



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

**DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SUBTERRÁNEA PARA
MITIGAR CONTAMINACIÓN VISUAL, MEJORAR LA CONFIABILIDAD Y EVITAR LAS
PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA, EN ZONAS RURALES DE GUATEMALA**

Gerson Ariel Garcia Rodas

Asesorado por el MSc. Ing. Edgar Yanuario Laj Hun

Guatemala, noviembre de 2023

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SUBTERRÁNEA PARA
MITIGAR CONTAMINACIÓN VISUAL, MEJORAR LA CONFIABILIDAD Y EVITAR LAS
PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA, EN ZONAS RURALES DE GUATEMALA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA DIRECCIÓN DE LA
ESCUELA DE ESTUDIOS DE POSTGRADO
POR

GERSON ARIEL GARCIA RODAS

ASESORADO POR EL MSC. ING. EDGAR YANUARIO LAJ HUN

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELÉCTRICO

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2023

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

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

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO a.i.	Ing. José Francisco Gómez Rivera
EXAMINADOR	Ing. Carlos Alberto Navarro Fuentes
EXAMINADOR	Ing. Brian Enrique Chicol Morales
EXAMINADOR	Ing. Edgar Yanuario Laj
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

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:

DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SUBTERRÁNEA PARA MITIGAR CONTAMINACIÓN VISUAL, MEJORAR LA CONFIABILIDAD Y EVITAR LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA, EN ZONAS RURALES DE GUATEMALA

Tema que me fuera asignado por la Dirección de Escuela de Estudios de Postgrado Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica con fecha de agosto de 2021.

Gerson Ariel Garcia Rodas



EEPFI-PP-0064-2022

Guatemala, 12 de enero de 2022

Director
Armando Alonso Rivera Carrillo
Escuela De Ingenieria Mecanica Electrica
Presente.

Estimado Ing. Rivera

Reciba un cordial saludo de la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería.

El propósito de la presente es para informarle que se ha revisado y aprobado el Diseño de Investigación titulado: **DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SUBTERRÁNEA PARA MITIGAR CONTAMINACIÓN VISUAL, MEJORAR LA CONFIABILIDAD Y EVITAR LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA, EN ZONAS RURALES DE GUATEMALA.**, el cual se enmarca en la línea de investigación: **Todas las áreas - Nuevas tecnologías para generación y transmisión de energía eléctrica**, presentado por el estudiante **Gerson Ariel Garcia Rodas** carné número **201313938**, quien optó por la modalidad del "PROCESO DE GRADUACIÓN DE LOS ESTUDIANTES DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA OPCIÓN ESTUDIOS DE POSTGRADO". Previo a culminar sus estudios en la Maestría en ARTES en Gestion De Mercados Electricos Regulados.

Y habiendo cumplido y aprobado con los requisitos establecidos en el normativo de este Proceso de Graduación en el Punto 6.2, aprobado por la Junta Directiva de la Facultad de Ingeniería en el Punto Décimo, Inciso 10.2 del Acta 28-2011 de fecha 19 de septiembre de 2011, firmo y sello la presente para el trámite correspondiente de graduación de Pregrado.

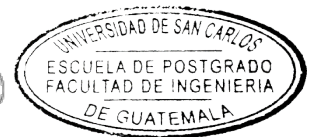
Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"

Mtro. Edgar Yanuario Laj Hun
Asesor(a)

Edgar Yanuario Laj Hun
Ingeniero Electricista
Col.11475

Mtro. Juan Carlos Fuentes Montepeque
Coordinador(a) de Maestría



Mtro. Edgar Darío Alvaréz Cotí
Director
Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería





EEP-EIME-0064-2022

El Director de la Escuela De Ingenieria Mecanica Electrica de la Facultad de Ingenieria de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen del Asesor, el visto bueno del Coordinador y Director de la Escuela de Estudios de Postgrado, del Diseño de Investigación en la modalidad Estudios de Pregrado y Postgrado titulado: **DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SUBTERRÁNEA PARA MITIGAR CONTAMINACIÓN VISUAL, MEJORAR LA CONFIABILIDAD Y EVITAR LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA, EN ZONAS RURALES DE GUATEMALA.**, presentado por el estudiante universitario **Gerson Ariel Garcia Rodas**, procedo con el Aval del mismo, ya que cumple con los requisitos normados por la Facultad de Ingenieria en esta modalidad.

ID Y ENSEÑAD A TODOS

The image shows a handwritten signature in black ink over a circular official stamp. The stamp contains the text: "UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA", "DIRECCIÓN ESCUELA DE INGENIERIA MECANICA ELECTRICA", and "FACULTAD DE INGENIERIA".

Mtro. Armando Alonso Rivera Carrillo
Director
Escuela De Ingenieria Mecanica Electrica

Guatemala, enero de 2022



USAC
TRICENTENARIA
Universidad de San Carlos de Guatemala

Decanato
Facultad e Ingeniería

24189101- 24189102

LNG.DECANATO.OIE.132.2023

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SUBTERRÁNEA PARA MITIGAR CONTAMINACIÓN VISUAL, MEJORAR LA CONFIABILIDAD Y EVITAR LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA, EN ZONAS RURALES DE GUATEMALA.**, presentado por: **Gerson Ariel Garcia Rodas** después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:

Firmado electrónicamente por: José Francisco Gómez Rivera
Motivo: Orden de impresión
Fecha: 08/11/2023 18:35:44
Lugar: Facultad de Ingeniería, USAC.

Ing. José Francisco Gómez Rivera
Decano a.i.



Guatemala, noviembre de 2023

Para verificar validez de documento ingrese a <https://www.ingenieria.usac.edu.gt/firma-electronica/consultar-documento>

Tipo de documento: Correlativo para orden de impresión Año: 2023 Correlativo: 132 CUI: 2156905320101

Escuelas: Ingeniería Civil, Ingeniería Mecánica Industrial, Ingeniería Química, Ingeniería Mecánica Eléctrica, - Escuela de Ciencias, Regional de Ingeniería Sanitaria y Recursos Hidráulicos (ERIS). Postgrado Maestría en Sistemas Mención Ingeniería Vial. Carreras: Ingeniería Mecánica, Ingeniería Electrónica, Ingeniería en Ciencias y Sistemas. Licenciatura en Matemática. Licenciatura en Física. Centro de Estudios Superiores de Energía y Minas (CESEM). Guatemala, Ciudad

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Por su gracia y su favor mostrados hacia mi cada día de mi vida.
- Mis padres** Cipriano Garcia y Brenda Rodas, quienes siempre han sido un pilar en mi vida y han luchado por mi bienestar.
- Mi hermano** Axel Garcia, por su apoyo y por ser más que un hermano, un amigo.
- Mis amigos** Por ser personas que siempre han buscado mi bienestar y por su amistad incondicional.

AGRADECIMIENTOS A:

El pueblo de Guatemala	Por la oportunidad de acceder a educación superior de manera gratuita.
Universidad de San Carlos de Guatemala	Por permitir mi formación académica de nivel superior.
Facultad de Ingeniería	Por dotarme de herramientas para ser competitivo en el ámbito laboral y ser participe en el desarrollo de Guatemala.
Mi asesor	Por compartir su conocimiento sin egoísmo y por su gran disposición a ayudarme.
Familia en general	Por ser entes de apoyo y motivación constante.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	VII
LISTA DE SÍMBOLOS	IX
GLOSARIO	XI
RESUMEN.....	XIII
1. INTRODUCCIÓN	1
2. ANTECEDENTES	5
2.1. Costo de las conexiones ilegales según ASIES	5
2.2. Costo beneficio de línea eléctricas subterráneas según una investigación del paisaje.....	6
2.3. Distribución rural subterránea.....	6
2.4. Aéreas vs. subterráneas, costo – beneficio de las redes de distribución bajo tormentas de aire	7
2.5. Modelo de evaluación de la topología del diseño de electrificación residencial.....	8
3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	9
3.1. Contexto general	9
3.2. Descripción del problema	9
3.3. Formulación del problema	9
3.3.1. Pregunta central	10
3.3.2. Preguntas auxiliares	10
3.4. Delimitación del problema	10

4.	JUSTIFICACIÓN.....	13
5.	OBJETIVOS.....	15
5.1.	General	15
5.2.	Específicos.....	15
6.	NECESIDADES POR CUBRIR Y ESQUEMA DE SOLUCIÓN	17
7.	MARCO TEÓRICO	19
7.1.	Distribución eléctrica	19
7.1.1.	Elementos de una red de distribución eléctrica	20
7.1.1.1.	Subestaciones receptoras secundarias	20
7.1.1.2.	Circuitos primarios.....	20
7.1.1.3.	Transformadores de distribución	21
7.1.2.	Clasificación de los sistemas de distribución.....	21
7.1.2.1.	Tipos de construcción de sistemas de distribución eléctrica	21
7.1.2.1.1.	Redes de distribución aéreas	21
7.1.2.1.2.	Redes de distribución subterráneas	23
7.1.2.1.3.	Redes de distribución mixtas.....	24
7.1.3.	Redes de distribución por ubicación geográfica	24
7.1.3.1.	Redes de distribución urbanas	24
7.1.3.2.	Redes de distribución rurales	25
7.1.4.	Redes de distribución por tipo de carga	26
7.2.	Distribución eléctrica en Guatemala.....	28

7.2.1.	Reseña histórica de la empresa eléctrica de Guatemala	30
7.2.2.	Reseña histórica de ENERGUATE	31
7.2.3.	Reseña histórica de Instituto Nacional de Electrificación (INDE).....	31
7.3.	Electrificación Rural en Guatemala	33
7.3.1.	Estructura del sector eléctrico relacionada a la electrificación rural en Guatemala	33
7.3.1.1.	Ministerio de Energía y Minas (MEM)	33
7.3.1.2.	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.....	34
7.3.1.3.	Instituto Nacional de Electrificación.	36
7.4.	EIA (estudios de impacto ambiental)	38
7.4.1.	EIA en Guatemala	39
7.4.2.	Instrumentos predictivos.....	40
7.4.3.	Instrumentos correctivos.....	40
7.4.4.	Guías ambientales.....	41
7.5.	Instalaciones de distribución primarias subterráneas	41
7.5.1.	Confiabilidad de líneas de distribución en el interior del país	43
7.5.2.	Impacto visual de las líneas aéreas.....	50
7.6.	Especificaciones técnicas de instalaciones de distribución subterráneas	51
7.6.1.	Criterios de diseño.....	51
7.6.2.	Características de los equipos a utilizar	52
7.6.3.	Tipos de redes subterráneas	53
7.6.4.	Tubería	53
7.6.5.	Dimensiones de zanjas.....	53

7.6.6.	Conductores	54
7.6.7.	Transformadores	55
7.6.8.	Cajas de registro	55
7.6.9.	Configuraciones de las redes subterráneas	56
7.6.10.	Otros elementos de las redes subterráneas.....	56
8.	PROPUESTA DE ÍNDICE DE CONTENIDOS	57
9.	METODOLOGÍA	61
9.1.	Características del estudio	61
9.1.1.	Enfoque	61
9.1.2.	Alcance.....	61
9.1.3.	Diseño	62
9.2.	Unidades de análisis	62
9.3.	Variables	63
9.4.	Fases del estudio	64
9.4.1.	Fase 1: exploración bibliográfica	64
9.4.2.	Fase 2: determinar el nivel de confiabilidad de las líneas de distribución subterráneas sobre las instalaciones de distribución aéreas.....	65
9.4.3.	Fase 3: determinar los aspectos a considerar para que las líneas eléctricas subterráneas coadyuven a mitigar las conexiones ilegales	66
9.4.4.	Calcular el costo de implementación de una red de distribución subterránea	67
9.5.	Resultados esperados.....	68
10.	TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN	71
10.1.	Instrumentos ambientales	71
10.2.	Retorno de inversión (ROI)	72

10.3.	Estadística descriptiva	72
10.4.	Estadística inferencial.....	73
11.	CRONOGRAMA.....	75
12.	FACTIBILIDAD DEL ESTUDIO	77
	REFERENCIAS	79
	APÉNDICES	83

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

Figura 1.	Esquema de solución.....	18
Figura 2.	Regiones a las que presta el servicio de distribución cada empresa.....	29
Figura 3.	Diagrama institucional del MEM	34
Figura 4.	Responsabilidades de la CNEE	35
Figura 5.	Diagrama institucional de la CNEE.....	36
Figura 6.	Diagrama organizacional del INDE.....	37
Figura 7.	Estructura del sector eléctrico para la electrificación	38
Figura 8.	Categorías de instrumentos ambientales.....	41
Figura 9.	Histórico de FMIK para usuario urbano interno	44
Figura 10.	Histórico de FMIK para usuario rural interno.	44
Figura 11.	Histórico de TTIK para usuario urbano interno	45
Figura 12.	Histórico de TTIK para usuario rural interno	45
Figura 13.	Cantidad de interrupciones de larga duración en el año 2020.....	46
Figura 14.	Interrupciones de larga duración por distribuidor 2020	47
Figura 15.	Causas de interrupción por fuerza mayor, EEGSA.....	48
Figura 16.	Causas de interrupción por fuerza mayor, DEOCSA.....	49
Figura 17.	Causas de interrupción por fuerza mayor, DEORSA.....	50

TABLAS

Tabla 1.	Variables	63
Tabla 2.	Tipo de variables	64
Tabla 3.	Resultados esperados.....	68
Tabla 4.	Cronograma de actividades.....	75
Tabla 5.	Recursos para utilizar.....	78

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
H	Altura
A	Amperios
CO₂	Dióxido de carbono
\$	Dólares americanos
Hz	Hercio
h	Horas
Km	Kilómetros
kW	Kilovatio
kV	Kilovoltio
MW	Megavatio
MWh	Megavatio hora
m	Metros
Q	Quetzales

GLOSARIO

AMM	Administrador del Mercado Mayorista.
ANAM	Asociación Nacional de Municipalidades de la República de Guatemala.
ASIES	Asociación de Investigación y Estudios Sociales.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
DEOCSA	Distribuidora de Energía Eléctrica de Occidente Sociedad Anónima.
DEORSA	Distribuidora de Energía Eléctrica de Oriente Sociedad Anónima.
EEGSA	Empresa Eléctrica de Guatemala Sociedad Anónima.
INDE	Instituto Nacional De Electrificación.
MARN	Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales.
MEM	Ministerio de Energía y Minas.
NTSD	Norma Técnica del Servicio de Distribución.

UPE

Unidad de Propiedad Estándar.

RESUMEN

Este estudio busca establecer una nueva perspectiva para la apreciación de las líneas de distribución primarias subterráneas como una alternativa que sea atractiva y sostenible para la construcción de sistemas de distribución primarios en las zonas rurales y que propicien el desarrollo sin impactar de manera negativa al ambiente. Los puntos clave que se consideran en esta investigación y que se utilizan para definir si una instalación de distribución subterránea es una alternativa factible serán: Alta confiabilidad en el suministro, bajo nivel de impacto visual, disminución de pérdidas no técnicas en las líneas de distribución por conexiones ilegales y que al ponderar dichos aspectos se justifique la alta inversión inicial que una red subterránea representa. Al comparar la tipología de las redes de distribución existentes con la nueva tipología propuesta, factores como altos costos de mantenimiento a la red, baja disponibilidad y confiabilidad, altos índices de conexiones ilegales también se considerarán dentro del estudio.

Las variables descritas se cuantificarán a través de distintas metodologías de investigación, tales como encuestas, herramientas de diagnóstico ambiental, un panel foro con expertos del área de distribución y un análisis del costo beneficio para determinar la factibilidad económica de una instalación de distribución subterráneas en zonas rurales del país. Se determinará el nivel de confiabilidad de una red primaria de distribución subterránea, el nivel de contaminación visual y las pérdidas no técnicas de energía de la topología y que, al ponderar dichos aspectos, estos justifiquen la implementación de una red subterránea en lugar de una aérea.

