



Universidad de San Carlos de Guatemala

Facultad de Ingeniería

Escuela de Estudios de Postgrado

Maestría en Gestión de Mercados Eléctricos Regulados

**ANÁLISIS DE PÉRDIDAS ECONÓMICAS DE LA RED DE TRANSPORTE DE 69 KV POR
APERTURAS FORZOSAS EN TRAMOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LA REGIÓN
ORIENTE DEL PAÍS**

Ing. Frilli Ricardo Morales Bravo

Asesorado por el Mtro. Ing. Axel Ernesto Siguí Gil

Guatemala, junio de 2022

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS DE PÉRDIDAS ECONÓMICAS DE LA RED DE TRANSPORTE DE 69 KV POR
APERTURAS FORZOSAS EN TRAMOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LA REGIÓN
ORIENTE DEL PAÍS**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

ING. FRILLI RICARDO MORALES BRAVO
ASESORADO POR EL MTRO. ING. AXEL ERNESTO SIGUÍ GIL

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
MAESTRO EN GESTIÓN DE MERCADOS ELÉCTRICOS REGULADOS

GUATEMALA, JUNIO DE 2022

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

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

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

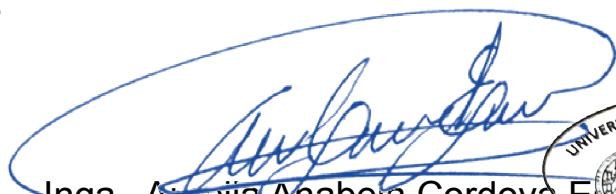
DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
DIRECTOR	Mtro. Ing. Edgar Darío Álvarez Cotí
EXAMINADOR	Mtro. Ing. Juan Carlos Fuentes Montepeque
EXAMINADOR	Mtro. Ing. Benedicto Estuardo Martínez Guerra
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

Decanato
Facultad de Ingeniería
24189101- 24189102
secretariadecanato@ingenieria.usac.edu.gt

LNG.DECANATO.OI.464.2022

La Decana 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 Estudios de Posgrado, al Trabajo de Graduación titulado: **ANÁLISIS DE PÉRDIDAS ECONÓMICAS DE LA RED DE TRANSPORTE DE 69 KV POR APERTURAS FORZOSAS EN TRAMOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LA REGIÓN ORIENTE DEL PAÍS**, presentado por: **Frilli Ricardo Morales Bravo**, que pertenece al programa de Maestría en artes en Gestión de mercados eléctricos regulados después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:


Inga. Aurelia Anabeila Cordova Escobar
Decana



Guatemala, junio de 2022

AACE/gaoc



Guatemala, junio de 2022

LNG.EEP.OI.464.2022

En mi calidad de Director de la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen del asesor, verificar la aprobación del Coordinador de Maestría y la aprobación del Área de Lingüística al trabajo de graduación titulado:

“ANÁLISIS DE PÉRDIDAS ECONÓMICAS DE LA RED DE TRANSPORTE DE 69 KV POR APERTURAS FORZOSAS EN TRAMOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LA REGIÓN ORIENTE DEL PAÍS”

presentado por **Frilli Ricardo Morales Bravo** correspondiente al programa de **Maestría en artes en Gestión de mercados eléctricos regulados** ; apruebo y autorizo el mismo.

Atentamente,

“Id y Enseñad a Todos”

Mtro. Ing. Edgar Darío Álvarez Coti
Director

**Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería**





Guatemala, 23 de noviembre 2021

Como coordinador de la **Maestría en Artes en Gestión de Mercados Eléctricos Regulados** doy el aval correspondiente para la aprobación del Trabajo de Graduación titulado: **“ANÁLISIS DE PÉRDIDAS ECONÓMICAS DE LA RED DE TRANSPORTE DE 69KV POR APERTURAS FORZOSAS EN TRAMOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LA REGIÓN ORIENTE DEL PAÍS”** presentado por el Ingeniero FRILLI RICARDO MORALES BRAVO quien se identifica con carné 201113820.

Atentamente,

“Id y Enseñad a Todos”

Mtro. Ing. Juan Carlos Fuentes Montepeque
Coordinador de Maestría
Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería



Guatemala, octubre de 2020.

M.A. Ing. Edgar Darío Álvarez Cotí

Director

Escuela de Estudios de Postgrado

Presente

Estimado M.A. Ing. Álvarez Cotí

Por este medio informo a usted, que he revisado y aprobado el Trabajo de Graduación y el Artículo Científico: **“ANÁLISIS DE PÉRDIDAS ECONÓMICAS DE LA RED DE TRANSPORTE DE 69KV POR APERTURAS FORZOSAS EN TRAMOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LA REGIÓN ORIENTE DEL PAÍS.”** de la estudiante **FRILLI RICARDO MORALES BRAVO** del programa de Maestría en **Gestión de Mercados Eléctricos Regulados**, quien se identifica con número de carné: **201113820**.

Agradeciendo su atención y deseándole éxitos en sus actividades profesionales me suscribo.



Axel Ernesto Sigui Gil
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 14867

MSc. Ing. Axel Ernesto Sigui Gil

Colegiado No. 14, 867

Asesor de Tesis



Guatemala, 23 de noviembre 2021

Como coordinador de la **Maestría en Artes en Gestión de Mercados Eléctricos Regulados** doy el aval correspondiente para la aprobación del Trabajo de Graduación titulado: **“ANÁLISIS DE PÉRDIDAS ECONÓMICAS DE LA RED DE TRANSPORTE DE 69KV POR APERTURAS FORZOSAS EN TRAMOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LA REGIÓN ORIENTE DEL PAÍS”** presentado por el Ingeniero FRILLI RICARDO MORALES BRAVO quien se identifica con carné 201113820.

Atentamente,

“Id y Enseñad a Todos”

Mtro. Ing. Juan Carlos Fuentes Montepeque
Coordinador de Maestría
Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería





Guatemala, 29 de noviembre 2021

Profesional
Frilli Ricardo Morales Bravo
Carné: 201113820
Maestría en Gestión de Mercados Eléctricos Regulados

Distinguido Profesional Morales Bravo:

De manera atenta hago constar que de acuerdo con la aprobación del coordinador de maestría y docente-revisor doy el aval a su Informe Final y Artículo Científico titulado: "ANÁLISIS DE PÉRDIDAS ECONÓMICAS DE LA RED DE TRANSPORTE DE 69KV POR APERTURAS FORZOSAS EN TRAMOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LA REGIÓN ORIENTE DEL PAÍS" para que pueda continuar con su proceso de graduación.

Con base en la evaluación realizada hago constar la originalidad, calidad, coherencia según lo establecido en el *Normativo de Tesis y Trabajos de Graduación aprobados por la Junta Directiva de la Facultad de Ingeniería Punto Sexto inciso 6.10 del Acta 04-2014 de sesión celebrada el 04 de febrero de 2014*. Cumpliendo tanto en su estructura como en su contenido, por lo cual el trabajo evaluado cuenta con mi aprobación.

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"



M.A. Edgar Darío Álvarez Cortés
Director

Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería

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 PÉRDIDAS ECONÓMICAS DE LA RED DE TRANSPORTE DE 69 KV POR
APERTURAS FORZOSAS EN TRAMOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LA REGIÓN
ORIENTE DEL PAÍS**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Estudios de Postgrado, con fecha 18 de agosto 2020.

Ing. Frilli Ricardo Morales Bravo

ACTO QUE DEDICO A:

Dios

Por brindarme sabiduría y guiarme en todo momento, darme retos en la vida y fortaleza para salir adelante.

Mis padres

Por creer siempre en mí, su apoyo incondicional, palabras de aliento, guiar mis pasos y demostrar que con perseverancia se alcanzan las metas trazadas.

Mis hermanos

Por sus consejos, confianza y apoyo incondicional, así como estar siempre cuando más los he necesitado.

Mi novia

Por apoyarme incondicionalmente durante todo este tiempo y ser mi refugio en tiempos de dificultad.

AGRADECIMIENTOS A:

Dios	Por darme la sabiduría y la guía durante el transcurso de la carrera.
Universidad de San Carlos de Guatemala	Por concederme el privilegio de formarme académicamente.
Profesionales EEP	Por su invaluable aporte en mi crecimiento profesional y académico.
Mi asesor	Por guiarme con su amplia experiencia para poder culminar satisfactoriamente esta fase académica y convertirse en un amigo y mentor.
Ing. Alberto Tajiboy	Por su apoyo durante la realización de este trabajo y ser una importante influencia en mi carrera.
ETCEE-INDE	Por ser la institución que me brindó oportunidades, no solo de crecimiento profesional, sino también crecimiento intelectual.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	V
LISTA DE SÍMBOLOS	IX
GLOSARIO	XI
RESUMEN.....	XV
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	XVII
OBJETIVOS.....	XXI
RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO	XXIII
INTRODUCCIÓN	XXVII
1. MARCO REFERENCIAL.....	1
2. MARCO TEÓRICO.....	5
2.1. Región eléctrica del oriente de Guatemala.....	5
2.1.1. Definición de la región oriente de Guatemala.....	5
2.1.2. Localización de líneas de transmisión de la región oriente.....	7
2.1.3. Marco regulatorio aplicada a la red de transporte.....	9
2.1.3.1. Normativas aplicadas	9
2.1.4. Planes de expansión y alcances.....	15
2.1.5. Operación del Mercado Eléctrico Nacional.....	19
2.2. La red de transporte de 69 kV del oriente de Guatemala	21
2.2.1. Definición de una red de transporte 69kV.....	21
2.2.2. Características de una red de transporte de 69kV..	22
2.2.2.1. Elementos de una LT 69 kV.....	23
2.2.2.2. Elementos de una subestación.....	27

2.2.3.	Localización de líneas de 69 kV en el oriente de Guatemala.....	32
2.3.	Pérdidas económicas por aperturas forzosas	35
2.3.1.	Definición de pérdidas económicas por aperturas forzosas.....	35
2.3.2.	Características de una apertura forzosa	37
2.3.3.	Proceso de respuesta ante una apertura forzosa....	41
2.3.3.1.	Coordinación logística	41
2.3.3.2.	Reportes emitidos	45
2.3.3.3.	Contenido de los reportes	45
2.4.	Metodología para analizar pérdidas económicas por aperturas forzosas.....	46
2.4.1.	Sanción por regulación de tensión	46
2.4.2.	Sanción por distorsión armónica de tensión.....	47
2.4.3.	Sanción por flicker en la tensión.....	48
2.4.4.	Sanción por desbalance de corriente	48
2.4.5.	Sanción por indisponibilidad forzada de líneas de transmisión	50
2.4.6.	Sanción por indisponibilidad programada	52
3.	PRESENTACIÓN DE RESULTADOS.....	53
3.1.	Análisis de fallas en líneas de 69 kV	53
3.1.1.	Principales motivos de ocurrencia de fallas.....	54
3.1.2.	Cuantificación del tiempo anual de ocurrencia de fallas.	59
3.1.3.	Monetización de fallas.....	63
3.1.4.	Determinación y monetización	68
4.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS	71

4.1.	Análisis interno	72
4.2.	Análisis externo	74
CONCLUSIONES		77
RECOMENDACIONES		79
REFERENCIAS		81
APÉNDICES		85

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Demanda de energía a nivel departamental, Guatemala 2021	3
2.	Mapa de cobertura eléctrica por regiones 2021	6
3.	Ejemplo diagrama unifilar región suroriente de Guatemala.....	8
4.	Red Eléctrica 230 kV año 2020	16
5.	Red eléctrica de Guatemala 2020	17
6.	Revisión y extracción de información de relés de protección, transformador 69/34.5 kV, subestación Playa Grande	29
7.	Mufa dañada del transformador 69/34.5 kV subestación Sayaxché, Petén.....	36
8.	Inundación de una subestación desborde del río San Simón, Alta Verapaz.....	38
9.	Oscilografía de falla en Ramal Chicaic. Cobán, transformador 69/13.8 Kv	39
10.	Inundación del tramo de línea Visión del Águila – Chisec.....	40
11.	Distancia de la sede Chiquimula hacia Campur, Alta Verapaz	42
12.	Personal de ETCEE coordinando para acción a la emergencia por apertura forzosa	43
13.	Elevación y cambio de trazo de línea 69 kV con cambio de poste.....	44
14.	Identificación de ocurrencia de falla promedio en 2017, 2018 y 2020..	58
15.	Cantidad y tiempo de fallas por línea de transmisión de 69 kV	60
16.	Tiempo indisponibilidad por regiones	62
17.	Personal trabajando en el tramo de línea Visión del Águila – Chisec, inundación 2020	69

TABLAS

I.	Niveles de tensión nominal y diseño	13
II.	Índices para calificación de calidad del servicio.....	15
III.	Propietarios de la red de transmisión año 2021.....	18
IV.	Lista de transportistas en Guatemala	22
V.	Estructuras de concreto	24
VI.	Estructuras de madera.....	24
VII.	Estructuras metálicas.....	24
VIII.	Tramos de líneas 138 y 69 kV ETCEE sistema oriental región sur.....	32
IX.	Tramos de líneas 138 y 69 kV ETCEE sistema oriental región Verapaces.....	33
X.	Tramos de líneas 138 y 69 kV ETCEE sistema oriental región centro oriente.....	34
XI.	Tramos de líneas 138 y 69 kV ETCEE sistema oriental región norte ...	34
XII.	Longitud total de líneas de transmisión por nivel de tensión.....	35
XIII.	Valor de la energía por desviación de tolerancias	50
XIV.	Rangos de tolerancia.....	51
XV.	Recopilación de datos de fallas de líneas de 138 y 69 kV	56
XVI.	Frecuencia de la variable, motivo de apertura de línea de transmisión de 69 kV.....	57
XVII.	Análisis modal de datos	57
XVIII.	Ejemplo cuantificación de fallas por línea de transmisión de 69 kV	59
XIX.	Cuantificación del tiempo anual de fallas en líneas de transmisión de 69 kV.....	61
XX.	Tiempo de aperturas en 2020, 2018 y 2017	62
XXI.	Pérdida monetaria por aperturas año 2020	65
XXII.	Pérdida monetaria por aperturas año 2018	66
XXIII.	Pérdida monetaria por aperturas año 2017	67

XXIV.	Pérdida por aperturas USD año 2020, 2018, 2017	68
XXV.	Pérdida económica anual de la red por aperturas en líneas 69 kV región oriente y reparaciones.....	70

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
\$	Dólares americanos.
DTIFLi	Duración total de indisponibilidad
kV	Kilovoltio
kVAr	Kilovoltio amperio reactivo
MVA	Mega voltio amperio
kWh	Kilovatio hora
km	Kilómetro
Km ²	Kilómetro cuadrado
%	Porcentaje
RTH	Remuneración horaria del transportista
ST	Sanción total
Σ	Sumatoria

GLOSARIO

AMM	Administrador del Mercado Mayorista.
Catenaria	Curva que forma un conductor, el cual se encuentra suspendido entre dos puntos distantes.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
ETCEE	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica.
INDE	Instituto Nacional De Electrificación.
Marco regulatorio	Proporciona las bases sobre las cuales las instituciones construyen y determinan el alcance y naturaleza de la participación en la sociedad.
Metrología	Rama de la ciencia que se dedica a la recopilación de datos, además analiza y estudia los mismos para dar resultados certeros.
Nodo	Punto donde se intersecan dos o más conductores de alta tensión, cuyos materiales usualmente poseen una resistencia eléctrica cercana a cero, estos se ubican en subestaciones eléctricas.

Normativa	Conjunto de normas que guían, dirigen y ajustan el comportamiento de un individuo, organización, materia y/o actividad.
NTCSTS	Norma Técnica de Calidad del Servicio de Transporte y Servicios.
Oscilografía	Gráfica representativa que muestra la variable de corriente eléctrica en términos de intensidad y voltaje, para obtenerla se emplean equipos especializados en monitoreo, y con ello se establecen criterios para actuar.
Relevadores	Dispositivo electromagnético, cuya función permite o interrumpe el flujo eléctrico dentro de un circuito, con la apertura y cierre de contactos esto puede ser de forma local o remota, también se le conoce como <i>relay</i> .
SIEPAC	Sistema de Integración Eléctrica para Países de América Central.
Tolerancia	Proporción específica de las unidades de muestreo, su finalidad es especificar un rango de error permitido.
TRECSA	Empresa Transportista Eléctrica Centroamericana S.A.

Zonificación

Sectorización geográfica de un territorio o región conforme a criterios establecidos.

RESUMEN

El propósito es determinar y cuantificar las causas por la cual se tienen pérdidas económicas de la red de transporte de 69 kV por apertura forzosas en tramos de líneas de la región oriente.

El objetivo general del estudio fue determinar y monetizar la pérdida económica anual de la red de transporte de 69 kV por apertura forzosa en tramos de líneas de la región oriente de Guatemala.

El problema de la investigación son la ausencia del flujo de energía en los distintos tramos de líneas de transmisión de 69 kV y las pérdidas monetarias en las que se incurre por sanciones según la normativa vigente, las cuales afectan económicamente al transportista. Para el estudio el enfoque utilizado fue mixto con un diseño no experimental, con un tipo de alcance descriptivo y cuantitativo.

Después de analizar el estudio, se demuestra que los valores monetarios de pérdida por la ocurrencia de falla anual ascienden a miles de dólares, sin embargo, esta pérdida puede ser disminuida, por ello es necesario analizar históricamente la ocurrencia, el tiempo y determinar las causas que afectan mayormente al incremento monetario de pérdidas por aperturas.

En conclusión, existe una relación estrecha entre los motivos de apertura de falla y las pérdidas monetarias en los tramos de línea 69 kV, se determina que las descargas electro atmosféricas, problemas con arbolados, fallas de aislamiento, vandalismo e incendios, son las causas más frecuentes, por el cual se tienen pérdidas económicas por aperturas, para monetizar fallas se aplican las

ecuaciones establecidas en la NTCSTS y los valores se obtienen de analizar datos del transportista, así como datos del AMM. las pérdidas monetarias por falla ascienden a valores de \$ 434,000.00 para el año 2020, \$ 122,000.00 para el 2018 y \$ 153,000.00 para el 2017. Y los incrementos de estos se pueden ver afectados por reparaciones no previstos.

Derivado de que existe una relación estrecha entre los motivos de apertura de falla y las pérdidas monetarias se hace necesario que la gestión administrativa concierte acciones y afirmen recursos, para la previsión ante la ocurrencia de una catástrofe natural que afecte grandemente los ingresos del transportista, esto involucraría invertir en insumos, transporte aéreo y marítimo, para responder de una mejor manera la ocurrencia de falla, no solo por descargas electro atmosféricas y desastres naturales sino también para tener la disponibilidad del personal técnico y de ingeniería para identificar, reparar y reducir el tiempo de apertura por falla, no solo en tramos de 69 kV, sino en todos los tramos a nivel república.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

- Contexto general

En el país se ha verificado que existen fallas en las líneas de transmisión debido a las líneas de extensión, y en las subestaciones se estima que las fallas causadas por protección descoordinada y problemas externos representan del 90% al 95%. Fallas en secciones en cortocircuito, que se manejan casi de inmediato y se recuperan de inmediato, si bien el 5-10% corresponde a fallas que demoran más en despejarse, significa que los tiempos de desconexión y reconexión son lentos y tardíos, afectando directamente la indisponibilidad de energía a los grandes usuarios conectados a la red de transmisión del país. (Montúfar, 2005)

Por lo tanto, el problema se refleja en la economía como una sanción a la red de transporte, que se ve afectada por la ocurrencia de eventos incontrolables y controlables en cierta medida, y la estabilidad del sistema tanto del lado de la oferta como de la demanda se ve afectada por la sobrecarga, lo que significa que el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) toma acciones correctivas para proporcionar energía y potencia a la carga en el punto donde se produce la desconexión forzada por la falla.

La probabilidad de una falla, sea corta o larga, siempre está a la orden del día, puede ocurrir por la mañana, tarde o noche. La incidencia aumenta en el país en verano por época de cosecha y en invierno por tormentas climáticas, derrumbes, deslizamientos e incluso por destrucción de subestaciones. Esto cambia la red de transmisión porque la desconexión es inmediata, pero es en ese

momento que se han establecido los contratos de que la red de transmisión debe proporcionar energía, y para reparar el daño, tomará días, semanas o incluso varios días para instalar y corregir las líneas de transmisión época del mes.

Por lo tanto, estas desconexiones de corta y larga duración afectan económicamente tanto al afectado que es el consumidor final como al transportista mismo, por lo que el transportista recae en sanciones económicas por faltar a la normativa, la cual especifica que se debe contar con un 100 % de disponibilidad energética las 24 horas del día, por lo que es importante investigar cual es el motivo principal de las desconexiones tanto de líneas, como de transformadores de potencia, esto con la finalidad de cuantificar económicamente las pérdidas obtenidas por este tipo de desconexiones y proponer soluciones las cuales sirvan para disminuir la ocurrencia de indisponibilidades controlables.

- Descripción del problema

Actualmente la ocurrencia de fallas en líneas de transmisión se da en todo el país, no importando el nivel de tensión al que esté sometido, siempre existirán problemas externos que provoquen la apertura de la línea. Se estima que la mayoría de fallas ocurre derivado de agentes externos.

Usualmente el tiempo de una falla debe ser relativamente corto que se resuelven con el cierre automático de las protecciones y activaciones de forma remota, sin embargo, existen fallas que requieren un mayor tiempo de solución, estas pueden llevar horas, días e incluso semanas en poder resolver dicha apertura, afectando así a poblaciones enteras y grandes usuarios conectados a la red.

La normativa vigente establece criterios el cual determina el tiempo máximo para que se pueda considerar como una falla que recae en sanción, luego que una falla exceda el tiempo autorizado según la NTCSTS, se procederá a analizar el tipo de falla y si recae o no en sanciones monetarias para el transportista.

- Formulación del problema

Pregunta central

¿Cuáles son las causas más frecuentes y cuánto cuesta por año a la red de transporte de 69 kV, las aperturas en líneas de la Región oriente de Guatemala?

Preguntas auxiliares

- ¿Qué tipo de fallas ocurren con más frecuencia en una línea de transmisión de 69 kV?
 - ¿Cuál es el tiempo total de ocurrencia anual de fallas en los tramos de línea de transmisión de 69 kV de la región oriente?
 - ¿Cuál es el valor de pérdidas económica anual, por el tiempo de apertura por falla de las líneas de transmisión en la región oriente del país?
- Delimitación del problema

El presente estudio analizará información de indicadores obtenidos durante el periodo entre los años 2017, 2018 y 2020. Se realizará específicamente en líneas de 69 kV pertenecientes a ETCEE, no se analizará el sistema de

distribución de 13.8 kV ni otro nivel de tensión superior al mencionado anteriormente, se realizará en conjunto con todas las autoridades en el contexto de análisis de fallas y sus causas en líneas de 69 kV de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE) específicamente del área oriente del país, el análisis estadístico se limitará únicamente a analizar lo que los objetivos del presente trabajo especifican, para con ello dar conclusiones certeras y precisas de las estrategias y acciones a realizar para corregir la ocurrencia de fallas en las líneas de 69 kV.

OBJETIVOS

General

Determinar y monetizar la pérdida económica anual de la red de transporte de 69 kV por apertura forzosa de las líneas de la región oriente de Guatemala.

Específicos

1. Identificar las causas que ocurren con más frecuencia en una línea de transmisión de 69 kV.
2. Cuantificar el tiempo total de ocurrencia anual de fallas en los tramos de línea de transmisión de 69 kV de la región oriente.
3. Cuantificar el valor de pérdidas económica anual, por el tiempo de apertura de falla de las líneas de transmisión en la región oriente del país.

RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO

Enfoque: se indica que fue un enfoque mixto, ya que en el estudio fueron empleados datos descriptivos para determinar las causas más frecuentes de ocurrencia de falla y cuantitativo derivado que se realizó el análisis económico a las que asciende un transportista al momento de apertura o falla en el tramo de línea de 69 kV.

Diseño: por la naturaleza de la investigación, se determina que este estudio no es de diseño no experimental, ya que el estudio no manipula variables de laboratorio, sino se limita a analizar datos históricos ya establecidos.

Tipo de estudio: el tema de análisis económico por apertura de tramos de línea por fallas es un tema que no ha sido tratado de forma pública, sino más bien de forma privada, por lo que es importante exponerlo al investigador. El tipo de estudio utilizado fue descriptivo y exploratorio, porque la normativa en la cual se basa es de recientes estudios por lo que se debe investigar y poner en práctica la normativa.

Alcance: el alcance fue de tipo descriptivo y cuantitativo ya que se analizan datos numéricos los cuales el estudio permitió centrarse en determinar las causas de ocurrencia de falla para las líneas de transmisión de 69 kV y cuantitativo ya que se establecen valores numéricos para establecer las pérdidas en moneda americana.

Variables e indicadores: las variables para la investigación fueron establecidas según los datos de los informes de falla recabados, analizados de

forma anual, todas las variables que afectan a una línea de transmisión son: el nombre de la línea, tensión, región, fecha de apertura, mes, año, hora de apertura, hora de cierre, tiempo de indisponibilidad, causa y el número de estructuras afectadas.

Además, se utilizaron datos del programa de post despacho emitido por el AMM para determinar las variables necesarias, y emplear las ecuaciones matemáticas establecidas en la normativa vigente.

Técnicas de investigación: las técnicas de análisis de la información fue la recolección de datos a través de los informes de falla de ETCEE-INDE, y análisis de estos de forma descriptiva, para el caso de la determinación de las causas que ocurren con más frecuencia en una línea de transmisión, y de forma cuantitativa para los demás casos, obteniendo de esta manera los resultados que se indicarán más adelante.

Unidad de Análisis: la muestra para la unidad de análisis fueron los más de 500 informes de falla emitidos por ETCEE-INDE y los Programas de Post Despacho del AMM de los años 2017, 2018 y 2020.

En la primera fase de investigación se realizó la recopilación de datos de los aspectos más relevantes del análisis de fallas tanto de lo brindado por la empresa de transporte, datos de la CNEE, y aplicación de la normativa NTCSTS. Se procedió a verificar y analizar la literatura relacionada, así como información recuperada en relación con el estudio de ocurrencia de fallas y como mitigarlas.

En la segunda fase de investigación se procedió realizar la tabulación de información en forma de tablas de los datos históricos para lograr identificar el

motivo y la frecuencia con que ocurren eventos de desconexión forzosa en las líneas de transmisión de 69 kV en el oriente del país.

En la tercera fase de la investigación se efectuó un análisis de datos obtenidos con lo cual se logrará determinar los tiempos y las pérdidas monetarias en las que se incurre por fallas en los tramos de línea en los años 2017, 2018 y 2020.

En la cuarta fase de la investigación se realizó la interpretación de resultados obtenidos de la investigación y se explican el significado de estos, para el transportista que posee líneas de 69 kV.

Además, se establecen recomendaciones claras para reducir la ocurrencia de fallas, aplicables para los distintos tramos de línea de 69 kV en la región oriente de Guatemala.

INTRODUCCIÓN

La investigación es una sistematización porque orienta al proceso de valorización monetaria de las aperturas en los tramos de línea de transmisión, por ocurrencia de fallas para un transportista de energía eléctrica, ello se llevó a cabo mediante tres etapas importantes, donde todas las variables interactúan a lo largo del proceso, sus relaciones influyeron directamente en los resultados finales, cuya interpretación afectan directamente al transportista.

El estudio nace debido a que, al analizar el caso de la red de transmisión eléctrica en el país, este cuenta con una red de transporte con un total de 4,930.59 km de líneas de transmisión, que es el 100 %, el 64.68 % es propiedad ETCEE y el 35.32 % es de propiedad privada. cuyos niveles de voltaje son 400 kV, 230 kV, 138 kV, 69 kV. para el 2020 la región oriental cuenta con una longitud de 1,394.71 km de línea cuyo nivel de tensión es de 69 kV. En el año ocurren aperturas por distintas causas y tiempos de duración, sin embargo, en todas ellas se incurre en sanciones y pérdidas monetarias.

La importancia de realizar un estudio y analizar las distintas variables que este considera es conocer valores de pérdidas monetarias y que, con ello lograr indicadores importantes para toma de decisiones, lo que se deberá convertir en acciones, los cuales su aumento o disminución influirán en ahorros o más pérdidas para la empresa transportista.

La metodología de la investigación empleada en el estudio fue de enfoque mixto con un diseño no experimental, con un tipo de alcance descriptivo y cuantitativo. Al igual que el tipo de investigación y el alcance fue descriptivo, ya

que el análisis se centró en determinar las sanciones en que se incurren por aperturas según las normativas vigentes y la metodología para su cálculo.

El aporte principal del estudio fue determinar la metodología para el análisis de datos los cuales determinaron que las pérdidas monetarias en las que se incurre por aperturas en los distintos tramos de línea de transmisión. El esquema de solución al problema se basó en la estadística descriptiva y la aplicación de ecuaciones de la (NTCSTS). Por tanto, el estudio ha sido de gran importancia para demostrar que es posible calcular las pérdidas monetarias es necesario disminuir estas pérdidas.

El primer capítulo del marco teórico, se describen los distintos conceptos relacionados a la región eléctrica del oriente del país, localización de los distintos tramos de líneas de transmisión existentes, su marco regulatorio, así también se dan a conocer lo importante que son las normativas. Además, se puede dar un vistazo general a los planes de expansión, sus alcances y la operación del mercado eléctrico nacional.

El segundo capítulo, se define y delimita la red de transporte específicamente de 69 kV del oriente de Guatemala, sus definiciones y características técnicas, además de localizar los tramos de línea los cuales serán analizados en este estudio.

En el tercer capítulo, los resultados obtenidos con base en los datos recabados empleando las ecuaciones y normas aplicables dando como resultado indicadores numéricos y visuales que reflejan el objetivo principal de este estudio.

Se cumple con el objetivo de determinar y monetizar la pérdida económica anual de la red de transporte de 69 kV por apertura forzosa de las líneas de la región oriente de Guatemala.

El cuarto capítulo, se realiza la discusión de los resultados obtenidos a través del análisis interno y externo de la investigación.

1. MARCO REFERENCIAL

En Guatemala se ha detectado la ocurrencia de aperturas por fallas eléctricas en los distintos tramos de líneas de transmisión del país, por lo tanto estas desconexiones de corta y larga duración afectan económicamente tanto al afectado que es el consumidor final así como al transportista mismo, el cual recae en sanciones económicas por faltar a la normativa, la cual especifica que se debe contar con un 100 % de disponibilidad energética las 24 horas del día, por lo que es importante investigar cual es el motivo principal de las desconexiones tanto de líneas, como de transformadores de potencia, esto con la finalidad de cuantificar económicamente las pérdidas obtenidas por este tipo de desconexiones y proponer soluciones las cuales sirvan para disminuir la ocurrencia de indisponibilidades controlables.

En países europeos ha sido siempre la prioridad la calidad del servicio energético suministrado a los consumidores finales, mediante un desarrollo sostenible con la gestión eficiente y la correcta operación de todo el sistema eléctrico, es por ello que se basan en indicadores de calidad los cuales demuestran la calidad del servicio brindado y a su vez establecen índices los cuales sirven como guía para determinar el estado de sus instalaciones. (Red Eléctrica de España, 2002)

Actualmente existen estudios internacionales los cuales permiten conocer el historial de pérdidas en otros países y la forma en como ellos lo cuantifican, existen también estudios sobre tecnologías inteligentes que permiten el libramiento de posibles interrupciones en el sistema de transmisión y subestaciones evitando de esta manera incidentes de grandes magnitudes,

indisponibilidades forzosas y pérdidas millonarias a consecuencia de interrupciones por calidad de suministro. (Seymour, 2007)

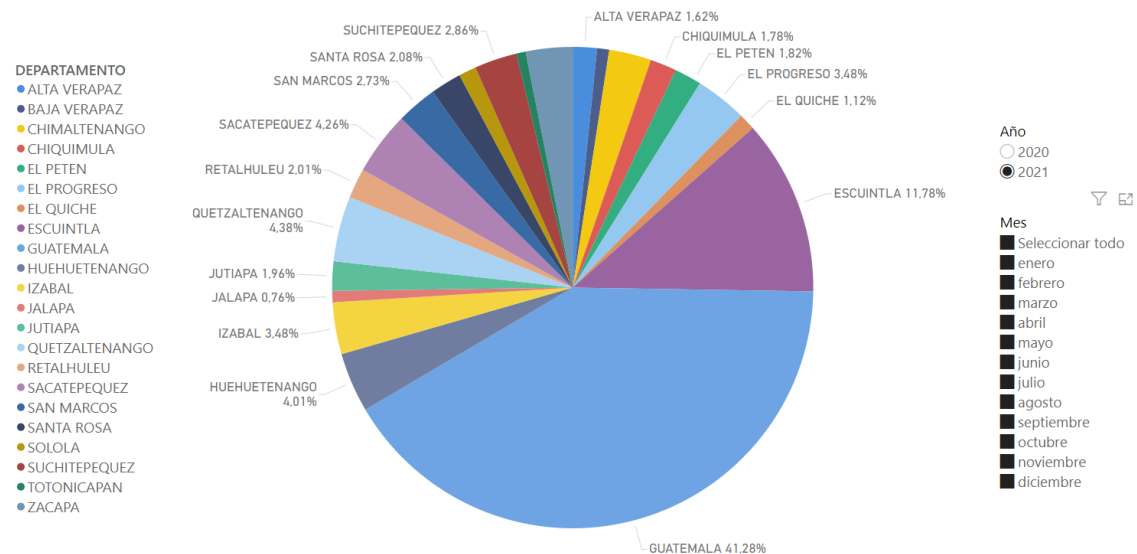
Se reconoce de forma internacional que una de las causas de ocurrencia de interrupciones eléctricas se debe a la falla de aislamiento de equipos ya sea por su vejez o por que la falla excede la rigidez dieléctrica de los materiales aislantes, investigaciones han colaborado para establecer los límites máximos de capacidad de rayo de aislamiento para protección de equipo de potencia, los cuales en condiciones generales se encuentran expuestos al ambiente, por lo que están propensos a sufrir sobretensiones y pérdidas por factor de degradación de los materiales. (Torres, 2011)

En el país, la forma en cómo se administra el crecimiento de la red de transporte está basado en reformas políticas, normativas, planes indicativos, los cuales permiten conocer de forma ordenada, hacia donde es factible crecer en el ámbito de líneas de transmisión, aumentando la capacidad y el alcance del transporte d energía, promoviendo la optimización de la red y el fomento de inversiones hacia el país. (Abullarde, 2018)

El objetivo principal de la elaboración del plan de expansión según (Eléctrica, NTCSTS, 2003), es el crecimiento planificado de la infraestructura de transmisión para satisfacer la demanda futura del país, con ello crear condiciones confiables del sistema de transporte e incrementar el índice de electrificación, llegando a los departamentos más lejanos del país.

