



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

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DEL ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DEL PLAN DE
EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y SU IMPACTO EN LA CALIDAD DEL
SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DEL ÁREA CENTRO, DE LAS REDES DE 230 KV DEL
DEPARTAMENTO DE ESCUINTLA**

Eddyin Eduardo González Molina

Asesorado por el M.Sc. Byron Isauro Quelex Simaj

Guatemala, mayo de 2024

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DEL ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DEL PLAN DE
EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y SU IMPACTO EN LA CALIDAD DEL
SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DEL ÁREA CENTRO, DE LAS REDES DE 230 KV DEL
DEPARTAMENTO DE ESCUINTLA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

EDDYN EDUARDO GONZÁLEZ MOLINA
ASESORADO POR EL M.Sc. BYRON ISAURO QUELEX SIMAJ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, MAYO DE 2024

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

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

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Córdova Estrada
EXAMINADORA	Ing. Ana María Navarro Orozco
EXAMINADOR	Ing. Jorge Gilberto González Padilla
EXAMINADOR	Ing. Brian Enrique Chicol Morales
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 INVESTIGACIÓN DEL ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DEL PLAN DE
EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y SU IMPACTO EN LA CALIDAD DEL
SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DEL ÁREA CENTRO, DE LAS REDES DE 230 KV DEL
DEPARTAMENTO DE ESCUINTLA**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Estudios de Posgrado Escuela de Mecánica Eléctrica, con fecha noviembre 2023.



Eddy Eduardo González Molina



ESCUELA DE ESTUDIOS DE
POSTGRADO
FACULTAD DE INGENIERÍA

DIRECCIÓN

EEPFI-PP-001-2024
Guatemala, 19 de marzo 2024

Director
Armando Alonso Rivera Castillo
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Presente.

Estimado Mtro. 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 DEL ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y SU IMPACTO EN LA CALIDAD DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DEL ÁREA CENTRO, DE LAS REDES DE 230 KV DEL DEPARTAMENTO DE ESCUINTLA**, el cual se enmarca en la línea de investigación: Gestión y uso eficiente de la energía - Uso eficiente de sistemas de transporte, presentado por el estudiante **Eddy Eduardo González Molina** carné número **200815468**, 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 Energía y Ambiente.

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.

BYRON ISAURO QUELEX SIMAJ
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 16,560

Mtro. Byron Isauro Quelex Simaj
Asesor(a)

"Id y Enseñad a Todos"

Mtro. Juan Carlos Fuentes Mendoza
Coordinador de Maestría

Mtra. Anabela Cordova Estrada
Directora

Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería



/rm
cc. Archivo

Decanato
Facultad e Ingeniería

24189101- 24189102

LNG.DECANATO.OIE.207.2024

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: , presentado por: **Eddyn Eduardo Gonzalez Molina** después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:

Ing. José Francisco Gómez Rivera
Decano a.i.

Guatemala, mayo de 2024



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: 2024 Correlativo: 207 CUI: 2220173330101

Escuelas: Ingeniería Civil, Ingeniería Mecánica Industrial, Ingeniería Química, Ingeniería Mecánica Eléctrica, - Escuela de Ciencias, Regional de Ingeniería Sanitaria y Recursos Hídricos (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 darme todo lo que necesito.
Mis padres	Por todo su esfuerzo y sacrificio que me han regalado para lograr lo que soy hoy.
Mi esposa	Por su profundo amor y todo su apoyo.
Mis hijas	Por ser mi inspiración e impulsarme a ser mejor.
Mis hermanos	Por su apoyo incondicional.
Mi abuela	Por todas sus lecciones de vida.
Mi familia	Por qué siempre me han acompañado y apoyado en todo lo que necesito.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala Por ser el centro de enseñanza que me dio toda mi educación superior.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
1. INTRODUCCIÓN	1
2. ANTECEDENTES	3
3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	7
3.1. Contexto general	7
3.2. Descripción del problema	8
3.3. Formulación del problema	8
3.3.1. Pregunta central	8
3.3.2. Preguntas auxiliares	8
3.4. Delimitación del problema	9
4. JUSTIFICACIÓN	11
5. OBJETIVOS	13
5.1. General.....	13
5.2. Específicos	13
6. NECESIDADES A CUBRIR Y ESQUEMA DE SOLUCIÓN.....	15
7. MARCO TEÓRICO.....	17
7.1. Sistema eléctrico de potencia.....	17
7.1.1. Sistemas de generación	17

7.1.2.	Sistemas de distribución.....	18
7.1.3.	Sistemas de transmisión	23
7.1.3.1.	Definiciones generales y conceptos	28
7.1.3.2.	Elección de alto voltaje de la línea de transmisión.....	28
7.1.3.3.	Clasificación de las líneas	29
7.2.	Sistema nacional interconectado	31
7.2.1.	Descripción del sistema.....	33
7.2.2.	Regulación de voltaje en sistema central	34
7.3.	Flujo de potencia.....	35
7.3.1.	Tipos de barra de nodos.....	35
7.3.2.	Elementos activos y pasivos	36
7.3.3.	Método de Newton Raphson	36
7.3.4.	Método de Gauss Seidel	36
7.3.5.	Índices de electrificación	37
7.3.6.	Precio spot	37
7.3.7.	Tarifa base	38
7.3.8.	Tarifa social	38
7.3.9.	Criterios probabilísticos	39
7.3.10.	Criterios determinísticos	39
7.3.11.	Energía no suministrada.....	40
7.4.	Análisis de contingencias	41
7.5.	Análisis de confiabilidad	41
7.6.	PET-1-2009.....	41
7.7.	Marco legal.....	46
8.	HIPÓTESIS DE INVESTIGACIÓN	49
9.	PROPUESTA DE ÍNDICE DE CONTENIDOS	51

10.	METODOLOGÍA.....	53
10.1.	Características del estudio	53
10.2.	Unidades de análisis	53
10.3.	Variables.....	54
10.4.	Fases de estudio	55
10.4.1.	Exploración bibliográfica.....	55
10.4.2.	Análisis de datos.....	57
10.4.3.	Resultados.....	60
10.4.4.	Presentación de resultados	61
10.4.5.	Discusión de resultados.....	62
11.	TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN	63
12.	CRONOGRAMA.....	65
13.	FACTIBILIDAD DEL ESTUDIO	67
	REFERENCIAS	69
	APÉNDICE.....	71
	ANEXOS.....	75

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

Figura 1.	Generación de energía por tipo de tecnología del año 2019	18
Figura 2.	Tarifa al servicio de distribución EEGSA, DEOCSA, DEORSA del año 2019 al año 2020	19
Figura 3.	Consumo por prototipo de gasto de energía del año 2019	22
Figura 4.	Componentes del diagrama unifilar	24
Figura 5.	Gráfico de cobro principal y secundario 2019	26
Figura 6.	Sistema Nacional Interconectado	32
Figura 7.	Software NEPLAN	57
Figura 8.	Árbol del problema.....	75

TABLAS

Tabla 1.	Tarifa al servicio de distribución EEGSA, DEOCSA, DEORSA del año 2019 al año 2020	21
Tabla 2.	Tarifa de peaje mensual en el SNI 2019.....	27
Tabla 3.	Definición de Variables	54
Tabla 4.	Parámetros de Confiabilidad.....	55
Tabla 5.	Características de las Cargas.....	56
Tabla 6.	Proyectos Realizados PET	56
Tabla 7.	Resultados año anterior.....	60
Tabla 8.	Resultados ENS posterior.....	60
Tabla 9.	Presentación de resultados TIU.....	61
Tabla 10.	Presentación de resultados FIU.....	61

Tabla 11.	Presentación de resultados costo	62
Tabla 12.	Cronograma de actividades.....	65
Tabla 13.	Recursos necesarios para la investigación	67
Tabla 14.	Matriz de Coherencia	71

1. INTRODUCCIÓN

En el departamento de Escuintla en el inicio de los planes de expansión de transporte se contaba con un alto índice de fallas en la red de distribución también se contaba con una mala calidad de energía que se le suministraba al usuario final adicionando a esto la baja confiabilidad en la red del mismo departamento. Esto sitúa al área de Escuintla inicialmente como poco atractivo a las inversiones tanto nacionales como extranjeras en el sector, producido por los riesgos en la prestación de servicio de energía en el lugar, considerado como un servicio básico para la industria.

La investigación planteada es para incentivar el análisis de los planes de expansión, las proyecciones a largo plazo no se pueden realizar si no se cuenta con el estudio del impacto técnico y económico de la confiabilidad del sistema de transporte, ya que la omisión de un estudio causa una inadecuada asignación de recursos que repercute en inversiones con baja rentabilidad.

Como producto de la investigación se dará un análisis económico del plan de expansión del sistema de transporte para las líneas de 230 Kv del departamento de Escuintla y así poder aportar el análisis para dar solución a las deficiencias presentadas en las líneas de transmisión.

En el capítulo I se detallan los antecedentes más importantes de esta investigación. En el capítulo II se desarrollan los conceptos básicos necesarios para la realización de los estudios de confiabilidad, así también se incluye un diagnóstico del sector eléctrico en Guatemala, donde se explica cómo se maneja el mercado eléctrico a nivel nacional y regional.

Posteriormente, en el capítulo III y IV, se detalla y se recolectan los datos sobre la situación del sistema de transporte en Escuintla para las líneas de 230 kV; todos los estudios se realizan previos a la implementación de los planes de expansión, se muestra el panorama previo a las modificaciones en la red. Se incluye el cálculo de los indicadores de confiabilidad anual para el periodo comprendido del 2008 al 2019, así también se explica la importancia de dichos indicadores y se detalla la metodología de cálculo para la obtención de los mismos; se calculó el impacto económico, según la energía no suministrada determinada anualmente. Así también se incluyen comparaciones de las mejoras, históricamente.

Por último, en el capítulo V y VI, se comparan y se discuten los resultados obtenidos en los apartados anteriores con las normas técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica; así también se analizan las mejoras en la red y el impacto en la tarifa eléctrica, según las normas técnicas, y se realizará un análisis financiero de beneficio-costo de las obras adjudicadas.

2. ANTECEDENTES

En nuestro país Guatemala no existen estudios publicados respecto al diseño de investigación de estudios del plan para expandir el sistema de transporte (PET) en la red de 230 kV del departamento de Escuintla, en la actualidad si hay en existencia con un estudio respectivo de líneas de 69 Kv del Departamento de Guatemala que es de similares características en la presente investigación se analiza y se ven las características de la evolución que se han obtenido de las redes eléctricas en este caso se analiza la demanda y tarifa de energía eléctrica y se cuantifican las mejoras de la red de 69 KV del antes mencionado departamento de Guatemala.

Los primeros pasos en la elaboración de los planes de expansión del sistema de transporte de energía eléctrica en Guatemala se enmarcaron dentro de las políticas energéticas del país, las cuales fueron sometidas a un proceso exhaustivo de revisión, regulación y posterior aprobación por parte del Ministerio de Energía y Minas. De acuerdo con el Decreto Gubernativo 114-97, el Ministerio de Energía y Minas de Guatemala ostenta el rol de ente rector, encargado de coordinar y supervisar los diferentes sectores involucrados en el desarrollo y ejecución de dichos planes, en estricta concordancia con lo dispuesto en el Artículo 23 de esta normativa.

Este marco regulatorio establece una base sólida para la planificación y ejecución de proyectos de infraestructura energética, garantizando la coherencia y la eficacia en la expansión del sistema de transporte de energía eléctrica. Además, al centrarse en la revisión continua de las políticas energéticas y la coordinación intersectorial, se promueve un enfoque integral y sostenible en la

gestión de los recursos energéticos del país, lo que contribuye a fortalecer la seguridad y la fiabilidad del suministro eléctrico en Guatemala.

Durante el año 2008 surge el primer: El Plan de Expansión del Sistema de Transporte (PET 2008-2018), que se define como Plan de Expansión del Sistema de Transporte (PET 2008-2018), fue desarrollado por la División de Proyectos Estratégicos de la CNEE (Comisión Nacional de Energía Eléctrica) a partir de la política energética en vigor en el momento de su publicación. Este plan se basó en investigaciones realizadas por la entidad, que incluyeron el Plan de Expansión del Sistema de Generación (PET 2008-2018). El cual considera cual será la expansión optima y eficiente del sistema, así como brinda las condiciones del mismo.

Se han encontrado casos de estudio en varios países e instituciones internacionales que tienen que ver con la creación de proyectos de ampliación del sistema de transporte similares a los que se están llevando a cabo en Guatemala. Los presentes proyectos se muestran a continuación.

