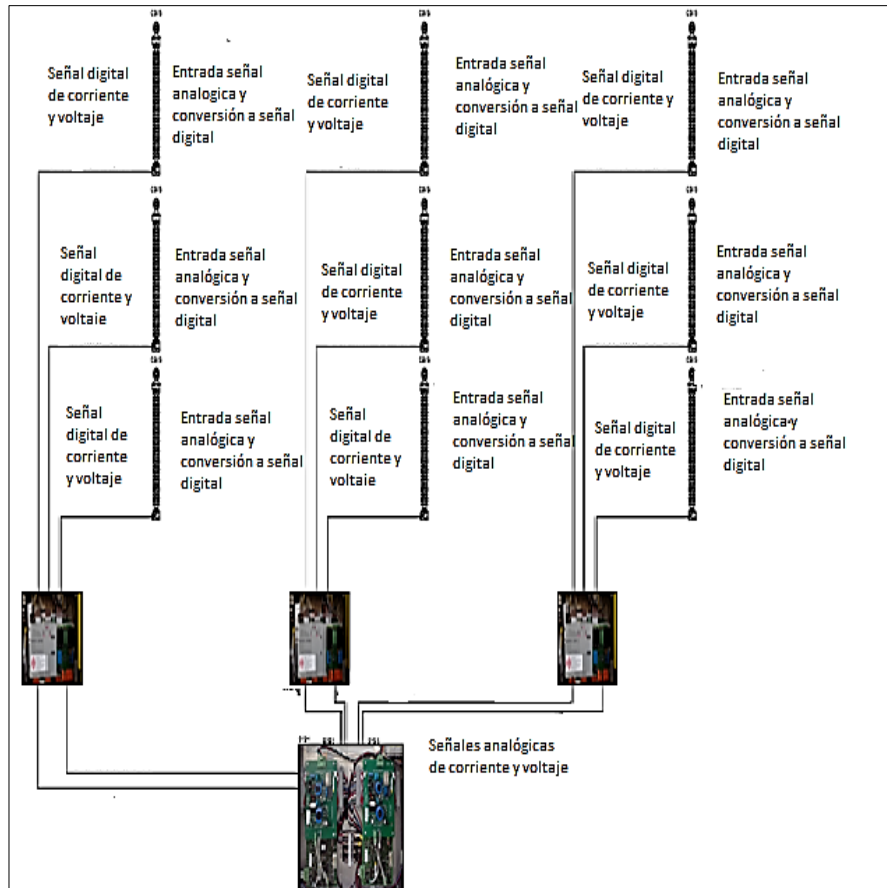
Figura 21. **Dispositivo procesador de lógica de operación para un seccionador trifásico**



Fuente: SEECO. *Descripción física instalación y calibración.* p.8.

Cada polo del seccionador puede ser maniobrado de forma individual. Así también cada polo obedece la lógica que da el dispositivo de lógica del seccionador.

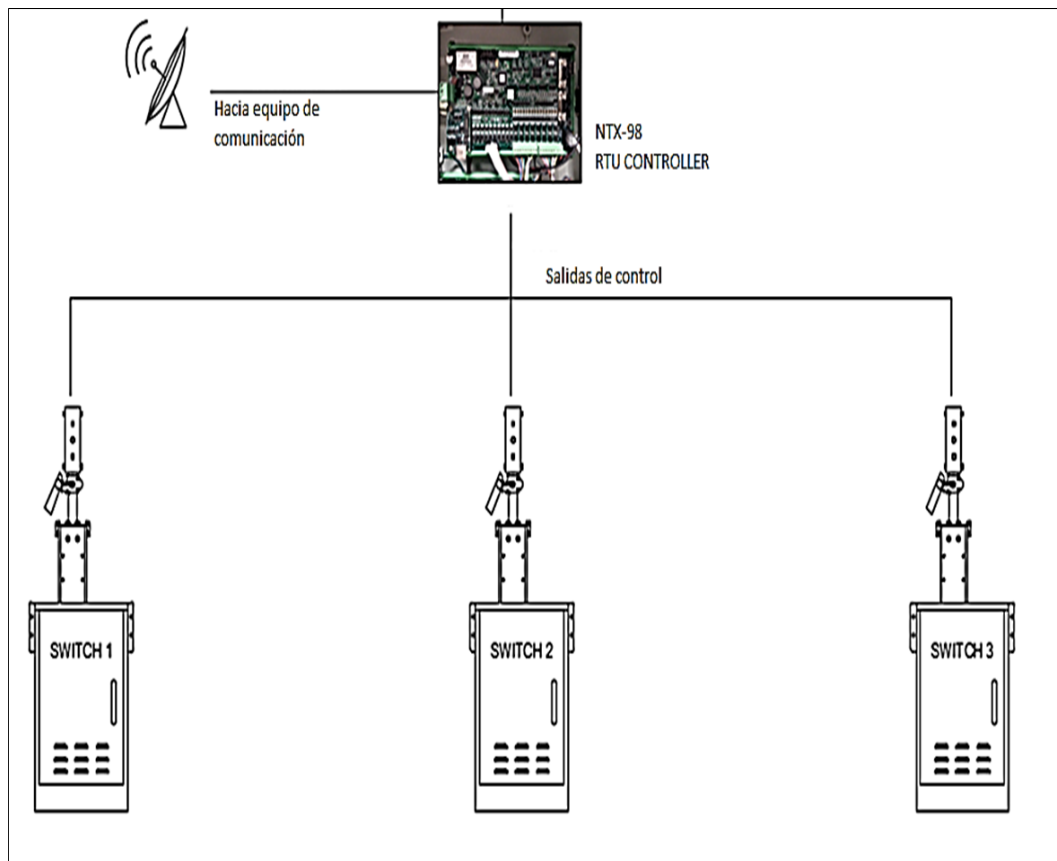
Figura 22. **Esquema de conexión de sensores por fase y polo para seccionador de tres vías**



Fuente: SIAT. *Esquema de conexión de sensores*. www.siat.com.gt/esquemas/sensor.

Consulta: 17 de enero de 2018.

Figura 23. **Esquema de conexión de comunicación desde unidad de RTU hacia cada polo del seccionador**



Fuente: SIAT. *Esquema de conexión de sensores*. www.siat.com.gt/esquemas/sensor.

Consulta: 17 de enero de 2018.

2.4.1.4. Estructura de soporte para seccionador

El seccionador es montable en una estructura troncocónica, o estructura metálica. Regularmente se utiliza un poste de 24 metros de altura como mínimo. Esto debido a que las fases deben tener una separación suficiente para librar los conductores y cumplir con las distancias mínimas de seguridad.

Las dimensiones varían dependiendo del voltaje de la línea, así como del tipo de seccionador a instalarse.

La clase del poste debe calcularse con base en el peso total de la estructura según modelo, así como del ángulo de la línea, peso del conductor, tipo de aislamiento del seccionador y tipo de suelo. Sin embargo, en la mayoría de los casos, un poste clase 6 000 con factor de seguridad de 2.0 cumplirá bien con la función de sostener el equipo con seguridad. Esto se hace debido a que los seccionadores siempre se instalan en estructuras donde el paso de la línea sea tangente (sin ángulo de deflexión sobre la línea) para evitar poner una estructura robusta.

Con la altura del poste, se debe considerar que la primera fase del seccionador queda mucho más baja que la configuración de aislamiento normal, por lo tanto, deben utilizarse el poste para seccionadores con una altura mayor a 24 metros.

Figura 24. **Características físicas de seccionadores trifásicos de tres vías según sus características técnicas**

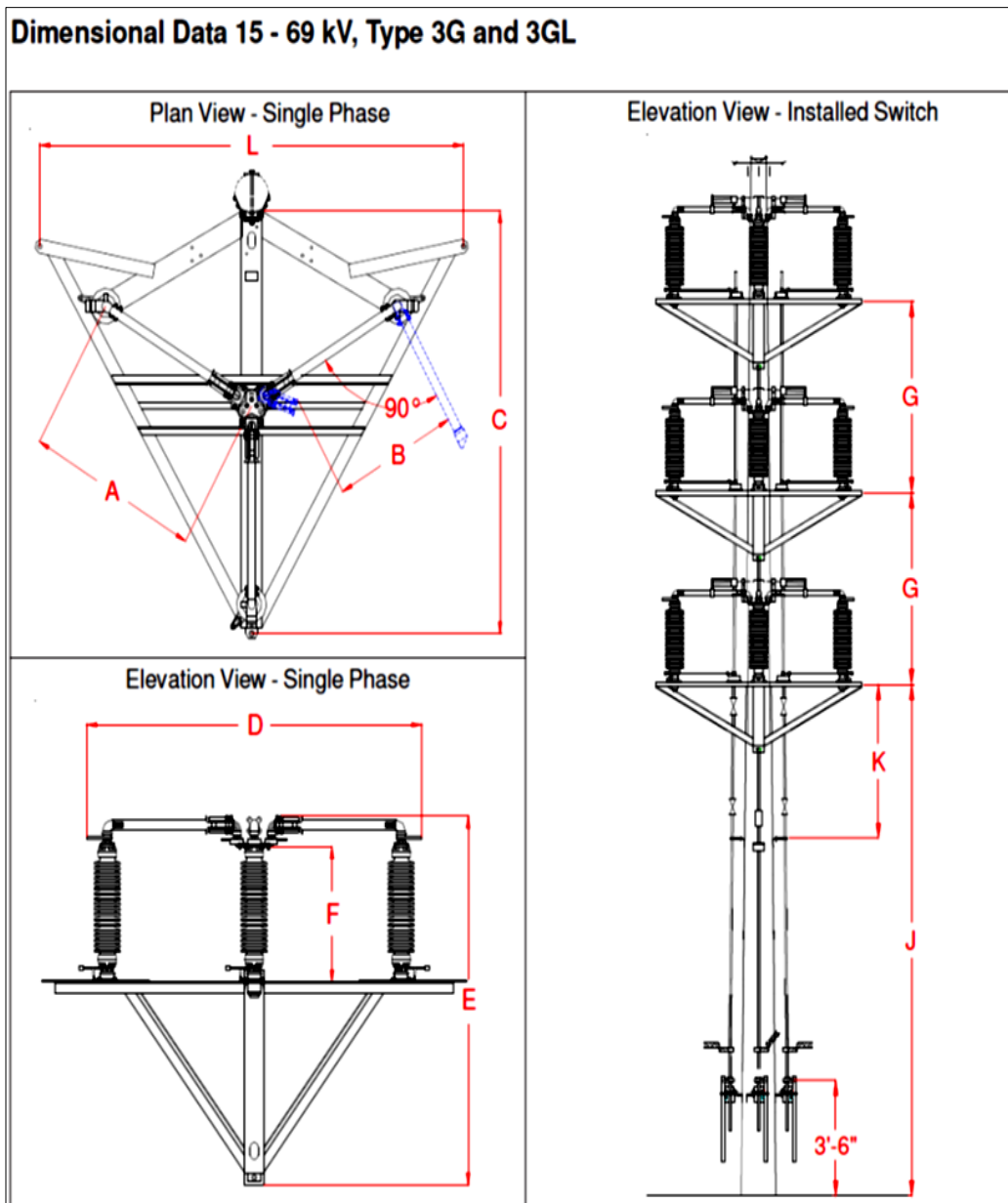
Voltage Rating			Current Rating		Insul TR Nbr	Type 3G			Type 3GL		
Nom	Max	BIL	Cont	Mom		Catalog Nbr	Weight, Lbs. Install Ship		Catalog Nbr	Weight, Lbs. Install Ship	
15	15.5	110	600	40	205	3G01506SN	1640	2410	3GL015061SN	1820	2805
			1200	61		3G01512SN	1750	2520	3GL015121SN	1930	2915
			2000	100		3G01520SN	1963	2733	3GL015201SN	2143	3128
			3000	100		3G01530SN	1992	2774	3GL015301SN	2175	3175
23	25.8	150	600	40	208	3G02306SN	1785	2555	3GL023061SN	1965	2955
			1200	61		3G02312SN	1895	2665	3GL023121SN	2075	3065
			2000	100		3G02320SN	2233	3003	3GL023201SN	2413	3403
			3000	100		3G02330SN	2266	3048	3GL023301SN	2449	3454
34.5	38	200	600	40	210	3G03406SN	2305	2695	3GL034061SN	2485	3095
			1200	61		3G03412SN	2435	2825	3GL034121SN	2615	3225
			2000	100		3G03420SN	2565	2955	3GL034201SN	2745	3355
			3000	100		3G03430SN	2603	2999	3GL034301SN	2786	3405
46	48.3	250	600	40	214	3G04606SN	2620	3000	3GL046062SN	28100	3495
			1200	61		3G04612SN	2760	3155	3GL046122SN	3010	3650
			2000	100		3G04620SN	2905	3300	3GL046202SN	3155	3795
			3000	100		3G04630SN	2949	3350	3GL046302SN	3202	3852
69	72.5	350	600	40	216	3G06906SN	3460	3850	3GL069063SN	3755	4450
			1200	61		3G06912SN	3520	4000	3GL069123SN	3815	4600
			2000	100		3G06920SN	3715	4195	3GL069203SN	4010	4795
			3000	100		3G06930SN	3771	4258	3GL069303SN	4070	4867
115	121	550	600	40	286	3G11506SN	75100	8290	3GL115064SN	7910	8500
			1200	61		3G11512SN	7715	8435	3GL115124SN	8055	8645
			2000	100		3G11520SN	8775	9495	3GL115204SN	9095	9705
			3000	100		3G11530SN	8907	9637	3GL115304SN	9231	9851
138	145	650	600	40	288	3G13806SN	8560	9390	3GL138065SN	8945	9600
			1200	61		3G13812SN	8710	9540	3GL138125SN	9095	9750
			2000	100		3G13820SN	10027	10857	3GL138205SN	10412	11067
			3000	100		3G13830SN	10177	11020	3GL138305SN	10568	11233
161	169	750 (1)	600	40	291	3G16106SN	9525	10415	3GL161066SN	9955	10625
			1200	61		3G16112SN	9690	10580	3GL161126SN	10120	10790
			2000	100		3G16120SN	11287	12177	3GL161206SN	11717	12387
			3000	100		3G16130SN	11456	12360	3GL161306SN	11893	12573
230	242	900 (2)	600	40	304	3G23006SN	10478	11457	3GL230068SN	10951	11688
			1200	61		3G23012SN	10659	11638	3GL230128SN	11132	11869
			2000	100		3G23020SN	12416	13395	3GL230208SN	12889	13626
			3000	100		3G23030SN	12602	13596	3GL230308SN	13082	13830

(1) To specify 900 BIL, add "-0900" to the catalog number, ex. 3G16112SN-0900
(2) To specify 1050 BIL, add "-1050" to the catalog number, ex. 3GL230128SN-1050

Fuente: SEECO. *Características físicas de seccionadores trifásicos de tres vías.*

www.seecoswitch.com Consulta: 20 de enero de 2018.

Figura 25. **Datos dimensionales del seccionador trifásico de tres vías con apertura central**



Fuente: SEECO. *Datos dimensionales del seccionador trifásico de tres vías..*
www.seecoswitch.com Consulta: 20 de enero de 2018.

Tabla VIII. **Datos dimensionales del seccionador trifásico de tres vías con apertura central**

Nivel de voltaje (kV)	Medidas (centímetros)									
	A	B	C	D	E	F	G	J	K	L
15	72,39	35,56	157,16	178,13	143,83	35,56	15,24	66,04	25,40	185,42
23	87,63	50,80	182,58	195,91	164,16	45,72	15,24	66,04	25,40	215,90
34.5	107,95	71,12	233,05	269,56	192,09	55,88	17,78	68,58	30,48	254,00
46	107,95	71,12	233,05	269,56	202,25	66,04	22,86	73,66	30,48	261,62
69	128,27	91,44	281,00	304,80	245,43	86,36	25,40	73,66	33,02	322,58

Fuente: elaboración propia.

2.4.1.5. Tipos de operación para seccionador de tres vías

- Automática: el selector de la UTR del seccionador debe estar en posición de encendido. Así mismo, el selector debe estar en 'remote'. La operación puede ser directamente desde el centro de control, sin necesidad de un operador local.
- Local: debe ser operado al pie de la estructura. Puede ser de dos formas.
 - Local eléctrica: por medio de la botonera 'close' y 'open'.
 - Local manual: por medio del maneral y la transmisión desacoplada. Una vez operado en local, se desactivan todas las funciones a distancias y automáticas por seguridad del personal que se encuentra en campo.

Figura 26. **Caja de operación de seccionador**



Fuente: elaboración propia.

2.4.2. Lógica de operación del seccionador bajo condiciones de falla

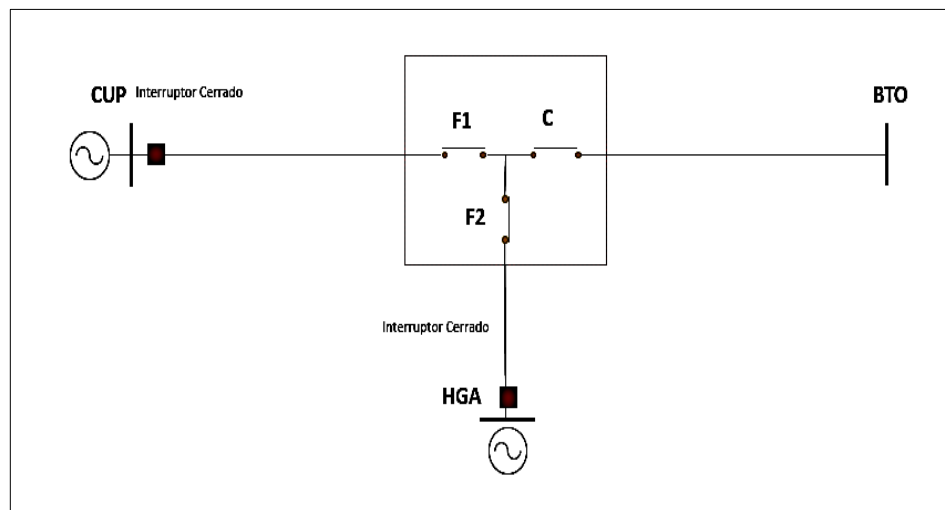
El seccionador bajo carga puede llamarse también seccionador inteligente alta tensión (SIAT) y puede operarse bajo las siguientes condiciones cuando ocurre una contingencia sobre la red.

Suponiendo el caso de que el SIAT está conectado entre una línea con generador, del lado opuesto una subestación y una carga conectada

- Culiacán poniente (CUP) – (fuente)

- Higueras (HGA) –(fuente)
- Bachigualato (BTO) – (carga)
- F1 – Cuchilla 1 del lado fuente
- F2 – Cuchilla 2 del lado fuente
- C – Cuchilla del lado carga

Figura 27. **Seccionador conectado entre una carga y dos fuentes**



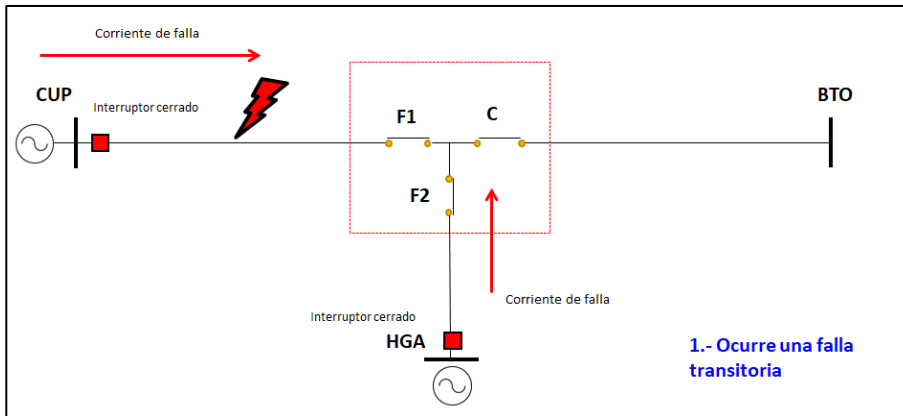
Fuente: SIAT. *Seccionador conectado*. www.Siat.com.mex/seccionador-conectado-entre-una-carga-y-dos-fuentes. Consulta: 22 de enero de 2018.

Al simular los casos de falla que pueden localizarse en las tres subdivisiones de línea, se analiza cada caso para seguir la lógica de operación del SIAT.

2.4.2.1. Falla transitoria en segmento CUP (fuente) SIAT

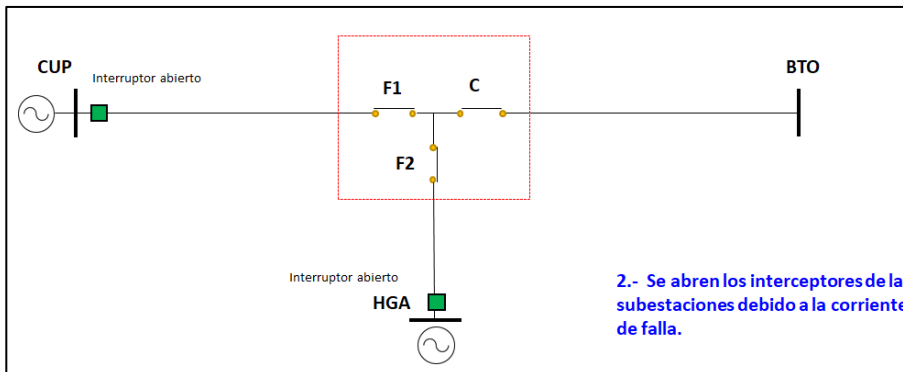
Al ocurrir una falla transitoria en el segmento CUP-SIAT, se abren los seccionadores de las subestaciones debido a la corriente de falla.

Figura 28. Seccionador antes de la falla transitoria CUP-SIAT



Fuente: elaboración propia.

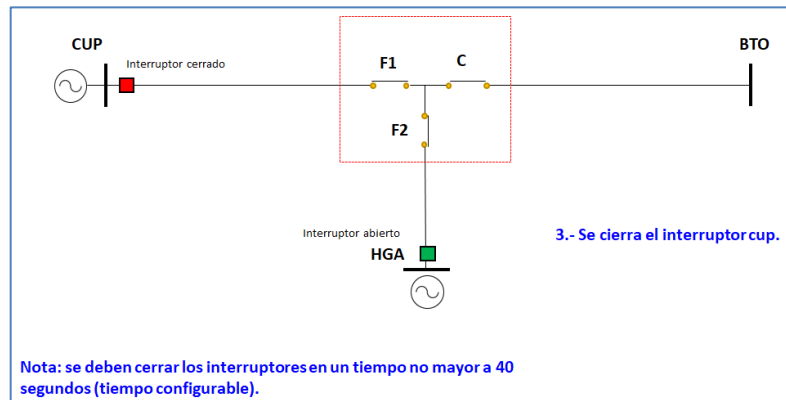
Figura 29. Seccionador después de la falla transitoria CUP-SIAT



Fuente: elaboración propia.

Al hacer la primera prueba en los seccionadores de las subestaciones, se cierra el seccionador en CUP.

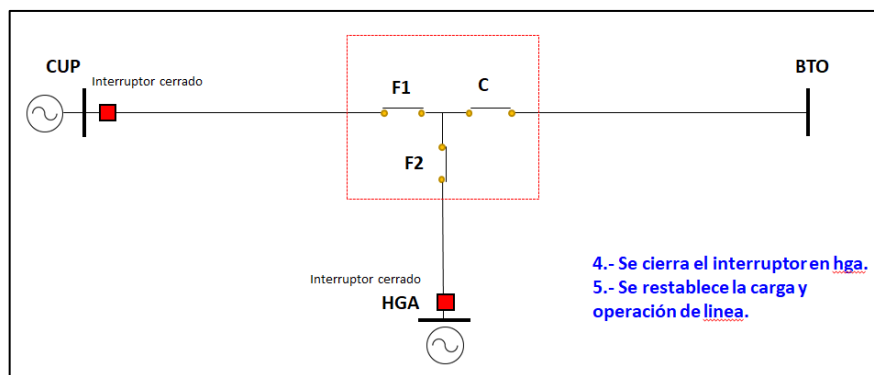
Figura 30. **Seccionador después de prueba por falla CUP-SIAT**



Fuente: elaboración propia.

Al tener éxito en la primera prueba de, se cierra el seccionador HGA, que alimenta la carga y vuelve la línea a su configuración normal.

Figura 31. **Línea restablecida después de falla CUP-SIAT**

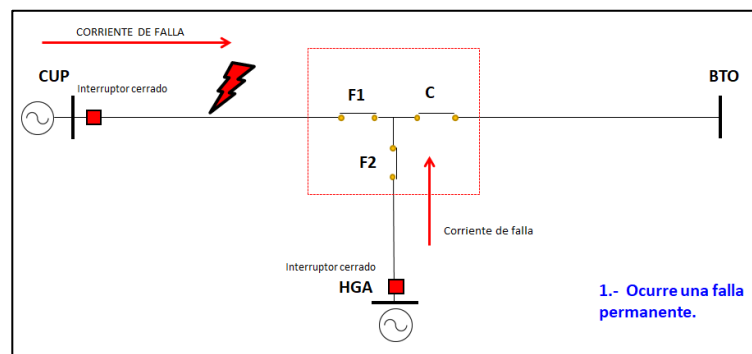


Fuente: elaboración propia.

2.4.2.2. Falla permanente en segmento CUP (fuente) – SIAT

A continuación, se presenta la falla permanente en segmento CUP.SIAT.

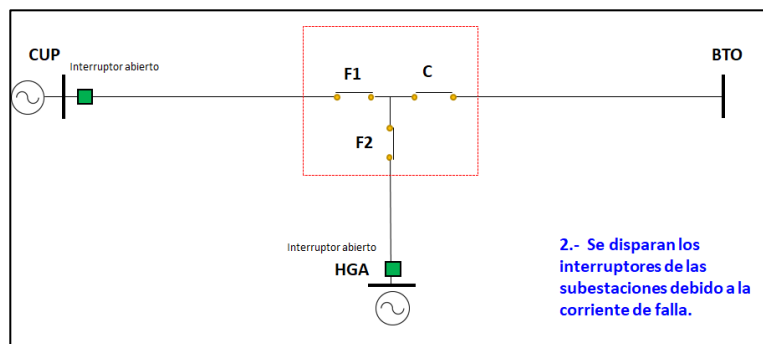
Figura 32. **Seccionador antes de la falla permanente CUP-SIAT**



Fuente: elaboración propia.

Al ocurrir una falla permanente, se disparan los interruptores de línea ubicados en las subestaciones debido a la corriente de falla.

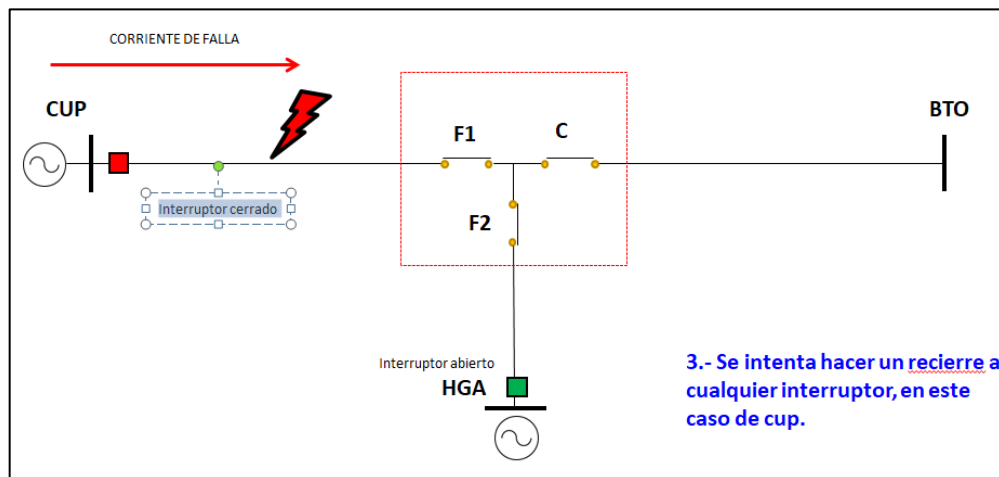
Figura 33. **Seccionador después de la falla permanente CUP-SIAT**



Fuente: elaboración propia.

Se intenta hacer un nuevo cierre a cualquier seccionador, en este caso se supondrá que se hace la prueba positiva en la subestación CUP.

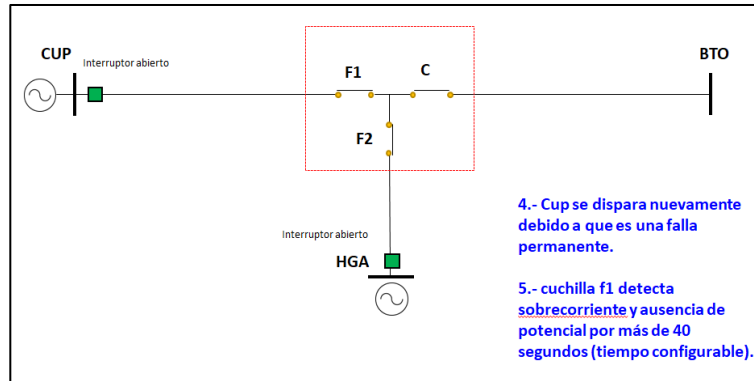
Figura 34. **Seccionador después de prueba por falla CUP-SIAT**



Fuente: elaboración propia.

Se dispara nuevamente el seccionador en CUP ya que la falla sigue y no ha sido liberada con la prueba. En este caso la cuchilla F1 también detecta sobre corriente y ausencia de voltaje por un tiempo considerable (configurable).

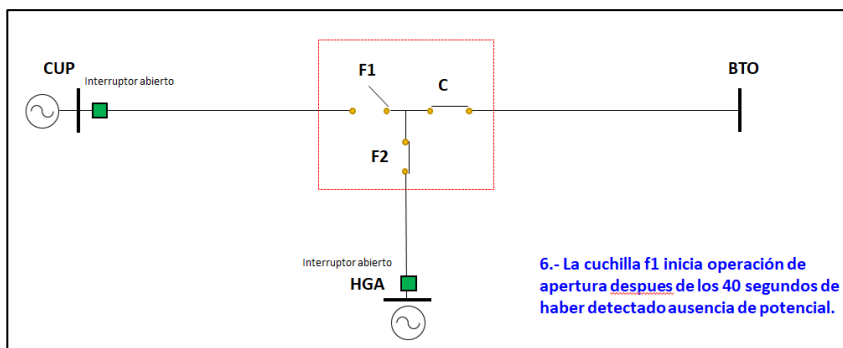
Figura 35. **Seccionador después de primera prueba por falla en sección de línea CUP-SIAT**



Fuente: elaboración propia.

La cuchilla F1 ubicada en el SIAT inicia operación, esta lógica de operación se logra con el equipo detector de dirección de corriente de falla y los sensores de corriente y voltaje en cada vía, esto permite obtener la lógica necesaria para discriminar la dirección correcta de la falla.

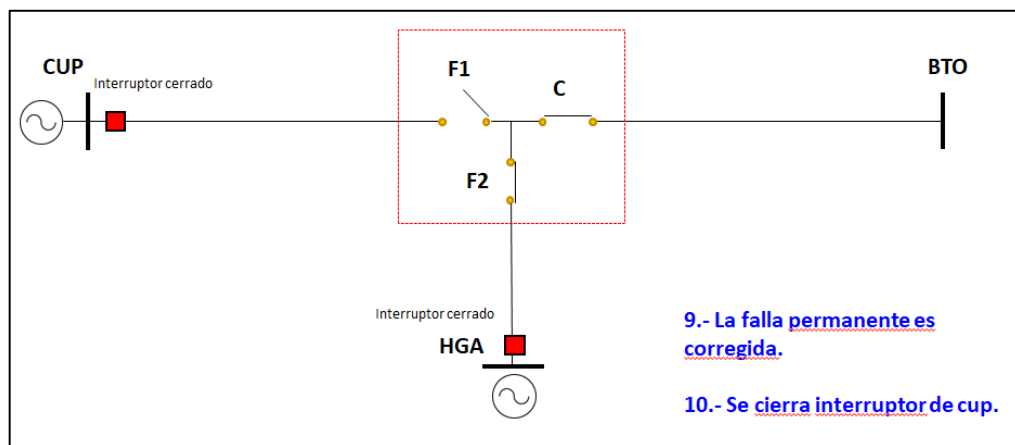
Figura 36. **Seccionador después de primera prueba por falla en sección de línea CUP-SIAT**



Fuente: elaboración propia.

Al tener esta información, se puede cerrar el seccionador HGA que alimenta a la carga conectada. La carga es restablecida a través de BTO-SIAT que es la sección de la línea que no está afectada por la falla.

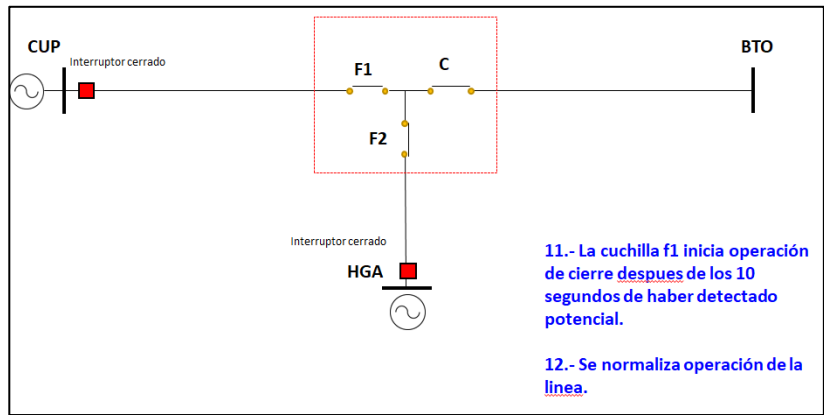
Figura 37. **Operación de seccionador por falla permanente en sección de línea CUP-SIAT**



Fuente: elaboración propia.

Al restablecer la falla (que puede reducir la distancia de inspección de línea en gran proporción), puede cerrarse CUP y la cuchilla F1 puede cerrarse automáticamente o por orden de operador de vía remota o manual, reestableciendo la línea a su operación normal.

Figura 38. **Restablecimiento de línea al corregir falla en CUP-SIAT**

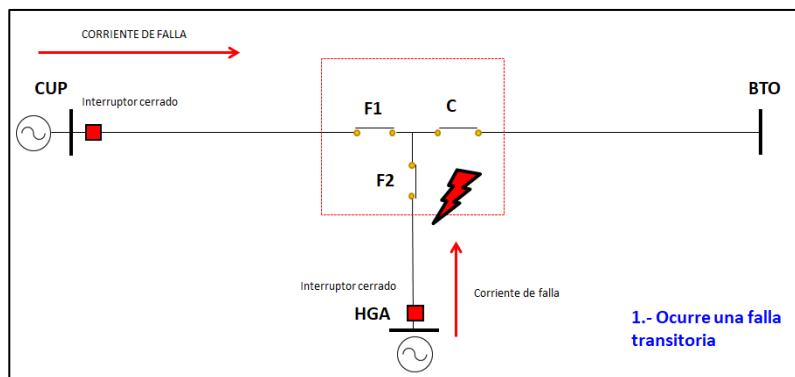


Fuente: elaboración propia.

2.4.2.3. **Falla transitoria en segmento HGA-SIAT**

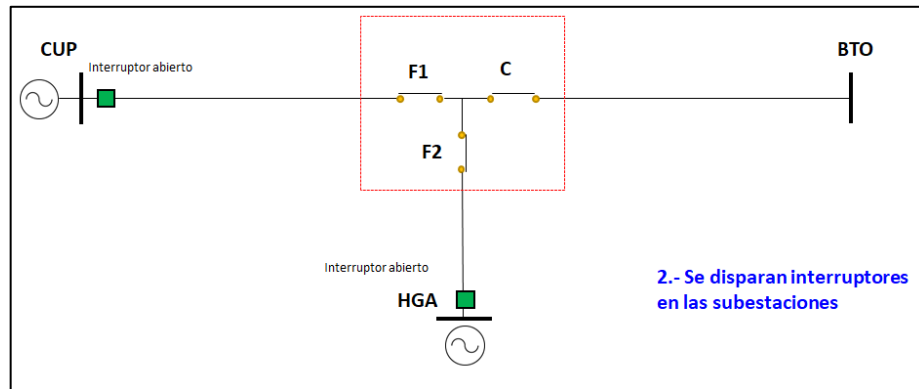
Cuando ocurre una falla transitoria en el segmento HGA-SIAT. Los seccionadores ubicados en la carga HGA y en la fuente CUP operan debido a la corriente de falla.

Figura 39. **Seccionador antes de la falla transitoria HG-SIAT**



Fuente: elaboración propia.

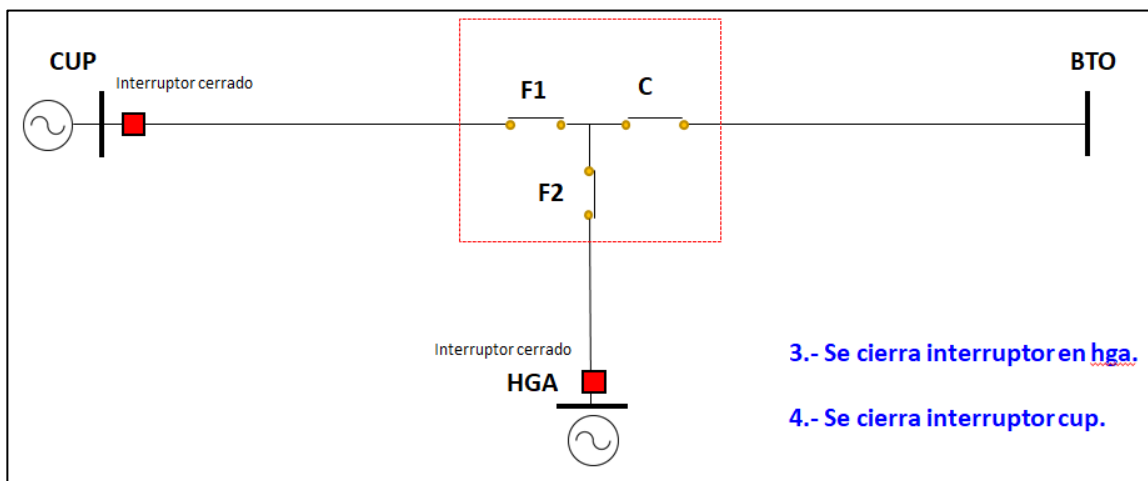
Figura 40. **Operación de liberación de la falla transitoria HG-SIAT**



Fuente: elaboración propia.

