



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

**ANÁLISIS DE FALLAS EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA CENTRAL
ETCEE-INDE PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL REENGANCHE (FUNCIÓN 79)**

Nestor Antonio Zárate Ajxup

Asesorado por el Ing. Werner Macario Maldonado Cornejo

Guatemala, noviembre de 2023

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS DE FALLAS EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA CENTRAL
ETCEE-INDE PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL REENGANCHE (FUNCIÓN 79)**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

NESTOR ANTONIO ZARATE AJXUP

ASESORADO POR EL ING. WERNER MACARIO MALDONADO CORNEJO

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2023

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO A.I.	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Ing. Kevin Vladimir Cruz Lorente
VOCAL V	Br. Fernando José Paz González
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANA	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
EXAMINADOR	Ing. Saúl Cabezas Durán
EXAMINADORA	Inga. Ingrid Salome Rodríguez de Loukota
SECRETARIO	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 DE FALLAS EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA CENTRAL ETCEE-INDE PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL REENGANCHE (FUNCIÓN 79)

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 19 de septiembre de 2022.

Nestor Antonio Zarate Ajxup

Guatemala, 28 de julio de 2023.

Ingeniero Fernando Alfredo Moscoso Lira
Coordinador de área, Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica.
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Ingeniero Moscoso

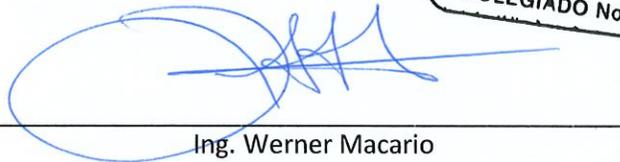
Hago de su conocimiento por este medio que he concluido la revisión del trabajo de graduación del estudiante Nestor Antonio Zarate Ajxup, titulado:

ANÁLISIS DE FALLAS EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA CENTRAL ETCEE-INDE PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL REENGANCHE (FUNCIÓN 79)

El cual cumple plenamente el propósito para el que fue concebido. Por lo que, en mi calidad de ASESOR nombrado por la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, doy mi aprobación al mismo. Indicando que tanto el suscrito como el estudiante Zarate Ajxup somos responsables por el contenido del trabajo referido.

Reciba un cordial saludo,

Ing. Werner Macario Maldonado
COLEGIADO No. 12,291



Ing. Werner Macario
Maldonado Cornejo
Colegiado No. 12,291
Asesor



Guatemala, 27 de septiembre de 2023

Ingeniero
Armando Alonso Rivera Carrillo
Director
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Ingeniero Rivera:

Por este medio, con base a lo indicado en el REGLAMENTO DE TRABAJOS DE GRADUACION vigente, tengo a bien proponer la aprobación del trabajo de graduación titulado:

**ANÁLISIS DE FALLAS EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA
CENTRAL ETCEE-INDE PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL REENGANCHE
(FUNCIÓN 79)**

del estudiante NESTOR ANTONIO ZARATE AJXUP, habiendo cumplido con los requisitos establecidos en el referido reglamento y conforme la aprobación del asesor y el revisor.

Sin otro particular

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Fernando Moscoso Lira', written over a diagonal line.

Ingeniero Fernando Alfredo Moscoso Lira
Coordinador Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería

REF. EIME 54.2023.

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 Nestor Antonio Zárate Ajxup: **ANÁLISIS DE FALLAS EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA CENTRAL ETCEE-INDE PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL REENGANCHE (FUNCIÓN 79)**, procede a la autorización correspondiente.



Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo

Guatemala, 10 de octubre de 2023.

LNG.DECANATO.OI.727.2023

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 DE FALLAS EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA CENTRAL ETCEE-INDE PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL REENGANCHE (FUNCIÓN 79)**, presentado por: **Nestor Antonio Zárate Ajxup**, después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



Ing. José Francisco Gómez Rivera

Decano a.i.

Guatemala, noviembre de 2023

JFGR/gaac

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por ser la fuente de inspiración y fortaleza para seguir adelante en la vida y en el transcurso de la carrera.
Mis padres	Por todo su amor y apoyo en mi vida, como también cada enseñanza, principios y valores.
Mis Hermanos	Por sus palabras de ánimo, por estar en cada momento de mi vida.
Mi novia	Por su comprensión, ayuda, amor y apoyo a lo largo de este proceso.
Ing. Marco García	Por sus enseñanzas, sus consejos y la motivación de seguir adelante.
Ing. Luis Hernández	Por sus palabras de ánimo y consejos.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	Por ser la casa de estudios donde puede nutrirme de conocimientos en el transcurso de toda la carrera.
Facultad de Ingeniería	Por brindarme la oportunidad de estudiar la carrera de ingeniería eléctrica y permitirme la formación y adquisición de conocimientos durante todos los cursos de la carrera en sus instalaciones.
Mi asesor de tesis	Ing. Werner Maldonado, por ser un apoyo fundamental en la elaboración del presente trabajo de graduación.
INDE	Empresa que me abrió las puertas para realizar el trabajo de graduación.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	VII
GLOSARIO	XI
RESUMEN.....	XV
OBJETIVOS.....	XVII
HIPÓTESIS.....	XIX
INTRODUCCIÓN	XXI
1. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO	1
1.1. Red del sistema principal.....	3
1.2. Red del sistema secundario	3
1.3. La línea de transmisión.....	3
1.3.1. Clasificación de las líneas eléctricas	4
1.3.2. Líneas de transmisión.....	4
1.3.3. Líneas de distribución.....	5
1.4. Parámetros de líneas de transmisión	5
1.4.1. Resistencia	6
1.4.2. Capacitancia	8
1.4.2.1. Reactancia capacitiva	11
1.5. Inductancia	11
1.5.1. Reactancia inductiva.....	12
1.5.2. Línea bifilar monofásica	12
1.5.3. Línea trifilar trifásica.....	13
1.5.3.1. Conductores agrupados	15
1.6. Conductancia.....	17
1.7. Características operativas de la línea de transmisión	17

1.8.	Circuitos equivalentes para líneas de transmisión	19
1.8.1.	Líneas cortas.....	20
1.8.2.	Líneas medias	21
1.8.3.	Líneas largas.....	22
1.9.	Interruptores de potencia	23
1.9.1.	Proceso de operación	25
1.9.2.	Proceso de cierre	26
1.9.3.	Proceso de apertura	27
2.	IMPORTANCIAS DE LOS RECIERRES.....	29
2.1.1.	Consideraciones y características de los recierres automáticos	31
2.1.2.	Aplicación de los recierres.....	32
2.1.2.1.	Características de los recierres	33
2.1.2.2.	Definiciones de recierres automáticos	34
2.2.	Esquemas de recierres automáticos	37
2.2.1.	Recierres monopolar	38
2.2.2.	Recierre tripolar.....	39
2.2.3.	Recierre temporizado	39
2.3.	Restauración automática.....	40
2.3.1.	Consideraciones para la aplicación de los recierres automáticos	40
2.4.	Análisis de estabilidad transitoria	41
2.4.1.	Condiciones antes de la falla.....	46
2.4.2.	Condiciones durante la falla	47
2.4.3.	Condición post-falla (línea cerrada por recierre)	48

3.	ANÁLISIS HISTÓRICO DE FALLAS ELÉCTRICAS EN LA RED DE ETCEE	55
3.1.	Introducción	55
3.2.	Estadísticas de tipos de fallas en la red de ETCEE	60
3.3.	Recurrencia de fallas	92
3.4.	Análisis de circuitos eléctricos que no permiten el recierre	93
3.5.	Ajustes en la infraestructura de línea de transmisión	97
3.5.1.	Torre de celosía	97
3.5.2.	Conductores	99
3.5.3.	Aisladores	100
3.5.4.	Herrajes	100
3.5.5.	Sistema de puesta a tierra	101
3.5.6.	Poda o desmoche	102
4.	REENGANCHE MONOPOLAR	103
4.1.	Conceptos generales	103
4.2.	Ventajas y desventajas del uso monopolar	104
4.2.1.	Estabilidad del sistema	105
4.2.2.	Estabilidad de motores	105
4.3.	Desionización del arco y fallas más comunes	106
4.3.1.	Características del sistema de protección para la detección de fallas	108
4.4.	Características y limitaciones de los interruptores de potencia	109
4.4.1.	Tiempo de apertura máximo (ciclos)	110
4.4.2.	Tiempo máximo entre el cierre	110
4.4.3.	Número de intentos de recierre	111
4.4.4.	Efectos sobre otros elementos del sistema	111
4.4.4.1.	Líneas con generadores	111

4.4.4.2.	Líneas con motores	112
4.4.4.3.	Líneas con cables subterráneos.....	115
4.4.4.4.	Línea con seccionamiento automático.....	116
4.4.4.5.	Líneas con transformadores.....	117
4.4.4.6.	Líneas con bancos de capacitores	119
4.4.4.7.	Bloqueo de función de recierre en líneas de transmisión	120
4.5.	Características del sistema de protección para la detención de fallas.....	121
4.6.	Características y limitaciones de los interruptores de potencia.....	122
4.6.1.	Tiempo de apertura máximo (ciclos)	123
4.6.2.	Determinación del tiempo de operación del interruptor de potencia	124
4.6.3.	Determinación del tiempo muerto del interruptor...	124
4.6.4.	Determinación del tiempo muerto del relé de recierre	125
4.6.5.	Determinación del tiempo de restauración del relé de recierre	126
4.7.	Optimización de los tiempos de reenganche.....	127
CONCLUSIONES.....		129
RECOMENDACIONES		131
REFERENCIAS		133

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

Figura 1.	Niveles de tensión eléctrica en diversas regiones del país	1
Figura 2.	Efecto simulado de la tierra	10
Figura 3.	Transposición	14
Figura 4.	Conductores agrupados, ejemplo 1	15
Figura 5.	Conductores agrupados, ejemplo 2.....	16
Figura 6.	Diagrama de línea corta	21
Figura 7.	Diagrama de línea media	22
Figura 8.	Diagrama de línea larga	23
Figura 9.	Comportamiento del ángulo del rotor en generadores	42
Figura 10.	Respuesta del ángulo del rotor a una perturbacion transitoria	43
Figura 11.	Análisis para un sistema simple compuesto.....	46
Figura 12.	Ángulo critico se obtiene al igualar las áreas bajo las curvas (A1 Y A2)	50
Figura 13.	Línea de transmisión	57
Figura 14.	Esquema que se encuentra actualmente en la Subestación Eléctrica de Escuintla	94
Figura 15.	Torre de celosía.....	98
Figura 16.	Tiempo muerto para la deionización del arco	107
Figura 17.	Cargas criticas de motores conectadas a barra principal y barra auxiliar	113
Figura 18.	Recierres automático en líneas con motores	114
Figura 19.	Recierre automático en líneas con seccionalización automática.....	117

Figura 20.	Recierre en líneas de transmisión con transformadores	118
Figura 21.	Tiempos de retardo y recierre	120

TABLAS

Tabla 1.	Infraestructura en líneas de transmisión	2
Tabla 2.	Eventos históricos año 2017	58
Tabla 3.	Eventos históricos año 2018	59
Tabla 4.	Eventos históricos año 2019	59
Tabla 5.	Eventos históricos año 2021	60
Tabla 6.	Fallas recurrentes al Sistema Central	61
Tabla 7.	Historial de fallas año 2018	71
Tabla 8.	Historial de fallas año 2019	81
Tabla 9.	Historial de fallas año 2020	86
Tabla 10.	Historial de fallas año 2021	87
Tabla 11.	Fallas solventadas en tiempo prudencial	92

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Amperio (s)
δ_c	Ángulo crítico
δ	Ángulo entre los generadores.
δ_0	Ángulo inicial
θ	Ángulo zeta
A	Área (m)
LLB	Bloqueo de línea activa
α	Coefficiente de temperatura
C	Capacitancia
C_n	Capacitancia del neutro
I	Corriente(A)
AC	Corriente Alterna
DC	Corriente Directa
D	Diámetro
D_e	Distancia equivalente
D_m	Distancia media
DMG	Distancia Media Geométrica
F	Faradios
FO	Fibra óptica
f	Frecuencia
H	Henrios
Hz	Hercio(Hertz)
L	Inductancia

kA	Kilo Amperio (s)
km	Kilómetro (s)
kV	Kilo Volt (s)
kW	KiloWatt (s)
Ln	Logaritmo Natural
<i>l</i>	Longitud (m)
GTQ	Moneda Quetzal de Guatemala
m	Metro
Ω	Ohm
μ_0	Permeabilidad del espacio libre
ϵ_0	Permisividad eléctrica del vacío
Π	PI
%	Porcentaje
Pm	Potencia mecánica
PM	Potencia transmitida entre las máquinas
PKI	Public Key Infrastructure
r	Radio (m)
RMG	Radio medio geométrico
X_c	Reactancia capacitiva
X_{ab}	Reactancia del sistema
R	Resistencia (Ohm)
ρ	Resistividad (Ohm-metro)
s	Segundo (s)
sin	Seno (θ)
SNI	Sistema Nacional Interconectado
T_1	Temperatura 1
T_2	Temperatura 2
VA	Tensión en el extremo emisor
VB	Tensión en el extremo receptor

T Tiempos (s)
V Voltio (s)

GLOSARIO

Aisladores	Son elementos que tienen como función en separar el conductor de la línea en sus diferentes fases de apoyo.
Capacitancia	Es una propiedad que tiene como objetivo almacenar la energía en forma de carga eléctrica.
Ciclo	Se refiere a un período completo de una señal periódica o forma de onda.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
Conductores	Medio por el cual se transmite la energía de un punto a otro.
DMG	Es la medida geométrica de las distancias desde un punto a otro punto.
ETCEE	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica.
Herrajes	Son dispositivos metálicos que tiene como fin la fijación, protección eléctrica o mecánica, reparación, separación de los conductores e hilo de guarda.

INDE	Instituto Nacional de Electrificación.
Inductancia	Es la propiedad de un circuito eléctrico para resistir el cambio de corriente.
Poda	Es una práctica que tiene como fin en eliminar ciertas partes de una planta, ramas, hojas.
Potencia eléctrica	Es una medida de la cantidad de energía eléctrica que se consume, produce o transfiere en un circuito o dispositivo eléctrico durante un determinado período de tiempo.
Potencia máxima	Se refiere a la mayor cantidad de energía que un dispositivo, sistema o componente puede producir, manejar o transmitir en un determinado momento.
Potencia mecánica	Es una medida de la cantidad de trabajo realizado por una máquina o un dispositivo mecánico en un período determinado de tiempo.
Reactancia Capacitiva	Es una propiedad que permite reducir la corriente en los circuitos.
Reactancia Inductiva	Se define a la resistencia que enfrenta el flujo de corriente cuando se suministra voltaje alterno.
Recierres	Se le conoce como la reconexión automática de energía eléctrica.

Relé	Utilizado para controlar y gestionar el flujo de corriente eléctrica en un circuito.
Resistencia	Es la oposición al flujo de la corriente eléctrica por medio de un conductor.
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de America Central.
SNI	Sistema Nacional Interconectado.
Torre de celosía	Utilizado para líneas de transmisión eléctrica.
Transposición	Se define como la reducción entre las fases derivado del desequilibrio de tensión.

RESUMEN

Según los datos de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE), las fallas eléctricas en su mayoría son transitorias y son liberadas correctamente, sin embargo, si existe una falta de control cuando el sistema se conecta al circuito de manera segura, durante la operación de apertura y cierre de interruptores de potencia, (para restablecer el suministro luego de una falla), pueden surgir complicaciones relacionadas con la estabilidad y la sincronización en los sistemas de potencia, por lo tanto es esencial analizar esta maniobra para evitar afectar el sistema.

Cuando no se realiza correctamente la operación de apertura y cierre de interruptores de potencia, pueden provocar desequilibrios en los sistemas de potencia, provocados por fallas transitorias en las líneas de transmisión que ocasionan que los rotores de los generadores síncronos sufran esfuerzos mecánicos y eléctricos debido a pares de aceleración o desaceleración que pueden provocar pérdida de sincronismo al sistema.

Como parte del siguiente estudio, se realizará un análisis costo beneficio para optimizar las condiciones de los sistemas de reenganche de las Líneas de Transmisión, específicamente en la línea de transmisión Guatemala Sur – Escuintla de tensión 230kV.

De lo anterior cuando no se tiene en buenas condiciones los equipos involucrados para los reenganches, sucede que habrá más fallas en la red de transmisión provocando ineficiencia en el transporte de energía de un punto a otro; actualmente para la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica-

ETCEE, en las líneas de transmisión del Sistema Central que es el departamento técnico encargado de la operación y mantenimiento de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas, se ha tenido la problemática antes mencionada provocando pérdidas económicas y multas por el retardo de incorporar el suministro de energía de un punto a otro.

El beneficio técnico y económico para la ETCEE es que, al tener en óptimas condiciones los sistemas de reenganche se evitarán aperturas de la línea ante la ocurrencia de fallas transitorias, lo cual reducirá el tiempo en que la línea permanezca abierta, evitando multas por indisponibilidad de la línea; derivado de lo anterior se analizará cómo se ve afectado económicamente a ETCEE por concepto de indisponibilidades, las cuales debieran reducirse y garantizando la continuidad de energía en todo el Sistema Nacional Interconectado-SNI.

OBJETIVOS

General

Determinar los tiempos óptimos de reenganche en la línea de transmisión Guatemala Sur – Escuintla 230 kV, por medio del análisis histórico de fallas con el fin de garantizar la reducción de fallas eléctricas y que no afecte económicamente a ETCEE por indisponibilidad de la línea de transmisión.

Específicos

1. Analizar la estadística de la incidencia de fallas en las líneas de transmisión Guatemala Sur – Escuintla 230 kV para hacer una clasificación del tipo de fallas y su tendencia.
2. Analizar el tipo de falla y su comportamiento antes, durante y después de la falla eléctrica, para determinar los tiempos de extinción del arco secundario.
3. Analizar los tiempos de las fallas transitorias de las Líneas de transmisión para determinar si los ajustes actuales son óptimos o se pueden mejorar.
4. Analizar el tiempo de desionización del Arco eléctrico para no afectar la estabilidad del sistema durante el reenganche y determinar el tiempo idóneo para el reenganche.
5. Mejoramiento de infraestructura de la Línea de Transmisión Guatemala Sur – Escuintla 230 kV.

6. Determinar la relación costo/beneficio para el mejoramiento de la Infraestructura de Línea de Transmisión Guatemala Sur – Escuintla 230 kV.

HIPÓTESIS

Según los datos de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE), las fallas eléctricas en su mayoría son transitorias y son liberadas correctamente, sin embargo, no se tiene un control exacto de que las líneas se conectaron de manera segura al sistema eléctrico de transmisión. Cuando se realizan operaciones de apertura y cierre de interruptores para liberar fallas, se pueden generar problemas de estabilidad y sincronismo en los sistemas de potencia así que es necesario considerar dichas maniobras y las implementaciones necesarias o metodologías que mitiguen dichos efectos.

Es muy importante analizar los efectos antes mencionados ya que pueden provocar desequilibrios en los sistemas de potencia provocados por fallas transitorias en las líneas de transmisión que ocasionan incluso que los rotores de los generadores síncronos sufran esfuerzos debido a pares de aceleración o desaceleración con posibles pérdidas de sincronismo al sistema. Como parte del siguiente estudio, se realizará un análisis costo beneficio de tener en óptimas condiciones la infraestructura actual de la Línea de Transmisión.

De lo anterior, cuando no se cuentan en buenas condiciones cada uno de los elementos que conforman en este caso la línea de transmisión y los equipos involucrados para los reenganches, sucede que habrá más fallas en la red de transmisión, provocando ineficiencia en el transporte de energía de un punto a otro; actualmente en las líneas de transmisión del sistema central se ha tenido la problemática antes mencionada provocando: pérdidas económicas y multas para la ETCEE.

El beneficio técnico y económico para la ETCEE es que, al tener en óptimas condiciones los sistemas de reenganche se evitarán aperturas de la línea ante la ocurrencia de fallas transitorias, lo cual reducirá el tiempo en que la línea permanezca abierta, evitando multas por indisponibilidad de la línea y por consiguiente se analizará la afectación económica de la ETCEE por concepto de indisponibilidades que en teoría debiera reducirse.

INTRODUCCIÓN

En el siguiente trabajo tiene a bien desarrollar los tipos de fallas que se presentan en una línea de transmisión frente a las fallas transitorias, si estas son fallas transitorias o permanentes, los métodos que existen para poder liberar dichas fallas y su respectivo reenganche al sistema eléctrico.

De acuerdo a registro histórico del sistema central de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica-ETCEE, la mayoría de las fallas son de tipo transitorias, eso quiere decir que son fallas en los cuales algún objeto impacta la línea, pero rápidamente desaparece, como lo son: los rayos o cuando una rama topa por el viento; sin embargo, también existen las fallas permanentes en las cuales un objeto queda permanente sobre la línea.

Las líneas de Transmisión están compuestas por: estructuras, la cual puede ser tipo torre o tipo poste; aisladores, los cuales por su material de construcción existen de polímero, porcelana y vidrio; pararrayos; transformadores de corriente, transformadores de voltaje o potencial; interruptores de potencia (elemento que libera una falla eléctrica) seccionadores; trampa de onda; hilo de guarda, amortiguadores, entre otros.

Todos estos elementos pueden ser motivo de falla eléctrica por deterioro por fallas en su construcción, adicional a esto existen fallas que son provocadas por fenómenos externos.

Debido a que la mayoría de las fallas son del tipo transitorio se han desarrollado controles automáticos de apertura y cierre en los interruptores de

potencia_(recierre), gobernados por relevadores de protección para evitar la discontinuidad del servicio ante fallas del tipo transitorio. Según estudios estadísticos de la ETCEE el 85 % de las fallas en líneas aéreas de transmisión son de tipo transitorio.

En las líneas de transmisión las fallas más frecuentes son las ocasionadas por rayos que generan sobretensiones transitorias provocando que el aislamiento se rompa mediante un arco, en los aisladores de las líneas dicha fallas pueden ser eliminadas mediante el disparo inmediato de uno o más interruptores de potencia para aislar la falla y posteriormente volver a energizar de manera automática (recierre).

Actualmente en Guatemala, la mayoría de los generadores no acepta la implementación de Recierres de las líneas eléctricas aledañas, lo anterior argumentando que la implementación del recierre puede provocar daños mecánicos internos en los generadores debido a las corrientes de secuencia cero.

Por otro lado, de no implementarse los recierres de las líneas de transmisión se sacrifica la estabilidad del sistema eléctrico interconectado por lo que por parte de las empresas Transportitas se recomienda la implementación de esta función.

Como se menciona las fallas tanto monofásicas en líneas de transmisión, bifásicas y trifásicas, dependiendo de su dureza, surgen problemas de estabilidad transitoria que pueden llegar a provocar un colapso total en el sistema eléctrico de potencia o de líneas de transmisión de no librar correctamente.

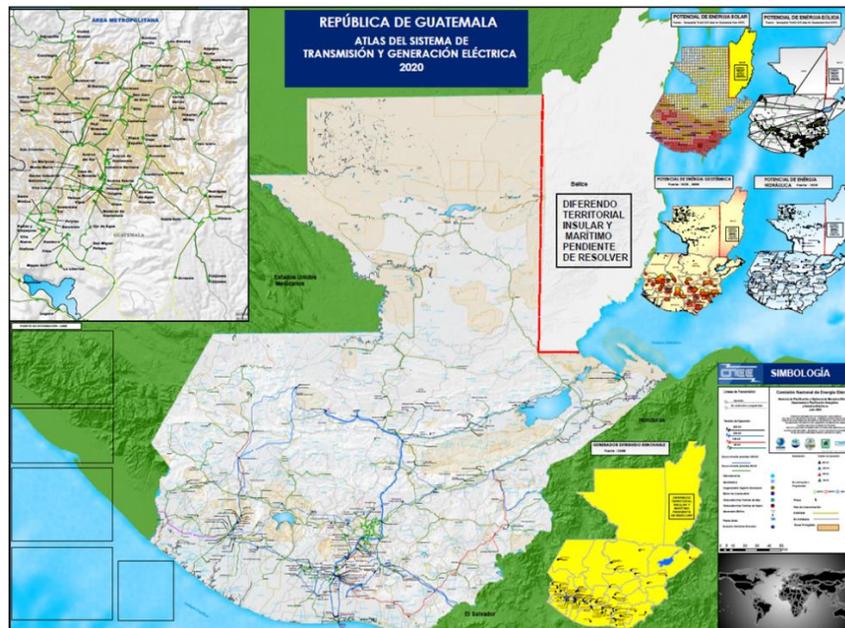
De lo anterior este trabajo se pretende poder analizar los registros históricos de falla eléctrica para optimizar los tiempos de recierre para que el sistema eléctrico opere en condiciones estables, garantizando su continuidad.

1. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

El término se refiere a un sistema completo que engloba instalaciones, centrales generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas, redes de distribución, equipos eléctricos, centros de carga y, en términos generales, toda la infraestructura eléctrica diseñada para brindar servicios. Este sistema puede estar interconectado o no, y su función principal radica en facilitar las transferencias de energía eléctrica entre distintas regiones dentro del país.

Figura 1.

Niveles de tensión eléctrica en diversas regiones del país



Nota. Comisión Nacional de Energía Eléctrica Obtenido de CNEE. (s.f.). *Mapa del SNI.* (https://www.cnee.gob.gt/wordpress/?page_id=5485), consultado el 20 de enero de 2023. De dominio público.

De lo anterior se describe que los niveles de tensión eléctrica en los que opera el SNI son los siguientes:

- Tensión de 69 kV son las líneas que se muestran en color verde
- Tensión de 138 kV son las líneas se muestran en color rojo
- Tensión de 230 kV son las líneas se muestran en color azul
- Tensión de 400 kV son las líneas se muestran en color magenta

En la actualidad la infraestructura que tiene el Instituto Nacional de Electrificación -INDE-, en sus líneas de transmisión son las siguientes:

Tabla 1.

Infraestructura en líneas de transmisión

Tensión (v)	Kilómetros
69 kV	2,428.03
138 kV	385.56
230 kV	535.76
400 kV	71.10
TOTAL	3,420.45

Nota. Descripción de la infraestructura en líneas de transmisión. Elaboración propia, realizado con Excel, con datos de ETCEE.

Además, en el contexto del Sistema Nacional Interconectado, que incluye la interconexión con México a través de la Subestación Eléctrica Los Brillantes, así como las conexiones con el Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (SIEPAC) mediante las subestaciones de Panaluya y Aguacapa hacia los países de Honduras y El Salvador respectivamente, y dado que no existen circuitos aislados dentro del país, se denomina Sistema Nacional Interconectado a la totalidad del Sistema Eléctrico Nacional.

El sistema Nacional Interconectado está dividido en dos grupos las cuales se describen a continuación.

- Red del sistema principal
- Red del sistema secundario

A continuación, se describe cada una de ellas:

1.1. Red del sistema principal

Es el sistema de transmisión compartido por los generadores.

1.2. Red del sistema secundario

Se considera que los sistemas de distribución privada y los sistemas de uso final están fuera tanto del sistema principal como del sistema secundario.

1.3. La línea de transmisión

El concepto de Línea de transmisión tiene varias definiciones dentro del mismo está el medio físico por el cual se realiza la transmisión de la energía eléctrica a grandes distancias de un punto a otro.

El aspecto de confiabilidad en las líneas de transmisión está relacionado con el índice de salidas(fallas), este último se considera como posibles tiempos de interrupción.

Se pueden identificar diversos factores clave que contribuyen a las principales deficiencias en una línea de transmisión, entre los cuales destacan: descargas atmosféricas, contaminación, quema de caña o vegetación.

Otras causas que también puede afectar fallas en la línea de transmisión que son menos comunes son: Herrajes por desgastes del mismo, fallas en los aislamientos, conductores e hilo de guarda.

1.3.1. Clasificación de las líneas eléctricas

Las líneas de transmisión eléctricas están elaborados o construidos por un elemento llamado conductor como es el cobre y el aluminio que dependiendo de la aplicación pueden estar forrados o desnudos, se utilizan herrajes para que sean parte de un soporte del conductor, estos elementos son utilizados también elementos de soporte como son torres y postes dependiendo la aplicación correspondiente.

El análisis de las líneas de transmisión se realiza empleando diversos conceptos, como los componentes de un sistema de potencia, y se pueden categorizar según su función de la siguiente manera:

- Líneas de transmisión
- Líneas de distribución

1.3.2. Líneas de transmisión

Estas líneas se definen en emplear llevar la energía eléctrica a largas distancias, operando a niveles de voltaje más elevados a los 34.5 kV.

Estas líneas representan uno o varios puntos de conexión entre las centrales generadoras y las redes de distribución. Estas líneas se construyen principalmente utilizando conductores metálicos desnudos, que se fabrican enrollando hilos metálicos (alambres) en torno de un hilo central.

1.3.3. Líneas de distribución

Estas líneas se extienden desde las subestaciones hasta los lugares de consumo, como empresas, viviendas y sistemas de iluminación pública, y se caracterizan por utilizar niveles de tensión inferiores de los 34.5 kV. En líneas de media tensión, los conductores permanecen sin aislamiento, mientras que en líneas de baja tensión se emplean conductores con aislamiento para garantizar una mayor seguridad en áreas urbanas.

1.4. Parámetros de líneas de transmisión

La línea de transmisión se define mediante cuatro parámetros eléctricos fundamentales:

- Resistencia
- Capacitancia
- Inductancia
- Conductancia

Estos parámetros están distribuidos de manera homogénea a lo largo de la extensión de la línea.

1.4.1. Resistencia

La resistencia de los conductores de las líneas de transmisión es la causa más importante de pérdida de potencia en ella. Dependiendo del material del que están hechos los conductores se tiene una resistencia definida. Por otra parte, el campo magnético producido por la corriente alterna (AC), se conecta con los otros conductores y habrá una inductancia asociada a cada conductor con lo que se tendría una reactancia inductiva.

La unidad de resistencia eléctrica es el Ohm.

- Resistencia eléctrica:
 - Símbolo usado: R
 - Símbolo de la unidad: Ω (se lee ohm)
 - Una de las principales Leyes de la Electricidad es la Ley de Ohm

La resistencia de los conductores en una línea de transmisión es una de las causas más importantes de pérdidas de potencia, según lo que se indica en la relación siguiente:

$$\text{Pérdidas de potencia en un conductor} = I^2 * R$$

Es importante mencionar que la resistencia puede producir la caída de voltaje $V=IR$, y como resultado produce un ordenamiento de voltaje de la línea de transmisión.

La resistencia en corriente continua o corriente directa (dc) de un conductor, que posee una longitud (L) y una sección transversal con un área (A).

$$R = \rho \frac{\ell}{A} \quad (\text{Ecuación 1})$$

Donde ρ es la resistividad del material en el conductor que se mide en Ohm-metro.

La resistencia de un conductor influye solo la temperatura de operación, la resistencia R aumenta con la temperatura (Olguin, 2004).

No obstante, al transmitir corriente alterna, la distribución de la densidad de corriente a través de la sección transversal no es uniforme, sino que depende de la frecuencia de la corriente alterna (AC).

Este fenómeno, conocido como el efecto piel o efecto superficial, da como resultado que la resistencia en corriente alterna (AC) sea mayor que la resistencia en corriente directa (DC). A una frecuencia de 60 Hz, la resistencia en corriente alterna de un conductor en una línea de transmisión puede aumentar en un rango del 5 al 10 por ciento en comparación con su resistencia en corriente continua.

La resistencia depende de la temperatura, la cual se cuantifica por la relación:

$$R_2 = R_1[1 + \alpha (T_2 - T_1)] \quad (\text{Ecuación 2})$$

“Donde R_1 y R_2 , son las resistencias a las temperaturas T_1 y T_2 , respectivamente, y α se llama coeficiente de temperatura de resistencia” (Olguin, 2004, p. 8).

1.4.2. Capacitancia

La capacitancia en una línea de transmisión se produce debido a la diferencia de potencial entre los conductores, lo que ocasiona que estos se carguen de manera similar a las placas de un capacitor cuando existe una diferencia de potencial entre sus capas.

La capacitancia que se presenta entre conductores se define como su carga por unidad de diferencia de potencial entre ellos o bien de la carga de los conductores con respecto a tierra.

La unidad eléctrica es Faraday.

- Capacitancia eléctrica:
 - Símbolo usado: C.
 - Símbolo de la unidad: C (se lee faradios).

La capacitancia está dada por la unidad de longitud entre conductores de la siguiente ecuación:

$$C = \frac{\pi \epsilon_0}{\ln\left(\frac{D}{r}\right)} F/m \quad (\text{Ecuación 3})$$

Donde ϵ_0 es la permitividad del espacio libre y para conductores de iguales espacios, la capacitancia de línea de neutro se identifica de la siguiente manera:

$$C = \frac{2\pi \epsilon_0}{\ln\left(\frac{D}{r}\right)} F/m \quad (\text{Ecuación 4})$$

Para tomar en cuenta el espaciamiento que existe entre conductores y la transposición de la línea, tomar en cuenta la letra D de la ecuación 4 esta se reemplaza por un factor D_e que esta última pertenece a la Distancia equivalente.