En el país según Comisión Nacional de Energía Eléctrica (2018) específicamente en el plan de expansión las pérdidas en las redes de transmisión en el 2016 se reportaron un 3.75 % del total de la demanda del SNI.

Figura 1. **Demanda de energía a nivel departamental, Guatemala 2021**



Fuente: Revista Digital (2022). *Análisis del Mercado Mayorista*. Consultado el 25 de febrero de 2021. Recuperado de <https://rd.amm.org.gt/>

En Argentina, los transportistas también están obligados a prestar el servicio de forma disponible a todos los equipos conectados a este por lo tanto ante fallas se ven sancionados de forma económica a los clientes finales, por el hecho de faltar al principio de ininterrupción de la energía, incluyendo sanciones por mala calidad energética suministrada y también por falla a los contratos de suministro pactados entre terceras partes por lo que se analizan las pérdidas monetarias generadas a la o las empresas de transporte de dicho país y la forma en como ellos disminuyen dicha pérdida. (Pistonesi, 2000)

2. MARCO TEÓRICO

En el presente capítulo se dará a conocer a grandes rasgos lo relacionado con los aspectos eléctricos de la región oriente de Guatemala, el cómo está conformado, cuál es su localización en el país, como opera la red, definiciones económicas, normativas aplicables que rigen a la operación de una línea de transmisión.

2.1. Región eléctrica del oriente de Guatemala

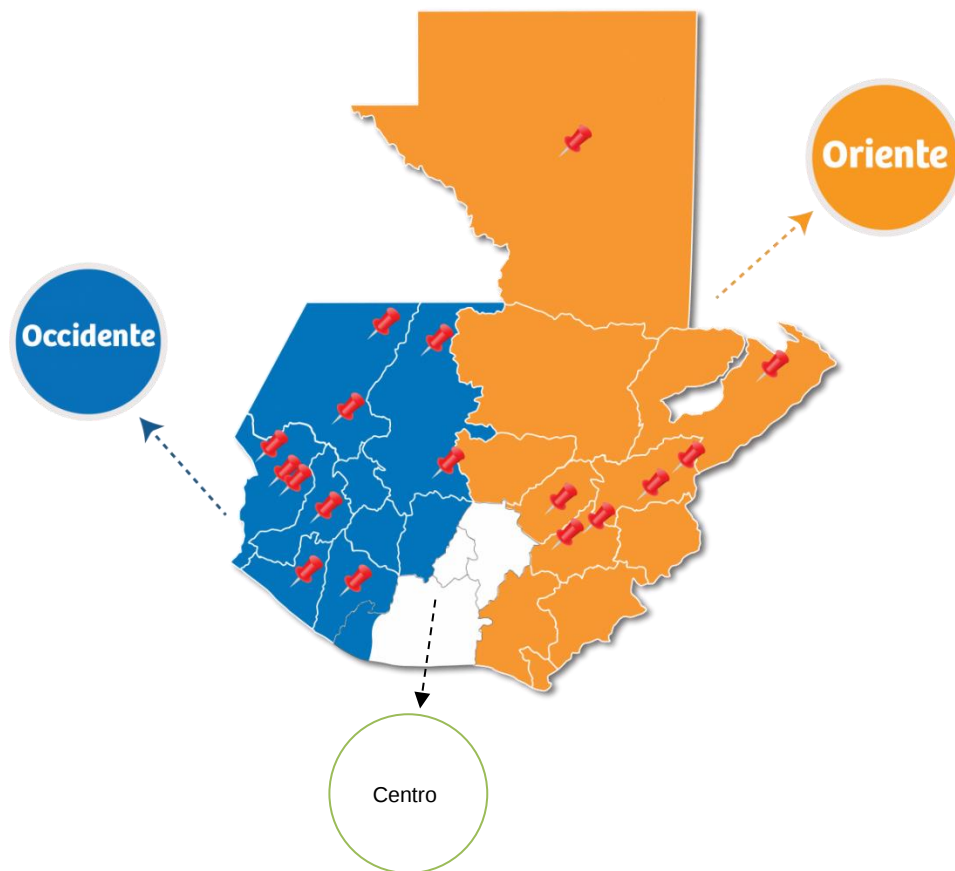
Guatemala cuenta con 22 departamentos, divididos en 340 municipios, con una extensión de 108,889 km² de extensión territorial, con fronteras norte y oeste con México, al este con Belice y Honduras y El Salvador al sureste, en el sur el Océano Pacífico (Guatemala, 2020).

2.1.1. Definición de la región oriente de Guatemala

La red de transmisión del Sistema Oriental está compuesta por una infraestructura que comprende 35 subestaciones eléctricas y un aproximado de 1,657 kilómetros de líneas de transmisión con 9,157 estructuras entre otros elementos que deben ser operados dar servicio de transportar la energía eléctrica, están distribuidos en más del 60 % del territorio nacional, conformando los departamentos de Petén, Izabal, Chiquimula, Jutiapa, Zacapa, Jalapa, Alta y Baja Verapaz, El Progreso, Santa Rosa, parte de Quiché y parte de Escuintla. (Electrificación, 2021, párr. 2)

Según los datos un distribuidor más grande del país establece que “ENERGUATE brinda el servicio de distribución en 297 municipios en 20 de los departamentos de Guatemala” (ENERGUATE, 2021, párr. 1).

Figura 2. **Mapa de cobertura eléctrica por regiones 2021**



Fuente: Energuate (2021). *Área de cobertura*. Consultado el 25 de febrero de 2021.

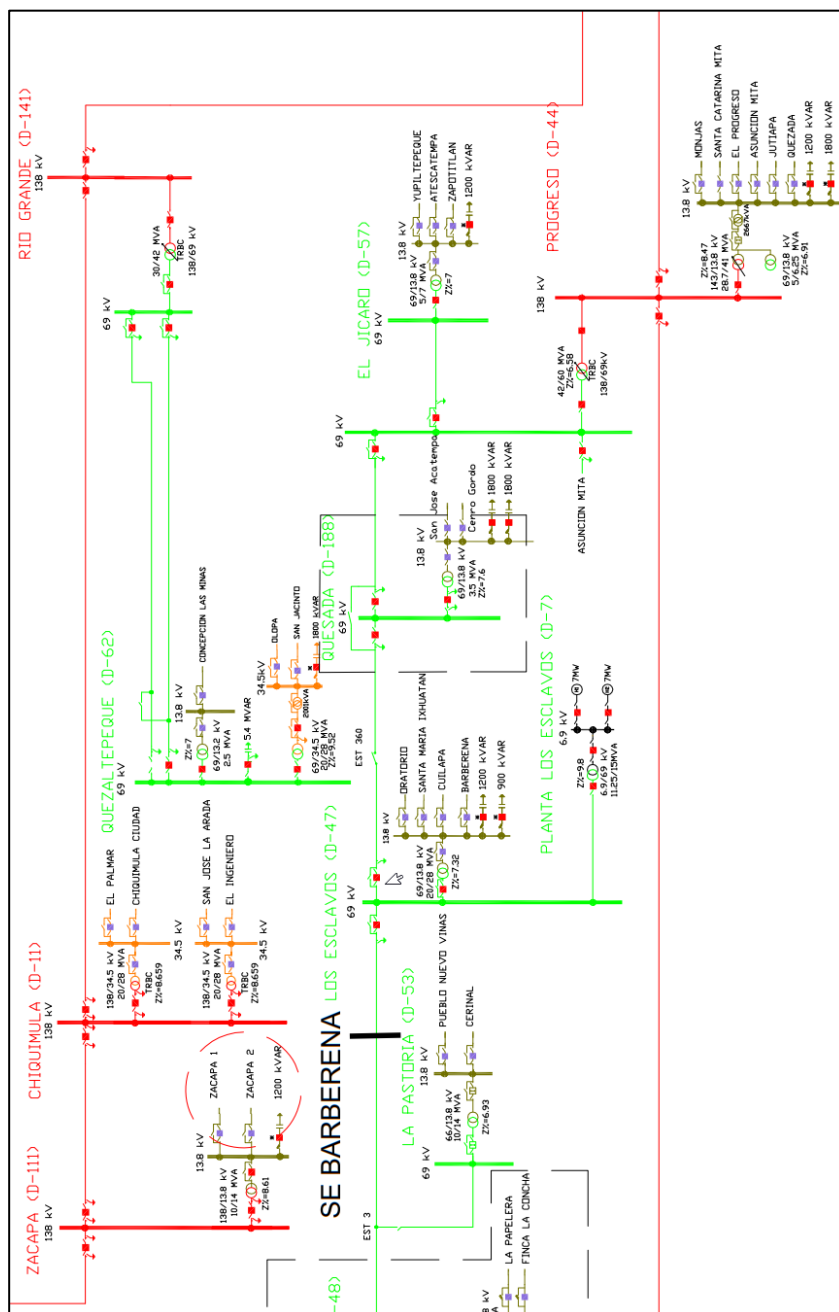
Recuperado de https://www.energuate.com/area_de_cobertura

Sin embargo, la figura 2, sectoriza muy bien en color anaranjado, el área de líneas de transmisión de 69 kV que se abarca en este estudio, pues en la actualidad, la administración del sistema de transmisión de ETCEE se divide en 3 partes, Occidente, Centro y Oriente; siendo este último el más grande del país.

2.1.2. Localización de líneas de transmisión de la región oriente

El diagrama unifilar es una forma fácil de comprender un circuito eléctrico complejo, por eso, a continuación, se visualiza una parte del sector oriente del país, del cual como se conoce ahora, comprende todos los departamentos de Petén, Izabal, Chiquimula, Jutiapa, Zacapa, Jalapa, Alta y Baja Verapaz, El Progreso, Santa Rosa, parte de Quiché y parte de Escuintla.

Figura 3. Ejemplo diagrama unifilar región suroriente de Guatemala



Fuente: INDE (2021). *Unifilar*. Consultado el 25 de febrero de 2021. Recuperado de <https://www.inde.gob.gt/suspensionprogramada/suspension-del-servicio-de-energia-electrica-del-24-al-30-de-octubre/>

2.1.3. Marco regulatorio aplicado a la red de transporte

El sistema de transmisión es operado por los agentes propietarios de la red de transporte en el país, cada agente transportista está sujeto a las normativas emitidas por la CNEE; existentes tales como NEAST, NTAUCT, NTSD, NTDOLD, NTDOST, STCSTS, NTT, sin embargo, es el AMM quien administra y regula la correcta operación del sistema, en caso de una falla, AMM indica a propietario de la red de transporte, gestione personal para averiguar los motivos y corregir la falla.

Sin embargo, para motivos de análisis, se limita únicamente a lo referente a transporte de 69 KV, por lo tanto, se tomarán en cuenta los lineamientos establecidos en las normativas NTAUCT, NTDOST, SNI.

2.1.3.1. Normativas aplicadas

NEAST en pocas palabras; es una normativa la cual indican los requisitos y estudios necesarios para presentar ante la CNEE, ya sea para una nueva instalación, ampliación o modificación respecto al sistema de transporte y generación.

Los estudios necesarios para presentar ante la CNEE, establecidos en el NEAST son estudios para aprobación del diseño de generación, transmisión o distribución, entre los que se mencionan: flujo de cargas, corto circuito y disponibilidad transitoria, estos resultados permitirán verificar que la nueva construcción o modificación funcione correctamente con el SNI, o bien en un sistema aislado. Analizando sus límites teóricos y reales de energía soportada y funcionamiento en presencia de transitorios electromagnéticos, verificando de

esta manera que la nueva instalación no afecte a todo el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Para analizar los estudios realizados, es permitido utilizar la base de datos disponible de la CNEE, empleando metodologías y herramientas necesarias para analizar los escenarios de condición operativa cuya operación se lleve de forma normal, o en la condición post-falla.

Para realizar las simulaciones de los distintos escenarios se emplea un programa llamado *Power System Analysis Toolbox* (PSAT) con la cual se pueden analizar flujos de carga, estabilidad transitoria y simulación de fallas; es un programa ideal para obtener los estudios solicitados por la NEAST.

NTAUCT especifica el contenido específico de cada uno de los análisis solicitados en la normativa anterior (NEAST). Además, también se definen los procesos para la evaluación y verificación de las solicitudes de acceso a la red, ampliación, modificación y/o instalación de un nuevo punto de generación a la red de transporte.

Dentro de los estudios solicitados específicamente para la red de transporte; se pueden mencionar: flujo de cargas, corto circuito, estabilidad transitoria, transitorios electromagnéticos y detalles sobre estabilidad transitoria, además de mencionar los procedimientos y papelería necesaria para la evaluación y autorización por parte de la CNEE.

Además de realizar dichos estudios, se deberán presentar los resultados según la simulación del escenario empleado, debe presentar los resultados de los efectos estudiados sobre el sistema al cual se quieren adherir, dentro de los requisitos a cumplir se mencionan:

- Si la nueva generación, demanda, ampliación o modificación del sistema supera la capacidad del sistema de transporte.
- Analizar si el proyecto no afecta a otros equipos o reducen su vida útil por medio del análisis de corrientes de corto circuito.
- Analizar si se ve afectada la calidad del servicio según NTCTS.
- Analizar si el proyecto como influye en cuanto a el incremento los costos de operación de todo el sistema de transmisión.
- Analizar si el proyecto influye con sobrecargas, si esto es correcto, se deberán realizar las mejoras físicas, como por ejemplo la readecuación del radio del conductor utilizado o la sustitución de equipos existentes.
- Analizar armónicos y efecto *flicker* del proyecto nuevo.

Una vez realizados todos los estudios y análisis correspondientes, por un interesado en realizar un proyecto de generación o transporte, el interesado entrega todos los estudios a la CNEE y AMM, quienes analizarán y autorizarán el proyecto a efectuar.

NTSD estas normas se refieren específicamente a los derechos y obligaciones (incluyendo ecuaciones de indemnizaciones por parte del distribuidor a sus usuarios) del servicio de Distribución, además de todos los estudios y requerimientos de la CNEE y AMM, correspondiente a los grandes usuarios, distribuidores o Comercializadoras en niveles de tensión de 13.8 kV, quienes prestan el servicio al usuario final, para efectos de esta tesis, no profundizaremos en el tema ya que nos centramos en la red de transporte, cuyos niveles de tensión son de 400, 230, 138 y 69 kV.

NTDROID. Esta norma se refiere específicamente a los requerimientos para el diseño de líneas de distribución 13.8 kV en el país, referente a distancias de seguridad entre conductores, capacidad de conductores, equipos de 13.8 kV,

postes, instalaciones de equipos del lado secundario de transformadores en subestaciones, protecciones, etc. las cuales deben ser cumplidas por cualquier interesado en diseñar, construir, supervisar, operar y realizar mantenimientos a las instalaciones de distribución de 13.8 kV. El cumplimiento de esta normativa será velado por la CNEE. Para esta tesis, no se profundiza en el tema ya que nos centramos en la red, cuya tensión es de 400, 230, 138 y 69 kV.

NTDOST se refiere a criterios para diseño para instalaciones nuevas específicamente en las redes de transmisión de 400, 230, 138 y 69 kV del país, la cual debe ser cumplida por cualquier interesado o dueño de LT, con ello se pretende garantizar primero la seguridad de los seres vivos, bienes y la buena calidad del servicio, según las reglas internacionales y normativas NEC, NESC, NFPA, IEEE.

Esta norma está dividida en VI títulos, subdividida por capítulos, uno del capítulo de mayor interés para este estudio será el Título II, criterios generales de diseño, capítulo I, diseño de líneas aéreas, ya que actualmente la mayoría de los tramos de línea de transmisión de 400, 230, 138 y 69 kV son de diseño aéreo.

Desde el inicio de la planificación de la construcción y/o modificación de un tramo de línea de transmisión, se requiere cumplir con estudios eléctricos tales como: flujos de potencia, estabilidad del sistema durante su operación, el cual los niveles de tensión se deben ser estables en conformidad con lo que dice la NTCSTS además de establecer que la potencia estará por debajo de la potencia máxima soportada por los conductores, debajo del nivel térmico máximo soportado en condiciones normales y de falla.

Los niveles de tensión utilizados en el país se observan en la tabla siguientes, las cuales están normadas según ANSI C84 y C92.

Tabla I. **Niveles de tensión nominal y diseño**

Nominal	Diseño
69 kV	72.5 kV
138 kV	145 kV
230 kV	242 kV

Fuente: ANSI C84.1-1995 (1995). *Clasificaciones de voltaje (60Hertz)*. Consultado el 5 de marzo de 2021. Recuperado de <https://acortar.link/44A2II>

La selección de conductores para el diseño debe ser la adecuada según el nivel de tensión y en cumplimiento de las normas NTSD Y NTCSTS, las distancias de seguridad deben ser en cumplimiento con las normas internacionales ANSI/IEEE, CAN3-C108.3.1-M-84 con ello se evitan interferencias electromagnéticas a las señales de comunicaciones general, el nivel de aislamiento debe estar contemplado según el BIL, siendo estos de porcelana, vidrio u otros materiales existentes en el mercado, los relevadores de protección deberán ser los adecuados para la protección de distancia o diferencial de línea, empleando los existentes en el mercado y que cumplan con las normas internacionales más actualizadas (CNEE, 1999).

Según lo establecido en Título III:

Criterios operacionales capítulo I, operación del sistema la operación del SNI consiste en supervisar y controlar el sistema, manteniendo las magnitudes de tensión, flujos de potencia, dentro de los límites permitidos, para ello es necesario cumplir con las normativas de AMM y CNEE, con la finalidad de evitar, mitiga pérdidas y daños a las instalaciones. (CNEE, 1999, p. 32)

Actualmente, ETCEE que es el propietario de las líneas de transporte más grande del país, opera su sistema interconectado de transporte mediante el centro de control el cual está ubicado en la subestación Guatemala Sur, y AMM donde se hace la operación, coordinación y funcionamiento de las líneas, conociendo el estado de la red mediante señales través del sistema SCADA.

Según lo establecido en el Título III. Criterios Operacionales capítulo II, Inspección y mantenimiento de la normativa, detalla una serie de lineamientos y recomendaciones para el correcto mantenimiento para los tramos de Líneas de Transmisión, tales como:

Inspección regular de vegetación, revisión de la red de tierras, inspección de integridad estructural, revisión de los esquemas de protección, el cual el transportista debe ser quien sufrague los costos de mantenimiento y sustitución de equipos con la finalidad de garantizar la integridad y el buen servicio de las instalaciones. (CNEE, 1999, p. 33)

NTCSTS es una de las normativas más completas, en la cual como su nombre lo establece, indican parámetros para medición de la calidad del servicio y las sanciones que se emiten al propietario de una red de transporte, esta norma se divide en VIII títulos, del cual nos centraremos en el Título VI y sus anexos; “calidad del servicio técnico, la cual hace referencia a las ecuaciones de cálculo para la aplicación de sanciones ya sea por déficit de reactivo, desconexiones automáticas, indisponibilidad forzada, reducciones de carga e disponibilidad programada” (ELÉCTRICA, 1999, p. 34).

Los índices para calificación se definen según los siguientes parámetros:

Tabla II. **Índices para calificación de calidad del servicio**

Índice	Servicio
Calidad del producto	Regulación de Tensión
	Distorsión Armónica
	Flicker
Incidencia de los participantes	Desbalance de corriente
	Distorsión Armónica
	Flicker
	FP.
Calidad del servicio Técnico	Indisponibilidad forzada
	Indisponibilidad de equipo de compensación reactiva
	Indisponibilidad programada
	Desconexiones automáticas
	Reducción a la capacidad de transporte

Fuente: elaboración propia.

2.1.4. Planes de expansión y alcances

La forma en cómo construir nuevos tramos de línea, añadir grandes usuarios o que se realice alguna modificación al sistema de transmisión, está establecido en el Artículo 50 de la RLGE, la cual establece que hay 3 formas de cómo realizar una modificación; concordancia entre partes, privada y Licitaciones.

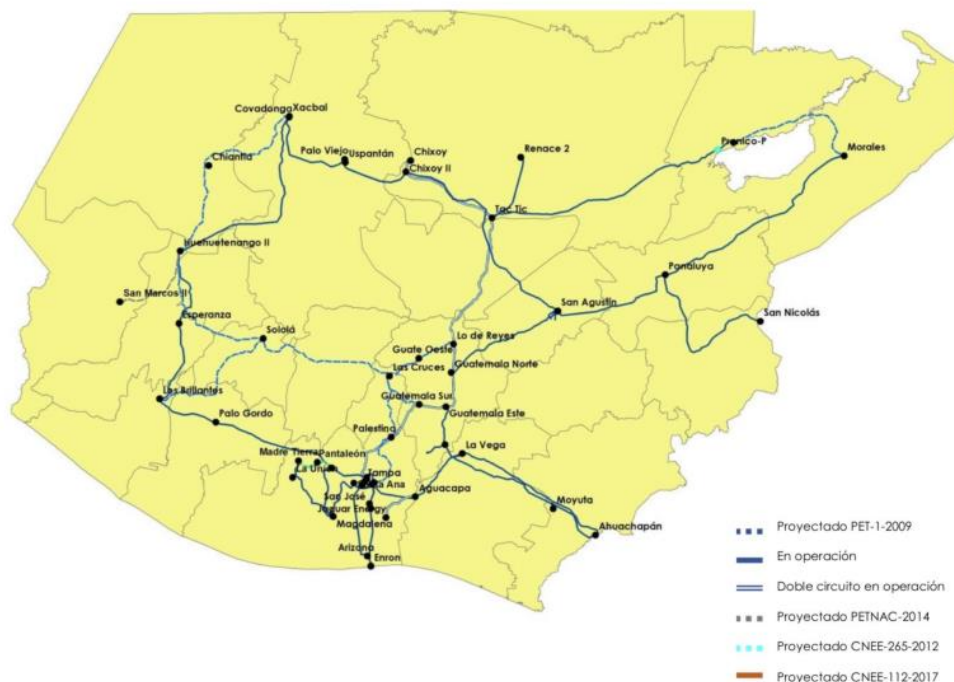
Esta última opción es la más utilizada dado que se busca cumplir a cabalidad lo establecido en el PET, cuyo documento es emitido por el MEM, esta entidad emitió un plan de expansión indicativo maestro que comprende de los años 2008 – 2032, y además emite planes a corto plazo, estos deben ser respetados por todos los integrantes del MM.

La red de transporte de Guatemala posee infraestructura que opera en los rangos de tensión de 230 kV, 138 kV y 69 kV, además posee interconexión con México cuyo nivel de tensión es de 400 kV, también están las interconexiones

con países centroamericanos a través de infraestructura en 230 kV la cual se conecta al Sistema Nacional Interconectado -SNI- con el Sistema de integración Eléctrica para países de América Central (SIEPAC).

Guatemala posee una infraestructura robusta en 230 kV gracias al complemento de red aportado por el PET-1-2009 a cargo de Transportista Eléctrica Centroamericana Sociedad Anónima (TRECESA).

Figura 4. **Red eléctrica 230 kV año 2020**



Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica (2018). *Plan de expansión del sistema de generación.*

La red de transporte de 138 kV complementa a la red de 230 kV, esta funciona como enlace a la red de 69 kV proveyendo estabilidad a la red, esta

última mencionada le corresponde la mayor infraestructura eléctrica que conforma la red del SNI, actualmente se tiene una red de transporte en 69 kV incluyendo las interconexiones hacia México y hacia el MER se visualiza:

Figura 5. **Red eléctrica de Guatemala 2020**



Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica (2018). *Plan de expansión del sistema de generación.*

Es importante mencionar quienes son los transportistas en Guatemala y cuantos kilómetros de línea posee cada uno, según los registros del PET, está distribuido:

Tabla III. **Propietarios de la red de transmisión año 2021**

Propietarios	Nivel de Tensión				Total km	Unitario	Sub km	Total
	400 kV	230 kV	138 kV	69 kV				
Km de línea por propietario								
ETCEE	71	465	367	2,286		3190		3,190
TREO		132				132		
TRELEC		64		620		684		
TRANSNOVA		34				34		
EPR		284				284		
DEGT		32				32		1,741
RECSA				31		31		
TRECSA		401		17		418		
TRANSESUSA		28				28		
EEBIS		95				95		

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica (2018). *Plan de expansión del sistema de generación.*

De lo cual se puede establecer que del tramo total de línea 4,930.59 km es el 100 %, el 64.68 % es propiedad ETCEE y el 35.32 % es de propiedad privada.

“De esta cuenta es importante la planificación para el aumento de la red de líneas, la cual está vinculada con la expansión del sistema de generación, con el fin de establecer una red de transporte confiable, eficiente y segura” (Organization for Security and Cooperation in Europe [OSCE], 2016, p. 18).

Entre sus alcances más importantes: impactar su crecimiento en la red de distribución, ya que la red de transmisión se acerca a los lugares más lejanos, la distribución se hace comercialmente viable, llevando consigo desarrollo en los departamentos y comunidades donde aún no llega la energía.

La forma en cómo se analiza y se lleva a cabo una planificación se basa en lo siguiente, en primera instancia se debe tomar en cuenta los lineamientos planteados del primer eje Política Energética 2019 – 2050.

Para ello se cuenta con un plan maestro el cual se conoce como política Energética 2019 – 2050.

2.1.5. Operación del Mercado Eléctrico Nacional

Se comprende que el mercado eléctrico nacional está comprendido por una serie de transacciones de bloques de energía y potencia, compra y venta durante el corto y largo plazo entre agentes, esto es el Mercado Mayorista (MM).

En el MM son libres los precios, se respetan los precios según los términos acordados entre vendedor y comprador. Cabe resaltar que los precios que no son negociables son: el servicio de alta tensión, media tensión y distribución baja tensión; Todas las demás transacciones que se realicen en el MM, están sujetos a regulación.

Según el art 44 de la LGE: designa al AMM como encargado de administrar y operar el mercado eléctrico nacional o mercado mayorista, para su efecto cuenta con el reglamento del administrador de mercado mayorista, en él se detalla claramente las reglas a seguir para promover los productos y servicios que se compran y venden en el mercado mayorista, los cuales son:

- Compra y venta de potencia y energía
- Venta de servicios de transporte de energía eléctrica
- Venta de servicios complementarios

Para llevar a cabo las operaciones, se ejecutan a través de:

- Mercado de oportunidad: también conocido como Mercado SPOT, en este tipo de mercado rige el precio POE, este se calcula en base al costo

marginal de la última maquina despachada, significa que su precio varía según el horario en que se compre el bloque de energía, por ejemplo, si la maquina despachada su costo marginal es de USD 100.00 se compra el bloque a ese precio, sin embargo si la maquina despachada su costo marginal es de USD 3.00 se compra el bloque a ese precio, todo depende del horario en que se adquiera el bloque de energía, cabe resaltar que estos precios no son negociables.

- Mercado a término: aquí los precios se rigen según el contrato establecido entre gran usuario – comercializador, gran usuario – generador, o cualquier otro tipo de contrato entre agentes, en este mercado se pactan precios, plazos y las condiciones para la compraventa de bloques de energía.

Lo que se debe respetar al momento de realizar un contrato y participar en el mercado a término, es la LGE, sus reglamentos, normativas de coordinación comercial y normativas de coordinación operativa, cabe resaltar que cualquier falta a estas leyes, reglamentos y normativas será sancionada.

- Mercado de desvíos de potencia. Este mercado surge cuando existe un contrato establecido entre agente y gran usuario, lo que sucede cuando un agente generador detiene su máquina y no puede suministrar energía a su comprador “gran usuario” este tiene 2 opciones, o compra energía a precio *spot* precio en el momento o compra a otro generador, según lo que establezca su contrato o bien si el gran usuario tiene un contrato establecido, y por una venta grande de sus productos debe aumentar su producción, por ende, demanda aún más energía que queda fuera de su contrato establecido, a esto se le conoce como compra de excedente de energía.

A estas transacciones de adquisición de la energía faltante al precio *spot*, ya que no puede cumplir con su contrato de suministro de energía o bien porque el gran usuario productor necesita más energía es acá cuando surgen los desvíos de potencia, por ende, esta energía que está adquiriendo surge de los faltantes o excedentes de la potencia comprometida entre contratos de los participantes del MM.

2.2. La red de transporte de 69 kV del oriente de Guatemala

Un sistema de transmisión de alto voltaje es aquel que se encarga de transportar la energía de un punto a otro de forma eficiente, confiable y seguro, se dice que un sistema de transmisión está compuesto por varios kilómetros de línea, subestaciones, transformadores, estructuras y protecciones. (Seymour, 2007)

2.2.1. Definición de una red de transporte 69 kV

Una de las mayores complejidades de la energía es que debe generarse y consumirse en el mismo instante, no puede ser almacenada y la tecnología para ello aún es económicamente inviable.

Las características más significativas de un sistema de transmisión son los equipos y materiales empleados para el diseño y construcción de esta, ello afecta directamente al correcto funcionamiento y desempeño del transporte de energía. Es bien conocido que es un sistema propenso a fallas tanto por aspectos físicos, eléctricos, ambientales, así como a errores humanos. (García, 2017, p. 25)

En el país se conoce como Agente Transportista (AT) a aquella persona jurídica o quien posea instalaciones físicas cuyo destino final sea única y exclusivamente transportar energía eléctrica, actualmente existen los siguientes agentes transportistas:

Tabla IV. **Lista de transportistas en Guatemala**

No.	Transportista
1	"EEB INGENIERIA Y SERVICIOS, S. A."
2	"EMPRESA DE TRANSPORTE Y CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE INDE"
3	"EMPRESA PROPIETARIA DE LA RED, S. A., SUCURSAL GUATEMALA"
4	"ORAZUL ENERGY GUATEMALA TRANSCO, LIMITADA"
5	"REDES ELÉCTRICAS DE CENTROAMÉRICA, S.A."
6	"TRANSFOSUR, S. A."
7	"TRANSMISORA DE ENERGIA RENOVABLE, S. A."
8	"TRANSPORTADORA DE ENERGIA DE CENTROAMERICA, S. A."
9	"TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD DE OCCIDENTE"
10	"TRANSPORTE DE ENERGIA ALTERNATIVA, S. A."
11	"TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL NORTE, S. A."
12	"TRANSPORTE ELÉCTRICO MATANZAS, S. A."
13	"TRANSPORTES ELÉCTRICOS DEL SUR, S. A."
14	"TRANSPORTISTA ELÉCTRICA CENTROAMERICANA, S.A."

Fuente: AMM (2022). *Agentes generadores*. Consultado el 5 de marzo de 2021. Recuperado de <https://acortar.link/p6MfN7>

2.2.2. Características de una red de transporte de 69 kV

Los niveles de tensión para un sistema de transmisión utilizados el país son 400 kV, 230 kV, 138 kV, 69 kV. El nivel de tensión para distribución: 13.8 kV. En el 2021 la empresa de transporte ETCEE cuenta con un sistema de transmisión con una extensión de más de 4,930.59 km de líneas.

2.2.2.1. Elementos de una LT 69 kV

Una línea de transmisión inicia desde su planificación y diseño, para ello se debe considerar la ruta que se utilizará para la construcción de un tramo de línea, conociendo la ruta se realizan estudios, que cumplan con la normativa vigente para la construcción de este según el nivel de tensión 69 kV, 138 kV, 230 kV.

Para ello los son necesarios estudios tales como de flujos de carga, transferencias de potencia, límites de operación térmica, límites de operación de voltajes, según lo especificado en las NTSD y NTCSTS. Además, para su diseño físico, se realizan estudios de tipo de suelo, catenaria optima, análisis de esfuerzos mecánicos, flujo de energía activa y reactiva, estabilidad transitoria, capacidad de intercambio, confiabilidad y economía.

Con los estudios necesarios realizados, se determinan las características de cada elemento necesario para su construcción, desde el tipo de poste o celosía a utilizar, cantidades, tipo de conductor, aisladores, pararrayos, red de tierras, coordinación de aislamiento, entre otros.

- Estructuras: en Guatemala, se utilizan celosías metálicas o postes; estos pueden ser de metal, hormigón, madera o aluminio. Su tamaño, tipo y robustez dependerá de la clase, nivel de tensión mecánica y eléctrica, lugar de instalación, tipo de terreno, facilidad de transporte, facilidad de acceso, espacio disponible y presupuesto para la adquisición de este.

De forma general, los tipos de estructuras predominantes en el sistema de transmisión guatemalteco está comprendido por:

Tabla V. **Estructuras de concreto**

Tipo	Suspensión	Código
1	1 retenida	IS
1	2 retenidas	ISG
1	Remate hilo de guarda con 4 retenidas	ISR
1	Con bayoneta	ISB
1	Remate tangente, 6 retenidas	IR
1	Remate con deflexión, 8 retenidas, 6 lineales y 2 laterales	IRD
1	Remate grande en tangente claros 400 a 500 m	IRG
1	Remate grande con deflexión 400 a 500 m	IRGD

Fuente: elaboración propia.

Tabla VI. **Estructuras de madera**

Tipo	Código
Poste de madera de suspensión	MS
De suspensión con cruceta forzada	MSG
De suspensión, remate hilo de guarda	MSR
Remate en tangente	MR
Remate con deflexión	MRD
Remate grande en tangente claros 400 a 500 m	MRG
Remate grande con deflexión claros 400 a 500 m	MRGD

Fuente: elaboración propia.

Tabla VII. **Estructuras metálicas**

Tipo	Código
Torre auto soportada suspensión	TAS
Torre auto soportada remate	TAR
Torre auto soportada remate con deflexión	TARD
Torre auto soportada remate doble circuito	TAR-E
Torre auto soportada remate doble circuito con deflexión	TAR-ED
Torre auto soportada suspensión doble circuito	TAS-E

Fuente: elaboración propia.

Los conductores para líneas aéreas: son cableados desnudos compuestos de hilos metálicos alrededor de un hilo central lo que ayuda a soportar grandes tensiones, estos usualmente compuestos de aluminio, cobre, aleación de aluminio, combinación de metales, algunas de las características a cumplir son:

- Baja resistencia eléctrica.
- Elevada resistencia mecánica.
- Bajas pérdidas por efecto joule.
- Económicamente viables.

Los cableados más comunes utilizados son:

- AAC: cables homogéneos de aluminio puro.
- AAAC: cables homogéneos de aleación de aluminio.
- ACSR: cables mixtos aluminio acero.
- Cables preensamblados también conocidos como cables aislados con neutro portante.

Dado que un sistema de transmisión es un sistema trifásico, las disposiciones básicas de los conductores son coplanar horizontal, coplanar vertical y triángulo.

- Los aisladores: son un componente que sirve como soporte y separa de forma física y eléctrica la línea energizada de la estructura metálica que lo sostiene, pueden ser rígidos o de tipo cadena, usualmente están fabricados de polímeros, porcelanas o vidrios templados y su longitud tanto de altura como de grosor dependerá del cálculo de coordinación de aislamiento también conocido como distancia mínima por el nivel de

tensión que portará el conductor y las tensiones mecánicas a la que estará sometido.