En Panamá se cuenta con el libro “Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2018-2032” en Dicha reglamentación de Transmisión se establece que ETESA se podrá incluir en dicha documentación en el cual se deberá hacer inclusiones en el Plan de Expansión de la Red de Sistema Interconectado, a esto se le denomina “Estudios Básicos”, la cual debe contemplar los pronósticos de la dicha demanda para los siguientes 15 años en operación.

El VII "Plan Nacional de Energía 2015-2030" de Costa Rica tiene como objetivo principal fomentar la eficiencia energética y mejorar la administración de la demanda eléctrica actual. Este plan incluye la implementación de permutas en

el SIN con el fin de desarrollar la eficiencia energética. Además, se busca lograr un mayor ahorro y un mejor manejo de la demanda eléctrica actual. Además, es necesario lograr un mayor progreso en la generación distribuida y posteriormente en el autoconsumo de eléctrico.

En Venezuela se cuenta con documentos como “La Calidad de la Energía Eléctrica bajo la perspectiva de los sistemas de puesta a tierra” la cual propone una metodología para la calidad de energía y los sistemas de puestas a tierras de las líneas de 230 Kv, en la línea Tigre-Barbacoa I. Inicialmente se realiza una medición en cada estructura de las líneas de transmisión asociadas y se analizan las fallas a lo largo de toda esta línea, después se identifican y analizan los fenómenos que afectan al mismo tramo de línea, se ajusta y se modela el comportamiento de dicho elemento de transmisión y luego se proponen, simulan las soluciones de acuerdo al modelado para esta línea de transmisión para que esta tenga una mejora y no se tenga pérdidas de las mismas.

3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la historia se cuenta con baja confiabilidad en el sistema de distribución de energía eléctrica del área del centro derivada a una mala calidad del servicio en alta tensión adicionando a esto los cortes constantes de energía eléctrica en dicha red de distribución debido a las fallas causadas en un punto de las líneas de transmisión, en el área de Escuintla, por lo tanto, se cuenta con una mejora en el plan de expansión de transporte para las líneas que se encuentran ubicadas en dicha localidad.

Al principio del plan de expansión del transporte, no se consideró una proyección eficiente de la capacidad instalada en las redes de 230 kV y el sistema de transporte del departamento de Escuintla era inestable, lo que resultó en un servicio de energía eléctrica deficiente en el área central metropolitana.

3.1. Contexto general

Se ve la necesidad de incentivar nuevos planes de expansión, debido a la mala calidad de energía que se le da al usuario final adicionando la baja confiabilidad en la red. Es imposible hacer proyecciones a mediano y largo plazo sin los datos necesarios para poder realizar las mismas. Si no se contara de un estudio del impacto tanto técnico como económico, así como la eficiencia y confiabilidad del sistema de transporte, la omisión de dicho estudio causa una inadecuada asignación de recursos que repercute en inversiones con baja rentabilidad por lo cual resulta contraproducente el poder ejecutar dichos planes.

3.2. Descripción del problema

La mala calidad de energía eléctrica en el sistema de distribución de energía en el área de Centro Sur deriva una baja confiabilidad en el servicio de energía eléctrica derivado de cortes constantes de energía eléctrica en dicha red de distribución debido a las fallas causadas en un punto de las líneas de transmisión.

3.3. Formulación del problema

Derivado a una baja confiabilidad del sistema en la línea de transmisión cuales son los efectos técnicos y económicos de estos impactos en la red del área Centro Sur del SNI.

3.3.1. Pregunta central

¿Cuáles son los efectos técnicos y económicos del plan de expansión del sistema de transporte en la confiabilidad del servicio de distribución de las redes de 230 kV en el área Centro Metropolitana del departamento de Escuintla?

3.3.2. Preguntas auxiliares

Para responder a esta interrogante se deberán contestar las siguientes preguntas auxiliares:

- ¿Desde el inicio del plan de expansión del sistema de transporte, ¿cómo se han definido y delimitado los indicadores de calidad de energía?
- ¿Qué mejoras se pueden implementar para mejorar la confiabilidad del sistema en la red de 230 kV del departamento de Escuintla?

- ¿Realmente se considere la cantidad de energía que se pierde después de completar el Plan de Expansión del Sistema de Transporte?
- ¿El Plan de Expansión del Sistema de Transporte beneficia al usuario?

3.4. Delimitación del problema

Descripción de condiciones temporales, disciplinarias, geográficas, y otras, en las que se resolverá el problema.

4. JUSTIFICACIÓN

La realización de esta investigación es justificada por el área de investigación de gestión y la utilización eficiente de la energía en el programa de Maestría en Energía y Ambiente.

La investigación actual ayudará a evaluar los efectos técnicos y financieros del Plan de Expansión del Sistema de Transporte en la red de 230 kV. del Departamento de Escuintla. Se llevará a cabo un análisis de contingencias en la red que permitirá evaluar los indicadores de calidad de energía eléctrica; esto será una herramienta útil para evaluar la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico del área central.

La investigación tendrá como objetivo analizar los efectos de los proyectos aprobados en el plan de expansión del sistema de transporte de las redes de 230kV del Departamento de Escuintla.

La Unidad de Planeación Energética Minera del Ministerio de Energía y Minas (MEM) se beneficiará de esta investigación porque le permitirá conocer los efectos del Plan de Expansión de transporte en las redes de 230 kV del departamento de Escuintla, analizar el registro histórico de los indicadores y evaluar cómo se pueden implementar mejoras en la confiabilidad de la energía eléctrica en el área central. Esto permitirá hacer proyecciones para los planes de energía a largo plazo.

La realización del trabajo propuesto tiene un impacto directo en la economía de Guatemala porque examina a fondo el desarrollo de la planificación

eléctrica de transporte de la red de 230 kV del departamento de Escuintla, lo que tiene un impacto económico en las tarifas eléctricas que todos los usuarios pagan.

Un plan sólido de expansión ayuda a garantizar la continuidad, confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico nacional, lo cual es crucial porque la energía eléctrica es un servicio básico.

5. OBJETIVOS

5.1. General

Determinar los efectos técnicos y económicos de la confiabilidad del sistema de transporte y la calidad del servicio de distribución de las redes de 230 kV en el área centro del departamento de Escuintla.

5.2. Específicos

1. Analizar los indicadores de calidad de energía desde el inicio del Plan de Expansión del Sistema de Transporte.
2. Evaluar las ventajas de la confiabilidad del sistema con las mejoras en la red de 230 kV en Escuintla
3. Calcular la cantidad de energía que no será suministrada después de completar el plan de expansión del Sistema de Transporte.
4. Crear el Plan de Expansión del Sistema de Transporte para mostrar los beneficios para los usuarios.

6. NECESIDADES A CUBRIR Y ESQUEMA DE SOLUCIÓN

Actualmente no existe un estudio técnico económico del plan de expansión del sistema de transporte para las líneas de 230 Kv del departamento de Escuintla y sus efectos en el área centro. El plan de expansión del sistema de transporte de las redes de 230kV del Departamento de Escuintla incluirá un análisis económico y técnico de los proyectos aprobados.

Para el desarrollo del proyecto de investigación, se deben trabajar las frecuencias estadísticas, la distribución de frecuencias, las medidas de centralización, la dispersión y las medidas de posición para luego analizar el conjunto de datos de la cantidad de fallas e interrupciones en la red desde el inicio del plan de expansión hasta la actualidad. Estos valores deben obtenerse de varios puntos de la red de 230 kV del departamento de Escuintla.

El análisis de confiabilidad solo debe realizarse en áreas específicas de la red. Debido a la falta de confiabilidad y seguridad en el abastecimiento de energía eléctrica, también se utilizará la estadística inferencial para estimar parámetros utilizados para deducir los indicadores de calidad de energía eléctrica y poder saber el costo de la energía no suministrada.

La red de transporte de Escuintla es muy extensa y complicada, por lo que el problema será abordado mediante el análisis de las redes de 230 kV. Para solucionar los problemas, serán necesarias simulaciones con el software Neplan, que permite realizar análisis de confiabilidad e inestabilidad de las redes. Las mediciones se realizarán anualmente para cubrir todo el período previsto en el plan de expansión del sistema de transporte.

Se realizará un análisis económico del plan de expansión del sistema de transporte para las líneas de 230 Kv del departamento de Escuintla para resolver las deficiencias en las líneas de transmisión que causan inestabilidad en la red, alto índice de fallas y mala calidad de energía.

7. MARCO TEÓRICO

7.1. Sistema eléctrico de potencia

Un sistema eléctrico de potencia es un sistema integrado por máquinas, redes y generadores conectados hacia una misma red por medio el sistema de distribución el cual llega hacia los usuarios finales, las líneas de transmisión y las subestaciones.

7.1.1. Sistemas de generación

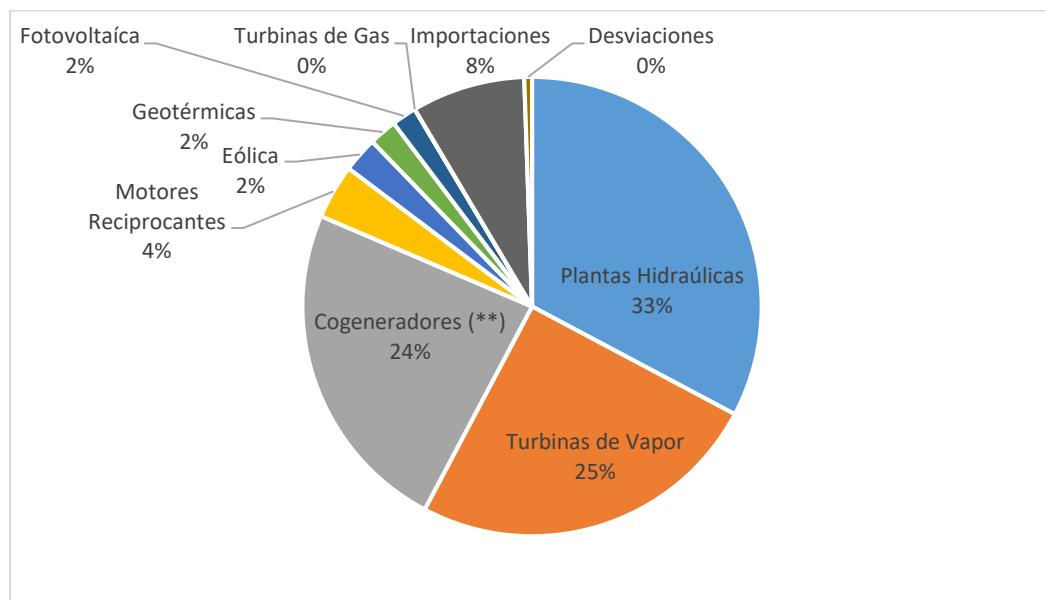
Existe una variedad de tecnologías para generar energía eléctrica, el tipo de sistema de generación dependerá de la fuente de energía principal a utilizar. Según el informe estadístico AMM (2019) Guatemala obtuvo 13,368.76 GWh, de los cuales 12,228.23 GWh los cuales fueron anteriormente generados por medio de generadores locales y 1140.53 GWh La desviación en la generación local de energía importada del MER y de la interconexión con México fue del 2,99 % en comparación con el año 2,018.

De la energía producida en la nación la cual es 4,381.13 GWh que representan las plantas hidráulicas que equivalen al 32.77 % del total producido durante el periodo en el SNI, 3,338.83 GWh que representan las turbinas de vapor que equivalen al 24.97 % del total generado en el SNI, 3,167.98 GWh que representan los cogeneradores (turbinas de vapor) que equivalen al 23.70 % del total generado en el SNI, 512.3 GWh que representan los motores reciprocatos que equivalen al 03.83 % del total generado en el SNI, 330.78 GWh que representan la energía eólica que equivalen al 2.47 % del total generado en el

SNI, 262.14 GWh que representan la energía geotérmica que equivalen al 1.96 % del total generado en el SNI, 233.41 GWh que representan la energía fotovoltaica que equivalen al 1.75 % del total generado en el SIN, 1.66 GWh que representan las turbinas de gas que equivalen al 0.01 % del total generado en el SNI, 1,067.63 GWh que representan las importaciones realizadas que equivalen al 7.99 % del total generado en el SNI, 72.90 GWh que representan las desviaciones que equivalen al 0.55 % del total generado en el SNI.

Figura 1.