Es importante destacar que la capacitancia de una línea de transmisión aérea se ve influenciada por la presencia del suelo, que altera su campo eléctrico. Para modelar este efecto, se utiliza una técnica que implica la suposición de la existencia de conductores.

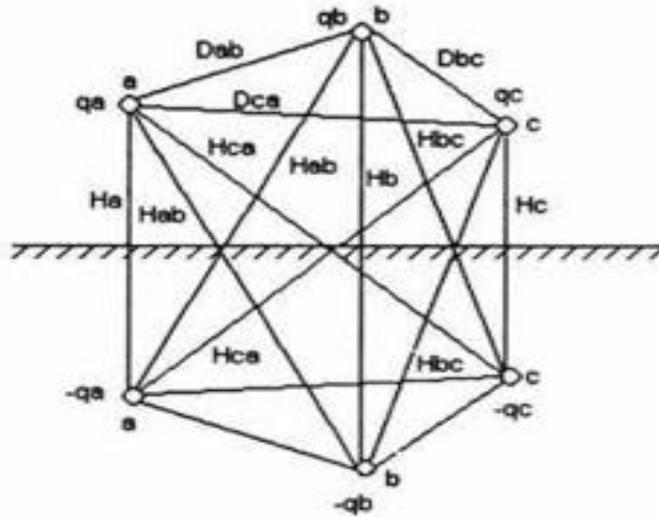
Con el mismo nivel por debajo de la tierra que la línea de transmisión tiene arriba de la tierra. Los conductores imagen trasladan cargas con sentidos opuestos a los conductores reales, como se muestra en la siguiente ecuación y así la capacitancia del neutro está dada por:

$$C_n = \frac{2\pi e_0}{\ln\left(\frac{D_e}{r}\right) - \ln\left(\frac{\sqrt[3]{H_{ab} \cdot H_{bc} \cdot H_{ca}}}{\sqrt[3]{H_a \cdot H_b \cdot H_c}}\right)} F/m \quad (\text{Ecuación 5})$$

Los valores H están definidos por medio de la figura que a continuación se mostrará y r es el radio del conductor, además se debe de analizar que, en una línea de transmisión aérea, respecto a la catenaria que forman los conductores asociados para obtener dicha altura, se realiza un promedio de las mismas.

Figura 2.

Efecto simulado de la tierra



Nota. Ejemplo de efecto simulado de la tierra. Obtenido de M. Olguin (2004). *Análisis de la operación del disparo y recierre Monopolar en líneas de transmisión.* (p. 12.) Universidad Nacional Autónoma de México.

Donde la D está dada por la distancia equivalente y las H están mostradas en la figura 1 y las r es el radio del conductor.

Se utiliza el DMG y podemos escribir la capacitancia al neutro de una línea trifásica asimétrica de circuito doble como se muestra a continuación:

$$C_n = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln\left(\frac{GMD}{GMR}\right)} = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln\left(\frac{D_m}{D_s}\right)} F/m \quad (\text{Ecuación 6})$$

Sustituyendo ϵ_0 por el valor de la ecuación 6 se obtiene lo siguiente:

$$C_n = \frac{10^{-9}}{18 \cdot \ln\left(\frac{D_m}{D_s}\right)} F/m \quad (\text{Ecuación 7})$$

Y es así como se determina la capacitancia al neutro.

1.4.2.1. Reactancia capacitiva

Se dice que la reactancia es la oposición que ofrecen los capacitores en AC, sin embargo, para este apartado se menciona que la reactancia capacitiva se representa por X_c y su unidad de medida es Ω .

$$X_c = \frac{1}{2\pi f c} \Omega \quad (\text{Ecuación 8})$$

1.5. Inductancia

La inductancia es la propiedad de un elemento del circuito que aprovecha la capacidad de la energía de almacenarse en una bobina en forma de campo magnético (Olguin, 2004).

Cabe mencionar que la inductancia se puede representar también como enlaces de flujo por ampere.

La unidad eléctrica es Henrios.

- Inductancia eléctrica:
 - Símbolo usado: H.
 - Símbolo de la unidad: H (se lee henrios).

1.5.1. Reactancia inductiva

La reactancia inductiva se puede definir como el voltaje o una fuerza electromotriz que se genera en el circuito cuando recorre la corriente.

$$L = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D}{D_s} H/m \quad (\text{Ecuación 9})$$

Donde D para esta sección es la distancia equivalente y D_s es para este caso el RMG que esta sale a razón de las tablas que el examen.

1.5.2. Línea bifilar monofásica

La Inductancia por conductor de una línea de transmisión monofásica está dada por:

$$L_1 = \frac{\mu_0}{8\pi} \left(1 + 4 \ln \frac{D}{r} \right) H/m \quad (\text{Ecuación 10})$$

Donde $\mu_0 = 4\pi \times 10^{-7}$ (se representa como la permeabilidad del espacio) y D es la distancia que tienen entre si los conductores específicamente en los centros, de para este caso D será representado como distancia equivalente y r es el radio de los conductores. La inductancia total o inductancia del recorrido es:

$$\begin{aligned} L &= 2L_1 = \frac{\mu_0}{4\pi} \left(1 + 4 \ln \frac{D}{r} \right) \\ &= \left(1 + 4 \ln \left(\frac{D}{r} \right) \right) H/m \end{aligned} \quad (\text{Ecuación 11})$$

Donde $r' = re^{\frac{1}{4}}$, se identifica RMG como radio medio geométrico del conductor.

De lo expuesto en la ecuación 8 se describe que el primero se nombra como la inductancia interna del conductor de tipo sólido y el segundo término se nombra como flujos externos que en este caso va a el conductor. En la ecuación 11, el conductor es reemplazado por un conductor con cavidad vacía y es equivalente al radio r' y se representa como una pared sumamente delgada, que no tiene en si un flujo interno. De aquí que no haya inductancia interna.

1.5.3. Línea trifilar trifásica

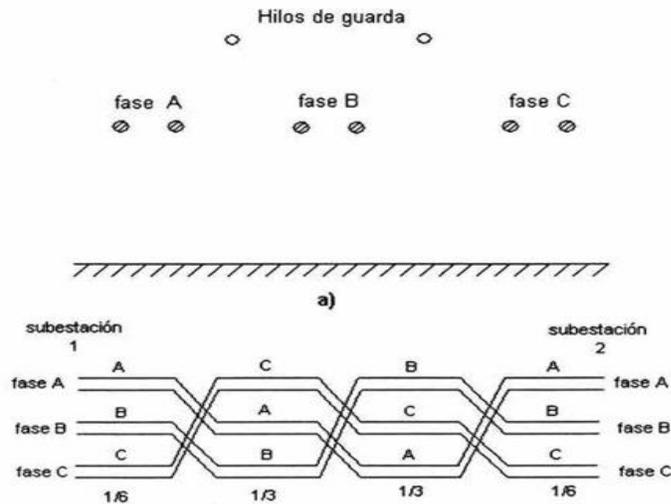
La inductancia por fase (o de línea a neutro) de una línea de transmisión trifásica con conductores equiláteramente espaciados de la ecuación 8 se obtiene lo siguiente:

$$L=2\left(\frac{1}{4} + \ln \frac{D}{r}\right) \times 10^{-7} \quad (\text{Ecuación 12})$$

“Donde r es el radio del conductor y D es la separación entre conductores. En la práctica, los tres conductores de una línea trifásica raras veces están igualmente espaciados” (Olguin, 2004, p. 9).

La separación asimétrica común da por resultado inductancias diferentes en las tres fases, llevando a caídas de voltaje diferentes y un desbalanceo en la línea. Para compensar este desequilibrio, las posiciones de los conductores se intercambian a intervalos regulares a lo largo de la línea. (Olguin, 2004, p. 9)

Figura 3.
Transposición



Nota. Ejemplo de separaciones entre conductores. Obtenido de M. Olguin (2004). *Análisis de la operación del disparo y recierre Monopolar en líneas de transmisión.* (p. 9.) Universidad Nacional Autónoma de México.

“La inductancia promedio por fase para una línea transpuesta, está dada por la ecuación 11, excepto que la separación D en la ecuación, esta desplazada por la separación equivalente(D)” (Olguin, 2004, p. 10).

Obtenida en:

$$D = \sqrt[3]{D_{ab}D_{bc}D_{ca}} \quad (\text{Ecuación 13})$$

“Donde las distancias D_{ab}, D_{bc} y D_{ca}, son las distancias correspondientes hacia cada fase” (Olguin, 2004, p. 10).

1.5.3.1. Conductores agrupados

Estas expresiones de la inductancia de las líneas se deben modificar para aplicarse a líneas de transmisión que constan de conductores compuestos. El conductor X está compuesto de n filamentos idénticos y paralelos, cada uno de los cuales acarrea la corriente n. El conductor Y, el cual es el circuito de retorno de la corriente en el conductor X, está compuesto de m filamentos idénticos y paralelos, cada uno de los cuales acarrea la corriente como lo muestra la siguiente figura. (Olguin, 2004, p. 10)

Figura 4.

Conductores agrupados, ejemplo 1

$$L_x = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{m^n D_{aa'} D_{ab'} D_{ac'} \dots D_{am}}{n^2 D_{aa} D_{ab} D_{ac} \dots D_{an}} (D_{ba'} D_{bb'} D_{bc'} \dots D_{bm}) \dots (D_{na'} D_{nb'} D_{nc'} \dots D_{nm})$$

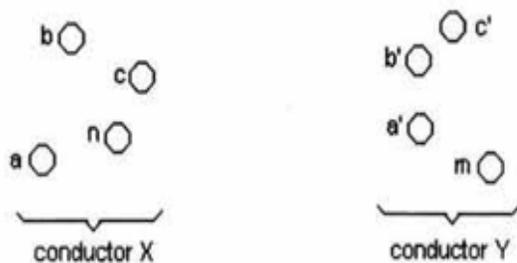
Nota. Ejemplo 1 de conductores agrupados. Obtenido de M. Olguin (2004). *Análisis de la operación del disparo y recierre Monopolar en líneas de transmisión.* (p. 10.) Universidad Nacional Autónoma de México.

Donde $D_{kk} = r'_k = r_k e^{-1/4}$ el radio medio geométrico (RMG) del conductor késimo. Relaciona la raíz mn-ésima del producto de ciertos términos; esos términos son la distancia de cada uno de los n-ésima filamentos del conductor denominado X a uno de los m-ésima de filamentos del

conductor Y, y existen un total de mn distancias. La raíz mn-ésima del producto de mn distancias se llama distancia media geométrica. Para dos conductores X y y. (Olguin, 2004, p. 10)

Figura 5.

Conductores agrupados, ejemplo 2



Nota. Ejemplo 2 de conductores agrupados. Obtenido de M. Olguin (2004). *Análisis de la operación del disparo y recierre Monopolar en líneas de transmisión.* (p. 10.) Universidad Nacional Autónoma de México.

La raíz n^2 del producto de las distancias n^2 ocurridas en el denominador de la figura 4.

De la misma manera, r' para un filamento separado o conductor se llama frecuentemente su bobina de choque DMG.

En términos de D_m y D_e se convierte en lo siguiente:

$$L_x = 2 \times 10^{-7} \ln \left(\frac{D_m}{D_e} \right) H/m \quad \text{(Ecuación 14)}$$

1.6. Conductancia

La conductancia toma en cuenta las corrientes de fuga en los aisladores de las líneas aéreas y otra vez de los aislamientos de los cables en sistemas subterráneos. En general no se toma en cuenta la conductancia entre conductores de una línea de transmisión porque las corrientes de fuga llegan a ser despreciables. Otra razón por la que se desprecia la conductancia es que no hay una buena forma de tomarla en cuenta porque es bastante variable ya que cambia considerablemente con las condiciones atmosféricas y con las propiedades conductoras de la contaminación que se depositan en los aisladores, el efecto corona también varía con las condiciones atmosféricas.

1.7. Características operativas de la línea de transmisión

La operación normal de las líneas de Transmisión se ve perturbada frecuentemente, entre otras por fenómenos que tienen en común con las sobretensiones estas a su vez se describieron cada una de las sobretensiones en el inciso siguiente, pero como se mencionaba tienen diversos orígenes y distintas características de amplitud y duración.

Los diseños en las líneas de transmisión generalmente son suficientemente capacitados para poder soportar los esfuerzos de tensión eléctrica a los que son sometidos, cuando los límites de la rigidez se exceden y uno de los ejemplos claros son las descargas eléctricas (atmosféricas/rayos) y que producen flameos, otros esfuerzos de tensión que ocurren durante la operación son las maniobras que se realizan, así como también por la presencia por fallas en la línea (Olguin, 2004).

Las sobretensiones producen un efecto en los equipos de alta potencia en su aislamiento en los transformadores, reactores, capacitores y demás equipos que pueden estar en la red eléctrica (Olguin, 2004).

Los esfuerzos que son sometidos las líneas de transmisión debido a tensiones normales de operación, los esfuerzos de tensión dentro de las clases tienen los orígenes siguientes:

- Tensión permanente a la frecuencia del sistema.
- Sobretensiones temporales.
- Sobretensiones transitorias.
- Sobretensiones de frente lento.
- Sobretensiones de frente rápido.
- Sobretensiones de frente muy rápido.
- Sobretensiones combinadas (Olguin, 2004).

Los aspectos más sobresalientes de cada uno de los esfuerzos de tensión son los siguientes:

- Tensión permanente a la frecuencia del sistema: esta es originada por la operación del sistema en condiciones normales de operación (Olguin, 2004).
- Sobretensiones temporales: estas pueden originarse por fallas, operaciones de maniobra como rechazo de carga, resonancia, condiciones no lineales (ferroresonancia) o una combinación de ambos (Olguin, 2004).

- Sobretensiones de frente lento: estas pueden originarse por fallas y operaciones de maniobra (energización o Re energización de líneas) (Olguin, 2004).
- Sobretensiones de frente rápido: estas pueden originarse por operaciones de maniobra (en línea conectadas a motores) o por rayos directos a los conductores de líneas áreas (Olguin, 2004).
- Sobretensiones de frente muy rápido: estas se originan por fallas y operaciones de maniobras en Subestaciones aisladas con gas (Olguin, 2004).
- Sobretensiones combinadas: estas ocurren entre las fases de un sistema(fase-fase) o entre sistemas separados en la misma fase y pueden tener cualquiera de los orígenes antes mencionados (Olguin, 2004).

Todas las sobretensiones pueden presentarse en toda la gama de tensiones, cuando se determinan sus amplitudes y formas de onda deben considerarse las características de los dispositivos de protección.

1.8. Circuitos equivalentes para líneas de transmisión

El análisis de sistema de transmisión respecto a la operación, se debe obtener un modelo correcto y que también sea el mejor y óptimo de la línea de transmisión, estos modelos son clasificados en función de la longitud de la línea, esto da como resultando las siguientes categorías:

- Líneas de transmisión cortas.
- Líneas de transmisión medias.

- Líneas de transmisión largas.

Cabe mencionar que las categorías que se mencionan están relacionado a su longitud, si bien es cierto se mencionó en anteriores incisos sobre los parámetros eléctricos estos van repartidos en todo el trayecto de la línea de transmisión normalmente en líneas largas como también cuando la línea es media no se logra apreciar (Olguin, 2004).

1.8.1. Líneas cortas

La línea de transmisión corta se representa con los parámetros en R y L como se observa en la figura 6, esta a su vez que R es la resistencia y L es la inductancia a gran mayoría de los casos; es seguro aplicar el análisis de la línea cortas cuya longitud ronda las 48.2 km y los voltajes menores a 69 Kv (Olguin, 2004).

La corriente de carga puede ser insignificante desde una perspectiva eléctrica, lo que simplifica considerablemente el análisis de la línea.

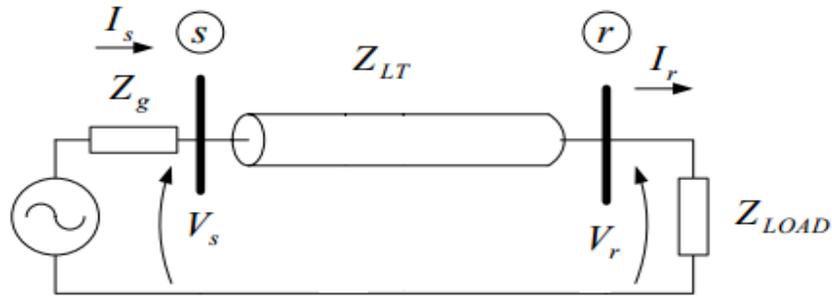
Esto permite omitir las capacitancias de derivación del circuito equivalente correspondiente.

El modelo equivalente de la línea corta puede simplificarse a dos componentes principales: una componente activa, RLT, y otra componente reactiva, XLT, que tiene una naturaleza inductiva.

A continuación, se presenta diagrama de la línea corta.

Figura 6.

Diagrama de línea corta



Nota. Esquema de una línea de transmisión con carga. Obtenido de F. Gonzalez (2006). *Introducción a la Operación en Régimen Estacionario de la Línea de Transmisión.* (p. 7.) Academia.

1.8.2. Líneas medias

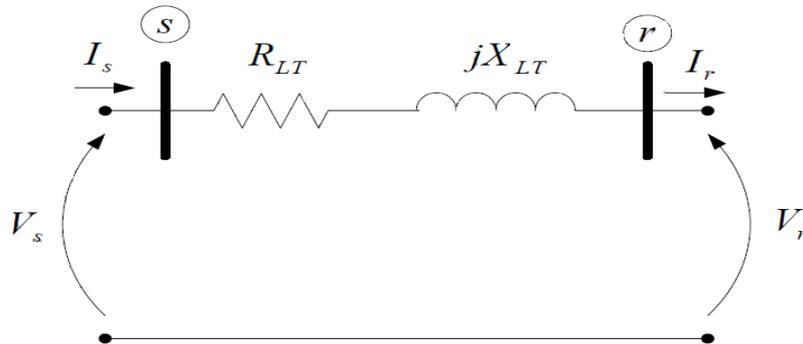
En una línea de transmisión de longitud media el efecto en paralelo se debe a que la capacitancia de la línea es despreciable. Se conoce como línea media aquellas, entre 80 km y 240 km, la admitancia derivación es generalmente capacitiva pura (aunque en niveles elevados de tensión de debe incluir la conductancia de fuga en esta); y esta debe ser incluida en la simulación de la línea (F. Gonzalez, 2006, p.80).

Esta capacitancia puede ser dividida en dos partes iguales, colocados en los extremos del modelo, constituyendo el modelo nominal.

A continuación, se presenta diagrama de la línea media:

Figura 7.

Diagrama de línea media



Nota. Modelo de transmisión de línea corta. Obtenido de F. Gonzalez (2006). *Introducción a la Operación en Régimen Estacionario de la Línea de Transmisión*. (p. 2.) Academia.

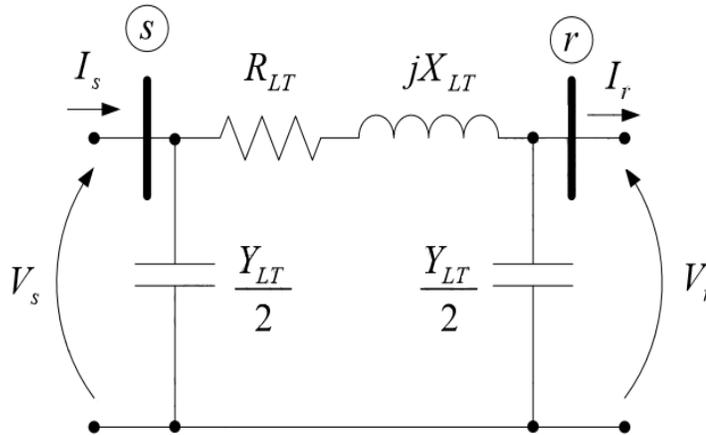
1.8.3. Líneas largas

Se considera que los parámetros de una línea larga están distribuidos sobre la longitud total de la línea. Se conoce como línea larga a aquellas, entre 40 a 50 km una línea de transmisión consta de dos o más conductores paralelos que se usan para conectar a una fuente o un circuito con otro.

A continuación, se demuestra diagrama de la línea larga:

Figura 8.

Diagrama de línea larga



Nota. Modelo equivalente de líneas medias. Obtenido de F. Gonzalez (2006). *Introducción a la Operación en Régimen Estacionario de la Línea de Transmisión*. (p. 6.) Academia.

1.9. Interruptores de potencia

Son elementos cuya función es desconectar los circuitos bajo condiciones de corriente nominal en vacío o cortocircuito o mejor dicho en condiciones normales o diferentes (Olguin, 2004), se puede mencionar que su operación de trabajo consiste de lo siguiente:

- Desconexión normal.
- Interrupción de corriente de falla.
- Cierre de corrientes de falla.
- Interrupción de corrientes capacitivas.
- Interrupción de pequeñas corrientes inductivas.
- Fallas de línea consideradas corta.
- Oposición de fase durante las salidas del sistema.

- Recierres automáticas rápidos.
- Cambios de corriente durante las operaciones de maniobra.

También se puede mencionar que otra función de los interruptores de potencia es aislar el equipo de la red eléctrica. Su comportamiento es determinante en la aplicación del disparo y recierre, puesto que este debe de operar con confiabilidad y rapidez para aislar la falla en la línea de transmisión y realizar el recierre en corto tiempo.

Los interruptores son de dos tipos:

- Interruptores de tanque vivo.
- Interruptores de tanque muerto.

El Interruptor de tanque vivo tiene 2 contactos por fase, los contactos inferiores de movimiento son generalmente vástagos de cobre cilíndrico y su función es hacer unión con los contactos superiores fijos. Los contactos fijos consisten en un resorte en el cual ejercerá una presión en el vástago del contacto inferior cuando cierran para así formar un buen contacto eléctrico.

En la apertura del interruptor los contactos móviles se desplazan rápidamente hacia abajo formando un arco eléctrico.

Se tiene que el interruptor abre bajo condiciones de falla y que cierta cantidad de amperaje pasan a través de los contactos que en él están. Solo es posible una apertura efectiva esto es debido a la tensión instantánea y corriente por fase que se reduce a cero durante cada ciclo de corriente alterna.

1.9.1. Proceso de operación

El proceso de operación de un interruptor puede estar sujeto a diversas demandas, incluyendo corrientes que pueden variar desde unos pocos amperios, en el caso de transformadores de vacío, hasta valores muy elevados que pueden alcanzar niveles de los de kiloamperios. Estos interruptores también pueden utilizarse para conectar líneas o cables en condiciones sin carga. En términos generales, las corrientes de carga pueden describirse como predominantemente resistivas.

Así mismo los interruptores no solamente deben de interrumpir, sino que también cerrar circuitos, en ocasiones esto produce algunos problemas especialmente cuando el interruptor se encuentra cercano al cortocircuito debido a que las corrientes a través del arco producido por la ruptura dieléctrica pueden dañar los contactos.

Esta situación en general no es deseable debido a que el interruptor debe estar en posibilidad de abrir sus contactos una vez más ya que alrededor de un 20 % de los cortocircuitos que ocurren persisten, de manera que el interruptor inmediatamente después de un recierre debe estar en posibilidad de abrir. Esta condición de operación es muy severa si el interruptor interrumpe corrientes muy grandes.

Además de la capacidad interruptora y la capacidad de cierre en condiciones de cortocircuito, es importante considerar otras condiciones de operación a las que se somete un interruptor, que incluyen:

- Interrupción de cortocircuito.
- Interrupción de pequeñas corrientes inductivas.

- Desconexión de capacitores.
- Desconexión asíncrona.
- Interrupción con falla de línea corta.

Las corrientes de corto circuito son puramente inductivas y las desconexiones de líneas en vacío son puras capacitivas.

La operación de cierre y apertura se lleva a cabo mediante mecanismos que los mantienen unidos bajo presión, permitiendo así el flujo de corriente eléctrica de un punto a otro. La interrupción de un circuito eléctrico consta de dos etapas.

En primer lugar, se inserta un material gaseoso conductor en la trayectoria metálica original.

Luego, se procede a deshabilitar la capacidad de conducción de corriente en esta sección gaseosa. El principio fundamental detrás de este proceso radica en la rápida transformación de una sección previamente conductora del circuito en una sección que impide el paso de la corriente eléctrica.

1.9.2. Proceso de cierre

Los interruptores no se limitan únicamente a interrumpir, como su nombre sugiere, sino que también desempeñan un papel en la tarea de cerrar el circuito eléctrico. Esto puede dar lugar a ciertos desafíos, especialmente cuando el interruptor se cierra en presencia de un cortocircuito. Cuando el interruptor se encuentra en posición abierta, sus terminales muestran la tensión del sistema, que se conoce como tensión de cierre.

La corriente máxima que fluye al cerrar el interruptor recibe el nombre de corriente de cierre. La potencia de cierre se define como el producto de la tensión de cierre y la corriente de cierre.

El tiempo de cierre de un interruptor se refiere al lapso que transcurre desde que se energiza la bobina de cierre hasta que se establece la conexión metálica entre los contactos principales. Durante el proceso de cierre, se generan esfuerzos eléctricos entre los contactos a razón que se aproximan, lo que en ocasiones puede ocasionar arcos de pre-encendido, contribuyendo al desgaste del material de los contactos principales.

1.9.3. Proceso de apertura

Cuando el interruptor se encuentra en posición cerrada y es necesario interrumpir el flujo de corriente en el circuito, se pone en marcha un mecanismo de apertura que permite una separación gradual y controlada de los contactos principales.

El tiempo de interrupción abarca dos componentes: el primero comprende el tiempo transcurrido desde la activación de la bobina de apertura hasta la separación física de los contactos metálicos, mientras que el segundo se refiere al tiempo necesario para que el arco eléctrico generado durante la separación se extinga por completo.

2. IMPORTANCIAS DE LOS RECIERRES

La mayoría de las fallas en los sistemas eléctricos de potencia se manifiestan en las líneas de transmisión aéreas. Es importante destacar que una gran proporción de estas fallas son de naturaleza transitoria, lo que significa que se resuelven cuando la línea se desenergiza. Esto ocurre al realizar el movimiento de iniciar los interruptores en sus terminales totales de la línea, lo que permite un rehabilitación eficiente y rápido del servicio mediante la posterior operación de recierre de los interruptores.

Sin embargo, para los cables de potencia subterráneos aislados, esto no es aplicable, debido a que, si existe una falla dieléctrica en los aislamientos, está por lo general es permanente, y muchos de los factores pueden ser mala instalación, cálculos no realizados correctamente entre otros, pero en lo que respecta a una línea de transmisión las propiedades dieléctricas de su entorno en este caso el aire, se restablecen.

Además, es importante destacar que esta característica permite la detección inmediata de fallas en un intervalo de tiempo específico. Este medio de aislamiento puede ser reemplazado con prontitud en caso de un mal aislamiento, tan pronto como la corriente de falla se interrumpe y el arco eléctrico desaparece.

En un Sistema Eléctrico de Potencia se sabe que en su operación se considera en mayor parte criterios de seguridad, confiabilidad, beneficio y economía, por estas razones los recierres deben asegurar que el suministro sea confiable en el transporte de energía, sin generar problemas en los equipos y

aún caso extremo de desestabilizar el sistema, cabe mencionar que esta puede ser conexas por actividades como lo son mantenimientos preventivos y mantenimientos correctivos e implementación de mecanismos de seguridad así mismo para implementar los recierres automáticos tanto en transmisión se pueden considerar las siguientes:

- Garantiza que la infraestructura eléctrica opere de manera constante y segura.
- Asegura que las áreas de alta importancia reciban suministro eléctrico sin interrupciones prolongadas.
- Proporciona un alto nivel de confianza en la continuidad del servicio eléctrico.
- Permite la rápida recuperación del sistema eléctrico después de una falla.
- Evita fallas prolongadas al realizar recierres con cierto retraso.
- Facilita la restauración de la energía en áreas interconectadas.
- Permite el uso de subestaciones que no pueden estar operativas todo el tiempo.
- Contribuye a preservar la vida útil de los equipos eléctricos al acortar la duración de las interrupciones.
- Ayuda a minimizar los impactos negativos causados por fallas eléctricas de larga duración.

2.1.1. Consideraciones y características de los recierres automáticos

Cuando se habla de recierres automáticos, es crucial tener en cuenta que no se recomienda utilizar altas velocidades, ya que el tiempo puede ser insuficiente para que el arco eléctrico se extinga por completo. Por esta razón, los recierres con tiempos de retraso resultan efectivos. Una característica fundamental es el esquema de control diseñado para permitir el recierre rápido de los interruptores después de una falla temporal, con el objetivo de restaurar el sistema lo más rápido posible.

Para lograrlo, se necesita un periodo de 10 a 40 ciclos, en un sistema de 60 Hz, para que se desionice el camino de la falla, asegurando así que el sistema permanezca estable y bien amortiguado.

La técnica del recierre rápido seguido de la detección de una falla es un método que busca prevenir daños a los equipos debido a bruscos retornos de corriente y/o voltaje. Antes de decidir utilizar un recierre automático para mejorar la estabilidad del sistema, es crucial detectar la falla o determinar su ubicación precisa.

Este enfoque de recierres automáticos es menos aplicable cuando existe un flujo de potencia reducido entre generadores, ya que este no suele causar inestabilidades. Sin embargo, el recierre automático se vuelve preferente en subestaciones eléctricas que enlazan con centrales de generación, dado que la pérdida de uno o varios generadores podría desencadenar inestabilidad en el sistema.

Es importante destacar que el criterio de diseño puede variar según la estructura específica del sistema y la experiencia acumulada en su operación.

2.1.2. Aplicación de los recierres

Un recierre automático puede ser aplicado en los cuatro niveles de un sistema de potencia, baja de tensión, distribución, subtransmisión y en alta y extra alto voltaje.

Por ejemplo, se puede aplicar el recierre en los niveles bajos en la actividad de distribución en donde la mayoría de los circuitos son radiales y tiene un número limitado de usuarios, pero no se podría considerar un análisis de estabilidad debido a que no hay generadores o si los hay son de pequeña capacidad. (Lara, 2010, p. 26)

Generalmente se usa un criterio de recierre con retardo, con el fin de dar un tiempo de switcheo de apagado. Cuando se habla del nivel de subtransmisión el esquema de recierre se vuelve importante en el mantenimiento del sistema, además, en este nivel ya se necesita un estudio de estabilidad, ya que se trata también de un sistema mallado, que podría tener una generación considerable, pero en grades niveles de subtransmisión presenta inconvenientes con los relés de distancia debido a la diferencia en tiempos de despeje. (Lara, 2010, p. 26)

En el contexto de voltajes elevados y extra elevados, es fundamental prestar una atención especial a los recierres, aplicando un criterio de estabilidad amplio y robusto, debido a la dificultad de la red eléctrica, donde la mayoría de la generación se encuentra operando a estos niveles en lo que conlleva las protecciones se vuelve más compleja, por lo que se deben considerar con precisión los tiempos de respuesta ante fallas.

En voltaje elevado, se puede contar con un alto grado de confiabilidad. Al emplear criterios de recierre excelentes, se puede garantizar la prolongación del suministro de energía.

2.1.2.1. Características de los recierres

En el contexto de recierres eléctricos, en el nivel de extra alto voltaje, generalmente, un solo recierre es exitoso y no se requieren varios intentos. El recierre está fuertemente influenciado por la velocidad de respuesta y los tiempos de disparo y eso hace que sea exitoso este proceso. Por lo tanto, si un recierre posterior a una falla contribuye a mantener la estabilidad del sistema, esto garantiza la confiabilidad del mismo, lo cual es crucial para asegurar la continuidad del suministro eléctrico.

En cuanto a la desionización del arco eléctrico, es importante destacar que este proceso no es constante y varía según varios factores, siendo el voltaje uno de los más significativos. Por lo tanto, es esencial determinar un tiempo adecuado para extinguir y enfriar el arco eléctrico de manera efectiva.

2.1.2.2. Definiciones de recierres automáticos

Se describen algunas definiciones fundamentales para el tema de aplicación de recierres.

- Tiempo de recierre: es el intervalo de tiempo que transcurre desde el momento en que se activa el relé de disparo hasta que los contactos del disyuntor se cierran nuevamente. Incluye tanto el tiempo de actuación del disyuntor como el tiempo del relé, además del tiempo muerto del sistema eléctrico.
- Tiempo de operación del relé de protección: el tiempo que pasa desde la detección de una falla hasta que los contactos de disparo del relé se cierran.
- Tiempo de operación del interruptor: se denomina como el tiempo que va desde la activación de la bobina de disparo del interruptor hasta la extinción del arco de la falla.
- Tiempo muerto del interruptor: es el período entre la extinción del arco de la falla y la primera restauración de los contactos del interruptor. Durante este tiempo, la línea afectada permanece sin energía en todas sus terminales.
- Tiempo muerto del relé de cierre automático: es el tiempo que ocurre desde que se activa el esquema de recierre automático hasta que se cierran los contactos que accionan el disyuntor. Este tiempo, por lo general ajustable, es igual al tiempo muerto del interruptor. En esquemas de

disparo múltiple, los tiempos muertos particulares pueden ser iguales o configurarse de forma independiente.