- Hilo de guarda: es una protección física que se instala para mitigar el impacto de un rayo el cual puede impactar directamente sobre la estructura, provocando con ello una sobretensión la cual a su vez produce una falla de aislamiento del tramo de línea lo que accionaría la coordinación de protecciones y se produce una apertura de la línea.

El hilo de guarda visualiza en la parte superior de un tramo de línea, esto garantiza una protección efectiva ya que este cable se coloca directamente sobre la estructura y se aterriza a la red de tierras, el hilo usualmente utilizado es de 25 a 50 milímetros cuadrados.

El impacto de un rayo es una posibilidad en las regiones con mayor índice humedad y lluvias, la eficiencia del hilo de guarda dependerá de la posición de los hilos respecto al conductor.

“Existen varios criterios sobre la mejor posición de hilos de guarda, según Schwaiger; la zona protegida por los hilos de guarda está determinada por círculos de radios iguales a la altura sobre el suelo del hilo de protección” (Ayala, 2013, p. 41).

- Herrajes: son todos aquellos accesorios que sirven para fijar, sostener y amarrar los conductores tanto de fases como hilos de guarda, estos accesorios brindan la protección necesaria para que los hilos conductores no presenten ningún tipo de contacto o transmitan carga eléctrica con la estructura o poste según sea el caso sino solamente el propio peso de la línea.

Existen: herrajes de suspensión, retención, camisas de empalme, preformados o empalmes de reparación, separadores, tornillería, entre otros.

- Puesta a tierra: es un sistema de protección instalado en la base de una estructura o poste el cual está compuesto usualmente por varillas de cobre y cable de cobre con soldadura exotérmica cuando así lo requiera, la puesta a tierra ofrece una ruta más corta para desfogue o mitigación para cuando impacta un rayo en la estructura, de esa manera se protege el circuito que sostiene la torre o poste, evitando así la activación de los relevadores de distancia los cuales harían que se apertura o desconecte el tramo de línea completo.

La puesta a tierra contribuye a un mejor desempeño de los sistemas de protección, así como mantener una diferencia de voltaje bajo entre las diferentes estructuras metálicas, además provee un camino seguro para la circulación de corrientes de falla, descargas atmosféricas y estáticas, con ello elimina arcos y elevadas temperaturas en equipos eléctricos.

Uno de los métodos más utilizados es el de contratenas, el cual consiste en conductores de acero, aluminio o cobre que se instalan en las patas de la estructura y se entierran 50 – 60 cm sin formar trayectorias cerradas, esto produce que se abarque más área de contacto con el terreno, usualmente el calibre que se utiliza es del mismo que se emplea para el cable de guarda.

2.2.2.2. Elementos de una subestación

Las subestaciones utilizadas en el país, las más conocidas son las de tipo maniobra y de conversión, la diferencia es que en las de conversión poseen

transformadores y las de maniobra no. Se describirá de manera general los componentes de una subestación y su funcionamiento:

Transformadores: por su función, se considera como el corazón de una subestación, su función principal es convertir la energía ya sea elevar el nivel de potencial desde la generación hacia las líneas de transmisión, o bien disminuirlo para líneas de distribución, el transformador es componente clave y de mayor valor el cual debe ser protegido a toda costa con una correcta coordinación de protecciones.

Existen diferentes tipos de transformadores, los más utilizados en el país en la transmisión son los de aislamiento con aceite dieléctrico, estos tienen su parte activa sumergida en aceite mineral lo cual cumple la función de refrigerante, circulando a través de todas las piezas internas del transformador liberando el calor producido por el efecto de histéresis, aumentando el tiempo de vida útil del mismo.

Figura 6. **Revisión y extracción de información de relés de protección, transformador 69/34.5 kV, subestación Playa Grande**



Fuente: ETCEE-INDE (2017). *Archivo fotográfico.*

PT: también conocido como transformadores de potencial, se emplea en la medición y/o protecciones en una subestación, su función es medir el voltaje en el punto donde sea instalado, los datos obtenidos por un PT son recabados en equipos de medición colocados en el panel de control de una subestación.

CT: también conocidos como transformadores de corriente, su función es convertir la corriente de las líneas de transporte a señales de valores medibles por contadores y protecciones los cuales brindan datos puntuales que permiten la toma de decisiones al momento de una falla, estos se instalan ubicaciones fronteras de una subestación.

Seccionadores: es un equipo electromecánico que permite separar de forma mecánica a un ramal de su alimentación, los mismos son utilizado para la

apertura de campos en subestaciones, estos dispositivos son capaces de separar o interrumpir de forma visible la continuidad en el circuito, usualmente estas maniobras se realizan sin presencia de corriente, sin embargo, estos equipos soportan generalmente 1 segundo los efectos térmicos de las corrientes de corto circuito.

Estas garantizan el aislamiento dieléctrico a tierra, por lo general, los tipos de seccionadores presentes en el mercado son:

- Cuchillas unipolares
- Cuchillas tripolares
- Cuchilla unipolar de rotación
- Cuchilla tripolar giratoria
- Cuchilla de apertura vertical
- Cuchilla tipo pantógrafo

Interruptores de potencia: su función principal es desconectar el ramal o circuito en el cual se encuentra instalado en presencia de corriente nominal, vacío o cortocircuito, estos usualmente están encapsulados en gas SF₆ lo que permite extinguir de forma inmediata el arco de rayo producido por la desconexión de un circuito energizado, es decir opera en condiciones normales o anormales.

Un interruptor de potencia cumple con las siguientes funciones primordiales:

- Desconexión normal
- Interrupción de corrientes de falla
- Cierre con corriente de falla
- Interrupción de corrientes capacitivas
- Interrupción de corrientes inductivas

- Apertura por falla kilométrica de línea
- Apertura por desfases
- Recierres automáticos de forma rápida
- Apertura por cambios de corriente súbitos por operaciones o maniobras

Fusibles: se instalan en las subestaciones en el lado de distribución, para la protección contra corto circuito y sobrecargas, por su simplicidad y bajo costo, el fusible se reserva para interrumpir de forma automática el circuito, cuando las condiciones no son normales, este pequeño y económico dispositivo ayuda a proteger los equipos, este está diseñado para que se queme y usualmente requiere sustitución.

Barras: se le conoce así a la configuración de 3 cables sostenidos por pórticos ensamblados, estas permiten tener salidas o entradas de energía y son de vital funcionamiento para la planificación del aumento de tamaño de la red de líneas de alta tensión de un país.

Coordinación de protecciones: es uno de los aspectos de mayor importancia en un sistema de transmisión, ya que cuando nos referimos a coordinar protecciones, hace referencia a tener calibrados los equipos los cuales deben detectar la ocurrencia de una falla, liberando está en un lapso relativamente corto de tiempo, para ello existen equipos que son instalados en los paneles de control, en ellos podemos apreciar relevadores de protección, RTU, diferenciales, etc. Todos ellos cumplen la finalidad de liberar una falla y esto ocurre mediante la acción rápida del interruptor de potencia.

2.2.3. Localización de líneas de 69 kV en el oriente de Guatemala

El sistema oriental de la empresa de transporte y control de energía eléctrica del INDE tiene como funciones controlar la operación y el mantenimiento del sur, oriente y norte del país (aproximadamente 65 % del territorio nacional) que incluye los departamentos de Petén, Alta Verapaz, Baja Verapaz, Izabal, Zacapa, Chiquimula, Progreso, Jutiapa, Jalapa, Santa Rosa y parte de los departamentos de Escuintla, Quiché, y Guatemala. Por lo tanto, transportar la energía eléctrica de forma continua, eficiente y de calidad, es el mayor reto, es por ello que se analizarán los tramos de 69 kV de líneas de transmisión existentes, con el fin de analizar las aperturas durante el año 2017, 2018 y 2020, de esta manera se pretende determinar los motivos y cuantificar de forma monetaria el costo que involucra la apertura de una línea.

Actualmente los tramos de líneas de transmisión de 138 y 69 kV pertenecientes a ETCEE en la región oriente del país son:

Tabla VIII. **Tramos de líneas 138 y 69 kV ETCEE sistema oriental región sur**

Región Sur Oriente (Sede Los Esclavos)					
ID líneas de transmisión	Nodo inicial	Nodo final	Estructuras por línea	Longitud lt. (km)	Factor "k"
ESCGCS138	Escuintla	Costa sur	107	19.03	5.62
GCSGCN138	Costa sur	Guanagasapa	92	15.87	5.80
GCNCLL138	Guanagasapa	Chiquimulilla	144	26.33	5.47
CLLHOR138	Chiquimulilla	Horus	10	1.6	6.25
HORPAS138	Horus	Pasaco	99	20	4.95
PASMOY138	Pasaco	Moyuta	152	30.33	5.01
GSULVG69	La Vega	Guatemala sur	70	27.679	2.53
MOYJUT138	Moyuta	Jutiapa	140	26.627	5.26
JUTPRO	Jutiapa	El Progreso	60	9.651	6.22
LAPLAP69D	La Pastoria Tap's	La Pastoria	54	7.34	7.36
LESLAP69D	Los Esclavos	La Pastoria Tap's	55	25.965	2.12

Continuación de la tabla VIII.

Región sur oriente (sede Los Esclavos)					
ID líneas de transmisión	Nodo inicial	Nodo final	Estructuras por línea	Longitud lt. (km.)	Factor "k"
LESQSA	Los Esclavos	Quesada	230	35	6.57
QSAPRO69	Quesada	El Progreso	178	20	8.90
LVGLAP69D	La Pastoria Tap's	La Vega	06	2.25	2.67
PROEJI69	El Progreso	El Jicaro	146	22.506	6.49
JALSRF	Jalapa	San Rafael Las Flores	108	28.846	3.74

Fuente: elaboración propia.

Tabla IX. **Tramos de líneas 138 y 69 kV ETCEE sistema oriental región Verapaces**

Región Las Verapaces (sede Purulhá).					
ID líneas de transmisión	Nodo inicial	Nodo final	Estructuras por línea	Longitud lt. (km.)	Factor "k"
COBVDA69	Cobán	Visión del águila	91	20.54	4.43
VDACHS69	Visión del águila	Chisec	210	39.46	5.32
CHSSAY69	Chisec	Sayaxché	815	108.00	7.55
CHSRAX69	Chisec	Raxuhá	351	52.94	6.63
RAXPLAY69	Raxhaá	Playa Grande	182	24.36	7.47
COBSJU69	San Julián	Cobán	107	25.338	4.22
MTZCAF69	Matanzas	El Cafetal	81	19.02	4.26
CAFTTIC69	El cafetal	Tactic	56	8.00	7.00
SANSEL69	Sanarate	Santa Elena	104	26.791	3.88
SECTEL69	Telemán	Secacao	26	9.155	2.84
SELMTZ69	Santa elena	Matanzas	35	9.956	3.52
SELSLM69	Santa elena	Salamá	69	17.602	3.92
SJUSTS69	San Julián	Santa Teresa	75	24.05	3.12
STSTEL69	Santa teresa	Telemán	197	42.44	4.64
TICSJU69A	Tactic	San Julián I	35	7.608	4.60
TICSJU69B	Tactic	San Julián II	76	8.879	8.56

Fuente: elaboración propia.

Tabla X. **Tramos de líneas 138 y 69 kV ETCEE sistema oriental región centro oriente**

Región centro oriente (sede Chiquimula).					
ID líneas de transmisión	Nodo inicial	Nodo final	Estructuras por línea	Longitud lt. (km.)	Factor "k"
CQMRGR138	Chiquimula	Río Grande	139	23.44	5.93
CQMZCA138	Chiquimula	Zacapa	115	18.2	6.32
IPAPRO138	Progreso	Ipala	265	44.962	5.89
IPARGR138	Ipala	Río Grande	55	14.071	3.91
JALSRF69	Jalapa	San Rafael	108	28.846	3.74
MYELRU69	Mayuelas	La Ruidosa	425	78.322	5.43
NOVGNO69	Guatemala norte	Novela	89	24.491	3.63
NOVSAN69	Novela	Sanarate	56	13.094	4.28
PANMYE69	Panaluya	Mayuelas	138	25.758	5.36
PANSCR69	Santa Cruz	Panaluya	65	10.279	6.32
QUERGR69	Río Grande	Quezaltepeque	15	3.323	4.51
RANSAN69	Sanarate	El Rancho	65	17.976	3.62
SANJAL69	Sanarate	Jalapa	112	27.352	4.09
SCRTEC69	Teculután	Santa Cruz	30	3.633	8.26
USMRAN69	El Rancho	Usumatlán	155	30.904	5.02
USMTEC69	Usumatlán	Teculután	102	12.93	7.89
ZCAPAN138	Panaluya	Zacapa	76	11.08	6.86
GENLRU69	La Ruidosa	Genor	212	42.128	5.03
GENPBA69	Genor	Puerto Barrios	16	2.144	7.46
LRURBO69	La Ruidosa	Río Bobos	123	23.356	5.27

Fuente: elaboración propia.

Tabla XI. **Tramos de líneas 138 y 69 kV ETCEE sistema oriental región norte**

Región norte (sede Puerto Barrios).					
ID líneas de transmisión	Nodo inicial	Nodo final	Estructuras por línea	Longitud lt. (km.)	Factor "k"
LRURIO69	La Ruidosa	Río Dulce	275	35.686	7.71
POIXP69	Poptún	Ixpanpajul	646	92.832	6.96
ESTOXC69	El Estor	Oxec	279	37.58	7.42
OXECTEL69	Oxec	Telemán	143	19.26	7.42
IXPLIB169	Ixpanpajul	La Libertad 1	335	42.00	7.98
LB1SAY69	La Libertad 1	Sayaxché	344	30.08	11.44
LB1LB269	La Libertad 1	La Libertad 2	585	70.00	8.36
RIOEST69	Río Dulce	El Estor	300	41.7	7.19
RIOPOP69	Río Dulce	Poptún	495	88.6	5.59
Total de estructuras y longitud de LT.			9,918	1,642	

Fuente: elaboración propia.

Con el dato anterior se obtienen que se procederá a analizar un total de 1,394.71 km de línea cuyo nivel de tensión es de 69 kV.

Tabla XII. **Longitud total de líneas de transmisión por nivel de tensión**

Longitud de líneas de transmisión	
Voltaje 138 kV.	246 km
Voltaje 69 kV.	1,394 km

Fuente: elaboración propia

2.3. Pérdidas económicas por aperturas forzosas

En el sistema de transmisión de alta tensión, se producen pérdidas las cuales se deben al proceso de operación de la red, sin embargo, se pueden optimizar ejecutando las buenas prácticas de planificación, dichas pérdidas quedan registradas en los informes estadísticos anuales emitidos por el AMM lo cual representan en términos generales las pérdidas que se producen en la red del SNI.

2.3.1. Definición de pérdidas económicas por aperturas forzosas

Un sistema de transmisión no está propensa a producir fallos, los cuales previamente ya han sido simulados y analizados según lo requerido en la normativa NTAUCT y contemplado según sus características de diseño, construcción y operación establecido en las normativas NTDOST.

Así como ya se han contemplado en las normativas NTCSTS se establecen sanciones técnicas por las cuales una línea de transmisión puede fallar, siendo estas:

- Sanción por regulación de tensión.
- Sanción por *flicker* en la tensión.
- Sanción por desbalance de corriente.
- Sanción por indisponibilidad forzada de líneas de transmisión.
- Sanción por indisponibilidad programada.

Además, se deben contar las fallas establecidas por la LGE (Ley General de Electricidad), la cual contempla las fallas de corta duración y larga duración, en ambos casos se define que debido a fallas intempestivas o en otras palabras por factores ambientales no controlables por el ser humano, sean estas aperturas por rayo o condiciones climáticas tales como huracanes, sequias y otros.

Figura 7. **Mufa dañada del transformador 69/34.5 kV subestación Sayaxché, Petén**



Fuente: ETCEE-INDE (2020). *Archivo fotográfico.*

Una de las razones por el cual una línea de transmisión, transformador, interruptor de potencia, protecciones, entre otros, tiende a desconectarse es por la ocurrencia de fallas electro atmosféricas, estos pueden ocurrir de manera directa o indirecta, estas se clasifican según la polaridad de la carga en la nube así como por la propagación del líder inicial, pueden ser descargas con polaridad positiva así como de polaridad negativa, no está de más mencionar que en promedio el 90 % de la ocurrencia de rayos son de polaridad negativa. (Eléctricas, 1996).

2.3.2. Características de una apertura forzosa

La ocurrencia de un evento surge cuando un rayo impacta directamente a la línea de transmisión, esta puede ocurrir en varios escenarios, el primero es directamente en la torre de transmisión, el segundo en el vano de la línea, el tercero sucede directamente en los equipos de protección tales como aisladores herrajes y demás, cuando ocurre en varias torres se le conoce como descarga inversa, producida desde la estructura y propagándose a través de las líneas conductoras, cuando el impacto del rayo se ubica en las líneas conductoras es conocido como falla de blindaje (Ramírez, 2006).

Figura 8. **Inundación de una subestación desborde del río San Simón, Alta Verapaz**

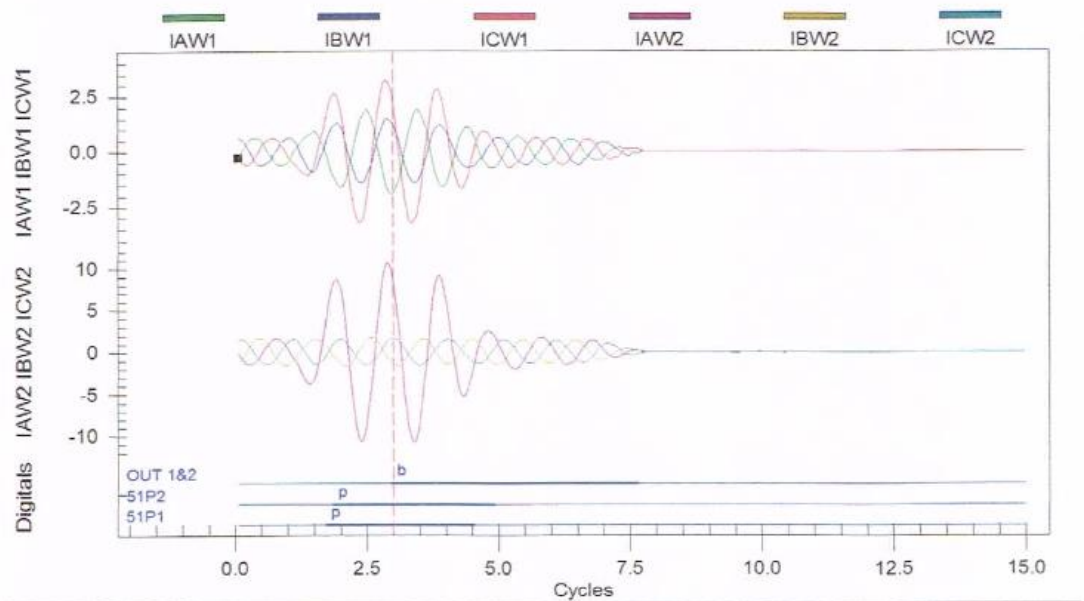


Fuente: ETCEE-INDE (2017). *Archivo fotográfico.*

En dichos casos se categoriza como Fuerza Mayor y árbitro competente ante el AMM y el Transportista, será la CNEE, quien definirá si aplica sanción o no, dicha sanción según el artículo 123 de la LGE, contempla que será penalizado con sanciones acumulativas por salidas de línea no programadas, diferenciando entre fallas de corta y larga duración.

La forma correcta de analizar técnicamente el motivo por el cual, ha ocurrido una falla, es como coloquialmente se conoce como bajar eventos esta actividad comprende de conectarse físicamente o de forma remota en un punto debajo del seccionador o interruptor de potencia para descargar los registros de este, con los datos obtenidos se analiza la oscilografía del evento.

Figura 9. **Oscilografía de falla en Ramal Chicaic, Cobán, transformador 69/13.8 Kv**



Fuente: ETCEE-INDE (2020). *Informe de Falla.*

Este análisis se puede ver la apertura de la fase A 2.5 ciclos, esto quiere decir que en ocurrió algo en la fase A, en una parte del tramo de la línea de transmisión, puede ser caída de un árbol, vandalismo, ocurrencia de una descarga atmosférica, algún animal que tocó ambas fases de la línea, y muchas otras causas más.

Sin embargo las causas más extrañas y de poca ocurrencia son el paso de huracanes en el país, se sabe que en el 2021 en el país fue azotado por los huracanes Eta e Iota, los cuales eléctricamente afectaron la aldea Campur en el departamento de Alta Verapaz, en donde un tramo de 69 kV línea de transmisión Visión del Águila - Chisec quedó bajo el agua, por lo tanto las catenarias en el tramo de línea eran demasiado bajas por lo que los seccionadores e interruptores

de potencia fueron abiertos, dejando sin energía a la población entera del lugar afectado.

Según reportes “debido a la falla en la línea del Inde Visión del Águila – Chisec, 21,340 clientes quedaron sin servicio el 6 de noviembre ya que quedaron sin energía las subestaciones Playa Grande y Chisec”. (INDE, 2020, párr. 2).

El INDE (2020) reportó, reparaciones por Q 3,000,000.00, “detalló que el costo por Eta de Q2,000,000.00 por daños a la línea San Julián Tactic 2, y Visión del Águila Chisec”. (párr. 3).

En esta última se elevaron temporalmente los conductores de la línea para restablecer el servicio de las subestaciones y se trabajó en desviar la línea a la carretera, se encuentra aún en proceso de reparación definitiva, por lo tanto, los costos fueron Q1,000,044.00, por daños a la línea la Ruidosa-Río Bobos. (INDE, 2020, párr. 4)

Figura 10. **Inundación del tramo de línea Visión del Águila – Chisec**



Fuente: ETCEE-INDE (2020). *Archivo fotográfico.*

2.3.3. Proceso de respuesta ante una apertura forzosa

La coordinación logística es un pilar importante para la atención a las emergencias, ya que derivado de ello se establecerá el tiempo de respuesta del personal técnico para solucionar el problema y realizarlo en el menor tiempo, ya que se considera el suministro de flujo eléctrico como un servicio primario para la sociedad en general.

2.3.3.1. Coordinación logística

La coordinación logística para atender una falla puede ocurrir de la siguiente manera:

- Se detecta la falla a través del sistema SCADA.
- AMM se comunica con el centro de control, ubicado en la Subestación Guate Sur, en Villa Nueva, Guatemala.
- Centro de control se pone en contacto con las jefaturas del Sistema Oriental para que coordine personal técnico y atienda a la brevedad la ocurrencia de una falla, si esta no pudo ser resuelta de forma remota.
- Si la falla ocurre en una subestación, se coordina al personal de turno para que verifique o cierre los seccionadores o los interruptores de potencia, previamente verificados.
- Si la falla ocurre en un tramo de línea (no importando la hora del día) se coordina una cuadrilla de inspección en vehículo para recorrer la línea de transmisión, en busca de la causa de una falla.
- Se localiza y corrige el motivo de la falla, el cual pudo ser por una rama de árbol (lo más usual).
- Se comunica vía telefónica con el centro de control para el cierre de forma remota o física del interruptor y seccionador de potencia.

Si el motivo de una falla es crítico y no puede ser resuelto por el técnico de turno en una subestación, se coordina personal de distintas áreas, sea esta protecciones, subestaciones y metrología para que salgan de su sede hasta llegar al punto de falla.

Recuperado de <https://www.google.com/maps/dir/Chiquimula/Campur/@15.2124327,-90.528536,9z/data=!3m1!4b1!4m14!4m13!1m5!1m1!1s0x8f62307e1d8ec2b5:0xeb528d62a3b3d1e7!2m2!1d-89.5450458!2d14.7924897!1m5!1m1!1s0x858a79af1aa14ff1:0xa3171e9ed154664e!2m2!1d-90.0446094!2d15.6335249!3e0>

El personal técnico cuya sede se ubica en el departamento de Chiquimula, procede a movilizarse a través de vehículos de forma terrestre hasta llegar al lugar de ocurrencia del evento, si se toma como ejemplo la atención a la tormenta tropical Eta e IOTA, que ocurrió en la aldea Campur, se toma un tiempo de 5 h 41 min, llegar al lugar, estimando que no haya ocurrido nada en el tramo carretero.

Es de considerar que dicho personal debe llevar toda su herramienta, determinando si esta es suficiente para la cubrir la emergencia y sus alimentos para el tiempo que la persona estará allá si en caso el lugar es remoto.

Figura 12. Personal de ETCEE coordinando para acción a la emergencia por apertura forzosa



Fuente: ETCEE-INDE (2020). *Archivo fotográfico.*

Cuando ocurren eventualidades tales como la inundación de la línea de transmisión, en la fase de corrección del motivo de la falla, puede durar varias semanas, dependiendo de la magnitud de este, una corrección puede involucrar desde talado de árboles, limpieza de aislamiento, mejoramiento de red de tierras, colocación de pararrayos, hasta el cambio de trazo de un tramo de una línea de transmisión.

Figura 13. **Elevación y cambio de trazo de línea 69 kV con cambio de poste**



Fuente: ETCEE-INDE (2019). *Archivo fotográfico.*

2.3.3.2. Reportes emitidos

La información para el análisis proviene de 2 fuentes, la primera fuente es el programa de post despacho mensual, documento que AMM emite, específicamente en la pestaña de indisponibilidades, con ello se debe filtrar la información obteniendo la de interés para este estudio.

La segunda fuente es más de 500 informes de falla emitidos por el personal técnico de las secciones de subestaciones, líneas de transmisión y protecciones del Sistema Oriental de ETCEE-INDE.

2.3.3.3. Contenido de los reportes

Los informes de falla emitidos por el personal técnico contienen distintos datos tales como:

- Instalación afectada
- Fecha del evento o falla
- Fecha de elaboración del reporte
- Fecha y hora de desconexión (según datos de RJT)
- Fecha y hora de conexión (según datos RJT)
- Tiempo de indisponibilidad
- Equipo afectado
- Campo
- Registro de operación de equipos
- Causa
- Acciones y resultados
- Coordenadas de las estructuras afectadas
- Distancia real al punto de falla desde el nodo final

- Distancia real al punto de falla desde el nodo inicial
- Instalaciones afectadas
- Agentes afectados
- Potencia interrumpida
- Fotografías
- Oscilografía y conclusiones

Todos estos datos son importantes para conocer a detalle lo sucedido durante la falla, su método de resolución y duración de la falla. Para este estudio se analizará la fecha, el tiempo y las causas de la falla o evento.

2.4. Metodología para analizar pérdidas económicas por aperturas forzosas

A continuación, se conocerán los procedimientos matemáticos de las distintas sanciones, según lo establecido en la normativa vigente, de esta manera se determinan las variables necesarias obtener resultados monetarios, correspondiente a las sanciones por ocurrencia de fallas en líneas de transmisión.

2.4.1. Sanción por regulación de tensión

El cálculo de la sanción debido a regulación de tensión se define en el artículo 24, capítulo II, Título IV de la NTCSTS donde especifica la siguiente ecuación:

$$SRT = \# \text{ kVAr} * PDR \quad (1)$$

Donde:

SRT = Sanción por mala Regulación de Tensión

$kVar$ = Cantidad de kVar, obtenida del estudio de flujo de carga

PDR = Penalización por déficit de Reactivo.

2.4.2. Sanción por distorsión armónica de tensión

El cálculo de la sanción se define en el artículo 44, capítulo I, título V, de la NTSD, donde se especifica la siguiente ecuación:

$$Indemnización(Q) = \sum_{k:DPIA_k \leq 1} CENS * (DPIA_k)^2 * E(k) + \sum_{k:DPIA_k > 1} CENS * E(k) \quad (2)$$

Donde:

$DPIA_k$ = Distorsión penalizable individual de armónicas para un intervalo de medición K, se obtiene de la ecuación matemática:

$$DPIA_k = \max \left[0, \frac{D_{ATI(k)} - D_{ATI}}{D_{ATI}} \right] + \frac{1}{3} \sum_{i=1}^{40} \max \left[0, \frac{D_{AII_i(k)} - D_{AII_i}}{D_{AII_i}} \right] \quad (2)$$

Donde:

$D_{ATI(k)}$ = Distorsión Armónica total de la corriente de carga

D_{ATI} = Tolerancia para la distorsión armónica total de la corriente de carga

D_{AII_i} = tolerancia para distorsión armónica individual de la corriente de carga i.

$D_{AII_i(k)}$ = Distorsión armónica individual de corriente de carga i, que inyecta un usuario en la red

2.4.3. Sanción por *flicker* en la tensión

El cálculo de la sanción se define en el artículo No. 48, capítulo II, título V, de la NTSD, donde se especifica la siguiente ecuación:

$$Indemnización(Q) = \sum_{k:DPIF_k \leq 1} CENS * (DPIF_k)^2 * E(k) + \sum_{k:DPIF_k > 1} CENS * E(k) \quad (4)$$

$DPIF_k$ = Distorsión penalizable individual de *Flicker*, para un intervalo de medición K, se obtiene de la ecuación matemática.

$$DPIF_k = \text{Max} \left[0, \frac{P_{stm}(k) - P_{sti}}{P_{sti}} \right] \quad (3)$$

Donde:

$P_{stm}(k)$ = Índice de severidad de *Flicker* de corto plazo

P_{sti} = tolerancia para índice de severidad de *Flicker*

El índice de severidad de *flicker* será:

$$\begin{array}{ll} 0 < DPIF_K \leq 1 & \text{-----} [CENS * (DPIF_k)^2] \quad Q/kWh \\ 1 < DPIF_K & \text{-----} [CENS] \quad Q/kWh \end{array}$$

2.4.4. Sanción por desbalance de corriente

El cálculo de la sanción se define en el artículo 34, capítulo I, título V, de la NTCSTS, donde se especifica la siguiente ecuación:

$$\text{Indemnización}(Q) = \sum_{B=BP} CE_{(B)} * ENE_{(B)} * CENS/100 \quad (4)$$

Donde:

$CE_{(B)}$ = Valorización de la energía en función de la desviación detectada como % del CENS

$\sum_{B=BP}$ = Sumatoria considerando todos los registros a indemnizar por banda B

$ENE_{(B)}$ = Energía por banda B, en kWh, registrado durante el período de medición mensual

Y el valor de energía en función de la desviación detectada como % CENS se obtiene según el resultado obtenido de la ecuación:

$$\Delta DIP(\%) = \left[\frac{3(Imp)}{Ia + Ib + Ic} \right] \times 100 \quad (5)$$

$\Delta DIP(\%)$ = porcentaje de desbalance de corriente

Imp = Máxima desviación de corriente de cualquiera de las fases.

Ia = corriente en la fase A

Ib = corriente en la fase B

Ic = corriente en la fase C

Una vez obtenido este resultado en % se compara con la tabla de valorización de la energía según desviación de tolerancias:

Tabla XIII. **Valor de la energía por desviación de tolerancias**

ΔDIP_{kSUP} superior al admisible en (%)	VALORIZACIÓN DE LA ENERGIA – $CE(B)(\%CENS)$
≤ 1	0.05
≤ 3	0.2
≤ 5	0.5
≤ 7	0.75
> 7	1

Fuente: CNEE. (1999). *Normas técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica -NTDOST-* (Vols. Resolución CNEE No.49-99).

Sin embargo, por falta de acceso a datos privados, no se tomará en cuenta esta ecuación para la elaboración de esta tesis.

2.4.5. Sanción por indisponibilidad forzada de líneas de transmisión

Existe un rango de tolerancia y duración de tiempo, para salidas forzadas de una línea de transmisión, esta dependerá de su nivel de tensión y lo establecido en el Artículo 48, capítulo III, Título VI, de la NTCSTS, la cual establece lo siguiente:

Tabla XIV. Rangos de tolerancia

Categoría	Tensión kV	Etapas	Tolerancia al número total de indisponibilidades forzadas para cada línea, NTIF, por año
A	230	2	2
B	138	1	3
C	69	0.5	3

Fuente: elaboración propia.

A partir de allí, si una línea de transmisión, supera dicha tolerancia, se procede a ejecutar la sanción por indisponibilidad forzada la cual se calcula de la para cada línea:

Si el No. total de indisponibilidades supera la tolerancia:

$$SNTIFLi = (NTIFLi - NTIF) * DTIFLi / NTIFLi * k * RTH/60 \quad (6)$$

Si el t, total de indisponibilidad supera la tolerancia:

$$SDTIFLi = (DTIFLi - DTIF) * k * RTH/60 \quad (7)$$

La sanción total para el período será:

$$ST = \sum SNTIFLi + \sum SDTIFLi \quad (8)$$

Donde:

SNTIFLi = Sanción en quetzales, por el número total de indisponibilidad forzada

SDTIFLi = Sanción en quetzales por la duración total de indisponibilidad forzada

NTIF = Tolerancia al número total de indisponibilidad

NTIFL_i = Número total de indisponibilidades forzadas

DTIF = Tolerancia a la duración total de indisponibilidad

DTIFL_i = duración total de indisponibilidad

RTH = Remuneración horaria del transportista

ST = sanción total

K = coeficiente según categoría

2.4.6. Sanción por indisponibilidad programada

Este tipo de sanción está sujeto en función del tiempo que dure la falla, y se calcula mediante la ecuación siguiente:

$$SDIP = 0.1 * DPI * k * RTH/60 \quad (9)$$

Donde:

SDIP = Sanción en Quetzales por duración de indisponibilidad programada

RTH = Remuneración horaria del transportista (PEAJE)

DPI = tiempo en minutos

K = coeficiente según categoría

3. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

De acuerdo con los objetivos propuestos, se presentan los siguientes resultados:

3.1. Análisis de fallas en líneas de 69 kV

Se procedió a la recopilación de la información para el análisis proveniente de 2 fuentes principales, la primera fuente es el programa de Post Despacho Mensual, documento que AMM emite, específicamente en la pestaña de indisponibilidades, con ello se debe filtrar la información obteniendo la de interés para este estudio.

La segunda fuente se analizó una muestra de 500 informes de falla emitidos por el personal técnico de las secciones de Subestaciones, Líneas de Transmisión y Protecciones del Sistema Oriental de ETCEE-INDE, del cual se recabaron tres bases de datos de los años 2017, 2018 y 2020.

Para el año 2020, se obtuvo una muestra total de 144 informes cuya tabulación de datos se refleja en el anexo 1, para el año 2018 se obtuvo una muestra total de 196 informes y para el año 2017 se obtuvo una muestra de 160 informes.