Generación de energía por tipo de tecnología del año 2019



Nota. Imágenes de visualización representativas, las cuales muestran la generación por tipo de tecnología del Informe estadístico AMM (2019). Elaboración Propia realizado con Excel

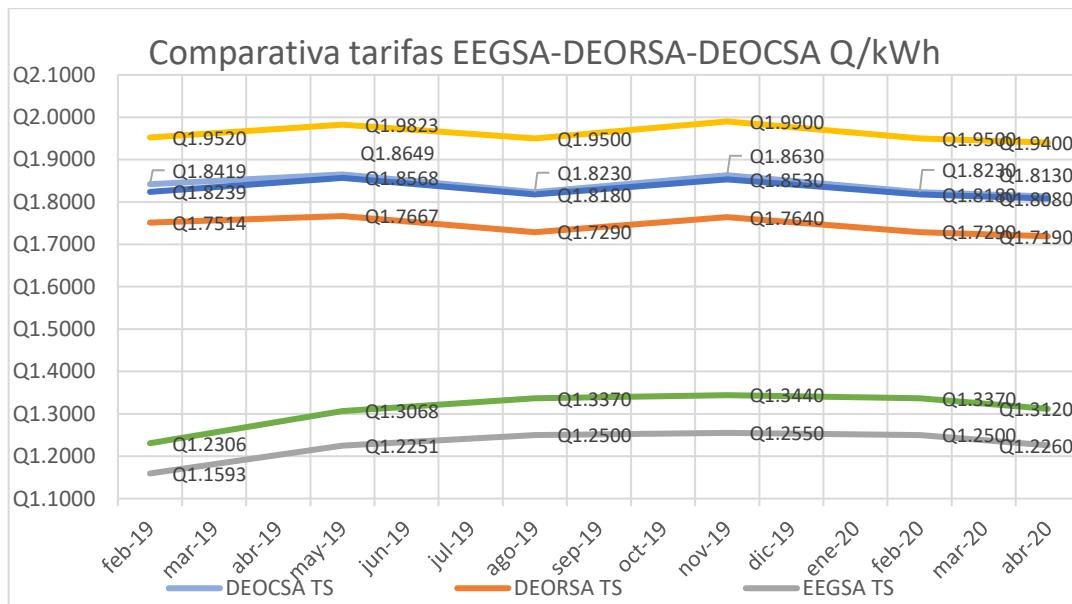
7.1.2. Sistemas de distribución

Actualmente existen tres principales distribuidores en Guatemala:

- La sociedad anónima “Distribuidora de Electricidad de Occidente, también conocida como (Deocsa).” (GUATEMALA Patente nº 14946211, 1998)
- La sociedad anónima “Distribuidora de Electricidad de Oriente, también conocida como (Deorsa).” (GUATEMALA Patente nº 14946203, 1998)
- Las primeras dos se encuentran al grupo comercial de ENERGUATE EEGSA a la vez el sistema actualmente cuenta con dieciséis empresas eléctricas municipalistas.

Figura 2.

Tarifa al servicio de distribución EEGSA, DEOCSA, DEORSA del año 2019 al año 2020



Nota. Gráfico comparativo de tarifas con base al ajuste tarifario CNEE 2,020. *Elaboración Propia, realizado con Excel*

Entre las responsabilidades de la organización semiautónoma CNEE se encuentra la determinación de las tarifas eléctricas mediante estudios regulares

y ajustes de tarifas trimestrales. La tarifa eléctrica actual abarca los gastos de distribución, transporte, generación y usuario, junto con un porcentaje destinado a cubrir las pérdidas derivadas de los diversos desafíos del sistema interconectado nacional (SIN).

La comisión nacional de energía eléctrica (CNEE) desempeña un papel esencial al proporcionar información detallada sobre el valor agregado de distribución (VAD) de las diversas empresas distribuidoras de energía eléctrica en Guatemala. Este valor es crucial para calcular el costo del servicio de distribución, un aspecto clave en la regulación y gestión eficiente del sector energético del país. Para llevar a cabo este proceso, se utiliza el método EVAD, que proporciona un marco metodológico para calcular con precisión los costos asociados a la distribución de energía eléctrica, considerando diversos factores como infraestructura, mantenimiento y gestión operativa.

En concordancia con las disposiciones establecidas en el reglamento de la ley general de electricidad (RLGE) adicional también en la ley general de electricidad (LGE), así como con sus anexos, y siguiendo los términos de referencia emitidos por la CNEE, se establece un procedimiento riguroso para la implementación de nuevas tarifas correspondientes a trimestres específicos del año. Antes de que estas tarifas entren en vigencia, los distribuidores de energía eléctrica están obligados a presentar a la comisión un estudio tarifario elaborado por una firma consultora especializada. Este estudio detalla los costos y factores que influyen en la prestación del servicio de distribución eléctrica, proporcionando una base sólida para la evaluación y aprobación por parte de la CNEE.

La evaluación por parte de la CNEE de los estudios realizados por las consultoras de los distribuidores eléctricos se lleva a cabo en un plazo de dos meses. Durante este período, se realiza un análisis exhaustivo para garantizar la

coherencia, precisión y transparencia de los datos presentados. Este proceso de revisión refleja el compromiso de la CNEE con la protección de los intereses de los consumidores y la promoción de un mercado eléctrico justo y equitativo en Guatemala.

La Tabla 1 muestra los costos de la prestación de energía eléctrica en distribución de las distribuidoras más grandes del país de febrero de 2019 a mayo de 2020. Como resultado, podemos ver que los precios de noviembre de 2019 a enero de 2020 fueron los más altos de la mayoría de las distribuidoras en 2019.

Tabla 1.

Tarifa al servicio de distribución EEGSA, DEOCSA, DEORSA del año 2019 al año 2020

TARIFA	Feb-Abr-2019, Q/kWh	May-Jul-2019, Q/kWh	Ago-Oct-2019, Q/kWh	Nov 2019-ene-2020, Q/kWh	Feb-mar-2020, Q/kWh	Abr-may-2020, Q/kWh
DEOCSA TS	Q1.8419	Q1.8649	Q1.8230	Q1.8630	Q1.8230	Q1.8130
DEORSA TS	Q1.7514	Q1.7667	Q1.7290	Q1.7640	Q1.7290	Q1.7190
EEGSA TS	Q1.1593	Q1.2251	Q1.2500	Q1.2550	Q1.2500	Q1.2260
DEOCSA TNS	Q1.9520	Q1.9823	Q1.9500	Q1.9900	Q1.9500	Q1.9400
DEORSA TNS	Q1.8239	Q1.8568	Q1.8180	Q1.8530	Q1.8180	Q1.8080
EEGSA TNS	Q1.2306	Q1.3068	Q1.3370	Q1.3440	Q1.3370	Q1.3120

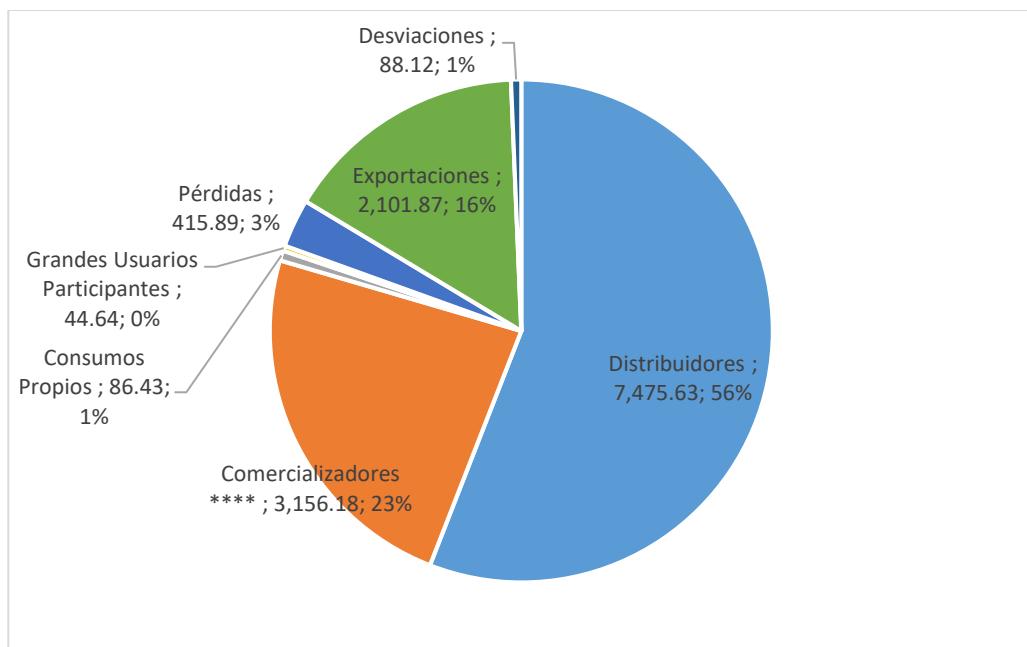
Nota. Base al ajuste tarifario CNEE (2019). *Elaboración propia, realizado con Excel.*

En la Figura 3 observamos el tipo de consumo de energía del año 2019 según las divisiones indicadas por la AMM en el informe estadístico del año 2019 podemos observar que el mayor consumo lo realizan las distribuidoras lo que representa el 56 % de la energía consumida en Guatemala.

En base a la información presentada en la Figura 3 observamos que el menor consumo lo realizan los grandes usuarios participantes que son aquellos que intervienen directamente por medio de una comercializadora en el Mercado Mayorista (AMM).

Figura 3.

Consumo por prototipo de gasto de energía del año 2019



Nota. Elaboración Propia con base a lo descrito por el informe estadístico AMM (2019).

Elaboración propia, realizado con Excel

En la Figura 3 se presenta detalladamente el tipo de consumo de energía correspondiente al año 2019, según las divisiones establecidas por la AMM en su informe estadístico anual. Es notable que las distribuidoras de energía constituyeron el mayor porcentaje de consumo, representando un total del 56 % de la energía consumida en Guatemala durante ese período.

Este dato refleja la importancia de las distribuidoras en el suministro eléctrico nacional. Por otro lado, se destaca que los grandes usuarios participantes, que adquieren energía directamente a través de comercializadoras en el Mercado Mayorista, representan una fracción menor del consumo total. Estos grandes usuarios llevan a cabo sus adquisiciones de potencia y energía mediante Contratos a Término o mediante compras en el mercado de oportunidad.

Esta distinción en los patrones de consumo resalta la diversidad y complejidad del mercado eléctrico guatemalteco, donde diferentes actores desempeñan roles específicos en la provisión y utilización de la energía eléctrica, cada uno contribuyendo de manera única al funcionamiento y desarrollo del sector energético del país.

7.1.3. Sistemas de transmisión

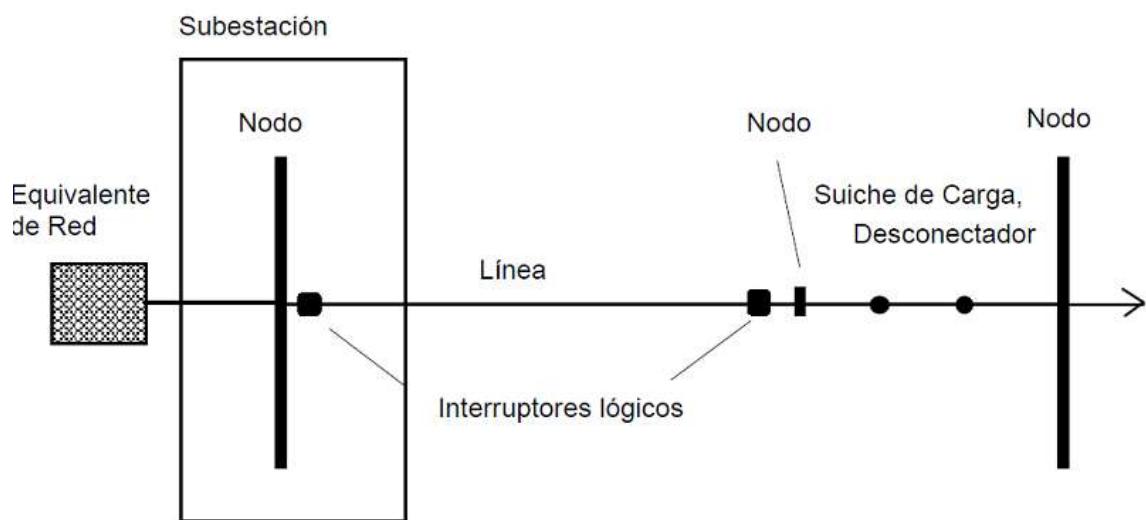
Los sistemas de transmisión se refieren a las infraestructuras eléctricas encargadas de transportar grandes cantidades de energía eléctrica a largas distancias, desde las centrales generadoras hasta los centros de distribución y usuarios finales. Estos sistemas están compuestos por una red de líneas de transmisión de alta tensión, subestaciones y equipos de control y protección.

Las líneas de transmisión son conductores eléctricos de gran capacidad que pueden abarcar cientos o incluso miles de kilómetros, diseñadas para minimizar pérdidas y mantener la estabilidad del sistema eléctrico. Las subestaciones actúan como nodos de conexión entre diferentes líneas de transmisión, permitiendo la transformación de voltajes y la regulación de la energía eléctrica conforme a las necesidades del sistema.