Se cierra seccionador CUP y después seccionador en HGA. Por ser falla transitoria, la configuración de operación se normaliza. En este caso no operó ninguna cuchilla del SIAT.

Figura 41. **Restablecimiento de línea después de falla en HGA-SIAT**

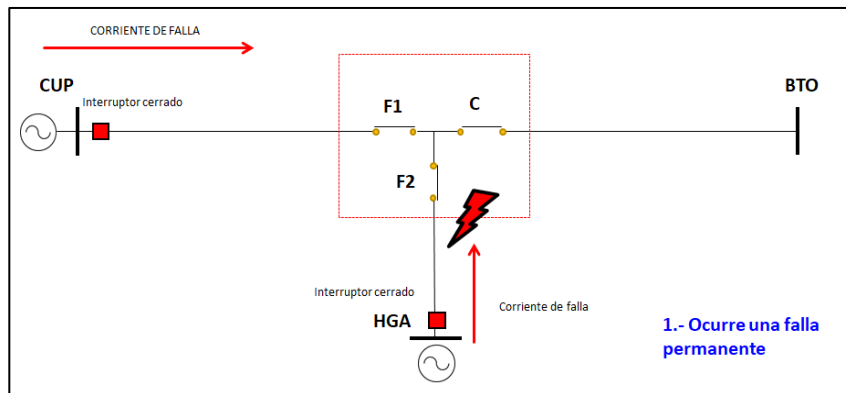


Fuente: elaboración propia.

2.4.2.4. Falla permanente en segmento HGA-SIAT

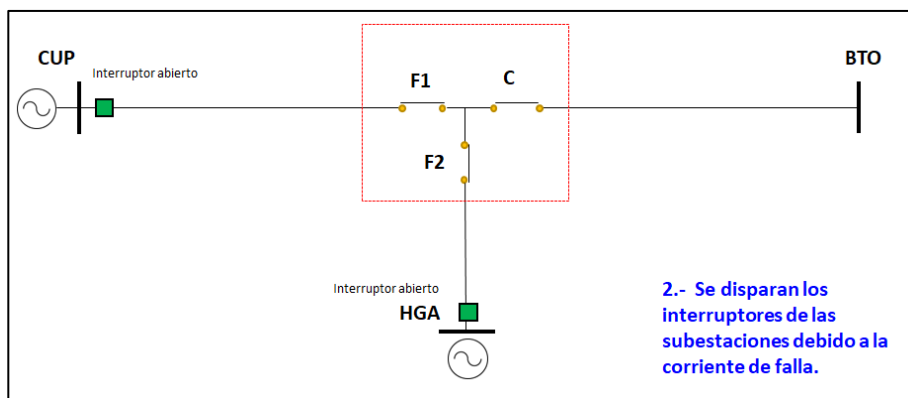
En el caso de la falla permanente en el segmento HGA-SIAT (derivación de la carga), se disparan los seccionadores de las subestaciones debido a la corriente de falla.

Figura 42. Falla en el segmento HGA-SIAT



Fuente: elaboración propia.

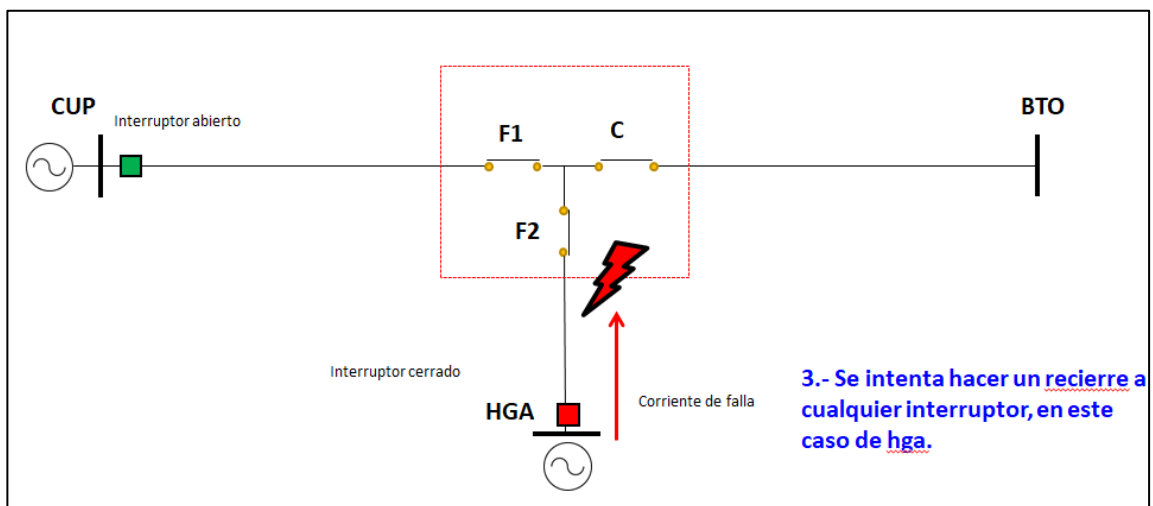
Figura 43. Operación para liberar falla en el segmento HGA-SIAT



Fuente: elaboración propia.

En este caso se ilustrará el caso de cerrar el seccionador HGA ya que este es el peor caso. Al cerrarse HGA se dispara nuevamente debido a que la falla permanece sobre la línea. La cuchilla F2 detectó la sobre corriente y ausencia de voltaje por el tiempo configurado.

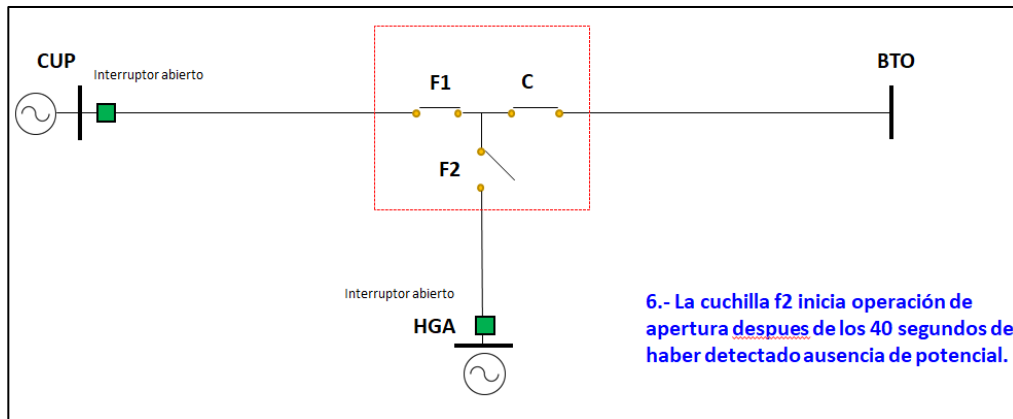
Figura 44. **Operación para liberar falla en el segmento HGA-SIAT**



Fuente: elaboración propia.

La cuchilla F2, inicia operación de apertura después de activarse los sensores de ausencia de voltaje y sobre corriente. Esta lógica de operación es lograda debido al equipo interno del SIAT de direccionalidad de falla y sensores de voltaje y corriente en cada vía, con el fin de discriminar la dirección de la corriente de falla.

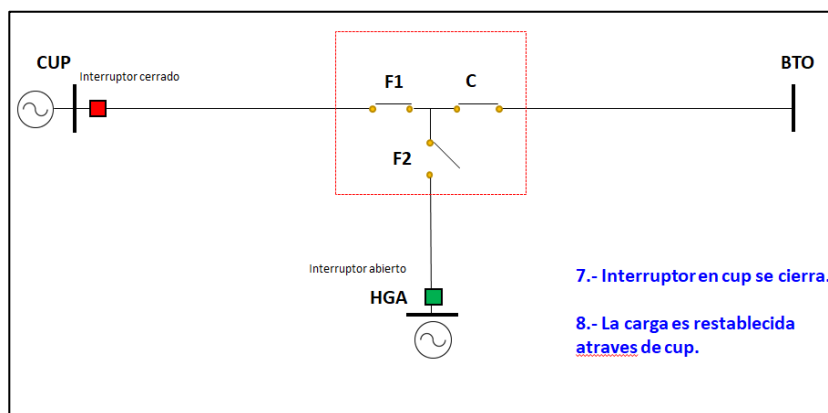
Figura 45. **Liberación de la falla en sección SIAT-HGA a través de operación del SIAT**



Fuente: elaboración propia.

Se procede a cerrar el seccionador en CUP. La sección fallada SIAT-HGA es aislada. Se restablece la carga en la línea CUP-BTO.

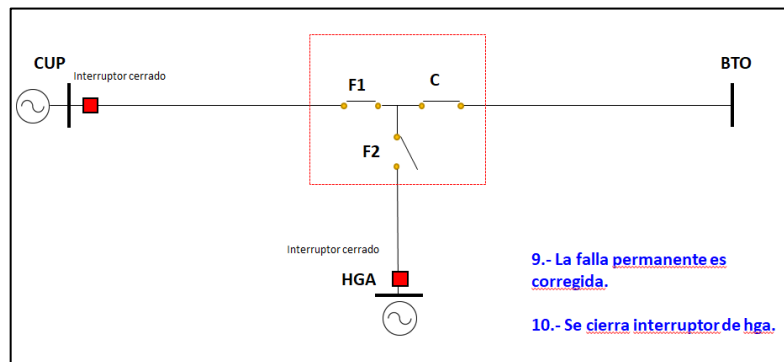
Figura 46. **Liberación de la falla en sección SIAT-HGA a través de operación del SIAT**



Fuente: elaboración propia.

Al corregirse la falla en la sección SIAT-HGA, se procede a cerrar el seccionador en HGA.

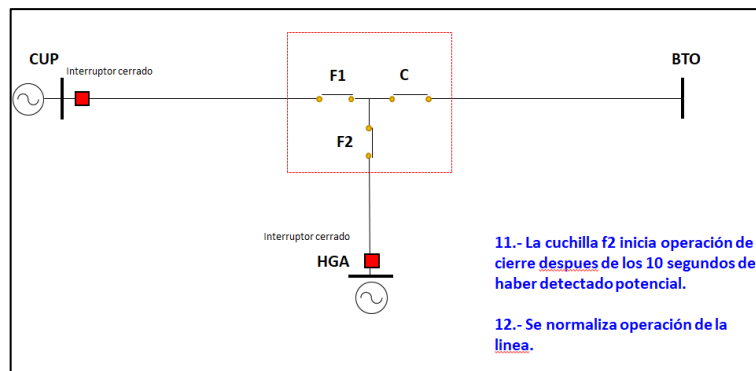
Figura 47. **Liberación de la falla en sección SIAT-HGA a través de operación del SIAT**



Fuente: elaboración propia.

La cuchilla F2 inicia operación al detectar voltaje desde el tiempo que detectó potencial (configurable). Se normaliza la operación de la línea.

Figura 48. **Restablecimiento de carga en a través de operación del SIAT**

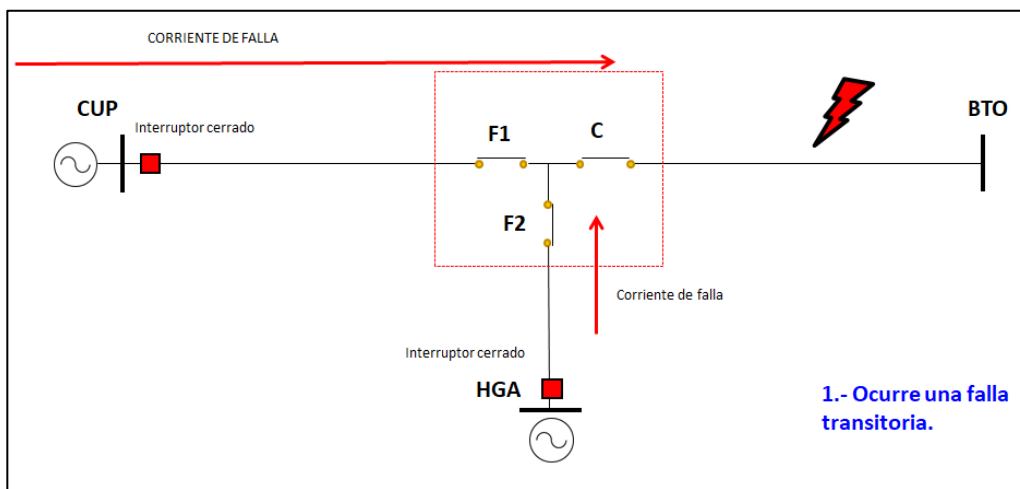


Fuente: elaboración propia.

2.4.2.5. Falla transitoria en segmento BTO-SIAT

Al ocurrir una falla transitoria en el segmento ubicado entre el seccionador y la barra de carga BTO. Se produce la siguiente lógica de operación:

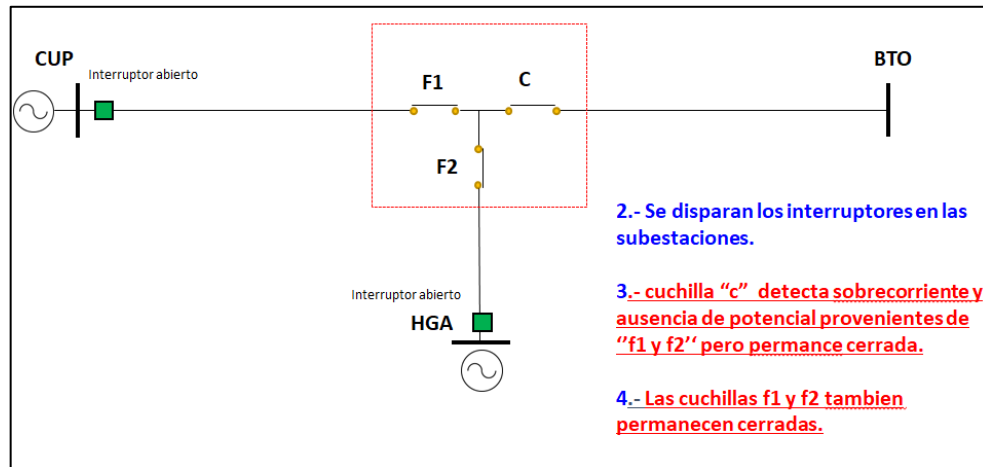
Figura 49. **Falla transitoria en segmento BTO-SIAT**



Fuente: elaboración propia.

En este caso se disparan los seccionadores de ambas subestaciones. La cuchilla C detecta sobre corriente y ausencia de potencial provenientes de F1 y F2, pero permanece cerrada. Las cuchillas F1 y F2 también permanecen cerradas.

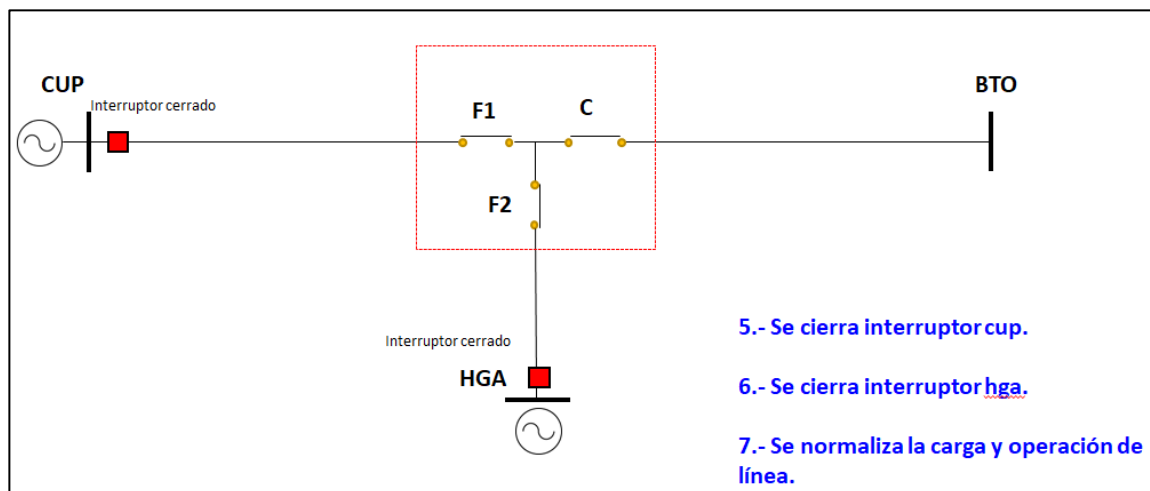
Figura 50. Liberación de falla en el segmento SIAT-BTO



Fuente: elaboración propia.

Se cierra el seccionador CUP, se cierra el seccionador HGA. Se normaliza la carga y operación de la línea.

Figura 51. Restablecimiento de línea después de falla en BTO-SIAT

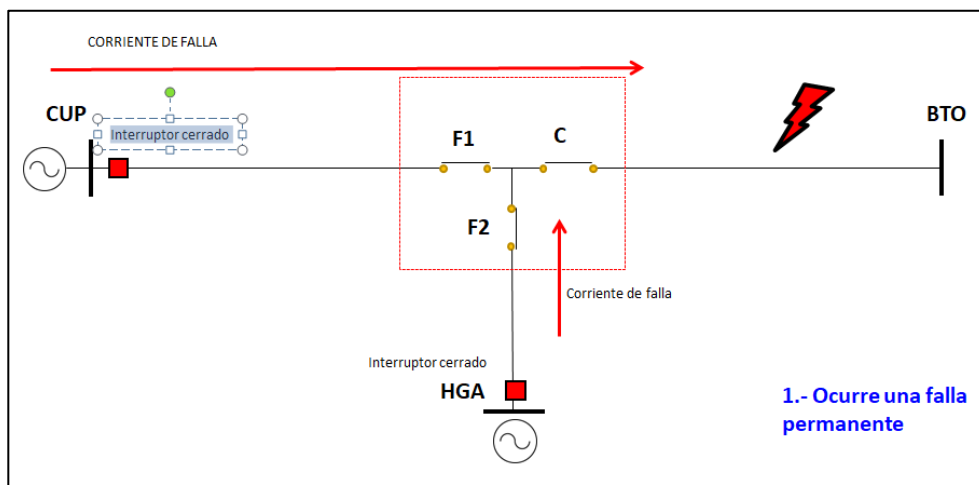


Fuente: elaboración propia.

2.4.2.6. Falla permanente en segmento BTO-SIAT

Al ocurrir una falla en el segmento entre el seccionador y la carga, se encontrará la siguiente situación:

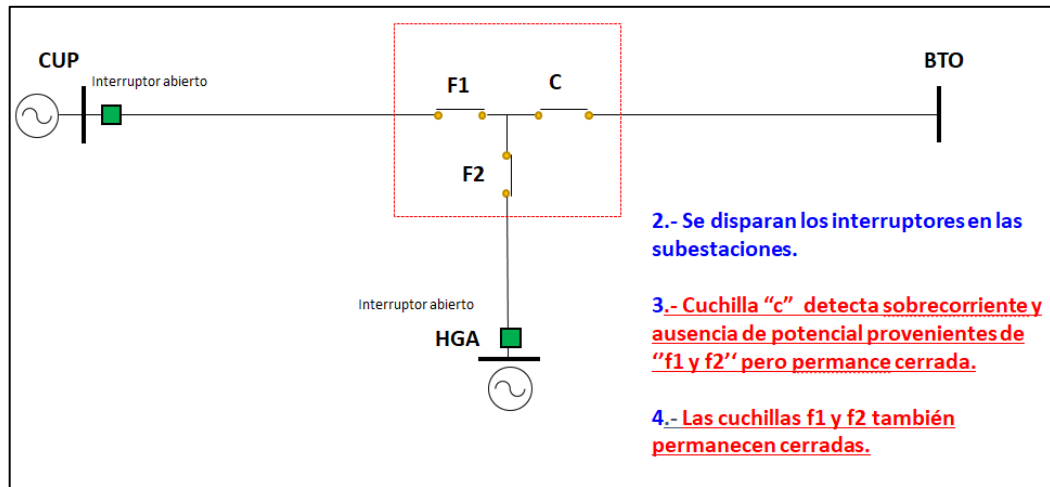
Figura 52. Falla en segmento BTO-SIAT



Fuente: elaboración propia.

Se disparan los seccionadores de las subestaciones CUP y HGA. La cuchilla C del SIAT detecta sobre corriente y ausencia de potencial provenientes de F1 y F2, pero permanece cerrada. Las cuchillas F1 y F2 también permanecen cerradas.

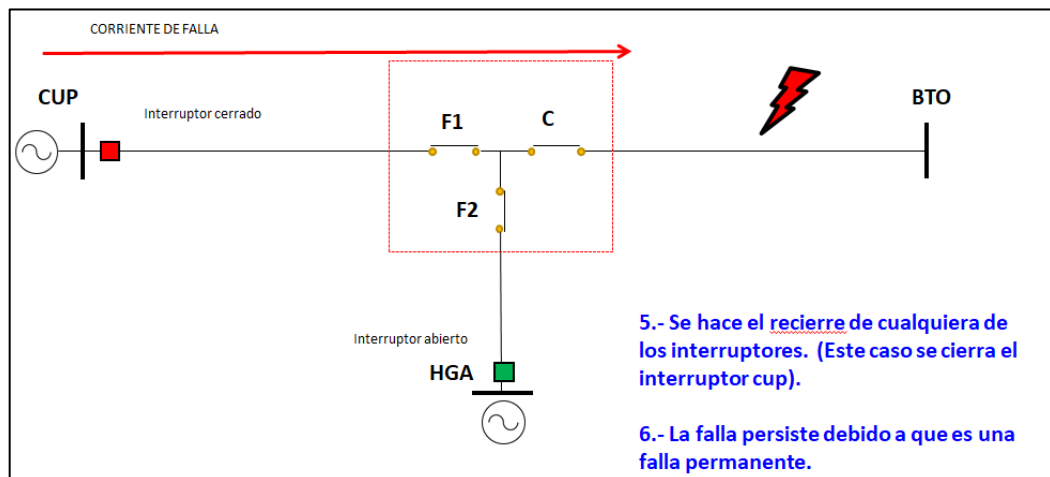
Figura 53. Operación para liberación de falla en segmento SIAT-BTO



Fuente: elaboración propia.

Al realizarse el cierre de cualquier seccionador (en este caso será el seccionador CUP).

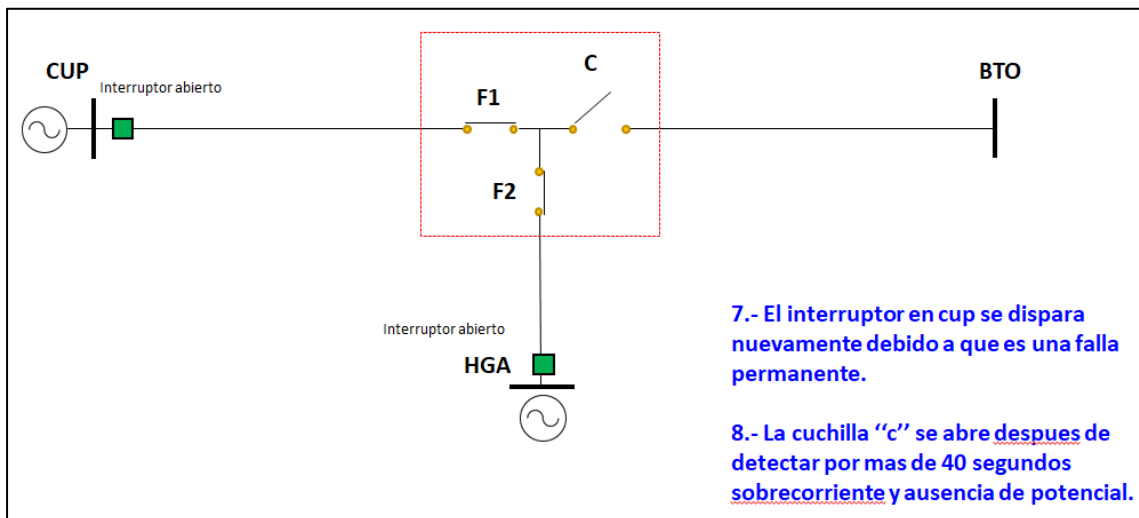
Figura 54. Primera prueba para liberación de falla SIAT-BTO



Fuente: elaboración propia.

La falla permanente nuevamente hace que se abran los seccionadores CUP y HGA. La cuchilla C se abre después de detectar sobre corriente y ausencia de potencial por un tiempo programado.

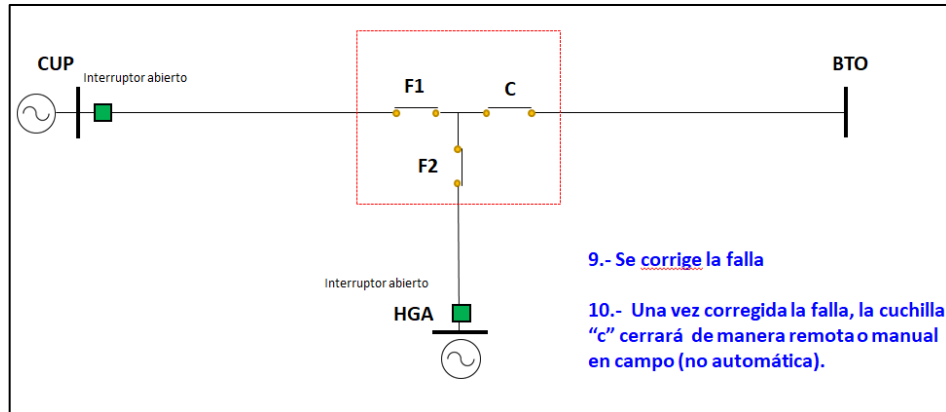
Figura 55. **Seccionamiento de línea en SIAT para liberar falla en SIAT-BTO**



Fuente: elaboración propia.

Después de corregir la falla, se cierra la cuchilla C en forma remota o manual en campo. No operará de forma automática. Esta lógica de no operación automática permite asegurarse que el SIAT no operará bajo condiciones de falla franca, aunque el SIAT tiene capacidad de operar con corrientes según el voltaje de la línea, no se recomienda operar el SIAT como un interruptor de línea debido a su constitución de aislamiento.

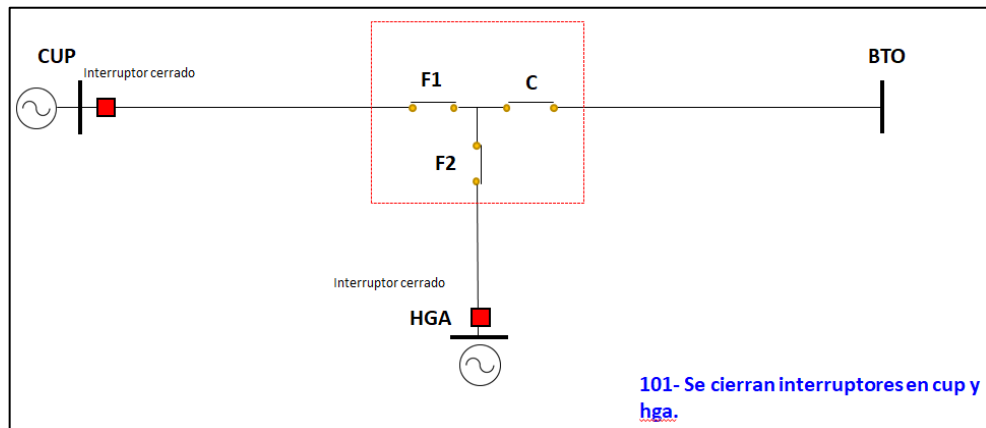
Figura 56. **Operación del SIAT después de corregir falla en segmento SIAT-BTO**



Fuente: elaboración propia.

Al tener cerrada la cuchilla C, se cierran los seccionadores en CUP y HGA. La carga BTO y operación de la línea se normalizan.

Figura 57. **Restablecimiento de línea después de corregir falla en SIAT-BTO**



Fuente: elaboración propia.

2.5. Arquitectura de la red de comunicación

Los seccionadores deben instalarse en las estructuras ubicadas en las derivaciones de los grandes usuarios, para comunicarse y operarse vía remota, deben integrarse a la red de comunicación que se opera desde el centro de control de información (COI).

La operación automática del seccionador se hace mediante el monitoreo de variables eléctricas por parte de los sensores combinados instalados en el seccionador y la comunicación entre los distintos componentes de la red de comunicación se realiza mediante varios niveles característicos de una red industrial de comunicación.

Figura 58. Ejemplo de red industrial



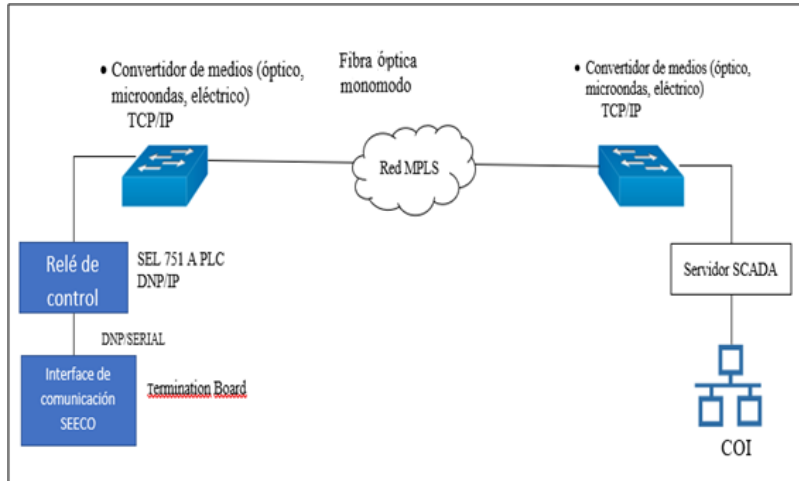
Fuente: SCADA. *Ejemplo de red industrial.*

www.uco.es/grupos/eatco/automatica/ihtm/descargar/scada.pdf. Consulta: 3 de marzo de 2018.

La comunicación entre el seccionador y el centro de control se logra entrelazando mediante protocolo DNP/SERIAL, DNP/IP & TCP/IP los siguientes componentes:

- Interfaz de comunicación del seccionador: se encarga de recibir las señales de voltaje y corriente analógicas de los sensores combinados instalados directamente sobre la línea.
- Relé de control: en el caso de la red de Trelec se utiliza un PLC tipo SEL 751 A que puede operar la lógica programada, y para el manejo de dichas variables utiliza el protocolo DNP/IP.
- Convertidor de medios: se encarga de convertir las señales provenientes tanto del módulo maestro como esclavo y dirigirlas hacia la red de transmisión de datos (puede ser RED MPLS, Fibra óptica hacia la subestación, antena de microondas, etc.). Se hace la conversión DNP a TCP/IP para poder integrarlo a la red de comunicación.
- Servidor SCADA: permite monitorear en tiempo real las señales recibidas por el sistema y manipular las variables entre sí. Los operadores del centro de control de operación de información tienen acceso al mapa visual de la red y pueden operar a discreción la misma. Es el punto en el que se centralizan las señales para poder operar y monitorear los equipos.

Figura 59. **Arquitectura de la red de comunicación**



Fuente: elaboración propia.

2.5.1. Medio de red de comunicación de Trelec

La información de las señales eléctricas obtenidas directamente de la línea por los sensores instalados en el seccionador viaja a través de la red de fibra óptica instalada en el hilo de guarda de Trelec (mediante cable de aluminio tipo OPGW) instalados en las estructuras de la red de 69kV y recorre caminos a través de la línea de transmisión hacia la subestación más cercana conectándose mediante en una mufa por cableado tipo ADSS hacia la caseta de la subestación más cercana (ODF en los tableros de la caseta); es allí donde la información se transmite entre las subestaciones interconectadas de Trelec hasta llegar al centro de operación de la información (COI) ubicado en la zona 1.

3. INTERRUPCIONES EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Las líneas de transmisión aéreas tienen interrupciones debido a que están expuestas a fallas de sus componentes tanto internos como de los agentes del medio ambiente que pueden alterar el funcionamiento normal de operación de la red. La naturaleza de las fallas es aleatoria, es difícil predecir ciertos tipos de falla y su impacto sobre la red de transmisión, sin embargo, se sabe que el impacto que tienen las interrupciones en el sector industrial es enorme debido a las pérdidas de producción (a veces millonarias), daño en equipos caros y de difícil sustitución y pérdida de competitividad a nivel industrial, regional y hasta de país.

3.1. Tipos de interrupciones

Las interrupciones se clasifican de la siguiente manera:

- **Programadas:** interrupciones que se hacen siguiendo un procedimiento previamente establecido y son utilizadas para realizar mantenimientos o variantes a la red de transmisión que no se pueden realizar sin hacer cortes de energía. Se consideran interrupciones debido a que la línea de transmisión debe estar disponible en todo momento; sin embargo, son necesarias para realizar maniobras sobre la red de transmisión y no tienen un impacto considerable en la energía no suministrada, ya que se transfieren los flujos de carga hacia la red circundante con el fin de no afectar ningún usuario en ningún nivel de voltaje mientras dure el descargo o interrupción sobre la línea.

Figura 60. **Interrupción programada sobre línea San José- Escuintla II por conexión de subestación Pacífico**

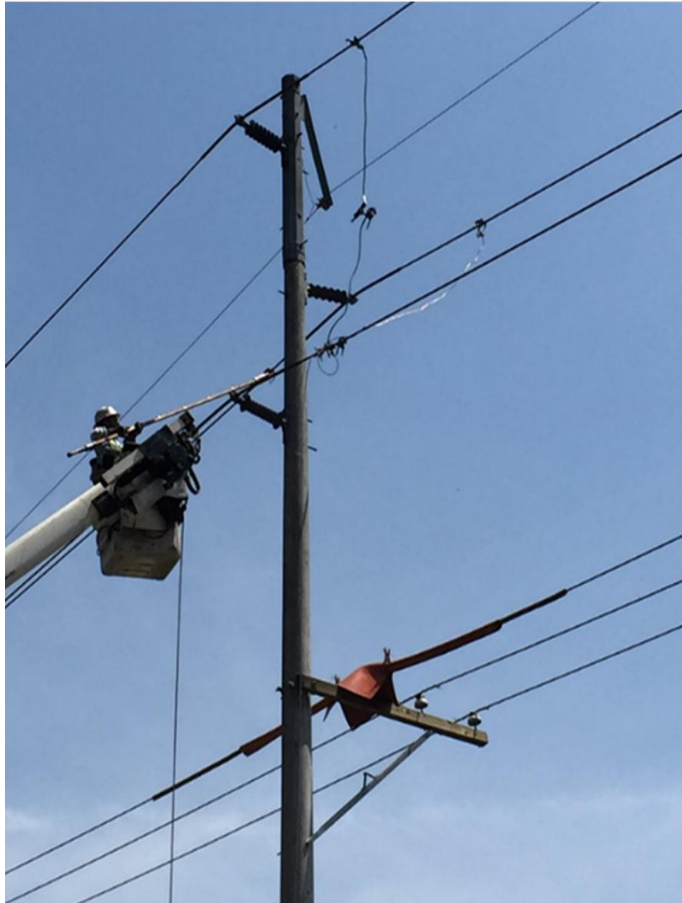


Fuente: elaboración propia.

- Forzadas: interrupciones sin tiempo de preparación, se llaman también fallas porque causan comportamiento aleatorio en el sistema, así como tiempo de indisponibilidad en el suministro eléctrico. En el capítulo II de las NTCSTS se especifica el número máximo permitido por categoría de línea (que depende del voltaje, así como de la importancia de dicha línea en el SNI), así como la duración máxima del tiempo de interrupción en un período anual (que también depende del voltaje de operación). Las causas más frecuentes de este tipo de fallas son las siguientes:

- Ramas que hacen contacto con la línea de transmisión.
- Descargas electro atmosféricas sobre el hilo de guarda que causa flameo inverso. En este caso, las descargas se dirigen a tierra, pero al existir una alta resistencia de puesta a tierra, se produce un efecto llamado *flash-over* donde la descarga se induce hacia las fases, dañando el aislamiento, produciendo una falla de fase a tierra.
- Objetos extraños sobre la línea (nidos de aves, animales que se suben a estructuras, basura, etc.).
- Fallas en aislamiento debido al envejecimiento o condiciones extremas de ambiente.
- Fallas en herrajes.
- Fallas en estructuras.
- Vandalismo.
- Problemas de diseño.

Figura 61. **Interrupción por daño en bayoneta de poste**



Fuente: elaboración propia.

- De fuerza mayor: son fallas que ocurren por motivos ajenos a la operación de la red, falta de mantenimiento, accidentes que involucran estructuras u objetos que vuelan y se incrustan en las fases de las líneas de transmisión. Este tipo de fallas no son sancionadas si después de la debida investigación de reportes, se determina que no pudieron prevenirse o preverse con ningún plan de mantenimiento y deberá seguirse el procedimiento establecido en el artículo 9 de los anexos de las NTCSTS según resolución CNEE-37-2003.

Figura 62. **Manta vinílica sobre línea de transmisión**



Fuente: elaboración propia.

Figura 63. **Árbol caído sobre línea de transmisión**



Fuente: elaboración propia.

3.2. Causas de interrupciones

Las causas de falla están cuantificadas para poder determinar el problema que causa dicho evento. Esta información es útil para realizar planes de mantenimiento que puedan eliminar o minimizar el efecto de las salidas forzadas de las líneas en la red de transmisión. Se detallan las siguientes causas.