Con la finalidad de caracterizar y cuantificar los elementos de investigación, las variedades de datos recabados incluyen variables descriptivas, cuantitativas y cualitativas, las cuales ayudaron a efectuar la presentación de los siguientes resultados:

- Objetivo 1. Identificar las causas que ocurren con más frecuencia en una línea de transmisión de 69 kV

3.1.1. Principales motivos de ocurrencia de fallas

Para determinar un grado de certeza de los datos analizados, primero se realizó el análisis del tamaño de la muestra o confiabilidad de la muestra representativa mediante el método de estimación de proporciones

$$n = \frac{Nz^2pq}{(N - 1)E^2 + z^2pq} \quad (10)$$

Donde

N = representa el número total de la muestra analizada

z= nivel de confianza (%)

p = q = 0.5 = 50 %

E = error (%)

Por lo tanto, para una muestra de informes de falla recabados del año 2017, 2018 y 2020, calculando para un nivel de confianza del 95 % donde z=1.96 con un error E del 5 % = 0.05

$$n_{2020} = \frac{Nz^2pq}{(N - 1)E^2 + z^2pq} = \frac{(144)(1.96)^2(0.5)(0.5)}{(144 - 1)(0.05)^2 + (1.96)^2(0.5)(0.5)} \quad (11)$$

$$n_{2020} = \frac{138.2976}{1.3176} = 105 \text{ muestras} \quad (12)$$

$$n_{2018} = \frac{Nz^2pq}{(N-1)E^2 + z^2pq} = \frac{(196)(1.96)^2(0.5)(0.5)}{(196-1)(0.05)^2 + (1.96)^2(0.5)(0.5)} \quad (13)$$

$$n_{2018} = \frac{188.2384}{1.4479} = 130 \text{ muestras} \quad (14)$$

$$n_{2017} = \frac{Nz^2pq}{(N-1)E^2 + z^2pq} = \frac{(160)(1.96)^2(0.5)(0.5)}{(160-1)(0.05)^2 + (1.96)^2(0.5)(0.5)} \quad (15)$$

$$n_{2017} = \frac{153.664}{1.3579} = 113 \text{ muestras} \quad (16)$$

Por lo tanto, si se desea identificar las causas que ocurren con más frecuencia en una línea de transmisión de 69 kV, se empleará una muestra máxima de 130 muestras y un mínimo de 105 muestras, para determinar los resultados con un 95 % de confiabilidad.

Para ello, de la recopilación de datos, reflejado en el Apéndice 1, 2 y 3 compilaron datos descriptivos y cuantitativos, en la Tabla XV, se muestra de manera ejemplificada los datos recabados para todas las variables que afectan a una línea de transmisión, en este caso, era necesario conocer el nombre de la línea, tensión, región, fecha de apertura, mes, año, hora de apertura, hora de cierre, tiempo de indisponibilidad, causa y el número de estructuras afectadas.

Tabla XV. **Recopilación de datos de fallas de líneas de 138 y 69 kV**

Líneas de Transmisión	Tensión	Región	Fecha	mes	año	Hora de Apertura	Hora Cierre	DIP - Tiempo de indisponibilidad (min)	Causa	avr	No. Estructuras
Jalpatagua - Horus	138 kV	Reg. Sur	1/01/2020	enero	2020	14:07	14:11	4	Ave	A	165
Chiquimula - Río Grande	138 kV	Reg. Centro	2/01/2020	enero	2020	15:37	15:48	11	Árbol	MDM	86-87
Mayuelas - La Ruidosa	69 kV	Reg. Centro	6/01/2020	enero	2020	18:18	18:23	5	Ave	A	339
Cafetal - Tactic	69 kV	Reg. Verapaz	12/01/2020	enero	2020	06:52	10:14	202	Árbol	AR	
Pasaco - Moyuta	138 kV	Reg. Sur	23/01/2020	enero	2020	16:41	19:39	178	Descarga	AE	223

Fuente: elaboración propia.

Según el tipo de variable y los datos recopilados de más de 500 informes de falla físicos, en el Apéndice 4, se analiza únicamente para las líneas de 69 kV, la causa de apertura por año y la fecha en que ocurrió, la muestra según lo establecido por el método de estimación de proporciones.

Posterior a la obtención del Apéndice 4, se procede a obtener la media aritmética (promedio) según cada causa ocurrida por año según la siguiente ecuación:

$$\bar{X} = \sum \frac{x_i}{N} \quad (19)$$

Obteniendo así la Tabla XVI. En la cual, por medio del método de probabilidad, se determinará la ocurrencia de fallas en tramos de líneas de 69 kV.

Tabla XVI. **Frecuencia de la variable, motivo de apertura de línea de transmisión de 69 kV**

Causas líneas de transmisión 69 KV	Suma de causas por año			Media aritmética (promedio)
	2017	2018	2020	
Descarga	63	65	39	56
Árbol	41	28	41	37
Aislamiento	8	16	19	14
Vandalismo / incendio	8	11	17	12
Aves y mamíferos	2	10	22	11
Tormenta / huracán	15	7	6	9
Maquinaria pesada	4	7	0	4
Falsa alarma	3	1	0	1
		total		144

Rango de certeza 95 %

Error 5 %

Fuente: elaboración propia.

El análisis realizado de los años 2017, 2018 y 2020, tomando en cuenta el tamaño de la muestra y utilizando el método de variable cuantitativa estimación de proporciones con una certeza del 95 % y un error del 5 %, se determina y cuantifica mediante lo reflejado en la tabla XVII. cuáles son los motivos por el cual una línea de transmisión de 69 kV se apertura, empleando el método de moda estadística con la expresión a los datos de ocurrencia de falla.

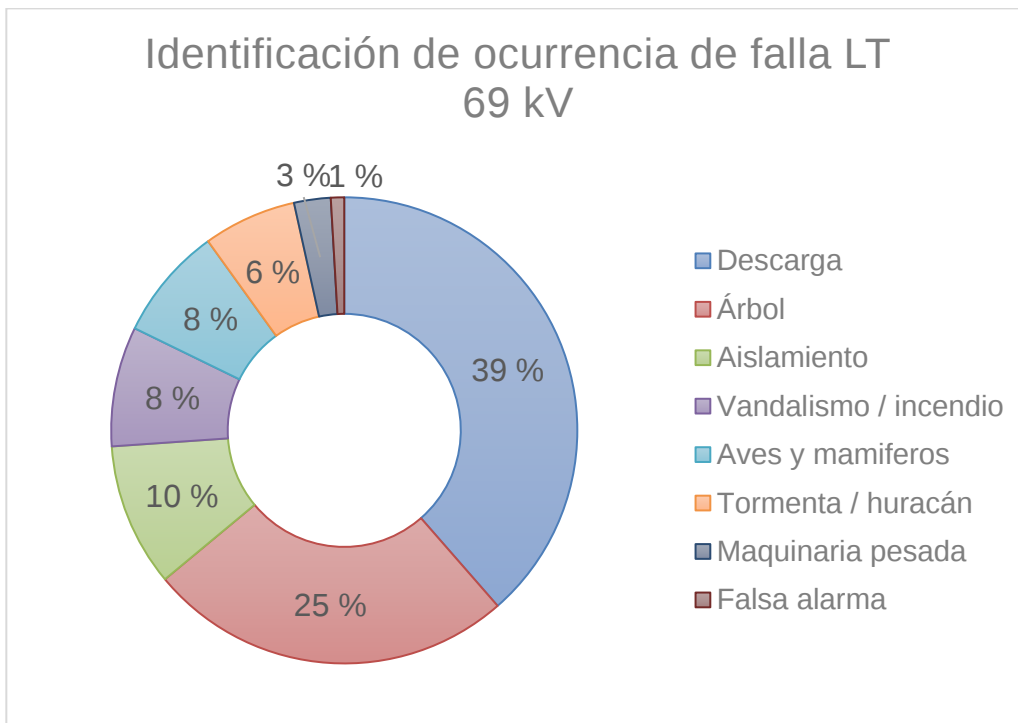
Tabla XVII. **Análisis modal de datos**

Moda	
Causas líneas de transmisión 69 kV	Probabilidad
Descarga	39 %
Árbol	25 %
Aislamiento	10 %
Vandalismo / incendio	8 %
Aves y mamíferos	8 %
Tormenta / huracán	6 %
Maquinaria pesada	3 %
Falsa alarma	1 %
	100 %

Fuente: elaboración propia.

Como resultado de ello, se obtiene la figura siguiente:

Figura 14. **Identificación de ocurrencia de falla promedio en 2017, 2018 y 2020**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Por lo tanto, los resultados arrojaron que los principales motivos por la cual una línea de transmisión se apertura es el 39 % por descargas electro atmosféricas, 25 % por causas en las que se ve involucrados árboles de gran altura y todo lo concerniente a vegetación, 10 % por fallas de aislamiento, 8 % por vandalismo quienes causan incendios y/o realizan daños a las estructuras, 8 % por aves y mamíferos, 6 % por tormentas y/o huracanes de gran magnitud, 3 % por manipulación de maquinaria pesada y un 1 % por falsas alarmas, estos

son los motivos que se dan con mayor frecuencia en las líneas de 69 kV del Sistema Oriental de ETCEE.

- Objetivo 2. Cuantificar el tiempo total de ocurrencia anual de fallas en los tramos de línea de transmisión de 69 kV de la región oriente.

3.1.2. Cuantificación del tiempo anual de ocurrencia de fallas

Del contenido de las tablas en Apéndice 1, 2 y 3, que comprende la compilación de 500 renglones de información, compilados de los más de 500 reportes de falla analizados, se filtran las variables de tiempo y lugar, obteniendo así la tabla del Apéndice 5.

Tabla XVIII. **Ejemplo cuantificación de fallas por línea de transmisión de 69 kV**

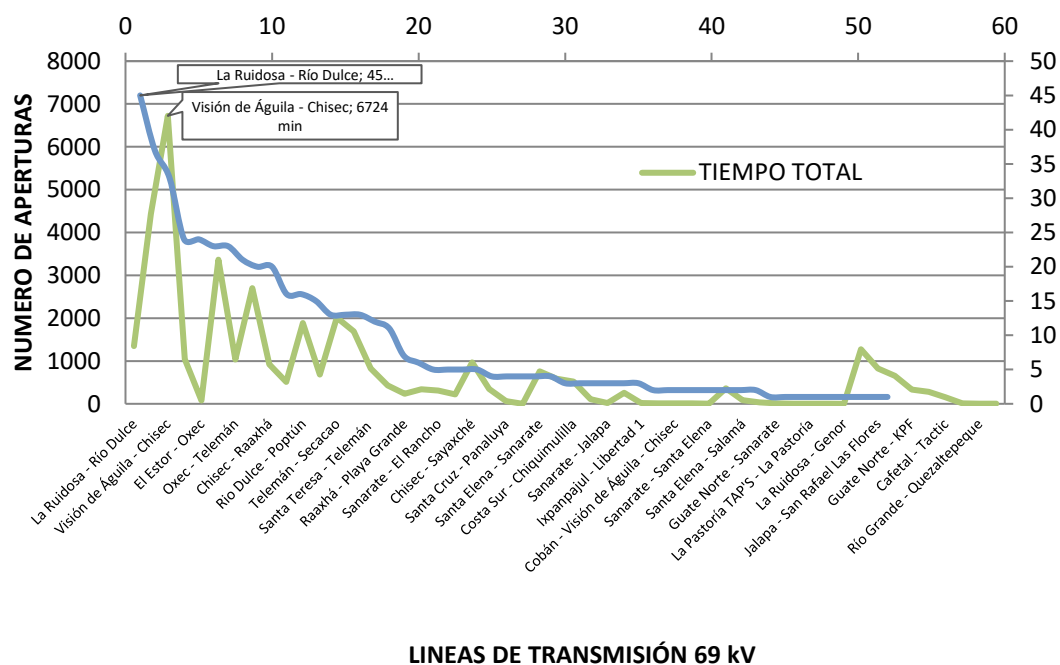
Cantidad de fallas por línea de transmisión									
Región	Líneas de transmisión 69 KV	Apertura 2020	Tiempo 2020	Apertura 2018	Tiempo 2018	Apertura 2017	Tiempo 2017	Σ total De aperturas	Σ tiempo Total
Centro	La Ruidosa - Genor	0		17	1,011	7	33	24	1,044
Centro	Mayuelas - La Ruidosa	8	1,818	9	1,292	6	256	23	3,366
Centro	Sanarate - El Rancho	3	306	3	5	1	1	7	312
Centro	La Ruidosa - Río Bobos	2	198	3	20	1	3	6	221

Fuente: elaboración propia.

El Apéndice 5 contabiliza la cantidad de aperturas sucedidas en el año 2020, 2018 y 2017 y el tiempo anual de duración de falla en el tramo de línea, una vez obtenidos los datos, se realiza la suma total de salidas del año 2020, 2018 y 2017; y la suma total de tiempos.

De los datos del Apéndice 5, se procedió a realizar el análisis gráfico, el cual muestra en orden descendente de mayor a menor, datos muy interesantes los cuales respaldan la respuesta del objetivo 2. Se puede observar que el tramo de LT La Ruidosa – Río Dulce es uno de los tramos de LT con un total de 45 aperturas, pero el tramo de LT con un mayor tiempo de indisponibilidad es el de Visión de Águila - Chisec, con un tiempo total de 6,724 minutos.

Figura 15. **Cantidad y tiempo de fallas por línea de transmisión de 69 KV**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Conociendo los datos anteriores se realiza la cuantificación del tiempo total de ocurrencia anual de fallas en los tramos de LT de 69 kV mediante la siguiente tabla:

Tabla XIX. Cuantificación del tiempo anual de fallas en líneas de transmisión de 69 kV

Líneas de transmisión 69 kV	Tiempo de indisponibilidad (min) 2020	Tiempo de indisponibilidad (min) 2018	Tiempo de indisponibilidad 2017
CENTRO ORIENTE	4,250	2,499	636
El Rancho - Usumatlán		1	2
Genor - Puerto Barrios		25	86
Guate Norte - KPF	332		
Guate Norte - Sanarate	10		
Guatemala Norte - Novela		4	
Guatemala Norte - Novella			5
La Ruidosa - Genor		1,011	33
La Ruidosa - Río Bobos	198	20	3
Mayuelas - La Ruidosa	1,818	1,292	256
Panaluya - Mayuelas	1,272		
Río Grande - Quezaltepeque		4	
Sanarate - El Rancho	306	5	1
Sanarate - Jalapa	3	8	5
Santa Cruz - Panaluya		66	
Teculután - Santa Cruz		5	
Teculután - Santa Cruz		25	
Usumatlán - Teculután	311	33	245
REGIÓN NORTE	1,968	2,095	3,554
El Estor - Oxec	39	14	50
Ixpanpajul - La Libertad I		8	
Ixpanpajul - Libertad 1	262		
La Ruidosa - Genor	186		
La Ruidosa - Río Dulce	139	455	440
Libertad 1 - Sayaxché	840		
Oxec - Telemán	163	238	558
Poptún - Ixpanpajul	309	293	
Potún - Ixpanpajul			97
Río Dulce - El Estor	3	506	1,686
Río Dulce - Poptún	16		
Río Dulce - Poptún	11	581	718
Río Dulce - Potún			5
REGIÓN SUR	698		
El Progreso - Jicaro	4		
Guate Sur - La Vega	6		
Los Esclavos - La Vega	4		
Los Esclavos - Quesada	430		
Quesada - El Progreso	254		
REGIÓN VERAPAZ	7,337	1,530	5,190
Matanzas - Cafetal		158	
Raxha - Playa Grande			48
Sanarate - Santa Elena		5	
Visión del Águila - Chisec		269	
Cafetal - Matanzas	4		
Santa Teresa - Telemán	155		
Telemán - Secacao			1,401
Telemán - Secacao	10	600	
Visión de Águila - Chisec	6,359	10	
Visión del Águila - Chisec			95
SUR ORIENTE		5,626	2,835
La Vega - Guatemala Sur			22
Los Esclavos - El Progreso			2,500
Costa Sur - Chiquimulilla		516	
El Progreso - El Jicaro		25	313
Jalapa - San Rafael Las Flores		827	
La Pastoría TAP'S - La Pastoría		5	
La Pastoría TAP'S - La Vega		652	
La Vega - Guatemala Sur		1,664	
Los Esclavos - El Progreso		1,937	
Total general	14,253	11,750	12,215

Fuente: elaboración propia.

De los datos anteriormente analizados se presenta el resumen del tiempo total de las aperturas en los años 2020, 2018 y 2017 en las regiones donde se ubican los tramos de líneas de transmisión de 69 kV.

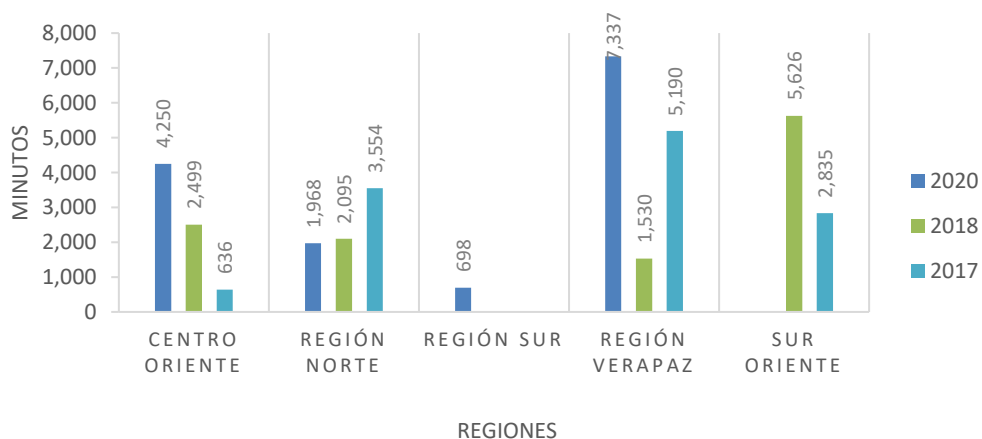
Tabla XX. **Tiempo de aperturas en 2020, 2018 y 2017**

Región	Tiempo anual de indisponibilidad por regiones (min)		
	2020	2018	2017
Centro Oriente	4,250	2,499	636
Norte	1,968	2,095	3,554
Sur	698	0	0
Verapaz	7,337	1,530	5,190
Sur Oriente		5,626	2,835
Total general (min)	14,253	11,750	12,215

Fuente: elaboración propia.

Los datos de la tabla XIX, se grafican en la figura 16, donde se puede observar que los tramos de línea de 69 kV de la región de las Verapaces y Sur Oriente son las que tienen tiempos de apertura anual de mayor magnitud, esto quiere decir que son los que requieren una mejor atención o mantenimiento.

Figura 16. **Tiempo indisponibilidad por regiones**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Por lo tanto, como resultado del objetivo 2 planteado, según los resultados obtenidos en la tabla XIX, se cuantifica el tiempo total de la ocurrencia de fallas en los tramos de línea de transmisión de 69 kV de la región oriental de Guatemala para los años 2020, 2018 y 2017 fueron 14,253 min, 11,750 min y 12,215 min respectivamente.

- Objetivo No.3 Cuantificar el valor de pérdida económica anual, por el tiempo de apertura de falla de las líneas de transmisión en la región oriente del país.

3.1.3. Monetización de fallas

Para cuantificar el valor de pérdidas económica anual, se aplica lo establecido en el Artículo 48, capítulo III, Título VI, de la NTCSTS, cuyas ecuaciones definen las variables requeridas para realizar este análisis:

$$SNTIFLi = (NTIFLi - NTIF) * DTIFLi / NTIFLi * k * RTH/60 \quad (8)$$

Si el t, total de indisponibilidad supera la tolerancia:

$$SDTIFLi = (DTIFLi - DTIF) * k * RTH/60 \quad (9)$$

La sanción total para el período será:

$$ST = \sum SNTIFLi + \sum SDTIFLi \quad (17)$$

Donde:

SNTIFL_i = Sanción en quetzales, por el número total de indisponibilidad forzada

SDTIFL_i = Sanción en quetzales por la duración total de indisponibilidad forzada

NTIF = Tolerancia al número total de indisponibilidad

NTIFL_i = Número total de indisponibilidades

DTIF = Tolerancia a la duración total de indisponibilidad

DTIFL_i = duración total de indisponibilidad

RTH = Remuneración horaria del transportista

ST = sanción total

K = coeficiente según categoría

Para obtener resultados monetarios se procedió a verificar las variables obtenidas de los reportes de falla, además se tomaron en cuenta los datos de la fuente secundaria, el programa de Post Despacho Mensual emitido por AMM para considerar las sanciones por indisponibilidad.

En la primera etapa, se obtuvo el motivo de ocurrencia de falla y en la segunda etapa el tiempo total de indisponibilidad en los tramos de línea de transmisión de 69 kV en la región oriente de Guatemala, estos datos sustituyen la variable *DTIFL_i* duración total de indisponibilidad y *NTIFL_i* número total de indisponibilidades.

La variable *RTH*, remuneración horaria del transportista (PEAJE), se obtuvo de analizar a detalle el programa de post despacho de AMM, según el valor del peaje en la fecha de apertura.

La variable *DTIF*, se obtiene de lo establecido en la NTCSTS, según la tabla XIV rangos de tolerancia, el cual tendrá un valor según el nivel de tensión de la línea de transmisión analizada.

La variable K , es un coeficiente que se valoriza según categoría, en este caso la variable se encuentra en los archivos internos de ETCEE del cual se pudo obtener el dato.

El resultado ST , se obtuvo de analizar la base de datos de los informes de falla Apéndice 1, 2 y 3. Producto de ello se representa en la tabla XXI, Los datos analizados del año 2020, muestran el monto desglosado de pérdidas monetarias por la salida de tramos de líneas de transmisión de 69 kV:

Tabla XXI. **Pérdida monetaria por aperturas año 2020**

TRAMOS DE LÍNEA 69 KV 2020	SANCIÓN -ST- EN USD
REG. CENTRO	\$ 49,368.67
Guate Norte - KPF	\$ 2,627.25
Guate Norte - Sanarate	\$ 79.39
La Ruidosa - Río Bobos	\$ 2,264.31
Mayuelas - La Ruidosa	\$ 21,514.37
Panaluya - Mayuelas	\$ 15,057.17
Sanarate - El Rancho	\$ 2,425.76
Sanarate - Jalapa	\$ 26.63
Usumatlán - Teculután	\$ 5,373.80
REG. NORTE	\$ 38,060.24
El Estor - Oxec	\$ 601.32
Ixpanpajul - Libertad 1	\$ 4,557.86
La Ruidosa - Genor	\$ 2,024.17
La Ruidosa - Río Dulce	\$ 2,326.72
Libertad 1 - Sayaxché	\$ 20,853.98
Oxec - Telemán	\$ 2,631.50
Poptún - Ixpanpajul	\$ 4,688.40
Río Dulce - El Estor	\$ 46.88
Río Dulce - Poptún	\$ 195.31
Río Dulce - Poptún	\$ 134.10
REG. SUR	\$ 10,519.61
El Progreso - Jícara	\$ 56.59
Guate Sur - La Vega	\$ 33.09
Los Esclavos - La Vega	\$ 69.06
Los Esclavos - Quesada	\$ 5,560.91
Quesada - El Progreso	\$ 4,799.95
REG. VERAPAZ	\$ 84,070.25
Cafetal - Matanzas	\$ 37.32
Cafetal - Tactic	\$ 2,798.88
Chisec - Raaxhá	\$ 362.20
Chisec - Sayaxché	\$ 32.92
Cobán - Visión de Águila	\$ 1,663.07
Cobán - Visión de Águila - Chisec	\$ 0.07
Raaxhá - Playa Grande	\$ 618.81
San Julián - Cobán	\$ 0.05
San Julián - Santa Teresa	\$ 47.61
San Julián - Tactic I	\$ 2,767.73

Continuación de la tabla XXI.

TRAMOS DE LÍNEA 69 kV 2020	SANCIÓN -ST- EN USD
Santa Elena - Salamá	\$ 712.54
Santa Elena - Sanarate	0
Santa Teresa - Telemán	\$ 1,557.74
Telemán - Secacao	\$ 61.91
Visión de Águila - Chisec	\$ 73,409.40
Total general	\$ 182,018.78

Fuente: elaboración propia.

Los datos analizados del año 2018 muestran el monto desglosado de pérdidas monetarias por la salida de tramos de líneas de transmisión de 69 kV.

Tabla XXII. Pérdida monetaria por aperturas año 2018

2018	SANCIÓN -ST- EN USD
CENTRO ORIENTE	\$ 26,010.60
El Rancho - Usumatlán	\$ 9.74
Genor - Puerto Barrios	\$ 361.81
Guatemala Norte - Novela	\$ 28.46
La Ruidosa - Genor	\$ 9,864.94
La Ruidosa - Río Bobos	\$ 205.95
Mayuelas - La Ruidosa	\$ 13,610.19
Río Grande - Quezaltepeque	\$ 35.00
Sanarate - El Rancho	\$ 34.97
Sanarate - Jalapa	\$ 63.48
Santa Cruz - Panaluya	\$ 810.22
Teculután - Santa Cruz	\$ 80.12
Teculután - Santa Cruz	\$ 400.61
Usumatlán - Teculután	\$ 505.12
REG. NORTE	\$ 27,875.86
El Estor - Oxec	\$ 201.82
Ixpanpajul - La Libertad I	\$ 124.49
La Ruidosa - Río Dulce	\$ 6,807.39
Oxec - Telemán	\$ 3,425.96
Poptún - Ixpanpajul	\$ 3,956.48
Río Dulce - El Estor	\$ 7,059.00
Río Dulce - Poptún	\$ 6,300.71
REG. VERAPAZ	\$ 14,126.92
Matanzas - Cafetal	\$ 1,332.70
Sanarate - Santa Elena	\$ 37.64
Visión del Águila - Chisec	\$ 2,788.11
Cafetal - Tactic	\$ 2,148.30
Chisec - Raaxhá	\$ 1,371.61
Chisec - Sayaxché	\$ 443.19
Cobán - Visión del Águila	\$ 85.94
Raaxhá - Playa Grande	\$ 2,174.67
San Julián - Cobán	\$ 49.12

Continuación de la tabla XXII.

2018	SANCIÓN –ST- EN USD
Santa Teresa – Telemán	\$ 285.17
Telemán - Secacao	\$ 3,305.99
Visión de Águila - Chisec	\$ 104.48
SUR ORIENTE	\$ 53,988.95
Costa Sur - Chiquimulilla	\$ 2,545.23
El Progreso - El Júcaro	\$ 316.58
Jalapa - San Rafael Las Flores	\$ 6,000.38
La Pastoría TAP'S - La Pastoría	\$ 25.90
La Pastoría TAP'S - La Vega	\$ 3,377.23
La Vega - Guatemala Sur	\$ 8,167.24
Los Esclavos - El Progreso	\$ 33,556.38
Total general	\$ 122,002.32

Fuente: elaboración propia.

Los datos analizados del año 2017 muestran el monto de pérdidas monetarias por la salida de tramos de líneas de transmisión.

Tabla XXIII. Pérdida monetaria por aperturas año 2017

2017	SANCIÓN –ST- EN USD
CENTRO ORIENTE	\$ 8,230.75
El Rancho - Usumatlán	\$ 19.38
Genor - Puerto Barrios	\$ 1,238.21
Guatemala Norte - Novella	\$ 35.03
La Ruidosa - Genor	\$ 321.77
La Ruidosa - Río Bobos	\$ 30.51
Mayuelas - La Ruidosa	\$ 2,808.61
Sanarate - El Rancho	\$ 6.99
Sanarate - Jalapa	\$ 39.47
Usumatlán - Teculután	\$ 3,730.79
REG. NORTE	\$ 48,167.10
El Estor - Oxec	\$ 715.21
La Ruidosa - Río Dulce	\$ 6,548.64
Oxec - Telemán	\$ 8,398.40
Potún - Ixpanpajul	\$ 1,369.03
Río Dulce - El Estor	\$ 23,335.58
Río Dulce - Poptún	\$ 7,746.29
Río Dulce - Potún	\$ 53.94
REG. VERAPAZ	\$ 48,959.93
Raxha - Playa Grande	\$ 692.02
Chisec - Raxha	\$ 10,113.34
Chisec - Sayaxché	\$ 13,638.92
Cobán - Visión del Águila	\$ 2,768.75
Matanzas - Cafetal	\$ 1,496.37
San Julián - Santa Teresa	\$ 42.84

Continuación de la tabla XXIII.

2017	SANCIÓN –ST- EN USD
Sanarate - Santa Elena	\$ 5,617.04
Santa Elena - Matanzas	\$ 74.73
Santa Elena - Salamá	\$ 22.58
Santa Teresa - Telemán	\$ 5,834.80
Telemán - Secacao	\$ 7,678.82
Visión del Águila - Chisec	\$ 979.73
SUR ORIENTE	\$ 48,423.79
La Vega - Guatemala Sur	\$ 107.42
Los Esclavos - El Progreso	\$ 44,394.27
El Progreso - El Júcaro	\$ 3,922.10
Total general	\$ 153,781.58

Fuente: elaboración propia.

Por lo tanto, como resultado definitivo del objetivo 3 los valores monetarios para la ocurrencia de falla en el año 2017, 2018 y 2020, asciende a:

Tabla XXIV. **Pérdida por aperturas USD año 2020, 2018, 2017**

Pérdida económica anual por aperturas en líneas 69 kV región oriente		
Año	Tiempo anual (min)	Sanción monetaria anual (USD)
2017	12,215	\$ 153,781.58
2018	11,750	\$ 122,002.32
2020	14,253	\$ 182,018.78

Fuente: elaboración propia.

- Objetivo general: determinar y monetizar la pérdida económica anual de la red de transporte de 69 kV por apertura forzosa en tramos de líneas de la región oriente de Guatemala.

3.1.4. Determinación y monetización

Se determina que, según el estudio realizado, las aperturas se dan el 39 % por descargas electroatmosféricas, 25 % por causas en las que se ve

involucrados árboles de gran altura y todo lo concerniente a vegetación, 10 % por fallas de aislamiento, 8 % por vandalismo quienes causan incendios o realizan daños a las estructuras, 8 % por aves y mamíferos, 6 % por tormentas y huracanes de gran magnitud, 3 %.

En promedio la región de los tramos de línea de 69 kV de las Verapaces y Sur Oriente son las que tienen tiempos de apertura de mayor duración. En el 2020 se observó un incremento significativo en el tiempo de apertura anual y este se debió a la inundación del tramo de línea Visión del Águila – Chisec.

Figura 17. **Personal trabajando en el tramo de línea Visión del Águila – Chisec, inundación 2020**



Fuente: ETCEE-INDE (2020). *Archivo fotográfico.*

El transportista calificó como emergencia el mantenimiento y reparación de la línea 69 kV Visión del Águila – Chisec por lo que se solicitó a la Gerencia

General mediante documento No. P-553-1428-2020 y No. PAI-OP-110-215-2020 la autorización para la realización del mantenimiento y reparación de la línea de transmisión 69 kV Visión del Águila – Chisec; con fecha 12 de noviembre de 2020 mediante documento No. GG-P-404-2020.

Se realiza el procedimiento administrativo para la contratación urgente del servicio de mantenimiento y reparación de la línea consistente en el cambio de trazo en la línea de transmisión 69 kV, Visión del Águila - Chisec, y la entidad corporación de ingeniería y servicios de mantenimiento, sociedad anónima – Cisma S.A.- celebrándose el contrato administrativo número 281-2020 el martes veinticuatro de noviembre del año dos mil veinte (24/11/2020).

El monto de contrato es de un millón novecientos cuarenta y cinco mil setecientos noventa quetzales exactos (Q1,945,790.00), al tipo de cambio 7.72752, su conversión a dólares (USD 251,800.06)

Por lo tanto, la pérdida económica anual en USD de la red de transporte de 69 kV por apertura forzosa en tramos de líneas de la región oriente de Guatemala durante los años 2017, 2018 y 2020 se ven reflejados en la tabla XXIV. En el cual se incluye el valor de sanciones por falla + reparación para el año 2020.

Tabla XXV. **Pérdida económica anual de la red por aperturas en líneas 69 kV región oriente y reparaciones**

Año	Tiempo anual (MIN)	Sanción monetaria anual (USD)
2017	12,215	\$ 153,000.00
2018	11,750	\$ 122,000.00
2020 + reparación	14,253	\$ 434,000.00

Fuente: elaboración propia.

4. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Con los resultados obtenidos, se demuestra que, en un sistema de transmisión de 69 kV, el mayor porcentaje de ocurrencia de fallas es provocado por un 39 % por descargas electro atmosféricas, 25 % por causas en las que se ve involucrados árboles de gran altura y todo lo concerniente a vegetación, 10 % por fallas de aislamiento, 8 % por vandalismo quienes causan incendios y/o realizan daños a las estructuras, 8 % por aves y mamíferos, 6 % por tormentas o huracanes de gran magnitud, 3 %. Además, se demuestra que puede existir un incremento en el tiempo de indisponibilidad de respecto a años anteriores cuya causa no precisamente puede ser por una descarga electro atmosférica y que las pérdidas monetarias anuales pueden ascender hasta \$ 434,000.00.

Estos resultados se logran con el análisis de múltiples variables tanto descriptivas como cuantitativas de las dos fuentes principales de información, programas de post despacho mensual y de los más de 500 informes de falla obtenidos de la base de datos de los años 2017, 2018 y 2020 del Sistema Oriental de ETCEE-INDE, del cual, se obtienen resultados que comprueban que efectivamente un sistema de transmisión, no es un sistema infalible, sino que además de fallar, incurre en sanciones y debe dar solución a dichas fallas o aperturas lo más rápido posible.

Los resultados se reflejan en las gráficas y tablas del capítulo anterior, interpreta de una manera sencilla y comprensiva, las causas más frecuentes por que se tienen pérdidas económicas de la red de transporte de 69 kV por aperturas en tramos de la región oriente del país y el monto al que asciende por dichas pérdidas, de forma anual.

4.1. Análisis interno

Para la solución de la investigación, se realizó por tres etapas establecidas, siendo la primera la revisión de todo documento provisto por la fuente principal, además de analizar normativas, publicaciones de AMM y fuentes secundarias.

Parte de la primera etapa del estudio, es identificar toda aquella variable que esté contenida en los archivos brindados por la base de datos de los informes de falla de ETCEE-INDE, específicamente del Sistema Oriental, de los años 2017, 2018 y 2020. Para ello se seleccionan y se tabulan los datos para que tengan coherencia, puedan ser filtrados y analizados de una manera correcta.

Todas estas variables descriptivas y cuantitativas se seleccionan creando subgrupos de tablas de datos filtrados, enfocados en responder las fases de la investigación, demostrando que la mayor causa de la ocurrencia de falla en una línea de transmisión, serán las descargas electro atmosféricas, para lograr este resultado, la tabla II debe reflejar la cuantificación anual según los registros encontrados por cada causa listada, en el tiempo requerido. Con la obtención de dichos datos, se realiza la suma de todas las fallas, con el cual es posible realizar comparaciones, y así de esta manera obtener un dato probabilístico, el cual se refleja en valores porcentuales, con lo cual se obtiene la figura 14, de esta manera, se demuestra una visualización general de la ocurrencia de fallas de un sistema de líneas de transmisión de 69 kV.