Los sistemas de transmisión desempeñan un papel crucial en la distribución eficiente de la energía eléctrica a lo largo de extensas áreas geográficas, facilitando la interconexión entre centrales generadoras y centros de consumo. Asimismo, contribuyen a garantizar la fiabilidad y seguridad del suministro eléctrico, al proporcionar capacidad de reserva y redundancia en caso de fallos en el sistema.

La red de transporte transmite energía de un lugar a otro. Las redes del sistema y sus componentes se muestran por medio de un diagrama unifilar el cual se encuentra ubicado en la Figura 4.

Figura 4.
Componentes del diagrama unifilar



Nota. Componentes del diagrama unifilar del Manual Neplan V 5. p. 6. (2000). *Elaboración propia* realizado con AutoCad.

Las siguientes empresas son parte del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Guatemala:

- “Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica” (ETCEE)
- Duke Energy Transmission
- Transportista Eléctrica de Occidente
- “Transportista Eléctrica Centroamericana Sociedad Anonima” (Trelec)

Las empresas de transmisión de energía eléctrica son pilares fundamentales en el entramado del sistema eléctrico nacional en Guatemala, desempeñando un rol esencial para asegurar el funcionamiento óptimo y confiable del sistema eléctrico nacional.

Cada una de ellas tiene asignadas responsabilidades específicas que abarcan desde la gestión operativa hasta la planificación estratégica, lo que garantiza la operatividad continua y eficiente de la red eléctrica en todo el país. Además de su labor cotidiana en la transmisión de energía, estas empresas también están comprometidas con la implementación de tecnologías innovadoras y prácticas sostenibles que promueven la eficiencia energética y la reducción de impactos ambientales.

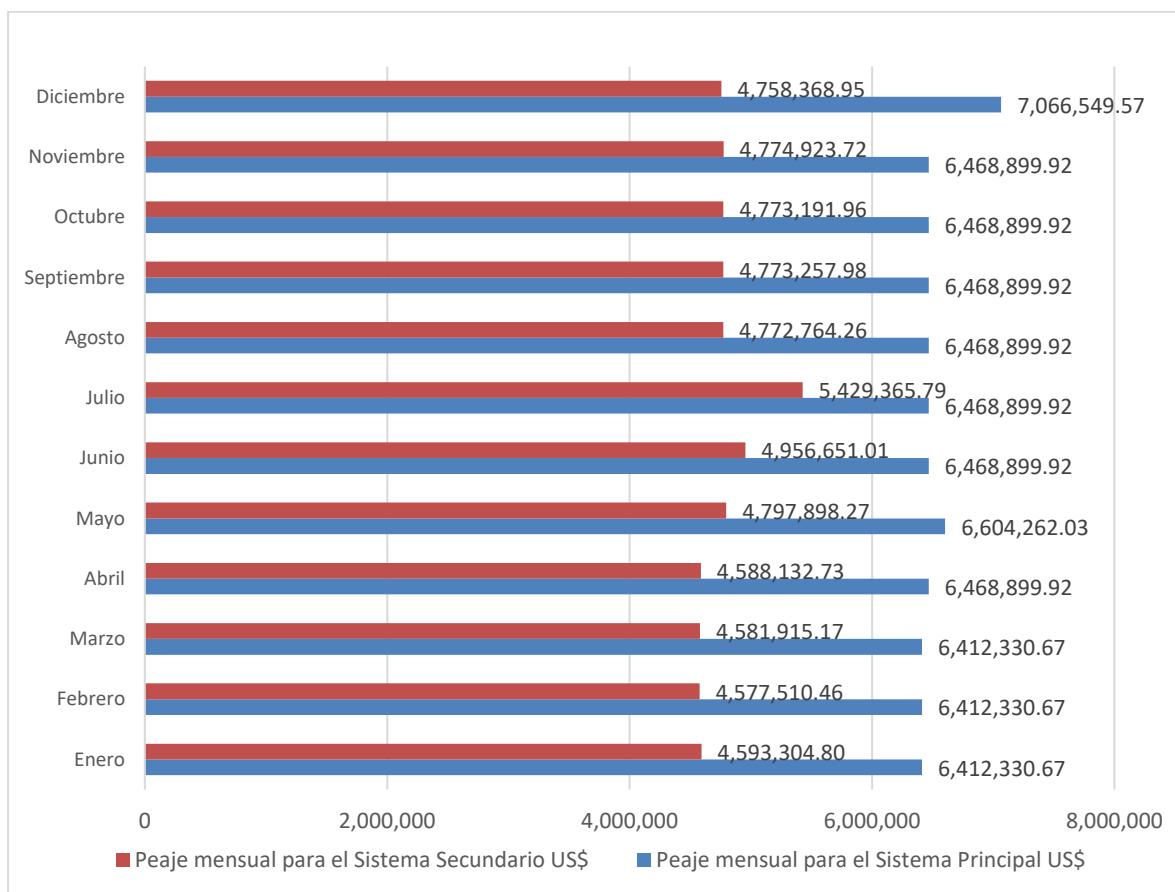
Gracias a su dedicación y experiencia, contribuyen en gran medida a mantener un suministro eléctrico estable y confiable para todos los usuarios, ya sean residenciales, comerciales o industriales, cumpliendo así un papel vital en el desarrollo y bienestar de Guatemala.

La Figura 5 con referencia al cobro principal y secundario ocurrido durante el año 2019 se puede observar que muestra un aumento en los cobros en los meses de diciembre y Julio debido a los pagos extras realizados a los trabajadores tales como el bono 14 y el aguinaldo. El mes de diciembre es el mes de año de mayor consumo debido al aguinaldo y las fiestas de fin de año tales

como año nuevo, convivios y navidad en donde se aumenta el consumo de energía eléctrica derivado de la instalación de luces y árboles navideños en las viviendas ubicadas en el departamento de Guatemala.

Figura 5.

Gráfico de cobro principal y secundario 2019



Nota. Gráfico de cobro de peaje de energía eléctrica con base a lo descrito por el informe estadístico AMM (2019). *Elaboración propia, realizado con Excel.*

Los precios del sistema de peaje mensual para el Sistema Nacional Interconectado (SNI), como se indica en el informe de la Comisión Nacional de

Energía Eléctrica (CNEE, 2021), se presentan en la Tabla 2. Es evidente que estos precios concuerdan con los datos mostrados en la Figura 5, ya que se basan en la misma información obtenida del informe estadístico de la Administración del Mercado Mayorista (AMM) correspondiente al año 2019. Es notable que diciembre destaca como el mes con el mayor peaje, lo cual se explica por ser el período de mayor consumo eléctrico del año.

Tabla 2.

Tarifa de peaje mensual en el SNI 2019

	Canon mensual para el Sistema Principal US\$	Canon mensual para el Sistema Secundario US\$
Enero	6,412,330.67	4,593,304.80
Febrero	6,412,330.67	4,577,510.46
Marzo	6,412,330.67	4,581,915.17
Abril	6,468,899.92	4,588,132.73
Mayo	6,604,262.03	4,797,898.27
Junio	6,468,899.92	4,956,651.01
Julio	6,468,899.92	5,429,365.79
Agosto	6,468,899.92	4,772,764.26
Septiembre	6,468,899.92	4,773,257.98
Octubre	6,468,899.92	4,773,191.96
Noviembre	6,468,899.92	4,774,923.72
Diciembre	7,066,549.57	4,758,368.95
Total	78,190,103.05	57,377,285.10

Nota. Tarifa de peaje mensual con base a lo descrito por el informe estadístico AMM (2019).
Elaboración propia, realizado con Excel.

El peaje es un pago que reciben las empresas transportistas como resultado del permiso otorgado por concesiones para que terceros utilicen la infraestructura para transportar energía eléctrica.

7.1.3.1. Definiciones generales y conceptos

Una línea de transmisión es un conjunto de conductores metálicos utilizados para transferir energía eléctrica de un lugar a otro. Una línea de transmisión, en su forma más específica, es un conjunto de conductores separados por un aislador y montados sobre postes o estructuras metálicas que conectan un punto a otro.

7.1.3.2. Elección de alto voltaje de la línea de transmisión

Cuando se diseñan líneas de transmisión en alta tensión, se requiere un conductor de menor sección mientras se utiliza un voltaje mayor. Sin embargo, mientras aumenta el voltaje, los aisladores son mucho más costosos.

No es beneficioso para la economía aumentar la tensión adicional en el aspecto económico. La seguridad es otro problema con el aumento del voltaje en las líneas.

La elección del voltaje de transmisión no depende de la longitud total de la línea de transmisión, sino de la necesidad de consumo de la región atravesada. Los consumos elevados no promueven una tensión de transmisión elevada. para determinar la tensión más conveniente y para líneas de transmisión de más de 30 km. La fórmula empírica y aproximada que se muestra en el texto puede aplicarse.

“Overhead electrical power transmission, principles and calculations” de Alfred Still, que es la ecuación siguiente”:

Ecuación 1.

$$U = 5.5 * \sqrt{\frac{x}{609} + \frac{P}{100}}$$

Datos:

Donde se tiene que

U = Tensión buscada en kV

P = Potencia conducida en la línea kW

X = Longitud de línea en km

Por ejemplo, una línea de transmisión con

P = 1,500 kW,

x = 100 km da como resultado una

tensión U = 67,39 kV

valor que habría que normalizar al voltaje más cercano normalizado en el país (69 kV).

7.1.3.3. Clasificación de las líneas

Las líneas de transmisión eléctrica en Guatemala se clasifican en tres categorías principales: primarias, secundarias y terciarias, cada una desempeñando un papel crucial en el suministro confiable de energía eléctrica en todo el país.

Líneas primarias: estas constituyen la columna vertebral del sistema eléctrico guatemalteco, transportando grandes volúmenes de energía desde las centrales generadoras hasta las áreas de mayor demanda, como centros urbanos e industriales. Operando a voltajes extremadamente altos, como 230 kV, 345 kV o superiores, las líneas primarias son diseñadas para maximizar la

eficiencia de la transmisión a largas distancias. Su función principal es la de llevar energía a través de grandes extensiones geográficas, formando la red principal que conecta las distintas regiones del país.

Líneas secundarias: estas se encargan de distribuir la energía desde las subestaciones principales hacia subestaciones secundarias o hacia usuarios industriales de envergadura. Con capacidades de transporte menores que las líneas primarias, las líneas secundarias operan a voltajes moderados, típicamente entre 69 kV y 138 kV. Su función esencial radica en enlazar los centros de distribución de energía con los consumidores industriales, garantizando una entrega confiable y eficiente de electricidad en áreas específicas.

Líneas terciarias: estas líneas constituyen la última etapa en la cadena de suministro eléctrico, llevando la energía desde las subestaciones secundarias hasta los consumidores finales, como hogares, comercios y pequeñas industrias. Con capacidades de transporte relativamente bajas y operando a voltajes más bajos, como 13.8 kV, 6.9 kV o incluso menos, las líneas terciarias están diseñadas para alimentar de manera segura y confiable los sistemas eléctricos locales. Su importancia radica en asegurar que la energía llegue de manera óptima y estable a los usuarios finales, contribuyendo así al desarrollo socioeconómico del país.

Esta clasificación permite una gestión eficiente del sistema eléctrico, garantizando un suministro constante y confiable de energía eléctrica a lo largo y ancho de Guatemala. Sin embargo, es importante tener en cuenta que estas categorías pueden variar en función de las especificidades técnicas y las regulaciones vigentes en el país.

Existen dos categorías principales de líneas de transmisión: balanceadas y desbalanceadas. Las líneas balanceadas, compuestas por dos conductores, distribuyen la corriente eléctrica de manera equilibrada entre ambos. Este tipo de transmisión, conocida como transmisión diferencial o balanceada de señal, se caracteriza por asignar a uno de los conductores la tarea de transportar la energía eléctrica, mientras que el otro se encarga de recuperarla.

El término "transmisión desbalanceada" se refiere a la situación en la que un conductor conectado a la tierra puede servir como conductor de referencia para otros conductores de señal en el mismo circuito. Como resultado, las capacitancias e inductancias adicionales pueden causar disturbios en la red y perturbaciones en las líneas de transmisión. Las líneas de transmisión balanceadas y desbalanceadas se pueden conectar con transformadores especiales. llamados balunes (balanced to un balanced)

7.2. Sistema nacional interconectado

El SNI es el conjunto de infraestructura eléctrica obras mecánicas y obra gris destinadas a comercializar, distribuir, transmitir y generar energía eléctrica que se produce en el país para poder prestar el servicio de energía eléctrica a su población.

Los hidrocarburos y la energía eléctrica son los dos componentes principales del sector energético de Guatemala. “El organismo gubernamental encargado de supervisar ambos subsectores es el Ministerio de Energía y Minas (MEM). Además, es responsable de llevar a cabo la aplicación de la Ley General de Electricidad (LGE).” (Eléctrica., 2013.)