Tabla IX. Causas de interrupciones en líneas de 69 Kv

Causa	Descripción
Ramas/ vegetación	Ramas en los conductores
	Rama suelta vuela hacia la línea
	Rama por falta de poda se acerca a la línea
	Enredadera por falta de chapeo se acerca a la línea
	Árbol cae y sus ramas se acercan a la línea
	Árbol que cae sobre los conductores
Contaminación (hollín, quema de caña, chimeneas, etc.)	Contaminación (hollín, quema de caña, chimeneas, etc.)
	Quema de caña
	Chimeneas cercanas
	Moho en aisladores
	Quema de basura o vegetación
Fauna local	Objeto extraño sobre la línea
	Fauna en contacto con la línea
Conductores rotos o fundidos	Conductor roto a medio vano
	Conductor roto en puente
	Empalme al 100 % fundido
	Empalme al 50 % fundido
	Conductor deshilado en contacto con otra fase
	Conector tipo T o paleta fundido
	Falla por punto caliente
	Conector universal pernado fundido
Falla de Interruptores de Aire	Falla de Seccionadores de aire
	Mala calibración
	Mala operación
	Falla en maneral
	Falta en estallador
	Falla en automatismo
	Apertura bajo carga
Falla en aislamiento	Aislador flameado
	Flameo por daño físico del aislador
	Flameo por envejecimiento
Tormenta en el área	Flameo por descarga electro atmosférica
	Aislador flameado
	Flameo por descarga electro atmosférica
Problemas de diseño	Cortocircuito por pérdida de libranza
	Poste de distribución intercalado
	Pérdida de libranza entre líneas
	Mal flechado de fases
	Construcciones cercanas a la línea

Continuación de la tabla IX.

Fallas mecánicas	Fallas mecánicas de componentes de la línea
	Falla de tornillos de sujeción
	Falla de bayonetas
	Falla de postes
	Falla de torres
	Falla mecánica de aisladores
	Falla de retenidas
	Falla de cemento
Fallas en hilo de guarda	Hilo de guarda en contacto con la línea
	Hilo de guarda roto
	Hilo de guarda pierde libranza
	Cable deshilado

Fuente: elaboración propia.

3.3. Coordinación para atención de fallas

A continuación, se muestra la coordinación para atención de fallas

3.3.1. Centro de control

Es el encargado de monitorear las 24 horas del día y los 365 días de la semana todos los circuitos de 13.2 kV de distribución de EEGSA, así como líneas y subestaciones de 69 kV y 230 kV que estén conectadas a transportistas afiliados (Trelec), así como otros centros de control asociados y que brindan apoyo para monitorear, analizar y registrar las fallas que se presenten en la operación normal de la red eléctrica. El COI es en encargado también de informar a los entes involucrados acerca de cualquier anomalía que se presenta en la red de transmisión.

La estructura del COI es la siguiente:

- Jefe de unidad: es el encargado de velar por el cumplimiento de los objetivos corporativos y estratégicos de la unidad de centro de control.

También, realiza planes de mejora a dichas operaciones autoriza los requerimientos necesarios entre distintos entes relacionados al centro de control.

- Ingeniero de turno: es el encargado de monitorear la operación y secuencia de las maniobras. Así como de analizar los flujos de carga de la operación normal y en condiciones críticas de la red. También, coordina con los gestores de turno que se encargan de realizar reparaciones de emergencia en la red.
- Operadores de red: son los encargados de realizar el monitoreo constante. Tienen una planta telefónica fija y se dedican a monitorear por turnos el funcionamiento constante de los circuitos, así como de organizar las cuadrillas que atienden las emergencias, dependiendo del sector donde estén localizadas físicamente. También, coordinan maniobras y acciones de emergencia con los encargados de cuadrilla.
- Carros y cuadrillas de emergencia: son personas encargadas de realizar en campo las maniobras requeridas por el centro de control. Poseen el equipo adecuado para manejar circuitos de 13.2 kV, así como trabajos en 69 kV. Las cuadrillas se componen de un jefe de cuadrilla y linieros de distintas categorías que realizan los trabajos asignados según su capacidad y experiencia. Las cuadrillas deben organizarse según el orden de las maniobras para evitar una fallida operación que puede provocar un accidente eléctrico que ponga en riesgo la operación normal de la red o una vida humana en el peor de los casos.

3.3.2. Transportista

En el caso de la red de Trelec, existe un departamento de mantenimiento de líneas y subestaciones. En dicho centro de trabajo existe una estructura definida para llevar a cabo los planes de mantenimiento que ayuden a la operación de la red, así como protocolo para el control de interrupciones y mejoras en la red que se traducen en ejecución de presupuesto de gasto en la red.

En este también se toman acciones preventivas y correctivas relacionadas con las indisponibilidades en la red.

La estructura del departamento de mantenimiento es la siguiente:

- Jefe de unidad: es el encargado de velar por el cumplimiento de los objetivos corporativos y estratégicos de la unidad de mantenimiento. También realiza planes de mejora a dichas operaciones y autoriza los requerimientos necesarios entre distintos entes relacionados al departamento de mantenimiento.
- Ingenieros de transmisión: son los encargados de planear, realizar y supervisar el cumplimiento de planes de mantenimiento a la red de transmisión, así como velar que se cumplan los objetivos mensuales de índices de fallas e indisponibilidades.
- Gestores de transmisión: son los encargados de monitorear la red de transmisión, coordinar con contratistas la realización de trabajos sobre la red de transmisión. También, son los encargados de realizar la función de agente de zona de trabajo en la realización de descargos (persona

que toma la responsabilidad ante el COI y autoriza la creación de la zona de trabajo para realizar trabajos en descargo). Los gestores están divididos en unidad de líneas y subestaciones y se encargan de coordinar los trabajos para que la línea se restaure lo antes posible.

- Metodología para la atención de fallas.

En el caso de la red de 69 kV de Trelec, los operadores cumplen turnos de 8 horas en las 24 horas del día y en los 365 días de la semana. Al existir una falla, si es en circuito de distribución o de transmisión será distinta la forma de atención de dicha falla.

Los operadores tienen el criterio de decidir la atención que se debe de dar a cada interrupción y si hubiera más de una interrupción entonces se debe priorizar la atención hacia las líneas o circuitos afectados que causen mayores problemas y tengan prioridad sobre la red.

Las fallas están clasificadas según la atención que necesiten:

- Interrupciones de atención inmediata: estas deben ser corregidas o aisladas de forma inmediata debido a que afectan circuitos grandes y el suministro eléctrico de grandes usuarios o ya sea el despacho de un generador conectado a la red. Las fallas de atención inmediata pueden ser causadas por árboles o ramas sobre la red, choque de vehículos contra estructuras, fallas en el aislamiento, herrajes o conductores, puntos calientes, etc.

- Interrupciones de atención a corto plazo: fallas en circuitos redundantes que pueden ser aisladas de inmediato y no afectan el suministro de la energía eléctrica mientras se busca la causa de la falla.
- Interrupciones de atención a mediano plazo: son las interrupciones que ocurrieron por una causa específica y que hay pocas probabilidades de que vuelva a suceder ya que el reenganche de la línea causa que se libere la falla.

3.3.3. Proceso de atención de emergencia

Los operadores se comunican vía telefónica con el gestor de turno encargado del área donde ocurrió la falla. Puede ser en área metropolitana o área de costa sur. El gestor encargado deberá evaluar en campo la magnitud de la falla, su probable causa y llevar a cabo en conjunto con el operador y las cuadrillas de emergencia la coordinación de la reparación más adecuada.

En el caso de la red de transmisión, los puntos de seccionamiento para aislar la falla están ubicados en las subestaciones y los seccionadores que están ubicados sobre líneas de transmisión y algunos de ellos tienen que ser operados vía manual; es decir, si se localiza la falla, se debe aislar la sección de línea afectada por medio de maniobras sincronizadas en cada uno de los puntos de seccionamiento y proceder con la reparación.

El proceso de atención de emergencia puede entenderse como un mantenimiento correctivo, donde se busca solucionar lo antes posible un problema que ya afectó la operación normal de la red, la intervención de los distintos colaboradores es vital para las reparaciones necesarias. Para una

descripción detallada del proceso de mantenimiento, se puede consultar el anexo en este documento.

3.3.4. Puntos de seccionamiento en la red de Trelec

Cuando ocurre una falla, debe seccionarse en el menor tiempo posible para que el disturbio afecte a la mínima parte de la red posible, en la red de transmisión se cuenta con los siguientes puntos de seccionamiento.

Los puntos de seccionamiento sobre la línea de transmisión están ubicados en distintos puntos de las líneas de transmisión de la red de 69 kV. En la tabla adjunta se pueden observar los puntos de maniobra en donde los que tienen operación manual, deben ser operados en el punto, esto implica tiempos de demora demasiado largos.

Tabla X. **Puntos de seccionamiento de líneas de transmisión sobre red de 69 kV de Trelec**

Poste	Id	Marca	Operación	Línea
607358	1 135	SEECO	Motorizado	Palin-Antigua
602108	1 291	SEECO	Motorizado	Centro Guatemala 6
601802	1 188	SEECO	Motorizado	Santa Monica-Laguna 1
603322	1 139	SEECO	Motorizado	Milagro-Acacias
601057	1 174	SEECO	Motorizado	Dorion-Gerona-Ciudad Vieja
600027	1 104	SEECO	Motorizado	Centro Guatemala 6
605321	1 251	SEECO	Motorizado	Aurora-Papistrachan
607156	1 054	kearney Automatizado	Motorizado	Dorion-Gerona-Ciudad Vieja
603338	1 008	SEECO	Motorizado	Milagro-Acacias
606732	1 289	SEECO	Motorizado	Centro Guatemala 1
600995	1 053	kearney Automatizado	Motorizado	Dorion-Gerona-Ciudad Vieja
605033	1 243	Kearney	Motorizado	Briones-Cambray
607342	1 186	SEECO	Motorizado	Barcenos-Villanueva
605275	1 248	SEECO	Motorizado	Laguna-Ojo de Agua
606741	1 195	SEECO	Motorizado	Dorion-Gerona-Ciudad Vieja
600269	1 292	SEECO	Motorizado	Centro Guatemala 6
601137	1 177	Kearney	Motorizado	Dorion-Gerona-Ciudad Vieja-Proceres
604084	1 163	SEECO	Motorizado	Centro Guatemala 5
604085	1 153	Kearney	Motorizado	Centro Guatemala 5
601245	1 056	Kearney	Manual	Dorion-Gerona-Ciudad Vieja

Continuación de la tabla X.

605819	1 164	Kearney	Manual	Centro Guatemala 5
601244	1 057	Kearney	Manual	Guatenorte Guadalupe 2
600859	1 119	kearney	Manual	Guatenorte Guatemala 6
605636	1 272	Kearney	Manual	Guatenorte Guatemala 6
600971	1 116	kearney	Manual	Guatenorte Guadalupe 2
602973	1 192	Kearney	Manual	Santa Ana- Ingenio Santa Ana
600061	1 154	Kearney	Manual	Centro Guatemala 6
600547	1 025	Kearney	Manual	Centro Guatemala 1
600475	1 147	Kearney	Manual	Centro Guatemala 2
601321	1 235	Kearney	Manual	Guatenorte Guatemala 6
604038	1 185	Kearney	Manual	GuateEste Guadalupe 3
600235	1 191	Kearney	Manual	Centro Guatemala 5
601219	1 178	Kearney	Manual	Guatenorte Guatemala 3
604396	1 271	kearney	Manual	Santa Mónica- Mayan Golf
605405	1 265	Kearney	Manual	Centro Guatemala 5
602231	1 181	Kearney	Manual	Palin-Antigua
600863	1 282	Kearney	Manual	Guatenorte Guatemala 6
607109	1 288	Kearney	Manual	Centro Guatemala 1
601540	1 005	kearney	Manual	Laguna-Ojo de Agua
600100	1 017	Kearney	Manual	Centro Guatemala 6
600641	1 099	Kearney	Manual	Guatenorte Guadalupe 2
601469	1 189	kearney	Manual	Centro Guatemala 1
600476	1 146	Kearney	Manual	Centro Guatemala 3
603114	1 260	kearney	Manual	Centro Guatemala 5
601316	1 016	Kearney	Manual	Guatenorte Guatemala 6
600791	1 180	Kearney	Manual	Guate Este Guadalupe 3
602058	1 255	kearney	Manual	Palin Antigua
600223	1 152	kearney	Manual	Centro Guatemala 6
605807	1 275	Kearney	Manual	Santa Mónica- Bárcenas
601341	1 027	Kearney	Manual	Guatenorte Guatemala 2
602969	1 150	Kearney	Manual	Sub Santa Ana- Ingenio Santa Ana
605699	1 013	kearney	Manual	Santa Mónica - Barcnas
600587	1 151	Kearney	Manual	Centro Guatemala 2
903026	1 278	kearney	Manual	Santa Mónica- Mayan Golf
600789	1 245	Kearney	Manual	Guate Este Guadalupe 3
601370	1 244	Kearney	Manual	Centro Guatemala 1
601222	1 220	Kearney	Manual	Guatenorte Guatemala 2
603110	1 226	kearney	Manual	Centro Guatemala 5
600192	1 161	Kearney	Manual	Centro Guatemala 5
605706	1 273	kearney	Manual	Palin-Laguna
600218	1 160	Kearney	Manual	Centro Guatemala 5
601396	1 290	SEECO	Manual	Centro Guatemala 1
605305	1 249	kearney	Manual	Centro Guatemala 1
601517	9 992	kearney	Manual	Laguna- Sector Industrial
600170	1 149	Kearney	Manual	Centro Guatemala 6
600752	1 007	Kearney	Manual	Guate Este Guadalupe 3
604040	1 254	kearney	Manual	Guate Norte Guatemala 6
601914	1 120	Kearney	Manual	Palin Laguna
604322	1 269	Kearney	Manual	Guate Este Guadalupe 1
605602	1 285	kearney	Manual	Santa Mónica- Guate Sur
602604	1 258	Kearney	Manual	Puerto San Jose-Portuaria
605201	1 197	Kearney	Manual	Guatenorte Guadalupe 2
601541	1 234	kearney	Manual	Laguna-Ojo de Agua
903025	1 277	Kearney	Manual	Dorión- Gerona- Ciudad Vieja
604075	1 270	kearney	Manual	Centro Guatemala 1
606754	1 280	kearney	Manual	Centro Guatemala 1
605800	1 257	kearney	Manual	Guate Norte Guatemala 6

Continuación de la tabla X.

603276	1 032	kearney	Manual	Guate Norte Guatemala 6
601403	1 114	kearney	Manual	Centro Guatemala 1
605682	1 131	Kearney	Manual	Laguna-Ojo de Agua
605558	1 268	kearney	Manual	Santa Mónica-Mayan Golf
601692	1 222	kearney	Manual	Laguna- San Miguel Petapa
600277	1 102	Kearney	Manual	Centro Guatemala 6
600085	1 101	Kearney	Manual	Centro Guatemala 6
900894	1 200	Kearney	Manual	Pantaleón-Cocales
603244	1 201	Kearney	Manual	Guatenorte Guadalupe 2
606401	1 067	Kearney	Manual	Milagro-Puerto
604724	1 138	Kearney	Manual	San Jose- Portuaria
600023	1 167	Kearney	Manual	Centro Guatemala 5
601258	1 055	Kearney	Manual	Guate Norte Guatemala 3
600156	1 060	Kearney	Manual	Centro Guatemala 6
600964	1 074	SEECO	Manual	Guate Norte Guadalupe 1
601536	9 991	kearney	Manual	Sector Industrial - Laguna
601213	1 117	Kearney	Manual	Guate Norte Guatemala 2
602452	1 144	Kearney	Manual	Palmeras- Santa Maria Marquez
606721	1 198	Kearney	Manual	Milagro-Puerto
603602	1 274	Kearney	Manual	Guate Sur Guadalupe 1
600567	1 026	Kearney	Manual	Centro Guatemala 1
601426	1 184	Kearney	Manual	Laguna-Ojo de Agua
600145	1 204	Kearney	Manual	Centro Guatemala 6
601215	1 225	Kearney	Manual	Guate Norte Guatemala 3
603164	1 231	Kearney	Manual	Guate Norte Guatemala 6
605218	1 240	Kearney	Manual	Guate Este Guadalupe 3
604380	1 263	Kearney	Manual	Guate Sur Guadalupe 1
601513	1 006	kearney	Manual	Sector Industrial - Laguna
600947	1 202	SEECO	Motorizado	Guate Norte Guatemala 3
604053	1 256	SEECO	Motorizado	Guate Este Guadalupe 3
602308	1 129	SEECO	Motorizado	Palin Antigua
600928	1 221	SEECO	Motorizado	Guate Norte Guatemala 2
604086	1 148	SEECO	Motorizado	Centro Guatemala 1
605547	1 266	SEECO	Motorizado	Santa Mónica - Mayan Golf
604467	1 259	SEECO	Motorizado	Centro Guatemala 5
606755	1 162	SEECO	Motorizado	Centro Guatemala 5
601147	1 169	SEECO	Motorizado	Guate Este Guadalupe 3
605837	1 196	Kearney	Manual	Guate Este Guadalupe 3

Fuente: elaboración propia.

3.3.5. Tiempos de energización promedio

El tiempo de energización después de una falla depende de muchos factores, ya que en restablecimiento de la falla intervienen tanto el operador del COI, así como el gestor de transmisión, también el contratista encargado en reparar la falla.

- Ubicación física de la falla: la falla puede estar a medio vano, en el último poste de la subestación o en un lugar poco accesible. Aproximadamente un 40 % de las líneas de transmisión de la red de 69 kV de Trelec están en áreas de difícil acceso, (barrancos, callejones estrechos, áreas rojas), donde la circulación se restringe y es necesario llegar a las estructuras a pie.
- Lectura de relé: la ramificación de la red, así como los nodos que se comparten entre generadores, grandes usuarios y subestaciones, hacen que los relés de protección por distancia tengan incertezas grandes con respecto a la medición de la corriente de falla. Esto hace que la medición de resistencia obtenida por el relé marque una distancia que sea significativa entre el punto real de falla y el punto equivalente según el parámetro de resistencia de la línea.
- Tipo de falla: si la falla fue solo una interrupción causada por un rayo o una rama que hizo contacto con la línea entonces la duración de esta no será la misma que la que causa un aislador que se destruye y debe reemplazarse para volver a poner en operación la línea.

Se pueden tomar como ejemplo las fallas ocurridas en 2017 en la red de 69 kV de Trelec. En la presente tabla se puede apreciar la línea de transmisión afectada, el horario de salida, de entrada y la duración total según el control que se tiene desde el COI.

Tabla XI. **Historial de fallas ocurridas en 2017 para la red de Trecle**

Fecha	Línea indicada por COI	Duración (minutos)	Causa de la falla	Energía no suministrada (kW/h)
08/01/2017	Santa María Márquez - Concepción	00:03:00	Sin causa establecida	-
08/01/2017	Miriam - La Unión	00:42:00	Ramas en los conductores	-
08/01/2017	Santa María Márquez - Concepción	00:02:00	Ramas en los conductores	-
08/01/2017	Miriam - La Unión	01:17:00	Ramas en los conductores	-
08/01/2017	Miriam - Generadora La Unión	00:01:49	Ramas en los conductores	-
08/01/2017	Escuintla 2 - Enron	01:30:00	Sin causa establecida	-
09/01/2017	red de transporte Centroamericana	00:00:00	Protección por sobrecarga AMM	-
09/01/2017	Línea particular Ingenio CONCEPCION	00:22:29	Ramas en los conductores	-
16/01/2017	red de transporte Centroamericana	00:00:00	Proteccion por sobrecarga AMM	-
24/01/2017	Maco Juarez	00:01:48	Porblemas causados por Depto. de Proyectos	-
24/01/2017	Maco Juarez - San Jose	00:01:48	Porblemas causados por Depto. de Proyectos	-
03/02/2017	s/e Costa Linda, Maco Juarez	00:43:08	Porblemas causados por Depto. de Proyectos	-
03/02/2017	s/e Costa Linda, Maco Juarez	00:42:16	Porblemas causados por Depto. de Proyectos	-
05/02/2017	Línea santaLucia-Miriam1	00:01:26	Sin causa establecida	-
05/02/2017	Línea santaLucia-Miriam1	00:01:26	Contaminación (hollín, quema de caña, chimeneas, etc.)	-
08/02/2017	CENTRO - GUATEMALA 6	02:26:27	Causas de fuerza mayor	58 134,9
09/02/2017	Línea particular Ingenio CONCEPCION	00:22:29	Ramas en los conductores	-
12/02/2017	Obispo - Milagro	00:01:55	Sin causa establecida	224,9
26/02/2017	Línea Santa María Márquez - Palmeras	00:02:43	Conductores rotos o fundidos	-
03/03/2017	Seccionador San Diego - Belem	00:16:28	Ramas en los conductores	-
18/03/2017	Seccionador Belem - Genosa	00:03:05	Contaminación (hollín, quema de caña, chimeneas, etc.)	586,5
20/03/2017	Línea San Lucas Santa Maria Cauque	00:08:24	Contaminación (hollín, quema de caña, chimeneas, etc.)	276,8
21/03/2017	Línea SantaLucia-Miriam2	00:01:53	Tormenta en el Área	-
21/03/2017	Red de Panamá	00:10:53	Problemas en subestaciones de Terceros	-
21/03/2017	Red de Panamá	00:03:16	Problemas en subestaciones de Terceros	-
27/03/2017	Escuintla 1 - Palmeras	00:28:00	Problemas en subestaciones de Terceros	3 306,18
27/03/2017	Escuintla 1 - Lirios	00:09:50	Problemas en subestaciones de Terceros	8 245,25

Continuación de la tabla XI.

27/03/2017	Laguna - Sauce	00:25:33	Problemas por mala operación de la red	-
07/04/2017	Costa Linda - Generadora San José	00:12:29	Problemas causados por Depto. de Proyectos	-
19/04/2017	Amatitlán - Laguna	00:02:34	Contaminación (hollín, quema de caña, chimeneas, etc.)	-
19/04/2017	Laguna - Lagotex	00:02:34	Problemas en subestaciones Trelec	-
20/04/2017	Centro - Guatemala 5	00:02:08	Aislador flameado	572,8
20/04/2017	Centro - Guatemala 5	00:22:45	Aislador flameado	-
24/04/2017	Costa Linda - San José	00:01:58	Problemas en subestaciones de Terceros	-
24/04/2017	Centro - Guatemala 5	06:16:41	Aislador flameado	-
25/04/2017	Puerto Quetzal - Portuaria	00:02:54	Problemas causados por Depto. de Proyectos	450,5
26/04/2017	Sauce - Laguna	00:04:43	Sin causa establecida	-
27/04/2017	San José - Puerto Quetzal	00:37:30	Problemas causados por Depto. de Proyectos	-
27/04/2017	San José - Puerto Quetzal	00:03:50	Problemas causados por Depto. de Proyectos	-
27/04/2017	San José - Puerto Quetzal	01:24:52	Problemas causados por Depto. de Proyectos	-
03/05/2017	Chacara - San Lucas	00:02:15	Tormenta en el área	650,6
08/05/2017	Escuintla 1 - Los Lirios	00:24:00	Problemas en subestaciones de Terceros	-
10/05/2017	Genosa - Belem y en IG-110 San José - Portuaria	00:04:56	Problemas por mala operación de la red	1 332,3
12/05/2017	Miriam - Obispo	00:01:15	Tormenta en el área	144,5
16/05/2017	Obispo - Milagro	00:02:06	Tormenta en el área	313,6
17/05/2017	San Diego - Belén	00:12:26	Problemas en subestaciones de Terceros	-
18/05/2017	Obispo - Miriam	00:02:26	Problemas en subestaciones Trelec	417,8
18/05/2017	Santa Lucia - Miriam 2	02:09:32	Problemas en subestaciones Trelec	-
18/05/2017	Miriam - La Unión.	02:00:51	Problemas en subestaciones Trelec	-
20/05/2017	Escuintla II - Enron	00:24:00	Sin causa establecida	-
25/05/2017	Línea Centro - San Cristóbal	00:02:31	Ramas en los conductores	680,1
26/05/2017	Línea Chacara - San Lucas	00:01:59	Tormenta en el área	-
28/05/2017	Línea Sector Industrial - Alamo	00:02:10	Problemas por mala operación de la red	755,1
30/05/2017	Línea Belem - Los Lirios	00:02:57	Problemas en subestaciones Trelec	813,3
30/05/2017	Línea Miriam - Obispo	00:38:39	Problemas en subestaciones Trelec	252,9
30/05/2017	Línea Miriam - Generadora Santa Lucia	00:41:05	Problemas en subestaciones Trelec	-
01/06/2017	Línea Miriam - Obispo	02:02:36	Problemas en subestaciones Trelec	1 565,9
01/06/2017	Línea Miriam - Generadora Santa Lucia	02:13:36	Problemas en subestaciones Trelec	-

Continuación de la tabla XI.

04/06/2017	Línea San Lucas - Santa María Cauque	02:41:37	Sin causa establecida	239,7
06/06/2017	San Miguel Petapa - Laguna	00:02:07	Tormenta en el Área	-
07/06/2017	Guate Norte - Guatemala 3	00:04:32	Tormenta en el Área	4 054,3
07/06/2017	Guate Norte - Guatemala 2	00:04:26	Tormenta en el área	4 500,6
08/06/2017	Guate Norte - Guatemala 2	00:08:18	Conductores rotos o fundidos	7 595,7
10/06/2017	Guate Este - Guadalupe 3	06:38:05	Causas de fuerza mayor	6 580,9
12/06/2017	Escuintla 2 - PQP	00:14:00	Causas de fuerza mayor	-
12/06/2017	Santa Lucía - Miriam 1	00:01:56	Tormenta en el área	-
12/06/2017	Obispo - Miriam	00:02:26	Tormenta en el área	200,75
13/06/2017	Guate Norte - Guatemala 6	00:27:31	Tormenta en el área	12 641
13/07/2017	Guate Norte - Guadalupe 2	02:00:00	Sin causa establecida	27 399,8
19/06/2017	Guate Norte - Guadalupe 2	00:05:26	Sin causa establecida	4 147,9
19/06/2017	Pantaleón - Santa Lucía 1	00:30:38	Problemas en subestaciones de terceros	326,50
19/06/2017	Pantaleón - Santa Lucía 2	00:30:38	Problemas en subestaciones de terceros	-
22/06/2017	Guate Norte - Guadalupe Guate Norte - Guadalupe Guate Este - Guadalupe Guate Este - Guadalupe Guate Sur - Guadalupe Guate Sur - Santa Mónica 1 Guate Sur - Guadalupe 2	00:32:53	Protección por sobrecarga AMM	119 592
23/06/2017	Escuintla 1 - Palmeras Escuintla 1 - Lirios Escuintla 1 - Santa Ana Pantaleón - Santa Lucía 1	00:11:18	Problemas en subestaciones de terceros	26 171
27/06/2017	Obispo - Milagro	00:04:44	Sin causa establecida	1 394,9
28/06/2017	Guate Sur - Guadalupe 1, Guate Sur - Santa Mónica 2	00:13:24	Problemas en subestaciones de terceros	31 705
30/06/2017	Villa Lobos - Monte María	00:01:56	Sin causa establecida	164,9
01/07/2017	Milagro Acacias	02:40:00	Ramas en los conductores	4 988,9
01/07/2017	Pacífico - Costa Linda	00:00:00	Problemas en subestaciones de terceros	
01/07/2017	Costa Linda - San José	00:00:00	Problemas en subestaciones de terceros	3 169,1
01/07/2017	Guate Norte - Guadalupe 1 y 2	00:00:00	Protección por sobrecarga AMM	6 823
01/07/2017	Milagro - Puerto	00:00:00	Tormenta en el Área	
03/07/2017	Puerto San José - Puerto Quetzal	00:00:00	Problemas en subestaciones Trelec	1 222,9
03/07/2017	Puerto San José - Puerto Quetzal	00:00:00	Problemas en subestaciones Trelec	255,6
07/07/2017	Palmeras - Escuintla 1	00:00:00	Tormenta en el área	1 851,6
08/07/2017	San Miguel Petapa - Ojo de Agua	00:11:15	Sin causa establecida	
09/07/2017	Guatemala Sur - Santa Mónica 2	00:33:29	Problemas en subestaciones de Terceros	22 498,7
10/07/2017	Obispo-Milagro	00:00:42	Tormenta en el área	90,30
11/07/2017	Miriam - Generadora La Unión	00:02:05	Ramas en los conductores	
13/07/2017	Guate Norte Guadalupe 2	19:44:17	Causas de fuerza mayor	20 730,1

Continuación de la tabla XI.

17/07/2017	Guatemala Norte - Guatemala 3	00:01:12	Sin causa establecida	1 228,6
18/07/2017	Genosa - Belem	00:06:04	Problemas en subestaciones de terceros	665,54
18/07/2017	Genosa - Puerto San José	00:06:39	Problemas en subestaciones de terceros	418,32
20/07/2017	Costa Linda-San José	00:06:47	Sin causa establecida	
20/07/2017	Escuintla 2-Barcazas PQP	03:06:00	Ramas en los conductores	
20/07/2017	Genosa - Puerto de San José	00:01:27	Problemas en subestaciones de terceros	
20/07/2017	Genosa - Belem	01:33:59	Problemas en subestaciones de terceros	
21/07/2017	Milagro-Puerto San José	00:03:01	Tormenta en el área	
23/07/2017	Miriam - Santa Lucía 1	00:02:04	Sin causa establecida	238,4
23/07/2017	Obispo - Miriam	00:00:39	Sin causa establecida	88,6
23/07/2017	Pantaleón - Santa Lucía 1	00:54:12	Problemas en subestaciones Trelec	267,1
24/07/2017	Santa Lucía - Miriam 2	00:01:30	Sin causa establecida	
26/07/2017	Milagro-Acacias	07:52:25	Tormenta en el área	23 699,9
27/07/2017	Santa Mónica-Centro	06:13:26	Causas de fuerza mayor	
28/07/2017	Barcazas-Escuintla2	00:16:00	Ramas en los conductores	
29/07/2017	Barcazas-Escuintla2	00:25:00	Ramas en los conductores	
30/07/2017	Santa Mónica-Bárceñas	00:01:25	Tormenta en el área	494,5
06/08/2017	Guate Norte Guatemala 2	00:02:50	Sin causa establecida	1 203,5
06/08/2017	Milagro - Acacias	00:00:00	Tormenta en el área	
06/08/2017	Milagro - Acacias	00:00:00	Tormenta en el área	
07/08/2017	IG-201 Guadalupe - Próceres	00:01:24	Tormenta en el área	449,17
07/08/2017	Línea Modelo	00:06:00	Tormenta en el área	11 503,4
11/08/2017	Milagro - Puerto	00:03:54	Ramas en los conductores	
12/08/2017	Obispo - Milagro	00:02:02	Tormenta en el área	383,22
16/08/2017	IG-207 santa Lucía Miriam 1	00:00:58	Tormenta en el área	
16/08/2017	IG-126 Obispo - Miriam	00:02:49	Tormenta en el área	18,53
29/08/2017	Centro - Mixco	00:34:50	Sin causa establecida	1 204,5
29/08/2017	Mixco - San Lucas	00:34:46	Problemas en subestaciones Trelec	1 072,4
30/08/2017	Palmeras - Santa María Márquez	00:01:20	Tormenta en el área	
30/08/2017	Santa Lucía 1 - Miriam	00:01:22	Tormenta en el área	
30/08/2017	Santa María Márquez - Concepción	00:02:26	Problemas en subestaciones Trelec	
31/08/2017	El Sauce - Planta Laguna	00:04:04	Ramas en los conductores	
05/09/2017	Sector Industrial - Álamo	00:02:01	Ramas en los conductores	
05/09/2017	San Miguel Petapa - Laguna	00:03:37	Problemas en subestaciones Trelec	
05/09/2017	Sector Industrial - Álamo	00:01:24	Ramas en los conductores	
05/09/2017	San Miguel Petapa - Laguna	06:03:52	Problemas en subestaciones Trelec	
05/09/2017	Laguna - San Miguel Petapa	05:15:46	Ramas en los conductores	2 285,6

Continuación de la tabla XI.

06/09/2017	Santa Lucía 1 - Miriam	00:08:16	Tormenta en el área	
06/09/2017	Obispo -Miriam	00:02:26	Problemas en subestaciones Trelec	
06/09/2017	Miriam - La Unión	00:02:43	Problemas en subestaciones Trelec	
06/09/2017	Miriam - Santa Lucía	00:06:25	Problemas en subestaciones Trelec	119,6
07/09/2017	Obispo - Miriam	08:46:15	Causas de fuerza mayor	
07/09/2017	Miriam-Obispo	#####	Causas de fuerza mayor	
07/09/2017	Miriam-Santa Lucía	00:04:21	Causas de fuerza mayor	
07/09/2017	Miriam-La Unión	00:04:16	Causas de fuerza mayor	
07/09/2017	Santa Ana - Obispo	00:01:47	Tormenta en el área	
07/09/2017	Santa Lucía 1 - Miriam	00:06:43	Causas de fuerza mayor	
07/09/2017	Obispo - Miriam	00:01:13	Causas de fuerza mayor	
07/09/2017	Miriam - Santa Lucía	00:03:07	Causas de fuerza mayor	
07/09/2017	Miriam - La Unión	00:02:49	Causas de fuerza mayor	534,4
08/09/2017	Santa María Márquez - El Salto	00:05:00	Tormenta en el área	
11/09/2017	Miriam-Santa Lucía 1	00:01:13	Causas de fuerza mayor	
17/09/2017	San Miguel Petapa - Laguna	00:01:39	Sin causa establecida	
18/09/2017	Santa Lucía - Miriam 2	00:03:36	Tormenta en el área	
19/09/2017	Genosa-Puerto San José	00:02:06	Tormenta en el área	
19/09/2017	Puerto Quetzal-Portuaria	00:02:49	Problemas en subestaciones Trelec	488,0
20/09/2017	Belem-Genosa	00:01:40	Problemas en subestaciones Trelec	400,4
21/09/2017	Pantaleón - Santa Lucía 1	00:09:18	Proteccion por sobrecarga AMM	
21/09/2017	Pantaleón - Santa Lucía 2	00:09:18	Proteccion por sobrecarga AMM	1 058,6
22/09/2017	Pantaleón - Santa Lucía 2	00:13:20	Sin causa establecida	
23/09/2017	Milagro-Puerto San Jose	00:02:00	Tormenta en el área	
24/09/2017	Santa Lucía - Miriam 2	01:01:10	Tormenta en el área	
04/10/2017	Palín - San Gaspar	00:00:45	Sin causa establecida	283,9
04/10/2017	Sector Industrial - Guate Este Guadalupe 1	00:01:06	Sin causa establecida	1 887,0
08/10/2017	Miriam - La Unión	00:06:55	Sin causa establecida	
09/10/2017	Álamo-San Miguel Petapa	00:01:30	Tormenta en el área	329,04
10/10/2017	Guate Este Guadalupe 2	03:50:27	Sin causa establecida	11 405,4
10/10/2017	Sector Industrial-Guadalupe 1	00:06:42	Protección por sobrecarga AMM	7 221,5
10/10/2017	Sector Industrial-Guadalupe 1	00:01:08	Protección por sobrecarga AMM	1 221,5
10/10/2017	Sector Industrial-Centro Guatemala 1	00:20:19	Problemas en subestaciones de Terceros	
10/10/2017	Santa Lucía-Miriam	00:03:06	Sin causa establecida	
10/10/2017	Obispo - Miriam	00:00:00	Problemas en subestaciones Trelec	77,9
10/10/2017	Roosevelt-Monserrat	00:02:21	Sin causa establecida	2 604
19/10/2017	Guate Norte - Guatemala 2	00:06:00	Sin causa establecida	6 991,9
19/10/2017	Guate Norte - Guatemala 3	00:06:00	Problemas en subestaciones de Terceros	809,8
20/10/2017	Santa Lucía - Miriam 1	00:02:05	Tormenta en el área	
20/10/2017	Obispo - Miriam	00:02:42	Problemas en subestaciones Trelec	77,40
21/10/2014	Santa María Márquez - Concepción	00:06:01	Tormenta en el área	
21/10/2014	Santa Lucía - Miriam 1	00:01:13	Tormenta en el área	

Continuación de la tabla XI.

21/10/2014	Obispo - Miriam	00:02:27	Problemas en subestaciones Trelec	83,30
22/10/2017	Santa Lucia - Miriam 1	00:01:00	Tormenta en el área	
22/10/2017	Santa Lucia - Miriam 1	00:01:22	Tormenta en el área	
22/10/2017	Obispo - Miriam	00:01:47	Problemas en subestaciones Trelec	95,11
25/10/2017	Línea Mixco - Tinco	01:40:53	Hilo de guarda en contacto con la línea	16 070,1
25/10/2017	Línea Mixco - Tinco	00:55:20	Hilo de guarda en contacto con la línea	
25/10/2017	Línea Mixco - Tinco	00:42:31	Problemas por mala operación de la red	3 480,2
25/10/2017	Línea San Gaspar - Sacos Agrícolas	00:50:08	Problemas por mala operación de la red	
25/10/2017	Escuintla 1 - Palmeras	00:41:04	Problemas en subestaciones de terceros	9 047,8
25/10/2017	Escuintla 1 - Santa Ana	00:39:04	Problemas en subestaciones de terceros	6 982,5
25/10/2017	Escuintla 1 - Lirios	00:37:04	Problemas en subestaciones de terceros	12 532,5
28/10/2017	Genosa - Puerto	00:05:00	Problemas por mala operación de la red	
29/10/2017	Línea Obispo - Miriam	00:07:00	Tormenta en el ÁREA	192,5
01/11/2017	Guate Norte - Guatemala 6	00:09:41	Problemas por mala operación de la red	1 481,2
03/11/2017	Miriam - Cocales	00:01:40	Sin causa establecida	
04/11/2017	Santa Lucia - Miriam 1	00:01:19	Tormenta en el área	
04/11/2017	San Miguel Petapa - Laguna	00:01:48	Otros	
04/11/2017	Santa Lucia - Miriam 1	00:03:21	Tormenta en el área	
04/11/2017	Miriam - Obispo	00:02:14	Tormenta en el área	149,3
04/11/2017	Obispo - Miriam	00:02:14	Tormenta en el área	
04/11/2017	San Miguel Petapa - Laguna	00:01:10	Otros	
08/11/2017	San Miguel Petapa - Laguna	00:03:06	Sin causa establecida	
10/11/2017	Guate Este-Guadalupe 3	00:00:02	Otros	
15/11/2017	Obispo - Miriam ABG Zona 1, 7.87Km. 2408A	00:02:00	Tormenta en el área	
15/11/2017	Miriam - Obispo ACG Zona 1, 4.75Km 1529A	00:06:00	Tormenta en el área	
15/11/2017	Miriam - Santa Lucia 1	04:18:04	Tormenta en el área	
15/11/2017	Miriam - La Unión	03:26:49	Causas de fuerza mayor	
27/11/2017	Guate Norte-Guadalupe 1	00:02:23	Problemas en subestaciones de terceros	989,1
27/11/2017	Guate Norte - Guatemala 6	00:02:47	Problemas en subestaciones de terceros	715,8
27/11/2017	Roosevelt - Monserrat	00:01:35	Sin causa establecida	1 016,4

Fuente: elaboración propia.