1. INTRODUCCIÓN

Guatemala es un país en vías de desarrollo y en el que el subsector eléctrico ha crecido de manera constante desde que se modificó la regulación de este. Sin embargo, aunque los porcentajes de electrificación han crecido significativamente en todo el territorio nacional, hay elementos de en las redes de distribución que pueden ser mejoradas, no solo para que se cumpla con el objetivo de llevar energía eléctrica a toda la república, sino que los proyectos que se implementan sean sostenibles.

Actualmente en Guatemala los circuitos de distribución primarios en Guatemala son en su mayoría aéreos y dicha tipología de la red de distribución parece inamovible de cara al futuro. Las redes eléctricas subterráneas parecen una utopía en nuestro país debido a que hay mucha desinformación respecto a los beneficios que estas pueden ofrecer y a priori se catalogan como redes eléctricas de alto costo. Además, la baja exigencia a las empresas que distribuyen electricidad en Guatemala en cuanto a la innovación y en cuanto al respeto que estas deben tener en cuanto a que los proyectos que desarrollan no solo sean confiables, sino que también sean sostenibles en el tiempo.

Del concepto de sostenibilidad en la actualidad las empresas distribuidoras existentes en Guatemala solo se preocupan por el aspecto económico y por lo tanto los proyectos que diseñan y llevan a cabo no consideran los otros 2 conceptos que son: el impacto ambiental y el impacto social. Se conoce que para la implementación de redes de distribución aéreas los costos iniciales de inversión son relativamente bajos y por lo tanto es la tipología de instalación predilecta para que se maximicen las ganancias. Al haber poca

exigencia de las entidades reguladoras para que las empresas distribuidoras implementen instalaciones con alto grado de confiabilidad y bajo impacto ambiental y que permitan que la calidad del suministro eléctrico cumpla con los parámetros establecidos en la NTSD, se presenta la necesidad de estudiar los impactos negativos que las redes primarias de distribución aéreas producen y que perjudican al desarrollo del país y a los usuarios finales.

La norma NTDOID (Norma Técnica de Operación de Instalaciones de Distribución) menciona que las instalaciones de distribución subterráneas se usarán solamente en zonas de alta densidad de carga, lugares de alto tránsito vehicular y/o por razones de estética. Esta postura limita a que esta tipología y todos sus beneficios no sea considerada una opción en el interior del país donde las densidades de carga son relativamente bajas y que por lo tanto no se justifica la inversión de construcción de líneas de distribución subterráneas.

Guatemala es un país con clima variado y un país rico en flora y muchas veces estos factores pueden ser adversos a la tipología de instalación aérea. De acuerdo con las estadísticas entregada por DEOCSA y DEORSA entregados a la CNEE en cuanto el cumplimiento de la calidad del suministro, en el interior del país no se cumple con el parámetro de interrupciones mínimas y los factores que producen la falta de disponibilidad del servicio están relacionados a factores climáticos: lluvias, rayos, vientos y caída de ramas sobre las líneas. Además, las estructuras de la red de distribución se pueden ver afectadas por actos vandálicos y también pueden propiciar la existencia de conexiones ilegales a la red y por lo que se puede incurrir, en el corto plazo, en altos costos de mantenimiento e inversiones que permitan mitigar las pérdidas por conexiones ilegales.

Se presupuestará el valor de implementación de una red de distribución primaria subterránea para lo que se utilizará la herramienta del ROI (retorno de

inversión) en este análisis ya se habrán incluido los factores previamente medidos como la contaminación visual, el impacto del VAD en la tarifa del usuario final, y la confiabilidad calculada para una red de distribución subterránea.

En el primer capítulo se presentará al lector el panorama completo de la importancia y ventajas de las instalaciones de distribución subterráneas. Adicionalmente se presentarán los antecedentes de innovación mundial y casos de éxito en los que la implementación de esta topología ha demostrado ser beneficioso.

El segundo capítulo está enfocado en mostrar la información recopilada y los métodos de análisis para los datos encontrados y también se describirá el entorno bajo el cual se recopilaron estos. Se describirán los procesos y métodos de investigación utilizados con el fin de que el lector pueda dar credibilidad a los datos recabados.

Finalmente, el tercer capítulo mostrará los resultados obtenidos de la fase de análisis y en donde se describirán los escenarios en los que es beneficioso el implementar una topología de red subterránea de distribución eléctrica. Se describirán además los factores que fueron considerados con mayor peso para determinar la factibilidad, tales como: Factor geográfico, social, económico, regulatorio, entre otros.

2. ANTECEDENTES

2.1. Costo de las conexiones ilegales según ASIES

Uno de los factores que ocasionan pérdidas económicas importantes a las empresas de distribución eléctrica en las áreas rurales, son las conexiones ilegales, lo que de acuerdo con la Asociación de Investigación y Estudios Sociales (ASIES), las conexiones ilegales en hogares alcanzan el 27 % para las áreas geográficas consideradas en conflicto y que incluso hay zonas rurales en que el 100 % de las conexiones son ilegales. Por lo que las empresas distribuidoras deben ejecutar políticas de gestión diferenciada por localidad, cuyos costos ascienden a Q 18.8 millones. En una estimación realizada por la ASIES, denominada Estimación del costo del conflicto social en la distribución del subsector eléctrico en Guatemala se expresa:

Se encontró que las conexiones ilegales aumentan la deuda que experimenta ENERGUATE derivado de la conflictividad. En promedio, si una localidad pasa de 0 por ciento a 100 por ciento de conexiones ilegales, en un periodo de tiempo, el porcentaje de deuda aumenta de 17 a 87 por ciento. Estimar la magnitud del impacto de las conexiones ilegales, permite desarrollar estrategias efectivas para su reducción y medir el impacto de estas. (Brolo, Rayo, Salguero y Urrutia, 2018, p.13)

Por lo que una alternativa técnica que se puede considerar para disminuir las conexiones ilegales es las líneas de distribución de media y de baja tensión, sean subterráneas.

Las instalaciones eléctricas subterráneas no solo mejoran el factor de seguridad en cuanto a la accesibilidad a la red, sino también mejoran la confiabilidad en la distribución, ya que en las áreas rurales los disturbios que afectan la calidad del suministro están relacionados a condiciones climáticas: Descargas directas de rayo, vientos fuertes.

2.2. Costo beneficio de línea eléctricas subterráneas según una investigación del paisaje

Se puede argumentar en primera instancia que las líneas eléctricas subterráneas representan un alto costo de construcción, sin embargo, algunas evaluaciones contingentes han demostrado que los beneficios de enterrar las líneas de distribución, en cuanto a estética, son tres veces mayores que el costo. Los impactos de los gastos generales de las líneas eléctricas en la vida silvestre y la salud humana probablemente harían que el entierro de las líneas eléctricas fuese aún más importante.

Por lo tanto, es importante valorar que las líneas de distribución tienen impactos positivos en los siguientes aspectos: social, económico, confiabilidad, ecológico y contaminación visual.

2.3. Distribución rural subterránea

Porter (1970) indica que no hay motivos para retrasar el incluir un programa adecuado para el diseño de instalaciones de distribución eléctricas

subterráneas puesto que los beneficios que se obtienen con este tipo de redes supera el costo inicial de inversión de esta tipología de instalación.

También menciona que conforme avanza el tiempo los costos de mantenimiento de una línea de distribución se van incrementando y los materiales que se van desarrollando cada vez son de mejor calidad y al incrementarse la oferta y la demanda de esta tecnología aminora los precios.

2.4. Aéreas vs. subterráneas, costo – beneficio de las redes de distribución bajo tormentas de aire

Suoto y Santoso (2020) indica que el índice de fallas de las redes de distribución subterráneas es sumamente bajo en comparación con las líneas de distribución aéreas cuando se presentan adversidades climáticas.

También se hace énfasis en que las pérdidas no técnicas tienen costos sumamente altos en condiciones. Como opción, las líneas aéreas podrían ser reemplazadas por líneas subterráneas para mejorar la capacidad del sistema de soportar eventos de alto impacto y, por lo tanto, reducir tiempos de interrupción.

Las líneas subterráneas presentan bajas tasas de fallas y costos operativos económicos en comparación con los gastos generales de las líneas. Sin embargo, esta elección pasa factura con una alta instalación y costes y largos tiempos de restauración en caso de interrupción.

Por tanto, es necesario evaluar los pros y contras de elegir entre líneas eléctricas aéreas y subterráneas para una planificación y operación de energía resiliente y rentable sistemas bajo eventos climáticos extremos.

2.5. Modelo de evaluación de la topología del diseño de electrificación residencial

El diseño de un sistema eléctrico de distribución requiere que estos sean evaluados de cara al futuro y considerando el desarrollo del lugar en el que el proyecto se implementa. Hoy en día la evaluación de los proyectos se hace mucho más énfasis en la rentabilidad económica inmediata que en la evaluación completa del proyecto y la sostenibilidad (Kheswa, 2020).

Kheswa (2020) resalta que una red de distribución subterránea es capaz de ser rentable versus una topología aérea y esto dependerá de las necesidades puntuales del proyecto, tales como: zona, carga, densidad de carga. Por otro lado, destaca algunos escenarios que son desfavorables para las empresas distribuidoras, por ejemplo: Pérdidas no técnicas, vandalismo y costos de operación y mantenimiento relativamente altos.

3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

3.1. Contexto general

En la actualidad las líneas eléctricas de distribución de Guatemala, en baja y media tensión, son en su mayoría aéreas. Como cualquier topología de instalación las líneas aéreas tienen ventajas y desventajas, sin embargo, las desventajas en cuanto a contaminación visual y los factores ambientales, y teniendo en cuenta que estas pueden perjudicar a las empresas de distribución económicamente, dichas desventajas deben ser estudiadas y comparadas con una alternativa que sea sostenible. Cabe mencionar que las empresas distribuidoras realizan importantes inversiones en programas que mitiguen los conflictos emergentes, pero al haber poca participación gubernamental, los esfuerzos y dinero invertidos se convierten en pérdidas que pueden impactar en los usuarios y en las mismas distribuidoras.

3.2. Descripción del problema

Se desconoce el nivel de contaminación visual que producen las instalaciones de distribución eléctrica aéreas en el área rural de Guatemala y si esta tipología de construcción contribuye a que exista un porcentaje alto de pérdidas no técnicas de energía.

3.3. Formulación del problema

A continuación, se presentan las preguntas que se formularon para el desarrollo de esta investigación.

3.3.1. Pregunta central

¿Bajo qué escenarios las líneas de distribución primarias subterráneas en zonas rurales mitigan la contaminación visual y reducen las pérdidas no técnicas de energía?

3.3.2. Preguntas auxiliares

- ¿En qué aspectos las líneas subterráneas de distribución primaria brindan mayor confiabilidad que las líneas de distribución aéreas?
- ¿Bajo qué circunstancias las líneas subterráneas de distribución ayudan a disminuir las pérdidas no técnicas de energía en las zonas rurales?
- ¿En qué proporción es más cara una topología de distribución subterránea versus una aérea?

3.4. Delimitación del problema

Se prevé estudiar si la implementación de una topología subterránea en redes primarias de distribución y las ventajas que esta presenta, y si se justifican los costos en los que incurren las empresas distribuidoras de la zona rural por concepto de mantenimiento, operación, confiabilidad, pérdidas no técnicas y calidad de suministro eléctrico. Además, al ser Guatemala un país con gran riqueza de entornos verdes, se prevé determinar el nivel de contaminación visual de las líneas aéreas en el paisaje y si al implementar las instalaciones de distribución primarias subterráneas se logra mitigar dicho impacto y compensar las inversiones iniciales.

El estudio se limita a observar el beneficio obtenido en las redes de distribución subterráneas en las zonas rurales, puesto que son las que se han visto mayormente afectadas en cuanto a baja confiabilidad, seguridad y en donde se observan la mayoría de las pérdidas no técnicas de energía. Se observarán los impactos visuales de las líneas de distribución primarias propiamente, por lo que las disciplinas involucradas serán: Ingeniería eléctrica y estadística. Para el efecto de este estudio, la estacionalidad de las observaciones realizadas es indiferente, ya que el impacto visual y las pérdidas no técnicas de energía ocurren durante todo el año.

4. JUSTIFICACIÓN

En la actualidad las instalaciones de distribución de media y baja tensión son aéreas por lo que están a merced de factores climáticos y también estas pueden ser víctimas de sabotaje. Otro factor en contra de las líneas de distribución aéreas es la falta de armonía que tienen con el entorno rural y además hay un claro impacto en cuanto a las ondas electromagnéticas de las líneas que interactúan con el aire libre.

El estudio pretende determinar si las instalaciones de distribución subterráneas en media y baja tensión brindan mayor confiabilidad en el servicio prestado por las distribuidoras y además brindar una alternativa que coadyuve a mitigar las pérdidas no técnicas que representan el 27 % de pérdidas económicas a las empresas de distribución eléctrica en las zonas rurales. El estudio también valorará la contaminación visual y el factor técnico-económico de implementar líneas subterráneas en lugar de líneas aéreas.

Se espera que el Subsector eléctrico guatemalteco tenga a la vista una alternativa sostenible para las instalaciones de distribución y contar con un precedente que considere los factores de fondo más importantes en Guatemala. Además, se espera que el estudio sea una piedra angular para regular y normar las instalaciones de distribución subterráneas a mediano plazo.

5. OBJETIVOS

5.1. General

Identificar los escenarios bajo los cuales las instalaciones eléctricas de distribución de media y baja tensión subterráneas mejoran la contaminación visual y si la implementación de estas ayuda a mitigar las pérdidas no técnicas de energía.

5.2. Específicos

1. Establecer el nivel de confiabilidad que las líneas de distribución subterráneas poseen por encima de las líneas de distribución aéreas.
2. Listar los aspectos a considerar para que las líneas eléctricas subterráneas coadyuven a mitigar las pérdidas no técnicas en zonas rurales de Guatemala.
3. Calcular en qué proporción la implementación de una red de distribución es más económica en comparación con una red aérea.

6. NECESIDADES POR CUBRIR Y ESQUEMA DE SOLUCIÓN

El presente estudio pretende mostrar que las instalaciones de distribución primarias subterráneas son factibles para su uso en zonas tanto urbanas como rurales, y que los costos de implementación, operación y mantenimiento se justifican a largo plazo por la confiabilidad y estabilidad que ofrece esta tipología de instalación.

A partir de la realización del estudio y de los resultados obtenidos se podrá tener un panorama claro del beneficio que como país se puede obtener de que las redes de distribución primarias sean subterráneas, tales como una mejora visual del paisaje en zonas rurales de Guatemala, cabeceras departamentales, zonas turísticas y las mejoras de calidad de suministro que los usuarios podrán percibir y en los parámetros normados de calidad del suministro que rara vez se cumplen en el interior de país.

Se deberán definir las responsabilidades tanto gubernamentales como las del sector privado, ya que en la actualidad cualquier modificación o mejora técnica realizada a la red de distribución corre por cuenta de la empresa distribuidora, por lo que las entidades reguladoras como la CNEE podrán contar con un esquema de solución o alternativa ante la problemática de que las empresas que suministran energía en el interior del país no cumplen con los estándares del suministro.