En la segunda etapa de la investigación se demuestra el tiempo total de aperturas en líneas de 69 kV de forma anual en la región oriente de ETCEE-INDE, para ello la tabla XIX, es resultado del análisis de datos de la fuente primaria, los informes de falla obtenidos, en dicha tabla se establecen los nombres de los tramos de línea existentes, la cantidad de aperturas por año y la

duración de aperturas por cada tramo de línea, de esta manera es posible realizar suma total de tiempos de todas las aperturas, reflejado en la tabla XX.

Durante el proceso de evaluación de la segunda etapa también analiza que es posible definir el tramo de Línea donde ocurren con más frecuencia las aperturas, tal como lo demuestra la figura 15.

Para la tercera etapa de la investigación, tomando en cuenta los datos obtenidos y en congruencia con la información presentada en el marco teórico, se tomaron en cuenta los datos de la fuente secundaria, el programa de Post Despacho Mensual emitido por AMM para considerar las sanciones por indisponibilidad, para ello se requiere analizar la variables que contemplan las expresión matemática y se obtiene de esta manera la tabla XXI, XXII y XXIII en la que se demuestra de forma regional, los valores de sanción por aperturas en los distintos tramos de línea.

Con el análisis anterior se realiza un resumen con los valores de perdida tabla XXIV en el cual se observa que existe un incremento de perdida monetaria en el año 2020 respecto a los anteriores, y surge la duda del porque este incremento.

A consecuencia del resultado de la tercera etapa, es necesario analizar un poco más y se descubre que en dicho año existió un huracán lo cual provocó que un tramo de línea quedara inundado, ello involucró realizar gastos aún mayores, el cual consistió en un mantenimiento y reparación cuyo costo se ve reflejado en las pérdidas económicas de la tabla XXV.

Los resultados que se presentaron en la investigación reflejan la conformación del análisis de la realidad según lo expuesto en las fuentes

primarias y secundarias, lo cual aporta datos importantes, ajustados a la realidad del transportista, el cual claramente se ve que tendrá pérdidas, las cuales incrementarán si no se está mejor preparado para las contingencias.

Un aspecto importante por considerar como limitante en este estudio, es que los datos para las variables a la ecuación empleada, proviene directamente del transportista, los cuales fueron recabados en los años 2017, 2018 y 2020. Además, para cada uno de esos años tienen características variadas en cuanto a desastres naturales, cuyos datos se reflejan en el resultado final, por lo cual, en un futuro será necesario incluir otras variables para determinar resultados aún más certeros.

4.2. Análisis externo

Respecto a los resultados obtenidos en esta investigación, se establece un criterio, el cual corresponde; a que no siempre la causa de probabilidad más alta, será la que mayores pérdidas reflejen al momento de una apertura de un tramo de línea de transmisión, ya que a pesar de que la probabilidad que un tramo de línea quede inundado es muy bajo, es la que mayores pérdidas refleja para el transportista.

Durante la realización de este estudio se presentaron aspectos positivos tales como el respaldo del transportista ETCEE, así como el aporte oportuno de la fuente primaria de datos, los reportes de falla, además del acompañamiento del cuerpo de ingeniería, durante el proceso de análisis de datos.

Los aspectos negativos, se menciona que para obtener mejores resultados es necesario recabar aún más datos, o bien tener una base de datos de otro transportista, para así realizar una comparación de resultados en la misma

región, si se hubiese contado con el apoyo de otras regiones de ETCEE pudo haberse realizado un análisis comparativo con su similar, la región occidental.

Según lo expuesto por Seymour (2007)

Establecen una metodología en la que analiza que la causa de las interrupciones puede variar, pero generalmente son el resultado de algún tipo de daño a la red de suministro eléctrico, como caídas de rayos, animales, árboles, accidentes vehiculares, condiciones atmosféricas destructivas (vientos fuertes, gran cantidad de nieve o hielo sobre las líneas, entre otros). (p.36)

Algo coincidente con el presente estudio es que las variables analizadas, según los registros obtenidos por el historial de fallas, tienen la misma caracterización según los resultados obtenidos.

A nivel institucional, el Instituto Costarricense de Electricidad (2020) implementó un estudio y realiza una presentación de resultados del crecimiento, desarrollo y pérdidas, para la cual, al igual que este estudio se presenta de forma gráfica los resultados obtenidos, en el tema lo muestran de acuerdo con los sectores del país de Costa Rica, sin embargo, en este estudio únicamente se sectoriza una parte del país.

Otro estudio sobre Redes de Potencia luego de desastres naturales, realizado por Karagiannis (2017) asocia que los cortes de energía comúnmente en su país se deben a erosión, deslizamientos de tierra e inundaciones; estas socavan los cimientos de las torres de transmisión, para ello realiza un estudio zonificado. Esta estrategia fue de utilidad para este estudio, en el cual se hizo una zonificación de los tramos de líneas según su región, y luego se emplean

técnicas de cuantificación matemática para conocer el tiempo total de aperturas anual de las redes de transmisión.

El estudio de Wapole (2012) fue de utilidad para tener una guía que sirve para realizar un análisis de datos de tal manera que su distribución a menudo esté determinada por el contexto científico, los datos permiten implementar ecuaciones matemáticas en términos de otros parámetros que ya conocemos o que ya calculamos con facilidad. Con ello se evidencia que todos los resultados presentados son válidos para variables analizadas, ya que para su realización se emplearon ecuaciones matemáticas provenientes de las normas vigentes y se obtuvieron resultados similares.

Los resultados muestran relación con el estudio realizado por Organization for Security and Co-operation in Europe -OSCE- (2016) según el autor demuestra que en febrero 22 de 2011 en la ciudad de Christchurch, Nueva Zelanda, las pérdidas directas de la red de transmisión estimaron pérdidas por USD 40 millones en este estudio se obtuvieron datos menores, pero de igual importancia, ya que en este caso se sectorizó el análisis a una región de Guatemala.

Se determina que durante el desarrollo de esta investigación que un sistema de transmisión no es infalible a fallar, para mitigar es necesario analizar nuevas ideas y propuestas para contribuir a la mitigación de estas, obteniendo de esta manera un proceso de mejora continua para el transportista.

CONCLUSIONES

1. De acuerdo con los resultados de la investigación, con un grado de 95 % de confiabilidad de la muestra representativa mediante el método de estimación de proporciones, se pudo identificar que las causas que ocurren con más frecuencia en una línea de transmisión de 69 kV, según la muestra de datos analizada, demostró que un 39 % por descargas electro atmosféricas, 25 % por causas en las que se ve involucrados árboles de gran altura y todo lo concerniente a vegetación, 10 % por fallas de aislamiento, 8 % por vandalismo quienes causan incendios y/o realizan daños a las estructuras, 8 % por aves y mamíferos, 6 % por tormentas o huracanes de gran magnitud, 3% por manipulación de maquinaria pesada y un 1 % por falsas alarmas.
2. Los resultados obtenidos permitieron cuantificar del tiempo total de la ocurrencia de fallas en los tramos de línea de transmisión de 69 kV de la región oriental de Guatemala para los años 2020, 2018 y 2017 fueron 14,253 min, 11,750 min y 12,215 min respectivamente.
3. En función de los resultados, se ha podido constatar que el valor de pérdidas económicas por año, por tiempo de aperturas de fallas, para los años 2020, 2018 y 2017 fueron \$434,000.00, \$122,000.00 y \$153,000.00 respectivamente en la región oriente del país, en el cual se reflejó un aumento significativo en el año 2020, este se ve atribuido a la inundación ocurrida en el tramo de línea Visión del Águila – Chisec por el paso del huracán ETA.

4. Se determina que las descargas electo-atmosféricas, problemas con arbolados, fallas de aislamiento, vandalismo e incendios, son las causas más frecuentes, por el cual se tienen pérdidas económicas por aperturas, para monetizar fallas se aplican las ecuaciones establecidas en la NTCSTS y los valores se obtienen de analizar datos del transportista, así como datos del AMM. Las pérdidas económicas por apertura ascienden a valores de \$ 434,000.00 para el año 2020, \$ 122,000.00 para el 2018 y \$ 153,000.00 para el 2017. Y los incrementos de estos se pueden ver afectados por reparaciones no previstos.

RECOMENDACIONES

1. Fortalecer los planes de mantenimiento actuales para el mejoramiento, sustitución e instalación de protecciones en las estructuras de los distintos tramos de línea de 69 kV, tales como pararrayos o mejorar la red de tierras con el objetivo de reducir el porcentaje de aperturas por descargas electro atmosféricas y contratación de subempresas para la tala de arbolado y limpieza de brecha, en los distintos tramos de línea.
2. Crear planes de mitigación de fallas para minimizar la duración de salida de un tramo línea de transmisión de 69 kV, lo cual involucraría una coordinación tanto técnica como logística para automatizar, detectar y/o tener personal presente en los tramos de línea identificados, en los cuales tienen una mayor probabilidad de falla y de esta manera reducir la duración total de apertura anual.
3. Fortalecer al personal técnico y de ingeniería, mediante capacitaciones, para actuar eficientemente. durante la ocurrencia de fallas por aspectos de inundaciones, terremotos, deslizamientos y otros tipos de catástrofes para reducir el valor monetario de pérdidas anuales por aperturas de los tramos de línea de 69 kV, específicamente en la región oriental.
4. Es necesaria una gestión administrativa que realice acciones y afirmen recursos, para la previsión ante la ocurrencia de una catástrofe natural que afecte la confiabilidad del sistema, la calidad de energía para el usuario final y los ingresos del transportista, esto involucraría invertir en insumos, transporte aéreo y marítimo, para responder de una mejor manera la

ocurrencia de falla, no solo por descargas electro atmosféricas y desastres naturales sino también para tener la disponibilidad del personal técnico y de ingeniería para identificar, reparar y reducir el tiempo de apertura por falla.

REFERENCIAS

1. Abullarde, J. (2018). *Energía y potencia para Guatemala, los estadios del Subsector Eléctrico 1883-2017*. Guatemala: Ministerio de Energía y Minas.
2. Administrador del Mercado Mayorista. (24 de junio, 2020). Marco Legal. [Mensaje de blog]. Recuperado de https://www.amm.org.gt/portal/?page_id=23
3. Ayala, H. (2013). *Elaboración de un Manual de Procedimientos para mantenimiento de líneas de transmisión de ETCEE-INDE*. (Tesis de licenciatura). Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala. Recuperado de http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0843_EA.pdf
4. CNEE. (1999). *Normas técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica -NTDOST- (Vols. Resolución CNEE No.49-99)*. Guatemala: Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
5. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (2018). *Plan de expansión del sistema de generación*. Guatemala: MEM.
6. Dávila, M., Naredo, J. y Moreno, P. (Abril de 2012). Análisis del comportamiento de una línea de transmisión ante transitorios electromagnéticos a través de diferencias finitas en coordenadas

características. *Ciencia e Ingeniería*, 33(2), 69-77. recuperado de <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=507550796002>

7. Eléctrica, C. N. (2003). *Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones*. Guatemala: Guatemala: Diario de Centro América.
8. Electrificación, I. (12 de 05 de 2021). Empresa ETCEE sistema oriental. [Mensaje de blog]. Recuperado de <https://www.guatecompras.gt/concursos/files/2902/14506432%40P-553-0585-2021.pdf>
9. Energuate. (12 de mayo, 2021). Área de distribución. [Mensaje de un blog]. Recuperado de https://www.energuate.com/area_de_cobertura
10. Guatemala, S. D. (2020). *Acerca de Guatemala*. Guatemala: Naciones Unidas.
11. Instituto Costarricense de Electricidad. (2020). *Desarrollo eléctrico proceso de expansión del sistema*. Costa Rica: Dirección de comunicación ICE.
12. Karagiannis, G. (2017). *Power Grid Recovery After Natural Hazard Impact*. Luxembourg: European Commission.
13. Organization for Security and Co-operation in Europe -OSCE-. (2016). *Protecting Electricity Networks from Natural Hazards*. Vienna, Austria: Wallnertrasse.

14. Pistonesi, H. (2000). *Recursos naturales e infraestructura*. Santiago de Chile, Chile: Naciones Unidas.
15. Ramírez, A. y Valcárcel, Á. (Octubre de 2007). Determinación de la razón de salida por impacto directo de rayos en una línea de transmisión. *Ingeniería Energética*, XXVIII(1),11-15. Recuperado de <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=329127753002>
16. Red Eléctrica de España. (26 de mayo, 2002). Calidad de Servicio. [Mensaje de un blog]. Recuperado de <https://www.ree.es/es/actividades/gestor-de-la-red-y-transportista/calidad-de-servicio>
17. Seymour, T. (2007). *Los siete tipos de problemas en el suministro eléctrico*. USA: APC, Shneider Electric.
18. Torres, H. (2011). *Aislamientos Eléctricos*. Bogotá, Colombia: Universidad Nacional de Colombia.
19. Wapole, R. (2012). *Probabilidad y estadística para ingeniería y ciencias*. México: Pearson Educación.

APÉNDICES

Apéndice 1. Matriz de coherencia

PROBLEMA	OBJETIVOS	METODOLOGÍA	CONCLUSIONES	RECOMENDACIONES
PROBLEMA GENERAL ¿Cuáles son las causas más frecuentes por la cual se tienen Pérdidas económicas de la red de transporte de 69 kV por Apertura forzosas en tramos de líneas de la Región oriente?	OBJETIVO GENERAL Determinar y monetizar la pérdida económica anual de la red de transporte de 69 kV por apertura forzosas de las líneas de la Región oriente de Guatemala.	Enfoque: enfoque mixto, ya que en el estudio fueron empleados datos descriptivos para determinar las causas más frecuentes de ocurrencia de falla y cuantitativo derivado que se realizó el análisis económico a las que asciende un transportista al momento de apertura o falla en el tramo de línea de 69 kV.	a. Se pudo identificar que las causas que ocurren con más frecuencia en una línea de transmisión de 69 kV, según la muestra de datos analizada, demostró que un 38% ocurre por descargas electro atmosféricas, 23% árboles de gran altura y todo lo concerniente a vegetación, y 10% el resto, por agentes externos.	a. Para una obtener mejores resultados es imprescindible contar con una mayor cantidad de información, sin embargo, debe ser el mismo Transportista quien debe brindar la base de datos actualizada, para continuar con un estudio posterior y de esta manera lograr determinar si se ha reducido la causa de la apertura.
PROBLEMAS ESPECÍFICOS a. ¿Qué tipo de fallas ocurren con más frecuencia en una línea de transmisión de 69 kV? b. ¿Cuál es el tiempo total de ocurrencia anual de fallas en los tramos de línea de transmisión de 69 kV de la región oriente? c. ¿Cuál es el valor de pérdidas económica anual, por el tiempo de apertura por falla de las líneas de transmisión en la región oriente del país?	OBJETIVOS ESPECÍFICOS a. Identificar las causas que ocurren con más frecuencia en una línea de transmisión de 69 kV b. Cuantificar el tiempo total de ocurrencia anual de fallas en los tramos de línea de transmisión de 69 kV de la Región oriente. c. Cuantificar el valor de pérdida económica anual, por el tiempo de apertura de falla de las líneas de transmisión en la región oriente del país.	Diseño: por la naturaleza de la investigación, se determina que este estudio no es de diseño no experimental, Tipo de estudio: descriptivo y exploratorio. Alcance: el alcance fue de tipo descriptivo y cuantitativo ya que se analizan datos numéricos los cuales sirven para establecer las pérdidas en moneda americana. Variables e indicadores: son las que afectan a una línea de transmisión: el nombre de la línea, tensión, región, fecha de apertura, mes, año, hora de apertura, hora de cierre, tiempo de indisponibilidad, causa y el número de estructuras afectadas.	b. El tiempo total de la ocurrencia de fallas en los tramos de línea de transmisión de 69 kV de la región oriental de Guatemala para los años 2020, 2018 y 2017 fueron 14,253 min, 11,750 min y 12,215 min respectivamente. c. El valor de pérdidas económicas por año, por tiempo de aperturas por fallas, para los años 2020, 2018 y 2017 fueron USD 433,818.84, USD 122,002.32 y USD 153,781.58 respectivamente en la región oriente del país, en el cual se reflejó un aumento significativo en el año 2020.	b. Se sugiere crear planes de mitigación de fallas para reducir el tiempo de apertura de un tramo de línea de transmisión de 69 kV, lo cual involucraría una coordinación tanto técnica como logística para automatizar, detectar y/o tener personal presente en los tramos de línea identificados en este estudio, en los cuales tienen una mayor probabilidad de falla. c. Es fundamental el fortalecimiento del personal técnico y de ingeniería, mediante capacitaciones, para actuar eficientemente. durante la ocurrencia de fallas por aspectos de inundaciones, terremotos, deslizamientos y otros tipos de catástrofes para reducir el valor monetario de pérdidas anuales.

Continuación del apéndice 1.

PROBLEMA	OBJETIVOS	METODOLOGÍA	CONCLUSIONES	RECOMENDACIONES
		Técnicas de investigación: la recolección de datos a través de los informes de falla, descriptiva para determinar las causas y cuantitativa para resultados monetarios. Unidad de Análisis: más de 250 informes de falla emitidos por ETCEE-INDE y programas de Post Despacho del AMM de los años 2017, 2018 y 2020. Primera fase: recopilación de datos de los aspectos más relevantes del análisis de fallas. Segunda fase: se realiza la tabulación de información en forma de tablas de los datos históricos. Tercera fase: se efectuó un análisis de datos obtenidos para determinar resultados de los objetivos. Cuarta fase: se realizó la interpretación de resultados obtenidos de la investigación y se explican el significado de estos, para el transportista que posee líneas de 69 kV.	d. Existe una relación estrecha entre los motivos de apertura de falla y las pérdidas monetarias que estas reflejan para el Transportista en los tramos de línea 69 kV, la frecuencia de ocurrencia de eventos desde la perspectiva de este estudio, determina, que las descargas electo atmosféricas son las causas más frecuentes, por el cual se tienen pérdidas económicas por aperturas, sin embargo, son los desastres naturales que aun cuando su ocurrencia es mínima son los que mayores pérdidas económicas representan ascendiendo a montos de hasta USD 433,818.84	d. Es necesario que la gestión administrativa concierte acciones y afirmen recursos, para la previsión ante la ocurrencia de una catástrofe natural que afecte grandemente los ingresos del transportista, esto involucraría invertir en insumos, transporte aéreo y marítimo, para responder de una mejor manera la ocurrencia de falla, no solo por descargas electro atmosféricas y desastres naturales sino también para tener la disponibilidad del personal técnico y de ingeniería para identificar, reparar y reducir el tiempo de apertura por falla, en todos los tramos a nivel república.

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 2. Datos año 2020

	Líneas de Transmisión	Tensión	Región	Fecha	Hora de Apertura	Hora Cierre	Indisponibilidad (min)	Causa	avr	No. Estructuras	Observaciones	FACTO R K	RTH - Remuneración horaria del transportista	SDPI SANCIÓN EN USD
1	Jalpatagua Horus	138 kV	Reg. Sur	1/01/2020	14:07	14:11	4	aves y mamíferos	A	165	Ave impacto a la línea	6.25		\$ -
2	Chiquimula Río Grande	138 kV	Reg. Centro	2/01/2020	15:37	15:38	1	aves y mamíferos	MD M	86-87	Mano de mica hizo contacto con la línea de transmisión			\$
3	Mayuelas - La Ruidosa	69 kV	Reg. Centro	6/01/2020	18:18	18:23	5	aves y mamíferos	A	339	Ave impacto a la línea	5.43	\$ 1.96	\$ 53.21
4	Cafetal Tactic	69 kV	Reg. Verapaz	12/01/2020	06:52	10:14	202	Árbol	AR		Tala de árbol por tercera persona	7	\$ 1.96	\$ 2,771.44
5	Pasaco Moyuta	138 kV	Reg. Sur	23/01/2020	16:41	19:39	178	Aislamiento	AE	223	Atraso en el cierre por agente externo TRELEC	5.01		\$ -
6	Cafetal Tactic	69 kV	Reg. Verapaz	24/01/2020	15:07	15:09	2	Árbol	AR		Ramas hizo contacto con la línea viento y lluvia	7	\$ 1.96	\$ 27.44
7	El Estor Oxec	69 kV	Reg. Norte	24/01/2020	17:50	17:51	1	Vandalismo / incendio	V	179	Vandalismo corte de retenidas	7.42	\$ 1.96	\$ 14.54
8	Los Esclavos Quesada	69 kV	Reg. Sur	29/01/2020	10:17	15:36	319	Vandalismo / incendio	TP	119-120	Terceras personas talando árboles	6.57	\$ 1.96	\$ 4,107.83
9	Pasaco Moyuta	138 kV	Reg. Sur	6/02/2020	10:47	10:47	-	Aislamiento	AE	18	En la línea no existió falla, anomalía en PT de Pasaco (protecciones)			\$ -
10	La Ruidosa Genor	69 kV	Reg. Norte	9/02/2020	13:39	13:44	5	aves y mamíferos	MD M	183-184	Mano de mica impacto a la línea de transmisión	5.03	\$ 1.93	\$ 48.54
11	Los Esclavos - Quesada	69 kV	Reg. Sur	10/02/2020	13:26	13:29	3	Vandalismo / incendio	TP	62-63	Terceras personas talando árboles	6.57	\$ 1.93	\$ 38.04
12	Los Esclavos Quesada	69 kV	Reg. Sur	12/02/2020	07:53:00 y 15:15	07:55:00 y 16:28	75	Vandalismo / incendio	V	69	Pararrayo en mal estado por vandalismo	6.57	\$ 1.93	\$ 951.01
13	Escuintla 1 Costa Sur	138 kV	Reg. Sur	15/02/2020	12:31	12:33	2	Vandalismo / incendio	IN	76-86	Incendio provocado por terceras personas	1.93		\$ -
14	El Estor Oxec	69 kV	Reg. Norte	15/02/2020	10:22	13:07	15	aves y mamíferos	MD M	133-134	Mano de mica impacto a la línea de transmisión	7.42	\$ 1.93	\$ 214.81
15	Chiquimula Río Grande	138 kV	Reg. Centro	21/02/2020	14:51	14:58	7	Vandalismo / incendio	O	97	Terceras personas lanzaron lazos a los conductores de la línea			\$ -
16	Visión de Águila - Chise	69 kV	Reg. Verapaz	26/02/2020	19:03	19:08	5	Descarga	D		Descarga electro atmosférica	5.32	\$ 1.93	\$ 51.34
17	La Ruidosa - Río Dulce	69 kV	Reg. Norte	27/02/2020	04:59	05:00	1	Árbol	AR	70-71	Árbol impacto a la línea	7.71	\$ 1.93	\$ 14.88
18	Visión de Águila - Chise	69 kV	Reg. Verapaz	4/03/2020	11:30	11:36	6	Árbol	AR	48-49	Tala de árbol por tercera persona	5.32	\$ 1.94	\$ 61.92
19	Santa Teresa - Telemán	69 kV	Reg. Verapaz	5/03/2020	12:08	12:11	3	Árbol	AR	149-150	Árbol de coco hizo contacto con la línea (derecho de vía)	4.64	\$ 1.94	\$ 27.00
20	Chiquimula - Río Grande	138 kV	Reg. Centro	8/03/2020	11:49	16:10	261	Aislamiento	AI	121	Apertura por emergencia corrección de aislamiento en mal estado			\$ -
21	Los Esclavos - Quesada	69 kV	Reg. Sur	9/03/2020	09:43	09:44	1	Vandalismo / incendio	TP	150-151	Terceras personas talando árboles	6.57	\$ 1.94	\$ 12.75
22	Pasaco - Moyuta	138 kV	Reg. Sur	11/03/2020	13:51	16:51	180	Vandalismo / incendio	IN	240-249	Incendio provocado por terceras personas			\$ -
23	Chiquimula - Río Grande	138 kV	Reg. Centro	14/03/2020	05:31	05:32	1	tormenta / huracán	O	66	Debido al fuerte viento pasto de ganado impacto a la línea			\$ -
24	La Ruidosa - Río Dulce	69 kV	Reg. Norte	14/03/2020	14:02	14:03	1	Árbol	AR	95	Árbol fuera de vía impacto a la línea	7.71	\$ 1.94	\$ 14.96
25	Quesada - El Progreso	69 kV	Reg. Sur	16/03/2020	22:21	23:19	60	tormenta / huracán	C	64	Explotación de piedra, construcción APERTURA POR EMERGENCIA (corrección al aislador)	8.9	\$ 1.94	\$ 1,035.96
26	La Ruidosa - Río Dulce	69 kV	Reg. Norte	18/03/2020	00:20	00:23	3	Descarga	D		Descarga electro atmosférica	7.71	\$ 1.94	\$ 44.87
27	Oxec - Telemán	69 kV	Reg. Norte	20/03/2020	09:21	09:24	3	Vandalismo / incendio	AE	406-407	Cableado telefónico impacto a la línea	7.42	\$ 1.94	\$ 43.18

Continuación del apéndice 2.

28	Los Esclavos - Quesada	69 kV	Reg. Sur	30/03/2020	05:27	05:31	4	aves y mamíferos	A	2	Ave impacto a la línea	6.57	\$ 1.94	\$ 50.98
29	Los Esclavos - La Vega	69 kV	Reg. Sur	31/03/2020	13:48	13:52	4	Vandalismo / incendio	IN	23-24	Terceras personas provocaron incendio	8.9	\$ 1.94	\$ 69.06
30	Los Esclavos - Quesada	69 kV	Reg. Sur	4/04/2020	13:43	13:45	2	aves y mamíferos	A	211	Ave impacto a la línea	6.57	\$ 2.17	\$ 28.51
31	Cobán - Visión de Águila	69 kV	Reg. Verapaz	13/04/2020	06:08	09:01	173	Árbol	AR	81-82	Árbol de pino desplomado sobre la línea	4.43	\$ 2.17	\$ 1,663.07
32	Libertad 1 - Sayaxché	69 kV	Reg. Norte	17/04/2020	09:29	09:33	4	Árbol	AR		Tala de árbol por personas particulares	11.44	\$ 2.17	\$ 99.30
33	Moyuta - Jutiapa	138 kV	Reg. Sur	19/04/2020	21:10	21:14	4	Vandalismo / incendio	IN	26-27	Incendio provocada por terceras personas			\$ -
34	Mayuelas - La Ruidosa	69 kV	Reg. Centro	22/04/2020	05:34	05:35	1	aves y mamíferos	I	247-248	Incendio por basurero municipal Los Amates, Izabal	5.43	\$ 2.17	\$ 11.78
35	La Ruidosa - Río Bobos	69 kV	Reg. Centro	22/04/2020	09:21	12:21	189	Árbol	AE		Nido de pájaro en la subestación de Río Bobos	5.27	\$ 2.17	\$ 2,161.39
36	Cobán - Visión de Águila - Chisec	69 kV	Reg. Verapaz	26/04/2020	17:12	17:23	0	t tormenta / huracán	AR	97	Arbol de coco impacto a la línea (derecho de vía)	4.43	\$ 2.17	\$ 0.07
37	Libertad 1 - Sayaxché	69 kV	Reg. Norte	26/04/2020	19:06	08:40	826	aves y mamíferos	O		Objetos impactaron a la línea debido a los fuertes vientos	11.44	\$ 2.17	\$ 20,505.28
38	La Ruidosa - Río Bobos	69 kV	Reg. Centro	26/04/2020	04:09	04:14	9	aves y mamíferos	NI		Nido de pájaro en la subestación de Río Bobos	5.27	\$ 2.17	\$ 102.92
39	Los Esclavos - Quesada	69 kV	Reg. Sur	27/04/2020	07:06	07:08	2	Descarga	AR	151	Ardilla impacto a la línea	6.57	\$ 2.17	\$ 28.51
40	Sanarate - El Rancho	69 kV	Reg. Centro	29/04/2020	21:01	21:03	2	Aislamiento	D	32	Descarga electro atmosférica	3.62	\$ 2.17	\$ 15.71
41	Moyuta - Pasaco	138 kV	Reg. Sur	7/05/2020	17:02	12:09	1,147	Aislamiento	AE		Problemas en la subestación de Pasaco			\$ -
42	Horus - Pasaco	138 kV	Reg. Sur	7/05/2020	17:02	12:44	964	aves y mamíferos	AE		Problemas en la subestación de Pasaco			\$ -
43	Chisec - Raaxhá	69 kV	Reg. Verapaz	10/05/2020	10:07	10:16	9	aves y mamíferos	AR	37	Ave impacto a la línea	6.63	\$ 2.19	\$ 130.68
44	Chisec - Raaxhá	69 kV	Reg. Verapaz	11/05/2020	18:55	18:59	4	aves y mamíferos	A	37	Ave impacto a la línea	6.63	\$ 2.19	\$ 58.08
45	Moyuta - Pasaco	138 kV	Reg. Sur	15/05/2020	06:23	06:25	2	Árbol	N	207	Nido de ave			\$ -
46	Santa Teresa - Telemán	69 kV	Reg. Verapaz	15/05/2020	05:53	05:56	3	Descarga	AR	192-193	Arbol de coco impacto a la línea (derecho de vía)	4.64	\$ 2.19	\$ 30.48
47	Guate Norte - Sanarate	69 kV	Reg. Centro	17/05/2020	16:56 y 17:00	16:58 y 17:05	7	Aislamiento	D	93-94	Descarga electro atmosférica	3.63	\$ 2.19	\$ 55.65
48	Cafetal - Matanzas	69 kV	Reg. Verapaz	19/05/2020	10:26	10:30	4	Vandalismo / incendio	AE		Problemas en la subestación El Cafetal	4.26	\$ 2.19	\$ 37.32
49	Visión de Águila - Chisec	69 kV	Reg. Verapaz	20/05/2020	23:29	23:35	6	Descarga	IN	105-106	Incendio provocada por terceras personas	5.32	\$ 2.19	\$ 69.90
50	Oxec - Telemán	69 kV	Reg. Norte	21/05/2020	18:52	18:55	3	Vandalismo / incendio	D	47	Descarga electro atmosférica	7.42	\$ 2.19	\$ 48.75
51	Santa Elena - Salamá	69 kV	Reg. Verapaz	23/05/2020	18:24	19:47	83	Árbol	V	17	Robo de retenidas	3.92	\$ 2.19	\$ 712.54
52	Visión de Águila - Chisec	69 kV	Reg. Verapaz	25/05/2020	19:20 y 19:27	19:23 y 20:45	81	Aislamiento	AR	69-70	Árbol desplomado sobre la línea	5.32	\$ 2.19	\$ 943.71
53	Sanarate - El Rancho	69 kV	Reg. Centro	25/05/2020	09:12	14:15	302	Descarga	P	16	Corrección de postes (APERTURA POR EMERGENCIA)	3.62	\$ 2.19	\$ 2,394.20
54	Moyuta - Jutiapa	138 kV	Reg. Sur	26/05/2020	21:13 y 21:14	21:17 y 21:20	4	Vandalismo / incendio	D	01 a 45	Descarga electro atmosférica			\$ -
55	Sanarate - El Rancho	69 kV	Reg. Centro	26/05/2020	06:34	06:36	2	Descarga	MD M	61-62	Camión de volteo hizo contacto con la línea	3.62	\$ 2.19	\$ 15.86
56	Río Dulce - Poptún	69 kV	Reg. Norte	28/05/2020	20:38	20:44	6	Descarga	D	279	Descarga electro atmosférica	5.59	\$ 2.19	\$ 73.45

Continuación del apéndice 2.

57	Usumatlán - Teculután	69 kV	Reg. Centro	29/05/2020	21:26	21:28	2	Vandalismo / incendio	D	30-85	Descarga electro atmosférica	7.89	\$ 2.19	\$ 34.56
58	Usumatlán - Teculután	69 kV	Reg. Centro	29/05/2020	15:21	20:30	309	Árbol	V	36	Sabotaje al aislador por terceras personas	7.89	\$ 2.19	\$ 5,339.24
59	Río Dulce - Poptún	69 kV	Reg. Norte	31/05/2020	14:49 y 15:05	14:51 y 15:09	6	Aislamiento	R		Ramas de árbol fuera del derecho de vía impactaron a la línea	5.59	\$ 2.19	\$ 73.45
60	Poptún - Ixpanpajul	69 kV	Reg. Norte	1/06/2020	15:58	17:06	68	Árbol	O	297-298	Apertura por emergencia para retro valla publicitaria	6.96	\$ 2.18	\$ 1,031.75
61	Visión de Águila - Chisecc	69 kV	Reg. Verapaz	3/06/2020	16:27	16:32	5	Descarga	AR	105-106	Árbol desplomado sobre la línea	5.32	\$ 2.18	\$ 57.99
62	Visión de Águila - Chisecc	69 kV	Reg. Verapaz	5/06/2020	19:05	19:08	3	Árbol	D	95-115	Descarga electro atmosférica	5.32	\$ 2.18	\$ 34.79
63	Ipala - El Progreso	138 kV	Reg. Centro	6/06/2020	05:06	19:50	884	Árbol	AR	262	Planta de bambú hace contacto con la línea de transmisión			\$ -
64	Raaxhá - Playa Grande	69 kV	Reg. Verapaz	7/06/2020	18:30	18:41	11	tormenta / huracán	AR	23-24	Árbol desplomado sobre la línea	7.47	\$ 2.18	\$ 179.13
65	Visión de Águila - Chisecc	69 kV	Reg. Verapaz	7/06/2020	18:49	18:54	5	Árbol	AE	43-44	Línea hizo contacto con una retenida de Energuate	5.32	\$ 2.18	\$ 57.99
66	Ipala - El Progreso	138 kV	Reg. Centro	8/06/2020	11:25	11:26	1	aves y mamíferos	AR	262	Planta de bambú hace contacto con la línea de transmisión			\$ -
67	El Estor - Oxec	69 kV	Reg. Norte	8/06/2020	11:58	12:00	2	Árbol	MD M	133-134	Mano de mica impacto a la línea de transmisión	7.42	\$ 2.18	\$ 32.35
68	San Julián - Santa Teresa	69 kV	Reg. Verapaz	10/06/2020	14:55	15:02	7	Descarga	AR	47-48	Árbol desplomado sobre la línea	3.12	\$ 2.18	\$ 47.61
69	Visión de Águila - Chisecc	69 kV	Reg. Verapaz	11/06/2020	00:56	01:01	5	Árbol	D	139-180	Descarga electro atmosférica	5.32	\$ 2.18	\$ 57.99
70	Mayuelas - La Ruidosa	69 kV	Reg. Centro	14/06/2020	16:26	16:27	1	Descarga	AR	397-406	Árbol de hule impacto a la línea (derecho de vía)	5.43	\$ 2.18	\$ 11.84
71	Oxec - Telemán	69 kV	Reg. Norte	14/06/2020	06:17	06:36	1	Árbol	D	243	Descarga electro atmosférica	7.42	\$ 2.18	\$ 16.18
72	El Estor - Oxec	69 kV	Reg. Norte	14/06/2020	06:17	06:36	1	Árbol	D	243	Descarga electro atmosférica	7.42	\$ 2.18	\$ 16.18
73	Río Dulce - El Estor	69 kV	Reg. Norte	15/06/2020	05:18	05:19	1	Árbol	AR	147-148	Tala de árbol por personas particulares	7.19	\$ 2.18	\$ 15.67
75	Mayuelas - La Ruidosa	69 kV	Reg. Centro	16/06/2020	10:45 y 10:46	16:35	350	Aislamiento	AR	395-406	Árbol de hule impacto a la línea (derecho de vía)	5.43	\$ 2.18	\$ 4,143.09
76	Mayuelas - La Ruidosa	69 kV	Reg. Centro	17/06/2020	09:37	12:41	184	Árbol	AR	397-398	Árbol de hule impacto a la línea (derecho de vía)	5.43	\$ 2.18	\$ 2,178.08
77	Los Esclavos - Quesada	69 kV	Reg. Sur	18/06/2020	15:02 y 15:05	15:04 y 15:06	3	Aislamiento	AE	135	Sobretensión en la línea de Energuate provoca falla en la línea	6.57	\$ 2.18	\$ 42.97
78	Chisecc - Raaxhá	69 kV	Reg. Verapaz	22/06/2020	16:37	16:42	4	Aislamiento	PA		Palma africana a un costado de la línea (derecho de vía)	6.63	\$ 2.18	\$ 57.81
79	Mayuelas - La Ruidosa	69 kV	Reg. Centro	22/06/2020	13:37 y 18:48	17:08 y 12:14	1,272	Árbol	SE		Problemas en la línea y subestaciones	5.43	\$ 2.18	\$ 15,057.17
80	Panaluya - Mayuelas	69 kV	Reg. Centro	22/06/2020	18:48	19:06	1,272	Descarga	SE	63	Problemas en la línea y subestaciones	5.43	\$ 2.18	\$ 15,057.17
81	Río Dulce - Poptún	69 kV	Reg. Norte	22/06/2020	01:53	01:57	4	aves y mamíferos	AR	213-214	Árbol impacto a la línea (derecho de vía)	5.59	\$ 2.18	\$ 48.74
82	Escuintla 1 - Costa Sur	138 kV	Reg. Sur	23/06/2020	17:37	17:38	1	Árbol	D	75 -100	Descarga electro atmosférica			\$ -
83	El Progreso - Jicaro	69 kV	Reg. Sur	23/06/2020	17:50	17:54	4	Árbol	N	132	Nido de ave	6.49	\$ 2.18	\$ 56.59
84	Costa Sur - Guanagazapa	138 kV	Reg. Sur	23/06/2020	17:59	18:00	1	Árbol	R	75-76	Árbol fuera del derecho de vía			\$ -

Continuación del apéndice 2.

