



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Estudios de Postgrado
Maestría en Artes en Energía y Ambiente

**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**

Ing. Axel Ernesto Siguí Gil

Asesorado por el MSc. Ing. José Rafael Argueta Monterroso

Guatemala, abril de 2018

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**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**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

ING. AXEL ERNESTO SIGUÍ GIL

ASESORADO POR EL MSC. ING. JOSÉ RAFAEL ARGUETA MONTERROSO

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

MAESTRO EN ENERGÍA Y AMBIENTE

GUATEMALA, ABRIL DE 2018

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Inga. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Oscar Humberto Galicia Nuñez
VOCAL V	Br. Carlos Enrique Gómez Donis
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez
EXAMINADOR	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
EXAMINADOR	Ing. Juan Carlos Fuentes Montepeque
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

ANÁLISIS TÉCNICO 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

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Estudios de Postgrado, con fecha 8 de febrero de 2016.



Ing. Axel Ernesto Siguí Gil

ACTO QUE DEDICO A:

Dios

Por brindarme sabiduría, inteligencia y fuerza de voluntad para alcanzar esta meta.

Mis padres

Norman Leonel Siguí Fajardo y Patricia Amelia Gil Urizar, por todo el apoyo y esfuerzo brindado.

Mis hermanos

Norman Leonel Siguí Gil y Mynor David Siguí Gil, por el apoyo incondicional, sus consejos y enseñanzas.

AGRADECIMIENTOS A:

**La Universidad de San
Carlos de Guatemala**

Por formarme como profesional

**Escuela de estudios de
Postgrado de la
Facultad de Ingeniería**

Por ser mi casa de estudios y por todas las enseñanzas y aprendizajes.

Mi asesor

José Rafael Argueta Monterroso, por la asesoría y consejos brindados en el desarrollo de este trabajo.

CNEE

Por el apoyo brindado para el desarrollo de este trabajo.



FACULTAD DE
INGENIERÍA - USAC
ESCUELA DE
ESTUDIOS DE POSTGRADO

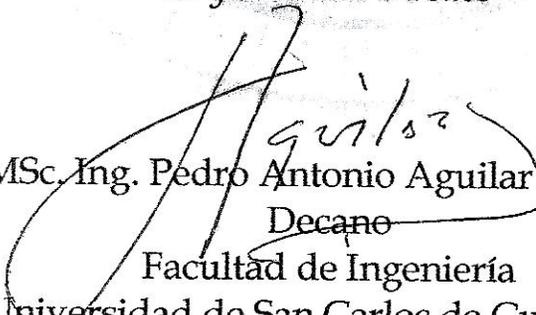
Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Estudios de Postgrado
Teléfono 2418-9142 / 24188000 Ext. 86226

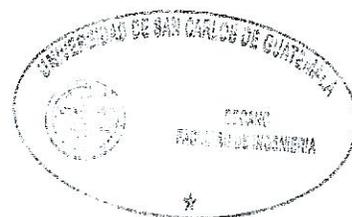
APT-2018-008

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 Postgrado, al Trabajo de Graduación de la Maestría en Artes en Energía y Ambiente titulado: **"ANÁLISIS TÉCNICO 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 "** presentado por el Ingeniero Electricista Axel Ernesto Siguí Gil, procede a la autorización para la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

"Id y Enseñad a Todos"


MSc. Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala



Guatemala, abril de 2018.

Cc: archivo/L.Z.L.A.

Doctorado: Cambio Climático y Sostenibilidad. **Programas de Maestrías:** Ingeniería Vial, Gestión Industrial, Estructuras, Energía y Ambiente Ingeniería Geotécnica, Ingeniería para el Desarrollo Municipal, Tecnologías de la Información y la Comunicación, Ingeniería de Mantenimiento. **Especializaciones:** Gestión del Talento Humano, Mercados Eléctricos, Investigación Científica, Educación virtual para el nivel superior, Administración y Mantenimiento Hospitalario, Neuropsicología y Neurociencia aplicada a la Industria, Enseñanza de la Matemática en el nivel superior, Estadística, Seguros y ciencias actuariales, Sistemas de Información Geográfica, Sistemas de gestión de calidad, Explotación Minera, Catastro.



FACULTAD DE
INGENIERÍA - USAC
EP
ESCUELA DE
ESTUDIOS DE POSTGRADO

Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Estudios de Postgrado
Teléfono 2418-9142 / 24188000 Ext. 86226

APT-2018-008

La Directora de la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen y dar el visto bueno del revisor y la aprobación del área de Lingüística del Trabajo de Graduación titulado **"ANÁLISIS TÉCNICO 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"** presentado por el Ingeniero Electricista Axel Ernesto Siguí Gil, correspondiente al programa de Maestría en Artes en Energía y Ambiente; apruebo y autorizo el mismo.

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"

Dra. Mayra Virginia Castillo Montes
Directora a.i.

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



Guatemala, abril de 2018.

Cc: archivo/L.Z.L.A.

Doctorado: Cambio Climático y Sostenibilidad. **Programas de Maestrías:** Ingeniería Vial, Gestión Industrial, Estructuras, Energía y Ambiente Ingeniería Geotécnica, Ingeniería para el Desarrollo Municipal, Tecnologías de la Información y la Comunicación, Ingeniería de Mantenimiento. **Especializaciones:** Gestión del Talento Humano, Mercados Eléctricos, Investigación Científica, Educación virtual para el nivel superior, Administración y Mantenimiento Hospitalario, Neuropsicología y Neurociencia aplicada a la Industria, Enseñanza de la Matemática en el nivel superior, Estadística, Seguros y ciencias actuariales, Sistemas de Información Geográfica, Sistemas de gestión de calidad, Explotación MInera, Catastro.



FACULTAD DE
INGENIERÍA - USAC
ESCUELA DE
ESTUDIOS DE POSTGRADO

Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Estudios de Postgrado
Teléfono 2418-9142 / 24188000 Ext. 86226

APT-2018-008

Como Coordinador de la Maestría en Artes en Energía y Ambiente del Trabajo de Graduación titulado **"ANÁLISIS TÉCNICO 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"** presentado por el Ingeniero Electricista Axel Ernesto Siguí Gil, apruebo y recomiendo la autorización del mismo.

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"

MSc. Juan Carlos Fuentes Montepeque
Coordinador de Maestría
Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala



Guatemala, abril de 2018.

Cc: archivo/L.Z.L.A.

Doctorado: Cambio Climático y Sostenibilidad. **Programas de Maestrías:** Ingeniería Vial, Gestión Industrial, Estructuras, Energía y Ambiente Ingeniería Geotécnica, Ingeniería para el Desarrollo Municipal, Tecnologías de la Información y la Comunicación, Ingeniería de Mantenimiento. **Especializaciones:** Gestión del Talento Humano, Mercados Eléctricos, Investigación Científica, Educación virtual para el nivel superior, Administración y Mantenimiento Hospitalario, Neuropsicología y Neurociencia aplicada a la Industria, Enseñanza de la Matemática en el nivel superior, Estadística, Seguros y ciencias actuariales, Sistemas de Información Geográfica, Sistemas de gestión de calidad, Explotación Minera, Catastro.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	V
LISTA DE SÍMBOLOS	VII
GLOSARIO	IX
RESUMEN.....	XIII
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	XV
OBJETIVOS.....	XVII
RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO	XIX
INTRODUCCIÓN	XXI
1. MARCO TEÓRICO.....	23
1.1. Sistema eléctrico	23
1.1.1. Generación	23
1.1.2. Distribución	24
1.1.3. Transmisión	26
1.2. Marco legal	29
1.2.1. Ley General de Electricidad.....	31
1.3. Proyectos de expansión a la capacidad del sistema del transporte	32
1.3.1. Ampliaciones a la capacidad de transporte, Resolución CNEE-153-2010.....	34
1.3.2. Ampliaciones a la capacidad de transporte, Resolución CNEE-197-2013.....	36
1.3.2.1. Proyectos integrales correspondientes a los años 2013 y 2014.....	37