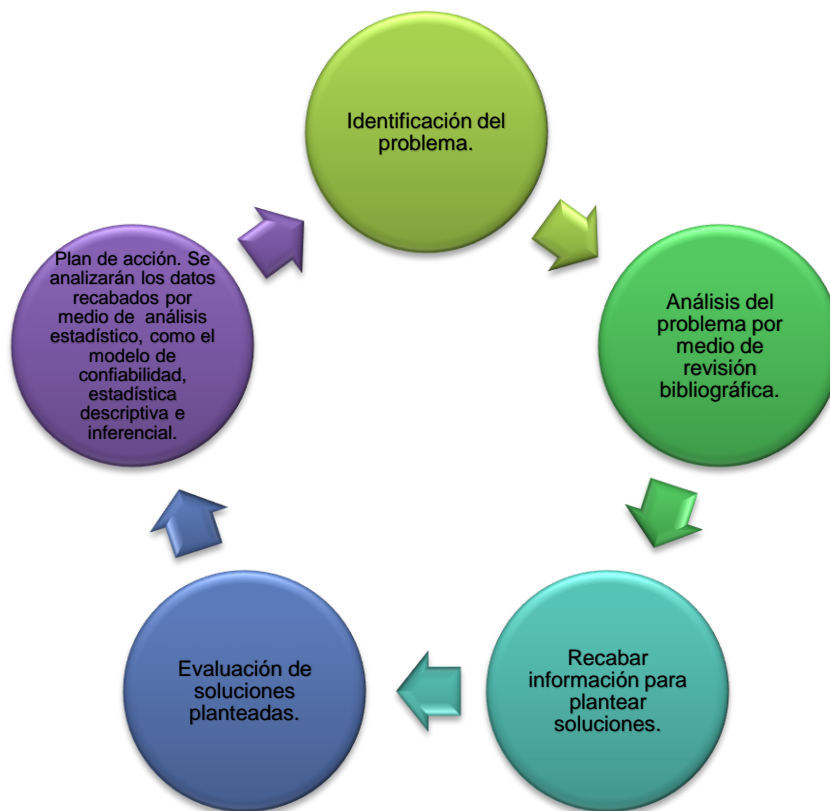
Por otro lado, las empresas distribuidoras contarán con una alternativa para disminuir las pérdidas técnicas por conexiones ilegales y aunado a la disminución de pérdidas por sobre pagos de mantenimientos correctivos por

condiciones climáticas adversas y que por lo tanto estas representan un impacto económico directo para los distribuidores y donde dichas pérdidas se podrían invertir en mejoras a la red.

El estudio permitirá visualizar el impacto ambiental de las redes de distribución aéreas y se podrá cuantificar el costo de dicho impacto y que pueden estar relacionados a costos por turismo, plusvalías y degradación del ecosistema.

Figura 1.

Esquema de solución



Nota. La figura muestra el proceso del esquema de solución. Elaboración propia, realizado con Word.

7. MARCO TEÓRICO

7.1. Distribución eléctrica

Un sistema de distribución eléctrica es el conjunto de elementos que permiten entregar la energía eléctrica transportada desde las centrales de generación hasta los centros de consumo y usuarios finales. La energía que usualmente reciben los usuarios puede ser proporcionada en media y baja tensión, según sea la aplicación que se dará a esta. La distribución eléctrica es uno de los elementos más importantes de un sistema de potencia y que por su relevancia es el sector en el que mayor inversión se realiza, independientemente de si se habla de un sistema de distribución eléctrica de un país desarrollado o en vías de desarrollo (Espinoza y Lara, 1990).

De acuerdo con Espinoza y Lara (1990), un sistema de distribución no sólo requiere mayor inversión, sino que también es un sector que requiere mucha atención técnica y en donde la innovación tecnológica se debe hacer presente, tanto para garantizar que la energía entregada a los centros de consumo o a los usuarios finales sea de calidad y que cumpla con los parámetros establecidos en las normas técnicas, como para garantizar que el sistema de distribución diseñado será lo suficientemente versátil para mitigar pérdidas técnicas o económicas que pudieran surgir debido a un diseño inadecuado.

Espinoza y Lara (1990) considera que los diseños de los sistemas de distribución modernos deben realizarse con la previsión de que estos sean capaces de adaptarse a los cambios en la demanda, densidad de carga, tipos de carga y a los cambios demográficos que se presentan en una región determinada.

Además, se debe buscar que los proyectos nuevos de distribución sean soluciones sostenibles, por lo que se debe considerar un equilibrio entre el impacto social, económico y ambiental.

7.1.1. Elementos de una red de distribución eléctrica

Según Ramírez (2004) los elementos que conforman un sistema de distribución eléctrico son:

- Subestaciones receptoras secundarias
- Circuitos primarios
- Transformadores de distribución
- Circuitos secundarios

7.1.1.1. Subestaciones receptoras secundarias

Son subestaciones de transformación en cuya entrada reciben las tensiones de transmisión (230 kV, 138 kV, 115 kV) o subtransmisión (69 kV) y las reducen a tensiones adecuadas para la distribución (13.8 kV, 34.5 kV) a los centros de carga y usuarios finales.

7.1.1.2. Circuitos primarios

De acuerdo con Ramírez (2004), son líneas que se encargan de interconectar las subestaciones receptoras secundarias y los transformadores de distribución, los cuales ya se ubicarán en los centros de carga respectivos. Estos comúnmente deben soportar tensiones eléctricas de 13.8 kV y 34.5 kV.

7.1.1.3. Transformadores de distribución

Los transformadores de distribución son los transformadores reductores de tensión, encargados de reducir el nivel de tensión, de media tensión (13.8 kV, 34.5 kV) a baja tensión (menor a 1000 voltios), para las diversas aplicaciones de la energía eléctrica de los usuarios finales.

7.1.2. Clasificación de los sistemas de distribución.

De acuerdo con Ramírez (2004) y Espinoza y Lara (1990) las redes de distribución eléctrica se pueden clasificar de acuerdo con los siguientes criterios:

- Tipo de construcción
- Ubicación geográfica
- Tipo de cargas.

7.1.2.1. Tipos de construcción de sistemas de distribución eléctrica

Por el tipo de construcción los sistemas de distribución se pueden clasificar en: sistemas de distribución aéreos y subterráneos (Espinoza y Lara, 1990).

7.1.2.1.1. Redes de distribución aéreas

Son instalaciones eléctricas de distribución en las que los conductores se encuentran suspendidos en el aire. Estos conductores se fijan a un aislador de porcelana para aislarlo de la cruceta de madera o aluminio que los soportan, a

su vez estas crucetas se encuentran fijados a un poste de madera, concreto o metal (Ramírez, 2004).

Un sistema de distribución aéreo, y sus diversas partes, no solo deben ser adecuados para soportar las tensiones (mecánicas) y tensiones normales, sino que debe mantenerlas de manera segura durante condiciones de esfuerzo provocadas por el clima. Si bien los criterios de diseño para los sistemas aéreos son sustancialmente diferentes de los de los sistemas subterráneos, en ambos casos el diseño prudente tiene en cuenta consideraciones económicas y otras consideraciones no éticas. Para los sistemas aéreos, los soportes para los conductores y equipos deben soportar las fuerzas impuestas sobre ellos, mientras que los conductores mismos deben ser lo suficientemente fuertes como para soportar su propio peso y las fuerzas impuestas sobre ellos. Los accesorios de soporte para el tendido, aislamiento de los conductores se denominan apoyos.

Una red de distribución aérea está compuesta por los siguientes elementos:

- Postes
- Conductores
- Crucetas
- Aisladores
- Herrajes
- Equipos de seccionamiento
- Transformadores tipo poste
- Protecciones

Las redes de distribución aéreas representan una solución bastante económica y práctica para cumplir con el propósito de conducir energía eléctrica hasta el punto de entrega, sin embargo, estas pueden representar costos a largo plazo debido al bajo nivel de confiabilidad que estas representan puesto que, con la exposición de las líneas eléctricas a la intemperie, se propician fallas debidas a factores climáticos y vandalismo (Suoto y Santoso, 2020)

7.1.2.1.2. Redes de distribución subterráneas

Una red de distribución eléctrica subterránea se utiliza mayormente cuando por razones de estética, urbanismo, congestión o condiciones de seguridad no es recomendable una red aérea (Ramírez, 2004).

Las instalaciones de distribución subterráneas son aquellas cuyo montaje se realiza debajo del nivel del suelo y que de acuerdo con el diseño realizado pueden ir embebidas en tubería, directamente enterrados, con en túneles de servicio. Este tipo de montaje reduce algunos riesgos que las redes de distribución aéreas propician, sin embargo, la inversión inicial se considera elevada debido a los conductores que se deben de utilizar y la coordinación de ejecución de dichos proyectos requieren considerar gastos indirectos en trabajos de zanjeado y obra civil.

De acuerdo con Ramírez (2004) los elementos necesarios de una red subterránea son: ductería (PVC, ductos de cemento, cámaras subterráneas), conductores eléctricos monopolares o tripolares con aislamientos especiales (XLPE, polietileno reticulado EPR, caucho sintético, aislamiento seco elastomérico), cámaras para conexiones (deben tener espacio suficiente para 2

operarios) en donde se pueden encontrar incluso equipos de maniobra, empalmes y terminales de conexión.

7.1.2.1.3. Redes de distribución mixtas

Son las instalaciones de distribución eléctrica en las que se combina la conducción aérea y subterránea. En los circuitos de distribución primaria los conductores y los transformadores de distribución son suspendidos en postes y los conductores que se conectan al secundario del transformador (circuito secundario) se canalizan en ductos cuya trayectoria es subterránea (Espinoza y Lara, 1990).

7.1.3. Redes de distribución por ubicación geográfica

De acuerdo con Espinoza y Lara, las instalaciones de distribución se clasifican en 2 zonas principalmente, las urbanas y las rurales. Estos dos grandes grupos se pueden subdividir en suburbanas y turísticas, pero en el caso de Guatemala prevalecen las dos divisiones principales, urbana y rural.

7.1.3.1. Redes de distribución urbanas

Las redes de distribución urbanas son aquellas en donde hay una gran densidad de población y por lo tanto la densidad de carga de estas ubicaciones es bastante elevada y se pueden implementar redes aéreas como subterráneas según surja la necesidad.

Este tipo de redes deben ser sujetas a criterios específicos de diseño y no se les pueden dar las mismas consideraciones que las redes de las zonas

comerciales e industriales, ya que usualmente las cargas de estas zonas son consideradas ligeras (Espinoza y Lara, 1990).

Según la NTSD (Norma Técnica del Suministro de Distribución) se considera como servicio urbano todo aquel que se localice en las cabeceras departamentales o aglomeraciones poblacionales en los que la distancia entre acometidas no sea mayor a 50 metros.

7.1.3.2. Redes de distribución rurales

Las redes de distribución rurales son aquellas que se encuentran en las periferias de las grandes urbes de una región y en términos de distribución eléctrica, es la región que menor densidad de carga posee. De acuerdo con Espinoza y Lara (1990) el hecho que estas redes manejen baja densidad de carga las vuelve costosas puesto que en el precio de kWh no se ve compensada la inversión realizada y que además los costos elevados se observan principalmente en los circuitos secundarios de la red de distribución rural.

En áreas rurales, las ventas por milla de línea pueden ser tan bajas como el uno por ciento del óptimo obtenido en áreas urbanas. Los problemas de instalación difíciles están asociados con áreas boscosas, terrenos accidentados y sistemas de caminos rurales (Porter, 1970).

Según Ramírez (2004) el enfoque principal de los servicios de distribución rural es puramente social. Esto se debe a que las empresas que comercializan electricidad no perciben un margen de ganancia que se equilibre con la inversión realizada. Realmente es muy importante que las zonas rurales cuenten con el servicio de iluminación pública e iluminación en los hogares y hay otros aspectos

que no son tan vitales pero contribuyen a mejorar la calidad de vida, por ejemplo: alimentación eléctrica de aparatos domésticos e industrias agropecuarias.

De acuerdo con la definición de la NTSD, se considera distribución rural toda aquella que no cumpla con la definición de servicio urbano.

7.1.4. Redes de distribución por tipo de carga

Las redes de distribución se pueden clasificar de acuerdo con las cargas que alimentan.

- Cargas residenciales: los sistemas de distribución para cargas residenciales se deben diseñar bajo criterios específicos ya que de acuerdo con la densidad de carga se pueden ver redes subterráneas o aéreas alimentando proyectos residenciales, edificios multifamiliares y otro tipo de viviendas. En zonas densamente pobladas se pueden apreciar gran cantidad de circuitos que alimentan a cada usuario, pero esto dependerá del criterio de diseño utilizado (Espinoza y Lara, 1990).

Con mayor frecuencia el tipo de carga residencial es resistiva y ligeramente inductiva y esto dependerá mayormente de la ubicación de la carga residencial. Las cargas residenciales se localizan en zonas específicas y de acuerdo con los niveles socioeconómicos de las personas y su calidad de vida, así será el comportamiento que estas tendrán (Ramírez, 2004).

- Cargas comerciales: este tipo de redes de distribución deben considerar cargas más pesadas respecto a las cargas residenciales, pues en este caso los usuarios son centros comerciales, edificios gubernamentales, escuelas, aeropuertos, entre otros. La mayoría de estos usuarios cuentan

con sistemas de respaldo de energía y estos deben ser considerados en el diseño del sistema de distribución (Espinoza y Lara, 1990).

La ubicación común de este tipo de cargas se da en los centros de las ciudades en donde se realizan actividades de carácter comercial. Estas cargas son mayormente resistivas, aunque también pueden incorporar cargas altamente inductivas que desmejoran el factor de potencia y cada vez es más creciente el apareamiento de cargas no lineales que aportan distorsión armónica a la red de distribución (Ramírez, 2004).

- Cargas industriales: este tipo de redes de distribución deben considerar cargas más pesadas respecto a las cargas residenciales, pues en este caso los usuarios son centros comerciales, edificios gubernamentales, escuelas, aeropuertos, entre otros. La mayoría de estos usuarios cuentan con sistemas de respaldo de energía y estos deben ser considerados en el diseño del sistema de distribución (Espinoza y Lara, 1990).

La ubicación común de este tipo de cargas se da en los centros de las ciudades en donde se realizan actividades de carácter comercial. Estas cargas son mayormente resistivas, aunque también pueden incorporar cargas altamente inductivas que desmejoran el factor de potencia y cada vez es más creciente el apareamiento de cargas no lineales que aportan distorsión armónica a la red de distribución (Ramírez, 2004).

- Alumbrado público: estas redes de distribución son exclusivas para alimentar servicios de iluminación pública, con el fin de establecer seguridad a los ciudadanos durante la noche. Comúnmente estas cargas son resistivas debido a que las lámparas utilizadas de manera

convencional son de mercurio y sodio, sin embargo, hay que considerar la tendencia de utilizar cada vez más la tecnología LED (Ramírez, 2004).

- Cargas mixtas: esto ocurre cuando algunas o todas las cargas mencionadas anteriormente coinciden en una sola red de distribución, eso no se hace deseable debido a que minimiza el control de dichas redes y de las pérdidas (Ramírez, 2004).