85	Visión de Aguila - Chisec	69 kV	Reg. Verapaz	23/06/2020	21:15	21:20	5	Aislamiento	AE	140-141	Árbol hizo contacto con la línea de Energuate lo cual provocó arco e impacto en la línea	5.32	\$ 2.18	\$ 57.99
86	Mayuelas - La Ruidosa	69 kV	Reg. Centro	24/06/2020	18:26	18:27	1	Aislamiento	AR	397-406	Árbol de hule impacto a la línea (derecho de vía)	5.43	\$ 2.18	\$ 11.84
87	La Ruidosa - Río Dulce	69 kV	Reg. Norte	29/06/2020	09:38	11:48	130	Descarga	AI	170	Apertura por emergencia para corrección de aislamiento	7.71	\$ 2.18	\$ 2,185.01
88	Visión de Aguila - Chisec	69 kV	Reg. Verapaz	2/07/2020	03:32	03:36	4	Descarga	AE	140-141	Línea de ENERGUATE genero arco e impacto en la línea	5.32	\$ 2.18	\$ 46.39
89	Mayuelas - La Ruidosa	69 kV	Reg. Centro	2/07/2020	17:59	18:03	4	Descarga	D	197	Descarga electro atmosférica	5.43	\$ 2.18	\$ 47.35
90	Los Esclavos - Quesada	69 kV	Reg. Sur	4/07/2020	17:40	17:46	6	Árbol	D	35 - 107	Descarga electro atmosférica	6.57	\$ 2.18	\$ 85.94
91	Quesada - El Progreso	69 kV	Reg. Sur	7/07/2020	21:50	01:03	193	Árbol	D	370	Descarga electro atmosférica - APERTURA POR EMERGENCIA (corrección al conector)	8.9	\$ 2.18	\$ 3,744.59
92	Chisec - Raaxhá	69 kV	Reg. Verapaz	7/07/2020	13:12	13:20	8	Aislamiento	AR	268-270	Árbol a un costado hizo contacto con la línea (derecho de vía)	6.63	\$ 2.18	\$ 115.63
93	Chisec - Sayaxché	69 kV	Reg. Verapaz	9/07/2020	17:29	17:31	2	Descarga	AR	315-316	Personas particulares talando árboles	7.55	\$ 2.18	\$ 32.92
94	Guate Norte - KPF	69 kV	Reg. Centro	12/07/2020	08:03	13:35	332	Árbol	P	62	Corrección de agrietamiento en poste (APERTURA POR EMERGENCIA)	3.63	\$ 2.18	\$ 2,627.25
95	Guate Sur - La Vega	69 kV	Reg. Sur	14/07/2020	15:36	15:37	1	Descarga	D	63	Descarga electro atmosférica	2.53	\$ 2.18	\$ 5.52
96	La Ruidosa - Río Dulce	69 kV	Reg. Norte	15/07/2020	18:03	18:04	1	aves y mamíferos	R	267-268	Ramas de árbol fuera del derecho de vía impactaron a la línea	7.71	\$ 2.18	\$ 16.81
97	Visión de Aguila - Chisec	69 kV	Reg. Verapaz	17/07/2020	15:45	15:59	14	Descarga	D	93	Descarga electro atmosférica	5.32	\$ 2.18	\$ 162.37
98	Moyuta - Pasaco	138 kV	Reg. Sur	20/07/2020	05:22	05:23	1	Descarga	A	88	Ave impacto a la línea			\$ -
99	Telemán - Secacao	69 kV	Reg. Verapaz	21/07/2020	18:44	18:54	10	Árbol	D	21	Descarga electro atmosférica	2.84	\$ 2.18	\$ 61.91
100	Visión de Aguila - Chisec	69 kV	Reg. Verapaz	23/07/2020	16:49	17:03	14	Árbol	D	127	Descarga electro atmosférica	5.32	\$ 2.18	\$ 162.37
101	Poptún - Ixpanpajul	69 kV	Reg. Norte	23/07/2020	15:55	19:56	241	Descarga	AR	619-620	Árbol fuera del derecho de vía cayó sobre la línea	6.96	\$ 2.18	\$ 3,656.64
102	Ixpanpajul - Libertad 1	69 kV	Reg. Norte	23/07/2020	15:55	20:17	262	Descarga	AR	619-620	Árbol fuera del derecho de vía cayó sobre la línea	7.98	\$ 2.18	\$ 4,557.86
103	Raaxhá - Playa Grande	69 kV	Reg. Verapaz	26/07/2020	19:59 y 20:23	20:25 y 20:28	27	aves y mamíferos	D	01-182	Descarga electro atmosférica (coordinación de protecciones)	7.47	\$ 2.18	\$ 439.68
104	Guate Sur - La Vega	69 kV	Reg. Sur	30/07/2020	15:15	15:18	3	Descarga	D	70-89	Descarga electro atmosférica	2.53	\$ 2.18	\$ 16.55
105	Horus - Pasaco	138 kV	Reg. Sur	2/08/2020	12:18	12:20	2	Descarga	A	96	Ave impacto a la línea			\$ -
106	Visión de Aguila - Chisec	69 kV	Reg. Verapaz	5/08/2020	17:33	17:35	2	Descarga	D	60-90	Descarga electro atmosférica	5.32	\$ 2.18	\$ 23.20

Continuación del apéndice 2.

107	Oxec - Telemán	69 kV	Reg. Norte	5/08/2020	18:04 y 18:07	18:05 y 18:08	2	Descarga	D	375-422	Descarga electro atmosférica	7.42	\$ 2.18	\$ 32.35
108	Quesada - El Progreso	69 kV	Reg. Sur	7/08/2020	15:45	15:46	1	Descarga	D	20-60	Descarga electro atmosférica	8.9	\$ 2.18	\$ 19.40
109	Rio Dulce - Poptún	69 kV	Reg. Norte	12/08/2020	09:51	09:57	6	Descarga	AR	213-214	Árbol hace contacto con los conductores (problemas de derecho de vía)	5.59	\$ 2.18	\$ 73.12
110	Libertad 1 - Sayaxché	69 kV	Reg. Norte	14/08/2020	14:43	14:45	2	Descarga	D	112	Descarga electro atmosférica	11.44	\$ 2.18	\$ 49.88
111	Libertad 1 - Sayaxché	69 kV	Reg. Norte	16/08/2020	16:22	16:25	3	Descarga	D	108	Descarga electro atmosférica	11.44	\$ 2.18	\$ 74.82
112	Guanagazapa - Chiquimulilla	138 kV	Reg. Sur	17/08/2020	17:57	17:58	1	tormenta / huracán	D	58-89	Descarga electro atmosférica			\$ -
113	Los Esclavos - Quesada	69 kV	Reg. Sur	17/08/2020	18:02	18:10	8	Árbol	D	200-232	Descarga electro atmosférica	6.57	\$ 2.18	\$ 114.58
114	San Julián - Cobán	69 kV	Reg. Veracruz	19/08/2020	11:20	11:28	0	Descarga	D	ene-32	Descarga electro atmosférica	4.43	\$ 2.18	\$ 0.05
115	Oxec - Telemán	69 kV	Reg. Norte	20/08/2020	17:41 y 17:43	17:42 y 20:15	153	Aislamiento	O	77-78	Techo de una casa impacto a la línea debido a los fuertes vientos.	7.42	\$ 2.18	\$ 2,474.87
116	El Estor - Oxec	69 kV	Reg. Norte	21/08/2020	11:41	12:00	19	aves y mamíferos	AR	178-181	Árbol impacto a la línea de transmisión	7.42	\$ 2.18	\$ 307.34
117	Guatemala Norte - Sanarate	69 kV	Reg. Centro	24/08/2020	14:01	14:04	3	Árbol	D	95	Descarga electro atmosférica	3.63	\$ 2.18	\$ 23.74
118	San Julián - Tactic I	69 kV	Reg. Veracruz	25/08/2020	08:39	13:15	276	Árbol	PC	23-24	Protección al conductor de la fase B	4.6	\$ 2.18	\$ 2,767.73
119	Horus - Pasaco	138 kV	Reg. Sur	26/08/2020	01:42	02:10	28	aves y mamíferos	A	113	Ave impacto a la línea			\$ -
120	Guatemala Sur - La Vega	69 kV	Reg. Sur	28/08/2020	09:25	09:27	2	Árbol	R	75-76	Árbol fuera del derecho de vía (ramas impacto a la línea: problemas de derecho de vía)	2.53	\$ 2.18	\$ 11.03
121	Oxec - Telemán	69 kV	Reg. Norte	30/08/2020	00:02	00:003	1	aves y mamíferos	O	376	Objetos (arbusto) impactaron a la línea debido a los fuertes vientos	7.42	\$ 2.18	\$ 16.18
122	Chiquimula - Río Grande	138 kV	Reg. Centro	31/08/2020	13:41	13:45	4	aves y mamíferos	A	74	Ave impacto a la línea			\$ -
123	Libertad 1 - Sayaxché	69 kV	Reg. Norte	31/08/2020	19:23	19:28	5	Árbol	AR	111-112	Ramas de árbol fuera del derecho de vía impactaron a la línea (poca libranza entre la línea de ENERGUA TE Y ETCEE)	11.44	\$ 2.18	\$ 124.70
124	Moyuta - Pasaco	138 kV	Reg. Sur	3/09/2020	04:40	04:44	4	Vandalismo / incendio	A	121	Ave impacto a la línea			\$ -
125	Santa Teresa - Telemán	69 kV	Reg. Veracruz	3/09/2020	14:18	14:20	2	Descarga	A	183	Ave impacto a la línea	4.64	\$ 2.17	\$ 20.14
126	Rio Dulce - Poptún	69 kV	Reg. Norte	3/09/2020	07:42	07:47	5	Árbol	AR	332-333	Árbol fuera del derecho de vía cayó sobre la línea	5.59	\$ 2.17	\$ 60.65
127	Moyuta - Pasaco	138 kV	Reg. Sur	4/09/2020	12:51	12:53	2	Aislamiento	V	152	Vandalismo robo de retenidas e impacto a la línea			\$ -
128	Sanarate - Jalapa	69 kV	Reg. Centro	4/09/2020	02:02	02:05	3	Árbol	D	jul-25	Descarga electro atmosférica	4.09	\$ 2.17	\$ 26.63
129	El Progreso - Ipala	138 kV	Reg. Centro	4/09/2020	7:09 y 07:49	07:11 y 07:51	4	aves y mamíferos	AR	262	Árbol de bambú impacto a la línea (problemas de derecho de vía)			\$ -
130	Santa Teresa - Telemán	69 kV	Reg. Veracruz	5/09/2020	10:20	12:47	147	Árbol		183	Mantenimiento correctivo	4.64	\$ 2.17	\$ 1,480.11

Continuación del apéndice 2.

13 1	El Progreso - Ipala	138 kV	Reg. Centro	7/09/2020	13:42	16:25	163	Árbol	AR	262	Árbol de bambú impacto a la línea (problemas de derecho de vía)	\$ -
13 2	Los Esclavos - Quesada	69 kV	Reg. Sur	8/09/2020	07:09	07:10	1	Descarga	A	214	Ave impacto a la línea	6.57 \$ 2.17 \$ 14.26
13 3	El Progreso - Ipala	138 kV	Reg. Centro	8/09/2020	13:42	16:25	163	Aislamiento	AR	262	Árbol de bambú impacto a la línea (problemas de derecho de vía)	\$ -
13 4	El Progreso - Ipala	138 kV	Reg. Centro	9/09/2020	13:42	16:25	163	Descarga	AR	262	Árbol de bambú impacto a la línea (problemas de derecho de vía)	\$ -
13 5	La Ruidosa - Río Dulce	69 kV	Reg. Norte	9/09/2020	03:09	03:11	2	Descarga	D	153	Descarga electro atmosférica	7.71 \$ 2.17 \$ 33.46
13 6	Los Esclavos - Quesada	69 kV	Reg. Sur	14/09/2020	06:30	06:33	3	Descarga	AE	135	Sobre corriente en la línea de ENERGUATE provoca falla en la 69 kV	6.57 \$ 2.17 \$ 42.77
13 7	La Ruidosa - Río Dulce	69 kV	Reg. Norte	15/09/2020	20:26	20:27	1	Aislamiento	D		Descarga electro atmosférica	7.71 \$ 2.17 \$ 16.73
13 8	Río Dulce - El Estor	69 kV	Reg. Norte	15/09/2020	20:32	20:34	2	Aislamiento	D		Descarga electro atmosférica	7.19 \$ 2.17 \$ 31.20
13 9	Los Esclavos - Quesada	69 kV	Reg. Sur	16/09/2020	15:07	15:10	3	Descarga	D	132-133	Descarga Electro atmosférica	6.57 \$ 2.17 \$ 42.77
14 0	La Ruidosa - Genor	69 kV	Reg. Norte	21/09/2020	08:26	11:27	181	Descarga	PR	185	Puente roto en estructura 185	5.03 \$ 2.17 \$ 1,975.63
14 1	El Estor - Oxeca	69 kV	Reg. Norte	22/09/2020	19:18	19:19	1	Descarga	T	156-157	Acometida impacto a la línea de transmisión	7.42 \$ 2.17 \$ 16.10
14 2	El Progreso - Ipala	138 kV	Reg. Centro	25/09/2020	18:03	18:10	7	tormenta / huracán	D		Descarga electro atmosférica	\$ -

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 3. Datos año 2018

	Líneas de Transmisión	Tensión	Región	Fecha	Hora de Apertura	Hora Cierre	Indisponibilidad (min)	Causa	avr	No. Estructuras	FACTOR K	RTH - Remuneración horaria del transportista	SDPI SANCIÓN EN USD
1	El Progreso - El Jicaro	69 kV	Sur oriente	2/02/2018	12:30	12:37	7	Árbol	N/A	No aplica	6.49	\$ 1.98	\$ 89.95
2	Los Esclavos - El Progreso	69 kV	Sur oriente	2/02/2018	12:30	12:36	6	Árbol	N/A	No aplica	8.9	\$ 1.98	\$ 105.73
3	Los Esclavos - El Progreso	69 kV	Sur oriente	18/02/2018	08:47	13:54	307	aves y mamíferos	N/A	173 a la 174	8.9	\$ 1.98	\$ 5,409.95
4	Los Esclavos - El Progreso	69 kV	Sur oriente	7/03/2018	16:04	16:06	2	Descarga	N/A	78	8.9	\$ 1.96	\$ 34.89
5	Los Esclavos - El Progreso	69 kV	Sur oriente	22/03/2018	21:14	21:15	1	Descarga	N/A	217	8.9	\$ 1.96	\$ 17.44
6	El Progreso - El Jicaro	69 kV	Sur oriente	10/04/2018	18:22	18:24	2	Descarga	N/A	No aplica	6.49	\$ 1.94	\$ 25.18
7	El Progreso - El Jicaro	69 kV	Sur oriente	11/04/2018	03:34	03:38	4	Árbol	N/A	60 a la 61	6.49	\$ 1.94	\$ 50.36
8	Los Esclavos - El Progreso	69 kV	Sur oriente	19/04/2018	17:28	17:29	1	aves y mamíferos	N/A		8.9	\$ 1.94	\$ 17.27
9	Los Esclavos - El Progreso	69 kV	Sur oriente	26/04/2018	21:09	21:11	2	vandalismo / incendio	N/A	52	8.9	\$ 1.94	\$ 34.53
10	Jalapa - San Rafael Las Flores	69 kV	Sur oriente	13/05/2018	00:08	13:55	827	vandalismo / incendio	N/A	97	3.74	\$ 1.94	\$ 6,000.38
11	Los Esclavos - El Progreso	69 kV	Sur oriente	15/05/2018	00:01	12:43	762	vandalismo / incendio	N/A	206	8.9	\$ 1.94	\$ 13,156.69
12	La Vega - Guatemala Sur	69 kV	Sur oriente	17/05/2018	00:05	22:18	1,333.00	vandalismo / incendio	N/A	76 a la 77	2.53	\$ 1.94	\$ 6,542.63
13	La Pastoría TAP'S - La Vega	69 kV	Sur oriente	30/05/2018	00:05	10:57	652	Árbol	N/A	No aplica	2.67	\$ 1.94	\$ 3,377.23
14	Los Esclavos - El Progreso	69 kV	Sur oriente	14/06/2018	14:22	14:23	1	tormenta / huracán	N/A	379	8.9	\$ 1.94	\$ 17.27
15	La Vega - Guatemala Sur	69 kV	Sur oriente	23/06/2018	15:46	15:50	4	tormenta / huracán	N/A	94 a la 95	2.53	\$ 1.94	\$ 19.63
16	El Progreso - El Jicaro	69 kV	Sur oriente	9/07/2018	17:30	17:35	5	Descarga	N/A	116	6.49	\$ 1.94	\$ 62.95
17	El Progreso - El Jicaro	69 kV	Sur oriente	28/07/2018	15:50	15:52	2	aves y mamíferos	N/A	115	6.49	\$ 1.94	\$ 25.18
18	La Pastoría TAP'S - La Pastoría	69 kV	Sur oriente	7/08/2018	12:42	12:47	5	Árbol	N/A	70 a la 71	2.67	\$ 1.94	\$ 25.90
19	La Vega - Guatemala Sur	69 kV	Sur oriente	19/08/2018	15:44	18:48	184	Árbol	N/A	10	2.53	\$ 1.94	\$ 903.11
20	El Progreso - El Jicaro	69 kV	Sur oriente	28/08/2018	17:56	17:59	3	Árbol	N/A	74	6.49	\$ 1.94	\$ 37.77
21	El Progreso - El Jicaro	69 kV	Sur oriente	28/08/2018	18:26	18:28	2	Descarga	N/A	140	6.49	\$ 1.94	\$ 25.18
22	Los Esclavos - El Progreso	69 kV	Sur oriente	31/08/2018	17:16	17:18	2	Aislamiento	N/A	218	8.9	\$ 1.94	\$ 34.53
23	Los Esclavos - El Progreso	69 kV	Sur oriente	15/09/2018	21:35	07:53	822	aves y mamíferos	N/A	115	8.9	\$ 1.94	\$ 14,192.65
24	Los Esclavos - El Progreso	69 kV	Sur oriente	22/09/2018	13:59	14:00	1	Árbol	N/A	136	8.9	\$ 1.94	\$ 17.27
25	La Vega - Guatemala Sur	69 kV	Sur oriente	20/10/2018	13:26	15:49	143	tormenta / huracán	N/A	11	2.53	\$ 1.94	\$ 701.87
26	Los Esclavos - El Progreso	69 kV	Sur oriente	20/10/2018	14:54	15:22	28	Aislamiento	N/A	278	8.9	\$ 1.94	\$ 483.45
27	Costa Sur - Chiquimulilla	69 kV	Sur oriente	21/11/2018	12:50	12:56	6	aves y mamíferos	N/A	203	2.53	\$ 1.92	\$ 29.15
28	Costa Sur - Chiquimulilla	69 kV	Sur oriente	13/12/2018	07:43	16:09	506	vandalismo / incendio	N/A	178 a la 179	2.53	\$ 1.95	\$ 2,496.35
29	Costa Sur - Chiquimulilla	69 kV	Sur oriente	21/12/2018	07:57	07:59	2	aves y mamíferos	N/A	57 a la 60	2.53	\$ 1.95	\$ 9.87
30	Los Esclavos - El Progreso	69 kV	Sur oriente	23/12/2018	13:56	13:58	2	Árbol	N/A	190 a la 214	8.9	\$ 1.95	\$ 34.71
31	Costa Sur - Chiquimulilla	69 kV	Sur oriente	28/12/2018	11:08	11:10	2	aves y mamíferos	N/A	06 a la 08	2.53	\$ 1.95	\$ 9.87
32	Santa Cruz - Panaluya	69 kV	Centro oriente	22/02/2018	14:22	14:32	10	Descarga	N/A	25 a la 26	6.32	\$ 1.98	\$ 125.14
33	La Ruidosa - Río Bobos	69 kV	Centro oriente	25/03/2018	11:34	11:39	5	Árbol	N/A	31 a la 32	5.27	\$ 1.96	\$ 51.65
33	La Ruidosa - Río Bobos	69 kV	Centro oriente	26/03/2018	14:01	14:10	9	Árbol	N/A	No aplica	5.27	\$ 1.96	\$ 92.96
34	Guatemala Norte - Novela	69 kV	Centro oriente	29/03/2018	17:04	17:08	4	Árbol	N/A	No aplica	3.63	\$ 1.96	\$ 28.46

Continuación del apéndice 3.

35	Río Grande - Quezaltepe que	69 kV	Centro oriente	6/04/2018	00:33	00:37	4	Falsa alarma	N/A	10	4.51	\$ 1.94	\$ 35.00
36	Mayuelas - La Ruidosa	69 kV	Centro oriente	11/04/2018	05:52	05:53	1	Aislamiento	N/A	266	5.43	\$ 1.94	\$ 10.53
37	La Ruidosa - Genor	69 kV	Centro oriente	19/04/2018	23:25	23:53	28	Aislamiento	N/A	No aplica	5.03	\$ 1.94	\$ 273.23
38	La Ruidosa - Genor	69 kV	Centro oriente	22/04/2018	15:36	15:41	5	Aislamiento	N/A	No aplica	5.03	\$ 1.94	\$ 48.79
39	La Ruidosa - Genor	69 kV	Centro oriente	22/04/2018	16:11	16:17	6	Aislamiento	N/A	No aplica	5.03	\$ 1.94	\$ 58.55
40	La Ruidosa - Genor	69 kV	Centro oriente	22/04/2018	16:22	16:31	9	Árbol	N/A	No aplica	5.03	\$ 1.94	\$ 87.82
41	La Ruidosa - Genor	69 kV	Centro oriente	22/04/2018	16:35	17:23	48	tormenta / huracán	N/A	No aplica	5.03	\$ 1.94	\$ 468.39
42	La Ruidosa - Genor	69 kV	Centro oriente	2/05/2018	01:05	01:14	9	Descarga	N/A	146	5.03	\$ 1.94	\$ 87.82
43	La Ruidosa - Genor	69 kV	Centro oriente	2/05/2018	01:15	01:17	2	Descarga	N/A	146	5.03	\$ 1.94	\$ 19.52
44	La Ruidosa - Genor	69 kV	Centro oriente	2/05/2018	01:19	01:41	22	Descarga	N/A	146	5.03	\$ 1.94	\$ 214.68
45	La Ruidosa - Genor	69 kV	Centro oriente	2/05/2018	01:47	01:59	12	Descarga	N/A	146	5.03	\$ 1.94	\$ 117.10
46	La Ruidosa - Genor	69 kV	Centro oriente	2/05/2018	02:05	02:25	20	Descarga	N/A	146	5.03	\$ 1.94	\$ 195.16
47	La Ruidosa - Río Bobos	69 kV	Centro oriente	9/05/2018	06:20	06:26	6	Árbol	N/A	99 a la 100	5.27	\$ 1.94	\$ 61.34
48	La Ruidosa - Genor	69 kV	Centro oriente	9/05/2018	06:20	06:26	6	Árbol	N/A	No aplica	5.03	\$ 1.94	\$ 58.55
49	Mayuelas - La Ruidosa	69 kV	Centro oriente	15/05/2018	20:08	20:12	4	Aislamiento	N/A	67	5.43	\$ 1.94	\$ 42.14
50	Sanarate - Jalapa	69 kV	Centro oriente	19/05/2018	00:03	00:07	4	Descarga	N/A	97	4.09	\$ 1.94	\$ 31.74
51	La Ruidosa - Genor	69 kV	Centro oriente	23/05/2018	21:18	07:40	818	Descarga	N/A	193	5.03	\$ 1.94	\$ 7,982.21
52	Sanarate - El Rancho	69 kV	Centro oriente	13/06/2018	16:33	16:34	1	Descarga	N/A	33	3.62	\$ 1.94	\$ 7.02
53	La Ruidosa - Genor	69 kV	Centro oriente	16/06/2018	15:04	15:09	5	aves y mamíferos	N/A	72	5.03	\$ 1.94	\$ 48.79
54	Santa Cruz - Panaluva	69 kV	Centro oriente	17/06/2018	18:03	18:10	7	Árbol	N/A	55	6.32	\$ 1.94	\$ 85.83
55	Santa Cruz - Panaluva	69 kV	Centro oriente	17/06/2018	18:03	18:10	7	Descarga	N/A	55	6.32	\$ 1.94	\$ 85.83
56	Teculután - Santa Cruz	69 kV	Centro oriente	17/06/2018	18:03	18:08	5	vandalismo / incendio	N/A	No aplica	8.26	\$ 1.94	\$ 80.12
57	Mayuelas - La Ruidosa	69 kV	Centro oriente	10/07/2018	20:32	04:25	967	Descarga	N/A	422	5.43	\$ 1.94	\$ 10,186.57
58	Genor - Puerto Barrios	69 kV	Centro oriente	9/07/2018	20:34	20:41	7	Árbol	N/A	07 a la 08	7.46	\$ 1.94	\$ 101.31
59	Sanarate - El Rancho	69 kV	Centro oriente	31/07/2018	17:22	17:24	2	tormenta / huracán	N/A	29	3.62	\$ 1.94	\$ 14.05
60	La Ruidosa - Genor	69 kV	Centro oriente	6/08/2018	18:15	18:22	7	Árbol	N/A	125	5.03	\$ 1.94	\$ 68.31
61	La Ruidosa - Genor	69 kV	Centro oriente	6/08/2018	18:24	18:29	5	Árbol	N/A	125	5.03	\$ 1.94	\$ 48.79
62	Mayuelas - La Ruidosa	69 kV	Centro oriente	25/08/2018	19:16	19:18	2	Descarga	N/A	364	5.43	\$ 1.94	\$ 21.07
63	Mayuelas - La Ruidosa	69 kV	Centro oriente	26/08/2018	17:54	17:55	1	Descarga	N/A	119	5.43	\$ 1.94	\$ 10.53
64	Mayuelas - La Ruidosa	69 kV	Centro oriente	26/08/2018	17:57	17:58	1	Descarga	N/A	119	5.43	\$ 1.94	\$ 10.53
65	Mayuelas - La Ruidosa	69 kV	Centro oriente	5/09/2018	20:53	20:55	2	Descarga	N/A	24	5.43	\$ 1.94	\$ 21.07
66	Genor - Puerto Barrios	69 kV	Centro oriente	10/09/2018	17:06	17:24	18	aves y mamíferos	N/A	No aplica	7.46	\$ 1.94	\$ 260.50
67	Mayuelas - La Ruidosa	69 kV	Centro oriente	11/09/2018	17:13	22:25	312	aves y mamíferos	N/A	179	5.43	\$ 1.94	\$ 3,286.67
68	Sanarate - Jalapa	69 kV	Centro oriente	11/09/2018	15:40	15:44	4	Aislamiento	N/A	32	4.09	\$ 1.94	\$ 31.74
69	Usumatán - Teculután	69 kV	Centro oriente	11/09/2018	17:00	17:33	33	Descarga	N/A	93	7.89	\$ 1.94	\$ 505.12
70	Teculután - Santa Cruz	69 kV	Centro oriente	11/09/2018	17:00	17:25	25	Descarga	N/A	No aplica	8.26	\$ 1.94	\$ 400.61
71	Santa Cruz - Panaluva	69 kV	Centro oriente	11/09/2018	17:00	17:30	30	tormenta / huracán	N/A	No aplica	6.32	\$ 1.94	\$ 367.82
72	Mayuelas - La Ruidosa	69 kV	Centro oriente	13/09/2018	22:26	22:28	2	Aislamiento	N/A	312	5.43	\$ 1.94	\$ 21.07
73	La Ruidosa - Genor	69 kV	Centro oriente	18/10/2018	10:55	10:58	3	Falsa alarma	N/A	53	5.03	\$ 1.94	\$ 29.27
74	El Rancho - Usumatán	69 kV	Centro oriente	30/10/2018	13:53	13:54	1	Aislamiento	N/A	No aplica	5.02	\$ 1.94	\$ 9.74
75	Santa Cruz - Panaluva	69 kV	Centro oriente	4/11/2018	17:52	18:04	12	Árbol	N/A	53	6.32	\$ 1.92	\$ 145.61
76	Sanarate - El Rancho	69 kV	Centro oriente	20/11/2018	10:56	10:58	2	maquinaria pesada	N/A	61 a la 62	3.62	\$ 1.92	\$ 13.90
77	La Ruidosa - Genor	69 kV	Centro oriente	30/11/2018	17:04	17:10	6	Árbol	N/A	141 a la 142	5.03	\$ 1.92	\$ 57.95
78	Visión de Águila - Chisec	69 kV	Reg. Verapaz	21/01/2018	04:19	04:25	6	Descarga	N/A	104B	5.32	\$ 1.98	\$ 63.20

Continuación del apéndice 3.