El balance total de interrupciones en las líneas de transmisión en red de 69 kV de Trelec para 2017 se presenta en la siguiente tabla.

Tabla XII. **Resumen de indicadores de falla para el 2017 en red de Trelec**

Descripción	Duración
Duración total (minutos)	94:09:52
Energización promedio (hora)	0:28:58
Energía no suministrada (kW/h)	52 2915,4

Fuente: elaboración propia.

Anualmente, la pérdida de energía por el costo de energía no suministrada es significativa, ya que los cortes de energía, aunque no sean prolongados, conllevan a una secuencia de pasos para restablecer el suministro eléctrico que puede llevarse más tiempo de lo que se demora en reparar el elemento fallado.

El proceso de liberación de una falla y posterior energización de la línea depende de los siguientes factores:

- Visualización de falla en el sistema: el tiempo en que el operador recibe el aviso de operación de la línea en el sistema es considerablemente pequeño ya que se trabaja a través del sistema SCADA.
- Aviso de operador a gestor de emergencia: el operador debe avisar inmediatamente al gestor acerca del fallo en la línea. Es tiempo insignificante ya que el gestor cuenta con radio y teléfono para atender a los avisos.
- Maniobras de seccionamiento de falla: este tiempo es bastante variable dependiendo del lugar donde fue la falla y la facilidad para seccionar la parte fallada. En la red actual aún hay bastantes equipos manuales que deben ser operados en campo.

- Tiempo de localización de falla: este tiempo depende de la longitud de la línea fallada, de la exactitud del relé de protección que se activó, dificultad de acceso, el conocimiento del gestor acerca de la topología de la red y el entorno que rodea la estructura donde se encuentra el fallo de la red. Este tiempo es independiente de la llegada del contratista ya que el gestor debe asegurarse primero del problema que debe solucionarse para solicitar apoyo del contratista adecuado para reparar la anomalía sobre la línea de transmisión.
- Tiempo de llegada del contratista: el tiempo de llegada del contratista depende de la disponibilidad que tenga en el momento la cuadrilla que realizará las reparaciones correspondientes. También, depende de la organización interna del contratista para la atención de emergencias. Otros factores que se deben considerar son el tráfico según la hora de falla, dificultad de acceso de camión o cuadrilla y problemas de acceso por terrenos privados.
- Tiempo de solución de la anomalía: este tiempo depende del tipo de falla que se haya presentado. Por ejemplo, un colapso de estructura es más tardado de reparar que retirar una rama que está en contacto con la línea de transmisión.
- Aviso de gestor a operador: al realizar las reparaciones correspondientes, el gestor se encarga de avisar al operador del centro de control que ya puede energizar la línea. Esto se hace bajo un protocolo de seguridad donde el gestor debe avisar al operador del COI que ya se han retirado las tierras, retirado el personal y se da luz verde para energizar de nuevo la línea.

- Maniobras de energización. la puesta en servicio de nuevo de la línea depende de las maniobras de retorno para volver la red a su configuración normal. El tiempo de demora depende de la maniobrabilidad de la red y de los equipos seccionadores que pueden ser automáticos o manuales. A veces es imposible reconfigurar las líneas de una forma rápida debido al riesgo de maniobra de cargas en horarios pico.

3.4. Análisis de interrupciones para la red de Trelec en 2017

Analizando el número total de fallas para el 2017 en la red de 69 kV de Trelec, se puede resumir las causas de las fallas y separar por duración de 10 minutos entre falla larga y falla corta en la red según el criterio establecido en el *Reglamento de la ley general de la electricidad* en el artículo 123, en donde se define la indisponibilidad de líneas con sanciones acumulativas asociativas a cada salida de servicio no programada, o no autorizada por el AMM con una duración menor a 10 minutos, el periodo de tiempo límite para aplicar sanciones.

Tabla XIII. **Análisis de interrupciones en líneas de transmisión en red de Trelec para el 2017**



Fuente: EEGSA. *Análisis de interrupciones en líneas de transmisión en red*. <https://eegsa.com/>.
 Consulta: 30 de marzo de 2018.

- La mayor parte de fallas totales en la red de transmisión, son causadas por tormentas en el área (24 %), las descargas atmosféricas sobre la línea eléctrica producen sobre voltajes de frente ancho que causan el disparo de los seccionadores de línea colocados en el extremo de las líneas. Estas fallas son difíciles de corregir con mantenimiento preventivo, ya que dependen de la protección que posea la línea contra dichas descargas. Convencionalmente, se deben mantener sistemas de puestas a tierra con bajo nivel de resistencia para poder drenar la corriente de falla, sin embargo, esto en la práctica es difícil de cumplir, ya

que las redes de tierras están expuestas a vandalismo, así como a cambios en la resistividad de suelo en el que están instaladas.

- Las fallas por causas no determinadas corresponden a las interrupciones que se dan sobre las líneas de transmisión y no es posible detectar que fue lo que causó dicho disparo (se descarta por tormenta o rayo) ya que suceden en época seca donde no hay actividad electro atmosférica. Sin embargo, también son un buen porcentaje de las fallas sobre las líneas (16 %).
- Las interrupciones por problemas en subestaciones se refieren a operaciones de seccionadores que son causadas por mal manejo de mantenimiento de equipos en subestaciones que causan el disparo en cascada de los seccionadores colocados en la barra o en las líneas asociadas. También, son causados por problemas de aislamiento en los seccionadores ubicados en la subestación. Estas interrupciones también son un porcentaje grande de las fallas totales (26 %). Sin embargo, estas fallas son casi imposible de predecirlas, ya que incluyen equipos que son ajenos a la transportista; en el caso de los grandes usuarios, muchas veces no dan mantenimiento a sus subestaciones en el intervalo adecuado causando interrupciones a lo largo de toda la línea por la que están conectados.
- Las fallas causadas por ramas en los conductores (9 %) son debido a las franjas de arbolado que están cercanas a la línea. En los planes de mantenimiento se incluye la poda de árboles cercanos a las estructuras; sin embargo, hay ocasiones donde la frecuencia de poda no es la adecuada, esto provoca que los árboles crezcan lo suficiente para provocar una falla a tierra al contactar la línea de transmisión. En

ocasiones también se combinan los vientos huracanados con las franjas de arbolado para ocasionar fallas, esto debido a que los vientos debilitan las ramas y las acercan a la línea una distancia considerable. Este tipo de fallas sí es evitable con buenos planes de poda sobre las líneas y estableciendo la criticidad y periodicidad de tala dependiendo de los árboles de la zona adyacente a los equipos de transmisión.

- Las interrupciones causadas por fuerza mayor (8 %) ocurren debido a situaciones aleatorias y pueden ser causadas por choques de vehículos sobre las estructuras, colapso de estructuras cercanas a la línea (vallas, anuncios, postes de otras redes); aunque no son muy frecuentes, causan bastantes interrupciones bastantes prolongadas, debido a que deben resolverse utilizando métodos no convencionales.
- Las líneas que son desconectadas por orden del AMM representan otro porcentaje (4 %) de las fallas en las líneas. Esto debido a que, en la operación, cuando hay líneas principales que se sobrecargan o presentan falla, se deben desconectar líneas secundarias para asegurar la mínima pérdida de carga en la red.
- Las interrupciones por mala operación en la red se refieren a fallas en donde el operador realiza las maniobras en una secuencia equivocada, provocando la activación de protecciones y el consiguiente disparo de las líneas de transmisión. Son un porcentaje pequeño de fallas (4 %) pero pueden corregirse utilizando protocolos de seguridad para llevar la secuencia de maniobras en situaciones de operación normal y de emergencia.

3.4.1. Análisis de fallas mayores a 10 minutos

Las fallas mayores a 10 minutos son menores que los disparos de línea, sin embargo, representan un porcentaje mayor de energía no suministrada (ENS) en la red de transmisión.

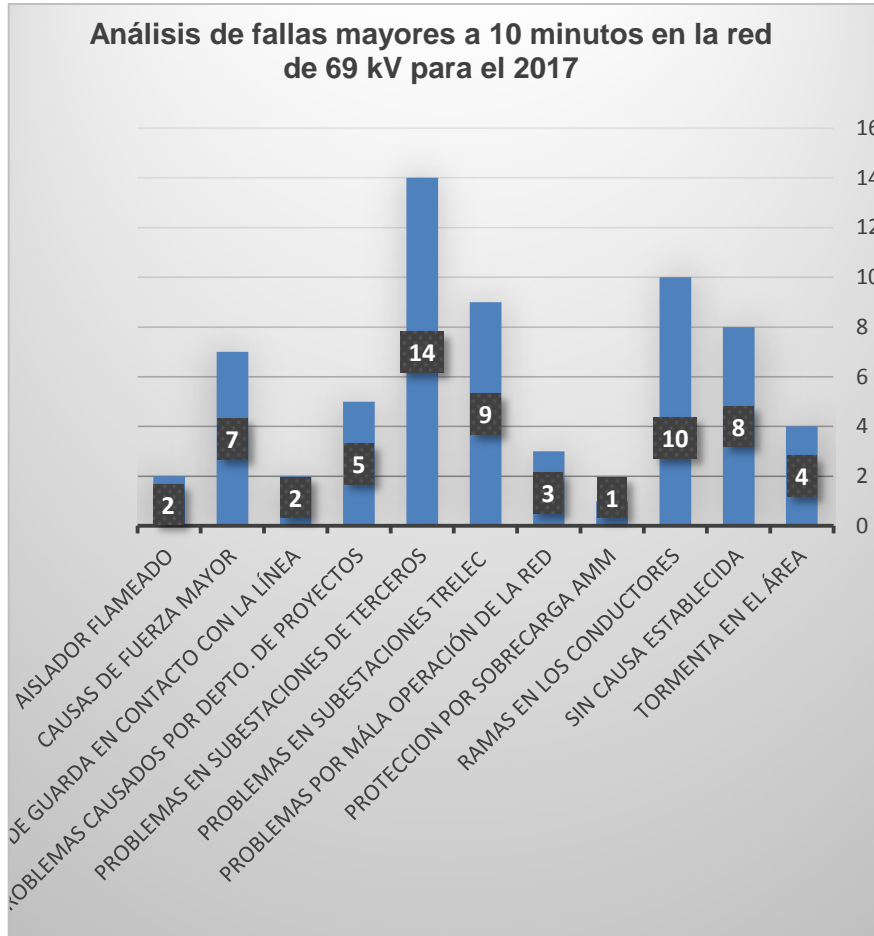
Tabla XIV. Resumen de fallas mayores a 10 minutos

Fallas mayores a 10 minutos en red de Trelec	
Descripción	Cantidad
Aislador flameado	2
Causas de fuerza mayor	7
Hilo de guarda en contacto con la línea	2
Problemas causados por el departamento de proyectos	5
Problemas en subestaciones de terceros	14
Problemas en subestaciones Trelec	9
Problemas por operación incorrecta de la red	3
Protección por sobrecarga AMM	1
Ramas en los conductores	10
Sin causa establecida	8
Tormenta en el área	4
Total	65

Fuente: elaboración propia.

El porcentaje mayor de fallas mayores a 10 minutos (22 %) es correspondiente a las interrupciones causadas por problemas en las subestaciones de terceros (grandes usuarios o generadores conectados a la red). Las instalaciones ajenas conectadas a la red del transportista también deben tener mantenimiento periódico. Esto significa que la estabilidad de la red también depende de la confiabilidad en las instalaciones de terceros. La duración de falla está ligada a la energía no suministrada debido a que la energización de la línea depende de que tan rápido se solucione el problema sobre la línea.

Figura 64. **Análisis de fallas mayores a 10 minutos sobre la red de Trelec para el 2017**



Fuente: elaboración propia.

3.4.2. Análisis de fallas menores a 10 minutos

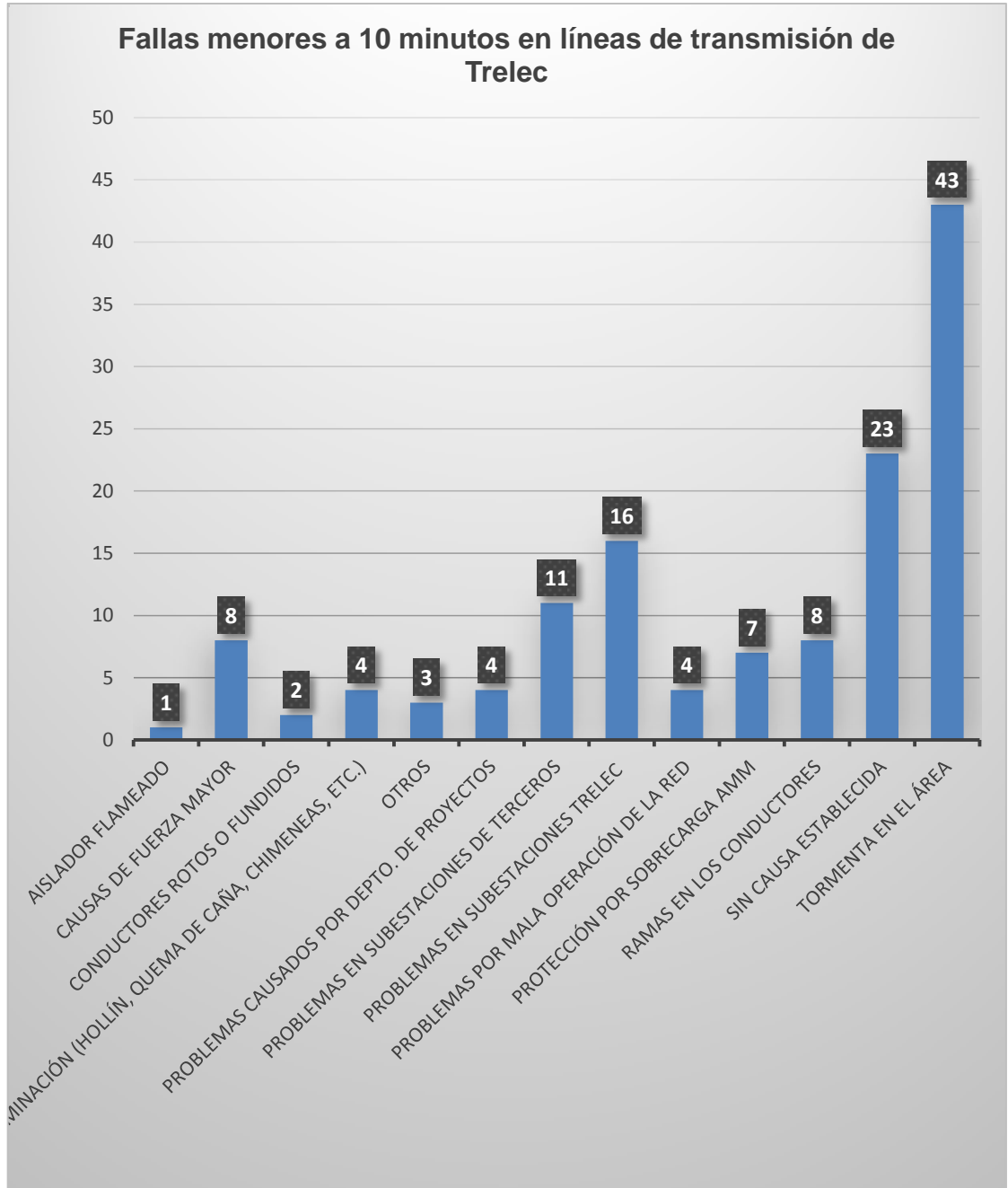
Las fallas menores a 10 minutos tienen como mayor número las que se tienen por tormenta en el área, esto se traduce como consecuencia de blindaje apropiado para las líneas de transmisión. También, hay una cantidad significativa de

Tabla XV. **Análisis de fallas menores a 10 minutos en líneas de transmisión de Trelec para el 2017**

Fallas menores a 10 minutos	
Descripción	Cantidad
Aislador flameado	1
Causas de fuerza mayor	8
Conductores rotos o fundidos	2
Contaminación (hollín, quema de caña, chimeneas, etc.)	4
Otros	3
Problemas causados por el departamento de proyectos	4
Problemas en subestaciones de terceros	11
Problemas en subestaciones Trelec	16
Problemas por mala operación de la red	4
Protección por sobrecarga AMM	7
Ramas en los conductores	8
Sin causa establecida	23
Tormenta en el área	43
Total	134

Fuente: elaboración propia.

Figura 65. **Fallas menores a 10 minutos en líneas de transmisión de Trelec**



Fuente: elaboración propia.

3.5. Mantenimientos programados en la red de transmisión de 69 kV para reducción de fallas

Los mantenimientos programados en las líneas de transmisión son necesarios para mantener y mejorar los indicadores de calidad de servicio. Las líneas en operación deben mantenerse disponibles todo el tiempo posible. Sin embargo, para que se cumplan los indicadores de calidad también es necesario cambiar o reemplazar componentes de estas y algunas veces es imposible cambiar con energía dichos elementos. Las actividades de mantenimiento para líneas de transmisión son las siguientes.

- **Proyectos de renovación:** se refiere a proyectos donde se renuevan activos en líneas de transmisión por vida útil; tipo de proyectos que están orientado a dar un mantenimiento correctivo y aumentar la confiabilidad de la línea de transmisión.
- **Proyectos de mantenimiento:** son proyectos donde se renuevan o realizan actividades que dan mantenimiento para alargar la vida útil o asegurar la confiabilidad de activos sobre la línea de transmisión. Son necesarios para asegurar la operación continua de la línea. Incluye calibración de equipos, pruebas de operación, comunicación etc.
- **Planes de arbolado:** se realizan tala y desrame programado a lo largo de toda la vegetación que está en el área de servidumbre que corresponde a las líneas de transmisión. Dicho plan está orientado a reducir al mínimo el contacto de las líneas de transmisión con los árboles o vegetación próxima a las instalaciones eléctricas. La frecuencia de dichas podas dependerá de las especies de árbol que están sembradas en la franja de servidumbre. Para realizar esta actividad se debe informar a las

autoridades forestales y ambientales correspondientes, así como a las municipalidades y dueños de fincas privadas sobre las cuales hay derecho de servidumbre.

- Plan de inspección termográfica: las vibraciones naturales a las que está expuesta la línea debido a la operación normal, así como el efecto del viento, la dilatación térmica provocada por cambios en la temperatura ambiental o errores humanos y/o fallos de material al momento de construir la línea, puede provocar conexiones no adecuadas donde se pueden provocar puntos calientes. Para prevenir el fallo de elementos por exceso de temperatura se realizan inspecciones termográficas en puntos donde existen conexiones pernadas (tornillo y tuerca), conexiones a compresión (empalmes y terminales) y equipos con movimiento (seccionadores de línea montados en poste). Las inspecciones termográficas se programan con frecuencia proporcional a la criticidad e importancia de la línea.
- Inspecciones visuales: las inspecciones visuales constituyen una visita punto por punto a cada estructura de la línea de transmisión, donde se toman en cuenta todos los elementos que pueden causar una falla en la operación; por ejemplo, algún objeto extraño sobre la línea, una construcción o vivienda demasiado cercana, deslaves de terreno que pueden provocar colapso de estructura, deshilado de conductores, problemas de acceso a estructura, problemas de servidumbre. Estas inspecciones son realizadas por los gestores que atienden emergencias en las líneas, ya que también se necesita que el personal conozca la ubicación física de las líneas de transmisión con el fin de minimizar el tiempo de respuesta al momento de suceder un evento sobre las líneas donde se requiera ubicar un punto específico a lo largo de la misma.

- Mediciones de sistemas de puestas a tierra: las mediciones de puestas a tierra son realizadas para asegurarse de tener una resistencia baja para drenar sobre corrientes de voltaje y evitar que superen el BIL del aislamiento. Son realizadas periódicamente para observar fallos en los sistemas de puestas a tierra por conexiones no adecuadas o configuraciones de varillas no adecuadas al tipo de terreno y su resistividad asociada.

3.5.1. Impacto de los planes de mantenimiento sobre los indicadores de calidad de servicio de transporte

Los planes de mantenimiento en la red de transmisión de 69 kV se realizan con el fin de mejorar o mantener los índices de calidad de servicio en el periodo anual. Se comparan los indicadores año con año con el fin de observar la tendencia de comportamiento en la red, así como el impacto real de los trabajos realizados a las líneas en la disponibilidad de estas y su confiabilidad.

El análisis de los indicadores también permite formular nuevas estrategias de ejecución de mantenimientos orientados a mejorar los índices generales de calidad de servicio.

Utilizando el historial de duración de fallas y el número total de interrupciones podemos comparar la relación de estos factores a través de los últimos tres años en las líneas de transmisión de Trelec.

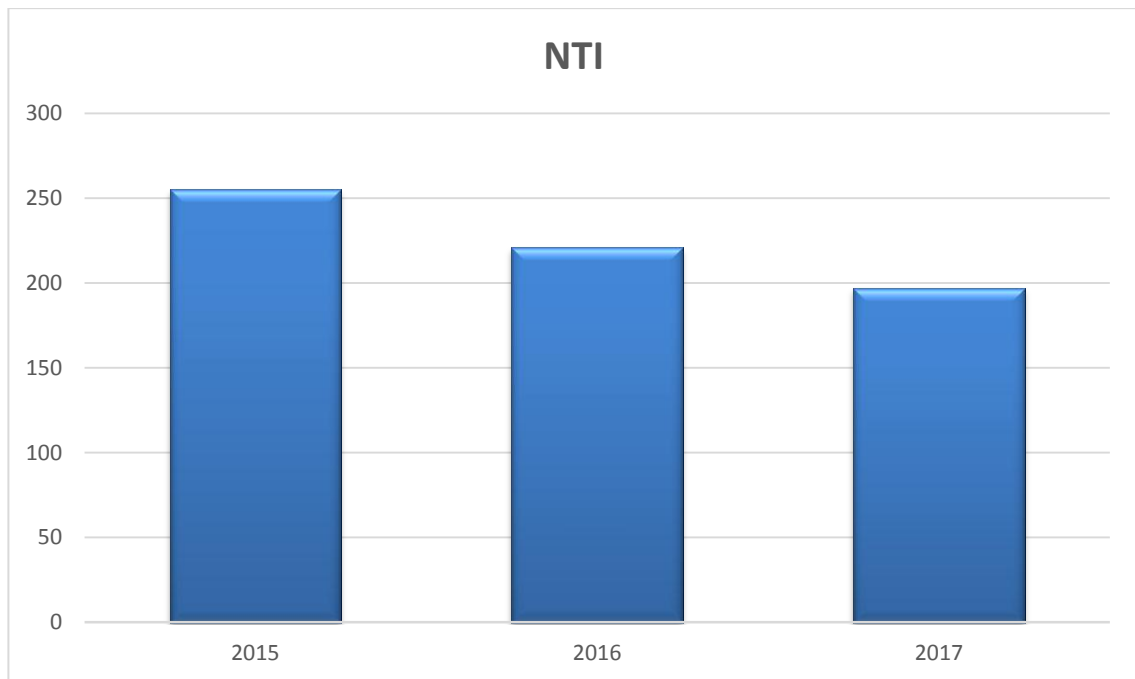
Tabla XVI. **Resumen de indicadores para el período 2015-2017**

Año	NTI	DTI (hh:mm:ss)	ENS (kW/h)
2015	255	204:00:45	369 579,75
2016	221	244:28:25	360 334,29
2017	197	157:32:15	493 965,963

Fuente: elaboración propia.

El análisis por separado de los indicadores de calidad, indica el comportamiento de cada uno de ellos a través del período de tiempo y permite observar la tendencia de estos, con el fin de evaluar numéricamente la efectividad de los mantenimientos realizados a la red de transmisión.

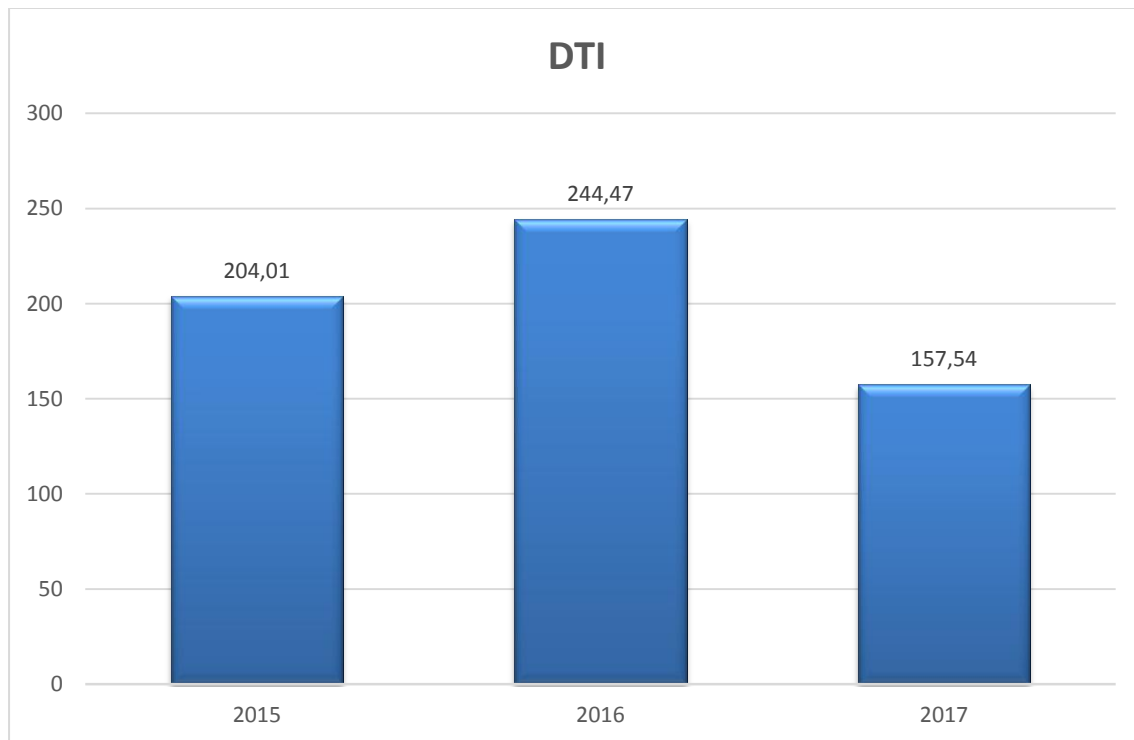
Figura 66. **Evaluación de NTI para el período 2015-2017**



Fuente: elaboración propia.

El número de interrupciones se ha disminuido desde 255 en el 2015 hasta 197 en el 2017. Esto supone una disminución de 21,96 % en el transcurso de tres años. Se puede relacionar esto con la disminución de disparos, ya que según la gráfica los disparos de corta duración son los que más aumentan dicho indicador.

Figura 67. **Resumen de DTI para el período 2015-2017**

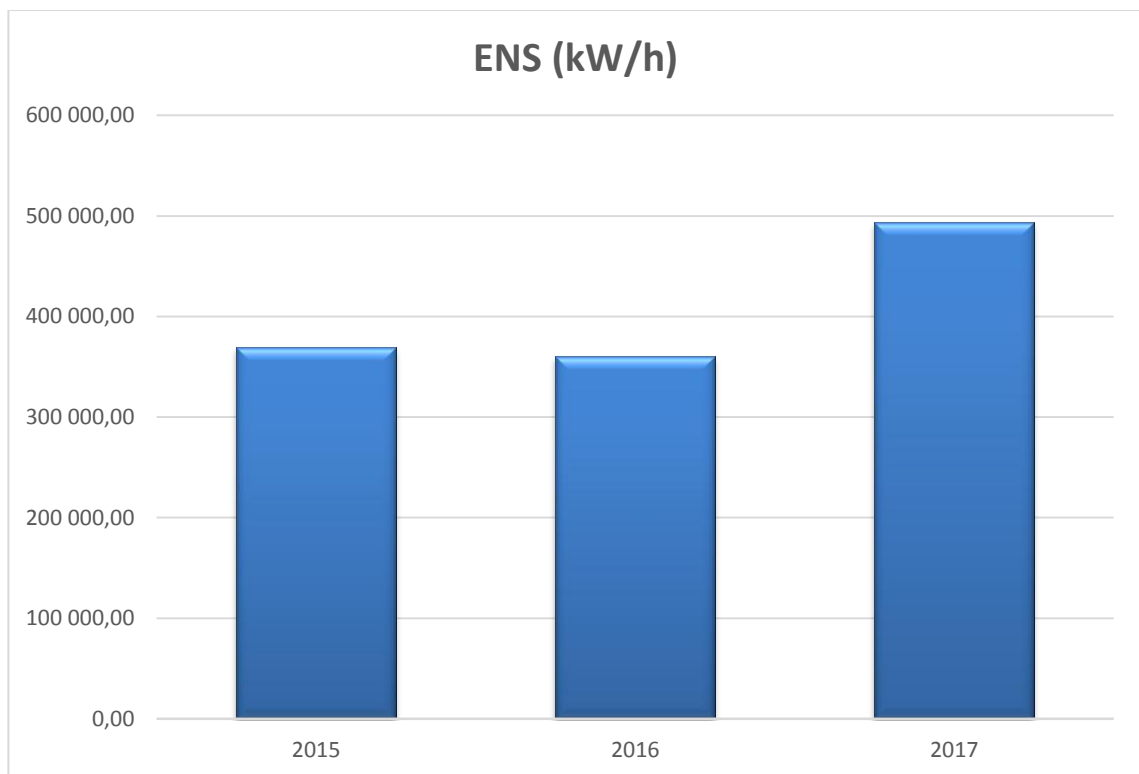


Fuente: elaboración propia.

Tomando en cuenta los mismos datos de la gráfica, la energía no suministrada también tiene una tendencia a reducirse; sin embargo, su comportamiento ha sido variante ya que en el 2016 tuvo el valor máximo (244,46 MW). El menor valor obtenido es en el 2017 (157,53 MW). El valor del indicador de DTI está directamente relacionado al NTI, ya que, a más líneas con

falla, más tiempo de indisponibilidad sumado; sin embargo, el DTI también está relacionado con el tiempo que se tarda la falla en restablecerse mediante la atención y coordinación de emergencia entre las entidades involucradas, así como del tiempo de respuesta de equipos automáticos que desconectan la línea.

Figura 68. **Resumen de ENS para el período 2015-2017**



Fuente: elaboración propia.

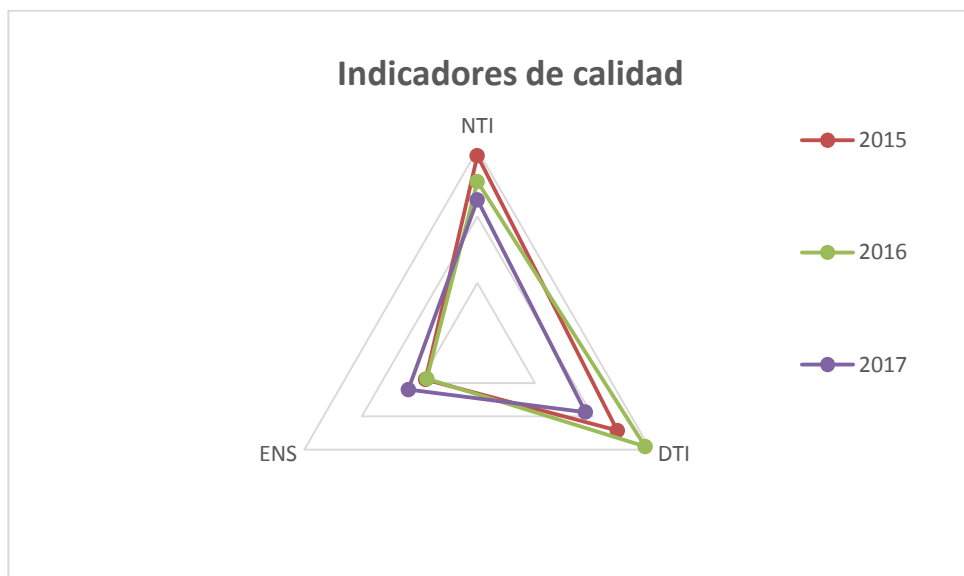
La energía no suministrada demuestra un comportamiento diferente, ya que al analizar la gráfica podemos darnos cuenta de que en 2015 mejoró con respecto a 2016; sin embargo, en 2017 tiene una tendencia a la alza, esto debido a que la energía no suministrada es proporcional al NTI y DTI, pero

también depende de la carga que la línea de transmisión tiene en el momento de la falla. Las líneas de transmisión principales tienen una criticidad mayor al momento de la energía que se pierde hacia los circuitos de distribución que las líneas que son alimentadores finales de usuarios o subestaciones de transformación.

Es importante mencionar que cada año la demanda de energía se incrementa por lo que una falla en condiciones parecidas sobre una misma línea tendrá valores más altos de energía no suministrada al pasar los años.

El nivel de disponibilidad requerido para cada línea de transmisión debe evaluarse y a la vez establecerse métodos de recuperación de carga que permitan reducir al mínimo la indisponibilidad en las líneas con más carga del sistema.

Figura 69. **Resumen de los indicadores de calidad**



Fuente: elaboración propia.

Los planes de mantenimiento si ayudan a mantener una reducción constante de los indicadores de falla; sin embargo, no tiene el mismo impacto en cada uno de los mismos. Para este es necesario considerarse planes de mantenimiento dirigidos específicamente a reducir los indicadores por separado.

3.6. Efectos de las fallas en las líneas de transmisión de 69 kV

Las fallas que se producen en un sistema de transmisión de energía eléctrica se aíslan mediante las protecciones automáticas que tratan de aislar según la coordinación de protección, solo un segmento del sistema que esté involucrado por la falla. En el mejor de los casos debe de ser el sistema más pequeño posible; sin embargo, cuando la coordinación de protección falla, se ve involucrada actuación de protecciones no deseadas.

Cuando ocurre la falla, el transportista está obligado a hacerse cargo de la restauración de la falla en el menor tiempo posible, así como de la reparación de los componentes fallados y las penalizaciones que impone el ente regulador, que es el que fija un marco regulador entre los agentes del mercado. Si la recuperación de la falla es menor de 10 minutos, no hay multa por dicha interrupción. En cambio, si el tiempo de restauración de la falla dura más de ese intervalo de tiempo, entonces, la multa depende de la importancia de la línea afectada, así como de la carga suministrada, el voltaje de la línea, el usuario afectado, entre otros factores.

La reducción de fallas en líneas de transmisión es beneficiosa para todos los agentes del mercado eléctrico, es por esto por lo que los grandes usuarios exigen una confiabilidad grande para asegurar la producción y disponibilidad de recursos para operar. También, las transportistas y distribuidoras la necesitan

para evitar costos de operación elevados, emergencias, demandas y malestar general a sus usuarios.

3.6.1. Efectos de fallas en grandes usuarios

En los grandes usuarios, las fallas causan activación de protecciones, deteniendo parcial o totalmente el suministro de energía en los sistemas de operación del usuario. En el caso de las protecciones, estas si se activan deben restablecerse en conjunto con el operador del centro de control; es decir, debe existir una persona de planta que coordine maniobras de energización con el operador que realizará las maniobras de retorno de energía a dicho usuario, esta coordinación lleva tiempo considerable.

Las interrupciones no programadas en los grandes usuarios producen lo siguiente:

- Pérdidas en la producción: debido a que hay industrias conectadas a la red de transmisión, la pérdida de producción será proporcional al tiempo de salida de la línea. Muchas veces las empresas no cuentan con un generador de respaldo o con una transferencia automática que cubra este tipo de eventos. También, muchas veces los generadores de emergencia solo cubren un porcentaje de la carga total dividida en circuitos de emergencia y de energía normal, esto implica que por ejemplo los servicios auxiliares o iluminación se verán sacrificados mientras dura la falla.
- Daños en equipo: muchas de las industrias se ven obligadas a sustituir sus equipos debido al daño producido en las sobrecargas. Esto significa que una empresa deberá incluir en su operación normal, el costo de los

daños y reposiciones de equipo que sucedan por las fallas que suceden sobre la red.

- Costos de generación por emergencia: las plantas generadoras por combustión interna funcionan a base de diésel, por lo tanto, deben abastecerse con grandes cantidades de combustible y almacenarse debidamente para responder ante una necesidad. La energía generada por estos equipos es mucho más cara que la que se toma de la red. Por lo tanto, causará al usuario un costo por energía más elevado.
- Pérdida de cargas parciales: la mayoría de los usuarios tienen la carga separada como normal y de emergencia, esto significa que el dimensionamiento del generador de emergencia se hace para las cargas que no pueden estar sin energía por un tiempo considerable (servicios básicos) que son un porcentaje de la carga total. Toda la carga que esté incluida como emergencia, se perderá mientras dure la falla.
- Pérdida de configuración de equipos: los equipos que no están contemplados en la carga de emergencia pierden la configuración y se necesita de personal calificado para ingresar de nuevo los parámetros de correcto funcionamiento, esto se traduce en pérdida de productividad para los usuarios.
- Malestar y demandas: es comprensible que los grandes usuarios no deseen responder económicamente ante los costos asociados en una falla; por lo tanto, interponen demandas hacia la transportista, comercializadora o distribuidora; esto deriva en malestar y pérdida de confianza entre dichos agentes, así como gastos en materia legal que también pueden afectar seriamente el presupuesto de dichas entidades.

3.6.2. Efectos de falla en generadores

Los generadores, además de presentar los mismos inconvenientes cuando sucede una falla que los de un gran usuario, también exponen el generador a severos daños debido a las altas corrientes circulantes u operación en desbalance.