	1.3.2.2.	Proyectos integrales correspondientes al año 2015	39
	1.3.2.3.	Proyectos integrales correspondientes al año 2016	41
	1.3.2.4.	Proyectos integrales correspondientes al año 2017	43
	1.3.2.5.	Proyectos integrales correspondientes a los años 2018 y 2019	45
1.4.		Conceptos básicos	47
	1.4.1.	Flujo de potencia	47
	1.4.2.	Análisis de contingencias	47
	1.4.3.	Tipos de barra	48
	1.4.4.	Nodos	48
	1.4.5.	Elementos activos y pasivos	49
	1.4.6.	Método de Newton Raphson	49
	1.4.7.	Método de Gauss Seidel	50
	1.4.8.	Índices de electrificación	50
	1.4.9.	Precio spot	51
	1.4.10.	Tarifa social	51
	1.4.11.	Análisis de confiabilidad	51
	1.4.12.	Criterios probabilísticos	51
	1.4.13.	Criterios determinísticos	52
	1.4.14.	Energía no suministrada.....	53
2.		DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN	55
	2.1.	Estado del SNI previo a la implementación de los planes de expansión del sistema de transporte.....	55
	2.2.	Calidad del servicio técnico	56

2.3.	Parámetros de simulación para el análisis de confiabilidad.....	57
2.3.1.	Parámetros de confiabilidad	57
2.3.2.	Metodología de los estudios de confiabilidad	58
2.3.3.	Cálculo del costo de la energía no suministrada	63
2.3.4.	Metodología del cálculo de indicadores de calidad de energía eléctrica.....	63
3.	PRESENTACIÓN DE RESULTADOS.....	65
3.1.	Inversión anual	65
3.2.	Costo de la energía no suministrada	65
3.3.	Valorización de las pérdidas.....	66
3.4.	Comparación de la inversión y los beneficios.....	67
3.5.	Calidad del producto técnico	68
	DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	71
	CONCLUSIONES	73
	RECOMENDACIONES.....	75
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	77

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Producción de energía por tipo de tecnología.....	24
2.	Evolución de las tarifas	24
3.	Desagregación de la tarifa social EEGSA	25
4.	Composición del consumo de energía	26
5.	Sistema Nacional Interconectado.....	27
6.	Componentes del diagrama unifilar.....	28
7.	Estructura del sector eléctrico	30
8.	Marco legal en Guatemala	31
9.	Sistema de transporte de Guatemala, previo a la implementación del PET-1-2009	33
10.	Diagrama unifilar indicativo del proyecto integral anillo costa sur	34
11.	Diagrama unifilar indicativo del proyecto integral anillo Centro - Occidente	35
12.	Diagrama unifilar indicativo del proyecto reforzamiento centro Guatemala.....	36
13.	Mapas de calidad de servicio técnico de distribución, frecuencia y tiempo de interrupciones por usuario	55
14.	Parámetros de confiabilidad, Neplan.....	60
15.	Datos de confiabilidad de los elementos	61
16.	Evaluación de la confiabilidad	62
17.	Resultados de la confiabilidad.....	62
18.	Valorización de las pérdidas anuales	67
19.	Costo de inversión y beneficios de las obras	68

TABLAS

I.	Peaje mensual para el sistema principal y secundario	29
II.	Diferencia entre criterios probabilísticos y determinísticos	53
III.	Costo marginal de la demanda proyectado	59
IV.	Parámetros para el costo de la energía no suministrada.....	63
V.	Costo de inversión anual	65
VI.	Energía no suministrada	66
VII.	Indicadores de calidad de la energía año 2010, Guatemala.....	68
VIII.	Indicadores de calidad de la energía año 2016, Guatemala.....	69

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
US\$	Dólar, moneda de Estados Unidos
GWh	Gigavatio hora.
km	Kilómetros
kWh	Kilovatio hora
MW	Megavatio
MVA	Megavatioamperio
Q	Quetzal, moneda de Guatemala

GLOSARIO

AMM	Administrador del Mercado Mayorista, entidad privada encargada de coordinar las transacciones de los participantes del mercado mayorista de electricidad; también es la encargada de velar por el mantenimiento de la calidad y seguridad del suministro de energía eléctrica.
Análisis de contingencia	Análisis probabilístico para predecir los voltajes y corrientes que se distribuyen en la red al momento que se conecta o desconecta una línea del sistema.
CENS	Costo de la energía no suministrada; el costo de la energía es diez veces el valor del cargo unitario por energía de la tarifa simple para usuarios conectados en baja tensión, sin cargo de demanda, de la ciudad de Guatemala, del primer día y primer mes del periodo de control evaluado.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Es el órgano técnico encargado de cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad.
Deocsa	Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima.

Deorsa	Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima.
EEGSA	Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima.
ENS	Es la energía que se deja de entregar a los usuarios por algún evento en el sistema.
EVAD	Es la metodología para definir el precio de prestar el servicio de distribución de energía eléctrica.
FIU	Frecuencia de interrupciones por usuario.
Flujo de potencia	Es el cálculo de la magnitud del voltaje y el ángulo de fase de cada una de las barras en un sistema eléctrico de potencia, en condiciones estables.
MEM	Ministerio de Energía y Minas. Es el órgano del Estado responsable de coordinar y formular las políticas, planes, programas relativos al subsector eléctrico y aplicar la Ley General de Electricidad.
Neplan	Herramienta para simulación de redes.
Peaje	Es un pago devengado a las empresas transportistas, el cual corresponde al permiso otorgado para utilizar las instalaciones para la

transportación de potencia y energía eléctrica por parte de terceros.

PET	Plan de Expansión del Sistema de Transporte.
Precio <i>spot</i>	Máximo costo variable en que se incurre cada hora, para abastecer un kWh adicional de demanda.
Sistema principal	Es el sistema de transmisión compartido por los generadores.
SNI	Sistema Nacional Interconectado.
Tarifa social	Suministro de energía eléctrica dirigido a usuarios con consumos de hasta 300 kilovatios hora.
TIU	Tiempo de interrupciones por usuario.
VAD	Es la metodología para definir el precio de prestar el servicio de distribución de energía eléctrica.

RESUMEN

Los planes de expansión del sistema de transporte se desarrollan, según lo establecido en la política energética vigente guatemalteca aprobada por el Ministerio de Energía y Minas. Las ampliaciones a la capacidad del sistema de transporte se pueden realizar a través de las modalidades de: Por iniciativa propia, por acuerdo entre partes o por licitación pública. Como resultado del Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008-2018 y 2012-2021, se determinó por parte de la CNEE la necesidad de reforzar las redes de 69 kV, en este contexto se emitieron las resoluciones CNEE-153-2010 y CNEE-197-2013, entre otras, por medio de las cuales se aprobaron proyectos integrales, con el fin de optimizar la operación de las redes del Sistema Nacional Interconectado, considerando las restricciones y condiciones del sistema en ese entonces.

La confiabilidad del sistema de transporte y la calidad del servicio son algunos de los objetivos principales de los planes de expansión del sistema de transporte. Para cuantificar la importancia de los mismos se calcularon los indicadores de confiabilidad anual para el período de 2013 al 2019, obteniendo beneficios hasta 3.5 veces mayores que los costos de inversión, por concepto de CENS.