- Tiempo de impulso de cierre del relé de recierre automático: el tiempo en el cual los contactos del relé de recierre automático se cierran para iniciar el proceso.
- Tiempo de disturbio: el período desde el inicio de la falla hasta el cierre exitoso de los contactos del interruptor, necesario para que el recierre sea efectivo.
- Tiempo de desionización del arco: la duración requerida para extinguir el arco de una falla en la línea, asegurando la dispersión de la ionización en el aire para que, al reenergizar la línea, no persista el arco de falla.
- Tiempo de recuperación del relé de recierre automático: el tiempo desde que se cierran los contactos del relé de cierre automático hasta que se completa la siguiente operación dentro del esquema de recierre automático, que puede restablecer el esquema o excluirlo, según sea necesario. Puede ser fijo, variable o depender de la configuración del tiempo muerto.
- Salida de operación de los interruptores: una característica incorporada al esquema de recierre automático que previene la operación posterior del cierre del disyuntor si la secuencia de cierres seleccionada no ha sido efectiva, lo que requiere que el disyuntor se cierre manualmente.
- Salida definitiva de operación del relé de cierre automático: una característica compuesta al esquema de cierre automático que paraliza la

operación automática posterior del cierre después de la sucesión seleccionada, independientemente de si el recierre fue exitoso o no.

- **Autobombear:** una característica agregada en el esquema de cierre, que previene la repetición de la operación del disyuntor cuando el impulso de cierre es más largo que la suma de los tiempos de operación del relé de protección y del disyuntor en presencia de una falla permanente.
- **Número de intentos:** la cantidad de veces que un esquema de recierre automático intenta recerrar antes de quedar fuera de operación debido a una falla permanente. Este número puede ser fijo o graduable.
- **Tiempo de carga del resorte:** en interruptores de resorte cargado, es el tiempo requerido para que el motor cargue el resorte después de un intento de recierre.
- **Contador de operaciones:** un dispositivo que se utiliza para registrar el número de operaciones del interruptor, a menudo electromagnético, que avanza un dígito cada vez que se energiza la bobina. Este dispositivo es útil para el mantenimiento en subestaciones eléctricas sin personal encargado, ya que registra las operaciones de forma precisa.
- **Relé contador:** un relé electromagnético con un mecanismo de gancho que avanza un paso cada vez que se energiza la bobina. Después de un número predefinido de pasos, activa un contacto y su mecanismo puede restablecerse manual o eléctricamente.
- **Recierre temporizado:** una técnica utilizada en recierres monopolares, que implica un segundo intento de recierre si el primero no tiene éxito. En este

proceso, la línea se sincroniza desde un extremo y se energiza desde otro, lo que puede ser lento y plantear riesgos para la estabilidad del sistema en escenarios transitorios. (Lara, 2010, p.27)

2.2. Esquemas de recierres automáticos

Según estudios se ha demostrado que entre el 70 % y el 90 % de las fallas en líneas aéreas de transmisión en su mayoría son de tipo transitorio, las fallas tienden a ser menos transitorias (alrededor del 80 %) a tensiones de distribución más bajas y más transitorias (alrededor del 90 %) a tensiones de transmisión más altos. Una falla transitoria como el caso de una descarga provocada por el arco eléctrico en el aislador de una línea de transmisión, es una falla que se elimina mediante el disparo inmediato de uno o más interruptores de potencia para aislar la falla y posteriormente volver energizar de inmediato la línea.

Las descargas electro atmosféricas (rayos) son la causa más común de las fallas transitorias debido a la descarga eléctrica del aislante por los altos voltajes inducidos por los rayos, otras posibles causas son los cables oscilantes y el contacto temporal con otros objetos. El 30 % restante aproximado de fallas corresponde a fallas semipermanentes y permanentes en las cuales una desactivación inmediata de la línea y el posterior recierre reactivan la falla, para este tipo de fallas se requiere en su lugar ir al lugar de la falla para la eliminación de la misma y la restauración del sistema. Algunos ejemplos de dichas fallas son los cables rotos, polos rotos u objetos que estén en contacto con alguna de las líneas.

El objetivo principal de los recierres automáticos es el de desactivar la línea el tiempo suficiente para que fuente de falla pase y el arco eléctrico se desenergice y posteriormente cerrar de forma automática la línea para restablecer el

servicio, esto con el fin de reducir significativamente el tiempo de interrupción y proporcionar un mayor nivel de continuidad del servicio. Los recierres automáticos de alta velocidad mantienen la estabilidad del sistema durante el despeje de fallas transitorias.

- Esquemas de recierre automático:
 - Recierre monopolar.
 - Recierre tripolar.
 - Recierre temporizado.
 - Restauración automática.

2.2.1. Recierres monopolar

Los análisis estadísticos han determinado que la mayoría de las fallas son monopolares, por lo que es común abrir únicamente la fase que se encuentre en falla. Se ha conocido por accidentes y por cálculos que las fallas cercanas en generadores se convierten en un problema mayor para el eje de los turbos generadores si durante una falla sostenida se realiza un recierre. Si la falla es trifásica y se realiza un recierre trifásico el generador puede sufrir averías graves. Por esta razón, es preferible utilizar esquemas de recierre monofásico en lugar de esquemas de recierre trifásico en sistemas cercanos a grandes estaciones de generación (Lara, 2010).

La desventaja del recierre monofásico se presenta en la complejidad del relé de protección, el circuito de disparo y los interruptores. El sistema de protección debe ser capaz de seleccionar la fase fallada, el recierre monofásico no requiere previa verificación de sincronismo.

2.2.2. Recierre tripolar

En el recierre tripolar se deben abrir los tres polos del interruptor sin importar el tipo de falla, para después de un intervalo de tiempo muerto cerrar los tres polos del interruptor al mismo tiempo, sin verificación de la tensión de sincronismo.

El recierre tripolar es peligroso en líneas cercanas a centrales generadoras cuando no se tiene verificación de sincronismo, por el riesgo de presentarse grandes esfuerzos en los ejes de las máquinas, ya que en el momento en el que el generador queda desconectado al sistema durante el tiempo muerto y posteriormente de cierra el generador podría estar fuera de sincronismo con el sistema ocasionándoles daños al mismo (Lara, 2010).

2.2.3. Recierre temporizado

Existen recierres de alta velocidad (menores de 1seg), lo cuales se implementan con un solo intento y en caso de una falla sostenida se abren las tres fases.

Algunos equipos de recierre monopolar tienen un dispositivo adicional de recierre temporizado. Lo anterior significa que en el caso de un recierre rápido no exitoso existirá un segundo intento algunos segundos después. Después de algunos segundos la línea será energizada en un extremo y sincronizada en el otro.

2.3. Restauración automática

La restauración automática consiste en un equipo local que puede ser considerado como un sistema redundante referenciado al sistema de control remoto. En algunos sistemas más sofisticados la restauración automática opera en todos los interruptores de la subestación, en donde en caso de un apagón total, tan pronto como se tenga tensión en la línea o barra, automáticamente se cerrarán los interruptores siguiendo cierto orden, hasta restablecer el servicio de toda la subestación eléctrica. El control automático puede ser iniciado o parado desde el centro de control.

2.3.1. Consideraciones para la aplicación de los recierres automáticos

La aplicación de recierres automáticos en líneas de transmisión permite la continuidad del servicio ante fallas del tipo transitorio al realizarse la operación de apertura y cierre de los interruptores de potencia una vez finalizada la falla, sin embargo dicha operación de apertura y cierre de los interruptores de potencia puede generar problemas en la estabilidad y sincronismo de los sistemas de potencia dependiendo de las características de los mismos los cuales pueden ser débiles o fuertes dependiendo de la configuración y de la conexión con otros sistemas de potencia, por tal motivo para la aplicación de recierres automáticos en líneas de transmisión se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Análisis de la estabilidad transitoria y sincronismo del sistema de potencia.
- Desionización del arco.
- Características del sistema de protección para la detención de fallas.
- Características y limitaciones de los interruptores de potencia.

- Número de intentos de recierre.
- Efectos sobre otros elementos de los sistemas de potencia (Generadores, motores, transformadores, entre otro) (Lara, 2010).

Cuando se aborda el tema de los recierres automáticos, es crucial considerar que no se recomienda que estos sean de alta velocidad, ya que el tiempo disponible puede ser insuficiente para que el arco eléctrico se desionice por completo. Por esta razón, los recierres con tiempos de retraso resultan efectivos y seguros. Una de las características de gran importancia en este contexto es el esquema de control diseñado para llevar a cabo el recierre rápido de los interruptores inmediatamente después de una falla temporal. Este enfoque permite restaurar el sistema eléctrico tan rápidamente.

Es importante tener en cuenta que, en sistemas de 60 Hz, se requieren de 10 a 40 ciclos para lograr la desionización completa del camino de la falla eléctrica. Este proceso tiene como objetivo mantener la estabilidad del sistema y proporcionar un adecuado nivel de amortiguación.

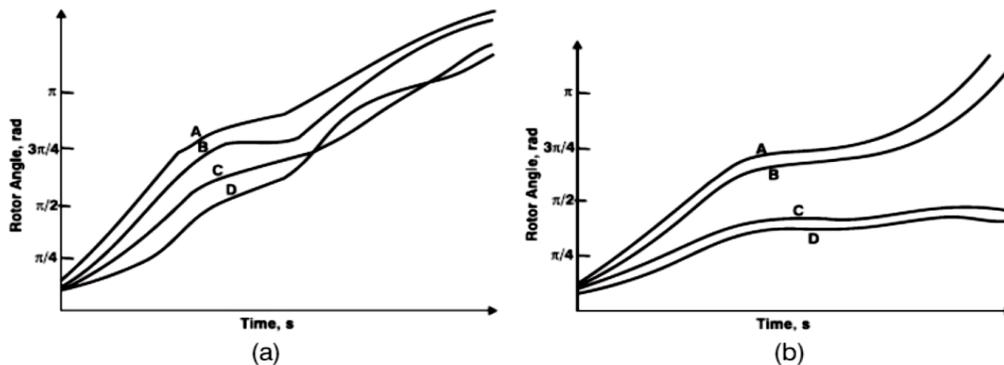
2.4. Análisis de estabilidad transitoria

Los estudios de estabilidad se enfocan en analizar cómo los disturbios afectan el comportamiento dinámico electromecánico de los sistemas de potencia, y se dividen en dos categorías principales: estudios de estabilidad transitoria, que se centran en eventos de corta duración, y estudios de estabilidad en estado estable, que evalúan el comportamiento a largo plazo del sistema. Es importante destacar que un sistema de potencia se considera en una condición de operación en estado estable cuando todas las variables que se miden y describen reflejan la condición de operación actual del sistema.

La estabilidad transitoria de un sistema de potencia se define como la habilidad de un sistema de potencia para mantener el sincronismo ante fallas del tipo transitorio. Los desequilibrios de los sistemas de potencia provocados por fallas transitorias en las líneas de transmisión ocasionan que los rotores de los generadores síncronos sufran esfuerzos considerables debido a que se ejercen pares de aceleración o desaceleración sobre dichos rotores que pueden provocar por consiguiente la perdida de sincronismo del sistema (Lara, 2010).

Figura 9.

Comportamiento del ángulo del rotor en generadores



Nota. Analisis de estabilidad por ángulo del rotor de los generadores síncronos ante fallas transitorias. Obtenido de E. Lara (2010). *Estudios de recierre tripolares y monopolares para la linea de transmision el Inga-yaguachi de 500kV.* (p. 47.) Escuela Politécnica Nacional.

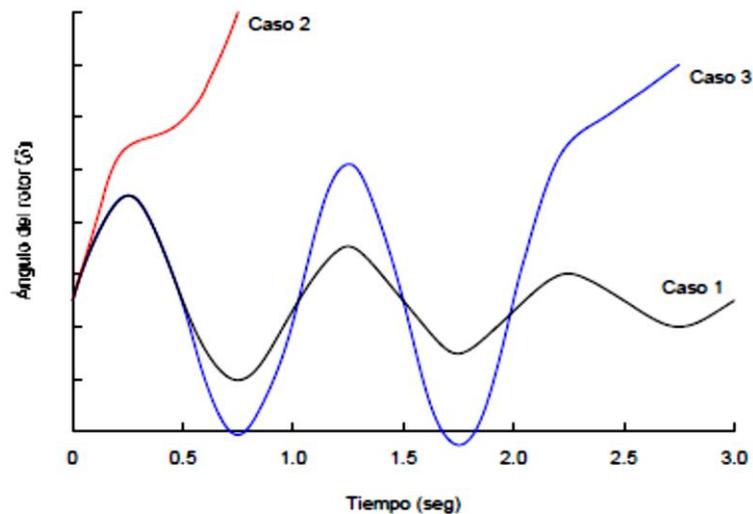
Al observar la figura 9, se describe el comportamiento de los ángulos del rotor de cuatro generadores síncronos, al momento de no existir cambios significativos entre los ángulos de los generadores del sistema manteniéndose el sincronismo (figura 9a), y cuando existen cambios significativos entre los ángulos de los generadores producto de fallas graves del tipo transitorio provocando la perdida de sincronismo (figura 9b).

En general la estabilidad transitoria de un sistema de potencia dependerá del comportamiento de los generadores síncronos ante fallas de tipo transitorio el cual está relacionado con los siguientes factores:

- Operación del generador en el instante de la falla.
- Tipo y localización de la falla en el sistema.
- Reactancia del sistema de transmisión después de la falla.
- Reactancia del generador.
- Cuan sobrecargado se encuentre el generador.
- Inercia del generador.

Figura 10.

Respuesta del ángulo del rotor a una perturbacion transitoria



Nota. Comportamiento del ángulo del rotor de una maquina síncrona en situaciones estables y de inestabilidad transitoria. Obtenido de E. Lara (2010). *Estudios de recierre tripolares y monopolares para la línea de transmisión el Inga-yaguachi de 500kV.* (p. 52.) Escuela Politécnica Nacional.

La figura 10 describe el comportamiento del ángulo rotor de una máquina síncrona en situaciones estable y de inestabilidad transitoria durante tres casos diferentes:

- Caso No.1 (caso estable): el ángulo del rotor incrementa hasta un valor máximo y decrece y oscila hasta alcanzar un estado estable.
- Caso No.2 (caso inestable): el ángulo del rotor incrementa hasta perderse el sincronismo por causa de un torque de sincronización insuficiente.
- Caso No.3 (caso Inestable): el sistema es estable hasta la primera oscilación y se vuelve inestable por el crecimiento de oscilaciones debido a condiciones inestables de postfalla.

Cuando un sistema de potencia es estable los generadores síncronos permanecen en sincronismo y el transitorio que sigue a la perturbación del sistema es oscilatorio hasta su atenuación. El análisis de la estabilidad de un sistema de potencia se realiza mediante la relación existente entre la potencia transmitida en el sistema y la diferencia entre los ángulos de los rotores de los generadores síncronos implicados en el sistema bajo las siguientes condiciones de análisis:

- Condición antes de la falla.
- Condición durante la falla.
- Condición post-falla (línea cerrada por recierre).

Las condiciones de análisis antes mencionadas permitirán determinar el comportamiento de las curvas de potencia-ángulo para el instante antes de la falla, durante la falla y después de la falla y así posteriormente determinar si el

sistema es transitoriamente estable aplicando el criterio de áreas iguales. En general la potencia transmitida se determina mediante la siguiente ecuación:

$$P_M = \frac{V_A * V_B}{X_{AB}} * \text{sen } \delta \quad (\text{Ecuación 15})$$

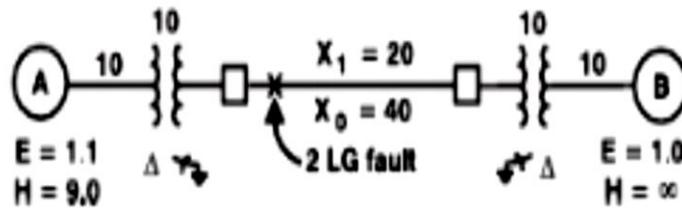
Donde:

- PM = Potencia transmitida entre las máquinas durante la condición transitoria.
- VA = Tensión en el extremo emisor del sistema.
- VB = Tensión en el extremo receptor del sistema.
- XAB = reactancia del sistema para condición de análisis.
- δ = ángulo entre los generadores.

Dependiendo de la configuración del sistema de potencia y de los elementos que conforman el sistema así será el análisis para la determinación de su estabilidad transitoria, lo descrito anteriormente se puede ver ejemplificado en el siguiente análisis para un sistema simple compuesto por una línea de transmisión y dos generadores síncronos A y B, para el cual se analiza la curva de potencia-ángulo y se aplica el criterio de áreas iguales para determinar la estabilidad transitoria del sistema de potencia.

Figura 11.

Análisis para un sistema simple compuesto



Nota. Presentación de análisis para un sistema simple compuesto. Obtenido de K. Venkataraman (s.f.). *Introducción a la operación en régimen estacionario de la línea de transmisión.* (<https://www.scribd.com/document/162730759/Automatic-Reclosing-by-Basler-Electric-pdf>), consultado el 27 de julio de 2022. De dominio público.

2.4.1. Condiciones antes de la falla

Antes de la falla la reactancia del sistema X_{ab} corresponde a la reactancia total del sistema tomando los valores de la reactancia de secuencia positiva de la línea de transmisión.

$$X_{ab} = X_{GA} + X_{T1} + X_{1LINEA} + X_{T2} + X_{GB} \quad (\text{Ecuación 16})$$

$$X_{ab} = 0.1 + 0.1 + 0.2 + 0.1 + 0.1$$

$$X_{ab} = 0.6$$

Por lo que la potencia transmitida antes de la falla queda de la siguiente manera:

$$P_{Max} = \frac{VA * VB}{x_a} * \sin \theta$$

$$P_{Max} = \frac{(1.1) * 1}{0.6} \sin (\theta)$$

$$P_{Max} = 1.83 * \sin(\theta) \text{ p.u./curva1}$$

La potencia máxima corresponde a la potencia máxima transmitida que el sistema puede transmitir bajo condiciones estables en donde la potencia mecánica de entrada permanece constante y dado que la máquina opera en régimen permanente estable tiene el mismo valor de la potencia eléctrica esto se conoce como las condiciones iniciales del sistema.

$$P_{elec} = P_{mec}$$

2.4.2. Condiciones durante la falla

Durante una falla en un determinado punto de la línea de transmisión la potencia eléctrica disminuye como consecuencia del aumento de la reactancia total del sistema esto debido a la reactancia de secuencia cero de la línea y al circuito equivalente que dependerá de las vías de retorno, así como del medio por el que circulará la corriente de falla (hilo de guarda, tierra o ambas).

Asumiendo un valor de reactancia de secuencia cero equivalentes de la línea de transmisión bajo condiciones de falla de 1.75 p.u. se determina la reactancia del sistema bajo condición de falla.

$$X_{AB} = X_{GA} + X_{T1} + X_{0LINEA} + X_{T2} + X_{GB}$$

$$X_{AB} = 0.1 + 0.1 + 1.75 + 0.1 + 0.1$$

$$X_{AB} = 2.15$$

Por lo que la potencia transmitida durante la falla queda de la siguiente manera:

$$P_{falla} = V_A * V_B * X_{AB} \sin \delta$$

$$P_{falla}=(1.1)(1)2.15\sin\delta$$

$$P_{falla}=0.51 \sin\delta \text{ p.u //curva2}$$

La curva 2 representa el nuevo estado de operación (ver figura 12) del sistema bajo condiciones de falla en donde la potencia eléctrica es menor a la potencia mecánica la cual permanece constante, por lo que el ángulo entre los generadores se incrementara como consecuencia de la aceleración del rotor por la descompensación de la energía eléctrica. El tiempo que el sistema opere en este estado de operación dependerá del tiempo de operación de los relés de protección para detectar la falla y del tiempo de operación del interruptor de potencia para abrir sus contactos.

Al momento de que el interruptor abra sus contactos debido a la configuración del sistema la cual emplea una sola línea de transmisión, la potencia transmitida durante la condición de falla caerá a cero a un determinado ángulo δ_1 (ángulo de apertura) hasta que el interruptor de potencia vuelva a cerrar sus polos y se vuelva nuevamente a transmitir la potencia.

2.4.3. Condición post-falla (línea cerrada por recierre)

Al momento de que el interruptor ha cerrado sus polos se empieza a transmitir nuevamente la potencia eléctrica a un determinado ángulo δ_2 (ángulo de recierre), el cual dependerá del tiempo muerto del interruptor y de los ajustes del relé de recierre, la potencia eléctrica transmitida de la condición post-falla corresponde a la potencia eléctrica transmitida en la condición anterior a la falla en donde ahora el sistema se encontrara operando en la curva 1 (ver figura 12) y la potencia eléctrica será mayor a la potencia mecánica por lo que el rotor comenzara a desacelerarse y el ángulo del sistema comenzara a disminuir produciéndose una oscilación hasta la estabilización del sistema.

$$P_{post-falla} = P_{Max} \text{ en curva 3}$$

El ángulo de máxima oscilación sin pérdida de sincronismo δ_{max} establecerá el límite del área 2 que representa la energía de desaceleración, dicho ángulo se obtiene en el punto entre la intersección de la potencia mecánica transmitida (línea horizontal) y la curva bajo la condición antes de la falla (curva 1).

Para evitar que el sistema pierda estabilidad de sincronismo ante una falla transitoria con recierre automático se debe cumplir con el criterio de áreas iguales.

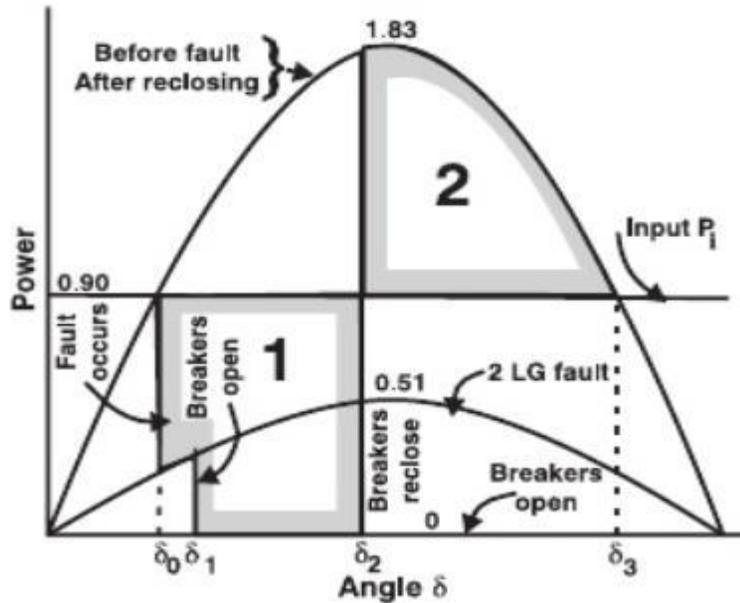
- Transitoriamente estable si: $A_2 > A_1$
- Críticamente estable si: $A_2 = A_1$
- Transitoriamente inestable si: $A_2 < A_1$

Cuando el área 2 es menor al área 1, el sistema se considera inestable, por lo que, para garantizar la estabilidad ante una falla transitoria, se debe disminuir el área 1 o se debe aumentar el área 2, esto puede solucionarse reduciendo la potencia de entrada o mediante un recierre mucho más rápido.

Haciendo uso del criterio de áreas iguales existe un ángulo crítico en el cual si se pasa dicho ángulo el sistema pierde estabilidad ante una falla transitoria, dicho ángulo se obtiene al igualar las áreas bajo las curvas (A_1 Y A_2), las cuales se muestran en la figura 12.

Figura 12.

Ángulo crítico se obtiene al igualar las áreas bajo las curvas (A1 Y A2)



Nota. Comportamiento de la curva de potencia-ángulo del sistema conformado por dos generadores y una línea de transmisión ante una falla transitoria (2LG). Obtenido de K. Venkataraman (s.f.). *Introducción a la operación en régimen estacionario de la línea de transmisión.* (<https://www.scribd.com/document/162730759/Automatic-Reclosing-by-Basler-Electric-pdf>), consultado el 27 de julio de 2022. De dominio público.

Haciendo uso del criterio de áreas iguales se determina el ángulo crítico de la siguiente manera:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_c} (P_{mec}) * d\delta - \int_{\delta_0}^{\delta_1} (P_{falla}) * d\delta = \int_{\delta_c}^{\delta_{max}} (P_{max} - P_{mec}) * d\delta \quad (\text{Ecuación 17})$$

Sustituyendo los valores de las potencias transmitidas antes calculados se obtiene lo siguientes cálculos.

$$\int_{\delta_0}^{\delta_c} (0.9) * d\delta - \int_{\delta_0}^{\delta_1} (0.51 \sin \delta) * d\delta = \int_{\delta_c}^{\delta_{max}} (1.83 \sin \delta - 0.9) * d\delta$$

$$0.9\delta_c - 0.9\delta_0 - 0.51\cos\delta_1 + 0.51\cos\delta_0 =$$

$$-1.83\cos\delta_{max} + 1.83\cos\delta_c - 0.9\delta_{max} + 0.9\delta_c$$

El ángulo inicial durante la falla transitoria δ_0 y el ángulo máximo de oscilación sin pérdida de sincronismo δ_{max} se obtienen al igualar la potencia mecánica transmitida por el sistema Pm con los puntos de intersección de la curva de potencia máxima transmitida antes de la falla como se observa en la curva 1 de la figura 12.

$$P_{mec} = P_{max}$$

$$0.9 = 1.83 \sin \delta_0$$

$$\delta_0 = \sin^{-1} \left(\frac{0.9}{1.83} \right)$$

$$\delta_0 = 29.4^\circ = 0.51 \text{ rad}$$

Para el ángulo de máxima oscilación sin pérdida de sincronismo se tiene lo siguiente.

$$P_{mec} = P_{max}$$

$$0.9 = 1.83 \sin \delta_3$$

$$\delta_3 = \sin^{-1} \left(\frac{0.9}{1.83} \right) = 29.4^\circ$$

$$\delta_3 = 180^\circ - 29.4^\circ = 150.6^\circ = 2.63 \text{ rad}$$

El ángulo de apertura δ_1 dependerá del tiempo de operación de los relés de protección para la detección de la falla y del tiempo de operación del interruptor de potencia para abrir sus polos, en otras palabras, el ángulo de apertura está relacionado al tiempo en el que el sistema opera bajo la condición de falla.

Asumiendo un ángulo de apertura $\delta_1=0.66$ rad y sustituyendo el ángulo inicial δ_0 y el ángulo de máxima oscilación sin pérdida de sincronismo en la igualdad de las áreas iguales se obtiene el ángulo crítico se obtiene los siguientes valores y el desglose de la misma.

$$0.9\delta_c - 0.9(0.51) - 0.51 \cdot \cos(0.66) + 0.51 \cdot \cos(0.51) =$$

$$-1.83 \cdot \cos(2.63) + 1.83 \cdot \cos\delta_c - 0.9(2.63) + 0.9\delta_c$$

$$-0.417 = -0.771 + 1.83 \cos\delta_c \quad 0.354 = 1.83 \cos\delta_c$$

$$\delta_c = \cos^{-1} \left(\frac{0.354}{1.83} \right)$$

$$\delta_c = 1.37 \text{ rad} = 78.89^\circ$$

El criterio de las áreas iguales establece que para que exista la estabilidad en el sistema ante una falla transitoria el área 2 debe ser mayor al área 1, para que esto se cumpla el ángulo de recierre del interruptor δ_2 debe ser menor al ángulo crítico, esto se logra mediante un tiempo de recierre más rápido el cual dependerá de los ajustes del relé de recierre para establecer el tiempo muerto del interruptor el cual depende del tiempo de deionización del arco para cerrar los contactos de interruptor como se verá más adelante.

Otra medida importante del análisis de estabilidad transitoria es la determinación del tiempo critico el cual corresponde al tiempo en el cual si se excede el sistema no podrá recuperarse, este se puede determinar mediante la siguiente ecuación:

$$t_c = \sqrt{\frac{2C(\delta_c - \delta_0)}{\pi * f * P_m}}$$

Donde:

C=Constante de inercia del sistema

δ_0 = Angulo inicial

δ_c = Angulo critico

f= Frecuencia del sistema

P_m = Potencia mecánica transmitida

La determinación del tiempo critico servirá como estándar para la verificación del ajuste del tiempo del relé de recierre y por consiguiente del tiempo muerto del interruptor (tiempo que permanece sin energía la línea), ya que el tiempo muerto del interruptor de potencia no debe superar al tiempo critico determinado en el estudio de estabilidad transitoria de la falla, con lo que se obtiene que el sistema siga estable y bien amortiguado.

El método de recierre rápido seguido de la detección de una falla es una técnica que requiere una consideración cuidadosa antes de tomar la decisión de implementar un recierre automático para mejorar la estabilidad del sistema. Este enfoque de recierre automático no es adecuado cuando el flujo de potencia entre generadores es bajo, ya que no suele causar inestabilidad.

Sin embargo, el recierre automático se vuelve esencial en subestaciones que conectan centros de generación, ya que la salida de uno o más generadores puede potencialmente desestabilizar todo el sistema. Por lo tanto, el criterio de diseño puede variar según la estructura del sistema y la experiencia acumulada en su operación.

A continuación, se mencionan ventajas que se consideran en los recierres para líneas de transmisión y su importancia en el medio eléctrico.

- Minimizar la interrupción del suministro a los usuarios del sistema.
- Mantener la estabilidad y el sincronismo del sistema.
- Restaurar la capacidad y confiabilidad del sistema con una interrupción mínima y disminuir los costos por mano de obra.
- Restaurar las interconexiones y cargas críticas del sistema.
- Reducción de la duración de las fallas.
- Reducción de fallas permanentes.

3. ANÁLISIS HISTÓRICO DE FALLAS ELÉCTRICAS EN LA RED DE ETCEE

3.1. Introducción

El Instituto Nacional de Electrificación -INDE- es una institución dedicada al proceso de energía eléctrica dentro del Sub Sector Eléctrico, su actuar está establecido en la Ley Orgánica del INDE y sus reformas según Decreto No. 64-94 del Congreso de la República de Guatemala. (Comisión Nacional de energía Eléctrica, 2002)

Y en apego a la separación de funciones y administración de las actividades de distribución, generación y transmisión de energía eléctrica del INDE, se organizó la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica -ETCEE- según acuerdo publicado en el Diario Oficial de Centro América el 27 de octubre de 1997, la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE, tiene como finalidad el transporte de energía eléctrica de manera continua en el Sistema Nacional Interconectado -SNI- y de las interconexiones regionales, operación, mantenimiento, mejoras y ampliaciones de la infraestructura de transformación, control y comunicaciones. Así como de participar en el sub sector eléctrico nacional como empresa de servicio de transporte de electricidad y el mercado eléctrico regional. (Comisión Nacional de energía Eléctrica, 2002, p. 3)

La Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE tiene a su cargo a tres (3) sistemas, siendo estas Sistema Central, Sistema Oriental y Sistema Occidental, es importante mencionar que el total de Líneas de Transmisión pertenecientes a ETCEE es de 3,726 km de línea de transmisión en voltajes de 69,138,230 y 400 kV. (Comisión Nacional de energía Eléctrica, 2002)

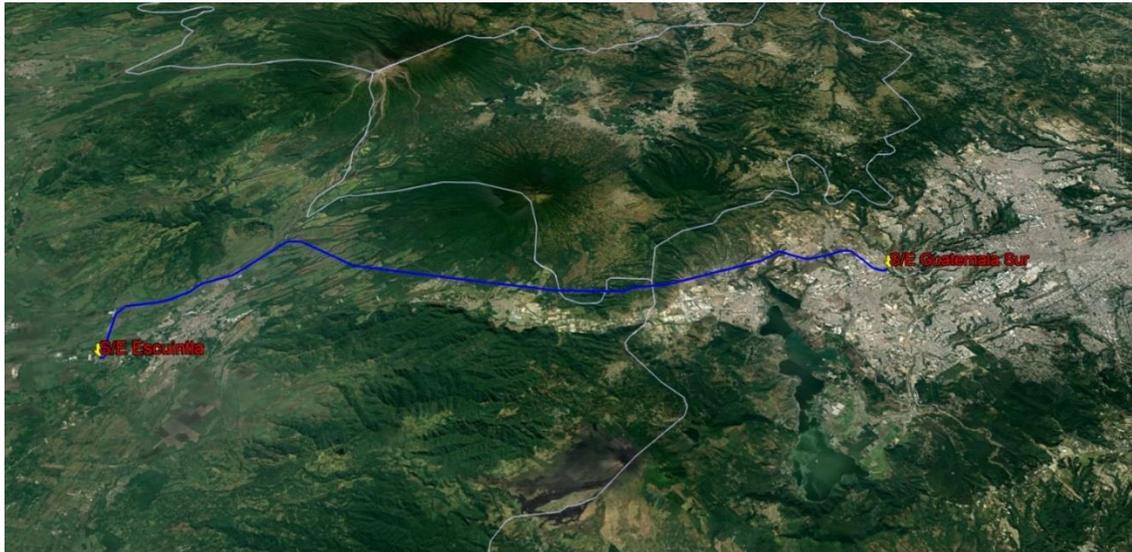
De lo anterior para el presente análisis se tomó como base la Línea de Transmisión Escuintla-Guatemala sur de 230 kV, dicha línea pertenece al sistema central, misma que conecta con la subestación eléctrica Escuintla hacia la Subestación eléctrica de Guatemala Sur, es una línea de transmisión de aproximadamente 46 km que fue construida en el año de 1978, en su mayor parte está construida por estructuras de celosía en configuración de doble circuito que incluye lo siguiente:

- Torres de celosía de aproximadamente 40 metros.
- Aislamiento de porcelana y vidrio.
- Tipo de conductor ACSR HAWK 477 kcmil.
- Hilo de guarda de 3/8" como protección.