Por ejemplo, se sabe que las causas más comunes que dan origen a la aparición de corrientes de secuencia negativa se dan cuando hay fallas a tierra, bifásicas y cuando no se cierran las fases en su totalidad. La falla bifásica es la condición crítica donde aparecen más corrientes de secuencia negativa, mientras que la condición de circuito abierto produce magnitudes relativamente reducidas de corriente de secuencia negativa.

En la condición ideal de operación, el generador al operar en un sistema trifásico balanceado aporta hacia el sistema corrientes de secuencia positiva. En esta condición, el flujo del entrehierro del generador gira en la misma dirección y en sincronía con el devanado de campo. Sin embargo, en condiciones de falla, se producen corrientes de secuencia negativa que giran en dirección opuesta a la del inducido. El flujo producido por esta corriente, visto desde el inducido, está a una frecuencia doble de la velocidad de sincronismo.

Desde el punto de vista mecánico, estas corrientes producen fuerzas electromotrices que se contraponen al giro normal de la máquina durante el tiempo que dura la falla. Debido a que el sentido de giro es determinado por el primotor o turbina, los esfuerzos mecánicos aparecen directamente en el acoplamiento rotor-turbina. Los engranes de los reductores de velocidad funcionan como fusibles mecánicos, cuando se excede la capacidad de los


fusibles, estos operan evitando el daño de los elementos principales del generador como es la turbina y el propio generador.

Desde el punto de vista eléctrico, al doblarse la frecuencia del rotor, ocasiona que el efecto piel se incremente, circulando corrientes por los elementos que están en la superficie del rotor (anillos de retención y cuñas).

La circulación de estas corrientes causa el calentamiento en estos elementos, lo cual puede generar los siguientes daños:

- Calentamiento en las cuñas hasta provocar su flexión: por la fuerza inercial del rotor, estas se pueden doblar provocando ruptura.
- Calentamiento del anillo de retención: este se expande y libera del cuerpo del rotor, lo que puede provocar que se desprenda.

Figura 70. **Reporte de generación perdida por interrupción en línea de transmisión**



TECNOGUAT, S.A.
MATANZAS HYDROELECTRIC PLANT
SAN JERONIMO, BAJA VERAPAZ

Incident Report

Number: 0010-2013

Date:	Saturday, August 10, 2013
Start Hour:	11.07 hours
End Hour:	11.31 hours
Total Time:	0.40 hours
Affected Power:	11.783 MW
Energy Loss:	0.00 MWh
Incident Type:	PICE - EXTERNAL CAUSES UNAVAILABILITY
Affected Unit:	68 - Unidad 1
Type of Failure:	CAUSA EXTERNA
Equipment Involved:	GENERADOR
Alarm Activated:	ALM-0079 - MATANZAS GENERATOR CB OPENED

Description:

Disparo de unidad. AMM informa que hubo problemas en la subestación Novella que pertenece a Cementos Progreso, provocando la apertura en la línea de transmisión 69.0 KV Guatenorte-Sanarate. Alarmas en SEL-300G: TRIP, 51 Protección de sobrecorriente con restricción de voltaje.

Actions Taken:

Se informa al AMM y CG-1, se reseteo relé de protección eléctrica 86E y 86BF, se sincronizó unidad.

Reparation / Improvement Actions Required:

Elaborated by: Raúl Girón

Sunday, August 11, 2013

Checked by:

Fuente: ECONOVA S. A. *Reporte de generación perdida*. <http://econova.biz/>. Consulta: 7 de abril de 2018.

4. CONFIABILIDAD

La confiabilidad está definida como El grado de funcionamiento de los elementos del sistema eléctrico de potencia que resulta en electricidad siendo entregada a los usuarios dentro de los estándares aceptados y en la cantidad deseada. Para un sistema de transmisión puede decirse también que se define como la habilidad para mantener un flujo constante de energía eléctrica entre los participantes de dicha red, cumpliendo con parámetros de calidad previamente establecidos para mantener la seguridad y fiabilidad en dicho sistema.

Para el estudio de la confiabilidad se dividen dos conceptos: la adecuación y la seguridad. La adecuación podemos establecer que es la habilidad de tener un suministro de potencia de energía eléctrica requerida por los consumidores dentro de los límites de voltaje, potencia y frecuencias aceptables; teniendo en cuenta salidas planeadas y no planeadas de los componentes. Seguridad se define como una medida de la habilidad de un sistema de potencia compuesto para resistir disturbios repentinos específicos como fallas a tierra o pérdidas no anticipadas de componentes del sistema.

El resultado de estos indicadores es el producto de la simulación de una cantidad de escenarios que recrean distintos eventos de falla, actuando de forma aleatoria sobre los componentes del sistema durante la operación normal, midiendo la capacidad para suministrar energía a los puntos de entrega.

Los sistemas de generación, transmisión y distribución, los principales componentes del sistema eléctrico de potencia, están compuestos por un determinado número de elementos, que individualmente cuentan con estados distintos posibles; esto también tiene asociada una tasa de fallas implícita y un tiempo de reparación asociado.

Los sistemas eléctricos de potencia pueden considerarse como necesarios para funcionar con índices de confiabilidad altos, debido a la importancia que tienen en el funcionamiento de la industria y de la sociedad.

Los estados del sistema son indeterminados, por lo tanto, se pueden describir por medio de análisis probabilísticos y sus distribuciones y densidades tratadas con métodos analíticos.

Por eso se hace necesario integrar estudios de confiabilidad para diseñar y operar sistemas eléctricos que tengan la máxima eficiencia y que presten u servicio bajo ciertos estándares de calidad. La calidad de la energía se divide en calidad de potencia eléctrica y continuidad de servicio, es por eso que las interrupciones en el servicio deben considerarse.

La continuidad del servicio en la energía eléctrica es vital para evaluar la calidad del servicio. Aunque las fallas no pueden evitarse debido a su carácter aleatorio, si se puede mejorar la red de transmisión por medio disminución de restablecimiento de fallas; esto implica mejorar tiempos de respuesta para maniobras, mejora de procesos, etc.

Con el objetivo de medir el impacto de las interrupciones, así como de establecer parámetros que permitan mejorar la red de transmisión, se han establecido índices de confiabilidad que permiten evaluar el desempeño de la

operación en los sistemas; así como de establecer mejoras y proyectos específicos para disminuir los costos de energía no suministrada, también, los costos de las sanciones que establece el marco legal del subsector eléctrico en Guatemala.

Existen dos métodos para evaluar la confiabilidad: los métodos de simulación estocástica y los métodos de análisis. El más conocido de simulación estocástica, es el método de Monte Carlo; entre los métodos de análisis, se tienen los procesos continuos de Márkov, los de redes y sus aproximaciones.

4.1. Parámetros necesarios para la evaluación de confiabilidad

Para evaluar de forma cuantitativa un sistema de confiabilidad se depende de la naturaleza del complejo a estudiar y el detalle de dicho análisis. Es por eso que deben obtenerse los índices de desempeño de los componentes individuales con los tiempos que se necesitan para reparar dichos componentes, o el tiempo que se tarda en reemplazar los elementos fallados y los tiempos de duración de maniobras para restablecer la red, se puede resumir de la siguiente manera:

Tasa de falla asociadas a las distintas probabilidades de falla en los componentes.

- Tiempo de reparación o reemplazo de elemento fallado
- Tasa de corte por mantenimiento programado en los elementos
- Tiempo de duración promedio para una suspensión programada

Para el análisis de confiabilidad es muy importante tomar en cuenta los tiempos de maniobra o conmutación que tienen los elementos de seccionamiento en el sistema.

- Tiempo de apertura y cierre de un seccionador
- Tiempo de apertura y cierre de un seccionador de transferencia
- Tiempos de reemplazo para un fusible
- Tiempos previstos para operación en contingencia

Los tiempos de conmutación del sistema pueden estimarse basados en la experiencia, criterio de ingeniería o en base a prácticas de operación. Sin embargo, se recomienda basarse de acuerdo con el historial de funcionamiento de componentes con similares características sometidos a las mismas condiciones de operación y entorno.

4.1.1. Índices de confiabilidad

Los índices o parámetros de confiabilidad utilizados para redes eléctricas pretenden cuantificar la calidad del servicio que presenta la red en cualquier punto de entrega de potencia. En algunos casos también se definen índices globales para el sistema como un todo.

Los índices de confiabilidad orientados al cliente y a la carga son utilizados para evaluar el impacto de las fallas en el sistema para un análisis de predicción futura de confiabilidad. Estos también pueden usarse como un significado de la evaluación de desempeño pasado de un sistema.

La evaluación de desempeño en los sistemas eléctricos es importante por las razones siguientes:

- Observación de cambios en el desempeño de sistemas a lo largo de un período de tiempo, esto se utiliza para analizar las áreas que necesitan más frecuencia de mantenimiento o a la inversa.
- Establecen índices límite que se utilizan para analizar y comparar la confiabilidad a futuro.
- Se puede hacer una predicción de funcionamiento en base a funcionamiento real.

Aunque existen distintos tipos de indicadores para evaluar la confiabilidad en el servicio, los índices cuantitativos que se usan para evaluar la incidencia en la calidad del servicio técnico de una red de transmisión son los siguientes:

- Tasa de falla: es una medida de no confiabilidad ya que es igual al tiempo de inactividad forzada por año y puede ser considerada una medida de indisponibilidad forzada. Representa la cantidad de veces que un elemento está privado del suministro de electricidad por unidad de tiempo. Es usual utilizar un año calendario para el análisis de este índice, ya que la disponibilidad del suministro eléctrico es muy alta. Al inverso de este índice se le conoce como tiempo promedio entre fallas.
- Tiempo de reparación: se describe como el tiempo que conlleva la acción de cambio o reparación del elemento causante del problema. Es el tiempo promedio de duración en una falla de suministro, expresado en horas. Al inverso de este índice se le conoce como tasa de reparación.
- Energía no suministrada: representa la cantidad de energía que la empresa de distribución deja de suministrar y por lo tanto vender a cada

uno de los usuarios finales instalados en la sección de red afectada por una interrupción. Este indicador es importante para poder establecer métodos y técnicas que permitan disminuir al mínimo las interrupciones y mejorar la calidad de servicio, ya que también depende del costo por la energía no suministrada (CENS) que es un valor indicado según el ente regulador (CNEE) para definir el costo de tener instalaciones no disponibles para transporte de energía en una unidad de tiempo.

- Carga promedio desconectada: es el número que indica la cantidad de usuarios finales que se vieron afectados por los cortes de suministro.
- Tiempo anual de desconexión esperado: es la indisponibilidad total del servicio durante un año, medido en horas. Se obtiene como la multiplicación de la tasa de falla por su duración promedio.

Resumiendo, los indicadores de calidad que se utilizan para evaluar los puntos de carga para cada estado operativo, podemos contabilizar:

- Potencia no suministrada (MW)
- Energía no suministrada (ENS) (MW/h)
- Tiempo de indisponibilidad (min)

Estos parámetros son utilizados por todas las empresas distribuidoras y transportistas para evaluar la calidad de energía y servicio técnico que prestan a sus usuarios. Sin embargo, estos indicadores, también, sirven para analizar y determinar el costo por energía no suministrada (CENS), así:

$$CENS = \frac{60}{P_{falla}} (\sum NF * TF * MPI) * PE$$

Donde:

- *CENS*: costo de energía no suministrada (dólares al año)
- *Pfalla* : probabilidad de ocurrencia de falla (minutos al año)
- *NF*: número de fallas (1/año)
- *TF*: tiempo de falla (horas)
- *MPI*: máxima potencia interrumpida (megavatios/año)
- *PE*: precio de la energía (dólares/ megavatio-hora)

Este parámetro es vital para indicar el precio aproximado en dólares del costo de la energía no suministrada en un año específico. Dicho valor es dado en Guatemala por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, trimestralmente, publicada en el diario oficial.

4.2. Estudios de confiabilidad utilizando el software NEPLAN

NEPLAN permite modelar una red basada en parámetros eléctricos asociados para determinar la interacción entre los distintos componentes, así como el resultado de modelar eventos independientes que inciden sobre las distintas variables eléctricas de operación en el sistema.

4.2.1. Criterios determinísticos

Se deducen al determinar las condiciones de restricción de los sistemas de generación y transmisión. Estas situaciones se basan en las condiciones críticas de operación. En un sistema de transmisión debe tomarse en cuenta que la disponibilidad tiene una dimensión espacial, debido a que el sistema se extiende a través de un terreno geográfico, llevando consigo todas las

implicaciones y dificultades que conlleva el restablecimiento de una contingencia.

Los flujos de potencia y voltaje dependen de la disponibilidad y maniobrabilidad del sistema.

4.2.2. Criterio N-1

El criterio utilizado para estudios de confiabilidad es el N-1. Dicho criterio dice que, al aplicar una contingencia simple más severa, el sistema sigue en condiciones aceptables de funcionar, al considerar que los flujos de carga en las líneas se mantienen dentro de los límites de operación aceptables, es decir que no se superan los niveles en el aislamiento de equipo, no se desestabiliza el sistema; tampoco, actúan protecciones no relacionadas y no existen desconexiones de carga o equipos de forma abrupta.

Es decir, en este criterio se simula una pérdida de componente de la red de transmisión a la vez. Esta puede ser una línea, cable, transformador, compensador de potencia reactiva o generador.

4.2.3. Criterios determinísticos

Para la evaluación de confiabilidad en sistemas de potencia. Se deben determinar los siguientes parámetros:

- Estados representativos de la carga a considerarse
- Despacho de la potencia activa y reactiva
- Análisis del flujo de carga a través del sistema
- Simulación de contingencias en el sistema

- Metodología de acción correctiva para contingencias
- Cálculo de índices de confiabilidad

4.2.4. Pasos estudio de confiabilidad

Los sistemas deben modelarse con la mayor cantidad de detalles para analizarse. Es por esto por lo que deben incluirse la topología de la red, así como las duraciones de operación manual y remota durante las contingencias. Si se estudia el modelo de carga, un sistema necesita datos de entrada adicionales para el análisis de confiabilidad.

Se pueden mencionar los siguientes pasos para el estudio de confiabilidad:

- Modelado de sistema de estudio para cálculo de flujo de carga
- Topología de tablero y bahías de seccionadores
- Especificar la puesta a tierra del sistema
- Entrada y asignación de confiabilidad
- Características de entrada de carga y generación
- Asignación de características a los elementos de carga y generación
- Definir grupos de fallas
- Ajustar parámetros de cálculo
- Ejecutar el cálculo
- Visualizar los resultados en el diagrama de red, con tablas y gráficos
- Hacer evaluaciones

4.3. Normativa de regulación e indicadores de calidad de energía según normas vigentes

La calidad de energía en el sistema interconectado de Guatemala se mide según las normas técnicas de calidad de servicio y sanciones. Dicha resolución entró en vigor en noviembre de 1999, según la resolución CNEE-50-99.

El objetivo de estas normas es establecer los índices de referencia para calificar la calidad de los servicios de energía eléctrica en el punto donde se entrega del transportista hacia el usuario, las tolerancias permitidas, los métodos de control, las sanciones e indemnizaciones que, según la *Ley de electricidad de Guatemala*, están obligadas a pagar los participantes según los siguientes parámetros:

- Calidad del producto por parte del transportista: el transportista es el obligado de entregar un servicio de energía eléctrica que se considerara de calidad si los siguientes parámetros están dentro del límite establecido por la normativa.
 - Regulación de tensión
 - Distorsión armónica
 - *Flicker*

- Incidencia de los participantes en la calidad del producto: los participantes están obligados a regular los siguientes parámetros para no incidir negativamente en el funcionamiento del sistema.
 - Desbalance de corriente
 - Distorsión armónica

- *Flicker*
- Factor de potencia
- Calidad del servicio técnico
- Indisponibilidad forzada de las líneas
- Indisponibilidad del equipo de compensación
- Indisponibilidad programada
- Desconexiones automáticas
- Reducción a la capacidad de transporte

En el caso de las líneas de transmisión, es la calidad del servicio técnico el parámetro que tiene mayor influencia. Ya que las indisponibilidades de las líneas representan el parámetro que más impacta en sanciones al transportista.

4.3.1. Generalidades de la calidad de servicio técnico

Según la norma NTCSTS, en el capítulo I, las generalidades de la calidad del servicio técnico son las siguientes:

- Artículo 41. Evaluación de la calidad del servicio técnico se realiza por medio del sistema de medición y control de los participantes, en función de la duración de la indisponibilidad, en minutos, del número de salidas o indisponibilidades forzadas.
- Artículo 42. Período de control: el control de la calidad del servicio técnico se llevará durante el período anual calendario continuo, esto cuando se refiera al número de salidas o indisponibilidad forzada y la duración total de la indisponibilidad forzada. para los casos restantes, el periodo de control será mensual.
- Artículo 43. tipo de indisponibilidad: como indisponibilidad se considera toda situación, evento o circunstancia que impida o restrinja la circulación del flujo eléctrico a los participantes del sistema de transporte, esto incluye la indisponibilidad del equipo de compensación de energía reactiva, las

indisponibilidades programadas para mantenimientos preventivos o correctivos, las desconexiones automáticas y la reducción de la capacidad de transporte.¹

Las indisponibilidades relacionadas con casos de fuerza mayor no serán consideradas, esto cuando sean debidamente comprobadas y calificadas por la Comisión.

4.3.2. Calificadores de calidad de servicio técnico en una línea de transmisión de 69 kV

La calidad del servicio técnico del transportista respecto de la indisponibilidad forzada de líneas de transmisión dependerá de la categoría y tensión de las líneas y se evaluará en función del número de salidas o indisponibilidad forzada, la duración total de la indisponibilidad forzada de cada línea y los sobrecostos por restricciones ocasionados.

Las interrupciones en las líneas de transmisión deben contabilizarse, registrarse, analizarse y determinar sobre el motivo que las ocasionó.

En el caso de la línea de transmisión se considera como una interrupción al momento de activarse la protección de línea (21L) y este evento quedase grabado en la memoria de dicho relé.

Todas las interrupciones se contabilizan; al final del período de control (regularmente es en el año calendario), se determina el número total de interrupciones, el número de interrupciones causadas por falta de mantenimiento o previsible, las interrupciones causadas por terceros y los casos de fuerza mayor. En los casos de fuerza mayor es posible apelar ante la

¹ Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Normas técnicas de calidad del servicio de transporte y sanciones*, NTCSTS. p. 8.

CNEE la no aplicación de sanciones económicas si se demuestra que la interrupción y la energía no suministrada fueron causadas por un agente imprevisible, por lo tanto, el transportista queda exento de cualquier multa.

4.3.2.1. Número total de interrupciones en la línea (NTI)

El número total de indisponibilidades o salidas forzadas de la línea i , $ntifli$, durante el período de control es:

$$NTIFLi = \sum_{j=1}^n IFjLi$$

Donde:

- n : el número total de indisponibilidades forzadas de la línea i
- $IFjLi$: es la indisponibilidad forzada j de la línea i

4.3.2.2. Duración total de interrupciones en la línea (DTI)

La duración total de indisponibilidad forzada de la línea i , $DTIFLi$, durante el período de control es:

$$DTIFLi = \sum_{j=1}^n DIFjLi$$

- n : el número total de indisponibilidades forzadas de la línea i

- DIFjLi: la duración de la indisponibilidad forzada j de la línea i

4.3.2.3. Cálculo de sanciones según NTCSTS vigentes en Guatemala

La calidad del servicio técnico del transportista se rige según el criterio establecido en las NTCSTS vigentes. El número total de indisponibilidades permitidas depende de la categoría de la línea (principal, troncal o ramal) y la tensión de servicio de la línea y se evaluará en función del número de salidas o indisponibilidades forzadas, la duración total de las indisponibilidades en cada una de las líneas y los costos que esto ocasione.

Según el artículo 56 del capítulo VIII de las NTCSTS, se hace la siguiente calificación para la red de Guatemala.

- Categoría A: está comprendida por el sistema principal y las siguientes líneas del sistema secundario, con sus equipos asociados: Chixoy-Guatemala Norte 1 y 2, Escuintla 2-Sidegua, Escuintla 2-Barcazas, Escuintla 2-Tampa, Escuintla 2 -Central Generadora Eléctrica San José, Escuintla 2-Aguacapa.
- Categoría B: está comprendida por las líneas del sistema secundario y su equipo asociado, con generación directamente conectada, excepto las que se incluyen en la categoría A.
- Categoría C: está comprendida por las restantes líneas del sistema secundario y su equipo asociado, no incluidas en las categorías A y B.

El número de indisponibilidades permitidas cambian por el tipo de línea de transmisión, ya que estas se clasifican según la categoría y nivel de tensión según lo indica el artículo 46 del capítulo III de las NTCSTS.

Tabla XVII. Categorías de líneas por tolerancia a la indisponibilidad forzada según normas NTCSTS

Categoría	Tensión (kV)	Tolerancia al número total de indisponibilidades forzadas para cada línea
A, B Y C	230	2
	138	3
	69	3

Fuente: elaboración propia.

La tolerancia de la duración total de indisponibilidad forzada para cada línea es variable y depende de la categoría de la línea y del nivel de tensión, según lo estipulado en el artículo 47 del capítulo III de las NTCSTS.

Tabla XVIII. Categorías de líneas por tolerancia a la duración de indisponibilidad forzada según normas NTCSTS

Categoría	Tensión Kv	Tolerancia a la duración total de indisponibilidades forzadas para cada línea, DTIF, en minutos, por año
A, B Y C	230	180
	138	300
	69	300

Fuente: elaboración propia

Al incurrirse en DTI o NTI mayores a los estipulados según los artículos anteriores, se procede a realizar una sanción

- Si el número de NTI forzadas excede a la tolerancia correspondiente, la sanción para cada línea i, es igual a:

$$SNTIFLi = (NTLFLi - NTIF) * \frac{DTIFLi}{NTFLi} * K * RHT/60$$

- Si la duración total de indisponibilidad forzada es mayor que la tolerancia correspondiente, la sanción para cada línea i, es igual a:

$$STDIFLi = (DTIFLi - DTIF) * K * RHT/60$$

- La sanción total, para el período de control será:

$$ST = \sum SNTIFLi + \sum STDIFLi$$

Donde:

- SNTIFLi: sanción en quetzales, por el número total de indisponibilidad forzada para la línea i.
- STDIFLi: sanción en quetzales, por la duración total de indisponibilidad forzada para la línea i.
- NTIF: tolerancia al número total de indisponibilidades forzadas.
- NTIFLi: número total de indisponibilidades forzadas para la línea i.
- DTIF: tolerancia a la duración total de indisponibilidad forzada para cada línea.

- DTIFLi: duración total de indisponibilidad forzada para la línea i.
- RHT: remuneración horaria del transportista, para la instalación que corresponda, según el artículo 132 del *Reglamento de la ley general de electricidad*.
- ST: sanción total, para el período de control.
- K: coeficiente según la categoría de la instalación de acuerdo con la siguiente tabla.

Tabla XIX. **Coefficientes *K* según categoría de línea**

Categoría	Etapa 4
A	2
B	1
C	0.5

Fuente: elaboración propia.

Para fallas o indisponibilidades de larga duración, el valor de *k* se incrementa en un cincuenta por ciento.

La categoría en la que se encuentra cada línea se indica en el artículo 57 de estas normas, y será actualizada de acuerdo con estudios que para el efecto haga el AMM, en función de cambios en la topología del sistema eléctrico nacional.

5. ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD PARA LA INSTALACIÓN DE INTERRUPTORES DE TRES VÍAS EN LAS DERIVACIONES DE GRANDES USUARIOS

Con el objeto de cuantificar los beneficios económicos que se derivan de la instalación de seccionadores de tres vías sobre puntos específicos de la red de transmisión, se realizó un análisis de confiabilidad utilizando el software NEPLAN, versión 5.5.5.

Dicho estudio se realizó con la base de operación del sistema nacional interconectado (SNI) para la época seca demanda máxima del año estacional 2017. Los casos simulados en los escenarios son los siguientes.

- Caso Base Centro Médico Militar: configuración y operación actual del SNI y con los parámetros de confiabilidad de la línea Guate Norte Guadalupe 2 en el período 2014-2017.
- Caso Centro Médico Militar: operación del SIN con la implementación del seccionador de tres vías ubicado en la derivación del gran usuario Centro Médico Militar.
- Caso base VIGUA: configuración y operación actual del SNI y con los parámetros de confiabilidad de la línea Centro Guatemala 1 – Sector Industrial en el período 2014-2017.
- Caso VIGUA: operación del SIN con la implementación del seccionador de tres vías ubicado en la derivación del gran usuario VIGUA.

- Caso base INHSA: configuración y operación actual del SNI y con los parámetros de confiabilidad de la línea Centro Guatemala 1 – Sector Industrial en el período 2014-2017.
- Caso INHSA: operación del SIN con la implementación del seccionador de tres vías ubicado en la derivación del gran usuario INHSA.

5.1. Metodología del estudio

- Preparar los escenarios de operación del sistema según los datos necesarios para realizar el estudio de confiabilidad. Para la base de datos se utilizaron los parámetros de operación del SIN para la demanda máxima en época seca del año 2017. La base de datos fue proporcionada por el departamento de regulación y planificación de Trelec.
- Simular la operación de confiabilidad del caso base (CB). Sin ningún seccionador de tres vías instalado sobre la red.
- Calcular el CENS del caso base.
- Simular la operación de confiabilidad con la instalación del seccionador de tres vías instalado sobre la derivación del gran usuario.
- Calcular el CENS con el seccionador de tres vías instalado.
- Comparar la diferencia de energía no suministrada con el caso base y el caso con seccionador instalado.

- Repetir los pasos anteriores para cada caso base y caso con seccionador instalado por cada gran usuario

5.2. Casos de estudio para análisis de confiabilidad

Los grandes usuarios conectados a la red de transmisión de 69 kV de Trelec que se analizarán son los siguientes

- Centro Médico Militar
- VIGUA
- INHSA

Se tomarán como casos de estudio a estos usuarios, debido a que hay historial de fallas con tiempos grandes de respuesta donde se han quedado sin servicio eléctrico los usuarios por tiempos grandes o donde la línea ha quedado fuera de servicio por problemas en la subestación del gran usuario.

5.2.1. Caso Centro Médico Militar

A continuación, se presentan los antecedentes del Centro Médico Militar.

5.2.1.1. Antecedentes

Este usuario está conectado a la línea Guate Norte Guadalupe 2. Se encuentra ubicado en derivación entre las subestaciones Rodríguez Briones y Guate Norte.

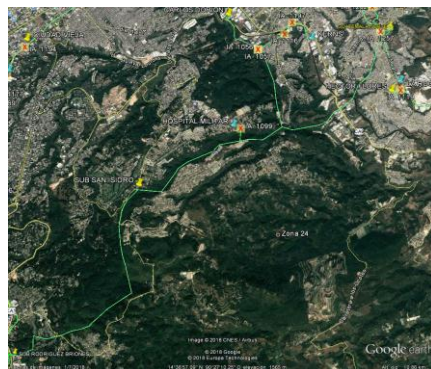
En el 2016 y 2017 se tuvieron interrupciones sobre la línea Guate Norte Guadalupe 2 que ocasionaron problemas de suministro de voltaje en el Centro

Médico Militar. Dado que es un hospital y hay vidas que dependen de aparatos conectados a la red eléctrica. Es imperante tener un suministro continuo de energía.

La línea de transmisión que alimenta al CMM sale de la subestación Guate Norte ubicada en la zona 18 hacia la subestación Rodríguez Briones en Condado Concepción, Santa Catarina Pinula. Esta línea pasa a través de barrancos y terrenos boscosos, así como por residenciales donde el acceso es restringido.

Al ser una línea de difícil acceso y con bosques circundantes, se han tenido problemas de árboles caídos sobre la línea. Además, es una línea poco maniobrable ya que la línea solo puede abrirse de extremo a extremo desde Guate Norte o Rodríguez Briones. No tiene ningún punto para seccionarse a través de la línea por tramo fallado. Son estructuras tipo torre poco accesibles por el terreno y su paso por fincas privadas.

Figura 71. **Ubicación de gran usuario Centro Médico Militar en 69 kV en línea Guate Norte Guadalupe 2**



Fuente: Trelec S. A. *Unidad de mantenimiento de líneas*. <https://eegsa.com/Trelec-s-a/>.

Consulta: 23 de abril de 2018.

Tabla XX. **Historial de interrupciones en 2017 para la línea Guate Norte Guadalupe 2**

Fecha	Línea indicada por COI	Duración (hh:mm:ss)	Energía no suministrada (kWh)	Reporte COI
13/07/2017	Guate Norte - Guadalupe 2	02:00:00	27 399,8	Tormenta
19/06/2017	Guate Norte - Guadalupe 2	00:05:26	4 147,9	Falla AG a 9.73 Km relé 21
22/06/2017	Guate Norte - Guadalupe 2 Guate Norte - Guadalupe 1 Guate Este - Guadalupe 1 Guate Este - Guadalupe 2 Guate Sur - Guadalupe 1 Guate Sur - Santa Mónica 1 Guate Sur - Guadalupe 2	00:32:53	119 592,1	Activación del Esquema ESMI 03 por disparo de la línea Escuintla 2 Guate Sur
01/07/2017	Guate Norte - Guadalupe 1 y 2	00:00:00	6 823	Sin reporte oficial
13/07/2017	Guate Norte Guadalupe 2	19:44:17	20 730	Árbol caído sobre línea

Fuente: elaboración propia.

Tomando como referencia el historial de fallas en dicha línea en el 2017, se determina que la línea de transmisión asociada al Centro Médico Militar tuvo 5 interrupciones, de las cuales se puede encontrar que la falla ocurrida el 13 de julio de 2017 duró casi 20 horas (19:44:17). Durante todo el tiempo que duró la falla, estuvo sin servicio el centro médico militar.

Al resumir el prolongado tiempo de interrupción se puede encontrar que se debió a la combinación de las siguientes causas:

- Dificil acceso a estructuras por ser un terreno con barrancos en el trayecto de la línea.

- Poca maniobrabilidad en la línea (los seccionadores de línea actuales son manuales y deben operarse en campo).
- Hora de la falla (el gestor tuvo que esperar en tráfico para llegar al punto de falla). Además, fue en horario nocturno, que complicó la visibilidad de la inspección.
- Relé de distancia con poca precisión. La distancia indicada por el relé estaba a más de un kilómetro de distancia del punto real de falla. Esto complica el restablecimiento de la línea ya que se pierde tiempo en ubicar la estructura y segmento de línea afectada.
- Cuando se encontró el punto de falla, se tuvo que contratar personal especial para retirar el árbol (de tamaño considerable) sobre la línea de transmisión.
- Permiso para ingresar a residencial privado donde se encuentran situadas las estructuras.

Figura 72. **Falla por árbol caído sobre línea Guate Norte Guadalupe 2**

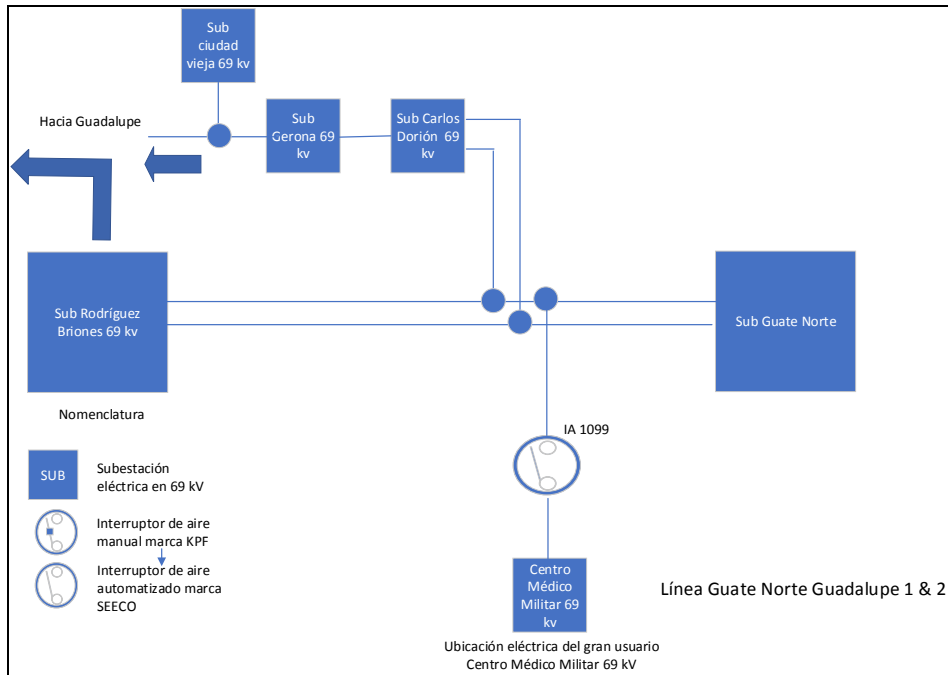


Fuente: elaboración propia.

5.2.1.2. Ubicación en la red

El Centro Médico Militar se encuentra en derivación en línea de 69 kV Guate Norte Guadalupe 2. Entre las subestaciones Guate Norte (zona 18), Rodriguez Briones (Santa Catarina Pinula) y Carlos Dorión (zona 5). Comparte la línea con la subestación San Isidro (zona 16). También, comparte una línea alimentadora con la subestación KERNS.

Figura 73. **Ubicación eléctrica del gran usuario Centro Médico Militar**



Fuente: elaboración propia, empleando Visio.

5.2.2. Caso subestación VIGUA

A continuación, se presentan los antecedentes de la subestación VIGUA.

5.2.2.1. Antecedentes

La subestación VIGUA está ubicada entre las avenidas Petapa y Atanasio Tzul, entre 46 y 40 calle de la zona 12 de la ciudad de Guatemala.

En recientes años dicha subestación ha contado con inconvenientes en el suministro de energía debido a la antigüedad de la línea que los alimenta. La subestación VIGUA es alimentada desde la línea en 69 kV Petapa- Aurora.

Recorre desde la calzada Atanasio Tzul desde la subestación Aurora ubicada en la 25 calle de zona 12 hasta la subestación Petapa ubicada entre 17 avenida y 50 calle de zona 12.

VIGUA es un fabricante de vidrios, las máquinas y hornos fundidores deben tener suministro constante de electricidad para mantener la temperatura de fundido adecuada para poder operar. Sin embargo, al existir una fluctuación en el voltaje o una interrupción prolongada, la producción se ve afectada al punto que se debe desechar la totalidad del material que se está produciendo. La línea que alimenta a VIGUA también alimenta a otros grandes usuarios, esto significa que los demás usuarios también sufren las fallas que ocurren sobre la línea de 69 kV cuando hay un problema en VIGUA y viceversa.

Analizando las fallas que han ocurrido sobre la línea que alimenta a VIGUA y demás usuarios, se encuentra que en el período de tiempo del 2014 al 2017 han ocurrido fallas de larga duración. En el reporte dado por el COI se puede ver que hay tres fallas con causa por subestaciones de terceros.

Tabla XXI. Historial de interrupciones para la línea Centro Guatemala 1 – Sector Industrial

Fecha	Línea indicada por COI	Duración (minutos)	Energía no suministrada (kW/h)	Reporte del COI
17/07/2014	Sector Industrial-Centro Guatemala 1	01:02:00	34 523,6	Pararrayo dañado en la subestación VIGUA
02/07/2015	Sector Industrial-Centro Guatemala 1	00:39:23	26 485,2	Sin causa establecida
13/03/2016	Sector Industrial-Centro Guatemala 1	00:01:51	Sin registro	Falla interna en Aceros Suarez
10/06/2016	Sector Industrial-Centro Guatemala 1	00:00:01	Sin registro	21, fase B a tierra, a 2.45 km
10/10/2017	Sector Industrial-Centro Guatemala 1	00:20:19	22 512	Pararrayos estallado dentro de subestación Aceros Suarez

Fuente: elaboración propia.

Sobre dicha línea hay seccionadores de tipo manual y automático de una vía, en el caso de los seccionadores de tipo manual, debe enviarse al carro de emergencia para operar y seccionar en el punto, esto dificulta las maniobras de aislamiento de falla. Incluso algunos seccionadores, como en el caso del seccionador identificado con el numeral 1189 que está dentro de las instalaciones de la planta de VIGUA, para poder operarlo se necesita pedir acceso por la garita principal siguiendo el proceso de permiso que la empresa de seguridad requiere.

La línea Sector industrial-Petapa tiene poca maniobrabilidad debido a las siguientes causas:

- Seccionadores manuales instalados a lo largo de la línea, donde se necesita un operario en sitio para apertura y cierre de mecanismo.
- Puntos de seccionamiento instalados en el interior de propiedad privada, esto dificulta su operación al momento de seccionar por emergencia, debido a los procesos de ingreso (distintos para cada industria) que se deben realizar para ingresar al punto de la estructura donde están instalados.
- La línea tiene recorrido a través de la avenida Atanasio Tzul, es una vía de acceso a la ciudad de Guatemala, donde hay tránsito denso en horario matutino y vespertino; esto aumenta el tiempo de maniobras para el aislamiento de falla y posterior restablecimiento de la línea.
- La línea Sector Industrial-Aurora alimenta a cuatro grandes usuarios (INHSA, VIGUA, Casa de La Moneda, Aceros Suarez). Cada uno de estos grandes usuarios tiene instalaciones propias dentro de sus

subestaciones y llevan el control del mantenimiento en distintos períodos de tiempo, así mismo por el tipo de servicio que se presta en cada una de dichas industrias, hay gran contaminación y cualquier interrupción afectará no solo al gran usuario involucrado sino a todos los que están alimentados por dicha línea.