7.2. Distribución eléctrica en Guatemala

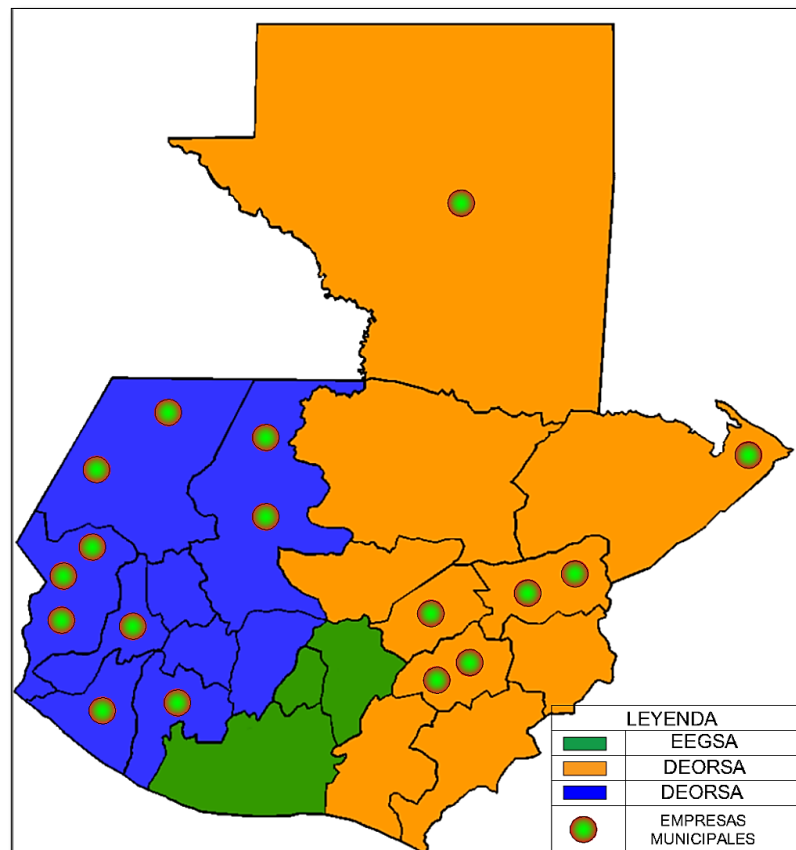
De acuerdo con los datos recabados por CEPAL (2012) acerca del subsector eléctrico centroamericano, se indica que actualmente en Guatemala existen 18 empresas encargadas del servicio de distribución eléctrica: EEGSA, ENERGUATE y 16 empresas municipales.

De acuerdo con la información CNEE (2021) las 18 empresas que brindan el servicio de distribución eléctrica en Guatemala son las siguientes: EEGSA, ENERGUATE (DEOCSA, DEORSA), Empresa Municipal de Gualán (Zacapa), Empresa Municipal de Guastatoya (El Progreso), Empresa Municipal de Huehuetenango, Empresa Municipal Rural de Electricidad de Ixcán (Quiché), Empresa Eléctrica Municipal de Jalapa, Empresa Eléctrica Municipal de Joyabaj (Quiché), Empresa Municipal Eléctrica de Patulúl (Suchitepéquez), Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios (Izabal), Empresa Hidroeléctrica Municipal de Retalhuleu, Empresa Eléctrica Municipal de Quetzaltenango, Empresa Eléctrica Municipal de San Marcos, Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Pinula (Jalapa), Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez (San Marcos), Empresa Eléctrica Municipal de Santa Eulalia (Huehuetenango), Empresa Eléctrica Municipal de Tacaná (San Marcos) y Empresa Eléctrica Municipal de Zacapa.

Estas empresas prestan el servicio de distribución de energía eléctrica en zonas geográficas específicas y de las cuales las principales en este caso son EEGSA y ENERGUATE puesto que ellos compran el 70 % de energía para distribuirla entre sus usuarios (CEPAL, 2012).

Figura 2.

Regiones a las que presta el servicio de distribución cada empresa



Nota. Empresas prestadoras de servicios. Elaboración propia, realizado con QGis.

7.2.1. Reseña histórica de la empresa eléctrica de Guatemala

En 1894 el gobierno de Guatemala había concedido por medio del Ministerio de Fomento a Don Enrique Nautze la potestad de utilizar el río Michatoya como fuente para generación de energía eléctrica y así ofrecer el servicio de alumbrado público a la ciudad capital, Amatitlán, Palín, Escuintla y Chimaltenango, y de esta manera se fundó la primera empresa eléctrica en Guatemala, denominada Empresa Eléctrica de Guatemala Sociedad Anónima, hoy conocida como EEGSA (EEGSA, 2021).

Posterior a la primera guerra mundial, Guatemala como parte de los aliados, confiscó a los fundadores de dicha organización y pasó a ser una empresa nacional, sin embargo, en 1919 la empresa de arrendó a una empresa norteamericana llamada Electric Bond and Share Co. y en donde el contrato de arrendamiento establecido era por 10 años, aunque en 1922 se modificó el contrato para extender la concesión a 50 años y en donde el pueblo de Guatemala únicamente percibiría el 2 % de las utilidades de dicho arrendamiento.

En Guatemala la empresa pasó a conocerse como Central American Power Company. Se puede decir que al finalizar dicho contrato de arrendamiento la empresa eléctrica se renacionalizó, cuando el estado de Guatemala compró en 1972 el 91 % de las acciones de dicha empresa. La compra se realizó por un monto de USD 18 Millones y posteriormente en 1997, posterior a la creación de la Ley General de la Electricidad, se vendieron los activos de generación de energía de esta empresa a Generating Grupo, conservándose únicamente los activos de EEGSA y finalmente en 1998 se procedió a vender los activos concernientes al sector de distribución.

Los activos de distribución fueron concedidos a IBERDROLA por un monto de USD 520 M, por 50 años, sin embargo, en 2010 Iberdrola vendió dichos derechos a EPM (Empresa Pública de Medellín), por un monto de USD 610 Millones, quienes fungen como operadores de EEGSA hasta la actualidad (Vay *et. al.*, 2014).

7.2.2. Reseña histórica de ENERGUATE

ENERGUATE (DEOCSA y DEORSA), como se le conoce, surge como consecuencia de la creación de la Ley General de Electricidad en Guatemala, decreto 9396, en la que se indica que no pueden existir monopolios sobre los servicios de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica. Por el motivo antes mencionado INDE vendió los activos de distribución que poseía. La infraestructura del servicio de distribución que poseía el INDE fue vendida, en 1999, a la empresa española UNIÓN FENOSA por un total de USD 101 millones y que posteriormente, 12 años después, se vendería a la empresa ACTIS (de origen británico) por un total de USD 445 millones (Vay *et. al.*, 2014).

En enero de 2016 ENERGUATE fue adquirida por la empresa IC POWER, la cual es una de las empresas más fuertes en Latinoamérica en el campo de energía. La empresa IC POWER es de origen israelí y según palabras del CEO, Javier García – Burgos, hay planes de expansión en cuanto a la inversión anual que realizará la empresa anualmente.

7.2.3. Reseña histórica de Instituto Nacional de Electrificación (INDE)

La primera hidroeléctrica en estatal fue Santa María la cual inicialmente nace con la idea principal de suministrar energía al sistema del ferrocarril de Los

Altos, el cual se movilizaba entre San Felipe, Retalhuleu y Quetzaltenango. En el año 1945, cuando inició el periodo de gobernanza del Doctor Juan José Arévalo Bermejo, tuvo aparición del Plan de electrificación rural y se colocó al ingeniero Oswaldo Santizo al frente tanto del plan de electrificación como de la dirigencia operativa de la hidroeléctrica Santa María, esto debido a sus amplios conocimientos y experiencia en el campo de la distribución y generación de energía eléctrica.

Fue el ingeniero Santizo, durante el gobierno del coronel Castillo Armas, quien propone al organismo ejecutivo que se pueda crear una institución dedicada a la electrificación rural y fue él mismo quien redactó el anteproyecto de ley para la creación del INDE y definir así sus funciones (INDE, 2021).

Tras la creación del INDE, se crea el sistema interconectado INDE - EEGSA y que luego en 1973, tras finalizar la concesión de EEGSA, se inicia un sistema basado en subsidios y donde la tarifa es establecida por el gobierno. Durante esta etapa el INDE ejerce el monopolio de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica.

Vay *et. al.* (2014) afirman:

Para finales de la década de los 90 del pasado siglo, esta empresa pública logró crecer y extender la electrificación para casi el 70 % de la población del país. Contaba con cerca de 600 mil usuarios distribuidos en el Oriente y Occidente del país. Tenía autosuficiencia energética y financiera. (p.12)

7.3. Electrificación rural en Guatemala

En la actualidad está vigente el plan de electrificación rural para los años entre el 2020 y el 2032, en el que se especifican los criterios técnicos que se deben adoptar para incrementar la electrificación rural, siempre y cuando estos cumplan con el marco legal correspondiente y con los acuerdos internacionales en cuanto al desarrollo socioambiental y tecnológico.

7.3.1. Estructura del sector eléctrico relacionada a la electrificación rural en Guatemala

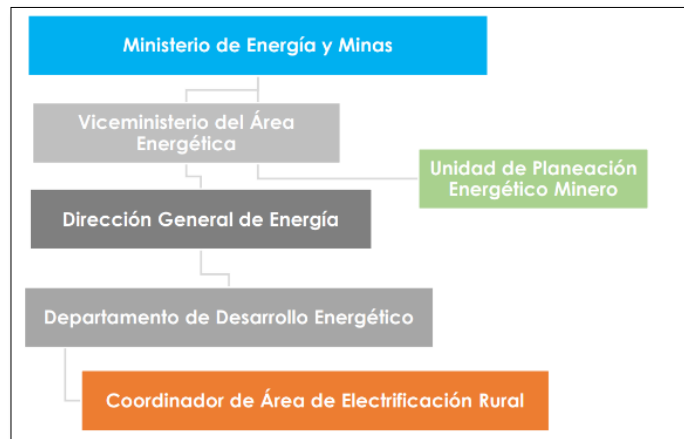
A pesar de que es el instituto de electrificación rural (INDE) el encargado de cumplir con lo establecido en el artículo 4 de su propia ley y que la constitución declara de urgencia nacional la electrificación nacional, es importante destacar que hay otros organismos involucrados en el tema de electrificación rural y que deben velar por el cumplimiento de leyes, así como también regular los aspectos que requieran la intervención del estado.

7.3.1.1. Ministerio de Energía y Minas (MEM)

En este caso específico es el encargado de realizar los estudios socioeconómicos que se especifican en la LGE, artículo 47. Dicha labor se realiza por medio del departamento de Desarrollo Energético, mientras que los planes relacionados al sistema interconectado y a los sistemas de distribución se llevan a cabo por medio de la Unidad de Planeación Energético Minero (MEM, 2019).

Figura 3.

Diagrama institucional del MEM



Nota. Involucrado con la electrificación rural y la cobertura de la red eléctrica nacional según el marco legal vigente a mayo 2019. Obtenido de Ministerio de Energía y Minas. (2019). *Plan indicativo de electrificación rural 2020-2032*. (p. 17).

7.3.1.2 Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Esta institución queda establecida a partir de lo que se indica en el artículo 4 de la LGE y en donde se definen las responsabilidades y se delimitan las actividades que debe regular como institución. En este caso específico la CNEE se encarga de realizar los cálculos para establecer las tarifas y los valores agregados al servicio de distribución eléctrica (VAD), además la CNEE emite las normativas y disposiciones que garanticen el libre acceso a los servicios de transmisión y distribución eléctrica (MEM, 2019).

Para el cálculo de las tarifas relacionadas a los servicios de distribución, la comisión deberá considerar los planes de expansión proyectados para los

siguientes 5 años y en donde se considera la demanda, proyectos próximamente ejecutables y otros parámetros que la CNEE ha de considerar (MEM, 2019).

Figura 4.

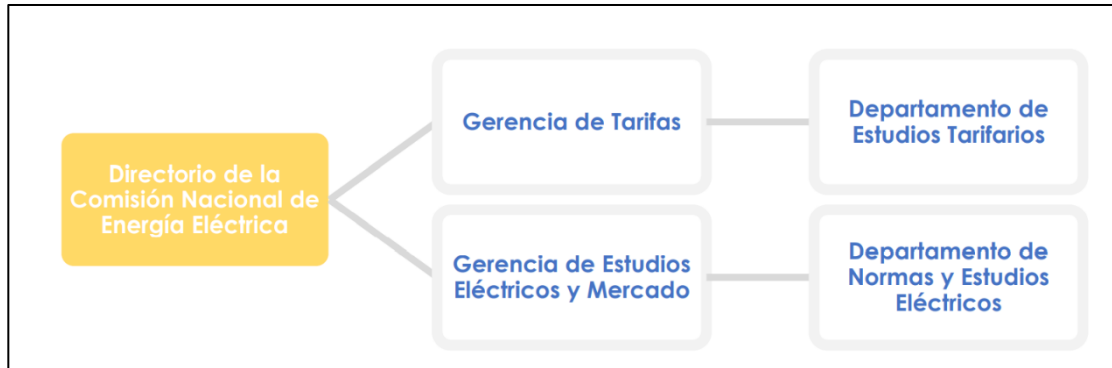
Responsabilidades de la CNEE



Nota. En la figura anterior, se representan esquemáticamente las funciones de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Obtenido de Comisión Nacional de Energía Eléctrica (2023). *Instrumentos de planificación.* (p. 3).

Figura 5.

Diagrama institucional de la CNEE



Nota. Involucrado con la expansión de las redes de distribución y la cobertura de la red eléctrica nacional según el marco legal vigente a mayo 2019. Obtenido de Ministerio de Energía y Minas (2019). *Plan indicativo de electrificación rural 2020-2032.* (p. 18).

7.3.1.3 Instituto Nacional de Electrificación

La ley orgánica del INDE (2010) en su artículo 1 indica: “El Instituto Nacional de Electrificación, es una entidad estatal, autónoma y descentralizada, la cual gozará de autonomía funcional, patrimonio propio, personalidad jurídica y plena capacidad para adquirir derechos y contraer obligaciones en materia de su competencia” (p. 9).

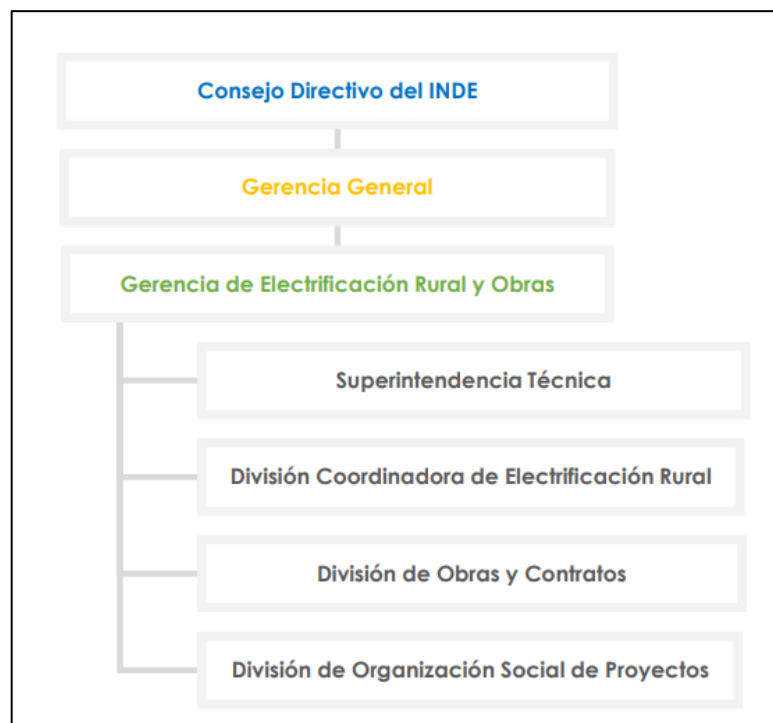
En la ley orgánica del INDE (2010) indica en su artículo 4:

“(…) impulsar el desarrollo de nuevas industrias y el uso de electricidad en las regiones rurales, atendiendo las políticas que para ello defina el Estado” (p. 10).

El INDE es el encargado de llevar servicio de energía eléctrica a las comunidades más alejadas de las grandes urbes y también se encarga de promover mediante sus programas el uso eficiente y responsable de la energía eléctrica. Es importante destacar la importancia que tiene el servicio de energía eléctrica en la tecnificación de procesos industriales y agropecuarios de las comunidades (MEM, 2019).

Figura 6.