Dicha línea de transmisión se puede observar en la siguiente figura que atraviesa dos departamentos de Guatemala siendo estas los departamentos de Escuintla y Guatemala,

Figura 13.

Línea de transmisión



Nota. Captura de pantalla señalizando la línea de trasmisión. Elaboración propia, realizado con plataforma de Google Earth.

Derivado que esta línea de transmisión se encuentra regularmente en zona de la boca costa, se ha tenido la particularidad de que, por su posición geográfica, hace que la humedad que proviene de los vientos del este en la temporada de lluvias, más la humedad que se forma por las temperaturas altas que se registren durante el día, hace que la misma se acumule en grandes proporciones, por lo tanto, las precipitaciones sean una de las más altas del país.

De lo anterior se pretende analizar el historial de fallas que ha tenido la Línea de Transmisión, tomando en cuenta varios factores como lo es el clima, zona topográfica e industrial entre otros.

Para este capítulo se analizará el historial de acciones, por parte de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica-ETCEE, la misma se tiene que en su historial de acciones que a partir de los años 2017 a la fecha 2021 se ha tenido diversas fallas, estas mismas fueron declaradas mediante supervisión en el lugar o en su efecto por monitoreo del personal de Protecciones y el personal a cargo de la verificación de las mismas fallas.

Tabla 2.

Eventos históricos año 2017

Fecha de Evento	Hora de Evento	Línea de Transmisión	Análisis	Conclusiones
22 de junio de 2017	12:17 pm	Escuintla 1-Guatemala Sur	Registraron una pérdida de los potenciales de las fases A y B, debido a la pérdida de dichos potenciales y un disturbio registrado en el SNI se cumplieron las condiciones y la protección detectó una impedancia que entró en zona1, haciendo actuar la protección con un disparó tripolar y el interruptor queda abierto.	<p>Cuando se registró un disturbio en el Sistema Nacional Interconectado ya que con antelación se perdieron los potenciales de las fases A y B, producto de rompimiento de cables durante el fuerte movimiento telúrico que azoto al país en horas de la mañana.</p> <p>La actuación del esquema suplementario ESIM003 fue correcta al detectar la apertura de la línea.</p>

Nota. Historial de acciones a partir del año 2017. Elaboración propia, realizado con Excel.

Tabla 3.*Eventos históricos año 2018*

Fecha de Evento	Hora de Evento	Línea de Transmisión	Análisis	Conclusiones
15-16 de junio 2018	de 16:21 y 20:25 pm	Escuintla 1- Guatemala Sur	Discordancia de polos en interruptor	Equipo de protección actuó correctamente sin embargo la falsa indicación de apertura de polos del interruptor de potencia fue provocada por pérdidas de las propiedades conductivas del cable de control.

Nota. Historial de acciones a partir del año 2018. Elaboración propia, realizado con Excel.

Tabla 4.*Eventos históricos año 2019*

Fecha de Evento	Hora de Evento	Línea de Transmisión	Análisis	Conclusiones
19 de marzo de 2019	07:41 am	Escuintla 1- Guatemala Sur	Se apertura la Línea de Transmisión	La falla fue ocasionada por nidos de aves, sin embargo, no fue necesario el relé que controla automáticamente el recierre y el enclavamiento en posición abierta del interruptor automático (79).

Nota. Historial de acciones a partir del año 2019. Elaboración propia, realizado con Excel.

Tabla 5.

Eventos históricos año 2021

Fecha de Evento	Hora de Evento	Línea de Transmisión	Análisis	Conclusiones
07 de septiembre de 2021	19:45 pm	Escuintla 1-Guatemala Sur	Se registraron una falla de la fase "C" a tierra, localizada en zona 1 y liberada en un tiempo de aproximadamente 1 ciclo por la protección diferencial de línea con un disparo tripolar definitivo y el interruptor queda abierto, ambas protecciones en las subestaciones de Guatemala Sur y Escuintla	La falla se originó de algún objeto que transportados por los vientos hizo contacto con la línea provocando la falla. Debido a que la falla se originó por causas imposibles de predecir y/o prevenir y además fue liberada correctamente por las protecciones de la línea.

Nota. Historial de acciones a partir del año 2021. Elaboración propia, realizado con Excel.

3.2. Estadísticas de tipos de fallas en la red de ETCEE

Como se indicó en el inciso anterior, las fallas en su mayoría han sido provocados por varios factores, mismas que se ven afectados en cada uno de los interruptores cuando estas sufren algún desperfecto como también las condiciones climáticas que también son parte del problema, sin dejar afuera al hecho de que es una zona costera por lo tanto también se encuentran nidos de aves, quema de caña entre otros, para esta Línea de Transmisión que se está evaluando.

En las Líneas de Transmisión de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica ETCEE se presentan las siguientes fallas recurrentes al Sistema Central, estas mismas se ven reflejado en los historiales de fallas, en algunos casos se puede observar la función 79, la cual tiene como objetivo

controlar automáticamente los recierres como también enclavamiento en posición abierta del interruptor.

Sin embargo, para la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica ETCEE, se ha tenido que para las tensiones de 69 ,138 y 230 kV se muestran las fallas en sus líneas de transmisión siendo estas las siguientes para el año 2017.

Tabla 6.

Fallas recurrentes al Sistema Central

En informe No.	Voltaje (kV)	Subestación o Línea	Bahía	Señalización	79	Corriente C.C.	Motivo
RE-001-17	230KV	Escuintla	LT Enron	CAT ZONE 1 @ 42.15 km	NO	4500	Se originó en la red de TRELEC.
RE-002-17	230KV	Escuintla II	LT Sidegua	CGT 87 @ 18.26 km	NO	180	Se originó en la red de TRELEC.
RE-003-17	69KV	Escuintla	LT Jocote	BGT, ZONE1 @ 6.53 km	NO	5000	Vientos que azotaban la zona.
RE-003-17	69KV	Jocote	LT Escuintla	BGT, ZONE1 @ 9.28 km	NO	2500	Vientos que azotaban la zona.
RE-004-17	138/69KV	Guatemala Sur	Bco. Transf. No.1	NA	NO	0	Error humano.
RE-005-17	69KV	Guatemala Sur	L.T. EEGSA I	51N	NO	400	Se originó en la red de TRELEC.
RE-006-17	230KV	Escuintla 2	LT Pacifico	DIF, FLT 1P L3 @8.4km	NO	2800	Se originó en la red de TRELEC.
RE-007-17	138KV	Guatemala Sur	LT Palin II	CGT, ZONE 2, 51N @ 21.56 km	NO	2000	Hilo de guarda deshilado, considera que es originador de la falla.
RE-007-17	138KV	Palin II	LT Guatemala Sur	CGT, ZONE 1 @1.24 km	NO	2000	Hilo de guarda deshilado, considera que es originador de la falla.
RE-008-17	138KV	Palin II	LT Jurun Marinala	BGT, ZONE 1 @ 5.15 km	NO	1400	Incendio bajo la línea.
RE-008-17	138KV	Jurun Marinala	LT Palin II	BGT, ZONE 1 @ 7.35 km	NO	1400	Incendio bajo la línea.
RE-009-17	230KV	Palo Gordo	LT Siquinala	BGT, ZONE 2, COMM@ 50.05km	SI	2000	Ninguna evidencia de la falla.
RE-009-17	230KV	Siquinala	LT Palo Gordo	AGT, ZONE 1, COMM@ 5.13km	SI	1600	Ninguna evidencia de la falla.

Continuación de la tabla 6.

En informe No.	Voltaje (kV)	Subestación o Línea	Bahia	Señalización	79	Corriente C.C.	Motivo
RE-010-17	69KV	Cocales	LT Pantaleón	ABG @ - 0.15 km	NO	1800	Ninguna evidencia de la falla.
RE-010-17	69KV	Pantaleón	LT Cocales	BCG Z2 @ 25.61 km	NO	2000	Ninguna evidencia de la falla.
RE-011-17	138KV	Guatemala Sur	LT Palin II	ABT, ZONE 1 @ 13.26 km	NO	2500	Incendio bajo la línea.
RE-011-17	138KV	Palin II	LT Guatemala Sur	ABT, ZONE 1	NO	2500	Incendio bajo la línea.
RE-012-17	69KV	Escuintla II	LT Gas 6 (S&S)	BGT ZONE 1 @ 0.21 km	NO	2000	Originada en red terceros.
RE-013-17	138KV	Palin II	LT Guatemala Sur	CGT, ZONE 1 @ 4.34 km	NO	3500	Algún objeto hizo contacto con la línea.
RE-013-17	138KV	Guatemala Sur	LT Palin II	CGT, ZONE 1 @ 18.53 km	SI	3500	Algún objeto hizo contacto con la línea.
RE-014-17	138/13.8KV	Pologua	Transformador 138/13.8kV		NO	800	Falla externa de transformador.
RE-016-17	69KV	Escuintla 1	Barra 69kV	TRIP 87B, B1 y B2	no	1200	Algún objeto hizo contacto con la línea de la barra y el mismo se desintegro.
RE-017-17	230KV	Guatemala Este	LT Guate-Norte No.2	AGT ZONE1 COMM @ 8.05 km	SI	9000	Ruptura del hilo de guarda el cual hizo contacto con la línea.
RE-017-17	230KV	Guatemala Norte	LT Guate-Este No.2	AGT ZONE1 COMM @ 7.76km	SI	8000	Ruptura del hilo de guarda el cual hizo contacto con la línea.
RE-020-17	69KV	Guatemala Sur	LT EEGSA III	CGT ZONE 1 @ 2.95 km	NO	8000	Objeto hizo contacto con la línea.
RE-021-17	230KV	Palo Gordo	LT Los Brillantes	CGT, ZONE 1, COMM@ 22.32 km	SI	2500	Objeto hizo contacto con la línea.
RE-021-17	230KV	Los Brillantes	LT Palo Gordo	CGT, ZONE 1, COMM@ 6.60 km	SI	4900	Objeto hizo contacto con la línea.
RE-022-17	69KV	Guatemala Sur	Chimaltenango	CGT TRIP 51 @ 24.68km	NO	1600	Objeto hizo contacto con la línea.
RE-023-17	69kv	Guatemala Norte	LT Guadalupe 2	CGT ZONE 1 @ 8.79 km	NO	3000	Se originó en la red de TRELEC.
RE-024-17	230KV	Guatemala Norte	LT Tac-Tic	CGT, ZONE 2, COMM@ 76.6 km	SI		Objeto hizo contacto con la línea.
RE-024-17	230KV	Tac-Tic	LT Guatemala Norte	CGT, ZONE 1, COMM@ 8.25 km	SI	5000	Objeto hizo contacto con la línea.
RE-025-17	69KV	Guatemala sur	LT EEGSA I	BGT ZONE 2 @ 29.62 km	NO	1000	Se originó en la red de TRELEC.
RE-025-17	69KV	Guatemala sur	LT EEGSA I	BGT ZONE 2 @ 28.80 km	NO	1000	Se originó en la red de TRELEC.
RE-026-17	230KV	Guatemala Este	LT Guate-Norte No.2	BCT ZONE1 COMM @ 7.39 km	NO	7000	Una rama podrida de un arbol cayó sobre la línea.

Continuación de la tabla 6.

En informe No.	Voltaje (kV)	Subestación o Línea	Bahía	Señalización	79	Corriente C.C.	Motivo
RE-026-17	230KV	Guatemala Norte	LT Guate-Este No.2	BCT ZONE1 COMM @ 9.89km	NO	7000	Una rama podrida cayó sobre la línea.
RE-027-17	69KV	Escuintla 1	L.T. Lirios	ABC T 50_51, ZONE 2	NO	600	Sobre carga.
RE-028-17	230KV	Guatemala Este	LT Guate-Sur No.2	AGT ZONE2 COMM @ 12.26km	NO	4500	Hilo de guarda estaba haciendo contacta con la línea.
RE-028-17	230KV	Guatemala Sur	LT Guate-Este No.2	AGT ZONE1 COMM @ 0.95km	NO	10000	Hilo de guarda estaba haciendo contacta con la línea.
RE-028-17	230KV	Guatemala Este	LT Guate-Sur No.1	AGT ZONE2 COMM @ 12.30km	NO	5000	Hilo de guarda estaba haciendo contacta con la línea.
RE-028-17	230KV	Guatemala Sur	LT Guate-Este No.1	AGT ZONE1 COMM @ 1.06km	NO	8000	Hilo de guarda estaba haciendo contacta con la línea.
RE-029-17	230KV	Escuintla 1	LT Guate-Sur No.1	BGT ZONE1 @ 28.61km	SI	3000	Se considera la falla por condiciones climáticas.
RE-029-17	230KV	Guatemala Sur	LT Escuintla No.1	BGT ZONE1 @ 34.35km	SI	2500	Se considera la falla por condiciones climáticas.
RE-029-17	230KV	Escuintla 2	LT Guate-Sur No.2	BGT ZONE1 @ 28.84km	SI	3000	Se considera la falla por condiciones climáticas.
RE-029-17	230KV	Guatemala Sur	LT Guate-Sur No.2	BGT ZONE1 @ 33.23km	SI	2500	Se considera la falla por condiciones climáticas.
RE-030-17	69KV	Escuintla 1	LT Jocote	CAGT ZONE1 @ 2.05km	SI	12000	Falla originada por descarga electroatmosférica.
RE-030-17	69KV	Jocote	LT Escuintla No.1	CAGT ZONE2 @ 11.30km	NO	2000	Falla originada por descarga electroatmosférica.
RE-030-17	69KV	Jocote	LT Pantaleón	NA	NO	2000	Falla originada por descarga electroatmosférica.
RE-030-17	69KV	Pantaleón	LT Jocote	ABT, TIME 51	NO	2000	Falla originada por descarga electroatmosférica.
RE-031-17	69KV	Guatemala Este	Bco. Cap. No.3	CIERRE + AGT_50 TRIP	NO	1000	
RE-032-17	69kv	Guatemala Norte	LT Guatemala 3	BGT @ 11.23 km	SI	2500	Se originó en la red de TRELEC.
RE-033-17	230/69kv	Guatemala Sur	Bco. Transf. No. 4.	TRIP	NO		filtraciones de agua producto de fuertes lluvias.
RE-O34-17	230/69kv	Guatemala Sur	Bco. Transf. No. 5.	TRIP2 50 B W1	no		Incorrecta liberación de la falla en Subestación el Centro.

Continuación de la tabla 6.

En informe No.	Voltaje (kV)	Subestación o Línea	Bahia	Señalización	79	Corriente C.C.	Motivo
RE-035-17	230KV	Guatemala Sur	LT Guate-Este No.1	BGT ZONE2 COMM @ 2.80 km	no	4500	La falla se originó de por una hebra del hilo de guarda que se rompió e hizo contacto con la línea provocando la falla.
RE-035-17	230KV	Guatemala Este	LT Guate- Sur No.1	BGT ZONE1 COMM @ 14.76km	no	4500	La falla se originó de por una hebra del hilo de guarda que se rompió e hizo contacto con la línea provocando la falla.
RE-036-17	230/69kV	Guatemala Sur	Bco. Transf. No.5 230/69kV	TRIP 4	no	no hay oscilógrafo	La apertura del banco, se debe a una falsa señalización de sobrepresión (las válvulas no actuaron), debido a humedad en los contactos de dicho dispositivo en la fase R.
RE-037-17	69KV	Escuintla 1	LT Los Lirios	CG T 87 ZONE1 @ 6.79 km	no	4500	Las fallas se ubican en la red de TRELEC
RE-037-17	69KV	Escuintla 1	LT Los Lirios	CG T 87 ZONE1 @ 6.32 km	no	4500	Las fallas se ubican en la red de TRELEC
RE-038-17	69KV	Planta Los Esclavos	Generador No.2	TRIP	no	2500	Las protecciones del Generador actuaron correctamente liberando la falla originada en la fase B del Generador No.2.
RE-038-17	69KV	Planta Los Esclavos	Transformador 6.9/69kV	TRIP 87R	no	6400	Las protecciones del Transformador elevador actuaron debido a no compensación de los circuitos de corrientes, se seguirá revisando el motivo del mismo.
RE-039-17	69KV	Escuintla 1	LT Jocote	ABG T, ZONE 1 @ 1.99 km	no	12400	La falla se originó al momento de cerrar el interruptor en Subestación Escuintla, energizando la línea y se encontraban aun instaladas las puestas a tierra del personal de Líneas de Transmisión.

Continuación de la tabla 6.

En informe No.	Voltaje (kV)	Subestación o Línea	Bahia	Señalización	79	Corriente C.C.	Motivo
RE-040-17	138KV	Viento Blanco	LT Palin II	BGT 87L @ 2.40 km	no	1000	las condiciones climáticas en la zona al momento de la falla, se considera que la falla se originó de una descarga electro atmosférica
RE-040-17	138KV	Palin II	LT Viento Blanco	BGT 87L @ 2.24 km	no	5000	las condiciones climáticas en la zona al momento de la falla, se considera que la falla se originó de una descarga electro atmosférica
RE-041-17	138KV	Palin II	Planta Palín	TRIP	no	0	La apertura de la línea en ambas ocasiones se debe a un disparo transferido proveniente de terceros
RE-041-17	138KV	Palin II	Planta Palín	TRIP	no	0	La apertura de la línea en ambas ocasiones se debe a un disparo transferido proveniente de terceros
RE-042-17	69KV	Guatemala Norte	LT Guadalupe No.1	AGT, ZONE1@ 4.65km	no	4500	La falla se originó en la red de terceros
RE-043-17	69KV	Guatemala Norte	LT Guatemala No.3	AGT, ZONE2@ 11.60km	si	1200	La falla se originó en la red de TRELEC
RE-043-17	69KV	Guatemala Norte	LT Guatemala No.3	AGT, ZONE2@ 10.39km	no	2800	La falla se originó en la red de TRELEC
RE-043-17	69KV	Guatemala Norte	LT Guatemala No.2	AGT, ZONE1@ 18.90km	no	1400	La falla se originó en la red de TRELEC
RE-044-17	69KV	Guatemala Norte	LT Guatemala No.3	AGT, ZONE1@ 1.89km	no	5600	La falla se originó en la red de TRELEC
RE-044-17	69KV	Guatemala Norte	LT Guatemala No.2	AGT, ZONE1@ 1.94km	si	7000	La falla se originó en la red de TRELEC
RE-046-17	69KV	Guatemala Este	LT Guadalupe No.3	AGT, ZONE1@ 1.89km	si	10000	La falla se originó en la red de TRELEC
RE-048-17	138/69kV	Guatemala Sur	Bco. Transf. No. 1.	ninguna	no	0	El origen de la apertura provino de la actuación de las protecciones mecánicas producto del fuerte movimiento telúrico registrado.

Continuación de la tabla 6.

En informe No.	Voltaje (kV)	Subestación o Línea	Bahia	Señalización	79	Corriente C.C.	Motivo
RE-049-17	69KV	Jocote	LT Pantaleón	AG T, ZONE 1 @ 9.44 km	no	2500	que la falla se originó de una descarga electroatmosférica de tipo ascendente con bajo nivel de corriente
RE-049-17	69KV	Pantaleón	LT Jocote	AB, TIME 51 @ -389.93 km	no	1600	que la falla se originó de una descarga electroatmosférica de tipo ascendente con bajo nivel de corriente
RE-049-17	69KV	Pantaleón	LT Cocales	BG @ -4.93 km	no	600	que la falla se originó de una descarga electroatmosférica
RE-049-17	69KV	Cocales	LT Pantaleón	AGT, ZONE3 @ 34.24km	no	800	que la falla se originó de una descarga electroatmosférica
RE -050-17	230KV	Quixal	LT Chixoy II, Circuito No.1		si	4000	La falla fue originada de una descarga electroatmosférica que impactó en la línea
RE -050-17	230KV	Chixoy II	LT Quixal, Circuito No.1	AGT, 87ZONE 1@ 2.84 km	no	4000	La falla fue originada de una descarga electroatmosférica que impactó en la línea
RE-051-17	230KV	Guatemala Norte	LT Guadalupe No.2	CGT, ZONE1@ 9.72km	no	3000	La falla se originó en la red de TRELEC
RE-052-17	230KV	Guatemala Sur	LT Escuintla No.2	ABT ZONE1 @ -17-27km	no	0	los potenciales de las fases A y B, producto de rompimiento de cables durante el fuerte movimiento telúrico que azoto al país en horas de la mañana.
RE-053-17	138/69kV	Guatemala Sur	Bco. Transf. No. 1.	Ninguna	no	0	El origen de la apertura provino de la actuación de las protecciones mecánicas producto del fuerte movimiento telúrico registrado.
RE-054-17	69KV	Guatemala Norte	LT Guadalupe No.2	AGT, ZONE1@ 5.56km	no	4500	La falla se originó en la red de TRELEC
RE-054-17	69KV	Guatemala Norte	LT Guatemala No.6	AGT, ZONE1@2.3 8km	no	7000	La falla se originó en la red de TRELEC
RE-056-17	230KV	Escuintla II	LT Enron	CGT ZONE 1 @ 27.86kms	no	350	La falla se originó en la red de TRELEC

Continuación de la tabla 6.

En informe No.	Voltaje (kV)	Subestación o Línea	Bahia	Señalización	79	Corriente C.C.	Motivo
RE-057-17	230/69kV	Escuintla II	Transfosur (230/69kV).	Ninguna	no	1000	El origen de la apertura provino de la actuación de las protecciones mecánicas del Transformador 230/69kV de Subestación Escuintla II (Transfosur).
RE-057-17	69KV	Cocales	LT Pantaleón 69kV.	51P	no	1000	El origen de la apertura provino de la actuación de las protecciones mecánicas del Transformador 230/69kV de Subestación Escuintla II (Transfosur).
RE-058-17	69KV	Guatemala Sur	LT Guadalupe No.1 Bco.	AGT ZONE1 @ 1.43km	no	12000	La falla se originó en la red de terceros
RE-058-17	230/69kV.	Guatemala Sur	Transformación No. 5 230/69kV Bco.	TRIP 50	no	0	La falla se originó en la red de terceros
RE-058-17	230/69kV.	Guatemala Sur	Transformación No. 3 230/69kV.	TRIP 51	no	0	La falla se originó en la red de terceros
RE -060 -17	230/69kV	Guatemala Sur	Interruptor 69kV, Bco. Transf. No. 5.	TRIP2 W2	no	4000	Una falla en la red de TRELEC
RE-061-17	138KV	Palin II	LT Jurun Marinala	CG T, ZONE2 @ 4.48km	no	3000	Se considera que el origen de la falla es una descarga electroatmosférica que impactó en la línea de transmisión mencionada
RE-061-17	138KV	Jurun Marinala	LT Palin II	CG T, ZONE1 @ 2.00km	no	12000	Se considera que el origen de la falla es una descarga electroatmosférica que impactó en la línea de transmisión mencionada
RE -062 -17	69KV	Guatemala Sur	LT Santa Mónica 2	ABC T ZONE2 @ 2.68 km	no	10000	La falla fue originada en la red de TRELEC
RE-065-17	69KV	Guatemala Sur	Chimaltenango	AGT ZONE 1 @ 20.38 km	SI	2400	
RE-066-17	69KV	Escuintla 1	LT Santa Ana	BG T, ZONE1 87@ 3.16 km	SI	7500	Se originó en red de TRELEC.

Continuación de la tabla 6.

En informe No.	Voltaje (kV)	Subestación o Línea	Bahia	Señalización	79	Corriente C.C.	Motivo
RE-068-17		Guatemala Norte	L.T Guadalupe No.2	ABT, ZONE1 @ 3.71km	SI	5500	Falla entre las Fases "A" y "B" , la falla se originó en la red de TRELEC.
RE-069-17	230KV	Escuintla II	L.T Enron	CAT ZONE 1 @ 6.20kms	NO	10000	Falla entre fases "A" y "C", la falla se originó en la red de TRELEC
RE-070-17	69 KV	Escuintla I	L.T Jocote	AGT ZONE 1 @ 9.97km	si	2800	Falla entre la fase "A" y tierra. El fallo se originó por una línea rota .
RE-070-17	70 KV	Jocote	L.T Escuintla	AGT ZONE 1 @ 6.12km	si	2800	
RE-070-17	69 KV	Cocales	L.T. Pantaleón	AGT ZONE 3 @ 56.26km	NO		Prueba de cierre.
RE-070-17	69 KV	Cocales	L.T Pantaleón	AGT ZONE 3 @ 35.13km	NO		Maniobras de apertura y cierre
RE-071-17		Guatemala Norte	L.T. Guatemala No2.	CGT, ZONE1 @ 5.12km		2500	Falla entre la Fase "C" y tierra, la falla se originó en la red de TRELEC
RE-072-17	69KV	Pantaleón	L.T Jocote	CAT 51Q TIME @ - 10.85km	NO	2000	Falla entre las fases "C" y "A" a tierra. La falla se originó dentro de la planta Pantaleón.
RE-072-17	69KV	Jocote	L.T. Pantaleón	BC ZONE2 @ 19.03 km	NO	2000	No existió acción acción de las protecciones.
RE-073-17	230KV	Escuintla II	L.T Enron	CAT ZONE 1 @ 8.11kms	NO	9000	Falla entre la Fase "C" y tierra, la falla se originó en la red de TRELEC.
RE-074-17	230KV	Escuintla II	L.T. Enron	CAT ZONE 1 @ 8.21kms	NO	9000	Falla entre la Fase "C" y tierra, la falla se originó en la red de TRELEC.
RE-075-17	138KV	Escuintla I	L.T. Jurun Marinala	CG T, ZONE2 @ 8.93km	NO	5000	Falla en la fase "B" a tierra, la fallase se originó por una descarga electroatmosférica.
RE-076-17	69KV	Escuintla I	L.T. Modelo	ABC T, 51	NO	940	Fallo originado por una sobrecarga.
RE-077-17	69KV	Guatemala Norte	L.T Guatemala 3	AGT @ 13.01 km	SI	2000	Falla en la red de TRELEC.
RE-081-17		Guatemala sur	L.T EEGSA III	BCG T, ZONE1 @ 3.30 km	SI	1500	Falla bifásica a tierra entre las fases "B" y "C" a tierra, falla debido a descarga electroatmosférica.
RE-082-17	230KV	Escuintla II	L.T Sidegua	CGT 87 @ 33.72 km	SI	80	Falla originada en la red de TRELEC.

Continuación de la tabla 6.

En informe No.	Voltaje (kV)	Subestación o Línea	Bahia	Señalización	79	Corriente C.C.	Motivo
RE-083-17	69KV	Guatemala Norte	L.T Guadalupe No.1	AGT, ZONE1 @ 5.29km	SI	2500	Falla originada en red de terceros.
RE-084-17	69KV	Escuintla 1	L.T Santa Ana	ZONE1 87 @ 3.16 km	SI	10000	Falla originada en la red de TRELEC.
RE-086-17	69KV	Guatemala Norte	L.T. Guatemala 6	AGT ZONE 1 @ 8.75 km	SI	2500	Falla de fase "A" a tierra, originada en red de terceros.
RE-086-17	69KV	Guatemala Norte	L.T Guatemala 3	ABCT ZONE1 @ 3.32 km	SI	2500	Falla Trifásica, originada en red de terceros.
RE-086-17	69KV	Guatemala Norte	L.T Guatemala 2	ABCT ZONE1 @ 5.43 km	SI	2500	Falla Trifásica, originada en red de terceros.
RE-087-17	69KV	Jocote	L.T Pantaleón	CG T, ZONE 1 @ 7.82 km	NO	2500	Falla entre la Fase "C" y tierra, debido a condiciones climáticas.
RE-087-17	69KV	Pantaleón	L.T Jocote	AG T, ZONE 1 @ 4.16 km	NO	1800	Se considera la falla por condiciones climáticas.
RE-088-17	69KV	Cocales	L.T Pantaleón	ABC T, TIME @ 31.67 km		1200	Sobre Corriente en red de terceros.
RE-088-17	69KV	Pantaleón	L.T Cocales	ABC, @ -3.94 km	NO	1200	Sobre Corriente en red de terceros.
RE-089-17	230KV	San Antonio	L.T La Vega	BG T, ZONE 1 87L @ 0.6 km	SI		Falla por descarga electroatmosférica
RE-089-17	230KV	La Vega	L.T San Antonio	BG T, ZONE 1 87L @ 7.2 km	SI	5000	
RE-090-17	69KV	Pantaleón	L.T Jocote	AG T, ZONE 1 @ 4.16 km	NO		Error de Comunicaciones
RE-091-17	138KV	Palin II	L.T Viento Blanco	AG T, 87L @ 0.80 km	NO		No existió falla
RE-091-17	138KV	Viento Blanco	L.T Palin	AG T, 87L @ 4.34 km	NO		Apertura de la Línea
RE-092-17	138KV	Palin II	L.T Viento Blanco	CG T, 87L @ 2.40 km	NO	5000	Caso fortuito
RE-092-17	138KV	Viento Blanco	L.T Palin II	CG T, 87L @ 2.55 km	NO		Apertura de Línea
RE-092-17	138KV	Palin II	L.T Viento Blanco	CG T, 87L @ 2.44 km	NO	5000	Caso fortuito
RE-092-17	138KV	Viento Blanco	L.T Palin II	CG T, 87L @ 2.58 km	NO		Apertura de Línea
RE-092-17	138KV	Viento Blanco	L.T Ortittlan	Ninguna	NO		No existió falla
RE-092-17	138KV	Ortittlan	L.T Viento Blanco	Ninguna	NO		
RE-096-17	69KV	Escuintla 1	L.T Jocote	AG T, ZONE1 @ 2.02 km	SI	10000	Una rama tocó la línea debido a los fuertes vientos

Continuación de la tabla 6.

En informe No.	Voltaje (kV)	Subestación o Línea	Bahia	Señalización	79	Corriente C.C.	Motivo
RE-096-17	69KV	Jocote	L.T Escuintla	AG T, ZONE2 @ 16.51 km	NO	10000	
RE-097-17	230KV	Escuintla 1	L.T Palo Gordo	CG T, ZONE2 @ 71.47 km	SI	1200	Falla debido a quema de caña debajo de la línea.
RE-097-17	230KV	Palo Gordo	L.T Escuintla 1	CG T, ZONE1 @ 20.88 km	NO	2500	
RE-098-17	69KV	Pantaleón	L.T Cocales	BGT, ZONE 1 @ 2.07 km	NO	2500	Falla debió a contacto de objeto con la línea.
RE-098-17	69KV	Cocales	L.T Pantaleón	AGT, ZONE1 @ 19.39km	NO	1200	Falla debió a contacto de objeto con la línea.
RE-100-17	230KV	Palo Gordo	L.T Los Brillantes	CGT, ZONE1 @ 11.69 km	SI	2500	Falla por derribo de árbol que toco las línea.
RE-100-17	230KV	Los Brillantes	L.T Palo Gordo	CGT, ZONE1 @ 16.79 km	SI	2500	
RE-101-17	69KV	Pantaleón	L.T Jocote	BGT, ZONE1 @ 3.38 km	NO	2500	Falla debido a quema de caña debajo de la línea.
RE-101-17	69KV	Jocote	L.T Pantaleón	AGT, ZONE1 @ 9.78 km	NO	2300	
RE-103-17	230KV	Palo Gordo	L.T Los Brillantes	CGT, ZONE1 @ 24.946 km	NO	2500	Falla debido a quema de caña debajo de la línea.
RE-103-17	230KV	Los Brillantes	L.T Palo Gordo	CGT, ZONE1 @ 3.320 km	NO	5000	
RE-107-17	69KV	Guatemala Sur	L.T Chimaltenango	AGT, ZONE1 @ 21.08 km	SI	2000	Falla por desplazamiento de objeto desplazado por fuertes vientos
RE-108-17	69KV	Escuintla	L.T Jocote	AGT, ZONE1 @ 9.08 km	SI	5000	Falla debido a descarga electroatmosférica.
RE-108-17	69KV	Jocote	L.T Escuintla	AGT, ZONE1 @ 5.92 km	SI	2500	Falla debido a descarga electroatmosférica.

Nota. Descripción de las fallas en sus líneas de transmisión en el año 2017. Elaboración propia, realizado con Excel.