Según la ley, el mercado eléctrico está gobernado por un mercado regulado dirigido por el administrador del mercado mayorista (AMM). Este mercado está formado por distribuidores, transportistas comercializadores, generadores y grandes usuarios.

Por otra parte, el artículo 7 de la Ley General de Electricidad establece claramente la separación de funciones en el sector eléctrico, promoviendo que la generación, el transporte y la distribución de energía eléctrica sean realizadas por entidades distintas. Esta medida tiene como objetivo principal fomentar la competencia y mejorar la eficiencia en el sector energético guatemalteco, garantizando así un servicio eléctrico confiable y accesible para todos.

Figura 6.
Sistema Nacional Interconectado



Nota. Mapa del SIN según el AMM en su Informe estadístico (2019). p. 16. *Elaboración Propia, realizado en Photoshop*

7.2.1. Descripción del sistema

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica en Guatemala (CNEE) desempeña un papel central como el órgano de control y regulación del Sistema Nacional Interconectado (SIN) en Guatemala. Más allá de su función de supervisión, la CNEE es la entidad responsable de garantizar el estricto cumplimiento de la Ley General de Electricidad, estableciendo normativas que rigen tanto a los usuarios como a los comercializadores, generadores y distribuidores de energía en el país.

En su papel de regulador, la CNEE se encarga de establecer estándares y directrices para promover la seguridad, la eficiencia y la calidad en la prestación de servicios eléctricos. Esto implica la definición de parámetros técnicos y operativos que deben cumplir los distintos actores del sector eléctrico para garantizar un suministro confiable y sostenible de energía.

Por otro lado, el Administrador de Mercado Mayorista en Guatemala (AMM) asume la responsabilidad de coordinar y controlar la operación de las centrales generadoras, las líneas de transmisión y las interconexiones internacionales dentro del mercado eléctrico guatemalteco. Su objetivo principal es garantizar la seguridad y la eficiencia en el abastecimiento de energía eléctrica al menor costo operativo posible.

En este sentido, el AMM se encarga de optimizar la operación del sistema eléctrico, coordinando la generación y el transporte de energía de manera eficiente para satisfacer la demanda en tiempo real. Esto implica tomar decisiones estratégicas para minimizar los costos de operación y maximizar la disponibilidad de recursos energéticos, contribuyendo así a la estabilidad y confiabilidad del suministro eléctrico en el país.

En resumen, tanto la CNEE como el AMM desempeñan roles fundamentales en la gestión y operación del sector eléctrico guatemalteco, trabajando en conjunto para garantizar un suministro eléctrico seguro, eficiente y económico para todos los usuarios del país.

7.2.2. Regulación de voltaje en sistema central

En Guatemala, los niveles de tensión utilizados en el sistema eléctrico son de 400 kV, 230 kV, 138 kV y 69 kV. Según lo establecido en las resoluciones del Administrador del Mercado Mayorista (AMM), el objetivo principal del esquema de protección de líneas de transmisión es desconectar la línea y los circuitos en un tiempo inferior al máximo permitido.

Para las líneas de transmisión de 400 kV o voltaje superior, así como para las de 230 kV, el libramiento de fallas debe completarse en un tiempo máximo de 100 milisegundos. Los esquemas de tele protección permiten un tiempo de libramiento de hasta 150 milisegundos para el disparo en líneas de 230 kV.

En cuanto a las líneas de transmisión con voltajes inferiores a 138 kV, se establece un tiempo máximo de libramiento de fallas de 150 milisegundos en la zona uno y de 500 milisegundos en las zonas de respaldo. Estas medidas aseguran una respuesta rápida y eficiente ante cualquier falla en las líneas de transmisión, minimizando así el impacto en la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico, es necesario regular los voltajes en el sistema de potencia esto para que la red de transmisión no provoque sobrecalentamientos en el conductor, perturbaciones a la red y demás fallas obtenidas por la no regulación de voltaje en el sistema central de transmisión de Guatemala.

7.3. Flujo de potencia

Es el cálculo de la magnitud de voltaje y el ángulo de fase de cada barra en un sistema eléctrico de potencia en condiciones de estado estable. El flujo de energía puede ser real o reactiva.

7.3.1. Tipos de barra de nodos

Una barra de nodos es un componente esencial en la infraestructura eléctrica, sirviendo como punto de unión para múltiples circuitos en un sistema eléctrico. Esencialmente, funciona como un centro de conexión donde se entrelazan y distribuyen las corrientes eléctricas provenientes de diversos circuitos.

- Barra de voltaje: es la parte de un sistema eléctrico que mantiene el voltaje constante. En estas barras no se puede especificar la potencia reactiva ni el ángulo del voltaje, solo se conoce la potencia activa y la magnitud del voltaje.
- Barra de carga: es la barra de un sistema eléctrico en el que no hay generación eléctrica solo carga. También se conocen como barras tipo P y Q porque todos los registros de potencia real y reactiva se recopilan durante estudios eléctricos específicos.
- Barra de compensación: es la que indica el ángulo del voltaje de las otras barras. El voltaje y su ángulo son conocidos; en Guatemala se utiliza como referencia la hidroeléctrica de Chixoy debido a su capacidad instalada.

Las distintas barras son interconectadas en el nodo esto para que puedan distribuir la energía hacia las distintas cargas.

7.3.2. Elementos activos y pasivos

Neplan V5, Guía del usuario (2014): “Entre los elementos activos se encuentran las máquinas sincrónicas, equivalentes de red, máquinas asincrónicas y unidades generadoras” (Gil, 2016)

Neplan V5, Guía del usuario (2014): “Entre los elementos pasivos se encuentran las líneas, acoples, switches, reactores, transformadores de dos y tres devanados, elementos paralelos (shunts) y cargas” (Gil, 2016)

7.3.3. Método de Newton Raphson

Con la expansión en serie de Taylor para una función de dos o más variables, ayuda a resolver la forma polar de las ecuaciones de flujo de potencia derivadas de una función real.

Stevenson (1985): la estrategia de Newton Hasta que los errores ΔP y ΔQ en todas las barras caen dentro de los límites especificados, Raphson resuelve las ecuaciones de flujo de potencia en su forma polar.

7.3.4. Método de Gauss Seidel

El método de Gauss-Seidel es una técnica iterativa utilizada en el análisis del flujo de potencia en sistemas eléctricos. Se inicia con estimaciones iniciales de los voltajes en los nodos de la red y se actualizan iterativamente en función de las iteraciones anteriores. La convergencia se determina mediante un criterio predefinido, como la diferencia entre iteraciones sucesivas. Aunque es efectivo para sistemas de gran tamaño, requiere una selección cuidadosa de las

condiciones iniciales y una supervisión constante para garantizar la convergencia.

Además, el método de Gauss-Seidel puede adaptarse para abordar otros problemas en ingeniería y ciencias computacionales, como sistemas de ecuaciones no lineales o problemas de optimización. Su naturaleza iterativa y su capacidad para manejar sistemas de ecuaciones grandes lo convierten en una herramienta valiosa en una variedad de campos de aplicación, proporcionando soluciones aproximadas eficientes para problemas complejos.

7.3.5. Índices de electrificación

Es un indicador que indica la cantidad de energía eléctrica disponible en el territorio nacional; las cifras indican un índice de cobertura del 85 %. Según la política energética 2013-2027: Guatemala es el departamento con la mayor cobertura eléctrica con un 97 %, mientras que Alta Verapaz es el departamento con la menor cobertura eléctrica con un 35,4 %.

7.3.6. Precio spot

La cuantía del monto marginal de la energía en cada hora, que el AMM establece mediante el despacho económico de carga según la generadora más reciente despachada, se conoce como el valor de oportunidad de la energía o precio spot. Este valor se paga a la generadora que se encuentra conectada en el sistema durante ese lapso de tiempo según la capacidad requerida en el sistema y de sus distintos usuarios los cuales pueden ser distribuidora o grandes clientes el precio spot va a depender de la demanda del sistema nacional interconectado.

7.3.7. Tarifa base

La política energética de Guatemala para el período 2013-2027 establece una serie de medidas y directrices para promover el desarrollo sostenible del sector energético en el país. En cuanto a las tarifas eléctricas, la política energética tiene como objetivo principal garantizar tarifas justas y equitativas para los usuarios, al tiempo que promueve la eficiencia y la competitividad en el mercado eléctrico.

En resumen, aunque la política energética de Guatemala establece un marco general para las tarifas eléctricas, las tarifas específicas pueden variar y son establecidas por las autoridades competentes teniendo en cuenta una variedad de factores económicos, sociales y técnicos.

7.3.8. Tarifa social

La política energética de Guatemala para el período 2013-2027 reconoce la importancia de garantizar el acceso a la energía eléctrica a todos los ciudadanos, incluidos aquellos en situación de vulnerabilidad económica. En este sentido, se establecen medidas específicas para proporcionar tarifas sociales que sean accesibles para los hogares de bajos ingresos.

La tarifa social, como parte de esta política, está diseñada para ofrecer precios reducidos de electricidad a los hogares que califiquen según criterios socioeconómicos establecidos. Estos criterios se basan en el consumo derivado del tamaño del hogar y otros indicadores de vulnerabilidad económica.

El objetivo de la tarifa social es garantizar que todos los ciudadanos tengan acceso a servicios eléctricos básicos a precios asequibles, promoviendo así la

equidad y la inclusión social en el acceso a la energía. Además, la política energética puede incluir medidas complementarias, como programas de eficiencia energética y subsidios directos, para apoyar a los hogares de bajos ingresos a reducir su consumo de energía y hacer frente a sus necesidades energéticas.

7.3.9. Criterios probabilísticos

La confiabilidad de un sistema eléctrico de potencia con diferentes tipos de fenómenos eléctricos se estudia utilizando estos criterios. Con estos criterios, se puede simular un escenario de flujos de potencia, ya que el escenario se vuelve mucho más complejo debido a todas las variables involucradas.

7.3.10. Criterios determinísticos

Estos tipos de criterios generalmente se utilizan para explorar un número determinado de situaciones restrictivas para la comprobación de la seguridad que nos da un sistema eléctrico específico. Estos criterios se utilizan para evaluar una variedad de ejemplos de escenas en casos favorables y no favorables y flujos de carga, lo que proporciona una representación detallada y precisa del sistema eléctrico.

Los criterios no tienen en cuenta la probabilidad de que ocurran casos no esperados, lo que aumenta el riesgo de omitir ciertos escenarios:

- Criterio N-1: en este criterio el resultado de la contingencia simple no puede ser igual que la inestabilidad del sistema aplicado al sistema a analizar; es decir que al contar con una eventualidad el sistema debe de seguir operando en condiciones normales adentro de los parámetros establecidos de

funcionamiento del sistema, se puede decir que los flujos de energía se mantienen dentro de los límites normales de operación y no existen variaciones fuera de los parámetros que causen inestabilidad. Cuando se simula se evalúa la pérdida de un elemento utilizado en la red y la seguridad de operación que otorga el sistema. (AGUILAR., 2015)

- Criterio N-2: con este criterio la inestabilidad del sistema no puede ser el resultado de dos contingencias aplicadas al mismo tiempo o sin ser atendida una en el sistema. Se emplea simulando simultáneamente la salida de dos dispositivos utilizados en la red. Este criterio es utilizado en menor cantidad debido a la baja probabilidad de que sucedan dos sucesos desconectando los dispositivos utilizados en la red y causando inestabilidad en la misma. (AGUILAR., 2015)

7.3.11. Energía no suministrada

El costo de la energía no suministrada al sistema eléctrico de Guatemala, también conocido como pérdidas eléctricas, representa un desafío significativo para la eficiencia y la estabilidad del sistema. Estas pérdidas pueden deberse a una variedad de factores, como la infraestructura obsoleta, el robo de energía, las fallas en la red y la falta de mantenimiento adecuado.

Además del impacto económico directo en las empresas eléctricas y los consumidores, las pérdidas eléctricas también pueden afectar la calidad del servicio y la confiabilidad del suministro eléctrico en todo el país. Por lo tanto, reducir las pérdidas eléctricas y mejorar la eficiencia en la distribución de energía son objetivos clave para mejorar la sostenibilidad y la competitividad del sector eléctrico guatemalteco.

7.4. Análisis de contingencias

Es un análisis probabilístico que predice los voltajes y corrientes que se distribuyen en la red al conectar o desconectar una línea del sistema por causas programadas o imprevistas. Su capacidad para determinar los límites operativos de un sistema, la gravedad de las fallas, la inestabilidad del sistema y la frecuencia de las contingencias es crucial para la seguridad del sistema eléctrico. El análisis de contingencias permite conocer las condiciones del sistema eléctrico en condiciones de estado estable y post transitorio, es decir, después de la salida de uno o más elementos del sistema.