Figura 74. **Seccionador instalado en la derivación de subestación VIGUA en 69 kV**



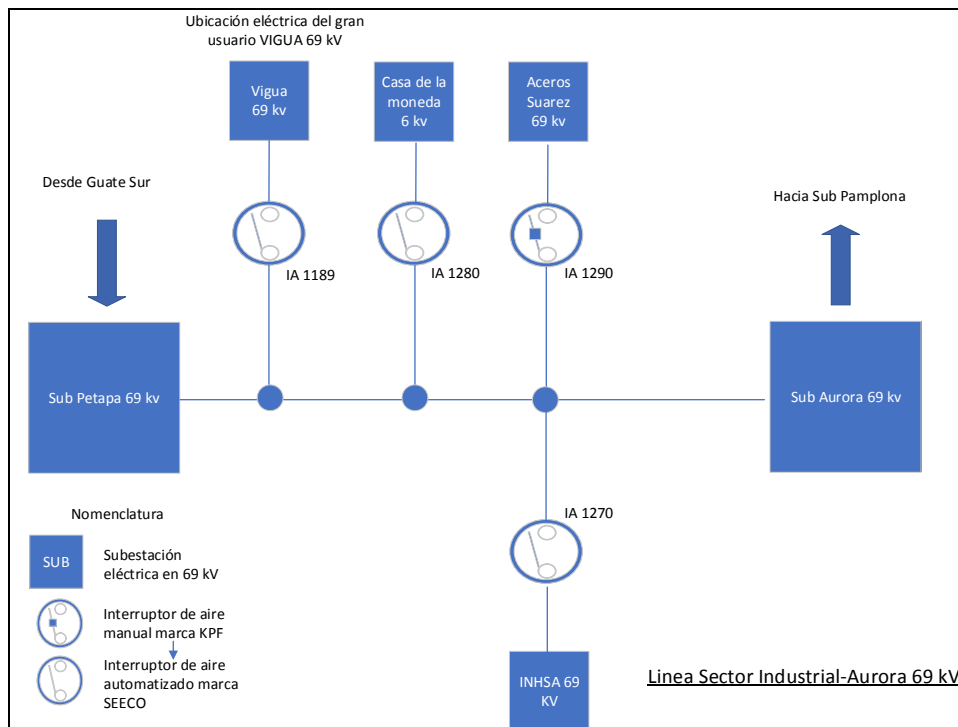
Fuente: elaboración propia.

5.2.2.2. Ubicación en la red

La subestación VIGUA 69 kV está ubicada en la línea Petapa- Aurora, también llamada Sector Industrial-Centro Guatemala 1, debido a que la

alimentación viene desde la subestación Centro y la subestación Petapa era llamada anteriormente sector Industrial.

Figura 75. **Ubicación eléctrica del gran usuario VIGUA**



Fuente: elaboración propia.

5.2.3. Caso Subestación INHSA

A continuación, se presentan los antecedentes de la subestación INHSA.

5.2.3.1. Antecedentes

La subestación INHSA está ubicada entre las avenidas Petapa y Atanasio Tzul, entre 42 y 43 calle de la zona 12 de la ciudad de Guatemala. Es una

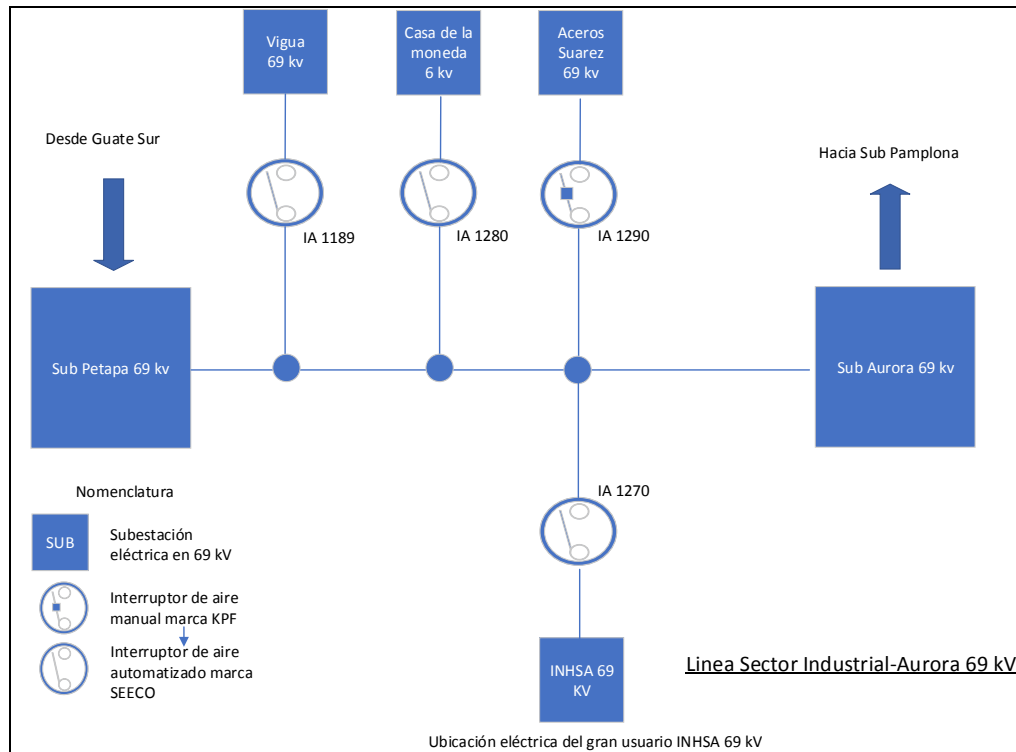
industria harinera que posee motores para funcionamiento de molinos y hornos de cocción de harina.

INHSA está alimentado con la línea de transmisión en 69 kV Centro Guatemala 1-Sector Industrial. El historial de indisponibilidades en la línea de transmisión es el mismo que en el caso de VIGUA debido a que las interrupciones sobre la línea también afectan a dicho usuario por estar conectados en la misma línea de transmisión sin ningún punto de seccionamiento automático intermedio; esto implica que una interrupción cualquier sobre el alimentador de ambos usuarios o algún problema en otro gran usuario que esté sobre dicha línea; se refleja como una falla de una duración similar entre grandes usuarios.

5.2.3.2. Ubicación en la red

La subestación INHSA 69kV está ubicada en la línea Petapa- Aurora, también llamada Sector Industrial-Centro Guatemala 1 debido a que la alimentación viene desde la subestación Centro y la subestación Petapa era llamada anteriormente sector industrial.

Figura 76. **Ubicación eléctrica del gran usuario en 69 kV INHSA**



Fuente: elaboración propia.

5.3. Análisis de confiabilidad

Para la realización del análisis de confiabilidad se describen los análisis técnicos del proyecto.

5.3.1. Supuestos del análisis de confiabilidad

Para el análisis de confiabilidad se consideró como supuesto fundamental, la ocurrencia de fallas en las redes de transmisión propiedad de Trelec, en el umbral de lo establecido en el artículo 46 de las NTCSTS.

5.3.2. Software utilizado para la simulación de confiabilidad

Para la simulación de confiabilidad se utilizó la versión 5.5.5. del software NEPLAN. La rutina de confiabilidad implementada se basa en la teoría de las cadenas de Márkov para la modelación estocástica de ocurrencia de fallas en los sistemas de transmisión de energía eléctrica.

Los parámetros utilizados para simular la confiabilidad incluyen criterios de:

- Selección de fallas, interrupciones y desconexiones
- Tipo de protecciones
- Duración de las maniobras de apertura y cierre manual y remoto
- Configuración de las bahías de línea
- Tipos de confiabilidad

Dichos parámetros se describen en forma breve a continuación.

5.3.3. Selección de fallas, interrupciones y desconexiones

La selección de fallas, interrupciones y desconexiones que se implementaron en el módulo de confiabilidad del NEPLAN son:

- Falla estocástica independiente corta
- Falla estocástica independiente larga
- Interrupción planeada corta
- Interrupción por mantenimiento corto
- Interrupción planeada larga
- Interrupción por mantenimiento largo

- Desconexión manual retardada
- Desconexión manual inmediata
- Falla a tierra (aislada/compensación)

5.3.4. Bloques de demanda

Para la simulación de confiabilidad en los distintos casos, se utilizará la demanda máxima del SIN para la época seca en 2017.

Tabla XXII. **Bloque de demanda máxima**

Bloque	Duración (H)	Operación del SIN
Demanda máxima (DMAX)	4	Operando desde las 18:00 hasta las 22:00 horas

Fuente: elaboración propia.

5.3.5. Tipos de confiabilidad

Los tipos de confiabilidad disponibles en el módulo de NEPLAN son tan variados como elementos de transmisión tenga la red analizada; es decir, es posible crear registros en las librerías de tipos de confiabilidad en NEPLAN, como elementos en paralelo y serie, tenga la red; entre estos están:

- Líneas
- Transformadores
- Barras
- Seccionadores
- Seccionadores
- Cargas
- Generadores

En el caso de este estudio, se simularán los seccionadores de tres vías como seccionadores, añadiendo los parámetros necesarios para el análisis de confiabilidad. El añadir las características de los equipos y su configuración hace posible la adaptación de dichos equipos utilizados en el proceso de la modelación y posteriormente a la simulación del sistema.

Los parámetros de maniobrabilidad son los siguientes:

- Seccionador de desconexión
- Controlado remotamente
- Localización automática de fallas

El seccionador se modelará como un elemento sin fallas, solo tendrá una interrupción prolongada de cuatro horas para un mantenimiento por año; esto para hacer representativo el análisis de confiabilidad de la red con respecto a su operación y no considerar al seccionador como un elemento más de falla; esto debido a que el seccionador posee los siguientes atributos:

- Puede operar automáticamente.
- Puede operar con operación bajo carga.
- Es equipo libre de mantenimiento (solo debe inspeccionarse con termografía para ver puntos calientes en sus conexiones pernadas, pero no dependen o inciden en la operación normal del seccionador).

5.3.6. Parametrización de confiabilidad en la línea de transmisión

La simulación de confiabilidad se basa en los análisis históricos y en los supuestos de fallas, interrupciones y desconexiones de las líneas de transmisión donde se instalarán los seccionadores. Se encuentra un promedio entre los índices de calidad desde el año 2014 hasta el 2017.

- Consideración de las pérdidas de transmisión: las pérdidas de transmisión en este caso son despreciables, debido a que las modificaciones eléctricas requeridas para la implementación de los seccionadores no requieren la instalación de nuevas líneas o equipos con pérdidas considerables. Por lo tanto, se pueden obviar en el modelo analizado para la simulación en NEPLAN 5.5.5.
- Base de datos del SIN empleada para el análisis técnico: la base de datos empleada para el análisis técnico tiene como base un escenario de demanda máxima época seca correspondiente al año estacional 2016-2017 provista por el administrador del mercado mayorista (AMM).

5.4. Resultados del análisis técnico

A continuación, se presentan los resultados del análisis técnico.

5.4.1. Caso Centro Médico Militar

A continuación, se presenta el análisis de caso base.

5.4.1.1. Análisis de caso base

Para modelar el caso base se utilizó el historial de interrupciones en la red de 69 kV de Trelec desde 2014 hasta 2017. Para el análisis se considera falla corta cuando es menor a diez minutos y falla larga cuando supera los diez minutos. Esto basado en el artículo 123 del *Reglamento de la ley general de la electricidad* donde se define la indisponibilidad de líneas con un tiempo límite de 10 minutos para aplicar sanciones.

Tabla XXIII. **Fallas cortas en línea Guate Norte Guadalupe 2**

Año	NTI	DTI	Falla /año	Circuito	Longitud (km)	Falla/longitud
2014	3	0:00:00	0,33	2	33	0,02
2015	3	0:08:01	0,33	2	33	0,02
2016	2	0:04:20	0,5	2	33	0,03
2017	3	0:08:16	0,33	2	33	0,02
Promedio	2.8	0:05:09	0,38			0,02

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXIV. **Fallas largas en línea Guate Norte Guadalupe 2**

Año	NTI	DTI	Falla /año	Circuito	Longitud (km)	Falla/longitud
2014	1	5:53:00	1	2	33	0,06
2015	3	2:32:04	0,33	2	33	0,02
2016	3	1:07:38	0,33	2	33	0,02
2017	3	22:27:10	0,33	2	33	0,02
Promedio	2,5	7:59:58	0,5			0,12

Fuente: elaboración propia.

Los datos presentados en la tabla corresponden a los indicadores de calidad para la línea Guate Norte Guadalupe 2; estos datos son obtenidos en

base a los datos del centro de control. Dicha línea ha presentado bastantes interrupciones y tiene poca maniobrabilidad en sus derivaciones, esto se ve representado por la alta cantidad de horas fuera de servicio anualmente. Además, dicha línea recorre en doble circuito la línea Guate Norte Guadalupe 1. Para el análisis de caso base, la línea de transmisión se considera a lo largo de toda su trayectoria incluyendo línea principal, derivaciones y alimentadores de grandes usuarios.

- Interrupción planeada corta: no se consideró esta interrupción debido a contingencias en otras líneas que obliguen a interrumpir el servicio.
- Interrupción planeada larga: no se consideró esta interrupción, ya que es la que se realiza cuando se necesita interrumpir el servicio debido a la solución en un problema de operación.
- Interrupción por mantenimiento larga: esta desconexión se realiza para darle mantenimiento a los seccionadores a lo largo de la línea de transmisión, así como para dar corrección a puntos calientes sobre la línea. Se consideró una en el año con duración de 8 horas.
- Desconexión retardada: no hay eventos de este tipo registrados.
- Desconexión inmediata. no hay eventos de este tipo.
- Falla a tierra (aislada): no se registraron eventos de este tipo.

5.4.1.2. Resultado de datos para análisis

- Promedio de fallas cortas: 2,75

- Promedio de duración de fallas cortas: 0:05:09
- Promedio de fallas largas: 2,5
- Promedio de duración de fallas largas: 7:59:58
- Promedio de falla por circuito por kilómetro: 0,02272
- Promedio de falla larga por circuito por kilómetro: 0,121

5.4.1.3. Resultado de simulación para el caso base

A continuación, se presentan los resultados de simulación para el caso base.

Tabla XXV. **Resultados de simulación caso base Centro Médico Militar**

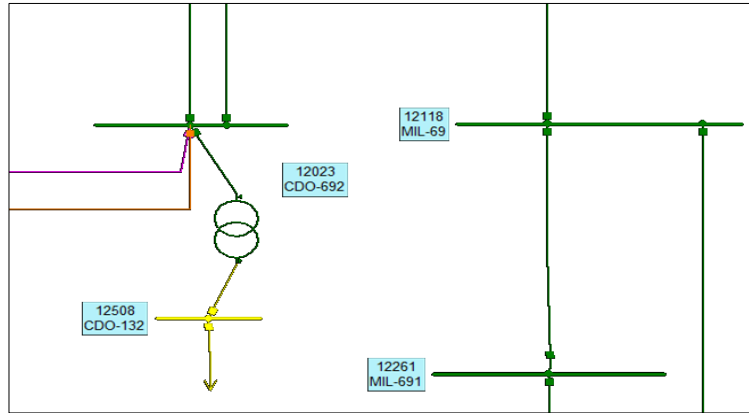
F (1/año)	T (h)	Prob (mín/año)	P (MW/año)	W (MWh/año)
8,7	2,7	1 420,2	208 224,8	847 451,9

Fuente: elaboración propia.

La cantidad tan grande de energía y potencia es debido a que esta línea es de las más importantes en la red de 69 kV. Ya que tiene cargados los circuitos de las subestaciones siguientes:

- San Isidro (zona 16)
- Carlos Dorión (zona 18)
- Rodríguez Briones (Carretera a El Salvador)
- Gerona (zona 1)
- Ciudad vieja (zona 10)
- Centro Médico Militar (zona 16)
- Kerns (zona 18)

Figura 77. **Simulación del caso base dentro del NEPLAN V5.5.5**



Fuente: elaboración propia.

5.4.2. Caso Centro Médico Militar con seccionador de tres vías

A continuación, se presenta el caso Centro Médico Militar con seccionador de tres vías.

5.4.2.1. Análisis de caso Centro Médico Militar

Para el análisis del caso de centro médico militar, se utiliza el historial de fallas para la línea que alimenta a dicho usuario (línea Guate Norte Guadalupe 2). Sin embargo, en este caso se simulará también la instalación de un seccionador de tres vías sobre el nodo de derivación de dicho gran usuario. Dicho seccionador se modelará como tres seccionadores simples independientes conectados a un mismo nodo. No obstante, para el análisis de este caso, se tomará en cuenta que el seccionador divide la línea en un nuevo nodo. Para este dato, se tomará en cuenta que las fallas largas tendrán como tiempo de restablecimiento de falla de 10 minutos por falla larga.

5.4.2.2. Resultado de datos para análisis

- Promedio de fallas cortas: 2,75.
- Promedio de duración de fallas cortas: 0:05:09.
- Promedio de fallas largas: 2,5.
- Promedio de duración de fallas largas: 0:30:00. Debido a el número de fallas cortas es aproximado 3. Se considera que la falla excedió los 10 minutos. Sin embargo, con el seccionador se mejora la maniobra de restablecimiento en la red. Por eso se toman los 10 minutos de tiempo sin suministro de energía.
- Promedio de falla por circuito por kilómetro: 0,02272.
- Promedio de falla larga por circuito por kilómetro: 0,1212.

5.4.2.3. Resultado de simulación para el caso Centro Médico Militar

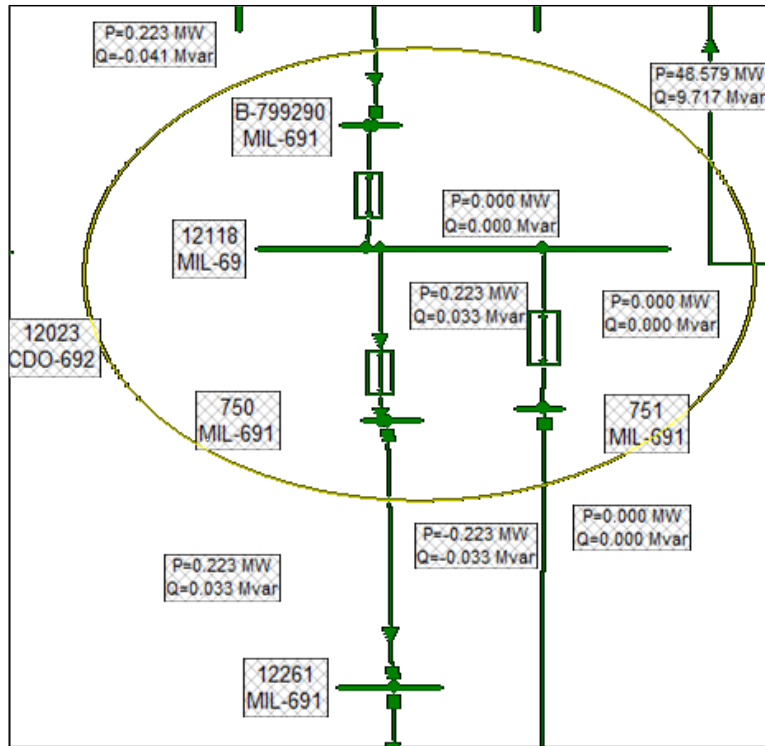
A continuación, se presenta el resultado de simulación para el caso Centro Medico Militar.

Tabla XXVI. **Resultados de simulación caso Centro Médico Militar**

F (1/año)	T (h)	Prob (mín/año)	P (MW/año)	W (MWh/año)
8,4	2,6	1 294,1	196 800,9	770 498,5

Fuente: elaboración propia.

Figura 78. **Simulación del caso Centro Médico Militar, NEPLAN V5.5.5**



Fuente: elaboración propia.

5.4.3. Caso base VIGUA

A continuación, se presenta el caso base VIGUA.

5.4.3.1. Análisis del caso base VIGUA

Para el análisis del caso de VIGUA, se utiliza el historial de salidas forzadas para la línea Centro Guatemala 1-Sector Industrial desde el 2014 hasta 2017. Para el análisis se considera falla corta cuando es menor a diez minutos y falla larga cuando supera los diez minutos. Esto basado en las normas NTCSTS vigentes.

Los datos presentados en la tabla corresponden a los indicadores de calidad para la línea Centro Guatemala 1 – Sector Industrial, estos datos son obtenidos con base en los datos del centro de control. Dicha línea ha presentado bastantes interrupciones debido a que tiene cinco grandes usuarios conectados con seccionadores de maniobra tipo manual.

Tabla XXVII. **Fallas cortas en línea Centro Guatemala 1 – Sector Industrial**

Año	NTI	DTI	Falla /año	Circuito	Longitud (km)	Falla/longitud
2014	2	0:06:25	0,5	1	7,7	0,06
2015	0	0:08:01	0	1	7,7	0
2016	2	0:04:35	0,5	1	7,7	0,06
2017	0	0:00:00	0	1	7,7	0
Promedio	1	0:04:45	0,25			0,03

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXVIII. **Fallas largas en línea Centro Guatemala 1 – Sector Industrial**

Año	NTI	DTI	Falla /año	Circuito	Longitud (km)	Falla/longitud
2014	0	5:53:00	0	1	7,7	0
2015	0	2:32:04	0	1	7,7	0
2016	0	1:07:38	0	1	7,7	0
2017	1	0:20:19	1	1	7,7	0,13
Promedio	0,25	2:28:15	0,25			0,13

Fuente: elaboración propia.

- Interrupción planeada corta: no se consideró esta interrupción debido a contingencias en otras líneas que obliguen a interrumpir el servicio

- Interrupción planeada larga: no se consideró esta interrupción, ya que es la que se realiza cuando se necesita interrumpir el servicio debido a la solución en un problema de operación
- Interrupción por mantenimiento larga: esta desconexión se realiza para darle mantenimiento a los seccionadores a lo largo de la línea de transmisión, así como para dar corrección a puntos calientes sobre la línea. Se consideró una en el año con duración de 8 horas.
- Desconexión retardada: no hay eventos de este tipo registrados.
- Desconexión inmediata. no hay eventos de este tipo.
- Falla a tierra (aislada): no se registraron eventos de este tipo.

5.4.3.2. Resultado de datos para análisis

- Promedio de fallas cortas: 1
- Promedio de duración de fallas cortas: 0:04:45
- Promedio de fallas largas: 0,25
- Promedio de duración de fallas largas: 2:28:15
- Promedio de falla por circuito por kilómetro: 0,03255208
- Promedio de falla larga por circuito por kilómetro: 0,130208

5.4.3.3. Resultado de simulación para el caso base VIGUA

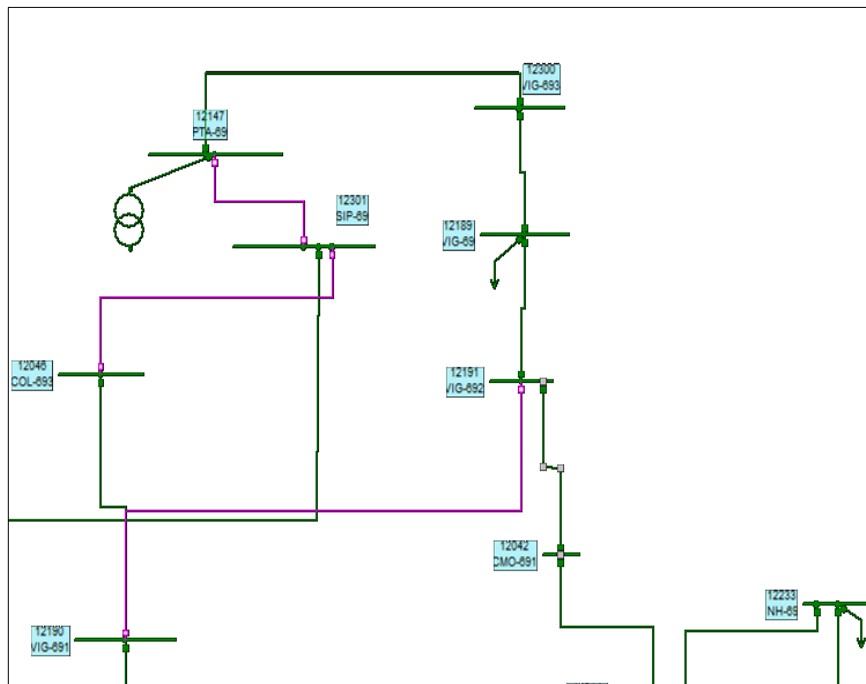
A continuación, se presenta el resultado de simulación para el caso base VIGUA.

Tabla XXIX. Resultados de simulación caso base VIGUA

F (1/año)	T (h)	Prob (mín/año)	P (MW/año)	W (MWh/año)
4,3	0,46	118,3	46 841,8	53 853,9

Fuente: elaboración propia.

Figura 79. Simulación del caso base VIGUA NEPLAN V5.5.5



Fuente: elaboración propia.

5.4.4. Caso VIGUA con seccionador de tres vías

Para el análisis del caso de centro médico militar, se utiliza la misma base de datos de confiabilidad para la línea que alimenta a dicho usuario (línea Centro Guatemala 1- Sector Industrial). En este caso se simulará también la instalación de un seccionador de tres vías sobre el nodo de derivación de dicho gran usuario. Dicho seccionador se modelará como tres seccionadores simples independientes conectados a un mismo nodo. Sin embargo, para el análisis de este caso, se tomará en cuenta que el seccionador divide la línea en un nuevo nodo. Además, para este análisis se tomará en cuenta que es posible recuperar carga durante una falla mayor a 10 minutos en un tiempo promedio de 20 minutos.

5.4.4.1. Resultado de datos para análisis

- Promedio de fallas cortas: 1,25.
- Promedio de duración de fallas cortas: 0,792 horas.
- Promedio de fallas largas: 0,25.
- Promedio de duración de fallas largas: 0:20:00. Se considera el tiempo de restablecimiento automático de 10 minutos aproximados por falla.
- Promedio de falla por circuito por kilómetro: 0,039.
- Promedio de falla larga por circuito por kilómetro: 0,1587.

5.4.4.2. Resultado de simulación para el caso VIGUA con seccionador de tres vías

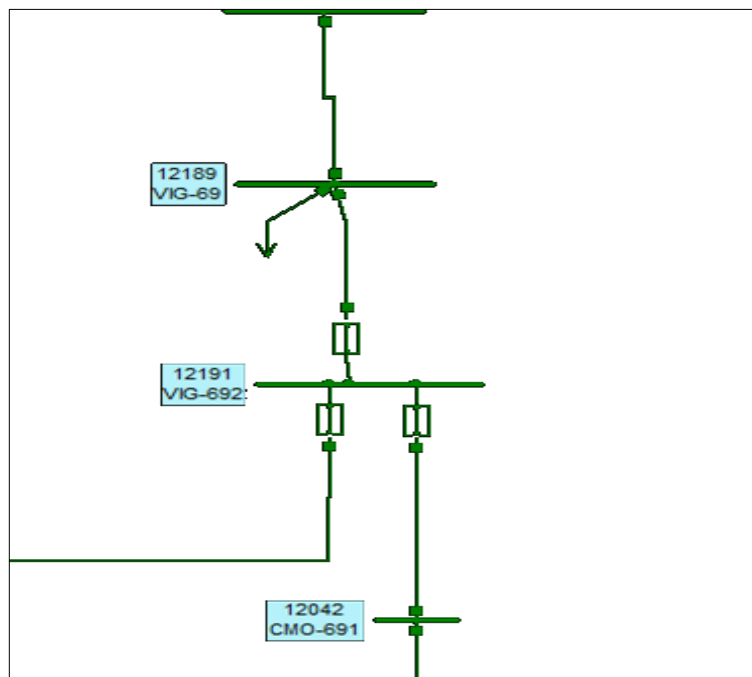
A continuación, se presenta el resultado de simulación para el caso VIGUA con seccionador de tres vías.

Tabla XXX. Resultados de simulación caso VIGUA con seccionador

F (1/año)	T (h)	Prob (mín/año)	P (MW/año)	W (MWh/año)
4,3	0,25	67,3	49 385,6	31 944,3

Fuente: elaboración propia.

Figura 80. Simulación del caso VIGUA con seccionador de tres vías, con NEPLAN V5.5.5



Fuente: elaboración propia.

5.4.5. Caso INHSA

A continuación, se presenta el caso INHSA.

5.4.5.1. Análisis del caso base INHSA

Los datos utilizados para el caso INHSA corresponden al historial de interrupciones en la línea Centro Guatemala 1 – Sector Industrial. Los historiales de falla, así como de fallas cortas y largas son los mismos que los utilizados para el usuario VIGUA ya que están sobre la misma línea. El propósito de analizar ambos puntos es visualizar cual es el punto óptimo para instalar un seccionador de tres vías sobre la misma línea con distintos usuarios y distintos consumos con base en la energía suministrada esperada en ambos casos.

5.4.5.2. Resultado de datos para análisis

- Promedio de fallas cortas: 1
- Promedio de duración de fallas cortas: 0:04:45
- Promedio de fallas largas: 0,25
- Promedio de duración de fallas largas: 2:28:15
- Promedio de falla por circuito por kilómetro: 0,03255208
- Promedio de falla larga por circuito por kilómetro: 0,130208

5.4.5.3. Resultado de simulación para el caso base INHSA

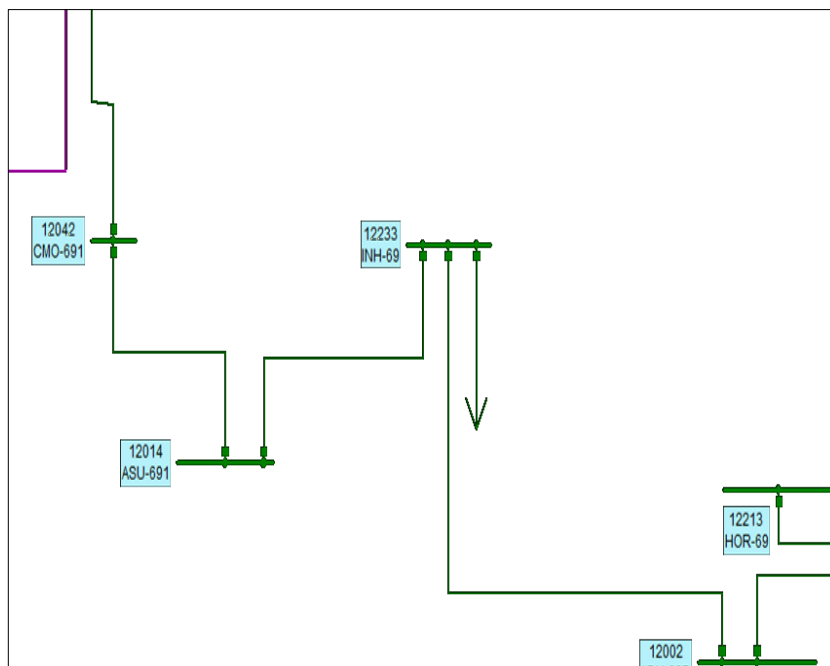
A continuación, se presenta el resultado de simulación para el caso base INHSA.

Tabla XXXI. Resultados de simulación, caso base INHSA

F (1/año)	T (h)	Prob (mín/año)	P (MW/año)	W (MWh/año)
6,1	0,67	245,3	113490,4	131286,1

Fuente: elaboración propia.

Figura 81. Simulación del caso base INHSA con seccionador de tres vías con NEPLAN V5.5.5



Fuente: elaboración propia.

5.4.6. Caso INHSA con seccionador de 3 vías

Para el análisis del caso de INHSA, se utiliza la misma base de datos de confiabilidad para la línea que alimenta a dicho usuario (línea Centro Guatemala 1- Sector Industrial). En este caso se simulará también la instalación de un seccionador de tres vías sobre el nodo de derivación de dicho gran usuario. Dicho seccionador se modelará como tres seccionadores simples independientes conectados a un mismo nodo. Sin embargo, para el análisis de este caso, se tomará en cuenta que el seccionador divide la línea en un nuevo nodo. Además, para este análisis se tomará en cuenta que es posible recuperar carga durante una falla mayor a 10 minutos en un tiempo promedio de 20 minutos.

5.4.6.1. Resultado de datos para análisis

- Promedio de fallas cortas: 2,75.
- Promedio de duración de fallas cortas: 0:05:09.
- Promedio de fallas largas: 2,5.
- Promedio de duración de fallas largas: 0:20:00. Se considera el tiempo de restablecimiento automático de 10 minutos aproximados por falla.
- Promedio de falla por circuito por kilómetro: 0,02272.
- Promedio de falla larga por circuito por kilómetro: 0,1212.

5.4.6.2. Resultado de simulación para el caso INHSA con seccionador de tres vías

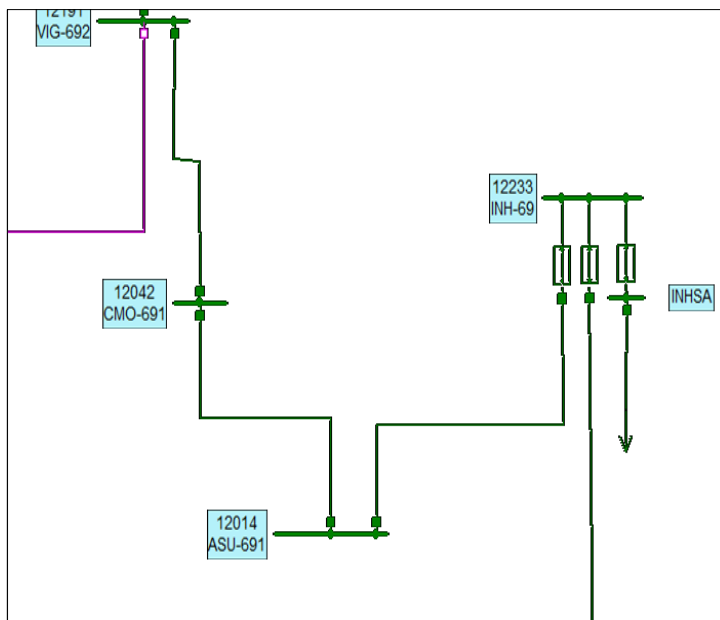
A continuación, se presenta el resultado de simulación para el caso INHSA con seccionador de tres vías.

Tabla XXXII. Resultado de simulación para el caso INHSA con seccionador de tres vías

F (1/año)	T (h)	Prob (mín/año)	P (MW/año)	W (MWh/año)
6,1	0,42	152,1	113 490,4	74 480,8

Fuente: elaboración propia.

Figura 82. Simulación del caso VIGUA con seccionador de tres vías, con NEPLAN V5.5.5



Fuente: elaboración propia.

5.4.7. Resultados totales

Los resultados de la modelación de los casos se muestran a continuación.

Tabla XXXIII. **Resultados para la energía no suministrada por gran usuario según caso base y caso con seccionador instalado**

Gran usuario	Energía no suministrada W (MWh/año)	
	Caso base	Caso con seccionador
Centro Médico Militar	847 451,9	770 498,5
VIGUA	55 879,1	31 944,4
INHSA	131 286,1	74 480,9

Fuente: elaboración propia.

La diferencia entre las energías no suministradas del caso base y el caso con seccionador por cada gran usuario se muestra a continuación:

Tabla XXXIV. **Diferencia entre ENS según gran usuario**

Gran Usuario en 69 kV	Diferencia
	Energía no suministrada (MWh/año)
Centro Médico Militar	76 953,4
VIGUA	23 934,7
INHSA	56 805,1

Fuente: elaboración propia.

6. ANÁLISIS DE COMPARACIÓN TÉCNICO ECONÓMICO DE LA SITUACIÓN, CON Y SIN PROYECTO

6.1. Definición del modelo económico

Las empresas transportistas en Guatemala, basa sus ganancias en el valor del peaje. El peaje es el valor económico que es reconocido por parte de la CNEE hacia el transportista por el concepto de uso sus instalaciones para el transporte de energía eléctrica. De acuerdo con el artículo 64 de la *Ley general de la electricidad*, se define que los peajes serán acordados entre las partes; a falta de acuerdo se aplicarán peajes que determine la comisión, escuchando a los propietarios de los sistemas de trasmisión y de distribución involucrados y al administrador del mercado mayorista, apegándose estrictamente al procedimiento descrito en el reglamento vigente.

Con base en el artículo 67 de la *Ley general de la electricidad*, la anualidad de la inversión será calculada sobre la base del valor nuevo de reemplazo de las instalaciones, óptimamente dimensionadas, considerando la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas y una vida útil de (30 años). El valor nuevo de reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el valor nuevo de reemplazo solo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere.

Para el caso de los seccionadores instalados sobre la línea de transmisión, el estudio no puede basarse en un aumento de peaje (proyecto de inversión), esto debido a que la instalación de estos no tiene impacto en el aumento de la capacidad de transporte, es decir que su instalación no incide en un cambio de los parámetros eléctricos de la línea.

En cambio, la instalación de los seccionadores supone un costo de oportunidad, ya que estos cambian la maniobrabilidad en la red, incidiendo en los tiempos de respuesta en la operación cuando existen fallas, que disminuye el valor de la energía no suministrada y por ende el valor monetario de la sanción por costo de energía no suministrada aplicable al transportista por la CNEE.

El modelo económico consiste en considerar la suma de costos de la tecnología actual con costo del equipo nuevo de reemplazo (seccionadores de tres vías automatizados) y realizar una comparación entre la diferencia de energía no suministrada y el respectivo valor monetario que esto implica (se entiende la diferencia entre la energía no suministrada actual y la proyectada con la instalación de los seccionadores como un valor monetario).

6.2. Definición de criterios de evaluación

Los criterios de evaluación económica que se utilizarán son los siguientes:

- Valor actual neto (VAN): es el indicador financiero que sirve para determinar la viabilidad del proyecto, midiendo los flujos de los futuros ingresos y egresos y descontando la inversión inicial con el fin de evaluar numéricamente la viabilidad del proyecto. En este caso, el flujo de egresos (costos fijos de mantenimiento y de operación e instalación), se

comparan con los ingresos (ahorro en energía no suministrada). También, se evaluarán los indicadores VAN entre los distintos casos de grandes usuarios con el fin de comparar cual es la mejor opción.

- Tasa interna de retorno (TIR): es la tasa de rentabilidad que ofrece una inversión. Esto quiere decir que es el porcentaje de beneficio que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto.

La comparación entre los indicadores de los tres casos de estudio se utilizará para tomar analizar la mejor opción económica de instalación de seccionador

6.3. Análisis de costos

A continuación, se presenta el análisis de costos.

6.3.1. Costo de instalación

Los costos de los equipos de seccionamiento, así como los herrajes y materiales a utilizar para la instalación del seccionador en una estructura tipo poste se incluyen en la siguiente tabla, están basados en los precios de *stock* en almacén de AMESA para materiales de Trelec.

Los materiales tipo herraje son necesarios para acomodar la línea de transmisión de manera apropiada al mecanismo del seccionador y mantener la libranza entre la estructura, el aislamiento y las partes no energizadas de la instalación.