Como se muestra en la columna de observaciones, las mismas indican que las fallas más recurrentes sería falla por una descarga electro atmosférica en las líneas que se presentan, si bien es cierto hay entes privados conectadas a ellas, pero las mismas sufren una descompensación en su sistema eléctrico, por lo cual se puede verse afectadas, es evidente que ante tal circunstancia no se puede pronosticar una falla como esta, más por las zonas donde están las líneas de transmisión y que son recurrentes las fallas.

Para el año 2018 se tiene el siguiente historial de fallas, las mismas se ven reflejados en el siguiente cuadro.

Tabla 7.

Historial de fallas año 2018

En informe No.	Voltaje (kV)	Subestación o Línea	Bahia	Señalización	79	Corriente C.C.	Motivo
RSP-001-18	69KV	Guatemala Norte	L.T Guatemala 3	CGT, ZONE1 @ 10.96 km	SI	2500	Falla debido a objeto desplazado hacía las líneas por fuertes vientos.
RSP-002-18	230KV	Palo Gordo	L.T Los Brillantes	CAT, ZONE2 @ 5.014 km	NO	2500	Falla debido a quema de caña debajo de la línea.
RSP-002-18	230KV	Los Brillantes	L.T Palo Gordo	CAT, ZONE1 @ 23.386 km	NO	2500	Falla debido a quema de caña debajo de la línea.
RSP-003-18	138KV	Viento Blanco	L.T Ortitlan	ABGT, ZONE2 @ 1.52 km	NO	5000	Falla debido a árbol que cayó sobre la línea.
RSP-003-18	138KV	Ortitlan	L.T Viendo Blanco	AGT, ZONE1 @ 6.76 km	NO	900	Falla debido a árbol que cayó sobre la línea.
RSP-004-18	230KV	La Vega II	L.T Moyuta	ABT, ZONE1 @ 25.4 Km	NO	2500	Falla ocurrida por un incendio debajo de la línea.
RSP-004-18	230KV	Moyuta	L.T La Vega II	BGT @ 108.33 Km	NO		Falla ocurrida por un incendio debajo de la línea.
RSP-005-18	230KV	Escuintla II	L.T Sidegua	CGT 87 @ -6.75 km	NO	150	La falla se originó en la red de TRELEC
RSP-006-18	138KV	Viento Blanco	L.T Ortitlan	ABT, ZONE1 @ 1.00 km	NO	5000	Falla se originó por los fuerte vientos que azotaban la zona
RSP-006-18	138KV	Ortitlan	L.T Viendo Blanco	ABT, ZONE2 @ 7.51 km	NO	500	
RSP-007-18	69KV	Guatemala Este	L.T Guadalupe No.3	AGT, ZONE1 @ 1.73km	SI	10000	La falla se originó en la red de TRELEC
RSP-009-18		Guatemala Sur	L.T Guadalupe No.2	BC T, ZONE1 @ 2.80km	NO	10000	La falla se originó en la red de TRELEC
RSP-010-18	230KV	Guatemala Sur	Reactor 230KV	Cierre			Equipo de cierre en cruce por cero no opera adecuadamente

Continuación de la tabla 7.

En informe No.	Voltaje (kV)	Subestación o Línea	Bahia	Señalización	79	Corriente C.C.	Motivo
RSP-011-18	230KV	Escuintla	L.T Trinidad	AGT 87 @ 2.34 km	NO	5000	Falla originada en la red Trinidad
RSP-013-18	230KV	Guatemala Norteme	L.T Tac-Tic II	CGT, ZONE1 @ 10.16 km	SI	5000	Falla ocurrida por un incendio debajo de la línea.
RSP-013-18	230KV	Tac-Tic	L.T Guate Norte II	CGT, ZONE2 @ 69.28 km	SI	2500	Falla ocurrida por un incendio debajo de la línea.
RSP-013-18	230KV	Guatemala Norte	L.T Tac-Tic II	CGT, ZONE1 @ 09.57 km	NO	2500	Falla ocurrida por un incendio debajo de la línea.
RSP-013-18	230KV	Tac-Tic	L.T Guate Norte II	CGT, ZONE2 @ 65.18 km	NO	2500	Falla ocurrida por un incendio debajo de la línea.
RSP-014-18	230KV	Escuintla II	L.T Guatemala Sur I	CGT, ZONE1 @ 21.54 km	NO	5000	Falla por vencimiento de empalme.
RSP-014-18	230KV	Guatemala Sur	L.T Escuintla I	CGT, ZONE2 @ 29.56 km	NO	2500	
RSP-016-18	230KV	Guatemala Norte	L.T Tac-Tic II	CAT, ZONE1 @ 8.55 km	NO	5000	Falla ocurrida por un incendio debajo de la línea.
RSP-016-18	230KV	Tac-Tic	L.T Guate Norte II	CAT, ZONE2 @ 65.81 km	NO	2500	Falla ocurrida por un incendio debajo de la línea.
RSP-016-18	230KV	Guatemala Norte	L.T Tac-Tic I	CAT, ZONE1 @ 8.84 km	NO	5000	Falla ocurrida por un incendio debajo de la línea.
RSP-016-18	230KV	Tac-Tic	L.T Guate Norte I	CAT, ZONE2 @ 65.15 km	NO	2500	Falla ocurrida por un incendio debajo de la línea.
RSP-017-18	69KV	Guatemala Norte	L.T Guatemala 6	AGT, ZONE1 @ 16.57 km	SI	2500	Falla originada en red de terceros.
RSP-017-18	69KV	Guatemala Norte	L.T Guatemala 6	AGT, ZONE1 @ 16.60 km	SI	2500	Falla originada en red de terceros.
RSP-017-18	69KV	Guatemala Norte	L.T Guatemala 6	AGT, ZONE1 @ 16.64 km	NO	2500	Falla originada en red de terceros.
RSP-018-18	230KV	Guatemala Sur	L.T Escuintla II	BCT, ZONE1 @ 29.79 km	NO	5000	Falla ocurrida por un incendio debajo de la línea.
RSP-018-18	230KV	Escuintla II	L.T Guatemala Sur	BCT, ZONE1 @ 12.69 km	NO	5000	Falla ocurrida por un incendio debajo de la línea.
RSP-019-18	69KV	Guatemala Sur	L.T Guadalupe II	TRIP 51 A B C	NO	516	Falla por sobrecarga, debido a la forma que operaba el Sistema Nacional Interconectado.
RSP-020-18							
RSP-021-18	230KV	Escuintla I	Barra 230KV	87BTR	NO	2000	Falla provocando por inyección de corrientes secundarias.
RSP-022-18	230KV	Escuintla I	L.T San Joaquín	Ninguna			El interruptor no cuenta con arreglo de discordancia de polos.
RSP-023-18	230KV	Escuintla I	L.T Palo Gordo	CGT, ZONE2 @ 73.02 km	NO	1800	Falla debido a quema de caña debajo de la línea.

Continuación de la tabla 7.

En informe No.	Voltaje (kV)	Subestación o Línea	Bahia	Señalización	79	Corriente C.C.	Motivo
RSP-023-18	230KV	Palo Gordo	L.T Escuintla	CGT, ZONE1 @ 23.68 km	NO		Falla debido a quema de caña debajo de la línea.
RSP-023-18	230KV	Escuintla I	L.T Palo Gordo	CGT, ZONE2 @ 79.10 km	NO	1800	Falla debido a quema de caña debajo de la línea.
RSP-023-18	230KV	Palo Gordo	L.T Escuintla	CGT, ZONE1 @ 29.46 km	NO		Falla debido a quema de caña debajo de la línea.
RSP-024-18	230KV	Escuintla	Pacifico	ECS	NO	895	Falla debido a sobre cargar en la línea.
RSP-025-18	69KV	Guatemala Norte	L.T Sanarate	CGT, ZONE1 @ 25.21 km	NO	1000	Falla por contacto de objeto desconocido con la línea.
RSP-027-18	230KV	Chixoy II	L.T Quixal (Circuito I)	TRIP			No existió falla
RSP-027-18	69KV	Escuintla	L.T Lirios	BCGT, ZONE1 @ 8.35 km	NO	5000	Falla en red de terceros.
RSP-028-18	230KV	La Vega II	L.T Moyuta	AGT, ZONE1 @ 20.6 Km	SI	2500	Falla ocurrida por un incendio debajo de la línea.
RSP-028-18	230KV	Moyuta	L.T La Vega II	AGT ZONE1 @ 37.02 Km	NO	5000	Falla ocurrida por un incendio debajo de la línea.
RSP-029-18	230KV	Escuintla I	L.T Palo Gordo	CGT, ZONE2 @ 74.90 km	SI	2500	Falla ocasionada por perdida de rigidez dieléctrica en el aislamiento, a causa de aves que defecan sobre el aislamiento.
RSP-029-18	230KV	Palo Gordo	L.T Escuintla	CGT, ZONE1 @ 26.82 km	SI	1000	Falla ocasionada por objeto desplazado hacia la línea por fuertes vientos.
RSP-030-18	69KV	Escuintla	L.T Escuintla	AG T, Z2 @ 11.92 km	NO	1500	Falla ocasionada por la caída de un árbol sobre las líneas.
RSP-030-18	69KV	Jocote	L.T Jocote	AG T, Z1 @ 4.07 km	NO	2000	Falla ocasionada por la caída de un árbol sobre las líneas.
RSP31-18							
RSP-032-18	69kV	Escuintla I	L.T Trinidad	CGT, ZONE1 @ 11.72 km	NO	2500	Falla ocasionada por la caída de un árbol sobre las líneas.
RSP-033-18	230KV	Moyuta	L.T Ahuachapán	Ninguna		no hay oscilografía	No existió falla
RSP-033-18	230KV	Moyuta	L.T Ahuachapán	Ninguna		no hay oscilografía	No existió falla
RSP-033-18	230KV	Moyuta	L.T Ahuachapán	Ninguna		no hay oscilografía	No existió falla
RSP-034-18	69KV	Pantaleón	L.T Jocote	AG T, Z2 @ 11.92 km	NO	2500	Falla ocasionada por la caída de un árbol sobre las líneas.
RSP-034-18	69KV	Jocote	L.T Pantaleón	BG T, Z1 @ 4.07 km	NO	2000	Falla ocasionada por la caída de un árbol sobre las líneas.
RSP-035-18	69KV	Guatemala Sur	L.T Eggsa No.1	ABG T, ZONE2 @ 31.40km	NO	1200	Falla originada en la red de TRELEC.
RSP-035-18	69KV	Guatemala Sur	L.T Eggsa No.2	ABG T, ZONE2 @ 29.46km	NO	1200	Falla originada en la red de TRELEC.
RSP-036-18	230/138 KV	Escuintla I	B.T No.1 230/138KV	TRIP 5			Falla originada por un reptil en los bornes del relé Buccholz

Continuación de la tabla 7.

En informe No.	Voltaje (kV)	Subestación o Línea	Bahía	Señalización	79	Corriente C.C.	Motivo
RSP-037-18	230KV	Guatemala Norte	L.T Tactic II 230KV	CGT, ZONE1 @ 11.02km	NO	2500	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-037-18	230KV	Tac-Tic	L.T Guate Norte 230KV	CGT, ZONE2 @ 64.31km	NO	5000	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-038-18	138KV	Guatemala Sur	Bco. Transf. No.4	TRIP 51 A W2	NO		No existió falla
RSP-038-18	138kV	Escuintla	L.T Jurun Marinala	AGT ZONE1 @ 2.60km	NO	5000	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-038-18	138KV	Jurun Marinala	L.T Escuintla	ABT ZONE1 @ 9.99km	NO	2500	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-038-18	138KV	Palin II	Planta Palin	Disparo Transferido de Planta Palin.	NO		Disparo Transferido de la Planta Palin.
RSP-039-18							
RSP-040-18	69KV	Guatemala Sur	Guadalupe 2	AGT, ZONE1 @ 4.76 km	NO	5000	Falla ocurrida en la red de TRELEC.
RSP-040-18	69KV	Guatemala Sur	Guadalupe 2	AB, 51P1, 512A	NO	500	Falla ocurrida por sobrecarga en el Sistema Nacional Interconectado.
RSP-041-18							
RSP-042-18	69KV	Guatemala Sur	L.T Eegga I	AGT ZONE3 @ 65.88km	NO	500	Falla en la red de TRELEC
RSP-042-18	69KV		L.T Eegga II	AGT ZONE3 @ 69.93km	NO	1000	Falla en la red de TRELEC
RSP-042-18	69KV		L.T Eega III	AGT ZONE3 @ 75.63km	NO	1000	Falla en la red de TRELEC
RSP-042-18	69KV		L.T Chimaltenango	TIME 51 TRIP	NO	250	Falla en la red de TRELEC
RSP-043-18	230KV	Tactic	L.T Chixoy II (Circuito2)	ABT, ZONE1 @ 0.62 km	NO	5000	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-043-18		Chixoy II	L.T Tactic (Circuito 2)	ABT, ZONE2 @ 42.46 km	NO	5000	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-044-18							
RSP-045-18	138KV	Escuintla I	L.T Jurún Marinalá	BGT, ZONE1 @ 11.05 km	NO	5000	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-045-18	138KV	Jurún Marinalá	L.T Escuintla I	BGT, ZONE1 @ 1.43 km	NO	5000	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-46-18	230KV	Escuintla I	L.T San Joaquín	ABT, ZONE1 @ 1.43 km	NO	10000	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-046-18	230KV	San Joaquín	L.T Escuintla I	ABT, ZONE2 @ 4.05 km	NO	10000	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-047-18	230KV	Escuintla I	L.T Costa Sur	AGT, ZONE1 @ 11.56 km	NO	5000	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-047-18	230KV	Costa Sur	L.T Escuintla I	AGT, ZONE1 @ 7.39 km	NO	2000	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-48-18	69KV	Guatemala Norte	Guatemala VI 69KV	AB, ER 51P	NO	7235	Falla en red de TRELEC.

Continuación de la tabla 7.

En informe No.	Voltaje (kV)	Subestación o Línea	Bahia	Señalización	79	Corriente C.C.	Motivo
RSP-48-18	69KV	Guatemala Norte	Guatemala VI 69KV	BC T, INST Zone 1 @ 4.80km	NO	5000	Falla en red de TRELEC.
RSP-48-18	69KV	Guatemala Norte	Guatemala VI 69KV	AB, ER 51P	NO	1000	Falla en red de TRELEC.
RSP-48-18	69KV	Guatemala Norte	Guatemala VI 69KV	CG T, INST Zone 1 @ 4.16km	NO	5000	Falla en red de TRELEC.
RSP-049-18	230KV	Escuintla I	Guatemala Sur	Ninguna	NO		Perdida de propiedades conductivas del cable
RSP-050-18	138KV	Escuintla I	L.T Jurún Marinalá	BGT, ZONE1 @ 4.80 km	NO	5000	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-050-18	138KV	Jurún Marinalá	L.T Escuintla I	BGT, ZONE1 @ 7.49 km	NO	25000	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-051-18	138KV	Guate Sur	L.T Palín 2	CGT, ZONE1 @ 12.78 km	NO	2500	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-051-18	138KV	Palí2	L.T Guatemala Sur	CGT, ZONE1 @ 8.31 km	NO	2500	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-052-18	138KV	Guate Sur	L.T Jurún Marinalá	AGT, ZONE1 @ 21.11 km	NO	5000	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-052-18	138KV	Jurún Marinalá	L.T Guate Sur	AGT, ZONE1 @ 2.61 km	NO	5000	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-053-18	138KV	Escuintla I	L.T Jurún Marinalá	BGT, ZONE1 @ 5.77 km	NO	5000	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-053-18	138KV	Escuintla I	L.T Jurún Marinalá	BGT, ZONE1 @ 5.66 km	NO	5000	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-053-18	138KV	Jurún Marinalá	L.T Escuintla I	BGT, ZONE1 @ 6.50 km	NO	2500	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-053-18	138KV	Jurún Marinalá	L.T Escuintla I	BGT, ZONE1 @ 6.26 km	NO	2500	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-054-18	230KV	Guate Norte	L.T Guate Este	BCGT, ZONE1 @ 1.63 km	NO	5000	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-054-18	230KV	Guate Este	L.T Guate Norte	BCGT, ZONE2 @ 16.75 km	NO	5000	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-055-18	69KV	Guate Norte	Guatemala 6	ABGT, ZONE1 @ 1.15 km	NO	10000	Falla originada en red de terceros.
RSP-056-18	69kV	Guate Sur	Guadalupe 1	AGT, ZONE1 @ 1.18 km	NO	10000	Falla originada en red de terceros.
RSP-057-18	69KV	Guate Sur	Guadalupe2	AGT, ZONE1 @ 0.85 km	NO	10000	Falla originada en red de terceros.
RSP-058-18	138KV	Escuintla I	L.T Jurún Marinalá	CGT, ZONE1 @ 7.67 km	NO	5000	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-059-18	230kv	Guate Norte	L.T Guate Este	CGT, ZONE1 @ 7.16 km	SI	5000	Árbol que cayó sobre la línea.
RSP-059-18	230kv	Guate Este	L.T Guate Norte	BCGT, ZONE2 @ 16.75 km	SI	5000	Árbol que cayó sobre la línea.
RSP-060-18	69KV	Guatemala Sur	EEGSA No.1 69KV	BG T, INST ZONE 1 @3.61km	NO	5000	Falla ocasionada por personal de terceros.
RSP-061-18	138KV	Guate Sur	L.T Jurún Marinalá	AGT, ZONE1 @ 24.60 km		1000	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-061-18	138KV	Guate Sur	L.T Jurún Marinalá	BCGT, ZONE1 @ 35.65 km		1000	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica

Continuación de la tabla 7.

En informe No.	Voltaje (kV)	Subestación o Línea	Bahia	Señalización	79	Corriente C.C.	Motivo
RSP-061-18	138KV	Jurún Marinalá	L.T Guate Sur	AGT, ZONE1 @ 4.96 km		5000	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-061-18	138KV	Jurún Marinalá	L.T Guate Sur	BGT, ZONE1 @ 0.48 km		5000	
RSP-062-18	138KV	Palín II	L.T Viendo Blanco	AGT, ZONA 1 @ 4.38 km	NO	5000	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-062-18	138KV	Viento Blanco	L.T Palín	AGT, ZONA 1 @ 0.71 km	NO	1000	
RSP-062-18	138KV	Viento Blanco	L.T Ortitlan	Ninguna	NO		Sin Falla
RSP-062-18	138KV	Ortitlan	L.T Viendo Blanco	Ninguna	NO		Sin Falla
RSP-063-18	69KV	Escuintla I	Modelo	BGT, ZONE1 @ 14.74 km	SI	5000	Falla se originó en red de TRELEC.
RSP-064-18	69KV	Escuintla I	Santa Ana	BGT, ZONE2 @ 7.31 km	NO	2500	Falla se originó en red de TRELEC.
RSP-065-18	138KV	Escuintla I	L.T Jurún Marinalá	BGT, ZONE1 @ 6.28 km	NO	5,000	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-065-18	138KV	Escuintla I	L.T Jurún Marinalá	AGT, ZONE1 @ 4.03 km	NO	5000	
RSP-065-18	138KV	Jurún Marinalá	L.T Escuintla I	BGT, ZONE1 @ 5.08 km	NO	2500	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-065-18	138KV	Jurún Marinalá	L.T Escuintla I	AGT, ZONE1 @ 8.32 km	NO	2500	
RSP-066-18	69KV	Escuintla I	Trinidad	ABGT, ZONE1 @ 1.10 km	NO	10000	Falla originad en red de terceros.
RSP-067-18	68KV	Escuintla I	L.T El Jocote	BCT, ZONE1 @ 10.13 km	SI	5000	La Falla se debió a la caída de un árbol sobre la línea.
RSP-067-18	68KV	El Jocote	L.T Escuintla 1	BCT, ZONE1 @ 3.17 km	NO	1000	
RSP-068-18	138KV	Viento Blanco	L.T Ortitlan	CGT ZONE1 87 @ 2.35km	NO	6000	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-068-18	138KV	Ortitlan	L.T Viendo Blanco	CGT ZONE1 87	NO		
RSP-069-18	138KV	Guate Sur	L.T Jurún Marinalá	AGT, ZONE2 @ 26.73 km	NO	1000	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-069-18	138KV	Jurún Marinalá	L.T Guate Sur	AGT, ZONE1 @ 2.03 km	NO	5000	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-070-18							
RSP-071-18	230KV	Quixal	Circuito 1 L.T Chixoy II	BGT ZONE1 87 @ -5.11km	SI	2500	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-071-18	230KV	Chixoy II	Circuito 1 L.T Quixal	BGT ZONE1 87 @ -13.0km	SI	2500	
RSP-071-18	230KV	Quixal	Circuito 2 L.T Chixoy II	BGT ZONE2 @ 6.23km	NO	2500	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-071-18	230KV	Chixoy II	Circuito 2 L.T Quixal	BGT ZONE2 @ 1.47km	NO	5000	
RSP-072-18	230KV	San Antonio Eólico	L.T La Vega II	BGT87L @ 0.5 km	NO		Falla ocasionada por descarga electroatmosférica

Continuación de la tabla 7.

En informe No.	Voltaje (kV)	Subestación o Línea	Bahia	Señalización	79	Corriente C.C.	Motivo
RSP-072-18	230KV	La Vega II	L.T San Antonio Eólico	BGT87L @ 7.2 km	NO		
RSP-073-18	230KV	Escuintla I	L.T Sidegua	CGT.87 @ 2.72 km	NO	5000	Falla originada en red de terceros.
RSP-074-18	69KV	Escuintla I	Trinidad	TRIP, SV2T		no hay oscilografía	Apertura de Interruptor
RSP-075-18	230KV	Aguacapa	L.T Pacifico	BGTZONA 2 @ 45.51 km	NO	5000	Falla ocasionada al impacto de una rama sobre la línea
RSP-076-18	230/69KV	Escuintla II	Transfosur 230/69KV	TRIP, 87			Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-077-18	69KV	Escuintla I	L.T Trinidad	BCGT, ZONE1 @ 2.20 km	NO	10000	Falla debido a objeto desplazado hacia las líneas por fuertes vientos.
RSP-078-18	13.8KV	Quetzaltenango	Transformador 69/13.8KV	Trip	NO		Falla originada por fatiga prematura de aislamiento de bushing
RSP-078-18	13.8KV	La Esperanza	L.T Quetzaltenango	CGT @ 4.9km	NO	5000	
RSP-078-18	138KV	Escuintla I	L.T Jurún Marinalá	BG T, ZONE1 @ 5.13 km	NO	5562	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-078-18	138KV	Jurún Marinalá	L.T Escuintla I	BG T, ZONE1 @ 7.18 km	NO	2500	
RSP-079-18	69KV	Escuintla I	L.T El Jocote	BC T, Z2 @ 11.81 km	NO	2500	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-079-18	69KV	El Jocote	L.T Escuintla I	BC T, TRIP ZONE 1 @ 1.35 km	NO	1200	
RSP-083-18	230KV	Guate Norte	L.T Tac Tic (Circuito 1)	ABGT, ZONE1 @ 46.97 km	NO	2500	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-083-18	230KV	Guate Norte	L.T Tac Tic (Circuito 2)	ABGT, ZONE1 @ 48.27 km	NO	2500	
RSP-083-18	230KV	Tac Tic	L.T Guate norte (Circuito 1)	ABGT, ZONE1 @ 28.86 km	NO	2500	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-083-18	230KV	Tac Tic	L.T Guate norte (Circuito 2)	ABGT, ZONE1 @ 30.20 km	NO	2500	
RSP-084-18	230KV	Guate Norte	L.T Tac Tic (Circuito2)	ABGT, ZONE1 @ 48.27 km	NO	2500	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-085-18		Tac Tic	L.T Guate Norte (Circuito2)	ABGT, ZONE1 @ 30.20 km	NO	2500	
RSP-086-18							
RSP-087-18	138KV	Palin II	L.T Jurún Marinalá	CGT, ZONE1 @ 3.33 km	NO	2500	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-088-18	230KV	Cocales	L.T Pantaleón	AGT Z1 @ 4.86km	SI	1000	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica

Continuación de la tabla 7.

En informe No.	Voltaje (kV)	Subestación o Línea	Bahía	Señalización	79	Corriente C.C.	Motivo
RSP-088-18	230KV	Pantaleón	L.T Cocales	BGT Z1 @ 16.97km	SI	1000	
RSP-088-18	230KV	Cocales	L.T Pantaleón	BGT Z1 @ 5.52km	SI	1500	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-088-18	230KV	Pantaleón	L.T Cocales	CGT Z1 @ 14.89km	SI	1800	
RSP-088-18	230KV	Cocales	L.T Pantaleón	ABGT Z1 @ 4.58km	SI	2000	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-088-18	230KV	Pantaleón	L.T Cocales	BCGT Z2 @ 21.33km	SI	200	
RSP-089-18	230KV	Escuintla I	L.T Palo Gordo	CGT, ZONA1 @ 46.92 km	SI	2500	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
		Palo Gordo	L.T Escuintla	CGT, ZONE1 @ 24.69 km	SI	2500	
RSP-090-18							
RSP-091-18	230KV	Escuintla	L.T San Joaquín	BCT @ 6.13km	NO	550	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-091-18	230KV	L.T Pacifico	L.T San Joaquín	Ninguna	NO	550	
RSP-092-18							
RSP-093-18	69KV	Cocales	L.T Pantaleón	CAG ZONA2 @ 19.63km	NO	2500	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-093-18	69KV	Pantaleón	L.T Cocales	CAG ZONA1 @ 2.66km	NO	2500	
RSP-094-18	168KV	Escuintla 1	L.T El Jocote	ABCT, ZONE1 @ 7.07 km	SI	5000	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-094-18	168KV	El Jocote	L.T Escuintla 1	ABCT, ZONE1 @ 6.48 km	NO	1000	
RSP-095-18	69KV	Cocales	L.T Pantaleón	BGT ZONA1 @ 3.75km	SI	2000	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-095-18	69KV	Pantaleón	L.T Cocales	CGT ZONA1 @ 17.22km	SI	2500	
RSP-095-18	69KV	Cocales	L.T Pantaleón	ABGT ZONA1 @ 1.66km	SI	2500	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-095-18	69KV	Pantaleón	L.T Cocales	BCGT ZONA2 @ 24.66km	SI	1000	
RSP-095-18	69KV	Cocales	L.T Pantaleón	CAGT ZONA1 @ 2.90km	SI	1200	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-095-18	69KV	Pantaleón	L.T Cocales	ABGT ZONA2 @ 21.77km	SI	1500	
RSP-096-18	138KV	Palín II	L.T Viendo Blanco	CGT, ZONA 4 @ 3.46 km	NO	5000	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-096-18	138KV	Viento Blanco	L.T Palín	CGT, ZONA 1 @ 1.81 km	NO	1000	
RSP-097-18							
RSP-101-18	69KV	Escuintla I	L.T El Jocote	AGT, ZONE1 @ 2.41 km	SI	10000	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-101-18	69KV	El Jocote	L.T Escuintla I	AGT, ZONE1 @ 7.91 km	SI	10000	

Continuación de la tabla 7.

En informe No.	Voltaje (kV)	Subestación o Línea	Bahia	Señalización	79	Corriente C.C.	Motivo
RSP-101-18	69KV	Escuintla I	L.T El Jocote	CAGT, ZONE1 @ 1.80 km	NO	1000	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-101-18	69KV	El Jocote	L.T Escuintla I	CAGT, ZONE2 @ 13.34 km	NO	1000	
RSP-102-18	138KV	Escuintla I	L.T Jurún Marinalá	AGT, ZONE1 @ 9.57 km	NO	5000	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-102-18	138KV	Jurún Marinalá	L.T Escuintla 1	AGT, ZONE1 @ 2.93 km	NO	5000	
RSP-102-18	138KV	Escuintla I	L.T Jurún Marinalá	AGT, ZONE1 @ 7.41 km	NO	5000	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-102-18	138KV	Jurún Marinalá	L.T Escuintla I	AGT, ZONE1 @ 5.03 km	NO	5000	
RSP-104-18	69KV	Cocales	L.T Pantaleón	CGT ZONA1 @ 1.31km	SI	2500	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-104-18	69KV	Pantaleón	L.T Cocales	AGT ZONA1 @ 20.15km	SI	1000	
RSP-105-18	69KV	Cocales	L.T Pantaleón	AGT ZONA1 @ 7.77km	SI		Falla por condiciones Climáticas
	69KV	Pantaleón	L.T Cocales	BGT ZONA1 @ 13.25km	SI		Falla por condiciones Climáticas
RSP-106-18	138KV	Palin II	L.T Planta Palín	Trip DT DE PLANTA	NO	10	Falla originada en red de terceros.
RSP-107-18	230KV	Escuintla II	L.T Sidegua	CAT, TIME 50_51 @ 315.64 km	NO	2000	Falla originada en red de terceros.
RSP-108-18	69KV	Escuintla I	Santa Ana	ABGT, ZONE1 @ 2.69 km	SI	10000	La falla se originó en la red de TRELEC
RSP-109-18	230KV	Escuintla II	L.T PQP	CGT, ZONA 1 @ 38.61 km	NO	2500	Falla originada en red de terceros.
RSP-109-18	230KV	Escuintla II	L.T PQP	AGT, ZONA 1 @ 38.03 km	NO	2500	Falla originada en red de terceros.
RSP-110-18	69KV	Pantaleón	L.T Cocales	ABCT ZONA1 @ 3.48km	NO	2500	Fallas por condiciones Climáticas
RSP-110-18	69KV	Pantaleón	L.T Cocales	BGT ZONA1 @ 7.60km	NO	2000	Fallas por condiciones Climáticas
RSP-114-18	138KV	Palin II	L.T Jurún Marinalá	CGT, ZONE1 @ 3.31 km	NO	2500	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-114-18	168KV	Jurún Marinalá	L.T Palin II	CGT, ZONE1 @ 3.62 km	NO	5000	
RSP-115-18	138KV	Guate Sur	L.T Jurún Marinalá	AG, ZONE1 @ 26.55 km	NO	2500	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-115-18	138KV	Jurún Marinalá	L.T Guate Sur	AG, ZONE1 @ 0.63 km	NO	5000	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-116-18	69KV	Pantaleón	L.T Cocales	ABGT ZONA1 @ 20.25km	NO	1000	Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-117-18	230KV	Escuintla II	L.T PQP	CGT, ZONA 1 @ 40.02 km	NO	2500	Falla originada en red de terceros.
RSP-118-18	69KV	Escuintla I	L.T El Jocote	CAT, ZONE2 @ 11.91 km	NO	5000	Falla debido a árbol que cayó sobre la línea.
RSP-118-18	69KV	El Jocote	L.T Escuintla I	CAT, ZONE1 @ 1.32 km	NO	2500	Falla debido a árbol que cayó sobre la línea.
RSP-119-18	69KV	Escuintla I	L.T El Jocote	CAT, ZONE2 @ 11.92 km	NO	5000	Falla ocasionada al impacto de una rama sobre la línea

Continuación de la tabla 7.

En informe No.	Voltaje (kV)	Subestación o Línea	Bahía	Señalización	79	Corriente C.C.	Motivo
RSP-119-18	69KV	El Jocote	L.T Escuintla I	CAT, ZONE1 @ 1.34 km	NO	2000	Falla ocasionada al impacto de una rama sobre la línea
RSP-121-18	69KV	Guatemala Este	L.T Guadalupe No.4	TRIP 87		200	Falla por mala conexión
RSP-121-18	69KV	Guatemala Este	L.T Guadalupe No.24	TRIP 87		200	Falla por mala conexión
RSP-121-18	69KV	Guatemala Este	Bco. Transf. No.1	TRIP 51W2			Falla por mala conexión
RSP-121-18	69KV	Guatemala Este	Bco. Transf. No.2	TRIP 51W2			Falla por mala conexión
RSP-123-18	69KV	Guatemala Este	Bco. Cap. No.3	AGT INST 50		25000	Falla ocasionada por sometimiento de esfuerzo dieléctrico en las celdas.
RSP-124-18	69KV	Guatemala Norte	Línea Guadalupe 1	Ninguna			Falla debido a sobrecarga a consecuencia de pérdida de generación en Panamá
RSP-124-18	69KV	Guatemala Norte	Línea Guadalupe 2	Ninguna			
RSP-124-18	69KV	Guatemala Este	Línea Guadalupe 1	Ninguna			
RSP-124-18	69KV	Guatemala Este	Línea Guadalupe 2	Ninguna			
RSP-124-18	69KV	Guatemala Sur	Línea Guadalupe 3	Ninguna			
RSP-124-18	69KV	Guatemala Sur	Línea Guadalupe 2	Ninguna			
RSP-125-18	69KV KV	Escuintla I	L.T El Jocote	ABCT, ZONE1 @ 7.07 km	SI		Falla ocasionada por descarga electroatmosférica
RSP-125-18	69KV	El Jocote	L.T Escuintla I	ABCT, ZONE1 @ 6.48 km	NO	5000	

Nota. Descripción de las fallas en sus líneas de transmisión en el año 2018. Elaboración propia, realizado con Excel.