7.5. Análisis de confiabilidad

El objetivo principal de este análisis es localizar posibles errores en un sistema eléctrico de potencia y mejorar su seguridad. Indicará los parámetros específicos del sistema y si es confiable o no.

7.6. PET-1-2009

El plan de expansión del transporte (PET-1-2009) en Guatemala es un documento estratégico que establece las directrices para mejorar la infraestructura de transporte en el país. Su enfoque principal es mejorar la conectividad, la eficiencia y la seguridad del sistema de transporte, mediante la identificación y priorización de proyectos de infraestructura como carreteras, puentes, ferrocarriles y puertos.

El objetivo principal de este plan es reforzar la integración regional, impulsar el desarrollo económico y mejorar la calidad de vida de los ciudadanos en Guatemala. Además, se consideran aspectos ambientales, de sostenibilidad

y resiliencia para garantizar un crecimiento equilibrado y sostenible de la infraestructura de transporte en el país.

“El PET-1 -2009 se conforma por cinco anillos: Metropacífico, Hidráulico, Atlántico, Oriental y Occidental, los cuales se agrupan por medio de 6 lotes.”
(CNEE C. N., 2021)

- Informe de avances CNEE (2015):

Lote A: anillo metropacífico: cuenta con las siguientes obras de transmisión que, de acuerdo con el plan de transmisión, pertenecen al denominado anillo metropacífico:

- Subestación de energía eléctrica Lo de Reyes 230 kV.
- Subestación de energía eléctrica de la ruta Guate-oeste 230/69 kV, 195 MVA.
- Subestación de energía eléctrica de la ruta Las Cruces 230 kV.
- Subestación de energía eléctrica de la ruta Palín 230/69 kV, 195 MVA.
- Subestación de energía eléctrica de la ruta Pacífico 230 kV.
- Subestación de energía eléctrica de la ruta La Vega 2, 230 kV.
- Tendido eléctrico de la ruta Guate Oeste-Lo de Reyes es de 230 kV y mide aproximadamente 19 km.
- Tendido eléctrico de la ruta Cruces-Guate oeste 230 kV, con longitud aproximada de 13 km.
- Tendido eléctrico de la ruta las Cruces-Palín 230 kV, con longitud aproximada de 37 km.
- Tendido eléctrico de la ruta Palín-Pacífico 230 kV, con longitud aproximada de 22 km.

- Procedimientos de Modificación de la Línea de Transmisión Ruta Guate Este–Jalpatagua existente de 230 kV y conexión a la subestación recién creada La Vega 2.
- Modificación la línea de transmisión existente San Joaquín-Aguacapa 230 kV y conectar la subestación nueva Pacífico 230 kV.
- Procedimientos de Modificación la línea de transmisión existente Ruta Escuintla 2–San José 230 kV y conexión en la subestación nueva Pacífico, 230 kV.
- Procedimientos de Modificación a la línea de transmisión existente de doble circuito Ruta Tactic–Guate norte a 230 kV y conexión a la subestación nueva Lo de Reyes a 230 kV.
- Procedimientos de Modificación de mejoras en la línea de transmisión que se está construyendo en Aguacapa, que está a la frontera con la República de El Salvador, y su conexión con la subestación recién construida La Vega 2, que tiene una capacidad de 230 kV.
- Procedimientos de Interconexión entre las subestaciones Palín 69 kV, en construcción y la subestación nueva Palín 230/69 kV.

El lote B, que incluye el anillo hidráulico, incluye las siguientes obras de transmisión que, según el plan de transmisión, son propiedad del anillo hidráulico:

- Subestación de energía eléctrica San Juan Ixcoy. 230 kV.
- Subestación de energía eléctrica Santa Eulalia. 230 kV.
- Tendido eléctrico de transmisión Covadonga-Uspantán 230 kV, con longitud aproximada de 43 km.
- Tendido eléctrico de transmisión Ruta San Juan Ixcoy–Covadonga, 230 kV, con longitud aproximada de 23 km.
- Tendido eléctrico Ruta Santa Eulalia-San Juan Ixcoy, 230 kV, con longitud aproximada de 27 km.

- Tendido eléctrico Ruta Santa Eulalia-Huehuetenango II, 230 kV, con longitud aproximada de 84 km.
- Tendido eléctrico Ruta Huehuetenango II-La Esperanza 230 kV con longitud aproximada de 34 km.
- Procedimientos de Modificación en 138 kV en la subestación Huehuetenango II.
- Procedimientos de Modificación en 230 kV en la subestación Huehuetenango II.
- Procedimientos de Modificación en 230 kV en la subestación La Esperanza.
- Procedimientos de Modificación en 230 kV en la subestación Uspantán.
- Modificación de Ampliación de la Subestación Eléctrica Covadonga, 230 kV.
- Procedimientos de Modificación en la Tendido eléctrico existente Huehuetenango-Pologuá, 138 kV.

Lote C: anillo Atlántico: cuenta con las siguientes obras de transmisión que, de acuerdo con el plan de transmisión, pertenecen al anillo Atlántico:

- Subestación de energía eléctrica: Ruta La Ruidosa 230/69 kV, 150 MVA.
- Tendido eléctrico Ruta La Ruidosa - Panaluya, 230 kV, con longitud aproximada de 102 km.
- Procedimientos de interconexión entre la Subestación Eléctrica La Ruidosa, 69 kV, existente y la nueva.
- Subestación Eléctrica Ruta: La Ruidosa 230/69 kV.
- Procedimientos de adecuación en 69 kV en la subestación La Ruidosa existente.
- Procedimientos de adecuación en 230 kV, en la subestación Panaluya.

Lote D: anillo Atlántico: cuenta con las siguientes obras de transmisión que, de acuerdo al plan de transmisión, pertenecen al anillo Atlántico:

- Subestación de energía eléctrica El Estor 230/69 kV, 150 MVA.
- Tendido Eléctrico Ruta Tactic-El Estor, 230 kV, con una longitud aproximada de 116 km.
- Tendido Eléctrico Ruta El Estor-La Ruidosa, 230 kV, con una longitud aproximada de 70 km.
- Trabajos de Interconexión entre la subestación El Estor, 69 kV, existente y la nueva.
- Subestación de energía eléctrica El Estor 230/69 kV.
- Trabajos de adecuación en 69 kV, en la subestación El Estor existente.
- Trabajos de adecuación en 230 kV, en la subestación Tactic.
- Trabajos de adecuación en 230 kV, en la subestación La Ruidosa 230 kV.

Lote E: anillos Hidráulico y Atlántico: cuenta con las siguientes obras de transmisión que, de acuerdo al plan de transmisión, pertenecen a los anillos Hidráulico y Atlántico:

- Subestación de energía eléctrica El Rancho 230/69 kV, 150 MVA. de transmisión Ruta Chixoy II-El Rancho, 230 kV, con longitud aproximada de 115 km.
- Trabajos de Modificación en 69 kV, en la subestación El Rancho existente.
- Trabajos de Modificación en 230 kV, en la subestación Chixoy II.
- Trabajos de Modificación en la línea de transmisión Guate Norte– Panaluya 230 kV y conexión a la subestación nueva El Rancho 230 kV.

Lote F: anillo Occidental: cuenta con las siguientes obras de transmisión, que, de acuerdo al plan de transmisión, pertenecen al Anillo Occidental:

- Subestación de energía eléctrica Sololá 230/69 kV, 150 MVA.

- Tendido Eléctrico de transmisión Guate sur-Las Cruces 230 kV, con longitud aproximada de 27 km.
- Tendido Eléctrico Ruta Las Cruces-Sololá 230 kV, con longitud aproximada de 62 km.
- Ruta Sololá-La Esperanza cuenta con un tendido eléctrico de 230 kV y una distancia aproximada de 51 km.
- La línea de transmisión de 69 kV Sololá-Quiché está siendo modificada y se está conectando a la subestación nueva Sololá de 230 kV.
- Trabajos de Modificación en 230 kV, en la subestación existente Guate sur.
- Trabajos de Modificación en 230 kV, en la subestación nueva Las Cruces.
- Trabajos de Modificación en 230 kV, en la subestación existente La Esperanza.

7.7. Marco legal

En Guatemala, existe un conjunto de normativas legales que regulan las actividades relacionadas con la energía eléctrica, abarcando desde la generación hasta la comercialización. Estas normativas tienen como objetivo principal impulsar el crecimiento del sector eléctrico y satisfacer las necesidades sociales y productivas de toda la población. Se busca especialmente mejorar la calidad de vida de aquellos que viven en áreas marginadas y aún carecen de acceso a la electricidad.

Además de asegurar un suministro eléctrico continuo y de calidad, estas normativas están enfocadas en promover el desarrollo sostenible. Esto implica no solo expandir la infraestructura eléctrica, sino también adoptar tecnologías y prácticas que fomenten la eficiencia energética, la conservación de recursos y la mitigación de impactos ambientales negativos. En resumen, estas regulaciones

tienen como objetivo fortalecer el sector eléctrico y contribuir al bienestar general y al desarrollo equitativo y sostenible de Guatemala.

- “Constitución Política de la República.” (CNEE C. N., 2021)
- “Ley General de Electricidad, Decreto No93-96 y su reglamento de la Ley General de Electricidad, Acuerdo Gubernativo No256-97.” (CNEE C. N., 2021)
- “Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, Acuerdo Gubernativo No. 299-98.” (CNEE C. N., 2021)
- “Reformas al Acuerdo Gubernativo número 256-97 Acuerdo Gubernativo Número 68-2007.” (CNEE C. N., 2021)
- “Reformas al Acuerdo Gubernativo número 299-98 Acuerdo Gubernativo Número 69-2007.” (CNEE C. N., 2021)
- “Reglamentos de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica”. (CNEE C. N., 2021)
- “Normativas emitidas por el Administrador del Mercado Mayorista, siendo estas: Normas de Coordinación Operativa y Normas de Coordinación Comercial.” (CNEE, 2021)
- “Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable, Decreto Número 52-2003 y su reglamento, Acuerdo Gubernativo 211-2005.” (CNEE, 2021)

El congreso de la república de Guatemala en 1996 aprobó la Ley General de electricidad, según nel (Decreto No.93-96,1996).

“El artículo 1 de la ley general de electricidad norma el desarrollo de las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de la energía electica de acuerdo con los siguientes principios” (CNEE., 2003):

- Es libre la generación de electricidad y no se requiere para ella autorización o condición previa por parte del Estado, más que las reconocidas por la Constitución Política de la República de Guatemala y las leyes del país. (Decreto No.93-96, 1996, art.1)" (CNEE., 2003)
- Es libre el transporte de electricidad, cuando para ello no sea necesario utilizar bienes de dominio público; también es libre el servicio de distribución privada de electricidad. (Decreto No.93-96, 1996, art.1) (CNEE., 2003)
- En los términos a que se refiere esta ley, el transporte de electricidad que implique la utilización de bienes de dominio público y el servicio de distribución final de electricidad, estarán sujetos a autorización. (Decreto No.93-96, 1996, art.1) (CNEE., 2003)
- Son libres los precios por la prestación del servicio de electricidad, con la excepción de los servicios de transporte y distribución sujetos a autorización. Las transferencias de energía entre generadores, comercializadores, importadores y exportadores, que resulten de la operación del mercado mayorista, estarán sujetos a regulación en los términos a que se refiere la presente ley. (Decreto No.93-96, 1996, art.1) (CNEE., 2003)

8. HIPÓTESIS DE INVESTIGACIÓN

Hipótesis de investigación: por ser una investigación de tipo cuantitativo descriptivo, no aplica.