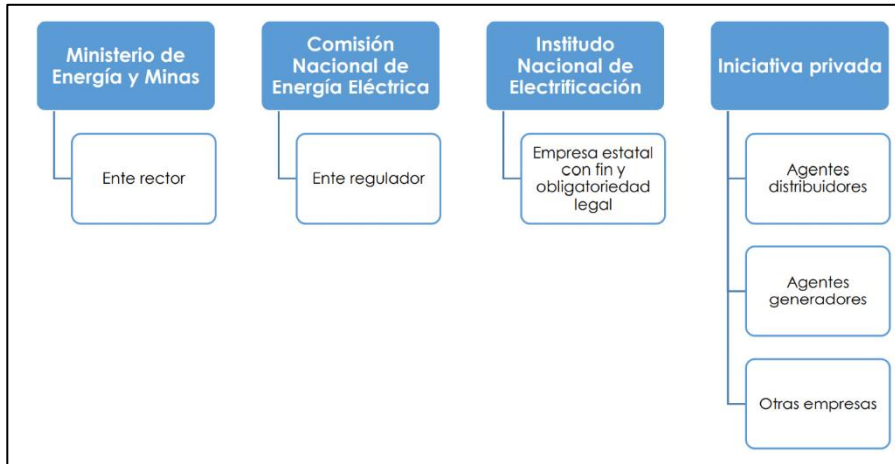
Diagrama organizacional del INDE



Nota. Involucrado con la expansión de las redes de distribución y la cobertura de la red eléctrica nacional según el marco legal vigente a mayo 2019. Obtenido de Ministerio de Energía y Minas (2019). *Plan indicativo de electrificación rural 2020-2032.* (p. 18).

Figura 7.

Estructura del sector eléctrico para la electrificación



Nota. Unidad de Planeación Energético Minero. Obtenido de Ministerio de Energía y Minas (2019). *Plan indicativo de electrificación rural 2020-2032.* (p. 16).

7.4. EIA (estudios de impacto ambiental)

Un estudio de impacto ambiental es una herramienta que facilita el análisis de los impactos que tendrá un proyecto, actividad, obra o industria sobre el medio ambiente. Además, esta misma herramienta permite determinar las medidas para mitigar los diversos impactos que se puedan producir (ANAM, 2016).

Un EIA permite identificar los impactos futuros ya sea que estos sean positivos o negativos. Esta herramienta indicará cuáles serán los impactos más significativos y cuantificará el beneficio y/o el daño que un proyecto pueda ocasionar tanto dentro de su realización como en el tiempo de vida de la operación (Rojas, 2003).

Se debe hacer mención de que existen varios tipos de evaluaciones ambientales, puesto que se puede analizar un proyecto que ya está en operación y un anteproyecto. Para el caso de un proyecto que está en operación se puede realizar un estudio de tipo correctivo, puesto que los impactos adversos que este pueda presentar se deberán mitigar. En el caso de un anteproyecto se puede realizar un EIA de tipo predictivo (ANAM, 2016).

7.4.1. EIA en Guatemala

En Guatemala es el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales (MARN) la encargada de regular y gestionar el desarrollo sostenible en Guatemala y velar por la protección del ambiente. Este ministerio se esmera por buscar el equilibrio del patrimonio natural y que tenga carácter cultural y de identidad (MARN, 2021).

Los EIA en Guatemala deben considerar el cumplimiento del artículo 1 de la Ley de protección y mejoramiento del medio ambiente en el que se expresa que tanto el estado de Guatemala, sus municipalidades y todos los habitantes de la nación deben facilitar o propiciar el desarrollo social, tecnológico, científico para ayudar a conservar las condiciones ambientales y que ayuden a preservar los recursos, tales como: flora, fauna, subsuelo y agua.

De acuerdo con lo especificado en el artículo 15 del capítulo 4 de la Ley de Protección y Mejoramiento al Medio Ambiente, se define como EIA al documento técnico que permitirá identificar los impactos de cualquier tipo de proyecto. Además, este es una herramienta reproducible que se puede aplicar a muchas disciplinas y que permite evaluar los impactos socioeconómicos, ambientales, físicos y biológicos de una zona geográfica determinada.

Los instrumentos ambientales según el MARN (2021) se desglosan en:

- Predictivos
- Correctivos
- Complementarios
- Guías ambientales

Estos instrumentos deben ser aplicados a cualquier tipo de proyecto que pueda producir deterioros al ambiente y en cumplimiento con lo establecido en el artículo 8 de la Ley de protección y mejoramiento al medio ambiente. La omisión de la realización de un estudio de impacto ambiental puede provocar multas hasta de cien mil quetzales en un plazo de 6 meses y posteriormente a estos se clausurará el proyecto, si no se cancela la multa establecida.

7.4.2. Instrumentos predictivos

Las herramientas y formularios de carácter predictivo y que se han puesto a disposición por el MARN para su uso son: evaluación de ambiente inicial, estudio de impacto ambiental, evaluación ambiental estratégica y formulación de actividades para registro.

7.4.3. Instrumentos correctivos

Aplicar este instrumento permitirá poner dentro de regla el proyecto, obra y actividad y sin que tenga efecto la sanción indicada en el artículo 8 de la Ley de Protección y Mejoramiento al Medio Ambiente. Las herramientas y formularios que se ponen a disposición por parte del MARN y que son cubiertos por este instrumento son: diagnóstico ambiental, diagnóstico ambiental de bajo impacto, formulario de actividades correctivas para registro.

7.4.4. Guías ambientales

Las herramientas y formularios que se ponen a disposición por parte del MARN y que son cubiertos por este instrumento son: evaluación de riesgo ambiental, evaluación de impacto social, evaluación de efectos acumulativos, plan de gestión ambiental.

Figura 8.

Categorías de instrumentos ambientales



Nota. Reglamento de Evaluación Control y Seguimiento Ambiental. Obtenido de M. Olga (2019). *Legislación ambiental, Evaluación, control y seguimiento ambiental, Sistema Guatemala.* (p. 12). MARN.

7.5. Instalaciones de distribución primarias subterráneas

La Norma Técnica de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución (NDOID) indica en el título II y capítulo III las recomendaciones acerca de las instalaciones de distribución subterráneas. Sobre estas se indica que dicho recurso se utilizará únicamente para zonas en donde la densidad de

carga es alta, y donde la densidad de tráfico vehicular sea alta y que además las condiciones de la zona no permitan y siempre y cuando se considere la protección de la vida de las personas. Además, este capítulo no menciona detalles técnicos para la construcción de dichas líneas, sean primarias o secundarias (CNEE, 1999a).

El hecho que la NTDOID en su mayoría aborde las especificaciones técnicas de las instalaciones de distribución aéreas es un indicativo de que la mayoría de las instalaciones de distribución de Guatemala, son aéreas (CNEE, 1999a).

Porter (1970) indica que una instalación de distribución primaria en el área rural puede ser sostenible debido a la confiabilidad que las instalaciones subterráneas pueden brindar a los usuarios. Además hace mención que los gobiernos descartan la opción de líneas de distribución subterráneas por considerarlas antieconómicas y por no contar con entidades designadas para la innovación. También se destaca la importancia de contar con un programa adecuado sobre las instalaciones de distribución subterráneas en cada estado.

Gracias a los avances de la tecnología y a la globalización, es posible contar con mejores conductores y mejores dispositivos para la realización de instalaciones de distribución eléctrica subterráneas, no se debería esperar a que las instalaciones de distribución subterráneas sean una tecnología de la que se eche mano aún en los escenarios más antieconómicos (Porter, 1970).

7.5.1. Confiabilidad de líneas de distribución en el interior del país

Como se mencionó anteriormente la mayoría de las instalaciones de distribución del país, tanto primarias como secundarias, son aéreas.

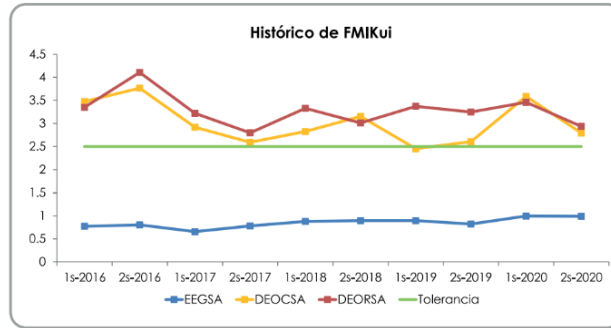
Las instalaciones de distribución eléctrica aéreas, aunque la inversión inicial es baja, se incurren en altos costos de mantenimiento tanto preventivo como correctivo, sobre todo en las regiones donde las condiciones climáticas pueden tornarse complicadas y donde hay gran densidad de árboles (Porter, 1970).

De acuerdo con el informe de labores de la CNEE (2021) un usuario ubicado en zonas rurales se ve más afectado por interrupciones de tensión en comparación con los usuarios urbanos. Entre el año 2016 y 2020 tanto DEORSA como DEOCSA han incumplido con los parámetros TIU (tiempo de interrupción por usuario) y FIU (frecuencia de interrupción por usuario).

Ambos parámetros son exclusivamente responsabilidad de los distribuidores de acuerdo con cómo se define en la Norma Técnica del Servicio de Distribución (NTSD). Ambos parámetros se evalúan a través del cálculo de la Frecuencia Media de Interrupción por KVA (FMIK) y el Tiempo Total de Interrupción por KVA (TTIK) (CNEE, 1999b).

Figura 9.

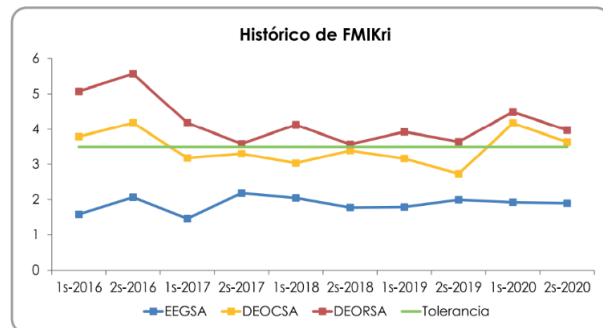
Histórico de FMIK para usuario urbano interno



Nota. La GFN en gráficas. Obtenido de CNEE (2022). *Memoria de labores 2021-2022.* (p. 18).

Figura 10.

Histórico de FMIK para usuario rural interno

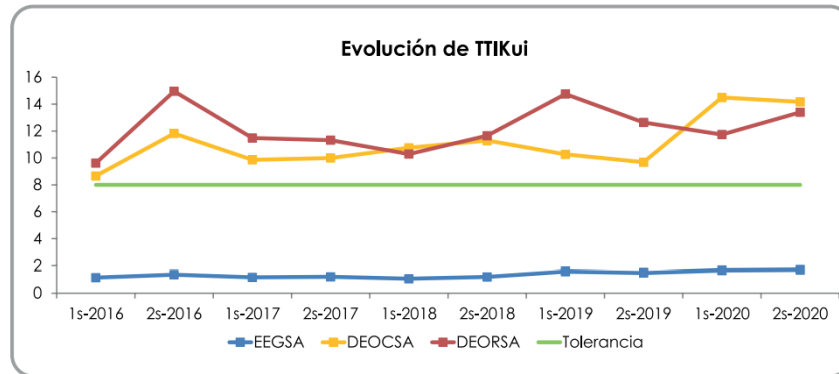


Nota. La GFN en gráficas. Obtenido de CNEE (2022). *Memoria de labores 2021-2022.* (p. 18).

De manera global se indica que los usuarios rurales duplican a los usuarios urbanos en cuanto al tiempo y la frecuencia de la interrupción. Siendo únicamente EEGSA quien se ha mantenido dentro de los parámetros establecidos en la NTSD, todo esto de acuerdo con el informe de labores 2020 de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).

Figura 11.

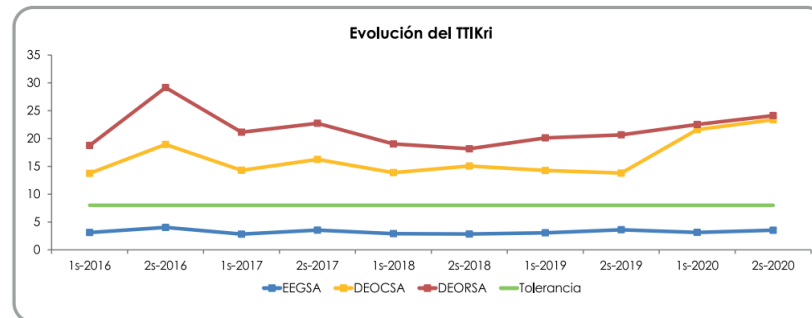
Histórico de TTIK para usuario urbano interno



Nota. La GFN en gráficas. Obtenido de CNEE (2022). *Memoria de labores 2021-2022.* (p. 18).

Figura 12.

Histórico de TTIK para usuario rural interno

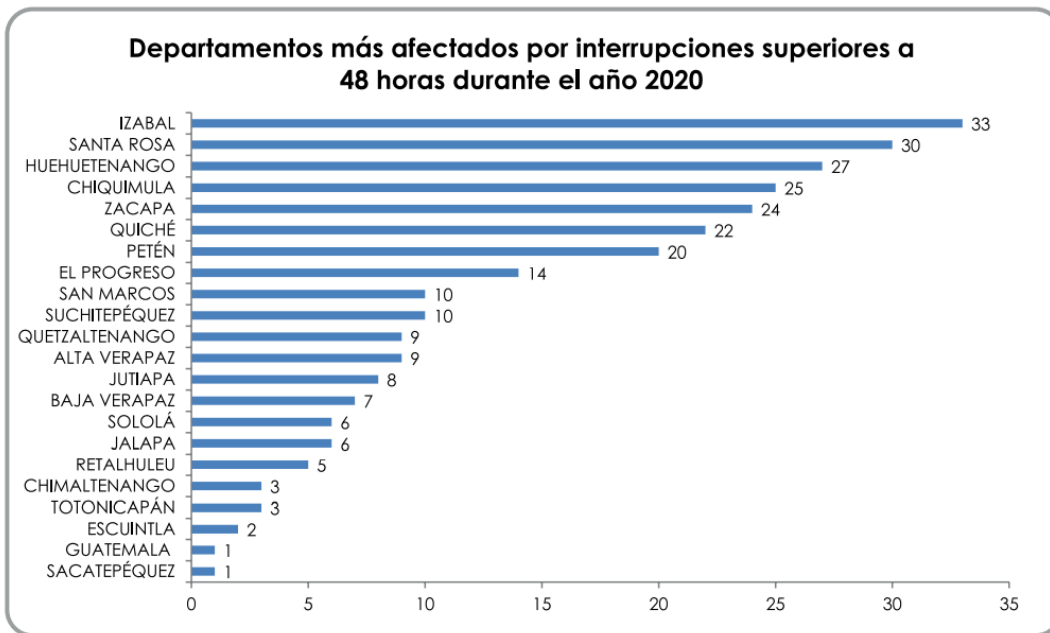


Nota. La GFN en gráficas. Obtenido de CNEE (2022). *Memoria de labores 2021-2022.* (p. 19).

La norma NTSD de la CNEE (1999b), considera que es una interrupción de larga duración aquella que supere las 48 horas y para las cuales se establecen los siguientes parámetros:

Figura 13.

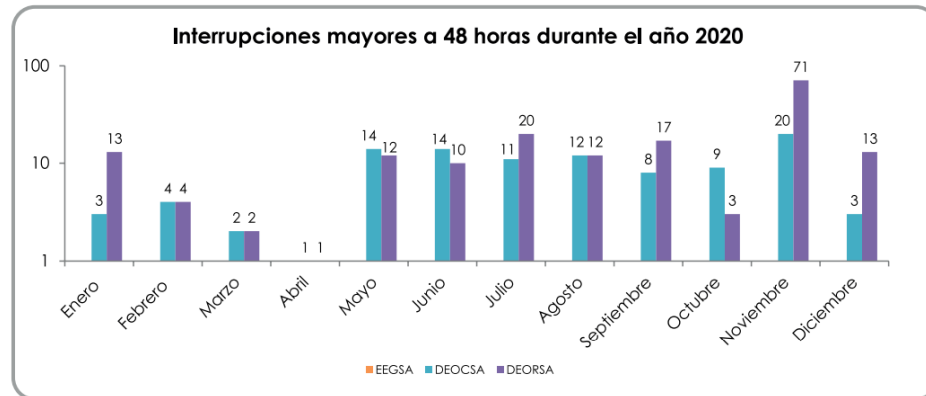
Cantidad de interrupciones de larga duración en el año 2020



Nota. La GFN en gráficas. Obtenido de CNEE (2022). *Memoria de labores 2021-2022.* (p. 20).