Como se muestra en la columna de observaciones, las mismas indican que las fallas más recurrentes sería falla por una descarga electro atmosférica en las líneas que se presentan, pero las mismas sufren una descompensación en su sistema eléctrico, por lo cual se puede verse afectadas, es evidente que ante tal circunstancia no se puede pronosticar una falla como esta, más por las zonas donde están las líneas de transmisión y que se observan que son recurrentes las fallas.

Para el año 2019 se tiene el siguiente historial de fallas, las mismas se ven reflejados en la siguiente tabla.

Tabla 8.

Historial de fallas año 2019

En informe No.	Voltaje (kV)	Subestación o Línea	Bahía	Señalización	79	Corriente C.C.	Motivo
RSP-001-19	230KV	Siquinalá	L.T Palo Gordo	CGT, ZONE1 @ 2.13 km	NO	10000	Quema de caña debajo de la línea.
RSP-001-19	230KV	Palo Gordo	L.T Siquinalá	CGT, ZONE1 @ 43.42 km	NO	2000	Quema de caña debajo de la línea.
RSP-001-19	230KV	Siquinalá	L.T Palo Gordo	CGT, ZONE1 @ 1.97 km	NO	5000	Quema de caña debajo de la línea.
RSP-001-19	230KV	Palo Gordo	L.T Siquinalá	CGT, ZONE1 @ 42.57 km	NO	2000	Quema de caña debajo de la línea.
RSP-002-19	69KV	Escuintla I	L.T Trinidad	AGT, ZONE1 @ 5.57 km	NO	5000	Falla originada en red de terceros.
RSP-002-19	69KV	Escuintla I	L.T Trinidad	ABGT, ZONE1 @ 8.08 km	NO	5000	Falla originada en red de terceros.
RSP-003-19	138KV	Palín II	L.T Viento Blanco	CGT, 87L @ 6.16 km	NO	1000	Contacto de objeto con la línea.
RSP-003-19	138KV	Viento Blanco	L.T Palín	CGT, 87L @ 6.16 km	NO	500	Contacto de objeto con la línea.
RSP-004-19	69KV	Guate Este	Guadalupe 3	AGT, ZONE1 @ 4.95 km	NO	5000	Falla originada en red de terceros.
RSP-005-19	230KV	Escuintla I	L.T Siquinalá	BGT, 67NT @ 280.98 km	NO	2500	Desbalance en la línea
RSP-005-19	230KV	Siquinalá	L.T Escuintla I	No se tienen registros	NO		Desbalance en la línea
RSP-006-19	230KV	La Vega 2	L.T San Antonio	BG, 67N	NO		Disparo Externo
RSP-006-19	230KV	La Vega 2	L.T San Antonio	BG, 67N	NO		Disparo Externo
RSP-007-19	69KV	Guate Norte	Guatemala 2	CGT, ZONE1 @ 1.58 km	NO	5000	Falla originada en red de terceros.
RSP-08-19	69KV	Guate Norte	Guatemala 3	AGT, ZONE1 @ 4.18 km	NO	5000	Falla originada en red de terceros.
RSP-009-19	230KV	Palo Gordo	L.T Siquinalá	CGT, ZONE4 @ 86.65 km	NO	200	Desbalance en la línea
RSP-009-19	230KV	Siquinalá	L.T Palo Gordo	CGT, ZONE4 @ -316.89 km	NO	1000	Desbalance en la línea
RSP-010-19	230KV		L.T Siquinalá	AG @ -0.65 km	NO	5000	Falla ocasionada por nido de avén en la línea.
RSP-010-19	230KV	Escuintla I	L.T Palmas I	Ninguna	NO	5000	
RSP-010-19	230KV		L.T Palmas II	Ninguna	NO	1000	Falla ocasionada por nido de avén en la línea.
RSP-010-19	230KV		L.T Guate Sur	Ninguna	NO	1000	
RSP-011-19	230KV	Guate Sur	L.T Alborada	BCT, ZONE1 @ 32.38 km	NO	5000	Quema de caña debajo de la línea.
RSP-011-19	230KV	Alborada	L.T Guate Sur	BCT, ZONE1 @ 9.99 km	NO	10000	Quema de caña debajo de la línea.

Continuación de la tabla 8.

En informe No.	Voltaje (kV)	Subestación o Línea	Bahía	Señalización	79	Corriente C.C.	Motivo
RSP-014-19	230KV	Moyuta	L.T La Vega II	BGT, ZONE1 @ 35.90 km	SI	2500	Falla debido a incendio debajo de la línea.
RSP-014-19	230KV	La Vega	L.T Moyuta	BGT, ZONE1 @ 27. 6km	NO	6000	
RSP-015-19	230KV	Palo Gordo	L.T Siquinala	CGT , ZONE2 @ 57.57 km	SI	2000	Desbalance de corriente en instalaciones de otros agentes
RSP-015-19	230KV	Siquinala	L.T Palo Gordo	CGT , ZONE1 @	SI	2000	
RSP-016-19	230KV	Tactic	L.T Chixoy II (Circuito 2)	ABT , ZONE1 @ 0.62 km	NO	2500	Falla ocasionada por un árbol que cayó sobre la línea
RSP-016-19	230KV	Chixoy II	L.T Tactic (Circuito 2)	ABT , ZONE2 @ 42.46 km	NO		
RSP-017-19	69KV	Escuintla I	L.T Jocote	ABC T ZONE2 @ 10.83km	NO	5000	Falla ocasionada por tercer al cortar caña de azúcar
RSP-017-19	69KV	Jocote	L.T Escuintla I	BC T ZONE1 @ 1.38km	NO	5000	
RSP-021-19	69KV	Guatemala Este	Guadalupe 3	AGT, ZONE1 @ 0.37 km	NO	10000	Falla originada en la red de TRELEC.
RSP-022-19	69KV	Guatemala Norte	Guadalupe 1	Ninguna	NO	No aplica	Disparo Transferido
RSP-022-19	69KV	Guatemala Norte	Guadalupe 2	Ninguna	NO	No aplica	Disparo Transferido
RSP-022-19	69KV	Guatemala Norte	Guadalupe 6	Ninguna	NO	No aplica	Disparo Transferido
RSP-023-19	69KV	Escuintla I	L.T El Jocote	ABCT, ZONE1 @ 2.82 km	SI	10000	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-023-19	69KV	El Jocote	L.T Escuintla I	ABCT, ZONE1 @ 9.03 km	NO	2500	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-024-19	69KV	Cocales	L.T Pantaleón	CAGT ZONA1 @ 4.37km	SI	2500	Falla debía a tormenta en la zona.
RSP-024-19	69KV	Pantaleón	L.T Cocales	ABGT ZONA1 @ 19.77km	SI	2500	Falla debía a tormenta en la zona.
RSP-025-19	69KV	Guate Este	Guadalupe I	ABGT, ZONE1 @ 6.47 km	SI	5000	Falla originada en red de terceros.
RSP-029-19	69KV	Guate Norte	Guatemala 2	AGT, ZONE1 @ 17.20 km	NO	1200	Falla originada en red de terceros.
RSP-030-19	138KV	Guate Sur	L.T Jurún Marinalá	AG, ZONE1 @ 24.18 km	NO	2000	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-030-19	138KV	Jurún Marinalá	L.T Guate Sur	AGT, ZONE1 @ 5.01 km	NO	5000	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-032-19	69KV	Cocales	L.T Pantaleón	ABCT ZONA2 @ 21.26km	NO	2000	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-032-19	69KV	Pantaleón	L.T Cocales	ABCT ZONA1 @ 3.35km	NO	2500	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-032-19	69KV	Cocales	L.T Pantaleón	CAT ZONA1 @ 48.45km	SI	2000	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-032-19	69KV	Pantaleón	L.T Cocales	ABCT ZONA1 @ 19.16km	NO	2000	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-033-19	69KV	Escuintla I	L.T Modelo 69KV	BGT, ZONE1 @ 7.15 km	SI	5000	Falla originada en red de terceros.
RSP-034-19	69KV	Escuintla I	L.T Trinidad	ABCT, ZONE1 @ 11.25 km	NO	5000	Falla originada en red de terceros.

Continuación de la tabla 8.

En informe No.	Voltaje (kV)	Subestación o Línea	Bahía	Señalización	79	Corriente C.C.	Motivo
RSP-035-19	69KV	Guatemala Norte	L.T Guatemala VI	CGT, ZONE1 @ 15.03 km	NO	2500	Contacto de objeto con la línea.
RSP-035-19	69KV	Guatemala Norte	L.T Guatemala VI	CGT, ZONE1 @ 15.08 km	NO	2500	Contacto de objeto con la línea.
RSP-036-19	69KV	Cocales	L.T Pantaleón	CAGT ZONA1 @ 4.14km	SI	2500	Falla debía a tormenta en la zona.
RSP-036-19	69KV	Pantaleón	L.T Cocales	ABGT ZONA2@ 19.98km	SI	2500	Falla debía a tormenta en la zona.
RSP-036-19	69KV	Cocales	L.T Pantaleón	BGT ZONA1 @ 2.05km	Si	1000	Falla debía a tormenta en la zona.
RSP-036-19	69KV	Pantaleón	L.T Cocales	CGT ZONA1@ 19.18km	SI	1000	Falla debía a tormenta en la zona.
RSP-037-19	69KV	Cocales	Pantaleón	ABC T, ZONE1 @ 5.53 km	NO	2500	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-037-19	69KV	Pantaleón	Cocales	ABC T, ZONE1 @ 18.99 km	NO	1000	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-037-19	69KV	Cocales	Pantaleón	CG T, ZONE1 @ 4.36 km	NO	2500	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-037-19	69KV	Pantaleón	Cocales	AGT, ZONE1 @ 16.77 km	NO	1000	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-038-19	69KV	Cocales	Pantaleón	AG T, ZONE1 @ 10.86 km	SI	2000	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-038-19	69KV	Pantaleón	Cocales	BG T, ZONE1 @ 10.65 km	NO	2000	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-038-19	69KV	Cocales	Pantaleón	AG T, ZONE1 @ 10.88 km	SI	2000	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-038-19	69KV	Pantaleón	Cocales	BGT, ZONE1 @ 10.61 km	NO	2000	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-038-19	69KV	Cocales	Pantaleón	AG T, ZONE1 @ 7.65 km	SI	2500	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-038-19	69KV	Pantaleón	Cocales	BGT, ZONE1 @ 13.69 km	NO	1000	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-039-19	69KV	Cocales	Pantaleón	CG T, ZONE1 @ 15.42 km	SI	2000	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-039-19	69KV	Pantaleón	Cocales	AG T, ZONE1 @ 6.03 km	NO	2500	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-040-19	230kV	Quixal	Circuito 1 L.T Chixoy II	GT ZONE 2 @ - 11.33 km	NO	2500	Falla por contacto de árbol con la línea
RSP-040-19	230KV	Quixal	Circuito 2 L.T Chixoy II	CGT ZONE 2 @ 3.18 km	NO	5000	Falla por contacto de árbol con la línea
RSP-040-19	230KV	Chixoy II	Circuito 2 L.T Quixal	CGT ZONE 2 @ 7.09 km	NO	1300	Falla por contacto de árbol con la línea
RSP-041-19	138KV	Guate Sur	L.T Jurún Marinalá	AG, ZONE1 @ 10.87 km	NO	2500	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-041-19	138KV	Jurún Marinalá	L.T Guate Sur	AGT, ZONE1 @ 18.56 km	NO	2500	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-042-19	69KV	Escuintla I	L.T Trinidad	ABT, ZONE1 @ 1.12 km	NO	10000	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-043-19	69KV	Escuintla I	L.T Los Lirios	CGT, ZONE1, 87 50_51 @ 2.19 km	NO	10000	Falla originada en red de terceros.

Continuación de la tabla 8.

En informe No.	Voltaje (kV)	Subestación o Línea	Bahía	Señalización	79	Corriente C.C.	Motivo
RSP-044-19	69KV	Escuintla I	Santa Ana	AGT, ZONE1 @ 2.60 km	NO	5000	Falla originada en red de terceros.
RSP-045-19	69KV	Escuintla I	L.T Trinidad	BCT, ZONE1 @ 1.14 km	NO	10000	Falla originada en red de terceros.
RSP-046-19	138KV	Escuintla I	L.T Jurún Marinalá	CGT, ZONE2 @ 8.14 km	NO	5000	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-046-19	138KV	Jurún Marinalá	L.T Escuintla I	CGT, ZONE1 @ 3.87 km	NO	2500	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-046-19		Escuintla I	Transformador 230/138KV	CGT, 51		2500	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-046-19	138KV	Costa Sur	L.T Escuintla I	CGT, ZONE3 @ 72.61 km	NO	1000	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-047-19	230/138KV	Escuintla I	Transformador 230/138KV	CGT, 51		3862	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-048-19	138KV	Costa Sur	L.T Escuintla I	CGT, ZONE3 @ 72.61 km	NO	1000	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-049-19	69KV	Cocales	Pantaleón	CG T, ZONE1 @ 3.61 km	SI	2500	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-049-19	69KV	Pantaleón	Cocales	AG T, ZONE1 @ 17.57 km	NO	1000	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-050-19	69KV	Cocales	Pantaleón	ABC T, ZONE1 @ 9.93 km	SI	2500	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-050-19	69KV	Pantaleón	Cocales	ABC T, ZONE1 @ 12.22 km	NO	1000	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-051-19	69KV	Escuintla I	L.T Trinidad	BCT, ZONE1 @ 3.46 km	NO	10000	Falla originada en red de terceros.
RSP-051-19	69KV	Escuintla I	L.T Trinidad	ABT, ZONE1 @ 1.20 km	NO	10000	Falla originada en red de terceros.
RSP-052-19	138KV	L.T Escuintla I	Costa Sur	AGT, ZONE1 @ 13.94 km	NO	2500	Falla por una rama en el hilo de guarda
RSP-053-19	69KV	Escuintla I	Santa Ana	AGT, ZONE1 87 @ 2.64 km	SI	5000	Falla originada en red de terceros.
RSP-053-19	69KV	Escuintla I	Santa Ana	BCGT, ZONE1 87 @ 3.66 km	SI	5000	Falla originada en red de terceros.
RSP-054-19	230KV	Alborada	L.T Sidegua	CAT, TIME 50_51 @ - 306.06 km	NO	2000	Falla originada en red de terceros.
RSP-055-19	69KV	Pantaleón	Cocales	BCG T, ZONE1 @ 17.46 km	NO	1000	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-056-19	69KV	Cocales	Pantaleón	BG T, ZONE1 @ 4.82 km	SI	2000	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-056-19	69KV	Pantaleón	Cocales	CG T, ZONE1 @ 15.56 km	NO	1000	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-056-19	69KV	Cocales	Pantaleón	CG T, ZONE1 @ 3.32 km	SI	2500	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-056-19	69KV	Pantaleón	Cocales	AG T, ZONE1 @ 18.86 km	NO	1500	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-057-19	69KV	Cocales	Pantaleón	ACG, ZONE2 @ 21.09 km	NO	2000	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-057-19	69KV	Pantaleón	Cocales	ABG T, ZONE1 @ 1.26 km	NO	2500	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-058-19	138KV	Escuintla I	L.T Jurún Marinalá	BGT, ZONE1 @ 6.00 km	NO	5000	Falla debía a tormenta en la zona.

Continuación de la tabla 8.

En informe No.	Voltaje (kV)	Subestación o Línea	Bahía	Señalización	79	Corriente C.C.	Motivo
RSP-058-19	138KV	Jurún Marinalá	L.T Escuintla I	BGT, ZONE1 @ 6.19 km	NO	2500	Falla debía a tormenta en la zona.
RSP-059-19	69KV	Escuintla I	L.T Trinidad	BCGT, ZONE1 @ 5.55 km	NO	10000	Falla originada en red de terceros.
RSP-060-19	69KV	Escuintla I	L.T Los Lirios	ABGT, ZONE1, 87 @ 2.98 km	NO	10000	Falla originada en red de terceros.
RSP-061-19	230KV	Alborada	L.T PQP	BGT, ZONA 1 @ 38.35 km	NO	2800	Falla originada en red de terceros.
RSP-062-19	69KV	Guatemala Norte	L.T Guadalupe 1	AGT, ZONE1 @ 4.43 km	NO	5,000	Falla originada en red de terceros.
RSP-063-19	69KV	Guatemala Norte	L.T Guadalupe 2	BGT, ZONE1 @ 5.86 km	NO	5000	Falla originada en red de terceros.
RSP-064-19	138KV	Escuintla I	L.T Jurún Marinalá	BCGT, ZONE1 @ 6.29 km	NO	5000	Falla debía a tormenta en la zona.
RSP-064-19	138KV	Jurún Marinalá	L.T Escuintla I	BCGT, ZONE1 @ 5.97 km	NO	2500	Falla debía a tormenta en la zona.
RSP-065-19	69KV	Guatemala Norte	L.T Guadalupe 1	ABGT, ZONE1 @ 5.28 km	SI	5000	Falla originada en red de terceros.
RSP-066-19	69KV	Cocales	Pantaleón	AGT, ZONE1 @ 7.54 km	SI	2000	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-066-19	69KV	Pantaleón	Cocales	BGT, ZONE1 @ 13.95 km	NO	1000	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-067-19	230KV	Guate Norte	L.T Tac Tic (Circuito 2)	CGT, ZONE1 @ 10.30 km	NO	5500	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-067-19	230KV	Tactic	L.T Guate Norte (Circuito 2)	CGT, ZONE2 @ 59.59 km	SI	2500	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-068-19	169KV	Escuintla I	L.T El Jocote	ABCT, ZONE1 @ 4.10 km	SI	10000	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-068-19	169KV	El Jocote	L.T Escuintla I	ABCT, ZONE1 @ 6.48 km	NO	1200	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-069-19	138KV	Guate Sur	L.T Jurún Marinalá	BG, ZONE1 @ 22.92 km	NO	1200	Falla por descarga electroatmosférica.
RSP-069-19	138KV	Jurún Marinalá	L.T Guate Sur	BGT, ZONE1 @ 5.93 km	NO	5000	Falla por descarga electroatmosférica.

Nota. Descripción de las fallas en sus líneas de transmisión en el año 2019. Elaboración propia, realizado con Excel.

Como se muestra en la columna de observaciones, las mismas indican que las fallas más recurrentes sería falla por una descarga electro atmosférica en las líneas que se presentan, pero las mismas sufren una descompensación en su sistema eléctrico, por lo cual se puede verse afectadas, es evidente que ante tal circunstancia no se puede pronosticar una falla como esta, más por las zonas

donde están las líneas de transmisión y que se observan que son recurrentes las fallas.

Ahora para el año 2020 se tiene el siguiente historial de fallas, en esta manera las mismas se ven reflejados en el siguiente cuadro.

Tabla 9.

Historial de fallas año 2020

En informe No.	Voltaje (kV)	Subestación o Línea	Bahía	Señalización	79	Corriente C.C.	Motivo
RSP-107-20	230KV	Palo Gordo	LT Siquinala	CGT, ZONE1 @ 16.21 km	SI	1500	La falla fue provocada por terceros por lo que se solicita estos eventos sean considerados sin responsabilidad para
		Siquinalá	LT Palo Gordo	CGT, ZONE1 @ 15.13 km			
		Palo Gordo	LT Siquinala	CGT, ZONE1 @ 15.13 km			
		Siquinalá	LT Palo Gordo	@ 15.13 km			

Nota. Descripción de las fallas en sus líneas de transmisión en el año 2020. Elaboración propia, realizado con Excel, con datos de ETCEE.

Si bien es cierto para el año 2020 no se tuvieron mayores fallas, como se logra observar en el cuadro anterior, dado que para el año 2020 se tuvo una emergencia a nivel mundial por la pandemia de Covid-19.

Ahora para el año 2021 se tiene el siguiente historial de fallas, en esta manera las mismas se ven reflejados en el siguiente cuadro.

Tabla 10.

Historial de fallas año 2021

En informe No.	Voltaje (kV)	Subestación o Línea	Bahía	Señalización	79	Corriente C.C.	Motivo
RE-001-17	230KV	ESCUINTLA	LT Enron	CAT ZONE 1 @ 42.15 km	NO	4500	Se originó en la red de TRELEC.
RE-002-17	230KV	Escuintla II	LT Sidegua	CGT 87 @ 18.26 km	NO	180	Se originó en la red de TRELEC.
RE-003-17	69KV	Escuintla	LT Jocote	BGT, ZONE1 @ 6.53 km	NO	5000	Vientos que azotaban la zona.
RE-003-17	69KV	Jocote	LT Escuintla	BGT, ZONE1 @ 9.28 km	NO	2500	Vientos que azotaban la zona.
RE-005-17	69KV	Guatemala Sur	L.T. EEGSA I	51N	NO	400	Se originó en la red de TRELEC.
RE-006-17	230KV	Escuintla 2	LT Pacifico	DIF, FLT 1P L3 @8.4km	NO	2800	Se originó en la red de TRELEC.
RE-007-17	138KV	Guatemala Sur	LT Palin II	CGT, ZONE 2, 51N @ 21.56 km	NO	2000	Hilo de guarda deshilado, considera que es originador de la falla.
RE-007-17	138KV	Palin II	LT Guatemala Sur	CGT, ZONE 1 @1.24 km	NO	2000	Hilo de guarda deshilado, considera que es originador de la falla.
RE-008-17	138KV	Palin II	LT Jurun Marina	BGT, ZONE 1 @ 5.15 km	NO	1400	Incendio bajo la línea.
RE-008-17	138KV	Jurun Marina	LT Palin II	BGT, ZONE 1 @ 7.35 km	NO	1400	Incendio bajo la línea.
RE-009-17	230KV	Palo Gordo	LT Siquinala	BGT, ZONE 2, COMM@ 50.05km	SI	2000	Ninguna evidencia de la falla.
RE-009-17	230KV	Siquinala	LT Palo Gordo	AGT, ZONE 1, COMM@ 5.13km	SI	1600	Ninguna evidencia de la falla.
RE-010-17	69KV	Cocales	LT Pantaleón	ABG @ -0.15 km	NO	1800	Ninguna evidencia de la falla.
RE-010-17	69KV	Pantaleón	LT Cocales	BCG Z2 @ 25.61 km	NO	2000	Ninguna evidencia de la falla.
RE-011-17	138KV	Guatemala Sur	LT Palin II	ABT, ZONE 1 @ 13.26 km	NO	2500	Incendio bajo la línea.
RE-011-17	138KV	Palin II	LT Guatemala Sur	ABT, ZONE 1	NO	2500	Incendio bajo la línea.
RE-012-17	69KV	Escuintla II	LT Gas 6 (S&S)	BGT ZONE 1 @ 0.21 km	NO	2000	Originada en red terceros.
RE-013-17	138KV	Palin II	LT Guatemala Sur	CGT, ZONE 1 @ 4.34 km	NO	3500	Algún objeto hizo contacto con la línea.
RE-013-17	138KV	Guatemala Sur	LT Palin II	CGT, ZONE 1 @ 18.53 km	SI	3500	Algún objeto hizo contacto con la línea.
RE-014-17	138/13.8 KV	Pologua	Transformador 138/13.8kV		NO	800	Falla externa de transformador.
RE-017-17	230KV	Guatemala Este	LT Guate-Norte No.2	AGT ZONE1 COMM @ 8.05 km	SI	9000	Ruptura del hilo de guarda el cual hizo contacto con la línea.
RE-017-17	230KV	Guatemala Norte	LT Guate-Este No.2	AGT ZONE1 COMM @ 7.76km	SI	8000	Ruptura del hilo de guarda el cual hizo contacto con la línea.
RE-020-17	69KV	Guatemala Sur	LT EEGSA III	CGT ZONE 1 @ 2.95 km	NO	8000	Objeto hizo contacto con la línea.

Continuación de la tabla 10.

En informe No.	Voltaje (kV)	Subestación o Línea	Bahia	Señalización	79	Corriente C.C.	Motivo
En informe No.	Voltaje (kV)	Subestación o Línea	Bahia	Señalización	79	Corriente C.C.	Motivo
RE-021-17	230KV	Palo Gordo	LT Los Brillantes	CGT, ZONE 1, COMM@ 22.32 km	SI	2500	Objeto hizo contacto con la línea.
RE-021-17	230KV	Los Brillantes	LT Palo Gordo	CGT, ZONE 1, COMM@ 6.60 km	SI	4900	Objeto hizo contacto con la línea.
RE-023-17	69kv	Guatemala Norte	LT Guadalupe 2	CGT ZONE 1 @ 8.79 km	NO	3000	Se originó en la red de TRELEC.
RE-024-17	230KV	Guatemala Norte	LT Tac-Tic	CGT, ZONE 2, COMM@ 76.6 km	SI		Objeto hizo contacto con la línea.
RE-024-17	230KV	Tac-Tic	LT Guatemala Norte	CGT, ZONE 1, COMM@ 8.25 km	SI	5000	Objeto hizo contacto con la línea.
RE-025-17	69KV	Guatemala sur	LT EEGSA I	BGT ZONE 2 @ 29.62 km	NO	1000	Se originó en la red de TRELEC.
RE-025-17	69KV	Guatemala sur	LT EEGSA I	BGT ZONE 2 @ 28.80 km	NO	1000	Se originó en la red de TRELEC.
RE-026-17	230KV	Guatemala Este	LT Guate-Norte No.2	BCT ZONE1 COMM @ 7.39 km	NO	7000	Una rama podrida de un arbol cayó sobre la línea.
RE-026-17	230KV	Guatemala Norte	LT Guate-Este No.2	BCT ZONE1 COMM @ 9.89km	NO	7000	Una rama podrida cayó sobre la línea.
RE-027-17	69KV	Escuintla 1	L.T. Lirios	ABC T 50_51, ZONE 2	NO	600	Sobre carga.
RE-028-17	230KV	Guatemala Este	LT Guate-Sur No.2	AGT ZONE2 COMM @ 12.26km	NO	4500	Hilo de guarda estaba haciendo contacta con la línea.
RE-028-17	230KV	Guatemala Sur	LT Guate-Este No.2	AGT ZONE1 COMM @ 0.95km	NO	10000	Hilo de guarda estaba haciendo contacta con la línea.
RE-028-17	230KV	Guatemala Este	LT Guate-Sur No.1	AGT ZONE2 COMM @ 12.30km	NO	5000	Hilo de guarda estaba haciendo contacta con la línea.
RE-028-17	230KV	Guatemala Sur	LT Guate-Este No.1	AGT ZONE1 COMM @ 1.06km	NO	8000	Hilo de guarda estaba haciendo contacta con la línea.
RE-029-17	230KV	Escuintla 1	LT Guate-Sur No.1	BGT ZONE1 @ 28.61km	SI	3000	Se considera la falla por condiciones climáticas.
RE-029-17	230KV	Guatemala Sur	LT Escuintla No.1	BGT ZONE1 @ 34.35km	SI	2500	Se considera la falla por condiciones climáticas.
RE-029-17	230KV	Escuintla 2	LT Guate-Sur No.2	BGT ZONE1 @ 28.84km	SI	3000	Se considera la falla por condiciones climáticas.
RE-029-17	230KV	Guatemala Sur	LT Guate-Sur No.2	BGT ZONE1 @ 33.23km	SI	2500	Se considera la falla por condiciones climáticas.
RE-030-17	69KV	Escuintla 1	LT Jocote	CAGT ZONE1 @ 2.05km	SI	12000	Falla originada por descarga electroatmosférica.

Continuación de la tabla 10.

En informe No.	Voltaje (kV)	Subestación o Línea	Bahía	Señalización	79	Corriente C.C.	Motivo
RE-030-17	69KV	Jocote	LT Escuintla No.1	CAGT ZONE2 @ 11.30km	NO	2000	Falla originada por descarga electroatmosférica.
RE-030-17	69KV	Jocote	LT Pantaleón	NA	NO	2000	Falla originada por descarga electroatmosférica.
RE-030-17	69KV	Pantaleón	LT Jocote	ABT, TIME 51	NO	2000	Falla originada por descarga electroatmosférica.
RE-032-17	69kv	Guatemala Norte	LT Guatemala 3	BGT @ 11.23 km	SI	2500	Se originó en la red de TRELEC.
RE-035-17	230KV	Guatemala Sur	LT Guate-Este No.1	BGT ZONE2 COMM @ 2.80 km	no	4500	La falla se originó de por una hebra del hilo de guarda que se rompió e hizo contacto con la línea provocando la falla.
RE-035-17	230KV	Guatemala Este	LT Guate-Sur No.1	BGT ZONE1 COMM @ 14.76km	no	4500	La falla se originó de por una hebra del hilo de guarda que se rompió e hizo contacto con la línea provocando la falla.
RE-037-17	69KV	Escuintla 1	LT Los Lirios	CG T 87 ZONE1 @ 6.79 km	no	4500	Las fallas se ubican en la red de TRELEC
RE-037-17	69KV	Escuintla 1	LT Los Lirios	CG T 87 ZONE1 @ 6.32 km	no	4500	Las fallas se ubican en la red de TRELEC
RE-039-17	69KV	Escuintla 1	LT Jocote	ABG T, ZONE 1 @ 1.99 km	no	12400	La falla se originó al momento de cerrar el interruptor en Subestación Escuintla, energizando la línea y se encontraban aun instaladas las puestas a tierra del personal de Líneas de Transmisión.
RE-040-17	138KV	Viento Blanco	LT Palin II	BGT 87L @ 2.40 km	no	1000	las condiciones climáticas en la zona al momento de la falla, se considera que la falla se originó de una descarga electro atmosférica
RE-040-17	138KV	Palin II	LT Viento Blanco	BGT 87L @ 2.24 km	no	5000	las condiciones climáticas en la zona al momento de la falla, se considera que la falla se originó de una descarga electro atmosférica
RE-042-17	69KV	Guatemala Norte	LT Guadalupe No.1	AGT, ZONE1 @ 4.65km	no	4500	La falla se originó en la red de terceros
RE-043-17	69KV	Guatemala Norte	LT Guatemala No.3	AGT, ZONE2 @ 11.60km	si	1200	La falla se originó en la red de TRELEC

Continuación de la tabla 10.

En informe No.	Voltaje (kV)	Subestación o Línea	Bahia	Señalización	79	Corriente C.C.	Motivo
RE-043-17	69KV	Guatemala Norte	LT Guatemala No.3	AGT, ZONE2@ 10.39km	no	2800	La falla se originó en la red de TRELEC
RE-043-17	69KV	Guatemala Norte	LT Guatemala No.2	AGT, ZONE1@ 18.90km	no	1400	La falla se originó en la red de TRELEC
RE-044-17	69KV	Guatemala Norte	LT Guatemala No.3	AGT, ZONE1@ 1.89km	no	5600	La falla se originó en la red de TRELEC
RE-044-17	69KV	Guatemala Norte	LT Guatemala No.2	AGT, ZONE1@ 1.94km	si	7000	La falla se originó en la red de TRELEC
RE-046-17	69KV	Guatemala Este	LT Guadalupe No.3	AGT, ZONE1@ 1.89km	si	10000	La falla se originó en la red de TRELEC
RE-049-17	69KV	Jocote	LT Pantaleón	AG T, ZONE 1 @ 9.44 km	no	2500	que la falla se originó de una descarga electroatmosférica de tipo ascendente con bajo nivel de corriente
RE-049-17	69KV	Pantaleón	LT Jocote	AB, TIME 51 @ -389.93 km	no	1600	que la falla se originó de una descarga electroatmosférica de tipo ascendente con bajo nivel de corriente
RE-049-17	69KV	Pantaleón	LT Cocales	BG @ -4.93 km	no	600	que la falla se originó de una descarga electroatmosférica
RE-049-17	69KV	Cocales	LT Pantaleón	AGT, ZONE3 @ 34.24km	no	800	que la falla se originó de una descarga electroatmosférica
RE -050-17	230KV	Quixal	LT Chixoy II, Circuito No.1		si	4000	La falla fue originada de una descarga electroatmosférica que impactó en la línea
RE -050-17	230KV	Chixoy II	LT Quixal, Circuito No.1	AGT, 87ZONE 1@ 2.84 km	no	4000	La falla fue originada de una descarga electroatmosférica que impactó en la línea
RE-051-17	230KV	Guatemala Norte	LT Guadalupe No.2	CGT, ZONE1@ 9.72km	no	3000	La falla se originó en la red de TRELEC
RE-052-17	230KV	Guatemala Sur	LT Escuintla No.2	ABT ZONE1 @ -17-27km	no	0	los potenciales de las fases A y B, producto de rompimiento de cables durante el fuerte movimiento telúrico que azoto al país en horas de la mañana.
RE-054-17	69KV	Guatemala Norte	LT Guadalupe No.2	AGT, ZONE1@ 5.56km	no	4500	La falla se originó en la red de TRELEC
RE-054-17	69KV	Guatemala Norte	LT Guatemala No.6	AGT, ZONE1@2.38 km	no	7000	La falla se originó en la red de TRELEC

Continuación de la tabla 10.