El estudio se limitó a las redes de 69 kV de la ciudad de Guatemala, en el período comprendido del 2013 al 2019, correspondiente a la entrada en operación de los proyectos adjudicados mediante la modalidad de iniciativa propia que forman parte del Plan de Expansión del Sistema de Transporte.

Se calcularon los beneficios técnicos y económicos del ingreso de las obras en el sistema de transporte, valorizando la reducción de las pérdidas en el sistema y el costo de la energía no suministrada, la cual se comparó con el costo de inversión de los proyectos adjudicados, se pudo posteriormente realizar un análisis beneficio – costo, evaluando así el impacto económico de los mismos.

Se evaluó el impacto técnico de las obras en la calidad de la energía para los usuarios del servicio de distribución final en función de la continuidad del servicio de energía eléctrica, de acuerdo a los indicadores individuales, Frecuencia de Interrupciones por Usuario (FIU) y Tiempo de Interrupciones por Usuario (TIU). Se compararon los indicadores de calidad de energía del año 2010, previo al ingreso de las obras analizadas y los indicadores del año 2016, observando reducciones de hasta 3.8 veces en el TIU y 2.8 veces en el FIU.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El primer Plan de Expansión del Sistema de Transporte surgió en el 2008, derivado de la política energética presente en ese año; dicho plan se desarrolló, según los estudios desarrollados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2008-2022; en el plan se estimó cuál debería de ser la expansión óptima del sistema de transporte, considerando las restricciones y condiciones del sistema.

El objetivo primordial de los planes de expansión del sistema de transporte es cumplir con lo definido en las políticas energéticas, la Política Energética 2,013-2,027 vigente tiene como meta a largo plazo de lograr un 95 % de índice de cobertura eléctrica en el país. Esto conlleva al aumento de los índices de electrificación rural del Sistema Nacional Interconectado por medio de la ampliación de la cobertura de las redes de transmisión. Así también tiene como objetivo el aumento de la confiabilidad, calidad y seguridad del suministro en la red de distribución, según las normativas vigentes emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

El problema radica en determinar históricamente las mejoras en la confiabilidad y su impacto en el servicio de distribución, con el avance de las obras aprobadas en el plan de expansión del sistema de transporte en la red de 69 kV de la ciudad de Guatemala. Es indispensable conocer el impacto en el sistema para tener un panorama amplio de cómo será la red de transporte, puede determinar las deficiencias del sistema y los beneficios que conlleva el desarrollo de los mismos en la ciudad de Guatemala.

Para incentivar nuevos planes de expansión y fortalecer el sistema eléctrico guatemalteco es necesario cuantificar los alcances que se han obtenido y lo que se logrará con el desarrollo de los mismos. Sin un estudio que presente el impacto técnico y económico en la confiabilidad del sistema de transporte no se pueden realizar proyecciones a largo plazo para futuros planes y proyectos; por tanto surge la pregunta principal de la investigación, ¿Cuál ha sido el impacto técnico y económico del Plan de Expansión del Sistema de Transporte?

Por consiguiente, ¿Cuánto se ha beneficiado el usuario con las mejoras a la red de transporte? Para dicho planteamiento es necesario evaluar y comparar la energía no suministrada anualmente durante un período determinado.

Toda mejora a la red de transporte tiene un costo de inversión, el cual dependerá de la magnitud de las obras, por tanto ¿Cuál es el impacto económico de los proyectos del Plan de Expansión del Sistema de Transporte?

Las mejoras en la red de transporte inciden en la calidad de energía eléctrica, ¿Cómo han mejorado los indicadores de calidad de energía desde los inicios de los Planes de Expansión del Sistema de Transporte?

OBJETIVOS

General

Determinar el impacto técnico y económico en la confiabilidad del sistema de transporte y la calidad del servicio de distribución de las redes de 69 kV de la ciudad de Guatemala, en el período comprendido del 2013 al 2019.

Específicos

1. Cuantificar los beneficios al usuario, comparando la energía no suministrada en el período comprendido del 2013 al 2019, para las redes de 69 kV de la ciudad de Guatemala.
2. Determinar técnica y económicamente un impacto de los proyectos autorizados en el plan de expansión del sistema de transporte de las redes de 69 kV de la ciudad de Guatemala.
3. Identificar el impacto positivo de los indicadores de calidad de la energía eléctrica, antes y después de las mejoras en la red de 69 kV de la ciudad de Guatemala.

RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO

La investigación realizada es de tipo descriptivo, dado a que describe y analiza una muestra, en este caso puntos de la red de transporte de 69 kV de la ciudad de Guatemala, con los que se calcularon los índices de calidad de servicio y se evaluó la confiabilidad del sistema.

Para el desarrollo del estudio, se trabajó principalmente con variables cuantitativas, en donde se cuantificaron los parámetros técnicos y económicos de la red de transporte para así calcular la energía no suministrada en la red de 69 kV de la ciudad de Guatemala.

A partir de información histórica del sistema nacional interconectado anterior al desarrollo de los planes de expansión del sistema de transporte, se elaboraron bases de datos con el ingreso anual de los proyectos adjudicados durante el período comprendido del 2013 al 2019, mediante el software Neplan.

Con las bases de datos elaboradas, se calcularon los indicadores de confiabilidad anuales para las redes de 69 kV de la ciudad de Guatemala durante el período de estudio; se calculó la energía no suministrada por área de incidencia y las pérdidas del sistema, cuantificando el impacto de los planes de expansión del sistema de transporte.

Con los resultados obtenidos, se evaluaron los indicadores históricos de la calidad de energía eléctrica, según lo establecido en las normas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica; con dichos indicadores de calidad se

determinó el beneficio en la calidad del producto con las mejoras a la red a la 69 kV de la ciudad de Guatemala.

Al finalizar el análisis técnico y económico y contrastarlos con los indicadores de calidad de energía eléctrica y la normativa de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, se elaboró un análisis beneficio costo de las obras aprobadas, de acuerdo a la valorización de las obras de forma conjunta.

INTRODUCCIÓN

Los planes de expansión del sistema de transporte surgieron en Guatemala, a partir de la política energética aprobada por el Ministerio de Energía y Minas; dicha política tenía como objetivo primordial aumentar los índices de electrificación en Guatemala y mejorar la calidad de energía eléctrica en las áreas rurales. Es de mucha importancia realizar estudios eléctricos en donde se puede determinar la confiabilidad del sistema; esto permite garantizar la seguridad del mismo y la calidad de la energía, así también permite determinar el impacto económico de dichos proyectos. En el presente informe, se realizará un análisis histórico de los planes de expansión del sistema de transporte para las líneas de 69 kV de la ciudad de Guatemala.

En el capítulo I 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.

Posteriormente, en el capítulo II, se detalla la situación del sistema de transporte en Guatemala para las líneas de 69 kV previo a la implementación de los planes de expansión del sistema de transporte. Así también, se incluye el cálculo de los indicadores de calidad de energía para el año 2010, previo al ingreso de los proyectos evaluados, y se explica la importancia de dichos indicadores detallando la metodología de cálculo para la obtención de los mismos. Adicionalmente se explica la metodología utilizada para los análisis de confiabilidad y los parámetros de modelación utilizados en el software Neplan.

Por último, en el capítulo III, se comparan los resultados obtenidos en los apartados anteriores, mostrando la valorización anual de los proyectos, los beneficios por la valorización de la energía no suministrada, así como los beneficios por la reducción de pérdidas en el Sistema Nacional Interconectado. Se muestran los indicadores de calidad de energía eléctrica para el año 2016 en comparación con los indicadores previo al ingreso de las obras al sistema de transporte. Con los resultados obtenidos, se realizó un análisis beneficio costo, de acuerdo al costo de inversión de las obras y a la valorización de los beneficios obtenidos anualmente.