Tabla XXXV. Costo de equipo propuesto

Código	Material	Cantidad	Precio unitario	Total
38-0059	SeccTrif.69kv.t/poste1200 amp.SEECO Comp	3	Q 112 321,74	Q 336 965,21
38-0414	Control Autom. p/int. aereo Seeco 69KV	3	Q 63 952,84	Q 191 858,51
30-0101	POSTE DE CONCRETO SECCIONADO 24MTS C3000	1	Q 34 760,57	Q 34 760,57
33-2646	Varilla 5/8"x8' C/Baño cobre	2	Q 84,07	Q 168,15
31-0012	CABLE COPERWELD NO. 2	35	Q 15,20	Q 532,09
33-0264	Conector compres. de 4/0 a 1/0 AWG	1	Q 9,09	Q 9,09
33-2904	Juego Herraje de paso P/OPGW de 12.05mm	1	Q 646,77	Q 646,77
33-0954	Grapa hierro Susp.L.Guarda 5/16"	1	Q 117,02	Q 117,02
33-0256	Conector compres. de 1/0 a 2-6 AWG	1	Q 4,42	Q 4,42
33-0114	Arandela cuadrada 11/16" galv.	1	Q 2,76	Q 2,76
33-0130	Argolla S/rosca 5/8"	1	Q 25,10	Q 25,10
33-2262	Tornillo máquina 5/8"x16"	1	Q 17,37	Q 17,37
33-0690	Gancho pasador 5/8"	1	Q 25,20	Q 25,20
33-2486	Tornillo de 1/2" diá X 2" Acero Inox	12	Q 6,67	Q 80,09
33-0025	Arandela partida(tipo wash)p/ torn 1/2	12	Q 1,17	Q 14,04
33-2494	Tuerca para tornillo 1/2" diá Acero In	12	Q 1,75	Q 20,95
31-0336	Cable Alum 740.8 AAAC-6201 (FLINT)	12	Q 30,78	Q 369,35
33-1695	Terminal Paleta Alum. 740 AAAC	6	Q 65,38	Q 392,25
33-0655	Empalme Alum.50% 740.8 AAAC	6	Q 260,27	Q 1 561,64
33-0013	Abrazadera 4 Posic. de 12" a 16"	6	Q 398,82	Q 2 392,94
32-0202	Aislador Polimero/Poste 69kV Alta Contam	6	Q 1 524,19	Q 9 145,13
33-1140	Plancha extensión de 6"	6	Q 27,45	Q 164,71
33-0936	Grapa Remate P/Transm.Cab.246/740	6	Q 503,04	Q 3 018,24
	Herrajes especiales	1	Q 16 071,43	Q 16 071,43
Total (Iva incluido)				Q 598 363.04

Fuente: elaboración propia.

Los materiales para comunicación y automatización del seccionador también son significativos y están descritos en la tabla siguiente, basados en precios de almacén de stock de AMESA para materiales de Trelec (Iva incluido).

Tabla XXXVI. **Materiales para comunicación y automatización de seccionador**

Código	Descripción de material en almacén	Precio unitario	Cantidad	Total
38-0425	Radio movil Moto pro 5100uhf	Q 4 079,23	1	Q 4 079,23
38-0427	Antena yagi maxrad mya-4506 c/con pl-hem	Q 606,73	1	Q 606,73
38-0422	Ntx-20	Q 27 243,98	1	Q 27 243,98
38-0452	Cargador de 12vdc	Q 911,85	1	Q 911,85
38-0440	Cable rg8	Q 25,46	15	Q 381,90
38-0442	Cable rg58	Q 4,00	15	Q 60,00
38-0448	Mini uhf	Q 36,42	1	Q 36,42
38-0444	Conector pl para rg8	Q 20,00	2	Q 40,00
39-1712	Supresor de picos	Q 274,00	1	Q 274,00
38-0450	Conector embra macho	Q 25,00	2	Q 50,00
78-0240	Candado master 389	Q 146,40	1	Q 146,40
38-0456	Bateria para remota	Q 654,92	2	Q 1 309,84
38-0446	Conector pl para rg58	Q 25,00	2	Q 50,00
32-0156	Pararrayo 120/240 vac	Q 990,48	1	Q 990,48
38-0500	Cargador 24 vdc onmron	Q 3 146,62	1	Q 3 146,62
39-0154	Bateria de ns40zlmf 35a/h	Q 573,50	2	Q 1 147,00
71-0024	Cinta plastica negro	Q 6,58	1	Q 6,58
39-1554	Terminal Toyota de ploma	Q 45,00	4	Q 180,00
39-1550	Terminal estándar de ploma	Q 45,00	4	Q 180,00
78-0237	candado tabloy mod PL33no 25/50/100Trelec	Q 519,10	1	Q 519,10
Total (Iva incluido)				Q 41 360,13

Fuente: elaboración propia.

6.3.2. Costos de montaje de equipo propuesto

Los costos de montaje están basados en las unidades básicas según contrato entre Trelec y empresas transportistas (Enérgica, IEGSA, Gauss, Cobra); los costos aproximados se pueden detallar de la siguiente manera:

Tabla XXXVII. **Costos de mano de obra para equipo propuesto**

Descripción	Costo total
Instalación de poste de concreto de 24 metros hasta clase 5000	Q 8,078,67
Cimiento poste clase 4000 a 6000 hasta 24 metros con armadura	Q 17 236,00
Doble remate hilo de guarda tirante 5/16	Q 467,71
Juego de aisladores doble remate 0 a 45°	Q 2 238,69
Instalación de tierra física con dos varillas y anillo	Q 655,84
Tendido de cable por vano y fase hasta 200 metros para cables 465 hasta 740	Q 10 699,12
Instalación de seccionador con operación bajo carga	Q 45 000,00
Total (Iva incluido)	Q 84 376,03

Fuente: elaboración propia.

6.3.3. Costos de indisponibilidad por maniobra en instalación

Para instalar cada seccionador tendrá que realizarse un descargo (procedimiento para des energizar la línea de transmisión), donde se realizarán maniobras por parte del COI para poder crear la zona de trabajo y poder instalar sin tensión en 69 kV el seccionador.

- Los costos por indisponibilidad de descargo son considerando un solo descargo en 69 kV para instalar la estructura y equipo. La metodología de instalación es la siguiente
 - Se instalará la cimentación y base del poste sin descargo
 - Se instalará la punta del poste y se aprietan tornillos de flange.
 - Se instalará el seccionador y sus accesorios en la punta del poste nuevo y se acondicionará la línea de transmisión para que el seccionador opere y esté funcional.

- Los costos por maniobra están basados en el precio unitario por maniobra por parte del COI y sus contratistas homologados a Trelec.
- La cantidad de maniobras está basada en un promedio de número de maniobras en la red de 69 kV para crear la zona de trabajo, así como de maniobras en 13,2 kV para transferir circuitos de 13,2 kV de las subestaciones afectadas hacia otras áreas de la red.

Tabla XXXVIII. **Costo unitario por maniobras**

Descripción	Costo unitario	Cantidad	Costo total
MANIOBRA 13.8 KV	Q 276,3	10	Q 2 763,60
MANIOBRA 69 KV	Q 276,3	20	Q 5 527,20
Total (Iva incluido)			Q 8 290,80

Fuente: elaboración Propia.

6.3.4. Costos de mantenimiento de equipo

Los costos de mantenimiento de equipo están basados en el contrato entre Trelec y empresas contratistas (Enérgica, Iegsa, Gauss, Cobra). En donde los costos aproximados se pueden detallar de la siguiente manera:

Tabla XXXIX. **Costos de mantenimiento al seccionador**

Descripción	Costo unitario	Cantidad	Costo total
Mantenimiento y calibración seccionador operable bajo carga instalado en poste	Q 4 500,00	1	Q 4 500,00

Fuente: elaboración propia.

El mantenimiento al equipo es anual y consiste únicamente en pruebas de calibración, lubricación de piezas, reapriete de tornillos, pruebas de operación remota, etc.

Para el mantenimiento del equipo no se consideran el costo de las maniobras necesarias para desenergizarlo, ya que este costo está incluido en el plan de mantenimiento anual de la red de 69 kV para seccionadores instalados en aire. Se considera el costo de la mano de obra.

6.3.5. Resumen de costos de instalación de seccionador en punto de la red de 69 kV

Los costos de puesta en operación en equipo se pueden resumir en la siguiente manera:

Tabla XL. **Costos de puesta en operación**

Costos De Puesta En Operación	
Costo equipo propuesto	Q 598 363,04
Costo mano de obra	Q 84 376,02
Costo de maniobras	Q 8 290,80
TOTAL (Iva incluido)	Q 691 029,90

Fuente elaboración propia.

El resumen de costos para el proyecto puede resumirse de la siguiente manera:

Tabla XLI. **Resumen total de costos**

Resumen de Costos (Iva incluido)	
Costos de puesta en operación	Q 691,029,86
Costos de mantenimiento anual	Q 4 500,00

Fuente: elaboración propia.

6.4. **Análisis de costo de energía no suministrada**

Para el análisis de la energía no suministrada, se debe evaluar el flujo de potencia para el sistema analizado. Al evaluar el flujo de potencia y analizar los casos de ubicación de los seccionadores. Se puede encontrar las siguientes magnitudes:

Tabla XLII. **Resultados del flujo de potencia en los nodos analizados en NEPLAN**

Descripción	Identificador	Voltaje (kV)	% Voltaje	Angulo de voltaje	Potencia activa	Potencia reactiva
MIL-691	750	68.746	99.63	-15.5	11.533	3.521
VIG-69	12189	68.832	99.76	-16.7	7.263	1.537
INH-69	12233	68.801	99.71	-16.8	3.828	0.607

Fuente: elaboración propia.

Los resultados de la energía no suministrada esperada para cada caso de seccionador se pueden encontrar en el resultado de confiabilidad en el nodo de instalación del seccionador.

Tabla XLIII. **Resultados del flujo de potencia en los nodos analizados**

Descripción del caso	Nombre del Nodo	F	T	Prob	P	W
		(1/año)	(h)	(mín/año)	(MW/año)	(MWh/año)
Caso Centro Médico Militar base	LD-MIL-691-11	5,69	4,07	1 390,27	1,27	5,17
Caso Centro Médico Militar con seccionador	LD-MIL-691-11	5,38	3,92	1 264,02	1,2	4,7
Caso VIGUA base	LD-VIG-69-11	1,34	1,14	91,66	9,74	11,1
Caso VIGUA con seccionador	LD-VIG-69-11	1,35	0,65	52,4	9,8	6,34
Caso INHSA base	LD-INH-69-11	3,1	1,16	215,37	11,87	13,74
Caso INHSA con seccionador	LD-INH-69-11	3,1	0,66	122,17	11,87	7,8

Fuente: elaboración propia.

Tabla XLIV. **Resultados de diferencia entre ENS en los nodos analizados**

Gran Usuario	Diferencia ENS (MWh/año)
Centro Médico Militar	0,47
VIGUA	4,75
INHSA	5,95

Fuente: elaboración propia.

La diferencia entre la energía no suministrada deberá multiplicarse por el costo de la energía no suministrada (CENS) en el flujo de efectivo a través del tiempo, considerando el costo de la energía como una constante, pero considerando el aumento en la demanda y, por lo tanto, de la potencia y energía no suministrada esperada.

6.5. Parámetros para la evaluación económica

Para el análisis de flujo de caja para cada caso de instalación de seccionador, se tomarán los siguientes parámetros:

- Tipo de cambio: el análisis económico se realiza con un tipo de cambio de 1\$ (USD)= 7,4852Q. Tomando como referencia la tasa publicada en la página oficial del Banco de Guatemala para el 17 de agosto de 2018.
- Tasa de crecimiento anual: en la realidad existe un crecimiento del tamaño de la red, que está relacionado con el crecimiento del número de usuarios y de la potencia máxima ingresada a la red. Ese crecimiento ha sido mayor desde mediados de la década de los 90, en que se inició una campaña exitosa de desarrollo de las redes para aumentar el índice de electrificación. El crecimiento ha sido irregular en el tiempo; pero puede asumirse, de acuerdo a tasas típicas de desarrollo de las redes de distribución, que en los últimos 20 años la red ha crecido a una tasa del orden de 2 % a 3 % anual. El crecimiento de la demanda es proporcional al crecimiento poblacional proyectado por el Instituto Nacional de Estadística (INE), en este caso de estudio se tomará con un valor del 3 % anual.

Figura 83. **Tasa de crecimiento poblacional de Guatemala**

Año	Proyecciones de población total	Tasa de crecimiento
2010	14,361,666	2.5
2011	14,713,763	2.5
2012	15,073,375	2.4
2013	15,438,384	2.4
2014	15,806,675	2.4
2015	16,176,133	2.3

Fuente: Instituto Nacional de Estadística. *Indicadores demográficos en Guatemala* p. 5.

- La reposición de las instalaciones considerando la tasa mínima de actualización a reconocer según el artículo 78 de la LGE es el 7 %, el valor del ISR vigente 25 % y la vida útil reconocida regulatoriamente para las instalaciones de transmisión es de 30 años; de acuerdo a lo indicado en el artículo 67 de la LGE, el Factor de recuperación de capital es aplicable a las obras pagadas por el inversionista, de lo cual resulta:

$$FRC = \frac{\frac{r}{1-ISR} * (1 + \frac{r}{1-ISR})^T}{(1 + \frac{r}{1-ISR})^T - 1} = \frac{\frac{r}{1-ISR}}{1 - (1 + \frac{r}{1-ISR})^{-T}} = \frac{\frac{7\%}{1-25\%}}{1 - (1 + \frac{7\%}{1-25\%})^{-30}} = 10.02\%$$

Donde:

- FRC = factor de recupero del capital (renta + depreciación).
- R = renta sobre el capital.
- r = rentabilidad anual sobre la inversión para actividades realizadas en el país con riesgo similar (mínimo 7 %, máximo 13 %, Art. 79 LGE).
- ISR = 25 % (impuesto sobre la renta en vigencia).
- Costo de la potencia: valor tomado del pliego tarifario de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para la empresa distribuidora EEGSA (Según resolución CNEE-31-2018 CNEE-32-2018).
- El costo de la energía no suministrada: el costo de la energía no suministrada se base en el valor de la energía tarifa BTS. Con base en el artículo 6 de la resolución CNEE-36-2003, según la tarifa autorizada para los procesos de evaluación de calidad de servicio de transporte para el

período de febrero-abril del 2018 (tarifa publicada en el diario oficial cada dos meses). Se establece que el costo de la energía no servida es 10 veces el valor BTS (1,113724 Q/kWh).

- Costo anual de mantenimiento: corresponden a Q 4 500,00 anuales. Los costos anuales de mantenimiento cumplen con ser menores al 3 % de la inversión total, esto acorde al artículo 55 de la ley general de la electricidad.
- Costos de puesta en operación: El costo de la puesta en operación del proyecto para cada seccionador se toma de la tabla XLI. El costo corresponde al monto de Q 691 029,86 En el costo de operación se incluyen los costos del equipo a instalarse, así como el costo de montaje y de indisponibilidad en la línea de transmisión.
- El flujo de efectivo se realizará para 30 años con valuación anual en base a la demanda, basado en el artículo 67 de la ley general de la electricidad que estipula el tiempo de evaluación para valor nuevo de reemplazo en nuevas instalaciones.

6.6. Resultados del análisis de flujo económico

A continuación, se presentan los resultados del análisis de flujo económico.

6.6.1. Caso Centro Médico Militar

A continuación, se presentan los resultados de flujo para Centro Médico Militar.

Tabla XLV. Resultado de flujo para Centro Médico Militar

Año	Demanda total de la subestación	Energía no servida	Costo energía no servida	Ahorro total de costos	Costos en Q de operación y mantenimiento	Flujo neto año
	MW	MWh	Q.	Q.	Q.	Q
2018	11,533	0,5	5 568,62		-691 029,86	-691 029,86
2019	11,533	0,515	5 735,68	5 735,68	-4 500	1 235,68
2020	12,24	0,530	5 907,75	5 907,75	-4 500	1 407,75
2021	12,60	0,546	6 084,98	6 084,98	-4 500	1 584,98
2022	12,98	0,563	6 267,53	6 267,53	-4 500	1 767,53
2023	13,37	0,580	6 455,56	6 455,56	-4 500	1 955,56
2024	13,77	0,597	6 649,22	6 649,22	-4 500	2 149,22
2025	14,18	0,615	6 848,70	6 848,70	-4 500	2 348,70
2026	14,61	0,633	7 054,16	7 054,16	-4 500	2 554,16
2027	15,05	0,652	7 265,79	7 265,79	-4 500	2 765,79
2028	15,50	0,672	7 483,76	7 483,76	-4 500	2 983,76
2029	15,96	0,692	7 708,27	7 708,27	-4 500	3 208,27
2030	14,00	0,713	7 939,52	7 939,52	-4 500	3 439,52
2031	14,00	0,734	8 177,71	8 177,71	-4 500	3 677,71
2032	14,00	0,756	8 423,04	8 423,04	-4 500	3 923,04
2033	14,00	0,779	8 675,73	8 675,73	-4 500	4 175,73
2034	14,00	0,802	8 936,00	8 936,00	-4 500	4 436,00
2035	14,00	0,826	9 204,08	9 204,08	-4 500	4 704,08
2036	14,00	0,851	9 480,20	9 480,20	-4 500	4 980,20
2037	14,00	0,877	9 764,61	9 764,61	-4 500	5 264,61
2038	14,00	0,903	1 057,55	10 057,55	-4 500	5 557,55
2039	14,00	0,930	10 359,27	10 359,27	-4 500	5 859,27
2040	14,00	0,958	10 670,05	10 670,05	-4 500	6 170,05
2041	14,00	0,987	10 990,15	10 990,15	-4 500	6 490,15
2042	14,00	1,016	11 319,86	11 319,86	-4 500	6 819,86
2043	14,00	1,047	11 659,45	11 659,45	-4 500	7 159,45
2044	14,00	1,078	12 009,24	12 009,24	-4 500	7 509,24
2045	14,00	1,111	12 369,51	12 369,51	-4 500	7 869,51
2046	14,00	1,144	12 740,60	12 740,60	-4 500	8 240,60
2047	14,00	1,178	13 122,82	13 122,82	-4 500	8 622,82
2048	14,00	1,214	1 875,318	1 875 318,12	-4 500	1 870 818,12

Fuente: elaboración propia.

Tabla XLVI. **Resultados del flujo de efectivo a 30 años para el caso Centro Médico Militar**

años	rbc	TIR	VNA Ingresos	VNA costos	VNA neto
30	0,24	4 %	Q 176 518,07	-Q 733 380,30	-Q 556 862,23
20	0,09	-15 %	Q 59 849,39	-Q 691 067,20	-Q 669 439,26
15	0,07	-23 %	Q 51 314,77	-Q 695 070,30	-Q 673 903,41
10	0,05	-37 %	Q 39 447,35	-Q 736 029,86	-Q 679 209,32
5	0,03	-67 %	Q 22 945,66	-Q 713 529,86	-Q 685 134,03

Fuente: elaboración propia.

- El valor presente neto (VNA) es de 553,914.64 Q en valor negativo al evaluar para 30 años.
- La relación beneficio costo es de 0,25 al evaluar a los 30 años.
- La tasa interna de retorno es 4 % al evaluar a los 30 años.
- En el tiempo de evaluación, no se alcanza a recuperar los costos de la inversión inicial ni mantenimiento.

6.6.2. Caso VIGUA

A continuación, se presentan los resultados del caso VIGUA.

Tabla XLVII. Resultado de flujo para VIGUA

Año	Demanda total de la subestación	Energía no servida	Costo energía no servida	Ahorro total de costos	Costos de operación y manto	Flujo neto año
	MW	MWh	Q.	Q.	Q.	Q.
2018	7,3	4,76	53 013,26	53 013,26	-691 029,86	-691 029,86
2019	7,5	4,90	54 603,66	54 603,66	-4 500,00	50 103,66
2020	7,7	5,05	56 241,77	56 241,77	-4 500,00	51 741,77
2021	7,9	5,20	57 929,02	57 929,02	-4 500,00	53 429,02
2022	8,2	5,36	59 666,89	59 666,89	-4 500,00	55 166,89
2023	8,4	5,52	61 456,90	61 456,90	-4 500,00	56 956,90
2024	8,7	5,68	63 300,61	63 300,61	-4 500,00	58 800,61
2025	8,9	5,85	65 199,63	65 199,63	-4 500,00	60 699,63
2026	9,2	6,03	67 155,61	67 155,61	-4 500,00	62 655,61
2027	9,5	6,21	69 170,28	69 170,28	-4 500,00	64 670,28
2028	9,8	6,40	71 245,39	71 245,39	-4 500,00	66 745,39
2029	10,0	6,59	73 382,75	73 382,75	-4 500,00	68 882,75
2030	10,4	6,79	75 584,24	75 584,24	-4 500,00	71 084,24
2031	10,7	6,99	77 851,76	77 851,76	-4 500,00	73 351,76
2032	11,0	7,20	80 187,32	80 187,32	-4 500,00	75 687,32
2033	11,3	7,42	82 592,94	82 592,94	-4 500,00	78 092,94
2034	11,7	7,64	85 070,72	85 070,72	-4 500,00	80 570,72
2035	12,0	7,87	87 622,85	87 622,85	-4 500,00	83 122,85
2036	12,4	8,10	90 251,53	90 251,53	-4 500,00	85 751,53
2037	12,7	8,35	92 959,08	92 959,08	-4 500,00	88 459,08
2038	13,1	8,60	95 747,85	95 747,85	-4 500,00	91 247,85
2039	13,5	8,86	98 620,28	98 620,28	-4 500,00	94 120,28
2040	13,9	9,12	101 578,89	101 578,89	-4 500,00	97 078,89
2041	14,3	9,39	104 626,26	104 626,26	-4 500,00	100 126,26
2042	14,8	9,68	107 765,05	107 765,05	-4 500,00	103 265,05
2043	15,2	9,97	110 998,00	110 998,00	-4 500,00	106 498,00
2044	15,7	10,27	114 327,94	114 327,94	-4 500,00	109 827,94
2045	16,1	10,57	117 757,78	117 757,78	-4 500,00	113 257,78
2046	16,6	10,89	121 290,51	121 290,51	-4 500,00	116 790,51
2047	17,1	11,22	124 929,23	124 929,23	-4 500,00	120 429,23
2048	17,6	11,55	1 875 318,12	1 875 318,12	-4 500,00	1 870 818,12

Fuente: elaboración propia.

Tabla XLVIII. **Resultados del flujo de efectivo a 30 años para el caso VIGUA**

años	Rbc	TIR	Vna Ingresos	Vna Costos	Vna Neto
30	1,06	10 %	Q 778 242,22	(Q 733 699,94)	Q 44 542,28
20	0,83	7 %	Q 573 687,71	(Q 691 067,20)	(Q 155 836,95)
15	0,71	4 %	Q 491 241,22	(Q 695 070,30)	(Q 234 153,19)
10	0,51	-3 %	Q 377 067,23	(Q 736 029,86)	(Q 341 696,53)
5	0,31	-25 %	Q 218 956,19	(Q 713 529,86)	(Q 489 162,76)

Fuente: elaboración propia.

- El valor presente neto (VNA) es de 44 542,28 Q.
- La relación beneficio costo es de 1,06.
- La tasa interna de retorno es 10 %.
- En el tiempo de evaluación, se recupera la inversión inicial hasta llegar a los 30 años aproximadamente.

6.6.3. Caso INHSA

A continuación, se presentan los resultados de flujo para caso INHSA.

Tabla XLIX. **Resultado de flujo para INHSA**

Año	Demanda total de la subestación	Energía no servida	Costo energía no servida	Ahorro total de costos	Costos de operación y Mantenimiento	Flujo neto año
	MW	MWh	Q.	Q.	Q.	Q
2018	3,82	5,945	66 210,89		-691029,86	-691 029,86
2019	3,94	6,123	68 197,22	68 197,22	-4500	63 697,22
2020	4,06	6,307	70 243,14	70 243,14	-4500	65 743,14
2021	4,18	6,496	72 350,43	72 350,43	-4500	67 850,43
2022	4,31	6,691	74 520,94	74 520,94	-4500	70 020,94
2023	4,44	6,892	76 756,57	76 756,57	-4500	72 256,57
2024	4,57	7,099	79 059,27	79 059,27	-4500	74 559,27
2025	4,71	7,312	81 431,05	81 431,05	-4500	76 931,05
2026	4,85	7,531	83 873,98	83 873,98	-4500	79 373,98
2027	4,99	7,757	86 390,20	86 390,20	-4500	81 890,20
2028	5,14	7,990	88 981,90	88 981,90	-4500	84 481,90
2029	5,30	8,229	91 651,36	91 651,36	-4500	87 151,36
2030	5,46	8,476	94 400,90	94 400,90	-4500	89 900,90
2031	5,62	8,730	97 232,93	97 232,93	-4500	92 732,93

Continuación de la tabla XLIX.

2032	5,79	8,992	100 149,91	100 149,91	-4500	95 649,91
2033	5,96	9,262	103 154,41	103 154,41	-4500	98 654,41
2034	6,14	9,540	106 249,04	106 249,04	-4500	101 749,04
2035	6,33	9,826	109 436,52	109 436,52	-4500	104 936,52
2036	6,52	10,121	112 719,61	112 719,61	-4500	108 219,61
2037	6,71	10,425	116 101,20	116 101,20	-4500	111 601,20
2038	6,91	10,737	119 584,24	119 584,24	-4500	115 084,24
2039	7,12	11,059	123 171,76	123 171,76	-4500	118 671,76
2040	7,33	11,391	126 866,92	126 866,92	-4500	122 366,92
2041	7,55	11,733	130 672,92	130 672,92	-4500	126 172,92
2042	7,78	12,085	134 593,11	134 593,11	-4500	130 093,11
2043	8,01	12,448	138 630,90	138 630,90	-4500	134 130,90
2044	8,26	12,821	142 789,83	142 789,83	-4500	138 289,83
2045	8,50	13,206	147 073,53	147 073,53	-4500	142 573,53
2046	8,76	13,602	151 485,73	151 485,73	-4500	146 985,73
2047	9,02	14,010	156 030,30	156 030,30	-4500	151 530,30
2048	9,29	14,430	1 875 318,12	1 875 318,12	-4500	1 870 818,12

Fuente: elaboración propia.

Tabla L. **Resultados del flujo de efectivo a 30 años para el caso INHSA**

Años	Rbc	Tir	Vna ingresos	Vna Costos	Vna Neto
30	1,29	12 %	Q 944 714,39	(Q 733 699,94)	Q 211 014,45
20	1,04	10 %	Q 716 507,02	(Q 691 067,20)	(Q 13 017,63)
15	0,88	7 %	Q 613 535,52	(Q 695 070,30)	(Q 111 858,90)
10	0,64	1 %	Q 470 937,96	(Q 736 029,86)	(Q 247 825,80)
5	0,38	-19 %	Q 273 465,24	(Q 713 529,86)	(Q 434 653,71)

Fuente: elaboración propia.

- El valor presente neto (VNA) es de 211 014,45 Q.
- La relación beneficio costo es de 1,29.
- La tasa interna de retorno es 12 %.
- En el tiempo de evaluación, se recupera la inversión inicial hasta llegar a los 20 años aproximadamente.

CONCLUSIONES

1. El seccionador de tres vías como un seccionador inteligente mejora la disponibilidad de la red, ya que puede ser programado mediante para detectar la dirección de corriente de falla y así aislar el tramo de línea con falla, teniendo de esa manera una alternativa de maniobra más eficiente que las tecnologías de seccionamiento actuales.
2. Al analizar los indicadores de calidad de servicio técnico en el período 2015-2017. El NTI y DTI han mostrado tendencia a la baja, esto se interpreta como resultado de planes de mantenimiento efectivos. Sin embargo, la ENS no muestra la misma tendencia, ya que su comportamiento ha sido variante en 2016 dando un valor máximo de 244,46 MW y valor mínimo en 2017 de 157,53 MW. El valor de la ENS no mostrará tendencia si no se mejora la maniobrabilidad de la red (energización promedio).
3. La instalación de un SIAT mejora la maniobrabilidad de la red disminuyendo así los tiempos de seccionamiento de fallas y restablecimiento de la red, esto impacta positivamente en el parámetro de la energía no suministrada.
4. Al modelar la instalación de seccionadores en las derivaciones de grandes usuarios, existe una diferencia entre la energía no suministrada que depende de la carga de la línea, así como la magnitud de carga que demanda el gran usuario.

5. Con base en el análisis económico, el mejor lugar para instalar el seccionador es en INHSA ya que se tendrá un mejor retorno económico de la inversión al instalarlo en ese lugar. El valor presente neto (VNA) es de Q 211 014,45. La relación beneficio costo es de 1,29. La tasa interna de retorno es 12 %. Sin embargo, se espera una recuperación de inversión hasta los 20 años de instalación aproximadamente.

RECOMENDACIONES

1. En los planes de mantenimiento, deben identificarse procesos que ayuden a disminuir los indicadores de calidad de servicio (NTI, DTI, ENS). Sin embargo, cada indicador debe evaluarse por separado según la importancia de la línea (con mayor carga) para planificar mantenimientos específicos que ayuden a disminuirlos al mínimo.
2. La evaluación detallada de fallas en las respectivas líneas permitirá determinar la efectividad de los planes de mantenimiento realizados sobre las mismas. Sin embargo, se deben realizar mejoras en el proceso de atención de emergencias para disminuir al mínimo los indicadores de fallas y su duración.
3. Definir y realizar planes de mantenimiento específicamente enfocados a mejorar los índices de calidad de forma individual. Para mejorar la ENS se deberá implementar planes de acción que mejoren los siguientes procesos: Atención de contingencias, maniobrabilidad en la red, tiempos de energización promedio.
4. Realizar análisis de confiabilidad a las líneas basados en los historiales de interrupción de forma anual. Esto con el fin de cuantificar el impacto y la efectividad de los planes de mantenimiento sobre cada línea de la red.
5. Al estudiar las posibilidades de instalación de seccionadores de tres vías en casos donde se involucre un gran usuario, se debe contar con el historial de interrupciones a lo largo de la línea de transmisión que lo

alimenta. Esto con el fin de evaluar las causas recurrentes que han provocado dichas fallas. También, se debe evaluar el impacto que tiene cada interrupción con el servicio que presta dicho usuario (hospital, fábrica, generación), como un valor agregado a la decisión de instalación.

6. A pesar de no obtener rentabilidad según los indicadores de inversión para el caso de Centro Médico Militar, se debe tomar en cuenta el tipo de servicio que se presta en ese lugar son de primer orden en importancia (servicios médicos). Por lo tanto, basándose en el historial de fallas en la línea que alimenta a dicho usuario, se recomienda considerar la instalación de este para reducir los tiempos de restablecimiento de suministro eléctrico.

BIBLIOGRAFÍA

1. Administrador del Mercado Mayorista. *Reglamento de la Ley General de Electricidad. Acuerdo Gubernativo 299-98 del 25 de mayo de 1998*. Guatemala: Administrador del Mercado Mayorista, 1998. 37 p.
2. ARRIAGADA MASS, Aldo Gary. *Evaluación de confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución*. Chile: Universidad Pontificia de Chile, 1994. 108 p.
3. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Normas técnicas de calidad del servicio de transporte y sanciones, NTCSTS*. Guatemala: CNEE, 1999. 11 p.
4. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución, NTDOID*. Guatemala: CNEE, 1999. 25 p.
5. HUBELL INC. *Catálogo de transmisión*. [en línea]. <www.turnerswitch.com>. [Consulta: 4 de noviembre de 2017].
6. Intertecnia S.A. *Estudio de justificación técnico-económica del proyecto Plan de expansión del anillo sur*. Ecuador: Universidad Laica Vicente Rocafuerte de Guayaquil, 2011. 133 p.

7. MORATAYA, Juan Carlos. *Análisis de la capacidad de transporte actual del Sistema Nacional Interconectado*. Trabajo de Graduación de Ing. Eléctrica. Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería, 2004. 138 p.
8. MÉNDEZ RODRÍGUEZ, Christian. *Confiabilidad de una red de energía Costa Rica*: Universidad de Costa Rica, 2009. 60 p.
9. NEPLAN, Power systems analysis software. *Manual de usuario para modelado de redes eléctricas de potencia*. [En línea]. <http://www.neplan.ch/html/es/es_home.htm>. [Consulta: 25 de febrero de 2018].
10. SEECO Switch. *Manual de instalación*. [en línea]. <www.seecoswich.com>. [Consulta: 26 de junio de 2018].

APÉNDICES

Apéndice 1. Resultados de flujo de carga para el sistema de 69 kv analizado

Número	Descripción	Nombre	Voltaje (KV)	% de Voltaje	Angulo	P carga	Q carga	Zona
34	PLT-69	1 144	69,537	100,78	-11	0	0	Troncal
37	ESC-691	1 151	69,478	100,69	-9,6	0	0	Troncal
38	GNO-691	1 152	69,434	100,63	-14,8	0	0	Troncal
39	GNO-692	1 153	70,747	102,53	-14,7	0	0	Troncal
40	GSU-691	1 154	68,663	99,51	-16,6	0	0	Troncal
41	GES-69	1 155	68,951	99,93	-14,5	0	0	Troncal
42	GSU-692	1 156	69,567	100,82	-15,3	0	0	Troncal
47	GIS-69D	1 163	69,312	100,45	-15,7	0	0	Central
53	ACA-69D	12 000	67,264	97,48	-14,3	0	0	Central
54	ACR-69	12 001	68,801	99,71	-16,8	0	0	Central
55	ADH-69D	12 002	68,8	99,71	-16,8	0	0	Central
56	AGS-69	12 003	69,134	100,19	-11	0,642	0,012	Central
57	AMA-69	12 005	67,688	98,1	-18,2	0	0	Central
58	ANT-691	12 008	65,62	95,1	-21,9	0	0	Central
59	APA-69	12 009	70,585	102,3	-14,9	0	0	Central
60	APA-691	12 010	70,634	102,37	-14,8	0	0	Central
61	APA-692	12 011	70,628	102,36	-14,8	0	0	Central
62	ASR-69	12 012	68,813	99,73	-16,8	0	0	Central
63	ASU-69	12 013	68,813	99,73	-16,8	0,184	0	Central
64	ASU-691	12 014	68,814	99,73	-16,8	0	0	Central
65	AUR-69	12 015	66,643	96,58	-19,4	0	0	Central
66	AUR-691	12 016	66,718	96,69	-19,3	0	0	Central
67	BAR-69	12 017	69,255	100,37	-15,7	0	0	Central
68	BAT-69	12 018	68,95	99,93	-15,2	2,399	0,307	Central
69	BZA-69	12 020	69,885	101,28	-15,9	0,747	0,067	Central
70	BZA-69D	12 021	69,889	101,29	-15,9	0	0	Central
71	CDO-691	12 022	68,749	99,64	-15,7	0	0	Central
72	CDO-692	12 023	67,984	98,53	-16,5	0	0	Central
73	CDO-693	12 024	67,965	98,5	-16,5	0	0	Central
74	CEM-69	12 025	68,451	99,2	-16,4	4,969	0,025	Central
75	CEN-692	12 027	67,25	97,46	-18,7	0	0	Central
77	CER-691	12 029	69,063	100,09	-10,9	0	0	Central
78	CER-692	12 030	69,055	100,08	-10,9	0	0	Central
79	CER-693	12 031	69,061	100,09	-10,9	0	0	Central
80	CG1-692	12 032	66,943	97,02	-19	0	0	Central
81	CG1-69D	12 033	67,159	97,33	-18,8	0	0	Central
82	CG2-69D	12 034	69,342	100,5	-16,7	0	10	Central
83	CG3-69D	12 035	69,214	100,31	-16,9	0	0	Central
84	CG5-691	12 036	66,715	96,69	-19,9	0	0	Central
85	CG6-691	12 037	66,957	97,04	-19,2	0	0	Central
86	CHA-69	12 038	65,688	95,2	-21,8	0	0	Central
87	CIA-69	12 039	67,742	98,18	-13,8	0	0	Central
88	CEN-69	1 204	67,251	97,47	-18,7	0	0	Central
89	CIA-69D	12 040	67,759	98,2	-13,8	0	0	Central

Continuación del apéndice 1.