Figura 14.

Interrupciones de larga duración por distribuidor 2020



Nota. La GFN en gráficas. Obtenido de CNEE (2022). *Memoria de labores 2021-2022.* (p. 20).

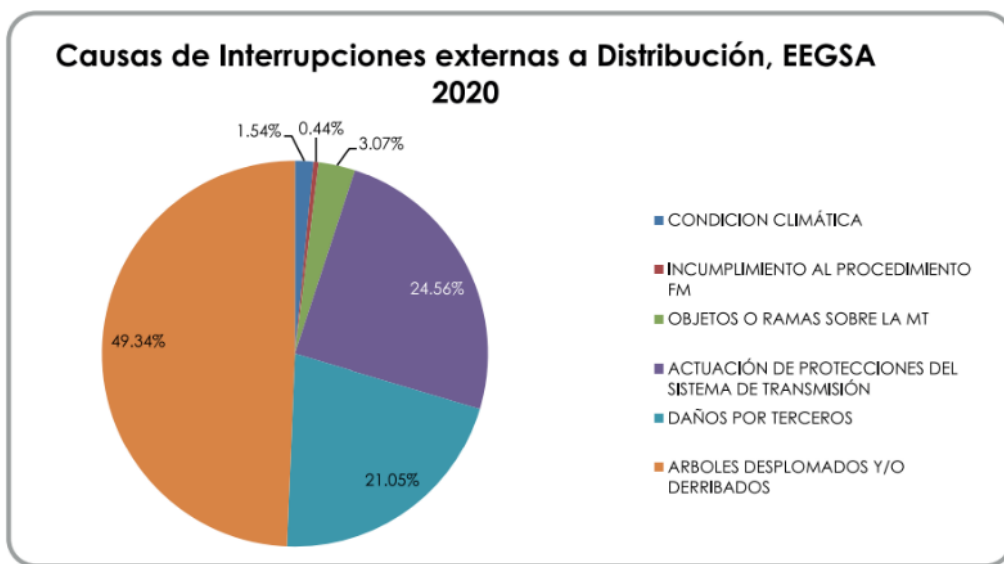
En la gráfica se puede apreciar un incremento en las interrupciones de tensión entre los meses de mayo y septiembre, que coinciden con gran parte del periodo invernal de Guatemala. Es demostrable que los motivos de las fallas son en su mayoría por causas climáticas. De acuerdo con el reporte de la CNEE en su memoria de labores 2021, se indican las causas de interrupciones durante el año 2020.

De acuerdo con la norma NTSD de la CNEE (1999b), no se considera como interrupción aquellas que son menores a 3 minutos y las que son provocadas por fuerzas mayores, por lo que los distribuidores no deberán pagar ningún tipo de remuneración cuando las causas de las interrupciones sean provocadas por: Condición climática, árboles desplomados, actuaciones de protecciones del sistema de transporte, entre otros.

De acuerdo con la información proporcionada por EEGSA a la CNEE, la mayoría de las interrupciones por causa mayor, se debieron a desplome de árboles, seguida por la actuación de protecciones del sistema de transporte y en tercero por daños por terceros. Por su lado ENERGUATE en su mayoría las interrupciones se debieron a condiciones climáticas, seguido por restricción del sistema de transporte y en tercero por incumplimiento en los procedimientos FM.

Figura 15.

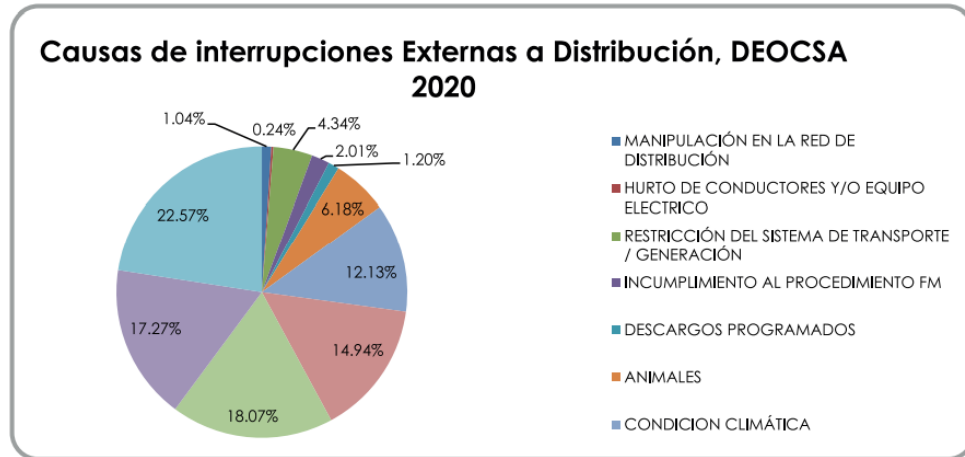
Causas de interrupción por fuerza mayor, EEGSA



Nota. La GFN en gráficas. Obtenido de CNEE (2022). *Memoria de labores 2021-2022.* (p. 22).

Figura 16.

Causas de interrupción por fuerza mayor, DEOCSA

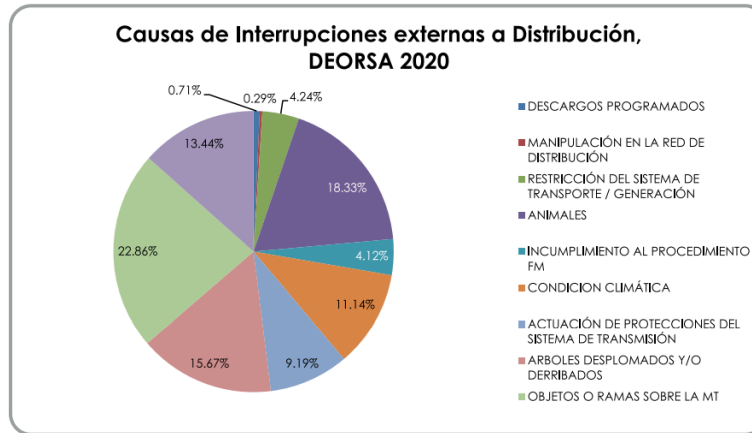


Nota. La GFN en gráficas. Obtenido de CNEE (2022). *Memoria de labores 2021-2022.* (p. 23).

La mayoría de las interrupciones que reporta DEOCSA por fuerza mayor, se debieron a que las redes de distribución están expuestas a la intemperie, tal es el caso de los factores climáticos, interrupciones ocasionadas por animales, hurto de conductores y/o equipo. En el caso de DEORSA la mayoría de las interrupciones que ocurrieron en el 2020 fueron ocasionadas por maniobras en la red de transporte, sin embargo, en la siguiente posición están las interrupciones de tensión ocasionadas por animales, le sigue árboles desplomados y la condición climática como las principales causas de interrupción en el 2020.

Figura 17.

Causas de interrupción por fuerza mayor, DEORSA



Nota. La GFN en gráficas. Obtenido de CNEE (2022). *Memoria de labores 2021-2022.* (p. 24).

7.5.2. Impacto visual de las líneas aéreas

En la actualidad no se posee un estudio de impacto ambiental que permita determinar el impacto de la actual red de distribución aérea y los efectos que estas tienen tanto sobre el ambiente como en los pobladores. Tampoco se han realizado estudios que permitan conocer las opiniones de los pobladores respecto a la existencia de líneas de electrificación en zonas donde el paisaje es importante o representa un atractivo para los espectadores.

7.6. Especificaciones técnicas de instalaciones de distribución subterráneas

Las instalaciones de distribución subterráneas son recomendadas en la NTDOID como una alternativa para zonas de alta densidad de carga y no se especifican los lineamientos que este tipo de redes deben cumplir.

7.6.1. Criterios de diseño

De acuerdo con Barahona (2009) todo proyecto de distribución eléctrica debe cumplir con lineamientos definidos para que el suministro eléctrico como servicio y como producto sea un recurso al cual muchos usuarios puedan tener acceso y que además hagan uso de un producto de calidad y que esté disponible en todo momento. Los objetivos principales para la implementación de proyectos de distribución subterránea deben ser:

- Continuidad del servicio: de acuerdo con la CNEE (1999b), en la norma NTSD, la calidad del servicio técnico de las empresas distribuidoras se mide en función de la continuidad del servicio. Además, la CNEE (1999a) en la norma NTDOID indica que las instalaciones de distribución subterráneas son una alternativa para garantizar la continuidad del servicio.
- Seguridad: de acuerdo con Barahona (2009), la seguridad se refiere a todos los aspectos constructivos que garanticen la seguridad de las personas, por ejemplo: Distancias mínimas de enterramiento, aislamiento de conductores, calidad de los materiales y señalización de áreas. Es importante considerar también las servidumbres, de tal manera que estén correctamente delimitadas las zonas de zanjeado y al igual que se deben

considerar las dimensiones de las cajas de registro y las distancias mínimas de seguridad para la ubicación de los transformadores.

- Confiabilidad: es la confianza de que todo sistema o elemento de este funcione durante el tiempo y realizando las funciones para las cuales fue diseñado (Mesa, Ortiz y Pinzón, 2006).
- Optimización de costos: de acuerdo con Barahona (2009) la optimización de costos se obtiene a partir del correcto dimensionamiento del proyecto, considerando el ciclo de vida de la red implementada, la correcta elección de la ruta de cableado y la optimización de pérdidas.

7.6.2. Características de los equipos a utilizar

La distribuidora VIESGO (2018), a través de su norma técnica NT-ASDS.01, indica que los equipos necesarios para implementar una red subterránea de distribución son los siguientes:

- Conductores con aislamiento de polietilenos reticulado, especificado para el nivel de tensión de la red.
- Caja general de protección y cajas de protección y medida.
- Armarios de distribución urbana.
- Transformadores.
- Terminales.
- Derivaciones.
- Empalmes.
- Tubería rígida de protección y resistente a la propagación de la llama, pueden ser PVC.

7.6.3. Tipos de redes subterráneas

Los conductores que conforman la red de distribución pueden enterrarse directamente sobre el terreno o se pueden enterrar entubados. En este caso la tubería debe cumplir con ciertos parámetros de protección, resistencia a la presión, para brindar protección mecánica al conductor (VIESGO, 2018).

7.6.4. Tubería

Los conductores enterrados, ya sea que se canalicen en tubos o se entierren directamente, deberán concluir su trayectoria en cajas de registro convenientemente ubicadas para permitir el ingreso de nuevos conductores en los cambios de dirección o derivaciones. La tubería utilizada en las redes subterráneas puede ser PVC, Conduit o tubos de hormigón y para todos los casos se deberá cuidar que las curvaturas que se realicen no violen los radios mínimos permitidos para los conductores. Además, en el caso de utilizarse tubería Conduit, ésta se deberá aterrizar efectivamente a tierra (Barahona, 2009).

7.6.5. Dimensiones de zanjas

Las dimensiones de las zanjas varían en función de si el circuito se entierra directamente, se conduce en tubería, el nivel de tensión y la cantidad de circuitos enterrados. El parámetro más importante es la profundidad de enterramiento ya que un conductor directamente enterrado se deberá enterrar como mínimo a 45 centímetros de profundidad, puesto que estos no tienen protección al aplastamiento, mientras que los conductores entubados deberán ser enterrados a una profundidad mínima de 15 centímetros (Barahona, 2009).

Los anchos y profundidades recomendadas por la Comisión de Distribución Eléctrica (2015) son:

- Para conductores de media tensión, ancho de 60 centímetros y profundidad de 110 centímetros de profundidad hasta el centro del conductor superior.

7.6.6. Conductores

De acuerdo con Barahona (2009) los conductores deben ser redondos y monopolares para evitar las fallas entre fases y de aislamiento resistente al ozono, ya que debido al efecto corona se producirá diversidad de gases entre el conductor y el aislamiento.

De acuerdo con la Comisión de Distribución Eléctrica (2015), los conductores utilizados en las redes de media tensión subterráneas deberán ser como mínimo de calibre 1/0 AWG ya sea para conductores de cobre o de aluminio. Además, se debe cumplir que el aislamiento sea de goma etilpropilénica (EPR) al 100 % para los calibres mínimos y al 133 % para el resto de los conductores. Se debe considerar que en el caso de las redes de distribución subterráneas los conductores deberán contar con las pruebas de fábrica y las pruebas de aislamiento después de realizada la instalación. Entre el tipo de pruebas de aislamiento realizadas se encuentran:

- Prueba de potencial aplicado en DC
- Prueba de factor de potencia de aislamiento
- Prueba de reflectometría
- Prueba de descargas parciales

7.6.7. Transformadores

Para las redes de distribución subterráneas los transformadores comúnmente utilizados son los de tipo pedestal o mejor conocidos como *Pad mounted* puesto que estos se instalan sobre una base o pedestal y permite el ingreso de los conductores por la parte inferior del equipo. Estos transformadores deben estar diseñados tanto para instalarse en interiores como en exteriores. En el caso de que estos se ubiquen a la intemperie, se deberá tener cuidado de las condiciones ambientales tales como la lluvia, a la cual el transformador debe resistir, y a las altas temperaturas. Cuando la temperatura ambiente sobrepase a la temperatura de operación normal del transformador, se deberá construir una caseta que brinde protección a la incidencia directa de los rayos solares (Barahona, 2009).

También es viable utilizar transformadores que estén embebidos en aceite, siempre y cuando los transformadores cumplan con las normas respectivas respecto a los aceites aislantes utilizados y están diseñados para operar a una altura sobre el nivel del mar, mínima de 1000 m (Comisión de Distribución Eléctrica, 2015).

7.6.8. Cajas de registro

Las cajas de registro son utilizadas para la verificación del estado físico de las canalizaciones o bien de los conductores. Estos registros son utilizados únicamente para el paso de los conductores más no para realizar maniobras en ellas, por lo que las especificaciones técnicas de estas cajas están enfocadas a la resistencia mecánica, que sean aptas al paso peatonal y de tránsito moderado de vehículos (Comisión de Distribución Eléctrica, 2015).

7.6.9. Configuraciones de las redes subterráneas

Al igual que en las redes de distribución eléctrica aéreas, las instalaciones subterráneas de distribución primaria pueden realizarse tanto en configuración anillada o radial (Barahona, 2009).