1. MARCO TEÓRICO

1.1. Sistema eléctrico

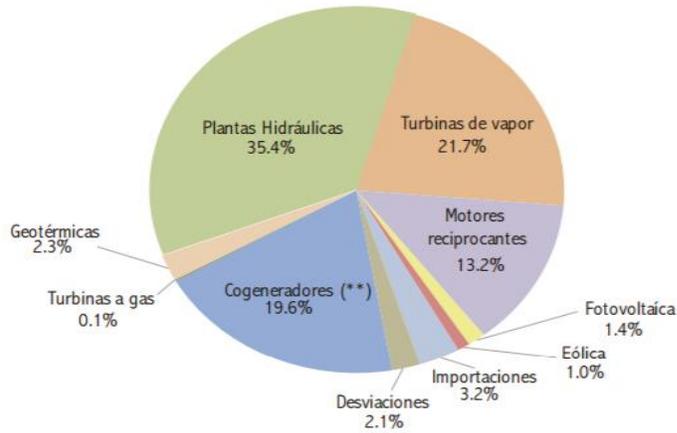
El sistema eléctrico está constituido por el área de generación; posteriormente la energía generada es transportada por medio de líneas de transmisión, la cual se distribuye al usuario por parte de las distribuidoras.

1.1.1. Generación

Existen distintos tipos de tecnologías para generación, esto depende de la fuente primaria de energía a utilizar. En Guatemala se tuvo la siguiente generación para el 2015; “la generación total de energía para el 2015 fue de 10 886,67 GWh, de los cuales 9 446,48 GWh fueron consumidos localmente y 843,23 GWh corresponden a energía importada del Mercado Eléctrico Regional y de México” (Informe Estadístico AMM, 2015, p. 2.).

“El 35,40 % de la energía fue de origen hidráulico: 11,67 % de motores reciprocantes, 13,20 % de turbinas de vapor, 21,70 % de cogeneradores (también turbinas de vapor), 2,30 % de origen geotérmico, 0,1 % de turbinas de gas, 1,40 % de origen fotovoltaicos y 3,20 % de importaciones.” (Informe Estadístico AMM, 2015, p. 2.).

Figura 1. Producción de energía por tipo de tecnología

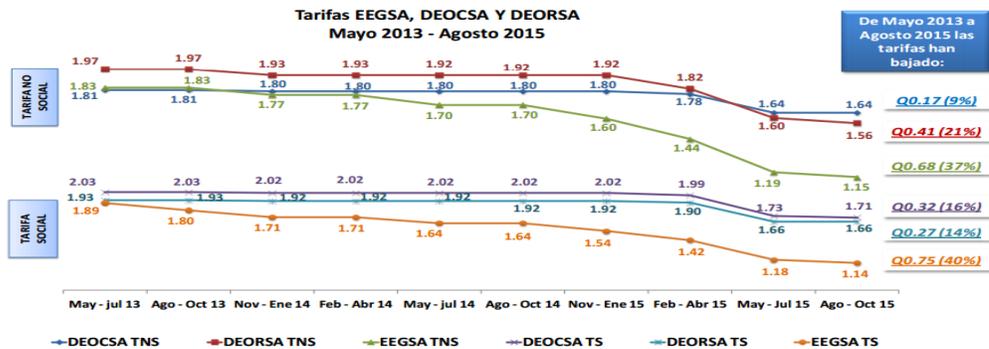


Fuente: AMM. Informe estadístico, 2015. p. 2.

1.1.2. Distribución

En Guatemala existen tres grandes distribuidoras: Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima (EEGSA), Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima (Deocsa) y Distribuidora de Electricidad de Oriente (Deorsa), adicionalmente existen 16 empresas eléctricas municipales.

Figura 2. Evolución de las tarifas



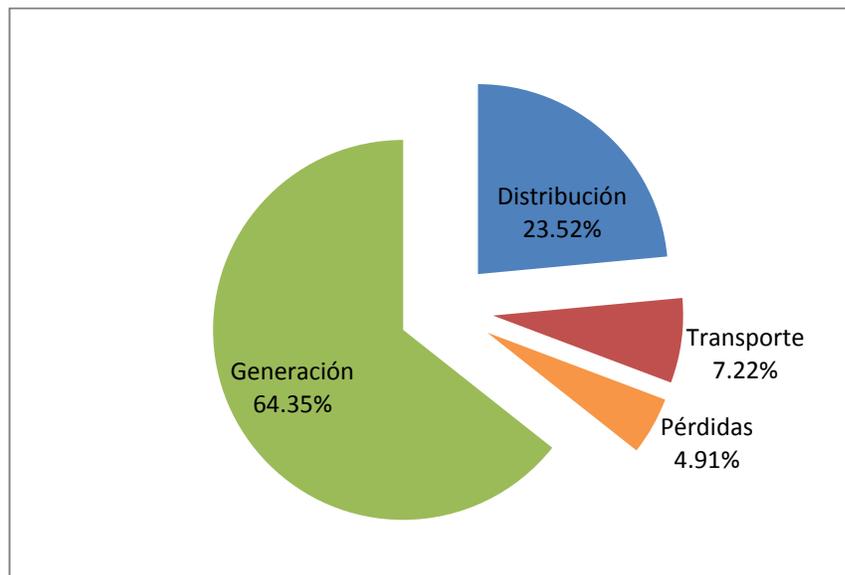
Fuente: CNEE. Ajuste tarifario, agosto 2015. p. 2.

La CNEE es la encargada de calcular la tarifa eléctrica, realiza estudios periódicos y ajustes tarifarios trimestrales.

La tarifa eléctrica incluye los costos de generación, transporte, distribución y un porcentaje de pérdidas. Así también, la CNEE es la encargada de definir el valor agregado de distribución (VAD), de las distribuidoras.

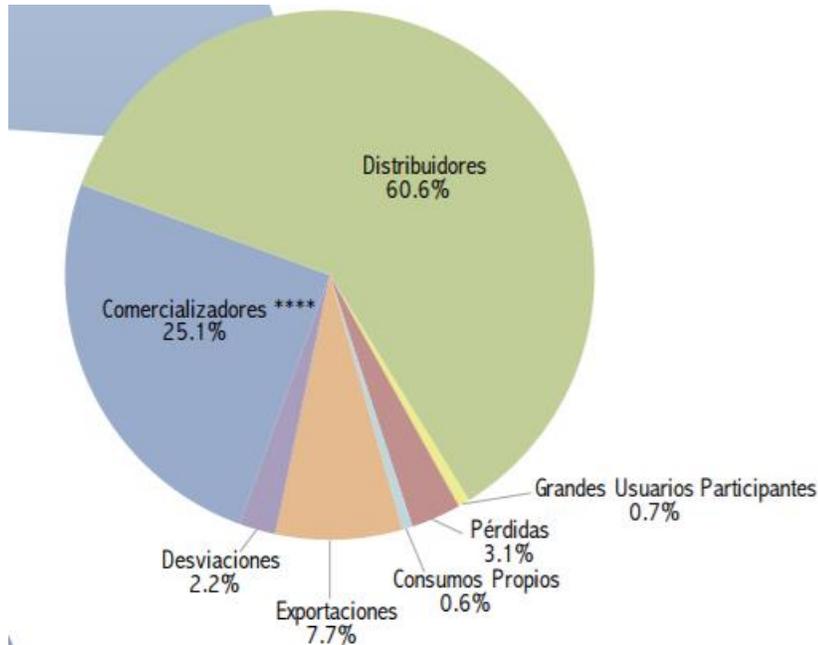
El EVAD es la metodología para definir el precio de prestar el servicio de distribución de energía eléctrica.

Figura 3. **Desagregación de la tarifa social EEGSA**



Fuente: CNEE. Ajuste tarifario, mayo 2016. p. 1.