90	CMO-69	12 041	68,82	99,74	-16,7	0	0	Central
91	CMO-691	12 042	68,82	99,74	-16,7	0	0	Central
92	COL-69	12 043	67,754	98,19	-16,2	2,334	0.257	Central
93	COL-691	12 044	67,756	98,2	-16,2	0	0	Central
94	COL-693	12 046	67,617	98	-17,4	0	0	Central
95	CON-691	12 047	69,161	100,23	-10,8	0	0	Central
96	CQU-69	12 049	66,28	96,06	-21,7	0	0	Central
97	CRI-69	12 050	67,463	97,77	-18,4	0	0	Central
98	CVI-69	12 052	67,388	97,66	-17,4	0	0	Central
99	DIS-69	12 054	68,801	99,71	-16,8	0	0	Central
100	EGU-69	12 055	67,067	97,2	-19	0	0	Central
101	EJU-69	12 056	69,107	100,15	-11,6	1,809	0	Central
102	ESI-69	12 057	69,1	100,15	-17,1	0	0	Central
103	ESI-691	12 058	69,101	100,15	-17,1	0	0	Central
104	ESI-692	12 059	69,102	100,15	-17,1	0	0	Central
105	SAL-69	1 206	69,129	100,19	-11,2	0	0	Central
106	ESI-693	12 060	69,273	100,4	-16,8	0	0	Central
107	GDA-693	12 061	68,678	99,53	-14,9	0	0	Central
108	GDA-691	12 062	67,767	98,21	-17	0	0	Central
109	GEG-691	12 065	68,949	99,93	-14,5	0	0	Central
110	GEG-692	12 066	68,946	99,92	-14,5	0	0	Central
111	GEG-693	12 067	68,847	99,78	-14,8	0	0	Central
112	GER-69	12 068	67,594	97,96	-17,1	0	0	Central
113	GG2-691	12 069	70,104	101,6	-15,6	0	0	Central
114	CON-69	1 207	69,306	100,44	-10,7	0	0	Central
115	GG2-692	12 070	70,198	101,74	-15,5	0	0	Central
116	GG2-693	12 071	70,482	102,15	-15,1	0	0	Central
117	GG2-694	12 072	68,867	99,81	-15,6	0	0	Central
118	GG3-691	12 073	70,088	101,58	-15,6	0	0	Central
119	GG3-692	12 074	70,44	102,09	-15,1	0	0	Central
121	GG3-694	12 076	68,282	98,96	-16,2	0	0	Central
122	GG3-695	12 077	68,287	98,97	-16,1	0	0	Central
123	GG6-693	12 078	69,405	100,59	-14,9	0	0	Central
124	GLT-69	12 080	68,124	98,73	-17,5	0	0	Central
125	GNG-691	12 081	68,735	99,62	-15,6	0	0	Central
126	GNG-692	12 082	69,037	100,05	-15,4	0	0	Central
127	GNG-693	12 083	69,119	100,17	-15,3	0	0	Central
128	GNG-694	12 084	68,877	99,82	-15,4	0	0	Central
129	GNG-695	12 085	69,087	100,13	-15,4	0	0	Central
130	HFL-69D	12 086	69,283	100,41	-15	0	0	Central
131	HIN-69	12 087	67,617	98	-17,4	0	0	Central
132	HIP-69	12 089	66,866	96,91	-19,6	0.774	0.037	Central
133	HOR-69D	12 090	68,8	99,71	-16,8	0.197	0	Central
134	INC-691	12 091	69,407	100,59	-16,6	0	0	Central
135	INC-692	12 092	68,032	98,6	-17,1	0	0	Central
136	IRL-69	12 094	68,957	99,94	-12,2	0	0	Central
137	KAM-69	12 095	69,096	100,14	-17,1	0	0	Central
138	KAM-691	12 096	69,096	100,14	-17,1	0	0	Central
139	KAM-692	12 097	69,343	100,5	-16,7	0	0	Central
140	LAN-69D	12 099	66,974	97,06	-19,2	0	0	Central
141	LCA-69	12 100	69,149	100,22	-17	0	0	Central
142	LCA-69D	12 101	69,209	100,3	-16,9	0	0	Central
143	LFL-69	12 102	66,279	96,06	-20,2	0	0	Central
144	LIZ-69	12 103	66,324	96,12	-20,2	1.219	0.025	Central
145	LLA-69D	12 104	68,958	99,94	-15,1	0	0	Central
146	LPR-69	12 105	67,708	98,13	-17,2	0	0	Central
147	LPR-691	12 106	67,724	98,15	-17,1	0	0	Central

Continuación del apéndice 1.

148	LPR-692	12 107	68,642	99,48	-15,5	0	0	Central
149	LUC-69	12 108	69,287	100,42	-10	0	0	Central
150	MCR-69	12 110	68,41	99,15	-15,2	3,055	0	Central
151	MCR-691	12 111	68,832	99,76	-14,8	0	0	Central
152	MCR-692	12 112	68,83	99,75	-14,9	0	0	Central
153	MCR-693	12 113	68,838	99,76	-14,8	0	0	Central
154	MEC-69	12 115	68,847	99,78	-14,8	0	0	Central
155	MGU-69D	12 117	67,696	98,11	-16,3	0	0	Central
156	MIL-69	12 118	68,746	99,63	-15,5	0	0	Central
157	MIN-69	12 119	65,931	95,55	-21,8	0	0	Central
158	MIN-691	12 120	69,579	100,84	-16,3	0	0	Central
159	MIN-692	12 121	65,932	95,55	-21,8	0	0	Central
160	MIX-691	12 122	66,765	96,76	-19,6	0	0	Central
161	MIX-692	12 123	66,472	96,34	-19,9	0	0	Central
162	MNT-69	12 125	68,513	99,29	-17,1	0	0	Central
163	MON-69	12 127	66,089	95,78	-21,6	0	0	Central
164	MON-692	12 129	66,258	96,03	-21,1	0	0	Central
165	MON-693	12 130	66,646	96,59	-19,7	0	0	Central
166	NES-69	12 131	68,378	99,1	-13,5	0,734	0,055	Central
167	LNI-69	12 132	70,079	101,56	-15,6	0	0	Central
168	NOR-69	12 133	68,393	99,12	-16,5	0	0	Central
169	NOR-691	12 134	68,445	99,2	-16,4	0	0	Central
170	OBI-69	12 136	68,194	98,83	-12,9	0	0	Central
171	OJO-69	12 137	66,521	96,41	-18,3	6,935	0,974	Central
172	PLM-69	12 142	69,161	100,23	-10,8	0	0	Central
173	PRT-69	12 145	66,766	96,76	-14,7	0	0	Central
174	PSJ-69	12 146	66,971	97,06	-14,6	0	0	Central
175	PTA-69	12 147	68,883	99,83	-16,6	0	0	Central
176	LAG-69	1 215	67,702	98,12	-18,2	0,09	0	Central
177	RBR-69	12 150	68,833	99,76	-14,9	0	0	Central
178	RBR-691	12 151	68,947	99,92	-14,5	0	0	Central
179	RBR-692	12 152	68,838	99,76	-14,8	0	0	Central
180	ROO-69	12 153	66,365	96,18	-20,7	0	0	Central
181	ROO-691	12 154	66,337	96,14	-20,8	0	0	Central
182	ROO-692	12 155	66,365	96,18	-20,7	0	0	Central
183	ROO-693	12 156	66,822	96,84	-19,4	0	0	Central
184	SAG-69	12 159	68,382	99,1	-13,5	0	0	Central
185	TDL-69	1 216	67,705	98,12	-18,3	0	0	Central
186	SGA-69	12 161	68,383	99,11	-13,5	0	0	Central
187	SJD-69	12 163	67,902	98,41	-17,3	0	0	Central
189	SJD-692	12 165	69,408	100,59	-16,6	0	0	Central
190	SLI-691	12 167	69,125	100,18	-11,2	0	0	Central
191	SLU-69	12 169	65,969	95,61	-21,1	0	0	Central
192	LUN-69	1 217	69,937	101,36	-4,9	0	0	Central
193	SMP-69	12 171	66,618	96,55	-18,2	0	0	Central
194	SSI-691	12 173	68,775	99,67	-15,3	0	0	Central
195	SSI-692	12 174	68,873	99,82	-15,6	0	0	Central
196	SSI-693	12 175	68,871	99,81	-15,6	0	0	Central
197	SSI-694	12 176	68,871	99,81	-15,6	0	0	Central
198	LLR-69	12 177	68,935	99,91	-10,9	0	0	Central
199	SMM-69	12 178	69,139	100,2	-11	0	0	Central
200	STR-69	12 179	67,193	97,38	-18,8	0	0	Central
201	MAG-69	1 218	71,055	102,98	-4,9	0	0	Central
202	STR-691	12 180	67,191	97,38	-18,8	0	0	Central
203	SWO-69	12 181	69,017	100,02	-12	0	0	Central
204	TDL-691	12 183	67,705	98,12	-18,3	0	0	Central
205	TIK-69D	12 185	69,343	100,5	-16,7	0	0	Central

Continuación del apéndice 1.

206	TIN-69	12 186	66,326	96,13	-20,2	0	0	Central
207	TIN-69D	12 187	66,576	96,49	-19,8	0	0	Central
208	VIG-69	12 189	68,832	99,76	-16,7	7,263	1,537	Central
210	VIG-691	12 190	67,617	98	-17,4	0	0	Central
211	VIG-692	12 191	68,823	99,74	-16,7	0	0	Central
212	VIL-69	12 192	68,73	99,61	-16,9	0	0	Central
213	VNU-69	12 193	69,174	100,25	-15,8	0	0	Central
214	VNU-691	12 194	69,222	100,32	-15,8	0	0	Central
215	VNU-692	12 195	67,719	98,14	-18,3	0	0	Central
216	VNU-694	12 197	69,222	100,32	-15,8	0	0	Central
217	ZAP-69	12 198	68,142	98,76	-16,8	5,087	0,558	Central
218	ZAP-691	12 199	69,605	100,88	-16,3	0	0	Central
219	MTI-69	1 220	70,74	102,52	-6,8	0	0	Central
220	ZAP-692	12 200	68,198	98,84	-16,8	0	0	Central
221	ZAP-693	12 201	68,198	98,84	-16,8	0	0	Central
222	TIK-692	12 202	69,343	100,5	-16,7	0	0	Central
223	CG3-692	12 203	69,15	100,22	-17	0	0	Central
224	GAC-691	12 204	69,381	100,55	-9,9	0	0	Central
225	GAC-692	12 205	69,396	100,57	-9,9	0	0	Central
226	CMB-69	12 207	68,642	99,48	-15,5	0	0	Central
227	RBR-693	12 208	68,838	99,76	-14,8	0	0	Central
229	COL-69D	12 210	67,756	98,2	-16,2	0	0	Central
230	CGD-69D	12 211	68,483	99,25	-15,2	0	0	Central
231	HOR-69	12 213	68,8	99,71	-16,8	0	0	Central
232	HFL-69	12 214	69,255	100,37	-15	0	0	Central
233	KER-69	12 215	68,266	98,94	-16,2	1,521	0,055	Central
234	MGU-69	12 216	67,697	98,11	-16,3	0	0	Central
235	MGO-69	12 218	69,132	100,19	-15,9	0	0	Central
236	MGO-691	12 221	69,174	100,25	-15,8	0	0	Central
237	LLA-69	12 222	68,927	99,89	-15,2	0	0	Central
238	YSH-69D	12 223	69,107	100,15	-11,6	0	0	Central
239	YSH-69	12 224	69,106	100,15	-11,6	1,809	0,006	Central
240	PRT-69D	12 226	66,867	96,91	-14,6	0	0	Central
241	DUK-69	12 227	66,867	96,91	-14,6	0	0	Central
242	MON-694	12 228	65,938	95,56	-21,8	0	0	Central
243	GDA-69D	12 229	68,745	99,63	-14,8	0	0	Central
244	SAA-69	1 223	70,301	101,89	-5,6	0	0	Central
246	MRI-69	12 231	68,493	99,27	-17,1	4,733	0	Central
247	MPC-69	12 232	67,998	98,55	-13,5	0	0	Central
248	INH-69	12 233	68,801	99,71	-16,8	3,828	0,607	Central
249	FRI-69D	12 234	69,166	100,24	-15,8	0	0	Central
250	FRI-69	12 235	69,164	100,24	-15,9	1,796	0,27	Central
251	CSU-69	12 237	69,141	100,2	-10,8	2,648	0,398	Central
252	ELE-69	12 238	67,704	98,12	-18,3	0	0	Central
253	SJS-69D	12 239	66,201	95,94	-21,8	0	0	Central
254	SJS-69	12 240	65,438	94,84	-22,6	0	0	Central
255	TND-69	12 241	70,399	102,03	-5,1	0	0	Central
256	VNU-695	12 242	69,396	100,57	-15,6	0	0	Central
257	SAM-69D	12 243	69,197	100,28	-15,8	0	0	Central
258	SAM-69	12 244	69,174	100,25	-15,8	3,369	0,623	Central
259	LRO-69D	12 245	69,331	100,48	-15	0	0	Central
260	LRO-69	12 246	69,331	100,48	-15	0,079	0	Central
261	OLE-69D	12 247	69,178	100,26	-15,8	0	0	Central
262	OLE-69	12 248	69,171	100,25	-15,8	2,478	0,123	Central
263	TDL-692	12 250	68,957	99,94	-12,2	0	0	Central
264	TDL-693	12 251	68,957	99,94	-12,2	0	0	Central
265	RYE-69D	12 252	69,19	100,28	-15,8	0	0	Central

Continuación del apéndice 1.

266	RYE-69	12 253	69,182	100,26	-15,8	1,062	0,082	Central
267	LLI-69	12 254	69,177	100,26	-15,9	0	0	Central
268	PYT-69D	12 255	69,253	100,37	-15,7	0	0	Central
269	PYT-69	12 256	69,25	100,36	-15,7	2,609	0	Central
270	KOR-69D	12257	66,509	96,39	-20,4	0	0	Central
271	KOR-69	12 258	66,355	96,17	-20,8	1,835	0	Central
272	TIK-69	12 259	69,343	100,5	-16,7	0	0	Central
273	TIN-691	12 260	66,327	96,13	-20,2	0	0	Central
274	MIL-691	12 261	68,745	99,63	-15,5	0,223	0,043	Central
275	CVI-691	12 262	67,389	97,67	-17,4	0	0	Central
276	GER-691	12 263	67,586	97,95	-17,1	0	0	Central
277	TEX-69D	12 265	68,655	99,5	-15	0	0	Central
278	TEX-69	12 266	68,655	99,5	-15	0	0	Central
279	OKM-69D	12 267	67,382	97,65	-17,4	2,452	0,369	Central
280	IMP-69D	12 269	69,339	100,49	-15,7	2,452	0,169	Central
281	SAU-69D	12 270	68,954	99,93	-12,2	0	0	Central
282	SAU-69	12 271	68,949	99,93	-12,2	0	0	Central
283	PLI-69	12 272	69,11	100,16	-11,7	0	0	Central
284	GEG-694	12 273	68,884	99,83	-14,7	0	0	Central
285	ARR-69	12 274	68,737	99,62	-14,9	0	0	Central
286	PLI-692	12 276	69,11	100,16	-11,7	0	0	Central
287	PLI-693	12 277	69,095	100,14	-11,8	0	0	Central
288	ARR-691	12 278	68,736	99,62	-14,9	0	0	Central
289	SMC-69	12 279	65,546	94,99	-21,8	0	0	Central
290	ANI-691	12 280	67,703	98,12	-18,2	0	0	Central
291	MIA-69	12 281	67,973	98,51	-13,5	0	0	Central
292	SAA-693	12 282	69,073	100,11	-10,8	0	0	Central
293	MIR-69	12 283	69,206	100,3	-10,1	0	0	Central
294	IZT-69	12 284	66,72	96,7	-14,8	0	0	Central
295	GGO-69	12 285	67,127	97,29	-14,2	0	0	Central
296	NAR-69	12 286	66,965	97,05	-19,4	0	0	Central
297	NAR-691	12 287	66,965	97,05	-19,4	0	0	Central
298	NAR-692	12 288	66,965	97,05	-19,4	0	0	Central
299	NAR-693	12 289	66,965	97,05	-19,4	0	0	Central
300	NAR-694	12 290	66,969	97,06	-19,3	0	0	Central
301	MIR-692	12 292	68,321	99,02	-14,2	0	0	Central
302	OBI-691	12 294	68,278	98,95	-13,7	0	0	Central
303	LUC-692	12 296	68,326	99,02	-14,2	0	0	Central
304	MAG-69D	12 297	67,986	98,53	-13,5	0	0	Central
305	SAL-691	12 298	69,154	100,22	-10,9	0,05	0	Central
306	VIG-693	12 300	68,853	99,79	-16,7	0	0	Central
307	SIP-69	12 301	67,849	98,33	-16,1	0	0	Central
308	SIP-691	12 302	67,839	98,32	-16,1	0	0	Central
309	SMO-691	12 303	69,429	100,62	-15,5	0	0	Central
310	SMO-692	12 304	68,368	99,08	-17,1	0	0	Central
312	BAR-69D	12 306	69,373	100,54	-15,7	0	0	Central
313	RBR-694	12 307	68,833	99,76	-14,9	0	0	Central
315	NES-691	12 309	68,384	99,11	-13,5	0	0	Central
316	NES-692	12 310	68,378	99,1	-13,5	0	0	Central
317	BHI-691	12 311	67,611	97,99	-17,4	0,524	0,03	Central
318	ALA-69D	12 312	66,565	96,47	-18,2	0	0	Central
319	ALA-69	12 313	66,924	96,99	-17,7	0	0	Central
321	PAM-69	12 315	66,575	96,49	-19,5	0	0	Central
323	ALA-691	12 317	67,284	97,51	-17	0	0	Central
324	OJO-691	12 318	67,405	97,69	-16,8	0	0	Central
325	SMP-692	12 319	67,711	98,13	-18,3	0	0	Central
328	LUN-691	12321LUN	69,927	101,34	-5	0	0	Central

Continuación del apéndice 1.

330	MTI-691	12322MTI	70,683	102,44	-6,9	0	0	Central
336	EJO-69	1 240	69,37	100,54	-9,9	2,46	0,24	Central
337	PNT-69	1 241	69,306	100,44	-10	0	0	Central
338	LVA-69	1 249	68,536	99,33	-19,9	0	0	Central
527	TIC-69	1 447	69,231	100,34	-8,2	0	0	Troncal
840	APA-694	447	70,609	102,33	-14,9	0	0	Central
841	APA-693	448	70,609	102,33	-14,9	0	0	Central
842	MIN-695	449	68,169	98,8	-16,8	0	0	Central
843	CG6-691A	450	67,01	97,12	-19,2	0	0	Central
844	NAR-694A	451	66,977	97,07	-19,3	0	0	Central
846	HIP-69A	453	66,869	96,91	-19,6	0	0	Central
847	CG5-691A	454	66,775	96,78	-19,8	0	0	Central
849		456	69,408	100,59	-16,6	0	0	Central
850		457	67,903	98,41	-17,3	0	0	Central
851		458	67,581	97,94	-17,1	0	0	Central
852		459	67,393	97,67	-17,4	0	0	Central
853	TIN-69D1	460	66,368	96,19	-20,1	0	0	Central
854	TIN-692	461	66,334	96,14	-20,2	0	0	Central
855	LIZ-691	462	66,324	96,12	-20,2	0	0	Central
856	LIZ-692	463	66,324	96,12	-20,2	0	0	Central
857	LFL-691	464	66,28	96,06	-20,2	0	0	Central
858	ROO-695	466	66,423	96,26	-20,6	0	0	Zona 1
859	ROO-694	467	66,364	96,18	-20,7	0	0	Central
860	KOR--69D1	468	66,363	96,18	-20,7	0	0	Central
861	MIN-69D	469	65,931	95,55	-21,8	0	0	Central
862	MON-69D	470	66,085	95,77	-21,6	0	0	Central
863	MON-695	471	66,083	95,77	-21,6	0	0	Central
865	GG5-69	473	69,418	100,61	-14,8	0	0	Central
866	MCR-694	474	68,838	99,76	-14,8	0	0	Central
867	EGU-69D	475	67,157	97,33	-18,9	0	0	Central
891	GSU-694	600	69,561	100,81	-15,3	0	0	Central
892	GSU-693	601	68,651	99,49	-16,7	0	0	Central
905	LPZ-69	614	67,893	98,4	-16,6	0	0	Central
911	MIL-691	750	68,746	99,63	-15,5	0	0	Central
912	MIL-691	751	68,746	99,63	-15,5	0	0	Central
913	MIL-691	B-799290	68,745	99,63	-15,5	0	0	Central
914		N1	67,069	97,2	-19	0	0	Central
916		N11	67,07	97,2	-19	0	0	Central
918		N2	67,068	97,2	-19	0	0	Central
919		N3	67,07	97,2	-19	0	0	Central
920		N4	69,209	100,3	-16,9	0	0	Central
921		N5	69,209	100,3	-16,9	0	0	Central
922		N6	67,07	97,2	-19	0	0	Central
923		N7	67,072	97,21	-19	0	0	Central
924		N8	67,071	97,2	-19	0	0	Central
925		N9	67,07	97,2	-19	0	0	Central

Fuente: elaboración propia.

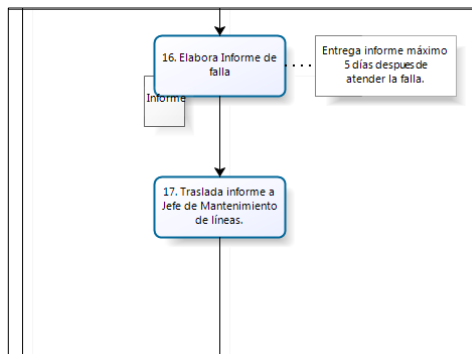
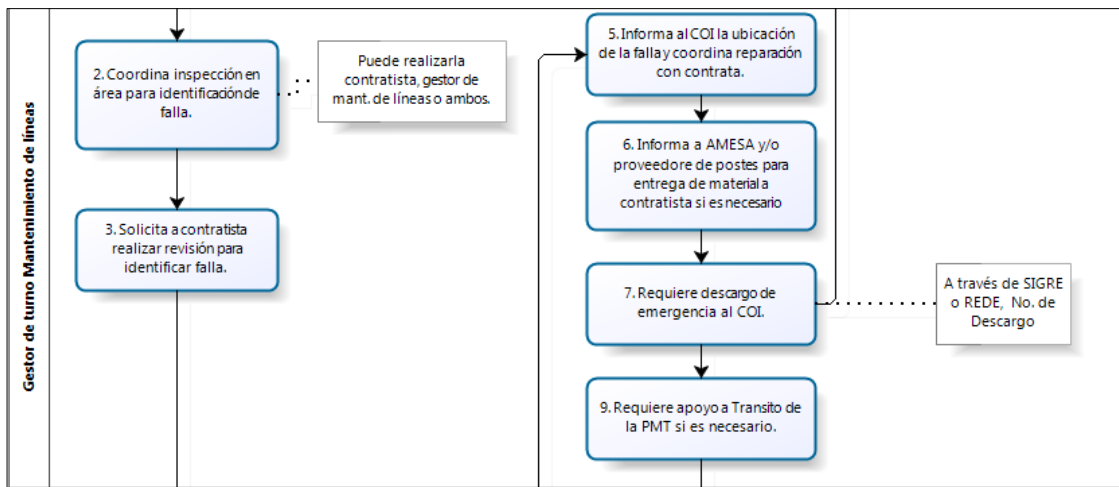
ANEXOS

Anexo 1. Diagrama de flujo para mantenimiento correctivo en líneas de transmisión

Tareas del coi

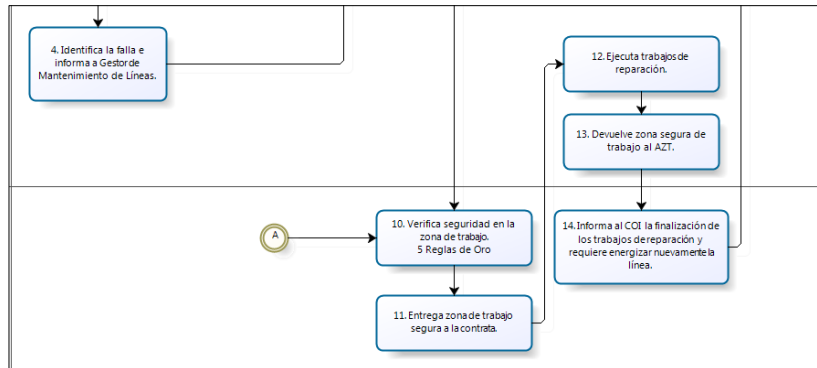


Tareas del gestor de mantenimiento de líneas

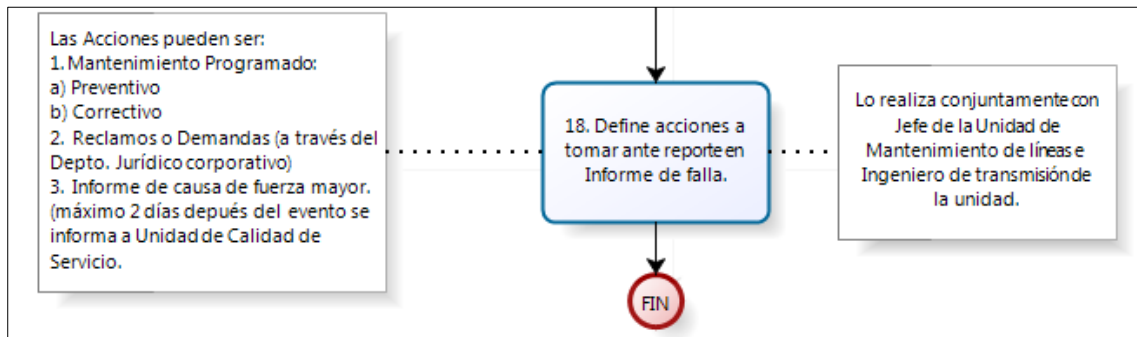


Continuación del anexo 1.

Tareas del contratista




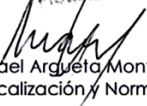




Tareas del jefe de unidad de mantenimiento



Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE. *Ajuste tarifario.*

<http://www.cnee.gob.gt/wp/>. Consulta: 11 de octubre de 2017.

Anexo 2. Resolución emitida por la CNEE para el CENS

	COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA 4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010 TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002
CNEE-38981-2018 DFCP-NotaS2018-34	
	Guatemala, 19 de febrero de 2018
Licenciado Gustavo Adolfo Alvarado García Gerente General y Representante Legal Transportista Eléctrica Centroamericana, S. A. 5ª avenida 15-45 zona 10, Centro Empresarial, Torre II, Nivel 10 Ciudad	
Estimado Licenciado Alvarado:	
En cumplimiento al artículo 6 de la Resolución CNEE-36-2003, hacemos de su conocimiento que el valor del Costo de la Energía No Suministrada - CENS - que deberá ser utilizado en los procesos de evaluación de Calidad del Servicio de Transporte, para el período febrero - abril 2018 , es de 11.13724 Q/kWh , valor que corresponde a diez (10) veces la Tarifa BTS aprobada para Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A., para el trimestre indicado.	
Sin otro particular, nos suscribimos atentamente.	
 Ingeniero José Rafael Arzueta Monterroso Gerente de Fiscalización y Normas	 Ingeniero Minor Estuardo López Barrientos Presidente
 Ingeniero Miguel Antonio Santizo Pacheco Director	
	 2 U FEB. 2018 RECIBIDO Firma:  Hora:

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE. *Ajuste tarifario.*

<http://www.cnee.gob.gt/wp/>. Consulta: 11 de octubre de 2017.

Costos de mano de obra para Trelec según contrato con cobra, IEGSA, enérgica, GAUSS

LISTADOS DE PRECIOS LINEAS - TREC																																							
INSTALACION DE POSTES																																							
1	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Costo Unitario (No incluye IVA)</th> <th>Costo Unitario (No incluye IVA)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Q. 3.980,29</td> <td>Q. 5.698,43</td> </tr> <tr> <td>Q. 8.963,10</td> <td>Q. 15.389,28</td> </tr> <tr> <td>Q. 9.759,32</td> <td>Q. 23.710,11</td> </tr> <tr> <td>Q. 7.213,10</td> <td>Q. 26.111,81</td> </tr> <tr> <td>Q. 11.450,00</td> <td>Q. 27.812,50</td> </tr> <tr> <td>Q. 9.854,57</td> <td>Q. 31.684,68</td> </tr> <tr> <td>Q. 12.031,25</td> <td>Q. 39.473,48</td> </tr> <tr> <td>Q. 15.346,21</td> <td>Q. 47.331,65</td> </tr> <tr> <td>Q. 5.595,36</td> <td>Q. 49.395,48</td> </tr> <tr> <td>Q. 9.505,07</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Q. 15.018,85</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Q. 3.481,28</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Q. 4.980,17</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Q. 8.739,16</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Q. 8.075,74</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Q. 11.002,71</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Q. 11.059,85</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Q. 13.206,26</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Costo Unitario (No incluye IVA)	Costo Unitario (No incluye IVA)	Q. 3.980,29	Q. 5.698,43	Q. 8.963,10	Q. 15.389,28	Q. 9.759,32	Q. 23.710,11	Q. 7.213,10	Q. 26.111,81	Q. 11.450,00	Q. 27.812,50	Q. 9.854,57	Q. 31.684,68	Q. 12.031,25	Q. 39.473,48	Q. 15.346,21	Q. 47.331,65	Q. 5.595,36	Q. 49.395,48	Q. 9.505,07		Q. 15.018,85		Q. 3.481,28		Q. 4.980,17		Q. 8.739,16		Q. 8.075,74		Q. 11.002,71		Q. 11.059,85		Q. 13.206,26	
Costo Unitario (No incluye IVA)	Costo Unitario (No incluye IVA)																																						
Q. 3.980,29	Q. 5.698,43																																						
Q. 8.963,10	Q. 15.389,28																																						
Q. 9.759,32	Q. 23.710,11																																						
Q. 7.213,10	Q. 26.111,81																																						
Q. 11.450,00	Q. 27.812,50																																						
Q. 9.854,57	Q. 31.684,68																																						
Q. 12.031,25	Q. 39.473,48																																						
Q. 15.346,21	Q. 47.331,65																																						
Q. 5.595,36	Q. 49.395,48																																						
Q. 9.505,07																																							
Q. 15.018,85																																							
Q. 3.481,28																																							
Q. 4.980,17																																							
Q. 8.739,16																																							
Q. 8.075,74																																							
Q. 11.002,71																																							
Q. 11.059,85																																							
Q. 13.206,26																																							
CIMENTACIONES PARA POSTES AUTOSOPORTADOS																																							
200	<table border="1"> <tbody> <tr> <td>206 CIMENTO POSTE CLASE 3000 HASTA 24 METROS SIN ARMADURA</td> <td>Q. 5.698,43</td> </tr> <tr> <td>210 CIMENTO POSTE CLASE 4000 A 6000 HASTA 24 METROS CON ARMADURA</td> <td>Q. 15.389,28</td> </tr> <tr> <td>215 CIMENTO POSTE CLASE 7000 A 10000 HASTA 24 METROS CON ARMADURA</td> <td>Q. 23.710,11</td> </tr> <tr> <td>220 CIMENTO POSTE CLASE 4000 A 6000 DE 27 METROS CON ARMADURA</td> <td>Q. 26.111,81</td> </tr> <tr> <td>225 CIMENTO POSTE CLASE 7000 A 10000 DE 27 METROS CON ARMADURA</td> <td>Q. 27.812,50</td> </tr> <tr> <td>230 CIMENTO POSTE CLASE 4000 A 6000 DE 30 METROS CON ARMADURA</td> <td>Q. 31.684,68</td> </tr> <tr> <td>235 CIMENTO POSTE CLASE 7000 A 10000 DE 30 METROS CON ARMADURA</td> <td>Q. 39.473,48</td> </tr> <tr> <td>240 CIMENTO POSTE CLASE 4000 A 6000 DE 33 METROS CON ARMADURA</td> <td>Q. 47.331,65</td> </tr> <tr> <td>245 CIMENTO POSTE CLASE 7000 A 10000 DE 33 METROS CON ARMADURA</td> <td>Q. 49.395,48</td> </tr> </tbody> </table>	206 CIMENTO POSTE CLASE 3000 HASTA 24 METROS SIN ARMADURA	Q. 5.698,43	210 CIMENTO POSTE CLASE 4000 A 6000 HASTA 24 METROS CON ARMADURA	Q. 15.389,28	215 CIMENTO POSTE CLASE 7000 A 10000 HASTA 24 METROS CON ARMADURA	Q. 23.710,11	220 CIMENTO POSTE CLASE 4000 A 6000 DE 27 METROS CON ARMADURA	Q. 26.111,81	225 CIMENTO POSTE CLASE 7000 A 10000 DE 27 METROS CON ARMADURA	Q. 27.812,50	230 CIMENTO POSTE CLASE 4000 A 6000 DE 30 METROS CON ARMADURA	Q. 31.684,68	235 CIMENTO POSTE CLASE 7000 A 10000 DE 30 METROS CON ARMADURA	Q. 39.473,48	240 CIMENTO POSTE CLASE 4000 A 6000 DE 33 METROS CON ARMADURA	Q. 47.331,65	245 CIMENTO POSTE CLASE 7000 A 10000 DE 33 METROS CON ARMADURA	Q. 49.395,48																				
206 CIMENTO POSTE CLASE 3000 HASTA 24 METROS SIN ARMADURA	Q. 5.698,43																																						
210 CIMENTO POSTE CLASE 4000 A 6000 HASTA 24 METROS CON ARMADURA	Q. 15.389,28																																						
215 CIMENTO POSTE CLASE 7000 A 10000 HASTA 24 METROS CON ARMADURA	Q. 23.710,11																																						
220 CIMENTO POSTE CLASE 4000 A 6000 DE 27 METROS CON ARMADURA	Q. 26.111,81																																						
225 CIMENTO POSTE CLASE 7000 A 10000 DE 27 METROS CON ARMADURA	Q. 27.812,50																																						
230 CIMENTO POSTE CLASE 4000 A 6000 DE 30 METROS CON ARMADURA	Q. 31.684,68																																						
235 CIMENTO POSTE CLASE 7000 A 10000 DE 30 METROS CON ARMADURA	Q. 39.473,48																																						
240 CIMENTO POSTE CLASE 4000 A 6000 DE 33 METROS CON ARMADURA	Q. 47.331,65																																						
245 CIMENTO POSTE CLASE 7000 A 10000 DE 33 METROS CON ARMADURA	Q. 49.395,48																																						

Continuación del anexo 3.

1285	RETIRO DE CABLE POR VANO DE HILO DE GUARDA OPGW	Q. 980.00
1286	MANEJO DE TENDIDO Y VESTIDO DE OPGW NUEVO O REEMPLAZO HIG 1 KM CON 2 A 5 ESTRUCTURAS	Q. 21.880.80
1288	MANEJO DE TENDIDO Y VESTIDO DE OPGW NUEVO O REEMPLAZO HIG 1 KM CON 5 A 13 ESTRUCTURAS	Q. 29.833.89
MANTENIMIENTO EN CONDUCTORES, HILO DE GUARDA Y OPGW		
1305	REPARACION DE CABLE DESHILADO	Q. 1.042.88
1310	NIVELACION DE CONDUCTORES POR VANO	Q. 1.405.83
1315	INSTALACION DE EMPALME 100%	Q. 352.18
1320	INSTALACION DE EMPALME 50%	Q. 338.47
1325	INSTALACION DE TY PALETA	Q. 740.67
1330	INSTALACION O RETIRO DE CONECTOR PERNADO	Q. 869.42
1335	REPOSICION DE CABLE POR VANO CAIDO POR FASE HASTA 200 METROS PARA CABLES 200 HASTA 364	Q. 1.431.28
1340	REPOSICION DE CABLE POR VANO CAIDO POR FASE HASTA 200 METROS PARA CABLES 485 HASTA 740	Q. 1.627.02
1345	REPOSICION DE CABLE POR VANO CAIDO POR FASE > 200 METROS PARA CABLES 200 HASTA 364	Q. 3.724.41
1350	REPOSICION DE CABLE POR VANO CAIDO POR FASE >200 METROS PARA CABLES 485 HASTA 740	Q. 2.878.00
1355	REPOSICION DE CABLE POR VANO CAIDO HASTA 200 METROS DE TRAMITE 516 PARA HILO DE GUARDA	Q. 1.525.99
1360	REPOSICION DE CABLE POR VANO CAIDO > 200 METROS DE TRAMITE 516 PARA HILO DE GUARDA	Q. 1.905.14
1365	REPOSICION DE CABLE POR VANO CAIDO HASTA 200 METROS OPGW	Q. 2.137.72
1370	REPOSICION DE CABLE POR VANO CAIDO > 200 METROS OPGW	Q. 2.330.01
TRABAJOS EN SECCIONADORES KPF		
1405	INSTALACION DE KPF EN TANGENTE	Q. 6.469.69
1410	INSTALACION DE KPF EN ANGULO	Q. 6.469.69
1415	MANTENIMIENTO KPF TANGENTE	Q. 3.487.06
1420	MANTENIMIENTO KPF ANGULO	Q. 3.553.03
1425	REEMPLAZO KPF TANGENTE	Q. 8.062.43
1430	REEMPLAZO KPF ANGULO	Q. 8.173.29
1435	RETIRO DE KPF TANGENTE	Q. 4.981.87
1440	RETIRO DE KPF ANGULO	Q. 5.419.11
1445	REPARACION DEL MECANISMO DE ACCIONAMIENTO (MARBILAJE)	Q. 2.873.07
1450	REEMPLAZO DE POLOS (UNIDAD) COSTO NIVELADO	Q. 3.008.82
1455	INSTALACION DE CAJA DE CONTROL PARA OPERACION MOTORIZADA	Q. 2.756.07
1460	RETIRO DE CAJA DE CONTROL PARA OPERACION MOTORIZADA	Q. 1.617.84

Continuación del anexo 3.

		Costo Unitario (No incluye IVA)	
1660	TRABAJOS EN SECCIONADORES PARA OPERACIÓN BAJO CARGA (SEECO)		
	1665	INSTALACION DE SEECO	Q. 13.382.86
	1610	RETIRO DE SEECO	Q. 6.071.43
	1615	CALIBRACION Y MANTENIMIENTO DE SEECO	Q. 4.017.86
	1530	REEMPLAZO DE POLO, COSTO NIVELADO	Q. 5.903.57
	1525	REEMPLAZO DE CAJA DE CONTROL	Q. 1.875.89
1530	MANTENIMIENTO DE CAJA DE CONTROL SEECO	Q. 2.328.12	
1690	TRABAJOS EN HERRAJES		
	1605	CAMBIO DE HERRAJES EN MAL ESTADO (ESTRIBO O ABRAZADERA)	Q. 804.23
	1610	CAMBIO DE BAYONETA DAÑADA	Q. 923.14
	1615	CAMBIO DE EXTENSION O PUNTA METALICA	Q. 2.694.39
1700	TRABAJOS DIVERSOS		
	1705	ELIMINACION DE ABEJAS POR POSTE	Q. 655.44
	1710	RETRAR OBJETO EXTRAÑO EN POSTE DE LINEA	Q. 818.06
	1715	RETRAR OBJETO EXTRAÑO EN VANO DE LINEA	Q. 548.89
	1720	INSTALACION O RETIRO DE MARCADORES DE LINEA 3 FASES	Q. 1.169.14
	1725	CAMBIO O REPOSICION DE CANDADO	Q. 206.27
	1730	NUMERACION DE ESTRUCTURAS O EQUIPOS	Q. 93.94
	1735	PAGO POR HORA DE CAMION CONSTRUCCION CON 4 PERSONAS	Q. 454.54
	1740	PAGO DE VEHICULO CON UNA PERSONA PARA INSPECCION DE LINEA POR EVENTO	Q. 1.071.43

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE. *Ajuste tarifario.*

<http://www.cnee.gov.gt/wp/>. Consulta: 11 de octubre de 2017.