7.6.10. Otros elementos de las redes subterráneas

De acuerdo con Barahona (2009) es importante que se realice una adecuada coordinación de protecciones en una red de distribución eléctrica subterránea. Las protecciones que elementalmente debe tener una red de distribución son:

- Puesta a tierra efectiva
- Pararrayos
- Cortacircuitos

8. PROPUESTA DE ÍNDICE DE CONTENIDOS

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

LISTA DE SÍMBOLOS

GLOSARIO

RESUMEN

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

OBJETIVOS

RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO

INTRODUCCIÓN

1. MARCO REFERENCIAL

1.1. Estudios previos (recientes)

1.2. Antecedentes

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Distribución eléctrica

2.1.1. Elementos de una red de distribución eléctrica

2.1.1.1. Subestaciones receptoras secundarias

2.1.1.2. Circuitos primarios

2.1.1.3. Transformadores de distribución

2.1.2. Clasificación de los sistemas de distribución

2.1.2.1. Tipos de construcción de sistemas de distribución eléctrica

- 2.1.2.1.1. Redes de distribución aéreas
 - 2.1.2.1.2. Redes de distribución subterráneas
 - 2.1.2.1.3. Redes de distribución mixtas
 - 2.1.3. Redes de distribución por ubicación geográfica
 - 2.1.3.1. Redes de distribución urbanas
 - 2.1.3.2. Redes de distribución rurales
 - 2.1.4. Redes de distribución por tipo de carga
- 2.2. Distribución eléctrica en Guatemala
 - 2.2.1. Reseña histórica de la empresa eléctrica de Guatemala
 - 2.2.2. Reseña histórica de ENERGUATE
 - 2.2.3. Reseña histórica de Instituto Nacional de Electrificación (INDE)
- 2.3. Electrificación rural en Guatemala
 - 2.3.1. Estructura del sector eléctrico relacionada a la electrificación rural en Guatemala
 - 2.3.2. Estructura del sector eléctrico relacionada a la electrificación rural en Guatemala
 - 2.3.2.1. Ministerio de Energía y Minas (MEM)
 - 2.3.1.1. Comisión Nacional de Energía Eléctrica
 - 2.3.1.2. Instituto Nacional de Electrificación.
- 2.4. EIA (estudios de impacto ambiental)
 - 2.4.1. EIA en Guatemala
 - 2.4.2. Instrumentos predictivos

- 2.4.3. Instrumentos correctivos
 - 2.4.4. Guías ambientales
 - 2.5. Instalaciones de distribución primarias subterráneas
 - 2.5.1. Confiabilidad de líneas de distribución en el interior del país
 - 2.5.2. Impacto visual de las líneas aéreas
 - 2.6. Especificaciones técnicas de instalaciones de distribución subterráneas
 - 2.6.1. Criterios de diseño
 - 2.6.2. Características de los equipos a utilizar
 - 2.6.3. Tipos de redes subterráneas
 - 2.6.4. Tubería
 - 2.6.5. Dimensiones de zanjas
 - 2.6.6. Conductores
 - 2.6.7. Transformadores
 - 2.6.8. Cajas de registro
 - 2.6.9. Configuraciones de las redes subterráneas
 - 2.6.10. Otros elementos de las redes subterráneas
- 3. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN
- 4. DISCUSIÓN DE RESULTADOS
- 5. ANÁLISIS DE COSTOS

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

REFERENCIAS

APÉNDICES

9. METODOLOGÍA

9.1. Características del estudio

A continuación, se presentan las características del estudio.

9.1.1. Enfoque

Esta investigación se definirá como mixta puesto que el análisis de los resultados de los distintos escenarios de las instalaciones de distribución tanto aéreas como subterráneas se realizará por medio de herramientas como el costo-beneficio y diagnóstico ambiental. Generalmente un estudio de diagnóstico ambiental analiza factores cualitativos en su mayoría, tales como el factor social, el factor climático y el factor visual. Y por otro lado el costo – beneficio analiza los factores económicos de la puesta en marcha o ejecución de una instalación de distribución sea aérea o subterránea.

9.1.2. Alcance

El alcance de la investigación será exploratorio debido a que la información en cuanto a la contaminación visual que una red de distribución aérea provoca en zonas rurales en comparación con las redes de distribución subterráneas, no está disponible aún. Al no ser esta información de carácter público, se buscará evaluar la contaminación visual y la factibilidad de realizar las instalaciones subterráneas únicamente se podrá observar y recabar en el interior del país y en una visita de campo.

9.1.3. Diseño

El diseño de investigación será no experimental, puesto que las variables de la contaminación visual y las pérdidas no técnicas de energía en la red de distribución no podrán ser manipuladas, sino que únicamente se observan los impactos que las líneas de distribución aéreas tendrán sobre el paisaje y si los costos que representan dichos impactos son equivalentes al costo que representa la inversión inicial de una instalación de distribución aérea en comparación con las subterráneas. El diseño además es transversal, puesto que los datos se miden en una etapa y con las características actuales que el sistema de distribución tiene y se describirán los factores que este afecta y como en este caso interactúa con el entorno ambiental, sean estos factores sociales, económicos, climáticos o visuales. Se utilizarán los instrumentos de evaluación de impacto ambiental puestos a disposición en la página del MARN y se realizarán por medio de un instrumentista licenciado.

El instrumento específico para utilizar será un instrumento categoría B1, que se utilizará para diagnósticos ambientales considerados de moderados a altos y en este caso el diagnóstico permitirá visualizar el impacto de la red de distribución típica en las zonas rurales.

9.2. Unidades de análisis

En esta investigación se considerarán únicamente las áreas rurales puesto que son las que pueden verse más afectadas por factores climáticos, sociales y visuales en cuanto a los beneficios cualitativos de una instalación de distribución aérea o subterránea.

9.3. Variables

En la tabla 1 se presentan las variables de la investigación.

Tabla 1.

Variables

Variable	Definición teórica	Definición operativa
Contaminación visual	Son todos aquellos que se obtengan de preservar los paisajes de las áreas rurales.	Se mantendrá o aumentará el turismo en áreas atractivas de Guatemala al implementar líneas de distribución subterráneas.
Pérdidas no técnicas de energía	Son todas aquellas pérdidas producidas por factores externos a la red, como lo son las conexiones ilegales.	Se medirá en MWh (energía) y cantidad de dinero.
Costo de implementación	Serán los costos derivados de la implementación de un proyecto de instalación de distribución subterránea, incluyen los costos operativos y de materiales y equipos.	Se medirá en cantidad de dinero y tiempo de ejecución.
Confiabilidad	Es la capacidad del sistema para operar con normalidad bajo parámetros técnicos y tiempo establecidos.	Se medirá en porcentaje.
Tiempo		

Nota. Variables de la investigación. Elaboración propia, realizado con Excel.

Tabla 2.*Tipo de variables*

Variable	Categoría		Numérica		Manipulable	Observable	Nivel de medición
	Dicotómica	Politómica	Discreta	Continua			
Contaminación visual		X				X	NOMINAL
Pérdidas no técnicas de energía				X		x	RAZÓN
Costo de implementación				X		x	RAZÓN
Confiabilidad de la red				X		X	RAZÓN
Tiempo				X		x	RAZÓN

Nota. Clasificación de variables. Elaboración propia, realizado con Excel.

9.4. Fases del estudio

Se describirán a continuación las fases en las que el estudio de campo se realizará.

9.4.1. Fase 1: exploración bibliográfica

Se recabará toda la información disponible respecto a la regulación, planificación, mantenimiento, expansión, estudios de prefactibilidad, calidad del suministro, confiabilidad y expansión de las instalaciones de distribución rural en Guatemala en los sitios *web* de las entidades relacionadas al subsector eléctrico en Guatemala, como lo son: El Ministerio de Energía y Minas (MEM), la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), el Administrador de Mercado Mayorista (AMM), el Instituto De Electrificación Rural, Empresa Eléctrica de Guatemala Sociedad Anónima (EEGSA) y ENERGUATE.

Se utilizarán como apoyo las tesis disponibles en el repositorio de tesis de la USAC, que se refieran a la implementación de instalaciones de distribución subterránea para determinar los requisitos con los que un proyecto de esta magnitud debe de cumplir, tanto en los aspectos técnicos, como en los aspectos regulatorios. Además, se explorará toda la documentación relacionada a los impactos ambientales de los proyectos eléctricos que se han implementado en Guatemala y alrededor del mundo, esto con el fin de establecer una guía adecuada para proyectos de innovación y trazar la ruta adecuada que el estudio deberá tomar en la fase de implementación (si se llega a implementar).

9.4.2. Fase 2: determinar el nivel de confiabilidad de las líneas de distribución subterráneas sobre las instalaciones de distribución aéreas

Se determinará la cantidad de pérdidas no técnicas en la red de distribución actual de las zonas rurales de Guatemala. Se calculará el nivel de confiabilidad de las líneas de distribución aéreas primarias por medio de un método exponencial en donde las 2 variables que se medirán son: tasa de fallas y el tiempo de duración de las fallas.

Se realizará un modelo de confiabilidad para una muestra de líneas de distribución primaria (aéreas) para determinada locación rural y donde los datos de número de fallas y duración de fallas se solicitarán a la CNEE.

La ecuación matemática con la que se calculará el nivel de confiabilidad se describe a continuación:

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (\text{Ec. 1})$$

Donde:

e : Constante Neperiana ($e=2.7182\dots$)

λ : Tasa de fallas (número total de fallas por período de operación)

t : tiempo

Se deberá investigar la existencia de una instalación de distribución primaria subterránea en Guatemala, de lo contrario se deberá considerar utilizar datos de instalaciones de distribución primaria subterráneas de otro país y que este sirva como índice de comparación, siempre y cuando esta tenga parámetros similares a la muestra utilizada para modelar la confiabilidad de una red de distribución aérea.

Dentro de esta fase se considerará el costo de la confiabilidad más alta obtenida. Dependiendo del grado de confianza que se desee obtener para las instalaciones de distribución y cuyo parámetro debe cumplir con lo establecido en las normas NTSD y NTDOID, se deberá de realizar un listado de las acciones que se deben realizar al sistema actual y comparar si las instalaciones de distribución subterráneas cumplen con dicho parámetro.

9.4.3. Fase 3: determinar los aspectos a considerar para que las líneas eléctricas subterráneas coadyuven a mitigar las conexiones ilegales

Para determinar la magnitud en que las instalaciones de distribución eléctrica primaria ayudan a reducir el índice de conexiones ilegales en el interior del país, se utilizará un proceso utilizado en la gestión de riesgos de proyectos en general.

En primera instancia se realizará la identificación de los riesgos, en este caso particular se identificarán qué riesgos están asociados a las instalaciones de distribución eléctrica aéreas primarias en las zonas rurales y se procederá ubicar en qué lugar de los riesgos identificados se encuentran las conexiones ilegales.

Posteriormente se realizará una valoración cualitativa y cuantitativa de los riesgos previamente identificados y se ordenarán de acuerdo con la prioridad que estos presenten, para finalmente realizar un análisis de gestión de los riesgos identificados y priorizados.

Para este caso en específico el riesgo será una función de 2 variables: la probabilidad de ocurrencia y el impacto que tiene el riesgo en el proyecto completo. Por lo que se deberá calcular la probabilidad de que exista una conexión ilegal a partir de que la instalación de distribución sea aérea. Finalmente, los datos obtenidos se analizarán por medio de una tabla de distribución, normal y acumulada y se modelará el comportamiento de las conexiones ilegales en función de que las instalaciones de distribución eléctrica sean aéreas.

9.4.4. Calcular el costo de implementación de una red de distribución subterránea

Para calcular el costo y la factibilidad económica de implementar una red de distribución primaria subterránea se enlistarán los materiales, equipos y mano de obra necesaria para la realización de un proyecto de esta magnitud. Para analizar la factibilidad se considerará el cálculo del VAD (valor agregado de distribución) el cual se calcula sobre la rentabilidad de las redes de distribución

cada 4 años y que dentro de este cálculo incluyen el VNR (valor nuevo de reemplazo) de la red de distribución.

9.5. Resultados esperados

En la tabla 3 se presentan los resultados que se esperan obtener.

Tabla 3.
Resultados esperados

Preguntas de investigación	Objetivo	Fases	Resultados esperados
¿Bajo qué escenarios las líneas de distribución primarias subterráneas en zonas rurales mitigan la contaminación visual y reducen las pérdidas no técnicas de energía?	Identificar los escenarios bajo los cuales las instalaciones eléctricas de distribución de media y baja tensión subterráneas mejoran la contaminación visual y si la implementación de estas ayuda a mitigar las pérdidas no técnicas de energía.	Exploración bibliográfica.	Tener un estudio concluyente respecto a la factibilidad de implementar líneas de distribución primarias subterráneas y que estas beneficien al desarrollo en cuanto a la reducción de la contaminación visual y la disminución de las pérdidas no técnicas de energía.
¿En qué aspectos las líneas subterráneas de distribución primaria brindan mayor confiabilidad que las líneas de distribución aéreas?	Establecer el nivel de confiabilidad que las líneas de distribución subterráneas poseen por encima de las líneas de distribución aéreas.	Modelado de la confiabilidad de las líneas eléctricas de distribución primaria, aéreas y subterráneas.	Se espera cuantificar el nivel de confiabilidad en que una instalación subterránea en comparación con una instalación aérea.
¿Bajo qué circunstancias las líneas subterráneas de distribución ayudan a disminuir las pérdidas no técnicas de energía en las zonas rurales?	Listar los aspectos a considerar para que las líneas eléctricas subterráneas coadyuven a mitigar las pérdidas no técnicas en zonas rurales de Guatemala.	Identificación y gestión de riesgos.	Se espera determinar el porcentaje en que las instalaciones de distribución subterráneas mitigan la existencia de conexiones ilegales.

Continuación de la tabla 3.

Preguntas de investigación	Objetivo	Fases	Resultados esperados
¿En qué proporción es más cara una topología de distribución subterránea versus una aérea?	Calcular en qué proporción la implementación de una red de distribución es más económica en comparación con una red aérea.	Análisis VNR, Valor Neto Realizable.	Calcular el costo de implementar una red primaria de distribución subterránea y su rentabilidad.

Nota. Desglose de resultados esperados. Elaboración propia, realizado con Excel.

10. TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

10.1. Instrumentos ambientales

Se utilizará el modelo de un instrumento de diagnóstico ambiental categoría B1, el cual se utiliza para diagnosticar proyectos de impacto medio con tendencia a alto. Las plantillas para utilizar son las que el MARN (Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales) pone a disposición en su página *web* y cómo plantillas de respaldo se utilizará una matriz de MEL - ENEL, la cual se puede aplicar tanto para estudios de impacto ambiental como para estudios de diagnóstico ambiental.

La matriz de MEL-ENEL permite que el análisis descriptivo sea más certero y en el caso de análisis correctivo esta matriz opera con gran eficiencia bajo los siguientes criterios:

- Esta matriz se rige a evaluar únicamente los impactos directos, más no los indirectos.
- Esta herramienta realiza el análisis a través de mediciones y no de predicciones.
- Esta herramienta pretende corregir únicamente los aspectos que resulten negativos y significativos para el proyecto y no verifica la viabilidad ambiental.

10.2. Retorno de inversión (ROI)

Para cuantificar los beneficios de implementar un sistema de distribución primaria subterránea se utilizará la herramienta ROI. Esta herramienta brinda un panorama claro sobre los beneficios e implicaciones asociados específicamente a un programa de mejora y que permite justificar de manera adecuada y tangible la viabilidad de realizar o no la inversión.

Los elementos y etapas para realizar un ROI, son los siguientes:

- Determinar el alcance de la mejora
- Estimar el esfuerzo y costos asociados
- Dimensionar los beneficios
- Cálculo de retorno de inversión
- Presentación de resultados

En este caso el dimensionar los beneficios se vuelve una tarea complicada, debido a que hay aspectos totalmente cualitativos que se deben cuantificar por lo que se debe buscar la herramienta adecuada para ponderar los beneficios y los costos.

10.3. Estadística descriptiva

Se utilizará la estadística descriptiva para analizar todos los datos cualitativos obtenidos en la fase de exploración bibliográfica y en campo. En este caso esta herramienta permitirá relacionar las variables categóricas y asignar un valor numérico, por ejemplo, el porcentaje de confiabilidad que las líneas de distribución brindan en función de situaciones adversas de clima, ubicación geográfica, tipología de instalación, entre otros.

Esta técnica permitirá encontrar las medidas de tendencia central más relevantes, tales como la frecuencia, la media, los percentiles, entre otros.

10.4. Estadística inferencial

Esta herramienta se utilizará para analizar todos los datos cuantitativos, por ejemplo, número de conexiones ilegales en función de la tipología, pérdidas técnicas y no técnicas en función de la tipología y región de la instalación y distribución, entre otros.