Figura 4. **Composición del consumo de energía**

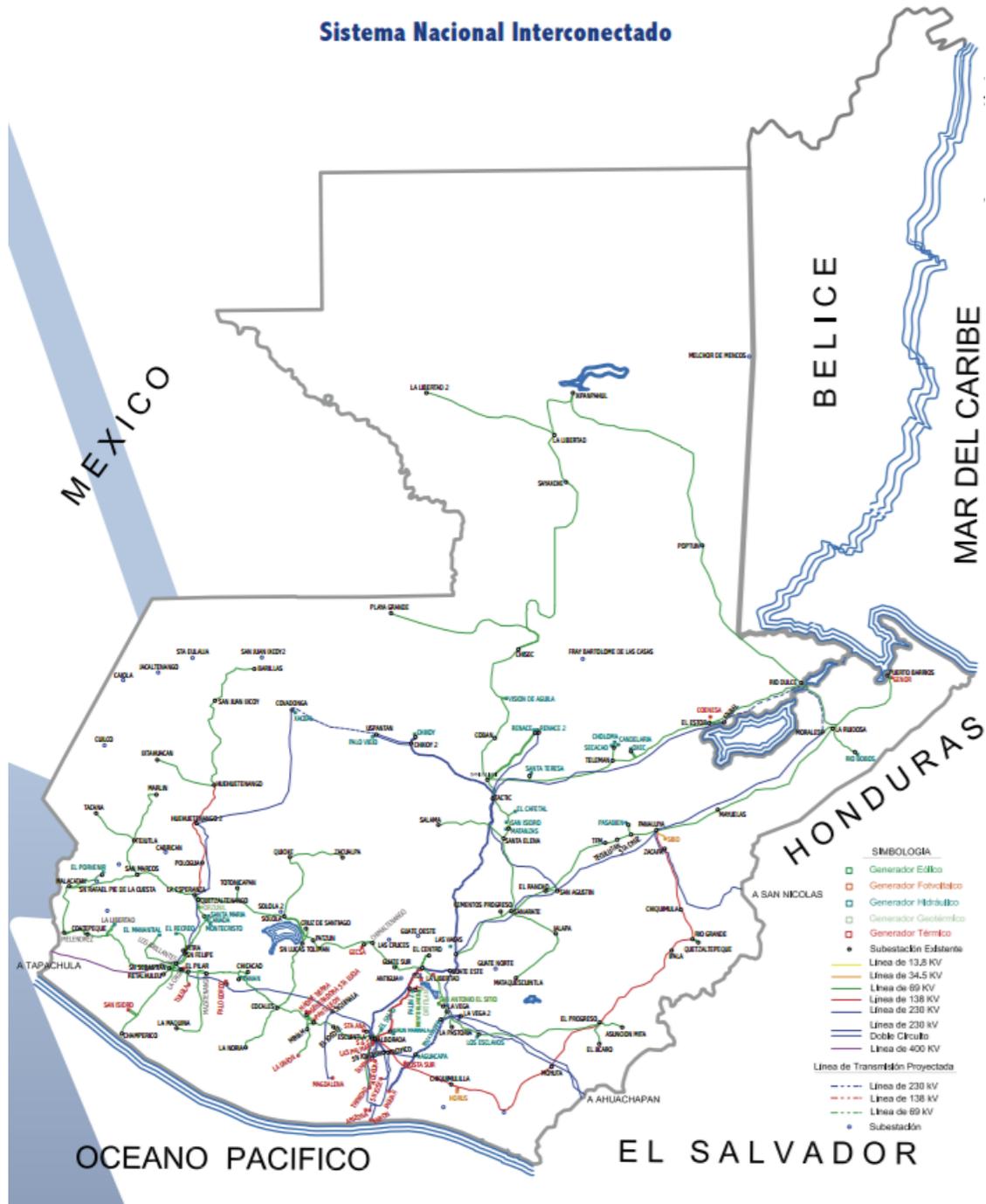


Fuente: AMM. Informe estadístico, 2015. p. 2.

1.1.3. Transmisión

“El conjunto de instalaciones, centrales generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas, redes de distribución, equipo eléctrico, centros de carga y en general toda la infraestructura eléctrica destinada a la prestación del servicio, interconectados o no, dentro del cual se efectúan las diferentes transferencias de energía eléctrica entre diversas regiones del país”. (Ley General de Electricidad, 1996, p. 6).

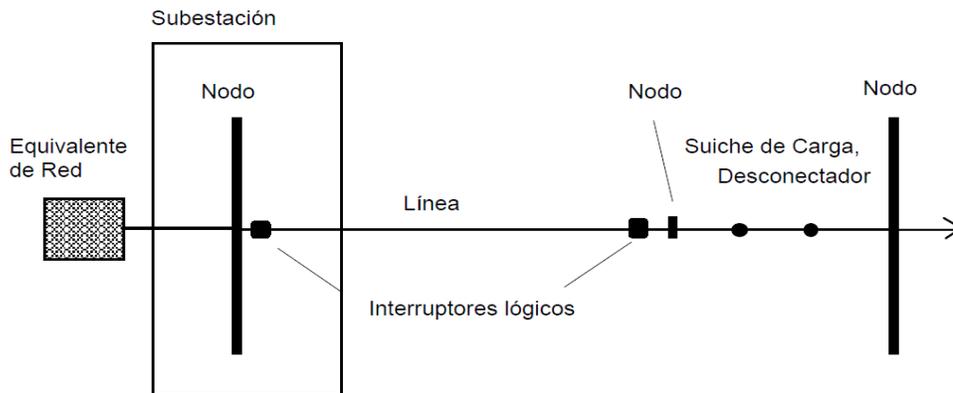
Figura 5. Sistema Nacional Interconectado



Fuente: AMM. Informe estadístico, 2015. p. 14.

La red de transporte se encarga de llevar la energía de un punto a otro. Esta red se representa por medio de un diagrama unifilar para esquematizar las redes del sistema y sus componentes, de la siguiente forma:

Figura 6. **Componentes del diagrama unifilar**



Fuente: Manual Neplan V 5. p. 6.

El Sistema de Transporte de Guatemala está integrado únicamente por nueve empresas transportistas:

- Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (Etcee)
- Transportista Eléctrica Centroamericana, S. A (Trec)
- Redes Eléctricas de Centroamérica, S. A (Recca)
- Duke Energy Guatemala Transco Limitada (Degt)
- Transportista Eléctrica de Occidente (Treo)
- Transmisora de Energía Renovable (Transnova)
- Transportadora de Electricidad de Centro América, S. A (Trecsa)
- Transportes Eléctricos del Sur, S. A (Transesusa)
- Empresa Propietaria de la Red (Epr)

El peaje es un pago devengado a las empresas transportistas, el cual corresponde al permiso otorgado para utilizar las instalaciones para la transportación de potencia y energía eléctrica por parte de terceros.

Tabla I. **Peaje mensual para el sistema principal y secundario**

Mes	Peaje mensual para el Sistema Principal US\$	Peaje mensual para el Sistema Secundario US\$
Enero	\$4,769,668.01	\$4,178,757.67
Febrero	\$4,769,668.01	\$4,178,757.67
Marzo	\$4,769,668.01	\$4,178,757.67
Abril	\$4,769,668.01	\$4,268,635.04
Mayo	\$4,769,668.01	\$4,378,756.53
Junio	\$4,783,134.14	\$4,335,720.90
Julio	\$4,807,099.73	\$4,406,967.13
Agosto	\$4,790,181.87	\$4,278,558.78
Septiembre	\$4,796,932.60	\$4,236,175.77
Octubre	\$4,819,210.01	\$4,299,273.11
Noviembre	\$5,420,500.56	\$4,412,521.45
Diciembre	\$6,538,932.73	\$4,239,475.33
Total	\$59,804,331.69	\$51,392,357.05

Fuente: AMM. Informe Estadístico 2015. p. 24.