79	Matanzas - Cafetal	69 kV	Reg. Verapaz	25/01/2018	02:26	02:29	3	Descarga	N/A	38 a la 74	4.26	\$ 1.98	\$ 25.30
80	Telemán - Secacao	69 kV	Reg. Verapaz	26/01/2018	09:40	09:42	2	Descarga	N/A	13 a la 26	2.84	\$ 1.98	\$ 11.25
81	Raaxhá - Playa Grande	69 kV	Reg. Verapaz	30/01/2018	14:06	14:28	22	Árbol	N/A	428 a la 438	7.47	\$ 1.98	\$ 325.39
82	Matanzas - Cafetal	69 kV	Reg. Verapaz	27/02/2018	19:04	21:39	155	Árbol	N/A	No aplica	4.26	\$ 1.98	\$ 1,307.39
83	Cafetal - Tactic	69 kV	Reg. Verapaz	27/02/2018	19:04	21:39	155	Descarga	N/A	No aplica	7	\$ 1.98	\$ 2,148.30
84	Chisec - Sayaxché	69 kV	Reg. Verapaz	18/03/2018	14:45	15:10	25	Descarga	N/A	554 a la 607	7.55	\$ 1.96	\$ 369.95
85	Chisec - Raaxhá	69 kV	Reg. Verapaz	29/03/2018	17:22	17:27	5	Descarga	N/A	177 a la 179	6.63	\$ 1.96	\$ 64.97
86	Chisec - Raaxhá	69 kV	Reg. Verapaz	31/03/2018	08:02	08:59	57	Descarga	N/A	No aplica	6.63	\$ 1.96	\$ 740.70
87	Raaxhá - Playa Grande	69 kV	Reg. Verapaz	31/03/2018	08:02	08:59	57	Descarga	N/A	No aplica	7.47	\$ 1.96	\$ 834.55
88	Raaxhá - Playa Grande	69 kV	Reg. Verapaz	9/04/2018	18:04	18:14	10	Descarga	N/A	398 a la 401	7.47	\$ 1.94	\$ 144.92
89	Visión de Águila - Chisec	69 kV	Reg. Verapaz	10/04/2018	20:26	20:30	4	Descarga	N/A	164 a la 165	5.32	\$ 1.94	\$ 41.28
90	Telemán - Secacao	69 kV	Reg. Verapaz	24/05/2018	05:16	05:18	2	Descarga	N/A	13	2.84	\$ 1.94	\$ 11.02
91	Chisec - Raaxhá	69 kV	Reg. Verapaz	17/06/2018	06:29	06:31	2	Descarga	N/A	122	6.63	\$ 1.94	\$ 25.72
92	Raaxhá - Playa Grande	69 kV	Reg. Verapaz	21/06/2018	16:28	16:48	20	Árbol	N/A	No aplica	7.47	\$ 1.94	\$ 289.84
93	Raaxhá - Playa Grande	69 kV	Reg. Verapaz	21/06/2018	16:49	16:51	2	Aislamiento	N/A	No aplica	7.47	\$ 1.94	\$ 28.98
94	Raaxhá - Playa Grande	69 kV	Reg. Verapaz	21/06/2018	17:04	17:16	12	Descarga	N/A	No aplica	7.47	\$ 1.94	\$ 173.90
95	Cobán - Visión del Águila	69 kV	Reg. Verapaz	21/06/2018	22:40	22:46	6	Descarga	N/A	55 a la 56	4.43	\$ 1.94	\$ 51.57
96	San Julián - Cobán	69 kV	Reg. Verapaz	23/06/2018	14:15	14:21	6	Descarga	N/A	95 a la 96; 102 a la 103.	4.22	\$ 1.94	\$ 49.12
97	Chisec - Raaxhá	69 kV	Reg. Verapaz	23/06/2018	19:09	19:15	6	tormenta / huracán	N/A	8	6.63	\$ 1.94	\$ 77.17
98	Chisec - Raaxhá	69 kV	Reg. Verapaz	30/07/2018	10:00	10:26	26	Descarga	N/A	80	6.63	\$ 1.94	\$ 334.42
99	Visión del Águila - Chisec	69 kV	Reg. Verapaz	30/07/2018	11:06	11:24	18	Descarga	N/A	No aplica	5.32	\$ 1.94	\$ 185.77
100	Visión del Águila - Chisec	69 kV	Reg. Verapaz	1/08/2018	15:46	16:07	21	Descarga	N/A	188 a la 189	5.32	\$ 1.94	\$ 216.74
101	Cobán - Visión del Águila	69 kV	Reg. Verapaz	7/08/2018	16:19	16:22	3	Descarga	N/A	No aplica	4.43	\$ 1.94	\$ 25.78
102	Raaxhá - Playa Grande	69 kV	Reg. Verapaz	7/08/2018	16:19	16:41	22	Descarga	N/A	No aplica	7.47	\$ 1.94	\$ 318.82
103	Chisec - Raaxhá	69 kV	Reg. Verapaz	17/08/2018	15:58	16:03	5	Descarga	N/A	271	6.63	\$ 1.94	\$ 64.31
104	Sanarate - Santa Elena	69 kV	Reg. Verapaz	18/08/2018	17:22	17:24	2	vandalismo / incendio	N/A	85 a la 86	3.88	\$ 1.94	\$ 15.05
105	Telemán - Secacao	69 kV	Reg. Verapaz	20/08/2018	20:04	20:10	6	Falsa alarma	N/A	21	2.84	\$ 1.94	\$ 33.06
106	Visión del Águila - Chisec	69 kV	Reg. Verapaz	22/08/2018	17:07	17:12	5	Descarga	N/A	209	5.32	\$ 1.94	\$ 51.60
107	Visión del Águila - Chisec	69 kV	Reg. Verapaz	23/08/2018	16:57	16:58	1	vandalismo / incendio	N/A	No aplica	5.32	\$ 1.94	\$ 10.32
108	Chisec - Raaxhá	69 kV	Reg. Verapaz	25/08/2018	21:05	21:10	5	vandalismo / incendio	N/A	125	6.63	\$ 1.94	\$ 64.31
109	Chisec - Sayaxché	69 kV	Reg. Verapaz	3/09/2018	13:02	13:05	3	Descarga	N/A	760 a la 761	7.55	\$ 1.94	\$ 43.94
110	Sanarate - Santa Elena	69 kV	Reg. Verapaz	6/09/2018	14:52	14:54	2	Descarga	N/A	78	3.88	\$ 1.94	\$ 15.05
111	Visión del Águila - Chisec	69 kV	Reg. Verapaz	8/09/2018	12:39	12:40	1	Descarga	N/A	No aplica	5.32	\$ 1.94	\$ 10.32
112	Telemán - Secacao	69 kV	Reg. Verapaz	8/09/2018	21:32	21:36	4	Descarga	N/A	17	2.84	\$ 1.94	\$ 22.04
113	Sanarate - Santa Elena	69 kV	Reg. Verapaz	8/09/2018	18:32	18:33	1	Descarga	N/A	72	3.88	\$ 1.94	\$ 7.53
114	Telemán - Secacao	69 kV	Reg. Verapaz	14/09/2018	17:51	17:53	2	Falsa alarma	N/A	18	2.84	\$ 1.94	\$ 11.02
115	Telemán - Secacao	69 kV	Reg. Verapaz	14/09/2018	18:03	18:05	2	Descarga	N/A	18	2.84	\$ 1.94	\$ 11.02
116	Telemán - Secacao	69 kV	Reg. Verapaz	14/09/2018	13:37	14:44	67	aislamiento	N/A	18	2.84	\$ 1.94	\$ 369.14
117	Visión del Águila - Chisec	69 kV	Reg. Verapaz	25/09/2018	21:36	21:37	1	Descarga	N/A	No aplica	5.32	\$ 1.94	\$ 10.32

Continuación del apéndice 3.

118	Cobán - Visión del Águila	69 kV	Reg. Verapaz	26/09/2018	22:15	22:16	1	Descarga	N/A	No aplica	4.43	\$ 1.94	\$ 8.59
119	Cobán - Visión del Águila	69 kV	Reg. Verapaz	26/09/2018	22:17	22:17	-	Descarga	N/A	No aplica	4.43	\$ 1.94	\$ -
120	Cobán - Visión del Águila	69 kV	Reg. Verapaz	26/09/2018	22:19	22:19	-	Descarga	N/A	No aplica	4.43	\$ 1.94	\$ -
121	Cobán - Visión del Águila	69 kV	Reg. Verapaz	1/10/2018	11:31	11:31	-	Falsa alarma	N/A	No aplica	4.43	\$ 1.94	\$ -
122	Cobán - Visión del Águila	69 kV	Reg. Verapaz	1/10/2018	12:15	12:15	-	Descarga	N/A	No aplica	4.43	\$ 1.94	\$ -
123	Telemán - Secacao	69 kV	Reg. Verapaz	1/10/2018	16:18	16:21	3	Árbol	N/A	18	2.84	\$ 1.94	\$ 16.53
124	Telemán - Secacao	69 kV	Reg. Verapaz	1/10/2018	10:31	01:59	512	Descarga	N/A	18	2.84	\$ 1.94	\$ 2,820.92
125	Chisec - Sayaxché	69 kV	Reg. Verapaz	11/10/2018	22:20	22:22	2	Descarga	N/A	165 a la 166	7.55	\$ 1.94	\$ 29.29
126	Cobán - Visión del Águila	69 kV	Reg. Verapaz	16/10/2018	18:22	18:22	-	Descarga	N/A	No aplica	4.43	\$ 1.94	\$ -
127	Santa Teresa - Telemán	69 kV	Reg. Verapaz	17/10/2018	20:54	20:55	1	Descarga	N/A	77	4.64	\$ 1.94	\$ 9.00
128	Cobán - Visión del Águila	69 kV	Reg. Verapaz	26/10/2018	20:04	20:04	-	Árbol	N/A	No aplica	4.43	\$ 1.94	\$ -
129	Santa Teresa - Telemán	69 kV	Reg. Verapaz	1/11/2018	20:37	21:08	31	Falsa alarma	N/A	68 ala 69	4.64	\$ 1.92	\$ 276.17
130	Cobán - Visión del Águila	69 kV	Reg. Verapaz	6/11/2018	23:12	23:12	-	Descarga	N/A	No aplica	4.43	\$ 1.92	\$ -
131	Cobán - Visión del Águila	69 kV	Reg. Verapaz	5/12/2018	21:28	21:28	-	Descarga	N/A	No aplica	4.43	\$ 1.95	\$ -
132	Cobán - Visión del Águila	69 kV	Reg. Verapaz	7/12/2018	07:07	07:07	-	Descarga	N/A	No aplica	4.43	\$ 1.95	\$ -
133	Raaxhá - Playa Grande	69 kV	Reg. Verapaz	20/12/2018	20:25	20:29	4	Descarga	N/A	432 a la 433	7.47	\$ 1.95	\$ 58.27
134	Visión del Águila - Chisec	69 kV	Reg. Verapaz	21/12/2018	06:18	09:56	218	Árbol	N/A	120 a la 121	5.32	\$ 1.95	\$ 2,261.53
135	Visión del Águila - Chisec	69 kV	Reg. Verapaz	22/12/2018	14:57	15:01	4	Aislamiento	N/A	120 a la 121	5.32	\$ 1.95	\$ 41.50
136	Cobán - Visión del Águila	69 kV	Reg. Verapaz	29/12/2018	10:26	10:26	-	Aislamiento	N/A	No aplica	4.43	\$ 1.95	\$ -
137	Río Dulce - El Estor	69 kV	Reg. Norte	12/01/2018	21:29	21:31	2	Árbol	N/A	289 a la 290	7.19	\$ 1.98	\$ 28.47
138	Ixpánajul - La Libertad I	69 kV	Reg. Norte	16/01/2018	12:32	12:34	2	Árbol	N/A	159 a la 160	7.98	\$ 1.98	\$ 31.60
139	La Ruidosa - Río Dulce	69 kV	Reg. Norte	25/01/2018	23:38	23:39	1	Árbol	N/A	185	7.71	\$ 1.98	\$ 15.27
140	Río Dulce - El Estor	69 kV	Reg. Norte	31/01/2018	12:03	12:04	1	Descarga	N/A	90	7.19	\$ 1.98	\$ 14.24
141	La Ruidosa - Río Dulce	69 kV	Reg. Norte	24/02/2018	14:03	14:04	1	descarga	N/A	229 a la 230	7.71	\$ 1.98	\$ 15.27
142	La Ruidosa - Río Dulce	69 kV	Reg. Norte	27/02/2018	02:55	02:57	2	descarga	N/A	188	7.71	\$ 1.98	\$ 30.53
143	El Estor - Oxec	69 kV	Reg. Norte	9/03/2018	12:11	12:13	2	aislamiento	N/A	191 a la 210	7.42	\$ 1.96	\$ 29.09
144	La Ruidosa - Río Dulce	69 kV	Reg. Norte	13/03/2018	13:39	13:42	3	vandalismo / incendio	N/A	101 a la 102	7.71	\$ 1.96	\$ 45.33
145	Río Dulce - Poptún	69 kV	Reg. Norte	15/04/2018	19:16	23:07	231	Árbol	N/A	426 a la 427	5.59	\$ 1.94	\$ 2,505.10
146	El Estor - Oxec	69 kV	Reg. Norte	15/04/2018	17:33	17:35	2	Descarga	N/A	62 a la 65	7.42	\$ 1.94	\$ 28.79
147	El Estor - Oxec	69 kV	Reg. Norte	15/04/2018	17:59	18:01	2	Falsa alarma	N/A	62 a la 65	7.42	\$ 1.94	\$ 28.79
148	Poptún - Ixpanajul	69 kV	Reg. Norte	22/04/2018	11:55	12:00	5	Árbol	N/A	445 a la 446	6.96	\$ 1.94	\$ 67.51
149	Ixpánajul - La Libertad I	69 kV	Reg. Norte	22/04/2018	11:55	12:01	6	Falsa alarma	N/A	No aplica	7.98	\$ 1.94	\$ 92.89
150	La Ruidosa - Río Dulce	69 kV	Reg. Norte	2/05/2018	04:02	04:04	2	Falsa alarma	N/A	54 a la 55	7.71	\$ 1.94	\$ 29.91
151	Oxec - Telemán	69 kV	Reg. Norte	14/05/2018	17:23	17:24	1	Falsa alarma	N/A	35	7.42	\$ 1.94	\$ 14.39
152	Poptún - Ixpanajul	69 kV	Reg. Norte	27/05/2018	08:44	08:46	2	Falsa alarma	N/A	364 a la 365	6.96	\$ 1.94	\$ 27.00
153	Oxec - Telemán	69 kV	Reg. Norte	29/05/2018	13:49	13:52	3	Falsa alarma	N/A	43	7.42	\$ 1.94	\$ 43.18
154	La Ruidosa - Río Dulce	69 kV	Reg. Norte	31/05/2018	17:47	17:48	1	aislamiento	N/A	108 a la 109	7.71	\$ 1.94	\$ 14.96
155	La Ruidosa - Río Dulce	69 kV	Reg. Norte	31/05/2018	18:08	18:09	1	Descarga	N/A	108 a la 109	7.71	\$ 1.94	\$ 14.96
156	La Ruidosa - Río Dulce	69 kV	Reg. Norte	16/06/2018	15:04	15:07	3	Árbol	N/A	101	7.71	\$ 1.94	\$ 44.87

Continuación del apéndice 3.

157	Poptún - Ixpanpajul	69 kV	Reg. Norte	19/06/2018	15:11	15:15	4	Falsa alarma	N/A	360	6.96	\$ 1.94	\$ 54.01
158	La Ruidosa - Río Dulce	69 kV	Reg. Norte	20/06/2018	16:07	21:46	339	Descarga	N/A	35 a la 36	7.71	\$ 1.94	\$ 5,070.56
159	Poptún - Ixpanpajul	69 kV	Reg. Norte	26/06/2018	19:49	19:53	4	Falsa alarma	N/A	360	6.96	\$ 1.94	\$ 54.01
160	Río Dulce - Poptún	69 kV	Reg. Norte	1/07/2018	22:46	22:48	2	Árbol	N/A	269	5.59	\$ 1.94	\$ 21.69
161	Poptún - Ixpanpajul	69 kV	Reg. Norte	1/07/2018	10:47	10:55	8	Descarga	N/A	385 a la 386	6.96	\$ 1.94	\$ 108.02
162	Poptún - Ixpanpajul	69 kV	Reg. Norte	2/07/2018	09:52	09:56	4	Descarga	N/A	385 a la 386	6.96	\$ 1.94	\$ 54.01
163	Poptún - Ixpanpajul	69 kV	Reg. Norte	2/07/2018	13:44	13:47	3	Descarga	N/A	385 a la 386	6.96	\$ 1.94	\$ 40.51
164	La Ruidosa - Río Dulce	69 kV	Reg. Norte	9/07/2018	20:02	20:04	2	Descarga	N/A	228	7.71	\$ 1.94	\$ 29.91
165	Río Dulce - Poptún	69 kV	Reg. Norte	17/07/2018	23:21	23:25	4	Falsa alarma	N/A	105 a la 110	5.59	\$ 1.94	\$ 43.38
166	Río Dulce - Poptún	69 kV	Reg. Norte	18/07/2018	00:17	00:22	5	Descarga	N/A	105 a la 110	5.59	\$ 1.94	\$ 54.22
167	La Ruidosa - Río Dulce	69 kV	Reg. Norte	19/07/2018	00:04	00:06	2	Falsa alarma	N/A	208	7.71	\$ 1.94	\$ 29.91
168	La Ruidosa - Río Dulce	69 kV	Reg. Norte	19/07/2018	00:09	00:11	2	Árbol	N/A	208	7.71	\$ 1.94	\$ 29.91
169	Oxec - Telemán	69 kV	Reg. Norte	31/07/2018	18:06	18:07	1	Árbol	N/A	348	7.42	\$ 1.94	\$ 14.39
170	Poptún - Ixpanpajul	69 kV	Reg. Norte	1/08/2018	13:03	17:16	253	aves y mamíferos	N/A	617 a la 618	6.96	\$ 1.94	\$ 3,416.11
171	la Ruidosa - Río Dulce	69 kV	Reg. Norte	6/08/2018	18:02	18:04	2	Falsa alarma	N/A	44 a la 68	7.71	\$ 1.94	\$ 29.91
172	La Ruidosa - Río Dulce	69 kV	Reg. Norte	6/08/2018	18:54	18:55	1	maquinaria pesada	N/A	44 a la 68	7.71	\$ 1.94	\$ 14.96
173	La Ruidosa - Río Dulce	69 kV	Reg. Norte	6/08/2018	18:56	18:57	1	aves y mamíferos	N/A	44 a la 68	7.71	\$ 1.94	\$ 14.96
174	Río Dulce - El Estor	69 kV	Reg. Norte	6/08/2018	19:00	19:02	2	Árbol	N/A	59	7.19	\$ 1.94	\$ 27.90
175	Río Dulce - El Estor	69 kV	Reg. Norte	7/08/2018	23:10	23:11	1	aves y mamíferos	N/A	229	7.19	\$ 1.94	\$ 13.95
176	Oxec - Telemán	69 kV	Reg. Norte	11/08/2018	05:11	08:47	216	Falsa alarma	N/A	316 a la 317	7.42	\$ 1.94	\$ 3,109.28
177	Río Dulce - Poptún	69 kV	Reg. Norte	21/08/2018	02:28	02:32	4	Falsa alarma	N/A	269	5.59	\$ 1.94	\$ 43.38
178	Oxec - Telemán	69 kV	Reg. Norte	2/09/2018	20:42	20:43	1	aves y mamíferos	N/A	376	7.42	\$ 1.94	\$ 14.39
179	Río Dulce - El Estor	69 kV	Reg. Norte	3/09/2018	21:34	21:36	2	Árbol	N/A	164 a la 166	7.19	\$ 1.94	\$ 27.90
180	Río Dulce - El Estor	69 kV	Reg. Norte	3/09/2018	21:39	21:40	1	aves y mamíferos	N/A	164 a la 166	7.19	\$ 1.94	\$ 13.95
181	Río Dulce - El Estor	69 kV	Reg. Norte	6/09/2018	11:15	11:17	2	vandalismo / incendio	N/A	153	7.19	\$ 1.94	\$ 27.90
182	La Ruidosa - Río Dulce	69 kV	Reg. Norte	11/09/2018	19:50	19:51	1	Árbol	N/A	104 a la 105	7.71	\$ 1.94	\$ 14.96
183	La Ruidosa - Río Dulce	69 kV	Reg. Norte	11/09/2018	19:59	20:00	1	Árbol	N/A	104 a la 105	7.71	\$ 1.94	\$ 14.96
184	La Ruidosa - Río Dulce	69 kV	Reg. Norte	11/09/2018	20:00	21:29	89	Árbol	N/A	104 a la 105	7.71	\$ 1.94	\$ 1,331.21
185	El Estor - Oxec	69 kV	Reg. Norte	21/09/2018	05:41	05:43	2	vandalismo / incendio	N/A	208 a la 222	7.42	\$ 1.94	\$ 28.79
186	El Estor - Oxec	69 kV	Reg. Norte	25/09/2018	20:05	20:09	4	Falsa alarma	N/A	253	7.42	\$ 1.94	\$ 57.58
187	El Estor - Oxec	69 kV	Reg. Norte	1/10/2018	07:12	07:13	1	Árbol	N/A	48	7.42	\$ 1.94	\$ 14.39
188	El Estor - Oxec	69 kV	Reg. Norte	8/10/2018	16:19	16:20	1	Árbol	N/A	188 a la 190	7.42	\$ 1.94	\$ 14.39
189	Río Dulce - El Estor	69 kV	Reg. Norte	11/10/2018	00:03	08:16	493	aves y mamíferos	N/A	88	7.19	\$ 1.94	\$ 6,876.66
190	Río Dulce - Poptún	69 kV	Reg. Norte	19/10/2018	01:07	06:42	335	Descarga	N/A	442 y 472	5.59	\$ 1.94	\$ 3,632.94
191	Oxec - Telemán	69 kV	Reg. Norte	29/10/2018	09:46	10:02	16	Descarga	N/A	326	7.42	\$ 1.94	\$ 230.32
192	Poptún - Ixpanpajul	69 kV	Reg. Norte	31/10/2018	10:05	10:11	6	Descarga	N/A	424 a la 425	6.96	\$ 1.94	\$ 81.01
193	Río Dulce - El Estor	69 kV	Reg. Norte	3/12/2018	06:43	06:45	2	Árbol	N/A	226	7.19	\$ 1.95	\$ 28.04
194	Poptún - Ixpanpajul	69 kV	Reg. Norte	8/12/2018	11:10	11:14	4	aves y mamíferos	N/A	516	6.96	\$ 1.95	\$ 54.29
195	La Ruidosa - Río Dulce	69 kV	Reg. Norte	15/12/2018	18:24	18:25	1	vandalismo / incendio	N/A	No aplica	7.71	\$ 1.95	\$ 15.03
												\$ 30,551.62	

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 4. Datos año 2017

	Líneas de Transmisión	Tensión	Región	Fecha	Hora de Apertura	Hora Cierre	Indisponibilidad (min)	Causa	av	No. Estructuras	Factor K	RTH - Remuneración horaria del transportista	SDPI SANCION EN USD
1	Los Esclavos - El Progreso	69 kV	Sur oriente	29 al 30/01/2017	16:12	14:45	1,353.00	tormenta / huracán		180 a la 220	8.9	Q2.03	\$ 24,444.65
2	Los Esclavos - El Progreso	69 kV	Sur oriente	10/01/2017	15:52	15:53	1	Tormenta / huracán		234 a la 302	8.9	Q2.03	\$ 18.07
3	Los Esclavos - El Progreso	69 kV	Sur oriente	8/01/2017	09:47	09:48	1	árbol		200 a la 270	8.9	Q2.03	\$ 18.07
4	Los Esclavos - El Progreso	69 kV	Sur oriente	3/03/2017	10:42	10:43	1	árbol		200 a la 254	8.9	Q2.03	\$ 18.07
5	Los Esclavos - El Progreso	69 kV	Sur oriente	3/03/2017	12:54	15:27	107	árbol		125 a la 170	8.9	Q2.03	\$ 1,933.17
6	Los Esclavos - El Progreso	69 kV	Sur oriente	9/03/2017	12:51	12:54	3	árbol		07 a la 60	8.9	Q2.03	\$ 54.20
7	Los Esclavos - El Progreso	69 kV	Sur oriente	15/03/2017	14:55	15:08	13	Falsa alarma	01 a la 54	Ocasionado por terceras personas	Q2.03	\$ 234.87	
8	Los Esclavos - El Progreso	69 kV	Sur oriente	14/03/2017	10:09	12:33	144	descarga		404	8.9	Q2.03	\$ 2,601.65
9	El Progreso - El Jicaró	69 kV	Sur oriente	18/04/2017	08:28	13:32	304	árbol		90 a la 140	6.49	Q1.93	\$ 3,807.81
10	Los Esclavos - El Progreso	69 kV	Sur oriente	21/04/2017	19:04	19:05	1	árbol		120 a la 180	8.9	Q1.93	\$ 17.18
11	La Vega - Guatemala Sur	69 kV	Sur oriente	23/04/2017	18:27	18:31	4	tormenta / huracán		13 a la 120	2.53	Q1.93	\$ 19.53
12	Los Esclavos - El Progreso	69 kV	Sur oriente	30/04/2017	22:39	22:40	1	tormenta / huracán		106 a la 300	8.9	Q1.93	\$ 17.18
13	Los Esclavos - El Progreso	69 kV	Sur oriente	8/05/2017	09:49	14:25	276	árbol		345 a la 400	8.9	Q1.93	\$ 4,740.85
14	Los Esclavos - El Progreso	69 kV	Sur oriente	20/05/2017	21:49	21:55	2	árbol		150 a la 240	8.9	Q2.03	\$ 36.13
15	Los Esclavos - El Progreso	69 kV	Sur oriente	22/05/2017	17:36	17:45	540	vandalism o / incendio		7 la 52	8.9	Q1.93	\$ 9,275.58
16	Los Esclavos - El Progreso	69 kV	Sur oriente	2/06/2017	15:35	15:37	2	árbol		200 a la 240	8.9	Q1.92	\$ 34.18
17	El Progreso - El Jicaró	69 kV	Sur oriente	6/06/2017	14:15	14:21	6	árbol		107 a la 147	6.49	Q1.92	\$ 74.76
18	Los Esclavos - El Progreso	69 kV	Sur oriente	17/16/2017	14:29	14:38	9	árbol		43 a la 52	8.9	Q2.03	\$ 162.60
19	Los Esclavos - El Progreso	69 kV	Sur oriente	27/06/2017	11:19	11:28	9	tormenta / huracán		25 a la 52	8.9	Q1.92	\$ 153.79
20	Los Esclavos - El Progreso	69 kV	Sur oriente	29/07/2017	16:12	16:22	10	tormenta / huracán		01 a la 54	8.9	Q1.92	\$ 170.88
21	Los Esclavos - El Progreso	69 kV	Sur oriente	11/07/2017	01:42	01:49	7	tormenta / huracán		de la 01 a la 54	8.9	Q1.92	\$ 119.62
22	La Vega - Guatemala Sur	69 kV	Sur oriente	6/08/2017	16:32	16:39	7	árbol		60 a la 75	2.53	Q1.93	\$ 34.18
23	Los Esclavos - El Progreso	69 kV	Sur oriente	7/08/2017	13:28	13:30	2	descarga		160 a la 320	8.9	Q1.93	\$ 34.35
24	Los Esclavos - El Progreso	69 kV	Sur oriente	31/08/2017	22:27	22:28	1	aislamiento		140 a la 268	8.9	Q1.93	\$ 17.18
25	La Vega - Guatemala Sur	69 kV	Sur oriente	3/09/2017	15:49	16:00	11	maquinari a pesada		62 a la 88	2.53	Q1.93	\$ 53.71
26	Los Esclavos - El Progreso	69 kV	Sur oriente	5/09/2017	11:29	11:35	6	vandalism o / incendio		220 a la 400	8.9	Q1.93	\$ 103.06
27	Los Esclavos - El Progreso	69 kV	Sur oriente	28/09/2017	22:19	22:20	1	descarga	No Aplica	Condiciones climatológicas	Q1.93	\$ 17.18	
28	Los Esclavos - El Progreso	69 kV	Sur oriente	30/09/2017	13:53	13:55	2	árbol		90 a la 180	8.9	Q1.93	\$ 34.35
29	Los Esclavos - El Progreso	69 kV	Sur oriente	16/10/2017	07:48	07:56	8	vandalism o / incendio		25 a la 54	8.9	Q1.93	\$ 137.42
30	El Progreso - El Jicaró	69 kV	Sur oriente	02/12/2017	11:38	11:41	3	árbol		90 a la 120	6.49	Q2.03	\$ 39.52
31	Mayuelas - La Ruidosa	69 kV	Centro oriente	15/01/2017	13:12	17:04	232	árbol		370 a la 410	5.43	Q2.03	\$ 2,557.31
32	La Ruidosa - Genor	69 kV	Centro oriente	22/02/2017	23:30	23:34	4	descarga		130 a la 150	5.03	Q2.04	\$ 41.04
33	El Rancho - Usumatitán	69 kV	Centro oriente	30/04/2017	20:01	20:03	2	árbol		100 a la 125	5.02	Q1.93	\$ 19.38
34	La Ruidosa - Río Bobos	69 kV	Centro oriente	12/05/2017	22:57	23:00	3	maquinari a pesada		60 a la 100	5.27	Q1.93	\$ 30.51
35	Mayuelas - La Ruidosa	69 kV	Centro oriente	13/05/2017	06:25	06:26	1	descarga		110 a la 140	5.43	Q1.93	\$ 10.48
36	Mayuelas - La Ruidosa	69 kV	Centro oriente	24/05/2017	22:41	22:43	2	descarga		170 a la 200	5.43	Q1.93	\$ 20.96
37	Mayuelas - La Ruidosa	69 kV	Centro oriente	26/05/2017	21:39	21:56	17	descarga		190 a la 220	5.43	Q1.93	\$ 178.16
38	La Ruidosa - Genor	69 kV	Centro oriente	13/06/2017	23:38	23:47	9	árbol		01 a la 40	5.03	Q1.92	\$ 86.92
39	La Ruidosa - Genor	69 kV	Centro oriente	21/06/2017	13:29	13:34	5	descarga		10 la 20	5.03	Q1.92	\$ 48.29

Continuación del apéndice 4.

	Líneas de Transmisión	Tensión	Región	Fecha	Hora de Apertura	Hora Cierre	Indisponibilidad (min)	árbol	No. Estructuras	Observaciones	FACTOR K	RTH - Remuneración horaria del transportista
38	Mayuelas - La Ruidosa	69 kV	Centro oriente	25/06/2017	02:25	02:27	2	vandalismo / incendio	146 a la 167	5.43	Q1.92	\$ 20.85
	La Ruidosa - Genor	69 kV	Centro oriente	12/07/2017	15:59	16:02	2	descarga	125 a la 180	5.03	Q1.92	\$ 19.32
	Mayuelas - La Ruidosa	69 kV	Centro oriente	31/07/2017	12:13	12:15	2	tormenta / huracán	320 a la 345	5.43	Q1.92	\$ 20.85
39	La Ruidosa - Genor	69 kV	Centro oriente	15/08/2017	17:44	17:51	7	descarga	130 a la 160	5.03	Q1.93	\$ 67.96
40	Sanarate - El Rancho	69 kV	Centro oriente	28/08/2017	17:29	17:30	1	descarga	10 a la 40	3.62	Q1.93	\$ 6.99
41	Guatemala Norte - Novella	69 kV	Centro oriente	31/08/2017	11:28	11:31	3	descarga	35 a la 50	La altura de los	Q1.93	\$ 21.02
42	La Ruidosa - Genor	69 kV	Centro oriente	24/09/2017	23:08	23:14	6	descarga	90 a la 120	5.03	Q1.93	\$ 58.25
43	La Ruidosa - Genor	69 kV	Centro oriente	24/09/2017	23:54	23:54	-	descarga	90 a la 120	5.03	Q1.93	\$ -
44	Genor - Puerto Barrios	69 kV	Centro oriente	5/10/2017	08:53	09:00	7	vandalismo / incendio	05 a la 20	7.46	Q1.93	\$ 100.78
45	Genor - Puerto Barrios	69 kV	Centro oriente	5/10/2017	16:12	17:31	79	tormenta / huracán	05 a la 20	7.46	Q1.93	\$ 1,137.43
46	Sanarate - Jalapa	69 kV	Centro oriente	9/10/2017	14:26	14:31	5	descarga	50 a la 100	4.09	Q1.93	\$ 39.47
47	Usumatán - Teculután	69 kV	Centro oriente	10/10/2017	15:33	19:38	245	descarga	01 a la 102	7.89	Q1.93	\$ 3,730.79
48	Guatemala Norte - Novella	69 kV	Centro oriente	30/11/2017	17:43	17:45	2	descarga	01 a la 20	3.63	Q1.93	\$ 14.01
49	Visión del Águila - Chisec	69 kV	Reg. Verapaz	15/02/2017	09:02	09:10	8	descarga	298 a 314	5.32	Q2.04	\$ 86.82
50	San Julián - Santa Teresa	69 kV	Reg. Verapaz	28/02/2017	14:23	14:25	2	descarga	14 a 37	3.12	Q2.04	\$ 12.73
51	Santa Teresa - Telemán	69 kV	Reg. Verapaz	13/03/2017	01:00	05:25	265	descarga	145 a 165	4.64	Q2.03	\$ 2,496.09
52	Visión del Águila - Chisec	69 kV	Reg. Verapaz	13/03/2017	20:30	20:36	6	árbol	243 a 262	5.32	Q2.03	\$ 64.80
53	Chisec - Raxha	69 kV	Reg. Verapaz	26/03/2017	02:23	02:35	12	descarga	300 a 351	6.63	Q2.03	\$ 161.51
54	Cobán - Visión del Águila	69 kV	Reg. Verapaz	5/04/2017	15:05	15:14	9	descarga	43 a 67	4.43	Q1.93	\$ 76.95
55	Telemán - Secacao	69 kV	Reg. Verapaz	18/04/2017	17:44	16:51	1,387.00	descarga	18 a 19	2.84	Q1.93	\$ 7,602.42
56	Matanzas - Cafetal	69 kV	Reg. Verapaz	22/04/2017	08:39	11:22	163	tormenta / huracán	20 a 21	La apertura se hace por	Q1.93	\$ 1,340.15
57	Chisec - Raxha	69 kV	Reg. Verapaz	25/04/2017	18:37	18:53	16	descarga	383 a 450	6.63	Q1.93	\$ 204.73
58	Santa Teresa - Telemán	69 kV	Reg. Verapaz	4/05/2017	16:35	21:48	313	descarga	50 a 66	4.64	Q1.93	\$ 2,802.98
	Santa Teresa - Telemán	69 kV	Reg. Verapaz	12/05/2017	16:24	16:42	18	descarga	7 a 44	4.64	Q1.93	\$ 161.19
59	Raxha - Playa Grande	69 kV	Reg. Verapaz	22/05/2017	00:26	00:35	9	descarga	488 a 529	7.47	Q1.93	\$ 129.75
60	Chisec - Raxha	69 kV	Reg. Verapaz	24/05/2017	17:09	17:15	6	descarga	20 a 39	6.63	Q1.93	\$ 76.78
61	Santa Elena - Salamá	69 kV	Reg. Verapaz	1/06/2017	18:16	18:19	3	descarga	1 a 20	3.92	Q1.92	\$ 22.58
62	Visión del Águila - Chisec	69 kV	Reg. Verapaz	6/06/2017	19:05	19:30	25	árbol	185 a 210	5.32	Q1.92	\$ 255.36
63	Telemán - Secacao	69 kV	Reg. Verapaz	6/06/2017	19:53	19:56	3	árbol	15 a 26	2.84	Q1.92	\$ 16.36
64	Cobán - Visión del Águila	69 kV	Reg. Verapaz	8/06/2017	16:24	16:39	15	árbol	53 a 89	4.43	Q1.92	\$ 127.58
65	Cobán - Visión del Águila	69 kV	Reg. Verapaz	10/06/2017	09:25	13:11	228	árbol	33 a 54	4.43	Q1.92	\$ 1,939.28
66	Chisec - Raxha	69 kV	Reg. Verapaz	11/06/2017	17:15	17:20	5	descarga	160 a 190	6.63	Q1.92	\$ 63.65
67	Telemán - Secacao	69kV	Reg. Verapaz	11/06/2017	20:25	20:29	4	tormenta / huracán	18 a 26	2.84	Q1.92	\$ 21.81
68	Santa Teresa - Telemán	69 kV	Reg. Verapaz	24/06/2017	23:40	23:56	16	árbol	71 a 128	4.64	Q1.92	\$ 142.54
69	Telemán - Secacao	69 kV	Reg. Verapaz	27/06/2017	18:56	19:01	5	descarga	14 a 26	2.84	Q1.92	\$ 27.26
70	Chisec - Raxha	69 kV	Reg. Verapaz	29/06/2017	14:13	14:29	16	descarga	350 a 399	6.63	Q1.92	\$ 203.67
	Santa Teresa - Telemán	69 kV	Reg. Verapaz	1/07/2017	16:24	16:42	18	árbol	125 a 155	4.64	Q1.92	\$ 160.36
71	Visión del Águila - Chisec	69 kV	Reg. Verapaz	9/07/2017	15:03	15:10	7	aislamiento	208 a 248	5.32	Q1.92	\$ 71.50
72	Visión del Águila - Chisec	69 kV	Reg. Verapaz	12/07/2017	13:42	14:07	25	vandalismo / incendio	156 a 171	5.32	Q1.92	\$ 255.36
73	Visión del Águila - Chisec	69 kV	Reg. Verapaz	13/07/2017	09:58	10:01	3	árbol	260 a 290	5.32	Q1.92	\$ 30.64

Continuación del apéndice 4.