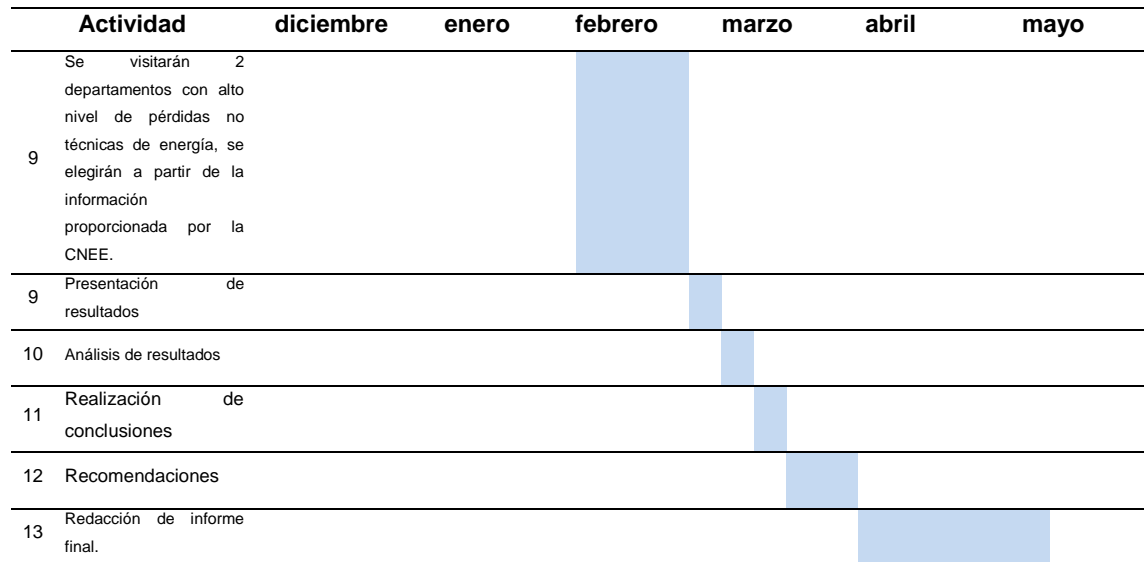
11. CRONOGRAMA

Tabla 4.

Cronograma de actividades

Actividad	diciembre	enero	febrero	marzo	abril	mayo
1 Fase 1: exploración bibliográfica						
2 Se realizarán búsquedas en las páginas de las entidades eléctricas del país. Se revisará el repositorio de la facultad de ingeniería, se realizará búsqueda en la biblioteca del inde.						
3 Fase 2: determinar el nivel de confiabilidad, a partir de los datos recabados						
4 Se realizará la tabulación de datos y con herramientas de interpretación como Excel, se realizará el cálculo de la confiabilidad						
5 Fase 3: determinar si la topología de instalación es un factor de peso que provoque pérdidas técnicas						
6 Se realizará un análisis de retorno de inversión en la comparativa de las topologías de red aéreas y subterráneas						
7 Se consultarán los datos proporcionados por la CNEE y se realizará un panel foro con expertos del sector de distribución						
8 Visitas de campo a una zona rural para recabar datos para el análisis de impacto visual						

Continuación de la tabla 4.



Nota. Diagrama de Gantt. Elaboración propia, realizado con Excel.

12. FACTIBILIDAD DEL ESTUDIO

Para realizar el estudio será necesario el acceso a la información referente al subsector eléctrico y que está puesta a disposición del público general. De estas plataformas de información se podrán obtener datos estadísticos y algunos estudios referentes a la calidad del suministro del servicio de distribución eléctrica y que se pueda a partir de ella tomar las muestras que se consideren para realizar un análisis adecuado de los datos. También será necesario consultar qué otros tipos de datos públicos puede facilitar la CNEE para realizar la evaluación de la confiabilidad de la red de distribución primaria actual y las pérdidas no técnicas de energía.

Es necesario contar con un asesor capacitado para realizar estudios de contaminación ambiental y que conozca las herramientas de diagnóstico puestas a disposición en la página del MARN (Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales). Con las herramientas de diagnóstico se seleccionará un departamento del interior del país en donde se considere viable realizar una visita de campo para recabar los datos necesarios que el estudio y la herramienta requiera.

Se deberá además considerar tener acceso a profesionales expertos en la materia para obtener sus recomendaciones y puntos de vista respecto a los planes de desarrollo en la distribución eléctrica y también conocer las limitantes que ellos puedan plantear para la implementación de proyectos de esta magnitud a nivel nacional.

Tabla 5.*Recursos para utilizar*

Recursos	Responsable	Indicadores	Costo
Computadora, internet, equipo de medición, transporte.	Maestrando	Datos recolectados	Q 13,700.00
Computadora internet	Maestrando	Informe y visualización de análisis	Q 1,000.00
Computadora internet	Maestrando	Informe finalizado	Q 1,000.00
Computadora internet	Maestrando y Escuela de Postgrado	Aprobación de informe final	Q 1,000.00
Total			Q 16,700.00

Nota. Presupuesto estimado para la ejecución del proyecto. Elaboración propia, realizado con Excel.

REFERENCIAS

- Asociación Nacional de Municipalidades de la República de Guatemala. (2 de noviembre de 2016). *Estudios de evaluación de impacto ambiental para sistemas de tratamiento de agua residual*. Asociación nacional de municipalidades de la república de guatemala. <https://anam.org.gt/2016/11/02/estudios-de-evaluacion-de-impacto-ambiental-para-sistemas-de-tratamiento-de-agua-residual/>
- Barahona, W. (2009). *Estándar para la construcción de líneas subterráneas de distribución de energía eléctrica*. [Tesis de licenciatura, Universidad de El Salvador]. Archivo digital. [https://ri.ues.edu.sv/id/eprint/3295/1/Est %C3 %A1ndar %20para %20la %20construcci %C3 %B3n %20de %20l %C3 %ADneas %20subterr %C3 %A1neas %20de %20distribuci %C3 %B3n %20de %20energ %C3 %ADa %20el %C3 %A9ctrica.pdf](https://ri.ues.edu.sv/id/eprint/3295/1/Est%C3%A1ndar%20para%20la%20construcci%C3%B3n%20de%20l%C3%ADneas%20subterr%C3%A1neas%20de%20distribuci%C3%B3n%20de%20energ%C3%ADa%20el%C3%A9ctrica.pdf)
- Brolo, J., Rayo, M., Salguero, C. y Urrutia, P. (2018). *Estimación del costo del conflicto en la distribución del subsector eléctrico en Guatemala*. ASIES.
- Comisión Económica para América Latina y el Caribe. (2012). *Centroamérica: estadísticas del subsector eléctrico*. Comisión Económica para América Latina y el Caribe.
- Comisión de Distribución Eléctrica. (2015). *Manual para redes de distribución eléctrica subterránea 13.8; 24.9; 34.5 kV*.

Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (15 de mayo de 2021). *Distribuidoras*. https://www.cnee.gob.gt/wordpress/?page_id=105

Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (1999a). *Norma Técnica de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución*.

Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (1999b). *Norma Técnica del servicio de Distribución*.

Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (2022). *Memoria de labores 2021-2022*.

Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (2023). *Instrumentos de planificación*.

Empresa Eléctrica de Guatemala Sociedad Anónima. (1 de octubre de 2021). *Historia*. <https://eegsa.com/conozcanos/historia/>

Espinoza, L. y Lara, R. (1990). *Sistemas de distribución*. Noriega Limusa.

Instituto Nacional de Electrificación. (2010). *Ley Orgánica del Instituto Nacional de Electrificación -INDE- Decreto No. 64-94 y sus reformas*.

Kheswa, P. (2020). *Residential electrification design topology evaluation model - the sustainable approach for residential developments* [Modelo de evaluación de topología de diseño de electrificación residencial: el enfoque sustentable para desarrollos residenciales]. Boloka repository.

Mesa, D., Ortíz, Y. y Pinzón, M. (2006). *La confiabilidad, la disponibilidad y la mantenibilidad, disciplinas modernas aplicadas al mantenimiento*.

Scientia Et Technica, XII(30), 155-160.
<https://www.redalyc.org/pdf/849/84920491036.pdf>

Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales. (12 de agosto de 2021). *Institución*.
<https://www.marn.gob.gt/paginas/Institucion>

Ministerio de Energía y Minas. (2019). *Plan indicativo de electrificación rural 2020-2032*.

Olga, M. (2019). *Legislación ambiental, Evaluación, control y seguimiento ambiental, Sistema Guatemala*. MARN.

Porter, A. (1970). *Underground for rural areas* [Subterráneo para zonas rurales]. IEEE.

Ramírez, S. (2004). *Redes de distribución de energía*. Centro de Publicaciones Universidad Nacional de Colombia.

Rojas, M. (2003). *Manual de evaluación del impacto ambiental*. [Tesis de licenciatura, Universidad de San Carlos de Guatemala]. Archivo digital.
http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_1163_IN.pdf

Suoto, L. y Santoso, S. (2020). *Overhead vs. Underground: Designing Power Lines for Resilient, Cost-Effective Distribution Networks Under Windstorms* [Rhead vs. Underground: Diseño de líneas eléctricas para redes de distribución resistentes y rentables bajo tormentas de viento]. Resilience Week.

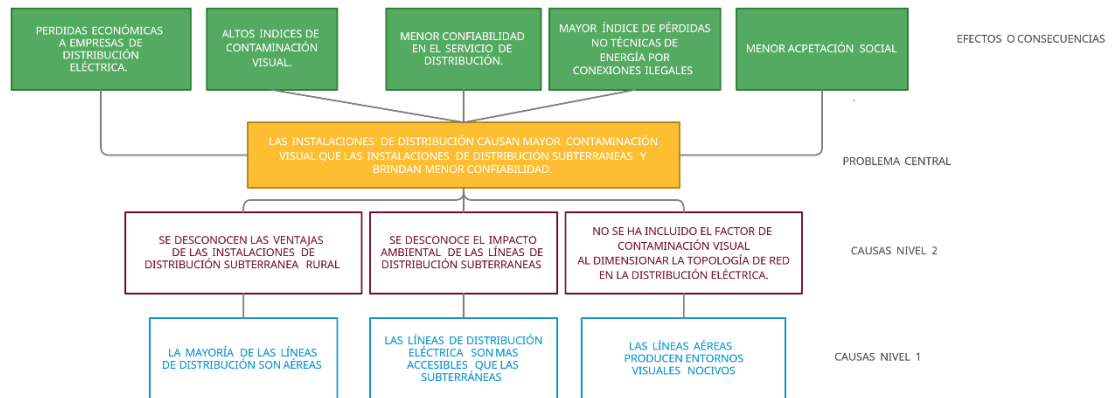
Vay, L. Joj, Z. Vay, D. López, C. Ixcal, M. y Quispe, J. (2014). *La privatización del derecho a la energía eléctrica - Impactos socioeconómicos y convulsión social creciente*. CODECA.

VIESGO. (2018). *Norma técnica de acometidas subterráneas y elementos de red de distribución subterránea de baja tensión*. Laboratorio Central Oficial de Electrotecnia.

APÉNDICE

Apéndice 1.

Árbol de problemas



Nota. El árbol del problema presenta la pregunta principal de la cual se partió para formular las preguntas auxiliares. Elaboración propia, realizado con Visio.

Apéndice 2.

Matriz de coherencia

Matriz de coherencia					
Título de la investigación.	Planteamiento del problema de investigación	Preguntas de investigación	Objetivos	Metodología	Resultados esperados
DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SUBTERRÁNEA PARA MITIGAR CONTAMINACIÓN VISUAL, MEJORAR LA CONFIABILIDAD Y EVITAR LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA, EN ZONAS RURALES DE GUATEMALA	En la actualidad las líneas eléctricas de distribución de Guatemala, en baja y media tensión, son en su mayoría aéreas. Como cualquier topología de instalación las líneas aéreas tienen ventajas y desventajas, sin embargo, las desventajas en cuanto a contaminación visual y pérdidas no técnicas pueden superar la inversión inicial de una red subterránea.	Principal:	General	Fase 1	
		¿Bajo qué escenarios las líneas de distribución primarias subterráneas en zonas rurales mitigan la contaminación visual y reducen las pérdidas no técnicas de energía?	Identificar los escenarios bajo los cuales las instalaciones eléctricas de distribución de media y baja tensión subterráneas mejoran la contaminación visual y si la implementación de estas ayuda a mitigar las pérdidas no técnicas de energía.	Se recabará toda la información disponible respecto a la regulación, planificación, mantenimiento, expansión, estudios de prefactibilidad, calidad del suministro, confiabilidad y expansión de las instalaciones de distribución rural en Guatemala en los sitios <i>web</i> de las entidades relacionadas al subsector eléctrico en Guatemala	Tener un estudio concluyente respecto a la factibilidad de implementar líneas de distribución primarias subterráneas y que estas beneficien al desarrollo en cuanto a la reducción de la contaminación visual y la disminución de las pérdidas no técnicas de energía.

Continuación del apéndice 2.

Matriz de coherencia					
Título de la investigación.	Planteamiento del problema de investigación	Preguntas de investigación	Objetivos	Metodología	Resultados esperados
DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SUBTERRÁNEA PARA MITIGAR CONTAMINACIÓN VISUAL, MEJORAR LA CONFIABILIDAD Y EVITAR LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA, EN ZONAS RURALES DE GUATEMALA	En la actualidad las líneas eléctricas de distribución de Guatemala, en baja y media tensión, son en su mayoría aéreas. Como cualquier topología de instalación las líneas aéreas tienen ventajas y desventajas, sin embargo, las desventajas en cuanto a contaminación visual y pérdidas no técnicas pueden superar la inversión inicial de una red subterránea.	Específicos: ¿En qué aspectos las líneas subterráneas de distribución primaria brindan mayor confiabilidad que las líneas de distribución aéreas?	Específicos Establecer el nivel de confiabilidad que las líneas de distribución subterráneas poseen por encima de las líneas de distribución aéreas.	Fase 2, 3 y 4. La ecuación matemática con la que se calculará el nivel de confiabilidad se describe a continuación: $R(t) = e^{-\lambda t}$	Se espera cuantificar el nivel de confiabilidad en que una instalación subterránea en comparación con una instalación aérea.
		¿Bajo qué circunstancias las líneas subterráneas de distribución ayudan a disminuir las pérdidas no técnicas de energía en las zonas rurales?	Listar los aspectos a considerar para que las líneas eléctricas subterráneas coadyuven a mitigar las pérdidas no técnicas en zonas rurales de Guatemala.	Se realizará una valoración cualitativa y cuantitativa de los riesgos previamente identificados y se ordenarán de acuerdo con la prioridad que estos presenten, para finalmente realizar un análisis de gestión de los riesgos identificados y priorizados.	Se espera determinar el porcentaje en que las instalaciones de distribución subterráneas mitigan la existencia de conexiones ilegales.

Continuación del apéndice 2.

Matriz de coherencia					
Título de la investigación.	Planteamiento del problema de investigación	Preguntas de investigación	Objetivos	Metodología	Resultados esperados
DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SUBTERRÁNEA PARA MITIGAR CONTAMINACIÓN VISUAL, MEJORAR LA CONFIABILIDAD Y EVITAR LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA, EN ZONAS RURALES DE GUATEMALA	En la actualidad las líneas eléctricas de distribución de Guatemala, en baja y media tensión, son en su mayoría aéreas. Como cualquier topología de instalación las líneas aéreas tienen ventajas y desventajas, sin embargo, las desventajas en cuanto a contaminación visual y pérdidas no técnicas pueden superar la inversión inicial de una red subterránea.	Específicos:	Específicos	Fase 2, 3 y 4.	
		¿En qué proporción es más cara una topología de distribución subterránea versus una aérea?	Calcular en qué proporción la implementación de una red de distribución es más económica en comparación con una red aérea.	Cálculo presupuestario, incluyendo VAD y VNR.	Calcular el costo de implementar una red primaria de distribución subterránea y su rentabilidad.

Nota. Matriz de coherencia de la investigación. Elaboración propia.