1.2. Marco legal

El sector eléctrico se encuentra estructurado de forma como se presenta en la siguiente figura.

Figura 7. Estructura del sector eléctrico



Fuente: elaboración propia, utilizando Microsoft Word.

El subsector eléctrico se encuentra regido por el siguiente marco legal presentado en la siguiente figura:

Figura 8. **Marco legal en Guatemala**



Fuente: elaboración propia, utilizando Microsoft Word.

1.2.1. Ley General de Electricidad

La ley General de Electricidad norma el desarrollo del conjunto de actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad, de acuerdo con los siguientes principios y enunciados:

- Es libre la generación de electricidad y no se requiere para ello 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.

- 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.
- 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.
- Son libres los precios por la prestación del servicio de electricidad, a 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.

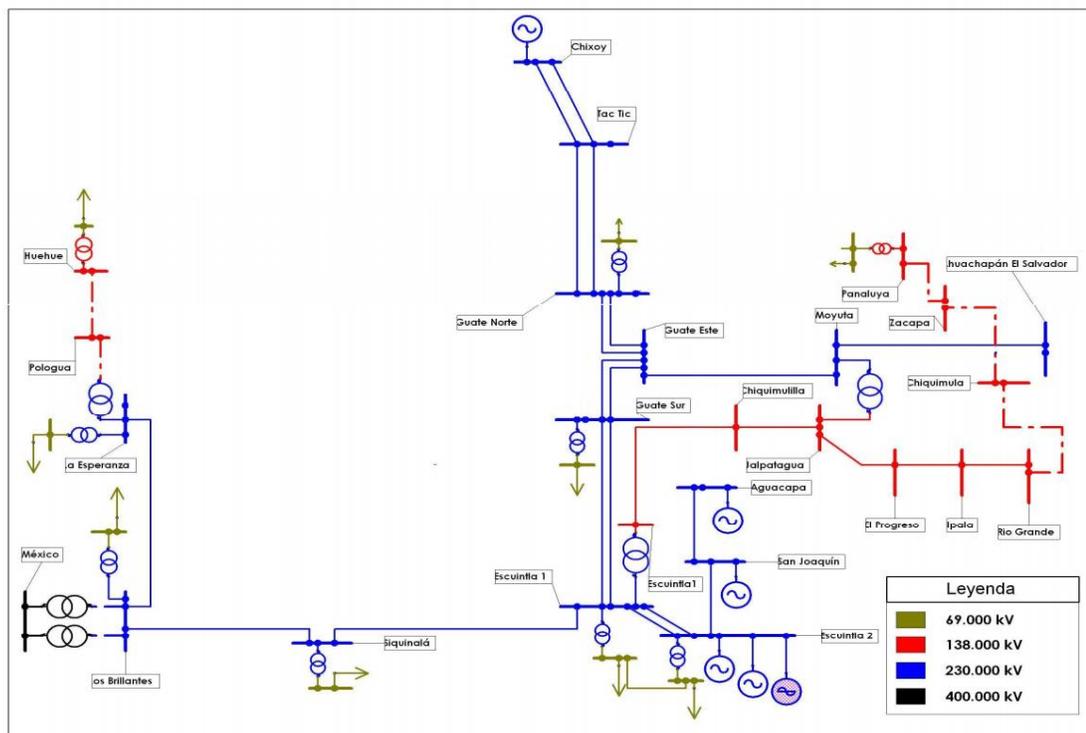
1.3. Proyectos de expansión a la capacidad del sistema del transporte

Los proyectos de expansión a la capacidad del sistema de transporte, construcción de nuevas líneas o subestaciones del STEE, de acuerdo al Artículo 50 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se pueden realizar a través de las siguientes modalidades: Por acuerdo entre partes, por iniciativa propia o por licitación pública.

Las modalidades de por acuerdo entre partes y por iniciativa propia deben presentar a la CNEE la solicitud de autorización, quien se encargará de estudiar y decidir sobre la autorización de las mismas a fin de adecuarlo al cumplimiento de las Normas Técnicas correspondientes.

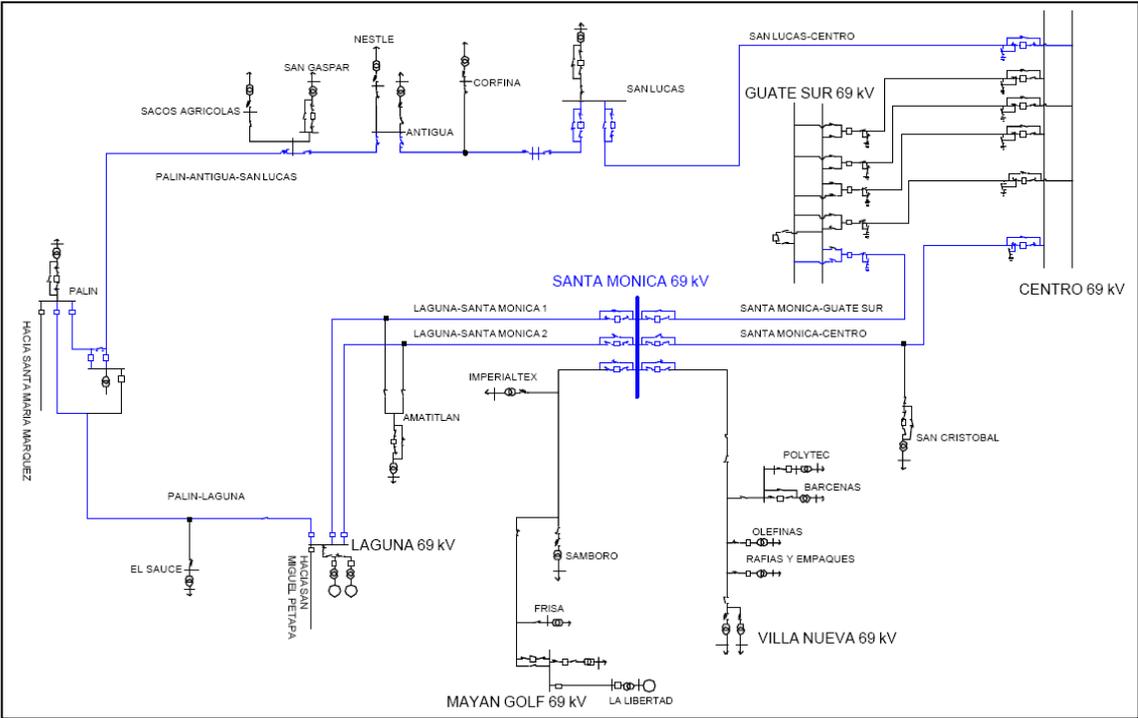
El Plan de Expansión del Sistema de Transporte es un proceso que se llevó a cabo por medio de una licitación abierta para la prestación de transporte de energía eléctrica, por medio de la adjudicación de canon anual. El objetivo principal de este proceso de licitación es fortalecer el sistema de transporte. Entre los objetivos específicos se encuentra aumentar la confiabilidad del sistema y mejorar la calidad de suministro de la red, minimizar la frecuencia y duración de las fallas. Actualmente se han desarrollado los procesos de Licitación Abierta PET-1-2009 y PETNAC 2014.