En informe No.	Voltaje (kV)	Subestación o Línea	Bahía	Señalización	79	Corriente C.C.	Motivo
RE-056-17	230KV	Escuintla II	LT Enron	CGT ZONE 1 @ 27.86kms	no	350	La falla se originó en la red de TRELEC
RE-057-17	69KV	Cocales	LT Pantaleón 69kV.	51P	no	1000	El origen de la apertura provino de la actuación de las protecciones mecánicas del Transformador 230/69kV de Subestación Escuintla II (Transfosur).
RE-058-17	69KV	Guatemala Sur	LT Guadalupe No.1	AGT ZONE1 @ 1.43km	no	12000	La falla se originó en la red de terceros
RE-059-17	230KV	Guatemala Sur	Línea Guatemala Este Circuito 2	ninguno	no		El motivo de la solicitud de desenergización de la línea fue debido a la responsabilidad técnica de mantener condiciones operativas eficientes en las instalaciones de la subestación, por lo que debe ser considerado sin ninguna responsabilidad para la empresa.
RE-061-17	138KV	Palin II	LT Jurun Marinala	CG T, ZONE2 @ 4.48km	no	3000	Se considera que el origen de la falla es una descarga electroatmosférica que impactó en la línea de transmisión mencionada
RE-061-17	138KV	Jurun Marinala	LT Palin II	CG T, ZONE1 @ 2.00km	no	12000	Se considera que el origen de la falla es una descarga electroatmosférica que impactó en la línea de transmisión mencionada
RE -062 - 17	69KV	Guatemala Sur	LT Santa Mónica 2	ABC T ZONE2 @ 2.68 km	no	10000	La falla fue originada en la red de TRELEC
RE-066-17	69KV	Escuintla 1	LT Santa Ana	BG T, ZONE1 87@ 3.16 km	SI	7500	Se originó en red de TRELEC.

Nota. Descripción de las fallas en sus líneas de transmisión en el año 2021. Elaboración propia, realizado con Excel.

3.3. Recurrencia de fallas

Como se ha observado en el apartado 3.2, *estadísticas de tipos de fallas en la red de ETCEE*, en cada uno de los rubros se tienen varias observaciones las cuales en su gran mayoría tiene que ver con las fallas por condiciones climáticas.

De lo anterior se observa en la tabla que las fallas se han tenido su origen mayor parte por agentes externos, como también efectos del clima.

Así mismo estas fallas como también las anteriores se han podido solventar en un tiempo prudenciales para que el sistema esté de la mejor manera y así evitar sanciones.

Tabla 11.

Fallas solventadas en tiempo prudencial

En informe No.	Voltaje (kV)	Subestación o Línea	Bahía	Señalización	79	Corriente C.C.	Motivo
RE-003-17	69KV	Escuintla	LT Jocote	BGT, ZONE1 @ 6.53 km	NO	5000	Vientos que azotaban la zona.
RE-003-17	69KV	Jocote	LT Escuintla	BGT, ZONE1 @ 9.28 km	NO	2500	Vientos que azotaban la zona.
RE-005-17	69KV	Guatemala Sur	L.T. EEGSA I	51N	NO	400	Se originó en la red de TRELEC.
RE-010-17	69KV	Cocales	LT Pantaleón	ABG @ -0.15 km	NO	1800	Ninguna evidencia de la falla.
RE-010-17	69KV	Pantaleón	LT Cocales	BCG Z2 @ 25.61 km	NO	2000	Ninguna evidencia de la falla.
RE-012-17	69KV	Escuintla II	LT Gas 6 (S&S)	BGT ZONE 1 @ 0.21 km	NO	2000	Originada en red terceros.
RE-016-17	69KV	Escuintla 1	Barra 69kv	TRIP 87B, B1 y B2	no	1200	Algún objeto hizo contacto con la línea de la barra y el mismo se desintegro.
RE-020-17	69KV	Guatemala Sur	LT EEGSA III	CGT ZONE 1 @ 2.95 km	NO	8000	Objeto hizo contacto con la línea.
RE-022-17	69KV	Guatemala Sur	Chimaltenango	CGT TRIP 51@ 24.68km	NO	1600	Objeto hizo contacto con la línea.
RE-023-17	69kv	Guatemala Norte	LT Guadalupe 2	CGT ZONE 1 @ 8.79 km	NO	3000	Se originó en la red de TRELEC.

Continuación de la tabla 11.

En informe No.	Voltaje (kV)	Subestación o Línea	Bahía	Señalización	79	Corriente C.C.	Motivo
RE-025-17	69KV	Guatemala sur	LT EEGSA I	BGT ZONE 2 @ 29.62 km	NO	1000	Se originó en la red de TRELEC.
RE-025-17	69KV	Guatemala sur	LT EEGSA I	BGT ZONE 2 @ 28.80 km	NO	1000	Se originó en la red de TRELEC.
RE-027-17	69KV	Escuintla 1	L.T. Lirios	ABC T 50_51, ZONE 2	NO	600	Sobre carga.
RE-030-17	69KV	Escuintla 1	LT Jocote	CAGT ZONE1 @ 2.05km	SI	12000	Falla originada por descarga electroatmosférica.
RE-030-17	69KV	Jocote	LT Escuintla No.1	CAGT ZONE2 @ 11.30km	NO	2000	Falla originada por descarga electroatmosférica.
RE-030-17	69KV	Jocote	LT Pantaleón	NA	NO	2000	Falla originada por descarga electroatmosférica.
RE-030-17	69KV	Pantaleón	LT Jocote Bco. Cap.	ABT, TIME 51 CIERRE +	NO	2000	Falla originada por descarga electroatmosférica.
RE-031-17	69KV	Guatemala Este	No.3	AGT_50 TRIP	NO	1000	
RE-032-17	69kv	Guatemala Norte	LT Guatemala 3	BGT @ 11.23 km	SI	2500	Se originó en la red de TRELEC.
RE-037-17	69KV	Escuintla 1	LT Los Lirios	CG T 87 ZONE1 @ 6.79 km	no	4500	Las fallas se ubican en la red de TRELEC
RE-037-17	69KV	Escuintla 1	LT Los Lirios	CG T 87 ZONE1 @ 6.32 km	no	4500	Las fallas se ubican en la red de TRELEC

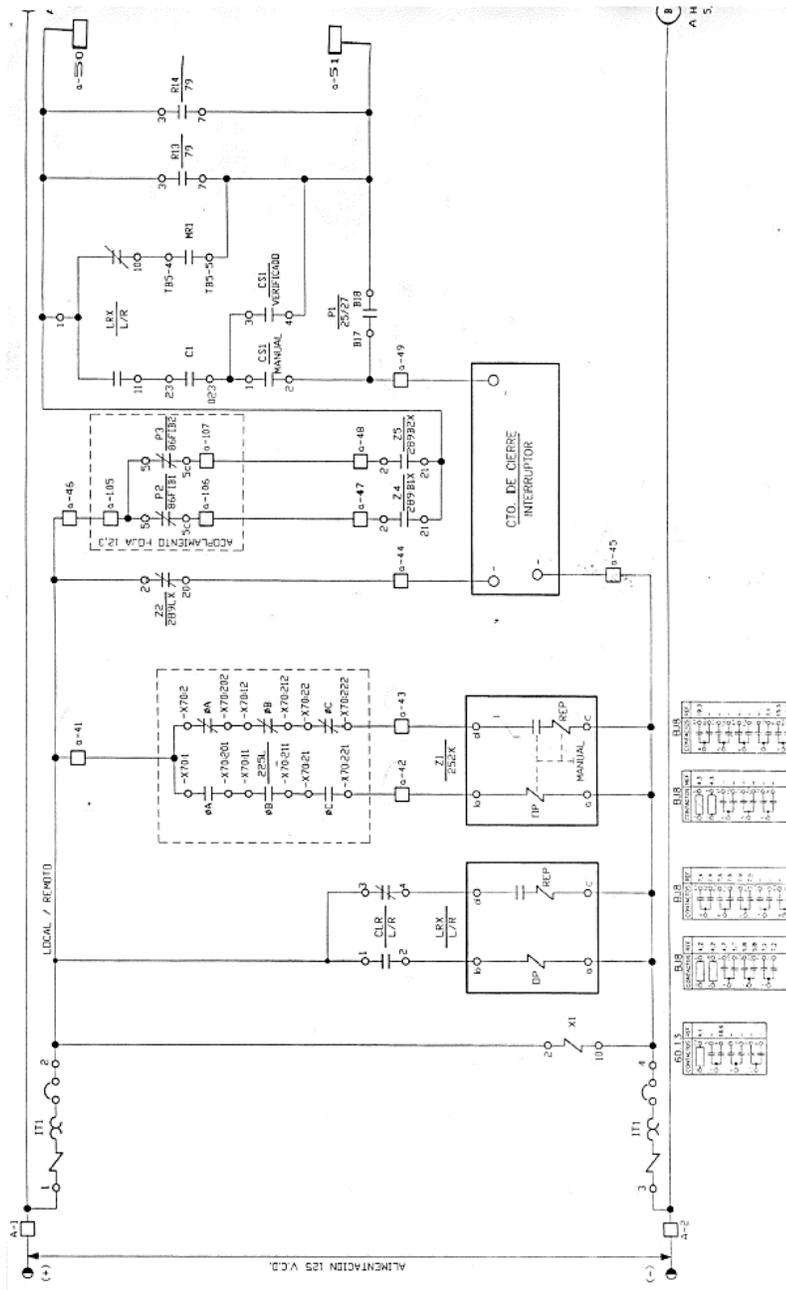
Nota. Descripción de las fallas solventadas en tiempo prudencial. Elaboración propia, realizado con Excel.

3.4. Análisis de circuitos eléctricos que no permiten el recierre

Para el presente numeral se analizará lo referente al esquema que actualmente está en la Subestación Eléctrica de Escuintla.

Figura 14.

Esquema que se encuentra actualmente en la Subestación Eléctrica de Escuintla



Nota. Esquema de la subestacion eléctrica ubicada en Escuintla. Elaboración propia, realizado con Microsoft Visio, con datos de ETCEE.

En la siguiente imagen se muestra el diagrama de control de cierre por parte del Interruptor, en la columna 5 se puede observar el circuito de cierre del Interruptor en el cual pasa un cable que pasa por el contactor $\frac{Z_2}{289LX}$ que el objetivo de dicha línea es llevar un positivo directo al interruptor para realizar maniobras locales al pie del interruptor cuando este está en mantenimiento, dicho contactor se cierra toda vez que este en mantenimiento toda vez que en esa línea se inyecte una tensión positiva, entonces que cuando está cerrado el seccionador de línea se habilita la tensión, entonces este se cumple toda vez el contacto este cerrado y el seccionador este abierto habrá tensión, por otro lado el interruptor está siendo alimentado por una tensión negativa permanente que este llega a un breaker denominado como *ITI* que conecta con la bornera denominado *a45* llega directamente hacia el interruptor.

Otra posibilidad, se observa en la columna 6 donde se observa una bornera llamada *a46* tiene una tensión positiva constante sin embargo se divide en dos rutas, en el cual la primera ruta recorre y llega a un contacto de diferencial de barra llamado $\frac{P2}{86F1B1}$; el dato de 86F1B1 y 86F1B2 representan relè de bloqueo que estos se accionan toda vez que ocurra una falla en cualquiera de las barras se dispara y esto provoca que los contactos se abran por lo tanto evita también se cierre el interruptor ; así mismo la segunda ruta recorre y llega a un contacto $\frac{P3}{86F1B2}$, mismas que llegan a la nomenclatura $\frac{Z_4}{289B1X}$ y $\frac{Z_5}{289B2X}$ que representan seccionadores de barra 1 y barra 2, esto quiere decir que cuando el diferencial de barra está activo se abren los contactos por lo tanto no permite que se cierre el interruptor a menos que alguno de los seccionadores de barra estén correctos podrán cerrarse.

Así mismo se observa que en la columna 7 se tiene un retorno en el cual llega a un borner llamada $\frac{LRX}{L/X}$ que es un selector que indican los mandos del interruptor tanto en modo local como también en remoto en el tablero de protecciones así mismo este se tiene dos rutas, de lado izquierdo se tiene un contacto abierto esto ocurre cuando se tiene el mando en local y del lado derecho se cierra cuando el mando esta en remoto, si se coloca el selector en local se ira por la ruta de lado izquierdo y el voltaje transita cuando el contacto C1 está cerrado.

Por otra parte, se muestra en esa misma trayectoria $\frac{CS1}{MANUAL}$ que indican cierre sin sincronismo y que no hay chequeo de sincronismo y $\frac{CS1}{VERIFICADO}$ indica verificación de sincronismo esto previo a cerrar el interruptor.

Entonces si uno verifica el cierre manual el recorrido del voltaje sigue y llega a la bornera a49 sin pasar por chequeo de sincronismo.

Ahora bien, si uno elijé el cierre verificado $\frac{CS1}{VERIFICADO}$ el voltaje recorre y llega al elemento de sincronismo llamado $\frac{P1}{25/27}$ esto quiere decir que cuando el contacto se cierra solamente si el relevador detecta si hay sincronismo y si el relevador no detecta el sincronismo, aunque se le dé la orden de cierre nunca se cerrará el interruptor,

En la columna 8 se observa $\frac{R13}{79}$ y $\frac{R14}{79}$ indican que cuando hay una falla en la línea y las protecciones operan y abren la línea y luego de la liberación de la falla se cumplan con las condiciones para el recierre las mismas cierran dichos contactos estas enviando señal de tensión y llegan al interruptor.

De lo antes expuesto se menciona que dicho diagrama en donde esta mencionado el interruptor, el circuito si contempla el disparo con reenganche.

Es de mencionar que dicho diagrama este cableado correctamente sin embargo también depende de la programación de los equipos internamente.

3.5. Ajustes en la infraestructura de línea de transmisión

El análisis correspondiente para las mejoras a la infraestructura específicamente a la Línea de Transmisión Escuintla-Guatemala Sur en 230 kV de ETCEE, se basa en lo siguiente:

- Torres
- Conductores
- Aisladores
- Herrajes
- Sistema de puesta a tierra
- Poda o desmoche de ramas.

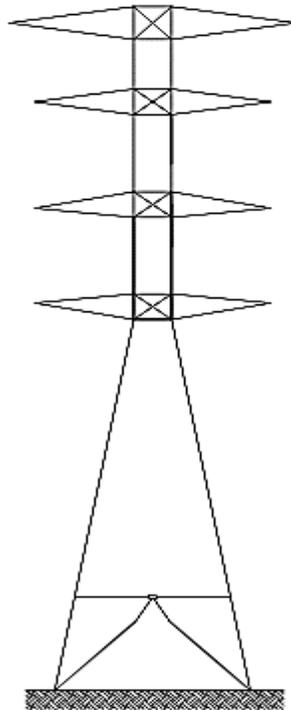
Dado que cada uno de los numerales están relacionado directamente y que dependen el uno con el otro.

3.5.1. Torre de celosía

Para el caso de la torre de transmisión, actualmente se tiene que la estructura predominante es la siguiente:

Figura 15.

Torre de celosía



Nota. Gráfica de una torre de celosía. Elaboración propia, realizado con Paint.

Para este caso se puede mencionar que una verificación constante en la infraestructura de la Línea de Transmisión, se debe de observar desde su cimiento, angulares, ménsulas, tornillos entre otros, dado que por tema de vandalismo esta puede sufrir alguna perdida o degradación en sus bases(cimientos) o pérdidas de piezas y esto provocaría que la torre no pueda soportar los esfuerzos y tensiones correspondientes.

Además, se debe de tomar en cuenta el grado de acero galvanizado a utilizar debido a que es una zona costera, el ambiente es bastante húmedo y

salino, esto puede provocar que la infraestructura sufra, el cual el metal al contacto con el agua pierde sus características principales provocando el fenómeno conocido como óxido.

Por tal motivo se deben dar una verificación constante, para la infraestructura se puede considerar una aplicación como pintura y recubrimiento especial la cual ayudaría a dar una mejor protección, estas mismas deberán ser libre de plomo y mercurio.

Se tiene que la pintura deberá de llevar un epóxico en alto en sólidos que sea de alto espesor y que la misma servirá para proteger el acero, además deberá de tener un esmalte de poliuretano que este último servirá para ambientes extremos ideal para componentes anticorrosivos.

Por experiencia de fabricantes darán un promedio de 7 años la durabilidad de la aplicación de la pintura y esto ayudaría más la estructura de la línea de Transmisión en analizar.

3.5.2. Conductores

Actualmente el conductor utilizado en la Línea de Transmisión es el HAWK 477 Kcmil, con 33 hilos, 26 de aluminio y 7 de acero, se menciona el conductor dado que en las Líneas de Transmisión actuales de ETCEE se utiliza en su gran mayoría dicho conductor, para fines de esta Línea de Transmisión de Guatemala Sur-Escuintla es importante la verificación que si bien el conductor no se haría una verificación continua pero si es de suma importancia por eventos que pudiesen suscitar en tal caso que se ocurriera, se deberá de tener en Stock lo suficiente para tratar cualquier emergencia relacionado con el conductor, por deterioro, una mala maniobra de colocación e uso entre otros.

Por ende, es importante mencionar que el cambio de conductor en el sistema central es muy bajo en comparación con el cambio de aisladores.

3.5.3. Aisladores

Normalmente tanto en zonas costeras, como zonas del altiplano las aves tienen esa particularidad de picar o comer los aisladores de polímero, en otros casos en las bases de los aisladores de polímero hacen nidos de aves o de avispas.

Otro factor es también la quema de caña o de alguna vegetación hacen que el tiempo de vida útil del aislador tanto para polímero como de vidrio y porcelana se termine antes de lo pensando y otros casos que puedan suscitar, de tal manera que las revisiones pedestres continuos son esenciales para la correcta ejecución y continuidad del servicio.

Para ello es importante de tener en *stock* lo suficiente para tratar cualquier emergencia relacionado con algún cambio de aisladores.

3.5.4. Herrajes

Cuando los herrajes son utilizados se debe de tomar en cuenta factores como clima, que sean de acero galvanizado, que cumplan con la cantidad de esfuerzos o tensiones donde serán aplicados, estos con el fin de evitar desgastes por fricción, puntos calientes por no la buena calibración en tiempo corto, para ello se deberá de realizar revisiones pedestres continuos, esto con el fin de garantizar la correcta ejecución y continuidad del servicio.

Es importante tener en *stock* los herrajes a utilizar y que estas sean lo suficiente para tratar cualquier emergencia relacionado con algún cambio de aisladores.

De lo anterior se recomienda que los equipos a utilizar para mejorar la precisión de puntos calientes si fuera el caso, de esta tecnología más reciente que incluya a su vez la capacitación del personal a utilizar y equipos de más que puedan ayudar y reforzar y así evitar fallas en la línea de Transmisión.

3.5.5. Sistema de puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra se define como un conjunto de componentes que incluyen conductores y electrodos, entre otros elementos. Su propósito principal es conectar a tierra las partes metálicas de los equipos eléctricos y otros elementos que puedan estar expuestos a descargas y sobretensiones. Por esta razón, es esencial llevar a cabo un plan de trabajo que contemple revisiones a corto y mediano plazo o en su defecto contratar a empresas que presten el servicio de mantenimiento a líneas de transmisión.

La falta de mantenimiento puede interrumpir las conexiones a tierra, lo que puede ser especialmente problemático en casos como el de la línea de transmisión que estamos analizando. En esta línea, las conexiones a tierra suelen estar expuestas y, lamentablemente, a menudo son objeto de vandalismo, lo que puede resultar en su extracción o corte. Estas situaciones representan un riesgo significativo para la protección eléctrica de la estructura en cuestión, lo que a su vez puede causar interrupciones en la ejecución adecuada y la continuidad del servicio.

3.5.6. Poda o desmoche

El sistema Central donde esta constante verificación del mantenimiento y continuidad de servicio se tiene periodos de trabajo bimestral y trimestral, esto depende de la cantidad de Líneas de Transmisión que se tiene el área donde se abarque, sin embargo a veces se ha tenido el inconveniente que no se puede acceder al área o lugar para realizar el desmoche y por ende provoca que la vegetación crezca, arboles expandan sus ramas y provoca que haya fallas en la línea de Transmisión, se ha tenido que en otras ocasiones la solicitud de contratación de empresas a fin de atender lo antes posible la demanda y así garantizar correcta ejecución y continuidad del servicio.

Para garantizar que el desmoche o poda pueda ser más constantes en todas las líneas de Transmisión del sistema central es la incorporación de más cuadrillas de equipo linieros, con ello se tendrían más cobertura en atender emergencias como también mantenimientos a la infraestructura o en su efecto la contratación de empresas para que puedan solventar en el menor tiempo posible cualquier emergencia.

4. REENGANCHE MONOPOLAR

Se describe en el segundo capítulo sobre la definición de un recierre monopolar y en este capítulo hace el énfasis sobre los conceptos generales del reenganche Monopolar.

4.1. Conceptos generales

Los conceptos que son necesarios para una explicación y análisis del mismo es el esquema de disparo a los cuales estas se puede dividir en la siguientes:

- Tiempo de libramiento de falla: consiste en el tiempo que tarda una línea de transmisión en liberar una falla en el cual incluye el tiempo de operación de la protección, el tiempo de comunicación como el tiempo del interruptor. (Olguín, 2004)
- Tiempo de extinción del arco secundario: este es el tiempo requerido para la dispersión del aire ionizado de la trayectoria de una falla, esta depende de la duración de la falla, la corriente de falla, las condiciones del viento, la humedad, la tensión del circuito y el acoplamiento de los conductores. (Olguín, 2004)
- Corriente de arco secundario: esta es la corriente que, a través de la trayectoria ionizada o arco, producida por la corriente inducida a la fase donde se produjo la falla, una vez abierta la fase y es debida a los conductores que permanecen energizados y a las líneas adyacentes

después de que la corriente de arco primaria es librada por medio de los interruptores. (Olguín, 2004)

- Tiempo de recierre o tiempo muerto: es el intervalo de tiempo transcurrido desde el instante en que el interruptor de línea abre el circuito para liberar la falla hasta que cierre por medio del esquema de recierre monopolar. (Olguín, 2004)
- Tiempo de reposición: este es el tiempo en el cual es producido derivado de una recierre correcto, medido desde el Relay o Relé de cierre opera hasta que los equipos de protección y de interrupción están listos para iniciar una nueva secuencia de recierre. (Olguín, 2004)
- Cierre secuencial: son aplicables a los extremos de la línea que conviene cerrar primero, sobre todo cuando se tienen plantas eléctricas en forma adyacentes a la línea con el fin de evitar daño en las unidades de generación. (Olguín, 2004)
- Corriente de aportación a la falla: es la corriente que se presenta para alimentar la falla. (Olguín, 2004)
- Tensión de recuperación: es la tensión que aparece en la fase fallada como también el arco secundario se extingue.

4.2. Ventajas y desventajas del uso monopolar

Para las Ventajas del uso del esquema monopolar se pueden mencionar las siguientes:

4.2.1. Estabilidad del sistema

La estabilidad del sistema se relaciona con la capacidad de mantener impedancias de transferencia entre dos sistemas de generación en niveles bajos. La mejora de la estabilidad sincrónica se logra cuando, ante la ocurrencia de una falla de una sola fase a tierra, se utiliza un sistema de recierre monopolar. En este proceso, las dos fases mantienen la transmisión de potencia durante el período de tiempo muerto del recierre. Este tipo de recierres de línea surge como una respuesta a esta necesidad, contribuyendo a asegurar la continuidad del suministro eléctrico y la estabilidad del sistema.

4.2.2. Estabilidad de motores

Cuando se alimentan cargas mediante motores síncronos, se logra mantener la estabilidad al mantener la impedancia de transferencia con valores bajos. Esto es especialmente notable cuando se hace referencia a generadores síncronos. Sin embargo, es importante destacar que los motores síncronos a menudo enfrentan problemas de estabilidad en mayor medida en comparación con los generadores.

La aplicación del esquema de recierre monopolar tiene un impacto positivo en el comportamiento de los motores de inducción en términos de estabilidad de carga. Este esquema asegura que el voltaje de secuencia positiva se mantenga en las terminales del motor. Esto da lugar a la disponibilidad de un torque de reserva, que es generado en parte por los voltajes de secuencia negativa, aunque en una magnitud despreciable. En consecuencia, cuando se implementan recierres efectivos, se garantiza que un voltaje de secuencia positiva óptimo se mantenga al máximo durante el período de tiempo muerto del recierre, preservando así el rendimiento del motor y su capacidad de carga estable.

4.3. Desionización del arco y fallas más comunes

Para la aplicación de los recierres automáticos en líneas de transmisión es importante determinar cuánto tiempo se debe mantener desenergizada la línea para permitir el tiempo suficiente para que se dé la desionización del arco, de modo que es no vuelva a activarse y se mantenga la estabilidad del sistema.

El tiempo de desionización del arco eléctrico al aire libre depende de los siguientes factores:

- Voltaje de la línea de transmisión.
- Espaciamiento del conductor.
- Corrientes de falla.
- Duración de la falla.
- Velocidad del viento.
- Acopladores capacitivos de los conductores adyacentes.

De los factores ante mencionados el voltaje de la línea transmisión es el más importante a considerar en donde entre más alto sea el nivel de tensión de la línea de transmisión más alto deberá ser el tiempo requerido para la deionización del arco eléctrico. Algunos de los factores que pueden ocasionar un aumento en la desionización del arco eléctrico se encuentran el incremento de las corrientes de falla o la presencia de lluvia, por el contrario, los aumentos en la velocidad del viento disminuyen la duración del tiempo de deionización del arco eléctrico (Olguín, 2004).

De resultados obtenidos en pruebas de laboratorio, los tiempos de Desionización del arco eléctrico para diferentes niveles de tensión se encuentran en la siguiente tabla, así también es posible realizar una estimación del tiempo

de desionización mínimo del arco eléctrico en ciclos mediante la siguiente ecuación.

$$T = 10.5 + \frac{kV}{34.5} \text{ ciclos} \quad (\text{Ecuación 18})$$

Donde:

KV es el voltaje de la línea de transmisión

Figura 16.

Tiempo muerto para la deionización del arco

KV	Manual Alstom		Ecuación		Exp. Laboratorio	
	ciclos	ms	ciclos	ms	ciclos	Ms
66	12.0	200	12.4	207	12.4	207
110	16.8	280	13.7	228	13.8	230
132	18.0	300	14.3	238	14.2	237
138	19.2	320	14.5	242	14.5	242
220	21.0	350	16.9	282	16.9	282
275	22.8	380	18.5	308	18.5	308
400	27.0	450	22.1	368	22.1	368
525	33.0	550	25.7	428	25.8	430

Continuación de la figura 16.

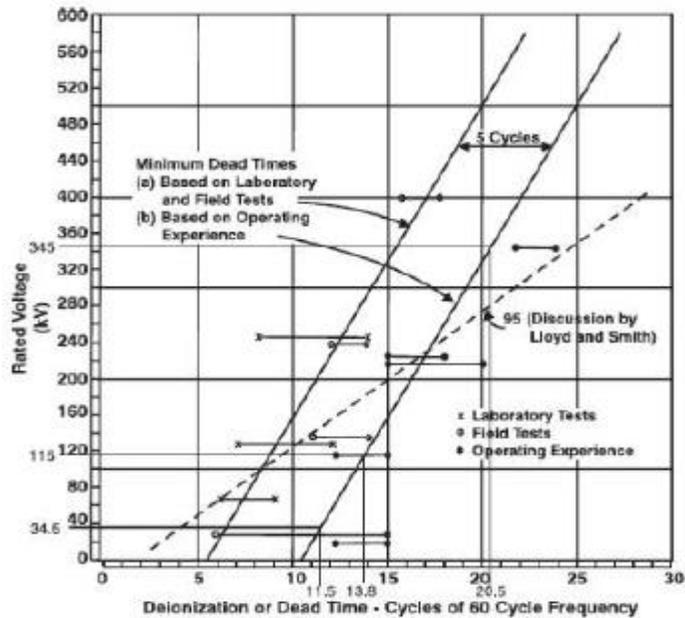


Figure 7: Dead Time for Arc Path De-ionization, with Operating Experience Line

Nota. Gráfica de tiempo muerto para la deionización del arco. Obtenido de K. Venkataraman (s.f.). *Introducción a la operación en régimen estacionario de la línea de transmisión.* (<https://www.scribd.com/document/162730759/Automatic-Reclosing-by-Basler-Electric-pdf>), consultado el 27 de julio de 2022. De dominio público.

4.3.1. Características del sistema de protección para la detección de fallas

Generalmente para la aplicación de recierre en líneas de transmisión en donde la estabilidad del sistema se puede ver afectado por fallas transitorias como se analizó mediante las curvas de potencia-ángulo y el criterio de áreas iguales, se suelen emplear esquemas de protección con dos interruptores de potencia en cada extremo de la línea los cuales deben disparar de forma

simultanea para asegurar la desionización del arco más rápidamente y así establecer un tiempo muerto del interruptor más corto el cual garantice la estabilidad del sistema como se vio en el análisis del criterio de áreas iguales. El ajuste de tiempo para el relé de recierre debe ser lo suficientemente corto para garantizar la desionización del arco y no sobre pasar el tiempo crítico y ángulo crítico en el cual el sistema pierde la estabilidad (Olguín, 2004).

En casos en donde los interruptores no se disparan de forma simultanea debido a la configuración del sistema de protección existe una reducción efectiva del tiempo muerto en el cual no se garantiza la desionización del arco y se puede llegar a un recierre no exitoso con la reactivación del arco, por esta razón el esquema para el sistema de protección de fallas debe considerar la operación de los interruptores de potencia de forma simultánea (Olguín, 2004).

4.4. Características y limitaciones de los interruptores de potencia

Para la aplicación de recierre automático en líneas de transmisión los interruptores de potencia deben tener la capacidad para interrumpir fallas permanentes, así como fallas transitorias el número de veces requerido bajo una sucesión rápida. Los interruptores empleados en esquemas de recierre automático deben estar equipados con mecanismos de funcionamiento y circuitos de control para la operación a alta velocidad de estos, así como la rápida extinción del arco eléctrico.

Los esquemas de protección con recierre en líneas de transmisión deben considerar las limitaciones de los interruptores de potencia para la interrupción de las fallas. La capacidad de interrupción en un interruptor de potencia se determina en función del funcionamiento de servicio estándar (ciclo de servicio estándar). Con el objetivo de mejorar la estabilidad del sistema restaurando el

sistema rápidamente después de la apertura de una línea por falla, la operación de recierre automático del interruptor debe darse unos ciclos después de la ocurrencia de la falla.

4.4.1. Tiempo de apertura máximo (ciclos)

El tiempo de apertura máximo del interruptor de potencia corresponde al tiempo que transcurre entre el recibo de la señal en la bobina de apertura y la efectiva separación de los contactos en todos los polos del equipo. En general se recomienda especificar un tiempo de apertura máximo de 1.5 ciclos (25 mseg) para interruptores de dos polos y un tiempo de apertura máximo de 2.5 ciclos (41.67ms) para interruptores de tres polos. La diferencia entre los tiempos de apertura y de interrupción efectivamente verificados en un polo dado, corresponde al tiempo del arco es decir el tiempo de interrupción el cual se estima en 0.5 ciclos (Olguín, 2004).

4.4.2. Tiempo máximo entre el cierre

La no simultaneidad del cierre y separación de los contactos de los polos de un interruptor de potencia deben tener un límite máximo aceptable el cual es definido por la especificación de sus características (máximo pol spread). Durante la apertura, la dispersión de los polos no tiene efectos sobre los transitorios formados, ya que la interrupción efectiva de las corrientes en los polos tiene lugar en los instantes de la corriente por cero que son determinadas por las características del circuito (inductivo o capacitivo). Durante la operación de cierre la dispersión de los polos puede tener influencia sensible en los transitorios formados, esto debido al desfase de tiempo en la reconexión de los polos de cada fase al sistema. Por esta razón es común especificar un tiempo de desfase máximo de 5ms durante la apertura o cierre para contactos principales, y de 3ms

durante la apertura o cierre de contactos auxiliares (contactos de resistencias de apertura o cierre) (Olguín, 2004).

4.4.3. Número de intentos de recierre

En la aplicación de recierres automáticos en líneas de transmisión se debe realizar un estudio de estabilidad transitoria, para determinar si el sistema es inestable o críticamente estable, de ser este el caso no se recomienda emplear esquemas con recierre automático, ya que los intentos repetidos de recierre con altos niveles de falla conllevan a efectos en la estabilidad del sistema. En casos donde el estudio de estabilidad transitoria determine que el sistema es inestable o críticamente estable se recomienda el uso de un solo disparo para no alterar la estabilidad del sistema (Olguín, 2004).

4.4.4. Efectos sobre otros elementos del sistema

Para la siguiente numeral se enlistan los elementos que pueden afectar al sistema y sus componentes.

4.4.4.1. Líneas con generadores

En circuitos de enlace único con generación dispersa, el recierre de la línea de transmisión debe demorarse lo suficiente para aislar la generación dispersa de la red. Si no se aísla la generación dispersa los generadores pueden dañarse por falta de sincronismo. En estos casos los esquemas de recierre automático se retrasan hasta la detección de una línea muerta esto se conoce como bloqueo de línea activa o LLB, lo cual impide el recierre de la generación dispersa para que posteriormente se realiza la reconexión bajo condiciones de sincronismo. Para completar la detección de una línea muerta deben monitorearse las tres fases.