9. PROPUESTA DE ÍNDICE DE CONTENIDOS

Índice de Ilustraciones

Índice de tablas

Lista de símbolos

Glosario

Resumen

Planteamiento del problema y formulación de preguntas orientadoras

Objetivos

Resumen de marco metodológico

Introducción

1. ANTECEDENTE DE LA INVESTIGACIÓN

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Sistema eléctrico de potencia

2.1.1. Sistemas de generación

2.1.2. Sistemas de distribución

2.1.3. Sistemas de transmisión

2.1.3.1. Definiciones generales y conceptos

2.1.3.2. Elección de tensión de la línea de transmisión

2.1.3.3. Tensión nominal de una línea de transmisión

2.1.3.4. Clasificación de las líneas

2.2 Sistema nacional interconectado

2.2.1 Descripción del sistema

2.2.2 Características principales

2.2.3 Regulación de voltaje en sistema central

2.3 Flujo de potencia

- 2.3.1 Tipos de barra Nodos
 - 2.3.2 Elementos activos y pasivos
 - 2.3.3 Método de Newton Raphson
 - 2.3.4 Método de Gauss Seidel
 - 2.4 Conceptos básicos
 - 2.4.1 Índices de electrificación
 - 2.4.2 Precio spot
 - 2.4.3 Tarifa base
 - 2.4.4 Tarifa social
 - 2.4.5 Criterios probabilísticos
 - 2.4.6 Criterios determinísticos
 - 2.4.7 Energía no suministrada
 - 2.5 Análisis de contingencias
 - 2.6 Análisis de confiabilidad
 - 2.7 PET-1-2009
 - 2.8 Marco Legal
- 3. SELECCIÓN Y RECOLECCIÓN DE DATOS
 - 4. OBTENCIÓN DE DATOS
 - 5. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS
 - 6. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

ANEXOS

10. METODOLOGÍA

El presente estudio es del tipo cuantitativo descriptivo, dado a que describe datos y características de una muestra; en este caso puntos de la red de 230 kV del anillo sur, para poder modelar las redes del sistema y posteriormente calcular los índices de calidad de servicio y evaluar así la confiabilidad del sistema a analizar.

10.1. Características del estudio

El enfoque del estudio es cuantitativo descriptivo. El cual refiere características de las muestras tomadas de la página del AMM y de la CNEE.

El diseño adoptado será no experimental, derivado que la información del sistema de transmisión se analizará en su estado original sin ninguna manipulación; además será transversal pues se estudiará tendencia de evolución del grupo analizado, pues se analizará el comportamiento del sistema de transmisión.

10.2. Unidades de análisis

La población en estudio será describir la población, la cual se encuentra dividida en subpoblaciones dadas por describir, de la cual se extraerán distintas muestras de forma para indicar el tipo de muestreo, que serán estudiadas en su totalidad para poder determinar las conclusiones del objeto del estudio.

10.3. Variables

A continuación, en la tabla 3, se presentan las distintas definiciones de las variables estudiadas en el presente estudio, así como en que unidad están representadas para poder analizarlas.

Tabla 3.

Definición de Variables

Variable	Unidad	Definición
Límite de cargabilidad de tensión del equipo eléctrico.	Límites de diferencial de potencial en un sistema eléctrico (Boylestad, 2004).	Son los límites de tensión se mide en volts (V) es el límite máximo que puede soportar el equipo eléctrico.
Límite de cargabilidad de corriente del equipo eléctrico	Límites de diferencial de corriente en un sistema eléctrico (Boylestad, 2004).	Son los límites de corriente se mide en Ampere (A) y es el límite máximo que puede soportar el equipo eléctrico.
Interrupciones.	Corte total del suministro eléctrico (Seymour y Horsley, s.f.)	Se clasifica en instantánea, momentánea, temporal o sostenida, se mide en ciclos, segundos o minutos Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU)
Frecuencia de Interrupción	Frecuencia de los cortes total del suministro eléctrico (Seymour y Horsley, s.f.)	Se pueden clasificar en la frecuencia de Interrupción por Usuario (TIU).
Operación y mantenimiento del sistema.	Se mide en el valor monetario del costo del sistema indicado en USD o GTQ	El costo de conservar en condiciones óptimas de operación el sistema eléctrico.
Inversión económica.	Se mide en el valor monetario del costo del sistema indicado en USD o GTQ	Mientras más grande sea la inversión, mejores serán los esquemas del sistema y por tanto en la confiabilidad del mismo.
Voltaje	Diferencia de potencial entre dos puntos en un sistema eléctrico (Boylestad, 2004).	Se mide en voltios (V) por medio de un voltímetro.

Nota. Tabla de explicación de definición de variables. *Elaboración propia, realizado con Excel.*

10.4. Fases de estudio

El estudio se divide en cinco fases en la cual se obtendrán los datos históricos para poder discutir los resultados obtenidos durante cada una de las fases.

10.4.1. Exploración bibliográfica

Se realizará una base de datos con información histórica anterior al desarrollo de los planes de expansión del sistema de transporte en las redes de 230 kV, del anillo pacífico sur del departamento de Escuintla. Esto para poder contar con un detalle anterior y posterior al PET. La base de datos debe de contener los parámetros en las Tablas detalladas a continuación.

Tabla 4.

Parámetros de Confiabilidad

Datos de Elementos			
Componente	λ (fallas/año)	r (horas/falla)	Año
L1	0.20	4	2000
L2	0.25	3	2000
L3	0.30	2	2000
L4	0.35	2.5	2000
L5	0.15	3.5	2000

Nota. Descripción de parámetros de confiabilidad. *Elaboración propia, realizado con Excel.*

Tabla 5.*Características de las Cargas*

Datos de Cargas		
Carga	Potencia kW	Usuarios
CG1	40	20
CG2	30	15
CG3	60	30
CG4	80	40
CG5	100	50

Nota. Tabla de Característica de Cargas. *Elaboración propia, realizado con Excel.*

Adicional a esto se elaborará una base de datos anual del sistema de transporte, según el desarrollo de los proyectos adjudicados para el período comprendido del 2008 al 2019.

Tabla 6.*Proyectos Realizados PET*

PROYECTOS REALIZADOS			
No.	Proyecto	km, Aprox	Año

Nota. Proyectos realizados durante el plan de expansión de transporte. *Elaboración propia, realizado con Excel.*

Para finalizar se elaborará base de datos que contenga todos los proyectos adjudicados en los planes de expansión del sistema de transporte, posterior a la implementación de los mismos, para la red de 230 kV, del anillo pacífico sur.

10.4.2. Análisis de datos

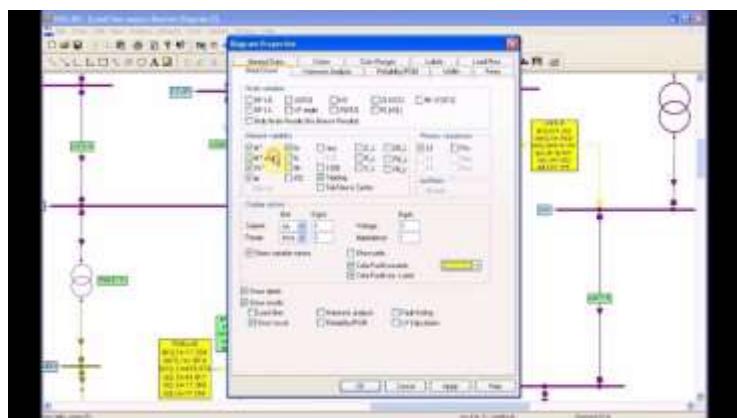
Se calcularán los indicadores de confiabilidad de cada uno de los años del periodo a estudiar eso se realizará mediante una serie de ecuaciones obtenidas en la tesis.

Se debe analizar la confiabilidad, según los indicadores, de cada uno de los años a estudiar.

Se debe de calcular por medio de software NEPLAN la energía no suministrada para las redes de 230 kV, del anillo pacífico sur, y realizar un registro histórico con dicha información.

Figura 7.

Software NEPLAN



Nota. Imagen del Software que se utilizara en el presente estudio Manual Neplan (2000). Elaboración propia, realizado con Paint.

Calcular económicoamente el costo de la energía no suministrada para todos los años a evaluar mediante el software NEPLAN se establecerá una comparación entre el total de energía no suministrada esto se da sumando valores de todos los alimentadores del sistema a estudiar, con el fin de establecer la conveniencia o no del sistema esto se realiza mediante la siguiente fórmula.

$$ENS = \sum_{i=1}^n L_i U_i \text{ (MWh / año)}$$

Dónde:

ENS: Energía no suministrada

Li: carga en kW por cliente (barras).

Ui: es el tiempo de interrupción anual del punto de carga

Según las normas técnicas al servicio de distribución la ENS se calcula de la siguiente manera:

$$INIG = ENS \text{ sistema} * CENS$$

$$ENS \text{ sistema} = D \text{ sistema} [(TTIK - TTIK límite) / 8760]$$

$$ENS \text{ sistema} = D \text{ sistema} [(FMIK - FMIK límite)(TTIK / FMIK)/8760]$$

Índices Individuales:

$$INII = ENS \text{ Usuario} * CENS$$

$$ENS \text{ Usuario} = D \text{ Usuario} [(TIU - TIU límite) / 8760]$$

$$ENS \text{ Usuario} = D \text{ Usuario} [(FIU - FIU límite)(TIU/FIU)/8760]$$

En dónde:

INIG: indemnización para ser distribuida globalmente, (Q). Cada usuario recibe una indemnización proporcional a su consumo semestral de energía eléctrica, con respecto al consumo total semestral de todos los usuarios del distribuidor.

ENS sistema: energía no suministrada al sistema (kWh).

INII: indemnización para ser distribuida individualmente, (Q). A los usuarios que se les aplica una indemnización individual, no les corresponderá una indemnización global.

ENS usuario: energía no suministrada al sistema (kWh).

D sistema: demanda de energía facturada durante el período de control para el sistema del distribuidor, (kWh).

D Usuario: demanda de energía facturada durante el período de control para cada Usuario, (kWh).

CENS: costo de la energía no suministrada, [Q / kWh]. El costo de energía no suministrada es diez veces el valor del cargo unitario por energía de la tarifa simple para usuarios conectados en baja tensión sin cargo por demanda (BTS), de la ciudad de Guatemala, del primer día y primer mes del período de control evaluado.

“Los valores para TTIK, FMIK, TIU y FIU, se refieren a los valores resultantes de los índices o indicadores en el período controlado. Los valores para TTIKlímite, FMIKlímite, TIULímite y FIULímite, se refieren a los límites establecidos para las tolerancias de los índices o indicadores. Tanto para Indemnización global como para individual, el Distribuidor deberá determinar el valor de la Energía No Suministrada mediante las dos fórmulas (Indicador de Tiempo y Frecuencia) y se aplicará la mayor a fin de calcular el valor de la Indemnización. NTSD” (CNEE, 2019)

10.4.3. Resultados

Se realizará una evaluación del impacto técnico de la red anterior y posterior a los planes de expansión se dará un análisis teórico de los elementos desarrollados en la fase de análisis de datos en donde se discutirán los mismos. Se podrá realizar mediante la tabla 7 representando cada proyecto ejecutado durante la elaboración del presente plan y dando así un resultado de manera anual.

Tabla 7.

Resultados año anterior

No.	Proyecto	Año mejora	Resultado anterior	Resultado Posterior

Nota. Tabla de resultados de impactos. *Elaboración propia, realizado con Excel.*

Calcular el impacto económico de la red anterior y posterior a los planes de expansión esto se calculará según el costo del proyecto y cuanto ha mejorado el sistema en niveles de confiabilidad. Se realizará mediante la tabla siguiente:

Tabla 8.

Resultados ENS posterior

No.	Proyecto	Año mejora	ENS anterior	ENS Posterior

Nota. Tabla de resultado de confiabilidad. *Elaboración propia, realizado con Excel.*

10.4.4. Presentación de resultados

Se realizará una evaluación los indicadores de calidad de energía anteriormente calculados, según lo establecido en las normas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Tabla 9.

Presentación de resultados TIU

No.	Proyecto	Año Mejora	TIU Anterior	TIU Posterior

Nota. Tabla de resultado de TIU. *Elaboración propia, realizado con Excel.*

Tabla 10.

Presentación de resultados FIU

No.	Proyecto	Año Mejora	FIU Anterior	FIU Posterior

Nota. Tabla de resultado de FIU. *Elaboración propia, realizado con Excel.*

Se cuantificarán las mejoras en la red, según los indicadores de calidad de energía eléctrica.

Se analizará el impacto, históricamente, en la tarifa eléctrica, para las redes de 230 kV, del anillo pacífico sur.

Se realizará análisis financiero de beneficio-costo de cada una de las obras aprobadas durante el PET.

Tabla 11.

Presentación de resultados costo

No.	Proyecto	Año Mejora	Costo de Obra	Beneficio

Nota. Tabla de resultado de Costo y beneficio. *Elaboración propia, realizado con Excel.*

10.4.5. Discusión de resultados

Al finalizar la presentación de resultados y analizar los mismos, se presentará de forma detallada y concreta el análisis técnico y económico de las mejoras realizadas en los proyectos realizados en el PET en el anillo pacífico Sur del Departamento de Escuintla en las redes de 230kV. Los resultados serán presentados en forma de gráficos, tablas e ilustraciones obtenidas durante el proceso del presente trabajo de investigación.

11. TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

Para cumplir con los objetivos que se han propuesto en la investigación, se analizaran las variables que presenta el SNI en el área Centro sur.