Figura 9. **Sistema de transporte de Guatemala, previo a la implementación del PET-1-2009**



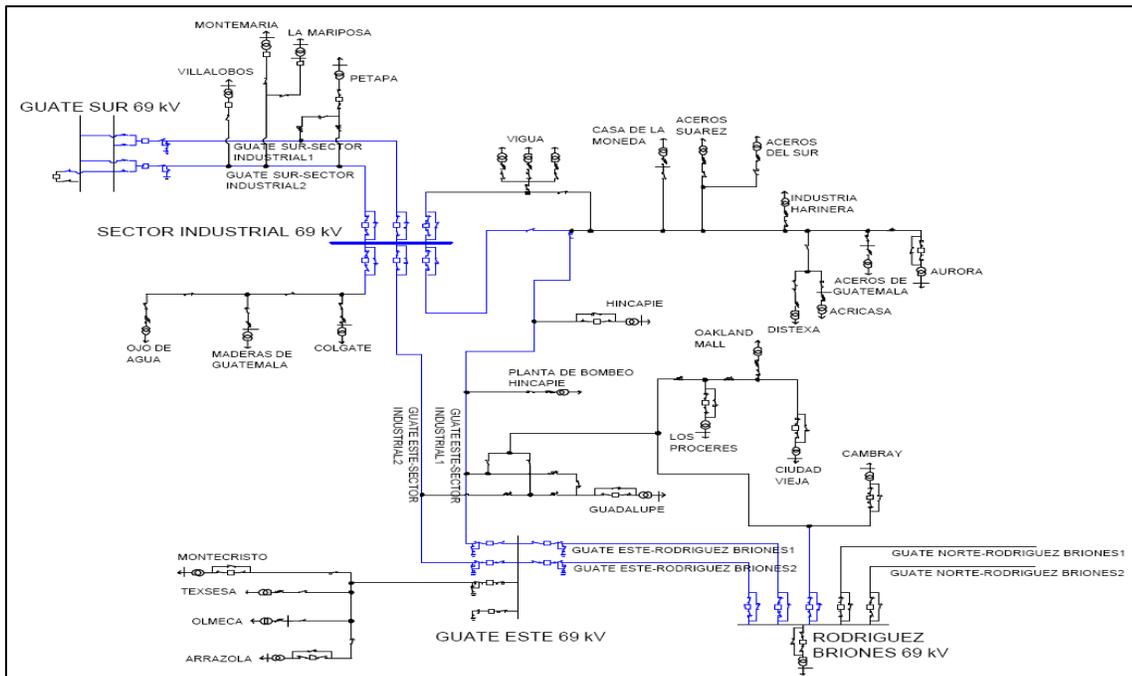
Fuente: CNEE. Planes de expansión. p. 181.

Figura 11. Diagrama unifilar indicativo del proyecto integral anillo Centro - Occidente



Fuente: CNEE. Resolución CNEE-153-2010. p. 17.

Figura 12. **Diagrama unifilar indicativo del proyecto reforzamiento centro Guatemala**



Fuente: CNEE. Resolución CNEE-153-2010. p. 18.

1.3.2. **Ampliaciones a la capacidad de transporte, Resolución CNEE-197-2013**

Como resultado del Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2012-2021, aprobado por el Ministerio de Energía y Minas, mediante el Acuerdo Ministerial 006-2012, se consideró la posibilidad de que existieran necesidades adicionales a las previstas en dicho plan, con el fin de optimizar la operación de las redes del SNI; teniendo en cuenta lo anterior, la CNEE por medio de la Resolución CNEE-197-2013 autorizó la ejecución de las ampliaciones al sistema de transporte por iniciativa propia a desarrollarse entre los años 2013 y el 2019, pertenecientes al sistema secundario.

1.3.2.1. Proyectos integrales correspondientes a los años 2013 y 2014

Subestaciones nuevas

- Subestación nueva Pamplona 69/13.8 kV.
- Subestación nueva Álamo 69/13.8 kV.
- Subestación nueva Costa Linda 69/13.8 kV.
- Subestación nueva La Paz 69/13.8 kV.

Ampliación en subestaciones existentes

- Ampliación en 69 kV de la subestación Palmeras 69/13.8 kV.
- Ampliación en 69 kV de la subestación Santa María Márquez 69/13.8 kV.
- Ampliación del alcance establecido en la Resolución CNEE-153-2010 para la Subestación de maniobras Santa Mónica 69 kV.
- Ampliación en 69 kV de la subestación Santa Lucía 69/13.8 kV.
- Ampliación de la capacidad de transformación en la subestación Puerto San José 69/13.8 kV.
- Ampliación en 69 kV de la subestación Miriam 69/13.8 kV.
- Ampliación en 69 kV de la subestación Cocales 69/34.5/13.8 kV.
- Ampliación en 69 kV de la subestación San Gaspar 69/13.8 kV.
- Ampliación en 69 kV de la subestación San Cristóbal 69/13.8 kV.
- Ampliación en 69 kV de la subestación Antigua 69/13.8 kV.
- Ampliación en 69 kV de la subestación Palín 69/13.8 kV.
- Ampliación en 69 kV de la subestación Amatlán 69/13.8 kV.
- Ampliación en 69 kV de la subestación Mixco 69/13.8 kV.
- Ampliación en 69 kV de la subestación Chácara 69 kV.
- Ampliación de la capacidad de transformación en la subestación El Sauce 69/13.8 kV.
- Ampliación en 69 kV de la subestación Aurora 69/13.8 kV.

- Ampliación en 69 kV de la subestación Castellana 69/13.8 kV.
- Ampliación en 69 kV de la subestación Guadalupe 69/13.8 kV.
- Ampliación en 69 kV de la subestación Hincapié 69/13.8 kV.
- Ampliación en 69 kV de la subestación Villa Lobos 69/13.8 kV.
- Ampliación en 69 kV de la subestación Carlos Dorión 69/13.8 kV.
- Ampliación en 69 kV de la subestación Portuaria 69/13.8 kV.

Líneas de transmisión nuevas

- Línea de transmisión nueva Santa María Márquez - Suprema 69 kV, con longitud aproximada de 0.6 km.
- Línea de transmisión nueva Santa María Márquez - El Salto 69 kV, con longitud aproximada de 3.10 km.
- Línea de transmisión nueva Pamplona - Aurora 69 kV, con longitud aproximada de 2.4 km.
- Línea de transmisión nueva Pamplona - Castellana 69 kV, con longitud aproximada de 1.6 km.
- Línea de transmisión nueva Miriam - Cocaleas 69 kV, con longitud aproximada de 23 km.
- Línea de transmisión nueva Carlos Dorión - La Paz 69 kV, con longitud aproximada de 3 km.
- Línea de transmisión nueva Portuaria – Costa Linda 69 kV.

Adecuación o ampliación de la capacidad de líneas de transmisión existentes

- Trabajos de adecuación de las líneas de transmisión asociadas a la subestación de maniobras Santa Mónica 69 kV, ampliándose el alcance establecido indicado en la Resolución CNEE-153-2010 para las mismas.
- Trabajos de adecuación de las líneas de transmisión existentes asociadas a la subestación Palmeras 69/13.8 kV.

- Ampliación de la capacidad de la línea de transmisión Milagro - Magdalena 69 kV, con longitud aproximada de 6 km.
- Trabajos de adecuación y ampliación de la capacidad las líneas asociadas a la ampliación de la subestación Santa Lucia 69/13.8 kV.
- Trabajos de adecuación de la línea de transmisión existente Santa Lucia - Obispo y su conexión a la subestación Miriam 69/13.8 kV.
- Trabajos de adecuación de las líneas de transmisión existentes de 69 kV asociadas a la subestación San Gaspar 69/13.8 kV.
- Trabajos de adecuación de las líneas de transmisión asociadas a la subestación Antigua 69/13.8 kV.
- Trabajos de adecuación de las líneas de transmisión asociadas a la subestación Amatitlán 69/13.8 kV.
- Trabajos de adecuación de las líneas de transmisión asociadas a la subestación San Cristóbal 69/13.8 kV.
- Trabajos de adecuación y ampliación de la capacidad de las líneas de transmisión asociadas a la subestación Mixco 69/13.8 kV.
- Trabajos de adecuación de las líneas de transmisión asociadas a la subestación Guadalupe 69/13.8 kV.
- Trabajos de adecuación de las líneas de transmisión asociadas a la subestación Villa Lobos 69/13.8 kV.
- Trabajos de adecuación de las líneas de transmisión asociadas a la subestación Hincapié 69/13.8 kV.