Líneas de Transmisión	Tensión	Región	Fecha	Hora de Apertura	Hora Cierre	Indisponibilidad (min)	árbol	av	No. Estructuras	Observaciones	FACTOR K	RTH - Remuneración horaria del transportista
75	Chisec - Raxha	69 kV	Reg. Verapaz	25/07/2017	09:36	09:51	15	vandalismo / incendio	280 a 320	6.63	Q1.92	\$ 190.94
Líneas de Transmisión	Tensión	Región	Fecha	Hora de Apertura	Hora Cierre	Indisponibilidad (min)	árbol	av	No. Estructuras	Observaciones	FACTOR K	RTH - Remuneración horaria del transportista
76	Chisec - Raxha	69 kV	Reg. Verapaz	25/07/2017	10:58	11:13	15	descarga	280 a 320	6.63	Q1.92	\$ 190.94
77	Sanarate - Santa Elena	69 kV	Reg. Verapaz	30/07/2017	19:32	08:05	753	descarga	67 a 102	3.88	Q1.92	\$ 5,609.55
78	Águila - Chisec	69 kV	Reg. Verapaz	31/07/2017	14:24	14:31	7	descarga	275 a 296	5.32	Q1.92	\$ 71.50
79	Visión del Águila - Chisec	69 kV	Reg. Verapaz	9/08/2017	18:27	19:02	5	descarga	275 a 296	5.32	Q1.93	\$ 51.34
80	Sanarate - Santa Elena	69 kV	Reg. Verapaz	9/08/2017	21:54	21:55	1	descarga	67 a 90	3.88	Q1.93	\$ 7.49
81	Cobán - Visión del Águila	69 kV	Reg. Verapaz	17/08/2017	16:10	17:09	59	vandalismo / incendio	50 a 90	4.43	Q1.93	\$ 504.44
	Telemán - Secacao	69 kV	Reg. Verapaz	23/08/2017	23:54	23:56	2	descarga	11 a 26	2.84	Q1.93	\$ 10.96
82	Chisec - Sayaxché	69 kV	Reg. Verapaz	29/08/2017	23:01	14:37	936	descarga	410 A 467	7.55	Q1.93	\$ 13,638.92
83	Santa Elena - Matanzas	69 kV	Reg. Verapaz	29/08/2017	17:44	17:55	11	descarga	1 a 35	3.52	Q1.93	\$ 74.73
84	Matanzas - Cafetal	69 kV	Reg. Verapaz	29/08/2017	17:44	17:53	19	descarga	1 a 81	4.26	Q1.93	\$ 156.21
85	Santa Teresa - Telemán	69 kV	Reg. Verapaz	5/09/2017	17:48	-	-	descarga	-	4.64	Q1.93	\$ -
86	Chisec - Raxha	69 kV	Reg. Verapaz	7/09/2017	22:50	23:04	14	descarga	376 a 411	6.63	Q1.93	\$ 179.14
87	Cobán - Visión del Águila	69 kV	Reg. Verapaz	15/09/2017	15:05	15:13	8	árbol	47 a 83	4.43	Q1.93	\$ 68.40
88	Visión del Águila - Chisec	69 kV	Reg. Verapaz	20/09/2017	21:49	02:54	5	árbol	180 a 202	5.32	Q1.93	\$ 51.34
89	Visión del Águila - Chisec	69 kV	Reg. Verapaz	27/09/2017	17:47	17:51	4	árbol	180 a 210	5.32	Q1.93	\$ 41.07
90	San Julián - Santa Teresa	69 kV	Reg. Verapaz	27/09/2017	20:08	20:13	5	árbol	21 a 51	3.12	Q1.93	\$ 30.11
91	Santa Teresa - Telemán	69 kV	Reg. Verapaz	29/09/2017	17:51	17:59	8	descarga	147 a 177	4.64	Q1.93	\$ 71.64
92	Chisec - Raxha	69 kV	Reg. Verapaz	9/10/2017	19:11	06:42	691	descarga	258 a 300	6.63	Q1.93	\$ 8,841.97
93	Raxha - Playa Grande	69 kV	Reg. Verapaz	12/10/2017	10:33	11:12	39	descarga	481 a 528	7.47	Q1.93	\$ 562.27
94	Cobán - Visión del Águila	69 kV	Reg. Verapaz	5/12/2017	13:23	13:29	6	descarga	22 a 78	4.43	Q1.96	\$ 52.10
95	La Ruidosa - Río Dulce	69 kV	Reg. Norte	21/01/2017	14:55	14:56	1	descarga	200 a la 230	7.71	Q2.03	\$ 15.65
96	Río Dulce - El Estor	69 kV	Reg. Norte	23/01/2017	01:12	01:15	3	descarga	70 a la 90	7.19	Q2.03	\$ 43.79
97	La Ruidosa - Río Dulce	69 kV	Reg. Norte	26/01/2017	03:06	03:07	1	descarga	70 a la 90	7.71	Q2.03	\$ 15.65
98	La Ruidosa - Río Dulce	69 kV	Reg. Norte	30/01/2017	03:07	03:07	-	descarga	No aplica	7.71	Q2.03	\$ -
99	Río Dulce - El Estor	69 kV	Reg. Norte	3/02/2017	22:11	22:14	3	descarga	80 a la 120	7.19	Q2.04	\$ 44.00
100	Oxec - Telemán	69 kV	Reg. Norte	4/02/2017	08:22	08:26	4	descarga	160 a la 190	7.42	Q2.04	\$ 60.55
101	Potún - Ixpanpajul	69 kV	Reg. Norte	6/02/2017	10:24	11:51	87	descarga	440 a la 480	6.96	Q2.04	\$ 1,235.26
102	Oxec - Telemán	69 kV	Reg. Norte	9/02/2017	17:52	17:54	2	descarga	325 a la 360	7.42	Q2.04	\$ 30.27
103	Oxec - Telemán	69 kV	Reg. Norte	9/02/2017	18:04	18:06	2	descarga	325 a la 360	7.42	Q2.04	\$ 30.27
104	Oxec - Telemán	69 kV	Reg. Norte	10/02/2017	18:45	18:46	1	descarga	135 a la 155	7.42	Q2.04	\$ 15.14
105	Río Dulce - El Estor	69 kV	Reg. Norte	15/02/2017	10:12	10:18	6	descarga	110 a la 139	7.19	Q2.04	\$ 88.01
106	Oxec - Telemán	69 kV	Reg. Norte	2/03/2017	13:12	22:12	540	descarga	300 a la 420	7.42	Q2.03	\$ 8,133.80
107	Río Dulce - El Estor	69 kV	Reg. Norte	20/03/2017	09:28	09:30	2	descarga	40 a la 70	7.19	Q2.03	\$ 29.19
108	El Estor - Oxec	69 kV	Reg. Norte	27/04/2017	10:26	10:30	4	descarga	130 a la 140	Q1.93	\$ 57.28	
109	La Ruidosa - Río Dulce	69 kV	Reg. Norte	29/04/2017	17:48	17:49	1	descarga	210 a la 240	7.71	Q1.93	\$ 14.88
110	La Ruidosa - Río Dulce	69 kV	Reg. Norte	7/05/2017	16:07	16:10	3	descarga	220 a la 280	7.71	Q1.93	\$ 44.64
111	Oxec - Oxec	69 kV	Reg. Norte	15/06/2017	11:52	11:54	2	descarga	110 a la 140	7.42	Q1.92	\$ 28.49
112	Río Dulce - El Estor	69 kV	Reg. Norte	27/06/2017	20:11	12:48	997	descarga	140 a la 160	7.19	Q1.92	\$ 13,763.39
113	Potún - Ixpanpajul	69 kV	Reg. Norte	28/06/2017	13:06	13:10	4	descarga	560 a la 646	6.96	Q1.92	\$ 53.45

Continuación del apéndice 4.

11	La Ruidosa -		Reg.							Retroexcava		
3	Río Dulce	69 kV	Norte	4/07/2017	05:48	05:52	4	aislamiento	65 a la	dora derivó	Q1.92	\$ 59.21
11	Oxec -		Reg.							árboles.		
4	Telemán	69 kV	Norte	5/07/2017	10:31	10:33	2	árbol		70 a la 100	7.42	Q1.92 \$ 28.49
11	Potún -		Reg.									
5	Ixpanpajul	69 kV	Norte	6/07/2017	09:17	09:21	4	descarga		450 a la 550	6.96	Q1.92 \$ 53.45
11	El Estor - Oxec	69 kV	Reg.									
6			Norte	14/07/2017	12:15	12:21	6	descarga		125 a la 214	7.42	Q1.92 \$ 85.48
11	El Estor - Oxec	69 kV	Reg.									
7			Norte	20/07/2017	17:38	17:41	3	descarga	175 a		Q1.92	\$ 42.74
11	Oxec -		Reg.						No			
8	Telemán	69 kV	Norte	20/07/2017	23:35	23:35	-	descarga	aplica		Q1.92	\$ -
11	La Ruidosa -		Reg.									
9	Río Dulce	69 kV	Norte	27/07/2017	16:43	16:45	2	árbol		60 a la 100	7.71	Q1.92 \$ 29.61
12	Oxec -		Reg.									
0	Telemán	69 kV	Norte	28/07/2017	23:48	23:51	3	tormenta /		25 a la 45	7.42	Q1.92 \$ 42.74
12	Oxec -		Reg.									
1	Telemán	69 kV	Norte	30/07/2017	05:05	05:07	2	descarga		35 a la 55	7.42	Q1.92 \$ 28.49
12	La Ruidosa -		Reg.									
2	Río Dulce	69 kV	Norte	5/08/2017	02:17	09:10	413	aislamiento		165 a la 213	7.71	Q1.93 \$ 6,145.56
12	El Estor - Oxec	69 kV	Reg.									
3			Norte	13/08/2017	23:07	23:15	8	aislamiento		50 a la 90	7.42	Q1.93 \$ 114.56
12	El Estor - Oxec	69 kV	Reg.									
4			Norte	18/08/2017	10:56	11:02	6	descarga		220 a la 270	7.42	Q1.93 \$ 85.92
12	El Estor - Oxec	69 kV	Reg.									
5			Norte	18/08/2017	11:51	12:00	9	tormenta /		220 a la 270	7.42	Q1.93 \$ 128.89
12	Potún -		Reg.									
6	Ixpanpajul	69 kV	Norte	20/08/2017	15:39	15:41	2	árbol		240 a la 280	6.96	Q1.93 \$ 26.87
12	La Ruidosa -		Reg.									
7	Río Dulce	69 kV	Norte	20/08/2017	17:37	17:38	1	árbol		80 a la 120	7.71	Q1.93 \$ 14.88
12	La Ruidosa -		Reg.									
8	Río Dulce	69 kV	Norte	23/08/2017	13:46	13:47	1	descarga		140 a la 195	7.71	Q1.93 \$ 14.88
12	Río Dulce - El		Reg.									
9	Estor	69 kV	Norte	24/08/2017	05:34	16:42	668	Falsa		05 a la 40	7.19	Q1.93 \$ 9,269.64
13	El Estor - Oxec	69 kV	Reg.									
0			Norte	2/09/2017	20:26	20:29	3	aves y		190 a la 220	7.42	Q1.93 \$ 42.96
13	Río Dulce -		Reg.									
1	Potún	69 kV	Norte	8/09/2017	10:45	10:50	5	descarga		230 a la 250	5.59	Q1.93 \$ 53.94
13	Oxec -		Reg.									
2	Telemán	69 kV	Norte	13/09/2017	21:53	21:54	1	maquinaria		25 a la 40	7.42	Q1.93 \$ 14.32
13	Oxec -		Reg.									
2	Telemán	69 kV	Norte	14/09/2017	07:41	07:42	1	descarga		25 a la 40	7.42	Q1.93 \$ 14.32
13	La Ruidosa -		Reg.									
3	Río Dulce	69 kV	Norte	16/09/2017	00:17	00:18	1	aves y		60 a la 75	7.71	Q1.93 \$ 14.88
13	La Ruidosa -		Reg.									
4	Río Dulce	69 kV	Norte	18/09/2017	00:41	00:44	3	descarga		100 a la 150	7.71	Q1.93 \$ 44.64
13	La Ruidosa -		Reg.									
5	Río Dulce	69 kV	Norte	24/09/2017	09:38	09:39	1	árbol		215 a la 240	7.71	Q1.93 \$ 14.88
13	Río Dulce - El		Reg.									
6	Estor	69 kV	Norte	24/09/2017	20:14	20:17	3	árbol		100 a la 125	7.19	Q1.93 \$ 41.63
13	La Ruidosa -		Reg.									
7	Río Dulce	69 kV	Norte	4/10/2017	19:10	19:11	1	aislamiento		50 a la 90	7.71	Q1.93 \$ 14.88
13	Río Dulce - El		Reg.									
8	Estor	69 kV	Norte	10/10/2017	13:25	18:27	2	aislamiento		05 a la 20	7.19	Q1.93 \$ 27.75
13	El Estor - Oxec	69 kV	Reg.									
9			Norte	11/10/2017	06:22	06:24	2	aves y		30 a la 70	7.42	Q1.93 \$ 28.64
14	El Estor - Oxec	69 kV	Reg.						No			
0			Norte	14/10/2017	10:37	10:37	-	vandalismo /	aplica		Q1.93	\$ -
14	El Estor - Oxec	69 kV	Reg.									
1			Norte	18/10/2017	12:27	12:34	7	descarga		40 a la 100	7.42	Q1.93 \$ 100.24
14	La Ruidosa -		Reg.									
2	Río Dulce	69 kV	Norte	23/10/2017	11:50	11:52	2	descarga	120 a	Ninguna.	Q1.93	\$ 29.76
14	La Ruidosa -		Reg.									
3	Río Dulce	69 kV	Norte	24/10/2017	17:59	18:00	1	descarga		120 a la 160	7.71	Q1.93 \$ 14.88
14	La Ruidosa -		Reg.									
4	Río Dulce	69 kV	Norte	25/10/2017	15:01	15:02	1	tormenta /	100 a		Q1.93	\$ 14.88
14	Río Dulce -		Reg.									
5	Poptún	69 kV	Norte	3/11/2017	20:13	20:16	3	descarga		425 a la 495	5.59	Q1.93 \$ 32.37
14	Río Dulce -		Reg.									
6	Poptún	69 kV	Norte	15/11/2017	11:58	21:55	597	árbol		65 a la 90	5.59	Q1.93 \$ 6,440.85
14	La Ruidosa -		Reg.									
7	Río Dulce	69 kV	Norte	22/11/2017	12:58	13:00	2	vandalismo /		220 a la 275	7.71	Q1.93 \$ 29.76
14	Río Dulce -		Reg.									
8	Poptún	69 kV	Norte	25/11/2017	06:29	06:31	3	tormenta /	60 a la		Q1.93	\$ 32.37
14	Río Dulce -		Reg.									
9	Poptún	69 kV	Norte	25/11/2017	09:03	10:58	115	huracán	60 a la		Q1.93	\$ 1,240.70
15	Río Dulce - El		Reg.									
0	Estor	69 kV	Norte	6/12/2017	10:52	10:53	1	árbol		275 a la 300	7.19	Q1.96 \$ 14.09
15	Río Dulce - El		Reg.									
1	Estor	69 kV	Norte	6/12/2017	18:56	18:57	1	árbol		275 a la 300	7.19	Q1.96 \$ 14.09
15	La Ruidosa -		Reg.									
2	Río Dulce	69 kV	Norte	20/12/2017	13:28	13:29	1	árbol		135 a la 180	7.71	Q1.96 \$ 15.11
											\$ 153,781.58	

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 5. Causa de fallas por fecha

CAUSAS DE FALLA POR FECHA DE OCURRENCIA					
fecha	causa 2020	Fecha	causa 2018	Fecha	causa 2017
23/01/2020	Aislamiento	26/03/2018	Aislamiento	24/09/2017	Aislamiento
6/02/2020	Aislamiento	31/03/2018	Aislamiento	20/07/2017	Aislamiento
8/03/2020	Aislamiento	19/04/2018	Aislamiento	14/03/2017	Aislamiento
7/05/2020	Aislamiento	22/04/2018	Aislamiento	24/08/2017	Aislamiento
7/05/2020	Aislamiento	22/04/2018	Aislamiento	29/08/2017	Aislamiento
19/05/2020	Aislamiento	22/04/2018	Aislamiento	24/09/2017	Aislamiento
25/05/2020	Aislamiento	22/04/2018	Aislamiento	5/10/2017	Aislamiento
1/06/2020	Aislamiento	9/05/2018	Aislamiento	5/10/2017	Aislamiento
18/06/2020	Aislamiento	17/06/2018	Aislamiento	4/05/2017	Árbol
22/06/2020	Aislamiento	21/06/2018	Aislamiento	18/08/2017	Árbol
22/06/2020	Aislamiento	21/06/2018	Aislamiento	11/10/2017	Árbol
29/06/2020	Aislamiento	30/07/2018	Aislamiento	10/02/2017	Árbol
2/07/2020	Aislamiento	25/08/2018	aislamiento	2/03/2017	Árbol
12/07/2020	Aislamiento	10/09/2018	aislamiento	21/04/2017	Árbol
25/08/2020	Aislamiento	11/09/2018	Aislamiento	25/04/2017	Árbol
5/09/2020	Aislamiento	11/09/2018	Aislamiento	11/06/2017	Árbol
14/09/2020	Aislamiento	12/01/2018	Árbol	25/07/2017	Árbol
21/09/2020	Aislamiento	16/01/2018	Árbol	18/08/2017	Árbol
22/09/2020	Aislamiento	30/01/2018	Árbol	29/09/2017	Árbol
12/01/2020	Árbol	24/02/2018	Árbol	15/01/2017	Árbol
24/01/2020	Árbol	9/03/2018	Árbol	28/02/2017	Árbol
27/02/2020	Árbol	13/03/2018	Árbol	5/04/2017	Árbol
4/03/2020	Árbol	18/03/2018	Árbol	22/04/2017	Árbol
5/03/2020	Árbol	29/03/2018	Árbol	10/06/2017	Árbol
14/03/2020	Árbol	10/04/2018	Árbol	5/07/2017	Árbol
13/04/2020	Árbol	15/04/2018	Árbol	6/07/2017	Árbol
17/04/2020	Árbol	15/04/2018	Árbol	21/01/2017	Árbol
26/04/2020	Árbol	15/04/2018	Árbol	23/01/2017	Árbol
15/05/2020	Árbol	22/04/2018	Árbol	26/01/2017	Árbol
25/05/2020	Árbol	2/05/2018	Árbol	22/02/2017	Árbol
31/05/2020	Árbol	9/05/2018	Árbol	1/07/2017	Árbol
3/06/2020	Árbol	17/05/2018	Árbol	4/07/2017	Árbol
6/06/2020	Árbol	27/05/2018	Árbol	15/08/2017	Árbol
7/06/2020	Árbol	31/05/2018	Árbol	17/08/2017	Árbol
8/06/2020	Árbol	31/05/2018	Árbol	8/09/2017	Árbol
10/06/2020	Árbol	21/06/2018	Árbol	13/09/2017	Árbol
14/06/2020	Árbol	23/06/2018	Árbol	14/09/2017	Árbol
15/06/2020	Árbol	1/07/2018	Árbol	15/09/2017	Árbol
16/06/2020	Árbol	2/07/2018	Árbol	16/09/2017	Árbol
17/06/2020	Árbol	2/07/2018	Árbol	24/09/2017	Árbol
22/06/2020	Árbol	30/07/2018	Árbol	10/10/2017	Árbol
22/06/2020	Árbol	3/09/2018	Árbol	14/07/2017	Árbol
23/06/2020	Árbol	6/09/2018	Árbol	2/09/2017	Árbol
23/06/2020	Árbol	11/09/2018	Árbol	25/07/2017	Árbol
24/06/2020	Árbol	21/01/2018	aves y mamíferos	15/02/2017	Árbol
7/07/2020	Árbol	31/01/2018	aves y mamíferos	12/07/2017	Árbol
9/07/2020	Árbol	7/03/2018	aves y mamíferos	4/02/2017	Árbol
15/07/2020	Árbol	29/03/2018	aves y mamíferos	6/02/2017	Árbol
23/07/2020	Árbol	6/04/2018	aves y mamíferos	13/03/2017	Árbol
23/07/2020	Árbol	10/04/2018	aves y mamíferos	16/10/2017	aves y mamíferos
12/08/2020	Árbol	11/04/2018	aves y mamíferos	5/09/2017	aves y mamíferos
21/08/2020	Árbol	15/05/2018	aves y mamíferos	13/03/2017	Descarga
28/08/2020	Árbol	17/06/2018	aves y mamíferos	26/03/2017	Descarga
30/08/2020	Árbol	17/06/2018	aves y mamíferos	30/04/2017	Descarga
31/08/2020	Árbol	25/01/2018	Descarga	7/05/2017	Descarga
3/09/2020	Árbol	25/01/2018	Descarga	12/05/2017	Descarga
4/09/2020	Árbol	26/01/2018	Descarga	6/06/2017	Descarga
7/09/2020	Árbol	27/02/2018	Descarga	9/07/2017	Descarga
8/09/2020	Árbol	22/03/2018	Descarga	13/07/2017	Descarga
9/09/2020	Árbol	11/04/2018	Descarga	18/10/2017	Descarga
1/01/2020	aves y mamíferos	26/04/2018	Descarga	29/04/2017	Descarga
2/01/2020	aves y mamíferos	2/05/2018	Descarga	1/06/2017	Descarga
6/01/2020	aves y mamíferos	2/05/2018	Descarga	2/06/2017	Descarga

Continuación del apéndice 5.

CAUSAS DE FALLA POR FECHA DE OCURRENCIA					
fecha	causa 2020	Fecha	causa 2018	Fecha	causa 2017
9/02/2020	aves y mamíferos	2/05/2018	Descarga	27/06/2017	Descarga
15/02/2020	aves y mamíferos	2/05/2018	Descarga	27/06/2017	Descarga
30/03/2020	aves y mamíferos	2/05/2018	Descarga	30/07/2017	Descarga
4/04/2020	aves y mamíferos	13/05/2018	Descarga	30/07/2017	Descarga
22/04/2020	aves y mamíferos	14/05/2018	Descarga	9/10/2017	Descarga
26/04/2020	aves y mamíferos	15/05/2018	Descarga	3/02/2017	Descarga
27/04/2020	aves y mamíferos	19/05/2018	Descarga	23/04/2017	Descarga
10/05/2020	aves y mamíferos	24/05/2018	Descarga	20/05/2017	Descarga
11/05/2020	aves y mamíferos	29/05/2018	Descarga	22/05/2017	Descarga
15/05/2020	aves y mamíferos	13/06/2018	Descarga	22/05/2017	Descarga
8/06/2020	aves y mamíferos	14/06/2018	Descarga	24/05/2017	Descarga
23/06/2020	aves y mamíferos	16/06/2018	Descarga	6/06/2017	Descarga
20/07/2020	aves y mamíferos	16/06/2018	Descarga	6/06/2017	Descarga
2/08/2020	aves y mamíferos	17/06/2018	Descarga	8/06/2017	Descarga
26/08/2020	aves y mamíferos	19/06/2018	Descarga	11/06/2017	Descarga
31/08/2020	aves y mamíferos	23/06/2018	Descarga	15/06/2017	Descarga
3/09/2020	aves y mamíferos	26/06/2018	Descarga	24/06/2017	Descarga
3/09/2020	aves y mamíferos	1/07/2018	Descarga	28/06/2017	Descarga
8/09/2020	aves y mamíferos	9/07/2018	Descarga	29/06/2017	Descarga
26/02/2020	Descarga	9/07/2018	Descarga	12/07/2017	Descarga
18/03/2020	Descarga	9/07/2018	Descarga	28/07/2017	Descarga
29/04/2020	Descarga	10/07/2018	Descarga	29/07/2017	Descarga
17/05/2020	Descarga	17/07/2018	Descarga	31/07/2017	Descarga
21/05/2020	Descarga	18/07/2018	Descarga	5/08/2017	Descarga
26/05/2020	Descarga	19/07/2018	Descarga	6/08/2017	Descarga
28/05/2020	Descarga	19/07/2018	Descarga	7/08/2017	Descarga
29/05/2020	Descarga	28/07/2018	Descarga	9/08/2017	Descarga
5/06/2020	Descarga	31/07/2018	Descarga	9/08/2017	Descarga
11/06/2020	Descarga	31/07/2018	Descarga	13/08/2017	Descarga
14/06/2020	Descarga	1/08/2018	Descarga	20/08/2017	Descarga
14/06/2020	Descarga	6/08/2018	Descarga	20/08/2017	Descarga
23/06/2020	Descarga	6/08/2018	Descarga	23/08/2017	Descarga
2/07/2020	Descarga	6/08/2018	Descarga	28/08/2017	Descarga
4/07/2020	Descarga	6/08/2018	Descarga	29/08/2017	Descarga
7/07/2020	Descarga	6/08/2018	Descarga	29/08/2017	Descarga
14/07/2020	Descarga	6/08/2018	Descarga	31/08/2017	Descarga
17/07/2020	Descarga	7/08/2018	Descarga	20/09/2017	Descarga
21/07/2020	Descarga	18/08/2018	Descarga	24/09/2017	Descarga
23/07/2020	Descarga	19/08/2018	Descarga	27/09/2017	Descarga
26/07/2020	Descarga	20/08/2018	Descarga	28/09/2017	Descarga
30/07/2020	Descarga	21/08/2018	Descarga	4/10/2017	Descarga
5/08/2020	Descarga	22/08/2018	Descarga	10/10/2017	Descarga
5/08/2020	Descarga	25/08/2018	Descarga	12/10/2017	Descarga
7/08/2020	Descarga	26/08/2018	Descarga	30/04/2017	Descarga
14/08/2020	Descarga	26/08/2018	Descarga	18/09/2017	Descarga
16/08/2020	Descarga	28/08/2018	Descarga	27/09/2017	Descarga
17/08/2020	Descarga	28/08/2018	Descarga	13/05/2017	Descarga
17/08/2020	Descarga	2/09/2018	Descarga	25/06/2017	Descarga
19/08/2020	Descarga	3/09/2018	Descarga	23/08/2017	Descarga
24/08/2020	Descarga	3/09/2018	Descarga	13/06/2017	Descarga
4/09/2020	Descarga	5/09/2018	Descarga	3/09/2017	Descarga
9/09/2020	Descarga	6/09/2018	Descarga	30/01/2017	Falsa alarma
15/09/2020	Descarga	8/09/2018	Descarga	14/10/2017	Falsa alarma
15/09/2020	Descarga	8/09/2018	Descarga	5/09/2017	Falsa alarma
16/09/2020	Descarga	11/09/2018	Descarga	23/10/2017	maquinaria pesada
25/09/2020	Descarga	11/09/2018	Descarga	15/03/2017	maquinaria pesada
25/09/2020	Descarga	19/04/2018	Falsa alarma	27/04/2017	maquinaria pesada
27/09/2020	Descarga	21/06/2018	Falsa alarma	31/08/2017	maquinaria pesada
14/03/2020	tormenta / huracán	7/08/2018	Falsa alarma	8/01/2017	tormenta / huracán
16/03/2020	tormenta / huracán	23/08/2018	Falsa alarma	10/01/2017	tormenta / huracán
26/04/2020	tormenta / huracán	31/08/2018	Falsa alarma	3/03/2017	tormenta / huracán
7/06/2020	tormenta / huracán	8/09/2018	Falsa alarma	3/03/2017	tormenta / huracán
20/08/2020	tormenta / huracán	23/06/2018	maquinaria pesada	12/05/2017	tormenta / huracán

Continuación del apéndice 5.

CAUSAS DE FALLA POR FECHA DE OCURRENCIA					
fecha	causa 2020	Fecha	causa 2018	Fecha	causa 2017
6/11/2020	tormenta / huracán	27/02/2018	tormenta / huracán	21/06/2017	tormenta / huracán
24/01/2020	Vandalismo / incendio	27/02/2018	tormenta / huracán	18/04/2017	tormenta / huracán
29/01/2020	Vandalismo / incendio	31/03/2018	tormenta / huracán	9/03/2017	tormenta / huracán
10/02/2020	Vandalismo / incendio	22/04/2018	tormenta / huracán	26/05/2017	tormenta / huracán
12/02/2020	Vandalismo / incendio	30/05/2018	tormenta / huracán	11/07/2017	tormenta / huracán
15/02/2020	Vandalismo / incendio	20/06/2018	tormenta / huracán	30/09/2017	tormenta / huracán
21/02/2020	Vandalismo / incendio	1/08/2018	tormenta / huracán	9/10/2017	tormenta / huracán
9/03/2020	Vandalismo / incendio	2/02/2018	Vandalismo / incendio	9/02/2017	tormenta / huracán
11/03/2020	Vandalismo / incendio	2/02/2018	Vandalismo / incendio	9/02/2017	tormenta / huracán
20/03/2020	Vandalismo / incendio	18/02/2018	Vandalismo / incendio	7/09/2017	tormenta / huracán
31/03/2020	Vandalismo / incendio	22/02/2018	Vandalismo / incendio	8/05/2017	Vandalismo / incendio
19/04/2020	Vandalismo / incendio	25/03/2018	Vandalismo / incendio	20/07/2017	Vandalismo / incendio
22/04/2020	Vandalismo / incendio	9/04/2018	Vandalismo / incendio	31/07/2017	Vandalismo / incendio
20/05/2020	Vandalismo / incendio	23/05/2018	Vandalismo / incendio	24/05/2017	Vandalismo / incendio
23/05/2020	Vandalismo / incendio	7/08/2018	Vandalismo / incendio	27/07/2017	Vandalismo / incendio
26/05/2020	Vandalismo / incendio	7/08/2018	Vandalismo / incendio	15/02/2017	Vandalismo / incendio
29/05/2020	Vandalismo / incendio	11/08/2018	Vandalismo / incendio	20/03/2017	Vandalismo / incendio
4/09/2020	Vandalismo / incendio	17/08/2018	Vandalismo / incendio	18/04/2017	Vandalismo / incendio

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 6. Cantidad de fallas por línea de transmisión

Cantidad de fallas por línea de transmisión									
Región	Líneas de transmisión 69 kv	Apertura	Tiempo	Apertura	Tiempo	Apertura	Tiempo	Apertura	Tiempo
		2020	2020	2018	2018	2017	20217	total	total
Centro	La Ruidosa - Genor	0		17	1,011	7	33	24	1,044
Centro	Mayuelas - La Ruidosa	8	1,818	9	1,292	6	256	23	3,366
Centro	Sanarate - El Rancho	3	306	3	5	1	1	7	312
Centro	La Ruidosa - Río Bobos	2	198	3	20	1	3	6	221
Centro	Santa Cruz - Panaluya	0		5	66	0		5	66
Centro	Usumatlán - Teculután	2	311	1	33	1	245	4	589
Centro	Sanarate - Jalapa	1	3	2	8	1	5	4	16
Centro	Guatemala Norte -Novela	0		1	4	2	5	3	9
Centro	Teculután - Santa Cruz	0		2	30	0		2	30
Centro	Guate Norte - Sanarate	2	10	0		0		2	10
Centro	El Rancho - Usumatlán	0		1	1	1	2	2	3
Centro	Panaluya - Mayuelas	1	1,272	0		0		1	1,272
Centro	Guate Norte - KPF	1	332	0		0		1	332
Centro	Río Grande -Quezaltepeque	0		1	4	0		1	4

Continuación del apéndice 6.

Cantidad de fallas por línea de transmisión									
Región	Líneas de transmisión 69 kv	Apertura	Tiempo 2020	Apertura	Tiempo 2018	Apertura	Tiempo 20217	Apertura total	Tiempo total
Norte	La Ruidosa - Río Dulce	7	455	19	455	19	440	45	1,350
Norte	El Estor - Oxec	6	14	7	14	11	50	24	78
Norte	Oxec - Telemán	6	238	6	238	11	558	23	1,034
Norte	Río Dulce - El Estor	2	506	9	506	10	1,686	21	2,698
Norte	Río Dulce - Poptún	5	581	6	581	5	724	16	1,886
Norte	Poptún - Ixpanpajul	2	293	10	293	4	97	16	683
Norte	Libertad 1 - Sayaxché	5		0		0		5	0
Norte	Genor - Puerto Barrios	0		2	25	2	86	4	111
Norte	Ixpanpajul - Libertad 1	1	8	2	8	0		3	16
Norte	La Ruidosa - Genor	2		0		0		2	0
Sur	Los Esclavos - El Progreso	0		13	1,937	24	2,500	37	4,437
Sur	Guate Sur - La Vega	3	6	4	1,664	6	22	13	1,692
Sur	Los Esclavos - Quesada	13	430	0		0		13	430
Sur	El Progreso - Jicaro	1	4	7	25	3	313	11	342
Sur	Costa Sur - Chiquimulilla	0		4	516	0		4	516
Sur	Quesada - El Progreso	3	254	0		0		3	254
Sur	La Pastoría Tap's - La Pastoría	0		1	5	1		2	5
Sur	Jalapa - San Rafael Las Flores	0		1	827	0		1	827
Sur	La Pastoría Tap's - La Vega	0		1	652	0		1	652
Sur	Los Esclavos - La Vega	1	4	0		0		1	4
Verapaz	Visión De Águila - Chisec	15	6,359	8	270	10	95	33	6,724
Verapaz	Chisec - Raaxhá	4	25	7	106	9	790	20	921
Verapaz	Cobán - Visión De Águila	1	173	13	10	6	325	20	508
Verapaz	Telemán - Secacao	1	10	9	600	5	1,401	15	2,011
Verapaz	Santa Teresa - Telemán	4	155	2	32	7	638	13	825
Verapaz	Raaxhá - Playa Grande	2	38	8	149	2	48	12	235
Verapaz	Chisec - Sayaxché	1	2	3	30	1	936	5	968
Verapaz	Cafetal - Matanzas	1	4	2	158	2	182	5	344
Verapaz	Santa Elena - Sanarate	1	1	1	5	2	754	4	760

Continuación del apéndice 6.

Cantidad de fallas por línea de transmisión									
Región	Líneas de transmisión 69 kv	Apertura	Tiempo 2020	Apertura	Tiempo 2018	Apertura	Tiempo 20217	Apertura total	Tiempo total
Verapaz	San Julián - Santa Teresa	1	7	0		2	7	3	14
Verapaz	Cobán - Visión De Águila - Chisec	1	0	2	10	0		3	10
Verapaz	Sanarate - Santa Elena	0		3	5	0		3	5
Verapaz	Cafetal - Tactic	2	204	0	155	0		2	359
Verapaz	Santa Elena - Salamá	1	83	0		1	3	2	86
Verapaz	San Julián - Cobán	1	0	1	6	0		2	6
Verapaz	San Julián - Tactic I	1	276	0		0		1	276
Verapaz	Cafetal - Tactic	0		1	155	0		1	155
Verapaz	Santa Elena - Matanzas	0		0		1	11	1	11
			14,380	197	11,911	164	12,216	475	38,507

Fuente: elaboración propia.