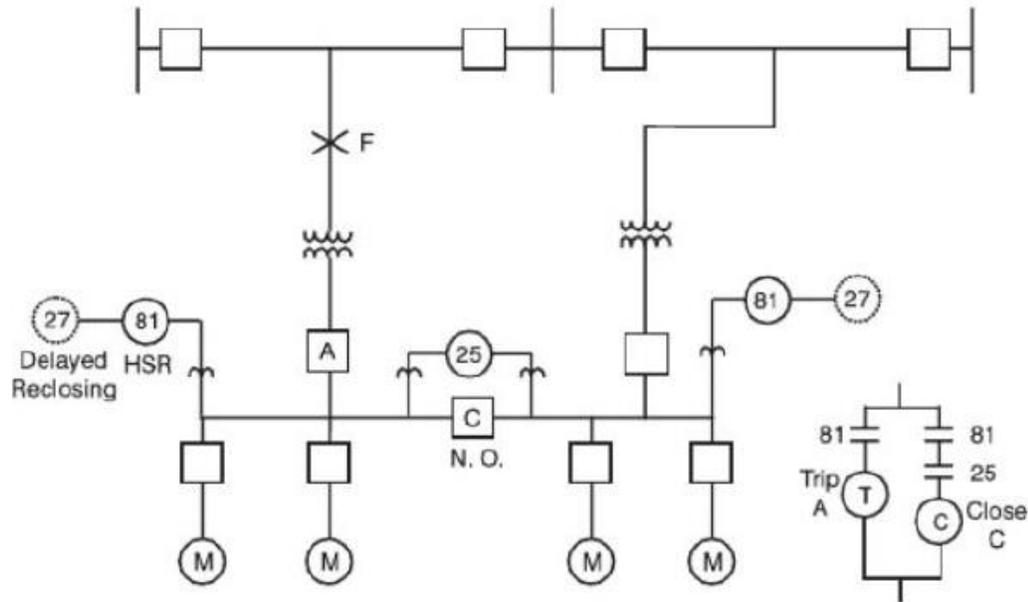
Si el esquema de protección emplea un disparo de alta velocidad (disparo de transferencia, cable piloto, entre otros) para disparar la generación es posible considerar el recierre automático. Si el generador disperso tiene la capacidad para mantener la carga conectada del sistema este se puede usar cuando se pierda en enlace con la generación principal. En este caso la generación dispersa debe tener la habilidad para cerrar la línea muerta. Antes de que se restablezca el vínculo con la carga, la generación dispersa debe aislarse de la carga para evitar que la carga dañe al generador cuando se vuelva a energizar, esto se puede llevar de forma local o remota. El recierre de la generación dispersa con la carga también puede llevarse a cabo mediante la verificación de sincronismo.

4.4.4.2. Líneas con motores

Las operaciones de recierres automáticos en sistemas con cargas de motor (inducción o síncronos), pueden producir pares de alta velocidad en los mismos y ocasionar daños o la destrucción de los motores. Un ejemplo de este caso se puede dar en una planta industrial con cargas de motor de inducción críticas que se encuentran conectados a una barra principal y a una barra auxiliar como se muestra en la figura 17.

Figura 17.

Cargas críticas de motores conectadas a barra principal y barra auxiliar



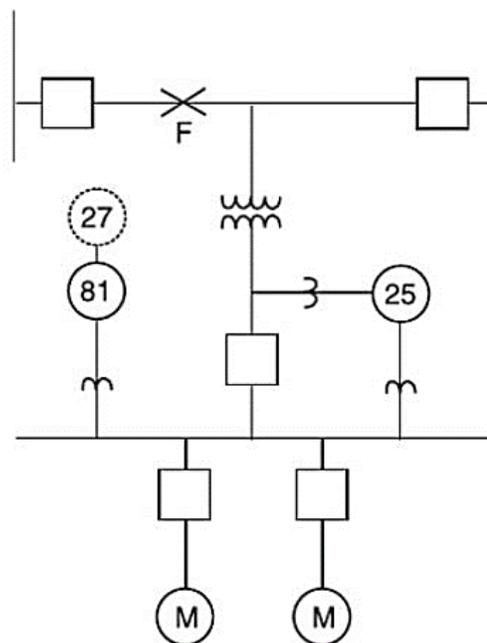
Nota. Ejemplo de operaciones de recierres automáticos en sistemas con cargas de motor. Obtenido de K. Venkataraman (s.f.). *Introducción a la operación en régimen estacionario de la línea de transmisión.* (<https://www.scribd.com/document/162730759/Automatic-Reclosing-by-Basler-Electric-pdf>), consultado el 27 de julio de 2022. De dominio público.

Cuando se origina una falla en la línea asociada con la barra principal perdiéndose voltaje, se realiza una transferencia rápida de la carga hacia la barra auxiliar para mantener la carga crítica de los motores. Al realizarse la transferencia de la carga de la barra principal a la barra auxiliar se pueden generar pares considerables en los 25 motores asociados con las cargas, por lo que es recomendable retrasar la reactivación de los motores de inducción hasta que los voltajes de los motores se hayan reducido a un nivel seguro de alrededor del 33 %.

Otro ejemplo común es el de una planta industrial en donde las cargas de motor de inducción son alimentadas por una sola barra. Cuando se origina una falla en la línea de transmisión del sistema las cargas (motores), están sujetos a pares de transitorios al volver a cerrar el interruptor en una operación de recierre automático. En este caso las cargas asociadas a los motores deben dispararse antes de volver a cerrar el interruptor, otra solución es la de demorar lo suficiente el recierre para que la tensión de los motores disminuya hasta un nivel seguro y darse el recierre. La tasa de disminución de la tensión del motor dependerá del diseño del motor y de la carga del motor. Como se muestra en la siguiente figura 18:

Figura 18.

Recierres automático en líneas con motores



Nota. Ejemplo de La tasa de disminución de la tensión del motor. Obtenido de K. Venkataraman (s.f.). *Introducción a la operación en régimen estacionario de la línea de transmisión.* (<https://www.scribd.com/document/162730759/Automatic-Reclosing-by-Basler-Electric-pdf>), consultado el 27 de julio de 2022. De dominio público.

Para el caso de motores síncronos, de igual forma que con los motores de inducción se deben tener consideraciones para la desconexión de los mismos antes de finalizada la operación de recierre. La reenergización de los motores síncronos deber ser sincronizada con la fuente.

La manera más común de efectuar la apertura del interruptor del motor durante la operación de recierre es mediante el uso de un relé de baja frecuencia. Los ajustes típicos del relé de baja frecuencia (81) son del 98-97 % de la clasificación. Para efectuar el cierre de la barra con el motor se puede emplear un relé de baja tensión (27) así como un relé de verificación de sincronismo (25), para supervisar el cierre de la barra con el motor y asegurar una tensión, frecuencia y ángulo de fase durante la reenergización de los motores síncronos.

4.4.4.3. Líneas con cables subterráneos

Las fallas en líneas de transmisión subterráneas tienden a ser de naturaleza permanente, por lo que es recomendable no utilizar esquemas de recierre automático en líneas de transmisión que son completamente subterráneas, sin embargo, en circuitos compuestos por líneas aéreas y subterráneas es posible la aplicación de esquemas de recierre automático.

En este caso el número de operaciones de recierre puede reducirse en una sola operación, el fundamento para determinar si el recierre es aplicable en un sistema de transmisión compuesto por línea aérea y subterránea se basa en la posibilidad de que una falla se produzca en la parte aérea del sistema de transmisión.

En algunos casos donde una pequeña porción del circuito es cable subterráneo y la porción más grande es cable aéreo, se puede usar un esquema

de recierre automático con bloqueo de recierre para la parte de cable subterráneo. Otra solución es la de instalar un cable de retransmisión separada para que no se pierda la continuidad al momento de bloquear la falla del circuito de recierre en el cable. Esta consideración suele ser costosa ya que es necesario algún tipo de canal de comunicación que conecte cada extremo de la protección del cable además de tener que incluirse transformadores de corriente independientes en la transición cable subterráneo/línea aérea.

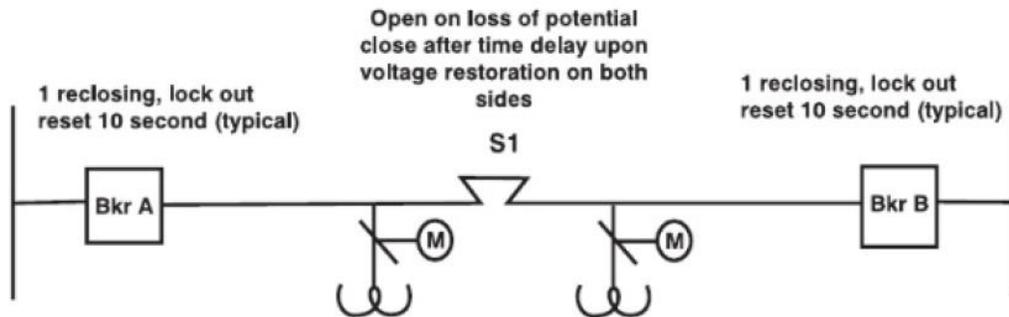
4.4.4.4. Línea con seccionamiento automático

En algunos sistemas los seccionadores son controlados de manera automático después de contar un número de pulsos de corriente de falla o pérdida de potencial, esto es llevado a cabo una vez se ha interrumpido la corriente de falla mediante los interruptores de potencia ya que los seccionadores no tiene la capacidad de interrumpir corrientes de falla por lo que estos abren y cierra bajo condiciones sin carga. El seccionamiento exitoso para el aislamiento de una falla permanente requiere de tiempo de reenganche, así como de los tiempos de reposición de reenganche asociados con los interruptores de línea y la coordinación del equipo de sección de línea.

Para los esquemas de protección con seccionalizadores el tiempo de recierre del relé de recierre del interruptor debe ser mayor al tiempo de apertura del seccionalizador y el interruptor de desconexión accionado por motor combinados, el tiempo de apertura del seccionador debe incluir el tiempo de funcionamiento de los dispositivos iniciadores. Si el dispositivo de control es un relé de mínima tensión de retardo, su tiempo de funcionamiento debe tenerse en cuenta para que la línea no se vuelva a energizar mientras se abre el seccionador o las desconexiones operadas por motor.

Figura 19.

Recierre automático en líneas con seccionalización automática



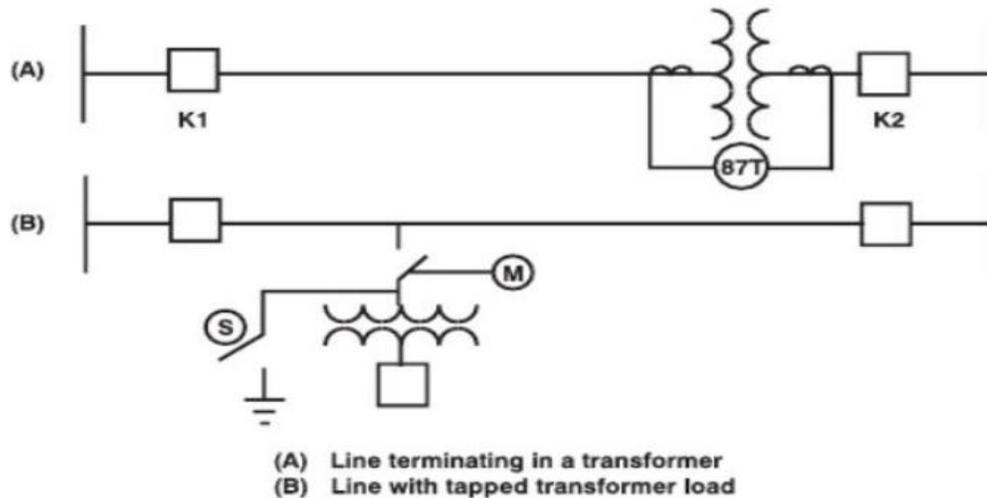
Nota. Ejemplo de recierre automático en líneas con seccionalización automática. Obtenido de K. Venkataraman (s.f.). *Introducción a la operación en régimen estacionario de la línea de transmisión.* (<https://www.scribd.com/document/162730759/Automatic-Reclosing-by-Basler-Electric-pdf>), consultado el 27 de julio de 2022. De dominio público.

4.4.4.5. Líneas con transformadores

En algunos sistemas se encuentran líneas de transmisión las cuales terminan en transformadores sin interruptor de potencia, en estos sistemas los esquemas de protección deben bloquear la función de recierre de la línea de transmisión para evitar que se reenlace la línea ante fallas dentro del transformador. En general en estos tipos de sistemas con líneas de transmisión y transformadores sin interruptor de potencia cuando sucede una falla en el transformador no debe volver a energizar el mismo hasta que la unidad haya sido inspeccionada, reparada o cambiada.

Figura 20.

Recierre en líneas de transmisión con transformadores



Nota. Ejemplo de recierre en líneas de transmisión con transformadores. Obtenido de K. Venkataraman (s.f.). *Introducción a la operación en régimen estacionario de la línea de transmisión.* (<https://www.scribd.com/document/162730759/Automatic-Reclosing-by-Basler-Electric-pdf>), consultado el 27 de julio de 2022. De dominio público.

En sistemas con líneas de transmisión que terminan en un transformador como el mostrado en la figura 20, la protección diferencial del transformador se puede emplear para iniciar el envío de una señal de disparo de transferencia directa para bloquear el recierre automático, sin embargo, si la falla se da en la línea de transmisión el recierre automático de los interruptores asociados a la línea debe estar permitido, en este tipo de esquema se requiere de un canal de señalización.

En sistemas con líneas de transmisión conectadas a cargas de transformador se suele emplear un interruptor de aire operado mediante un motor para el lado de alta del transformador con el objetivo de aislar el transformador en

condiciones normales de conmutación, dicho interruptor se usa junto a un sistema de disparo de transferencia directa o un interruptor de conexión a tierra automático como el mostrado en la figura 20. Es este esquema la apertura del interruptor de aire se inicia mediante la operación de los relés de protección del transformador, o también mediante la supervisión de un relé de voltaje para que dicho interruptor se abra después de que la línea de haya desenergizado. En este esquema de protección el recierre se puede llevar a cabo media vez el tiempo de recierre de los interruptores de línea se coordinen con el tiempo de apertura de interruptor de aire del lado de alta del transformador para evitar que el transformador se vuelva a energizar cuando los interruptores de línea estén parcialmente abiertos.

4.4.4.6. Líneas con bancos de capacitores

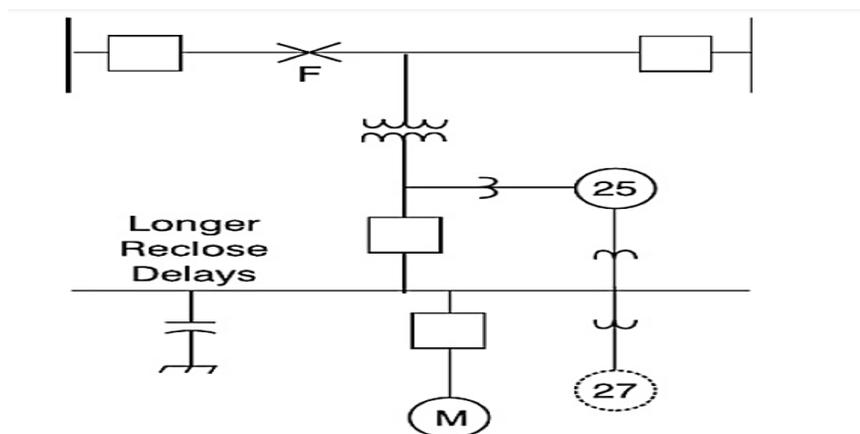
En algunos sistemas de potencia emplean bancos de capacitores en serie, así como en derivación para aumentar las características de transferencia (bancos de capacitores en serie), así como para reducir las pérdidas del sistema mejorando el factor de potencia y ayudando a regular los voltajes del sistema (bancos de capacitores en derivación). Generalmente los bancos de capacitores en serie se emplean para líneas de transmisión, mientras que los bancos de capacitores de 30.

Derivación se emplean en subestaciones eléctricas de distribución. La apertura y cierre de bancos de capacitores en derivación pueden generar transitorios severos, así como posibles sobretensiones, por lo que la aplicación de esquemas de protección de recierre automático en líneas con bancos de capacitores debe considerar cuando es posible aplicar el recierre automático cerca de un banco de capacitores en derivación. Generalmente al momento de Interrumpir la alimentación una línea de transmisión con un banco de capacitores

en derivación, este tiende a mantener el voltaje más tiempo que si no estuviera ningún banco de capacitores en servicio, este fenómeno puede tener consecuencias si se emplea un sistema de recierre automático como por ejemplo durante la desconexión del sistema de un motor en donde se requerirían tiempos de retardo y recierre más largos para la supervisión del voltaje como en el esquemas mostrado en la figura 21.

Figura 21.

Tiempos de retardo y recierre



Nota. Ejemplo de tiempos de retardo y recierre. Obtenido de K. Venkataraman (s.f.). *Introducción a la operación en régimen estacionario de la línea de transmisión.* (<https://www.scribd.com/document/162730759/Automatic-Reclosing-by-Basler-Electric-pdf>), consultado el 27 de julio de 2022. De dominio público.

4.4.4.7. Bloqueo de función de recierre en líneas de transmisión

El recierre automático en líneas de transmisión es un método efectivo para la eliminación de fallas transitorias y garantizar la continuidad del servicio, sin embargo, la aplicación de esquemas de protección con recierre automático no se

pueden emplear en todas las configuraciones o situaciones por lo cual se debe considerar el bloqueo de la función de recierre en algunos casos como los siguientes:

- Recibo de disparo de transferencia.
- Disparo manual.
- Mantenimiento de línea viva.
- Fallas trifásicas.
- Operación de relé diferencial de barra por falla en barra.
- Operación de relé diferencial de transformador por falla en transformador.
- Fallas en cables subterráneos.
- Condición fuera de paso.
- Disparos por sobre frecuencia y sobre voltaje.
- Detección de fallas de alta impedancia en líneas de distribución.
- Altas corrientes por fallas cercanas.

4.5. Características del sistema de protección para la detención de fallas

Para la aplicación de recierre en líneas de transmisión en donde la estabilidad del sistema se puede ver afectado por fallas transitorias como se analizó mediante las curvas de potencia-ángulo y el criterio de áreas iguales, se suelen emplear esquemas de protección con dos interruptores de potencia en cada extremo de la línea los cuales deben disparar de forma simultanea para asegurar la desionización del arco más rápidamente y así establecer un tiempo muerto del interruptor más corto el cual garantice la estabilidad del sistema como se vio en el análisis del criterio de áreas iguales. El ajuste de tiempo para el relé de recierre debe ser lo suficientemente corto para garantizar la desionización del

arco y no sobre pasar el tiempo crítico y ángulo crítico en el cual el sistema pierde la estabilidad.

En casos en donde los interruptores no se disparan de forma simultánea debido a la configuración del sistema de protección existe una reducción efectiva del tiempo muerto en el cual no se garantiza la desionización del arco y se puede llegar a un recierre no exitoso con la reactivación del arco, por esta razón el esquema para el sistema de protección de fallas debe considerar la operación de los interruptores de potencia de forma simultánea.

4.6. Características y limitaciones de los interruptores de potencia

Para la aplicación de recierre automático en líneas de transmisión, los interruptores de potencia deben tener la capacidad para interrumpir fallas permanentes, así como fallas transitorias el número de veces requerido bajo una sucesión rápida. Los interruptores empleados en esquemas de recierre automático deben estar equipados con mecanismos de funcionamiento y circuitos de control para la operación a alta velocidad de estos, así como la rápida extinción del arco eléctrico.

Los esquemas de protección con recierre en líneas de transmisión deben considerar las limitaciones de los interruptores de potencia para la interrupción de las fallas. La capacidad de interrupción en un interruptor de potencia se determina en función del funcionamiento de servicio estándar (ciclo de servicio estándar). Con el objetivo de mejorar la estabilidad del sistema restaurando el sistema rápidamente después de la apertura de una línea por falla, la operación de recierre automático del interruptor debe darse unos ciclos después de la ocurrencia de la falla.

4.6.1. Tiempo de apertura máximo (ciclos)

El tiempo de apertura máximo del interruptor de potencia corresponde al tiempo que transcurre entre el recibo de la señal en la bobina de apertura y la efectiva separación de los contactos en todos los polos del equipo. En general se recomienda especificar un tiempo de apertura máximo de 1.5 ciclos (25 mseg) para interruptores de dos ciclos y un tiempo de apertura máximo de 2.5 ciclos (41.67 ms) para interruptores de tres ciclos. La diferencia entre los tiempos de apertura y de interrupción efectivamente verificados en un polo dado, corresponde al tiempo del arco es decir el tiempo de interrupción el cual se estima en 0.5 ciclos.

Para despejar una falla en los sistemas de líneas de transmisión se requieren de un sistema de relés de protección para detectar una falla e iniciar la apertura de los interruptores lográndose así aislar el elemento fallado del sistema. El tiempo de despeje de falla no es más que el resultado de los tiempos involucrados por el sistema de relés de protección y los tiempos propios de operación de los interruptores. Por lo general en los sistemas de transmisión el tiempo de detección y operación de los relés se encuentran comprendido en un rango de 15 a 30 ms (1 a 2 ciclos), mientras que el tiempo de operación de los interruptores está comprendido en un rango de 30 a 70 ms (2 a 4 ciclos). La operación de recierre es controlada por el relé de recierre y dependerá de la determinación óptima de los tiempos asociados con el interruptor de potencia y las protecciones para el ajuste del tiempo muerto del relé de recierre en el cual se debe garantizar la completa deionización del arco eléctrico.

4.6.2. Determinación del tiempo de operación del interruptor de potencia

El tiempo de operación del interruptor de potencia está definido por el tiempo de apertura del interruptor el cual se obtiene de las características técnicas del interruptor de potencia (datasheet) que dependiendo del modelo y tipo se encuentra comprendido en un rango de 20 ms a 30 ms y el tiempo de arco el cual está asociado a la naturaleza capacitiva o inductiva del arco y se estima de 0.5 ciclos (8 ms).

4.6.3. Determinación del tiempo muerto del interruptor

El tiempo muerto del interruptor está definido por el tiempo de desionización del arco ya que en el tiempo muerto del interruptor se debe garantizar la desionización del aire para que al momento de darse el recierre no se reactive el arco y produzca inestabilidad al sistema. El tiempo de desionización del arco depende del nivel de tensión del sistema y se puede determinar mediante la ecuación siguiente.

Para un sistema de transmisión de 69 KV se tiene lo siguientes datos.

$$t = 10.5 + \frac{kV}{34.5} \text{ ciclos}$$

$$t = 10.5 + \frac{69kV}{34.5} \text{ ciclos}$$

$$t = 12.5 \text{ ciclos}$$

Para un sistema de transmisión de 138KV se tiene lo siguientes datos.

$$t = 10.5 + \frac{kV}{34.5} \text{ ciclos}$$

$$t = 10.5 + \frac{138kV}{34.5} \text{ ciclos}$$

$$t = 14.5 \text{ ciclos}$$

Para un sistema de transmisión de 230 KV se tiene lo siguientes datos.

$$t = 10.5 + \frac{kV}{34.5} \text{ ciclos}$$

$$t = 10.5 + \frac{230kV}{34.5} \text{ ciclos}$$

$$t = 17.6 \text{ ciclos}$$

Una vez determinado el tiempo de desionización del arco el cual dependerá del nivel de tensión como se vio anteriormente se debe establecer un tiempo de margen de seguridad para asegurar la completa deionización del arco, este tiempo queda a criterio de quien diseñe el sistema de protección con recierre, por lo general se emplea un tiempo de margen de seguridad de 10 ms.

El tiempo muerto del interruptor estará entonces definido por el tiempo de desionización del arco calculado mediante la ecuación anterior y el margen de seguridad que el ingeniero en protecciones desee escoger.

4.6.4. Determinación del tiempo muerto del relé de recierre

Para la determinación del tiempo muerto del relé de recierre, al tiempo muerto del interruptor de potencia (determinado por el tiempo de desionización del arco y el tiempo de margen de seguridad), se le debe restar el tiempo de

cierre del interruptor de potencia (intervalo de tiempo comprendido entre la energización de circuito de cierre y comienzo de contacto de polos) el cual es de alrededor de 100 ms dependiendo del tipo y modelo del interruptor, esto debido a que la señal que envía el relé de recierre una vez finalizado el tiempo muerto del mismo debe comenzar en el instante de tiempo justo en la energización del circuito de cierre.

El tiempo muerto del relé de recierre (tiempo que comienza con la operación de la protección y finaliza con la energización del circuito de cierre del interruptor de potencia), corresponde al tiempo de operación del interruptor de potencia (tiempo de apertura y tiempo de duración del arco) más el tiempo muerto del interruptor menos el tiempo de cierre del interruptor.

4.6.5. Determinación del tiempo de restauración del relé de recierre

El tiempo de restauración corresponde al tiempo de reposición de una línea de transmisión, el cual debe ser lo suficientemente largo para que no se vuelva a presentar alguna perturbación y según estudios de estabilidad se ha determinado que la reposición del sistema se da en un tiempo aproximado de 5seg en donde el sistema recupera la estabilidad y se asegura que la falla ha sido eliminada por completo.

El tiempo de restauración de los relés de recierre (reset time) debe ser lo suficientemente largo para permitir que los relés de protección operen y detecten la falla al reconectar a una falla permanente. Los tiempos típicos de reinicio para los relés de recierre suelen estar comprendido entre un rango de 3 a 10 seg.

Se muestran los tiempos óptimos para la operación de recierre para una línea de transmisión de 69 kV, en donde aplicando la ecuación 18 se tiene un tiempo de desionización del arco de 12.5 ciclos o aproximadamente 210 ms. El tiempo muerto del relé de recierre corresponde al tiempo de operación del interruptor de potencia más el tiempo muerto del interruptor de potencia menos el tiempo de cierre, lo da un tiempo muerto del relé de recierre de 150 ms.

4.7. Optimización de los tiempos de reenganche

Como se ha dicho en los anteriores capítulos el reenganche tiene la función de emitir orden de recierre a los interruptores tras actuar las protecciones que deban iniciar la secuencia de reenganche.

Así mismo se debe de mencionar que para la línea de transmisión que está siendo analizada es que el tiempo óptimo para un recierre exitoso depende del nivel de tensión que se tenga, para este caso es una Línea de Transmisión de 230 kV.

Generalmente el tiempo muerto (tiempo que permanece desconectada la línea de transmisión después que se haya despejado la falla), es el tiempo que inicia con el comienzo de la función de recierre automático y finaliza con la operación la cual se energiza la bobina de cierre del interruptor (operación de recierre). Normalmente el tiempo muerto en líneas de transmisión no debe ser menor de 0.3 seg.

Para establecer los tiempos óptimos para los recierres en líneas de transmisión es necesario tener en cuenta las definiciones de cada uno de los tiempos empleados por la protección, el interruptor de potencia, así como del relé de recierre.

Los equipos de protección de alta velocidad como la protección de distancia y los esquemas de protección unitarios generalmente actúan en tiempos de operación menores a 50 ms, esta rápida actuación de las protecciones que coordinan la apertura de los interruptores reduce la duración del arco secundario y la perturbación del sistema.

CONCLUSIONES

1. Los tiempos óptimos para la línea de transmisión Guatemala Sur – Escuintla 230 kV, se determinó que el tiempo optimo no debe ser menor a los 0.3 s, según lo descrito en el capítulo IV en su inciso 4.7.
2. El análisis de incidencia de la Linea de transmisión Guatemala Sur – Escuintla 230 kV han sido las fallas más recurrentes por descargas electro atmosféricas las cuales se indican en el capítulo III en su inciso 3.2. Estadísticas de Tipos de fallas.
3. Según lo analizado en el capítulo III, se describen que los ajustes actuales mostrados en el inciso 3.4, son los óptimos dado que liberan la falla en el tiempo determinado.
4. Se realizó en análisis y se concluye que para desionización del Arco eléctrico para la línea de transmisión en 230kV será de 10 ms.
5. Se concluye que para tener en óptimas condiciones la infraestructura de la Linea de Transmision se deben de realizar revisiones más constantes, paralelo a ello revisar cada material que este compuesto dicha Linea.
6. Al no tener la infraestructura adecuada, se puede tener indisponibilidades y sanciones a ETCEE, por ello se realizó análisis de cada uno de los componentes que viste la infraestructura para una correcta ejecución indicado en el capítulo III en el inciso 3.5 Ajustes en la Infraestructura de línea de transmisión.

7. El uso y la configuración adecuados de la función 79 pueden mejorar la confiabilidad y la disponibilidad del suministro de energía en un sistema eléctrico, toda vez que se considere lo indicado en el apartado No.1.

8. El recierre en líneas de transmisión cerca de la generación deben considerarse el impacto en el par del eje de la máquina, así como la estabilidad del sistema.

RECOMENDACIONES

1. Verificar las infraestructuras de líneas de transmisión estén en óptimas condiciones, se deberá considerar el entorno donde está ubicada la línea de transmisión analizada dado que, actualmente es una línea que está en gran parte en una zona costera, dicho lo anterior la línea de transmisión se deberán verificar periódicamente el grado de acero galvanizado para que no sufra el fenómeno de óxido para ello se recomienda un reforzamiento un epóxico en alto en sólidos, como un recubrimiento de esmalte de poliuretano que resista las condiciones climáticas.
2. Modificar el reenganche con función 79 debe ser utilizado con precaución y ajustado adecuadamente para evitar que el interruptor automático reenganche repetidamente en caso de condiciones peligrosas o permanentes.
3. Verificar la estabilidad del sistema es una preocupación en un momento determinado, sin embargo, es recomendable emplear un esquema de recierre tripolar, así también para las fallas de múltiples fases deben dispararse en tres fases y se debe considerar el bloqueo del reenganche automático.
4. Verificar si las líneas de transmisión que terminan en transformadores estas no deben volverse a cerrar cuando ocurren fallas del transformador. Estas líneas deben dispararse en sus tres fases en ambos extremos. El reenganche no supervisado solo debe permitirse si no se ha utilizado una protección de transformador o si se ha aislado el transformador de la línea.

5. Revisar la no aplicación de esquemas de recierre automático de alta velocidad o sin supervisión en líneas radiales con generadores conectados, y que las tensiones torsionales acumuladas en el eje del rotor del generador pueden provocar una falla prematura al rotor.

REFERENCIAS

- Basler Electric Company. (2001). *Automatic Reclosing - Transmission Line Applications and Considerations*. Basler Electric.
<http://www.basler.com/downloads/autorecl.pdf>
- Blackburn, L. and Domin, T. (2006). *Protective Relaying Principles and Applications*. Taylor & Francis Group, LLC.
- Chirre, M. (2014). *Análisis de la corriente de arco secundario para recierres monofásicos en líneas de extra alta tensión*. [Tesis de maestría, Universidad Nacional de Ingeniería]. Archivo digital.
<https://1library.co/document/z1dkml8z-analisis-corriente-secundario-recierres-monofasicos-lineas-extra-tension.html>
- Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (2002). *Informe de Labores*. CNEE.
https://www.cnee.gob.gt/wordpress/?page_id=752
- Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (s.f.). *Mapa del SNI*. CNEE.
https://www.cnee.gob.gt/wordpress/?page_id=5485
- Duncan, M. (2003). *Sistemas de potencia, analisis y diseño*. Ciencias e Ingeniería.
- Graiger, J. y Stevenson, W. (1996). *Analisis de sistemas de potencia*. McGraw-Hill.

Gonzalez, F. (2006). *Introducción a la Operación en Régimen Estacionario de la Línea de Transmisión*. Academia.
https://www.academia.edu/22579764/Capitulo_4_Introduccion_a_la_operacion_en_regimen_estacionario_de_lineas_de_transmision

Lara, E. (2010). *Estudios de recierre tripolares y monopolares para la línea de transmisión el Inga-yaguachi de 500kV*. [tesis de licenciatura, Escuela Politécnica Nacional]. Archivo digital.
<https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/2631/1/CD-3315.pdf>

Midwest Reliability Organization. (3 de marzo de 2009). *Considerations for Transmission Reclosing Practices In the MRO Area*. A TECHNICAL PAPER. <https://docplayer.net/51507738-Considerations-for-transmission-reclosing-practices-in-the-mro-area.html>

Olguin, M. (2004). *Análisis de la operación del disparo y recierre Monopolar en líneas de transmisión*. [Tesis de maestría, Universidad Nacional Autónoma de México]. Archivo digital.
<http://132.248.9.195/ppt2004/0337438/0337438.pdf>

UNE-EN 60255-5, I. N. (2002). *Coordinación de aislamiento para relés de medición y equipos de protección*. Normalización Española.

Venkataraman, K. (s.f.). *Introducción a la Operación en Régimen Estacionario de la Línea de Transmisión*. Scribd.
<https://www.scribd.com/document/162730759/Automatic-Reclosing-by-Basler-Electric-pdf>