Variables de estudio:

- Límites de cargabilidad
- Costos Marginales de la demanda
- Factor de Carga proyectado
- Costo de energía no suministrada
- Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU)
- Frecuencia de Interrupción por Usuario (FIU)
- Demanda Planificada (GWh)
- Costo de inversión anual
- Pérdidas anuales de energía

Los parámetros eléctricos antes mencionados serán recopilados por la distribuidora y se ingresaran al software NEPLAN al momento de realizar las simulaciones de los diversos casos anuales y con estos valores obtenidos determinar si los proyectos elaborados en el PET han mejorado el SIN en el área del estudio.

Para ello se utilizarán las siguientes herramientas:

- Mapas de calidad de servicio técnico de distribución, frecuencia y tiempo de interrupciones por usuario.
- Tabla de datos de generación total de energía anual.

- Tabla de datos de pérdidas en los sistemas de transmisión principales
- Tabla de datos de pérdidas en los sistemas de transmisión secundarios
- Tabla de datos de factor de carga proyectado
- Tabla de datos de costo marginal de la demanda proyectada
- Tablas de datos de Caso Base (caso sin ejecutar proyectos de mejora anual) vs Caso PET (caso con implementación de proyectos de mejora anual)

Herramientas estadísticas:

- Gráfico de control de generación total de energía anual.
- Gráfico de control pérdidas en los sistemas de transmisión principales
- Gráfico de control pérdidas en los sistemas de transmisión secundarios
- Gráfico de control de factor de carga proyectado
- Gráfico de control de costo marginal de la demanda proyectada
- Gráfico de control de Caso Base (caso sin ejecutar proyectos de mejora anual) vs Caso PET (caso con implementación de proyectos de mejora anual)
- Diagrama de barras para determinar el porcentaje eficiencia en el SNI.
- Tasa de inversión entre las opciones de inversión.
- Diagrama de barras comparativos entre costos de implementación y costo de mantenimiento.

12. CRONOGRAMA

Para darle seguimiento detallado al desarrollo de la metodología, se establecieron tiempos para el cumplimiento de cada una de las fases.

Tabla 12.

Cronograma de actividades

Actividad	Año 2021					
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Fase 1: Exploración bibliográfica	■■■■■					
Fase 2: Análisis de Datos		■■■■■				
Fase 3: Resultados			■■■■■■■■■■			
Fase 4: Presentación de resultados					■■■■■	
Fase 5: Discusión de Resultados						■■■■■

Nota. Tabla de Cronograma de Actividades por fase. *Elaboración propia, realizado con Excel.*

13. FACTIBILIDAD DEL ESTUDIO

El presente trabajo de investigación se llevará a cabo con fondos propios. La investigación se considera de tipo descriptiva, se tendrá una inversión detallada en la siguiente tabla:

Tabla 13.

Recursos necesarios para la investigación

	Días de trabajo	Horas de trabajo por día	Costo/hora	Total
Uso de software Neplan	30	3,5	Q60,00	Q6 300,00
	Días de trabajo		Costo ida y vuelta	Total
Costos de transporte	30		Q70,00	Q2 100,00
			Honorarios del asesor	Total
			Q2 500,00	Q2 500,00
			Total	Q10 900,00

Nota. Tabla de recursos de investigación. *Elaboración propia, realizado con Excel.*

Siendo los recursos aportados suficientes para la investigación, se considera que es factible la realización del estudio.

REFERENCIAS

- AGUILAR., D. D. (2015). *análisis técnico económico para la reposición de equipos de potencia en subestaciones de la red de transporte de Guatemala*. Obtenido de <https://core.ac.uk/download/pdf/35293872.pdf>
- CNEE, C. N. (2021). *informe estadístico gerencia de planificación y vigilancia de mercados eléctricos*. guatemala, guatemala. Obtenido de [https://www.cnee.gob.gt/xhtml/informacion/Docs/Informe%20estadístico%20GVP%20final%20\(1\).pdf](https://www.cnee.gob.gt/xhtml/informacion/Docs/Informe%20estadístico%20GVP%20final%20(1).pdf)
- CNEE., C. N. (2003). *normas técnicas de calidad del servicio de transporte y sanciones ntcsts*. guatemala. Obtenido de <https://www.cnee.gob.gt/estudioselectricos/Normas%20Tecnicas/07%20NTCSTS.pdf>
- Eléctrica., C. N. (2013.). *Marco Legal del Sub-Sector Eléctrico de Guatemala Compendio de Leyes y Reglamentos*. Obtenido de <https://www.cnee.gob.gt/pdf/marco-legal/LEY%20GENERAL%20DE%20ELECTRICIDAD%20Y%20REGLAMENTOS.pdf>
- Gil, A. E. (2016). *diseño de investigación del análisis técnico y económico del plan de expansión del sistema de transporte y su impacto en la calidad del servicio de distribución, de las redes de 69 kv de la ciudad de guatemala*. Obtenido de http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0919_EA.pdf

OCCIDENTE, D. D. (1998). *Guatemala Patente nº 14946211.*

ORIENTE, D. D. (1998). *Guatemala Patente nº 14946203.*

APÉNDICE

Tabla 14.
Matriz de Coherencia

PROBLEMA	OBJETIVOS	VARIABLES	METODOLOGÍA	PLAN DE ACCIÓN
<i>Pregunta principal:</i> ¿Cuál es el impacto técnico y económico en la confiabilidad del plan de expansión del sistema de transporte y la calidad del servicio de distribución del área centro de las redes de 230 kV del departamento de Escuintla?	<i>Objetivo general:</i> Determinar el impacto técnico y económico en la confiabilidad del sistema de transporte y la calidad del servicio de distribución del área centro de las redes de 230 kV del departamento de Escuintla.	<ul style="list-style-type: none"> • Confiabilidad del sistema. • Calidad del sistema eléctrico • Seguridad del sistema eléctrico. 	Análisis estadístico descriptivo.	Utilizar métodos estadísticos para determinar el impacto técnico y económico de la confiabilidad del sistema de transporte y la calidad de servicio de distribución.
Preguntas auxiliares: 1. ¿Cómo han estado los indicadores de calidad de energía desde los inicios del plan de expansión del sistema de transporte?	Objetivos específicos: 1. Analizar los indicadores de calidad de energía desde los inicios del plan de expansión del sistema de transporte.	<ul style="list-style-type: none"> • Límites de cargabilidad de voltaje de sistema eléctrico (V) • Límites de cargabilidad de amperaje de sistema eléctrico A 	Análisis por muestreo estadístico	<ol style="list-style-type: none"> 1. Selección de puntos de muestreo (2 días) 2. Recolección de muestra para analizar los indicadores de calidad de energía (8 días) 3. Analizar la cargabilidad del sistema eléctrico. (5 días).

Continuación tabla 14

PROBLEMA	OBJETIVOS	VARIABLES	METODOLOGÍA	PLAN DE ACCIÓN
2. ¿Cuánto ha mejorado la confiabilidad del sistema con las mejoras en la red de 230 KV en el departamento de Escuintla?	2. Evaluar los beneficios hacia la confiabilidad del sistema con las mejoras en la red de 230 KV en el departamento de Escuintla	<ul style="list-style-type: none"> • Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU) • Frecuencia de Interrupción por Usuario (FIU) 	Análisis por muestreo estadístico	<ol style="list-style-type: none"> 1. Elaborar base de datos con todos los proyectos entregados en los planes de expansión del sistema de transporte. (5 días) 2. Elaborar base de datos anual del sistema de transporte, según el desarrollo de los proyectos adjudicados. (5 días) 3. Evaluar las mejoras obtenidas de los proyectos ejecutados. (5 días)
3. ¿Es considerable la cantidad de energía no suministrada luego de finalizado el Plan de Expansión del Sistema de Transporte?	3. Estimar la cantidad de energía no suministrada luego de finalizado el plan de Expansión del Sistema de Transporte.	<ul style="list-style-type: none"> • Demanda Planificada (GWh) 	Tabulación de datos en el Software NePlan.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Ingresar datos y <i>calcular por medio de software la energía no suministrada para las redes</i> y realizar un registro histórico con dicha información. (12 días)

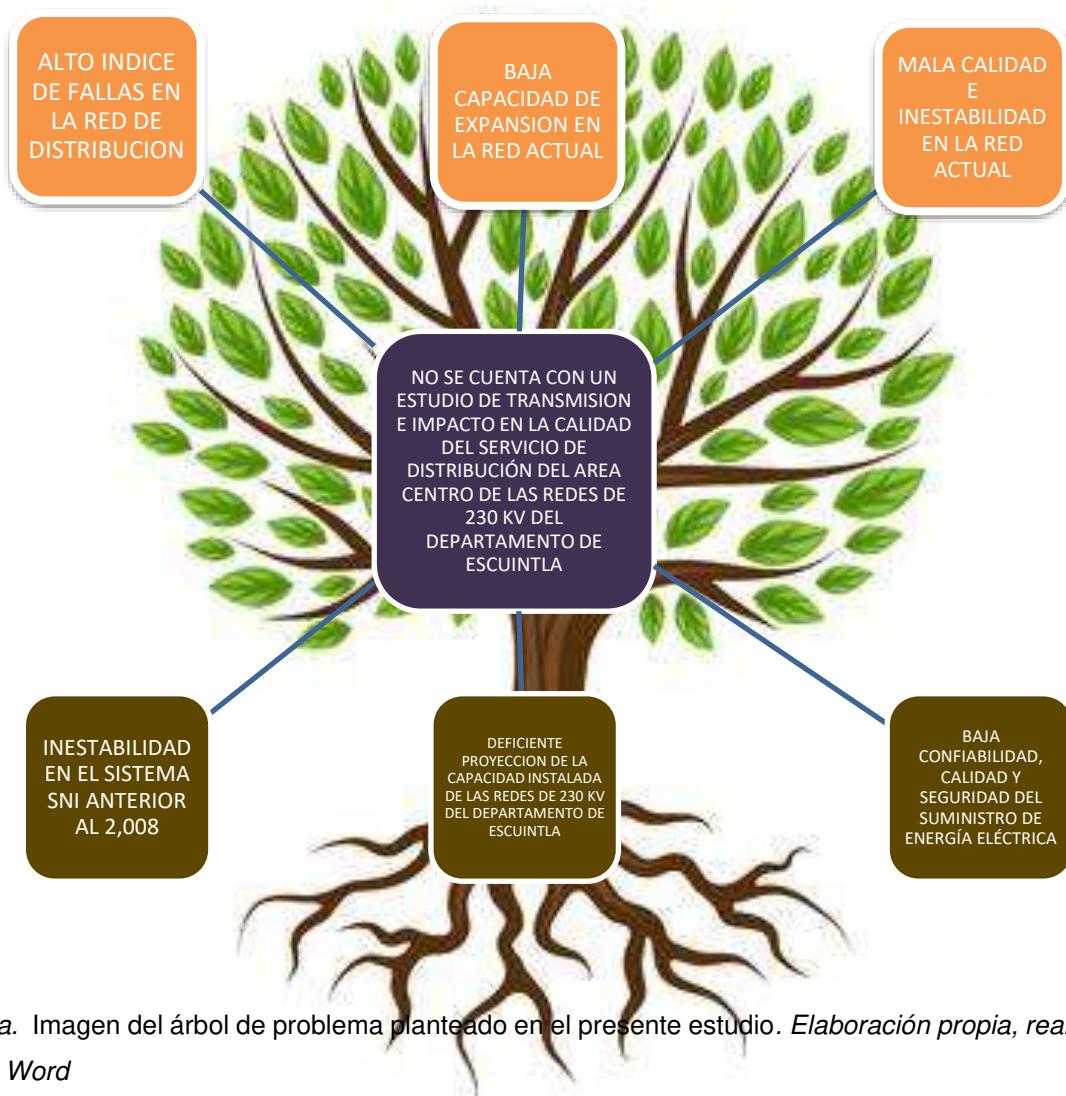
Continuación tabla 14

PROBLEMA	OBJETIVOS	VARIABLES	METODOLOGÍA	PLAN DE ACCIÓN
4. ¿Es beneficiado el usuario con el desarrollo del Plan de Expansión del Sistema de Transporte?	4. Indicar el beneficio hacia los usuarios con el desarrollo del Plan de Expansión del Sistema de Transporte	Costos de operación y mantenimiento del sistema. Inversión económica realizada en el plan de expansión. Variabilidad del costo al usuario final.	Análisis por muestreo estadístico	<ol style="list-style-type: none"> 1. Elaborar base de datos con los costos de operación y mantenimiento del sistema. (10 días) 2. Elaborar base de datos que contenga el costo de los proyectos adjudicados en los planes de expansión del sistema de transporte. (7 días) 3. Análisis de Resultados (12 días)

Nota. Tabla de Matriz de Coherencia. *Elaboración propia, realizado con Excel.*

ANEXOS

Figura 8.
Árbol del problema



Nota. Imagen del árbol de problema planteado en el presente estudio. *Elaboración propia, realizado con Word*