1.3.2.2. Proyectos integrales correspondientes al año 2015

Subestaciones nuevas

- Subestación nueva Pinula 69/13.8 kV.
- Capacidad de transformación de reserva.

Ampliación en subestaciones existentes

- Ampliación en 69 kV de la subestación San Miguel Petapa 69/13.8 kV.
- Ampliación en 69 kV de la subestación Minerva 69/13.8 kV.
- Ampliación en 69 kV de la subestación Tinco 69/13.8 kV.
- Ampliación en 69 kV de la subestación Roosevelt 69/13.8 kV.
- Ampliación en 69 kV de la subestación Monserrat 69/13.8 kV.
- Ampliación en 69 kV de la subestación Ciudad Quetzal 69/13.8 kV.
- Ampliación en 69 kV de la subestación Incienso 69 kV en GIS.

Líneas de transmisión nuevas

- Línea de transmisión nueva Pínula - Texesa 69 kV, con longitud aproximada de 0.7 km.
- Línea de transmisión nueva Roosevelt - Koramsa 69 kV, con longitud aproximada de 0.7 km.
- Línea de transmisión nueva Ciudad Quetzal - Monserrat 69 kV.

Adecuación o ampliación de la capacidad de líneas de transmisión existentes

- Trabajos de adecuación y aumento de la capacidad de las líneas de transmisión asociadas a la subestación Tinco 69/13.8 kV.
- Aumento de la capacidad de la línea de transmisión existente entre Monserrat - Roosevelt 69 kV, con longitud aproximada de 4.5 km.
- Aumento de la capacidad de la línea de transmisión Sector Industrial - San Miguel Petapa 69 kV, con longitud aproximada de 6.9 km.
- Tramo de línea nueva y trabajos de adecuación de las líneas asociados a la subestación San Miguel Petapa 69/13.8 kV.
- Trabajos de adecuación de las líneas de transmisión asociadas a la subestación nueva Pinula 69/13.8 kV.

1.3.2.3. Proyectos integrales correspondientes al año 2016

Subestaciones nuevas

- Subestación nueva de maniobras Lourdes 69 kV.
- Subestación nueva de maniobras Incinate 69 kV.
- Subestación nueva Cayalá 69/13.8 kV.
- Subestación nueva Incienso 230/69 kV, en GIS.

Ampliación en subestaciones existentes

- Ampliación en 69 kV de la subestación Carlos Dorión 69/13.8 kV.
- Ampliación en 69 kV de la subestación La Paz 69/13.8 kV.
- Ampliación en 69 kV de la subestación Gerona 69/13.8 kV.
- Ampliación en 69 kV de la subestación Ciudad Vieja 69/13.8 kV.
- Ampliación en 69 kV de la subestación GuateOeste 230/69 kV.
- Ampliación en 69 kV de la subestación Las Flores 69/13.8 kV.
- Ampliación en 230 kV de la subestación GuateOeste 230/69 kV.
- Ampliación en 230 kV de la subestación GuateSur 230/69 kV.
- Ampliación en 69 kV subestación San Juan de Dios 69/13.8 kV.
- Ampliación en 69 kV de la subestación Palestina 230/69 kV.

Líneas de transmisión nuevas

- Línea de transmisión nueva La Paz - Cayalá 69 kV, con longitud aproximada de 4 km.
- Tramo de línea de transmisión nueva de doble circuito desde la derivación Kerns hasta la subestación Carlos Dorión.
- Línea de transmisión nueva San Juan de Dios - Gerona 69 kV, con longitud aproximada de 3.75 km.

- Línea de transmisión Incienso - derivación Ciudad Vieja 69 kV, con longitud aproximada de 3.75, km la cual formará la línea Incienso - Ciudad Vieja 69 kV.
- Línea de transmisión nueva GuateOeste - Las Flores 69 kV, con longitud aproximada de 15 km.
- Tramo nuevo de línea con longitud aproximada de 7 km, para formar la línea de GuateOeste - San Juan Sacatepéquez 69 kV.
- Línea de transmisión nueva Incienso - GuateOeste 230 kV, con longitud aproximada de 18 km.
- Línea de transmisión nueva Incienso - GuateSur 230 kV, con longitud aproximada de 16 km.

Adecuación o ampliación de la capacidad de líneas de transmisión existentes

- Trabajos de adecuación de las líneas de transmisión asociadas a la nueva subestación Incinate 69 kV.
- Trabajos de adecuación de las líneas de transmisión asociadas a la nueva subestación Lourdes 69 kV.
- Trabajos de adecuación y ampliación de la capacidad de las líneas de transmisión asociadas a la subestación San Juan de Dios 69/13.8 kV.
- Trabajos de adecuación de la línea de transmisión existente Palín - San Gaspar 69 kV, asociados a la subestación de transformación Palestina 230/69 kV.
- Trabajos de adecuación de la línea de transmisión Ciudad Quetzal - Monserrat 69 kV, asociados a la subestación de transformación GuateOeste 230/69 kV.
- Ampliación de la capacidad de la línea de transmisión de doble circuito Centro - Incienso 2 y 3 69 kV (Guatemala 2 y 3), con longitud aproximada de 7.9 km.

1.3.2.4. Proyectos integrales correspondientes al año 2017

Subestaciones nuevas

- Subestación nueva Carolingia 69/13.8 kV.
- Subestación nueva Naciones Unidas 69/13.8 kV.
- Subestación nueva Santa Isabel 230/69 kV.

Ampliación en subestaciones existentes

- Ampliación en 69 kV de la subestación Carlos Dori3n 69/13.8 kV
- Ampliación en 69 kV de la subestaci3n Augusto Palma 69/13.8 kV.
- Ampliaci3n en 69 kV de la subestaci3n Luis Fernando Nimatuj 69/13.8 kV.
- Ampliaci3n en 69 kV de la subestaci3n Kaminal 69/13.8 kV.
- Ampliaci3n en 69 kV de la subestaci3n H3ctor Flores 69/13.8 kV.
- Ampliaci3n en 69 kV de la subestaci3n Llano Largo 69/13.8 kV.

L3neas de transmisi3n nuevas

- L3nea de transmisi3n nueva Carlos Dori3n - Kerns, con longitud aproximada de 2.2 km.
- L3nea de transmisi3n nueva Kaminal - H3per Paiz 69 kV, con longitud aproximada de 0.75 km.
- L3nea de transmisi3n nueva derivaci3n Planta de Bombeo del Atl3ntico hacia Llano Largo 69 kV, con longitud aproximada de 2 km.

Adecuación o ampliación de la capacidad de líneas de transmisión existentes

- Trabajos de adecuación de la línea de transmisión GuateOeste - Las Flores 69 kV, asociados a la nueva subestación Carolingia 69/13.8 kV.
- Trabajos de adecuación de la línea de transmisión Santa Mónica - Amatitlán 69 kV, asociados a la nueva subestación Naciones Unidas 69/13.8 kV.
- Ampliación de la capacidad de la línea de transmisión de doble circuito Lourdes - Carlos Dorión 69 kV, con longitud aproximada de 3.6 km.
- Ampliación de la capacidad de un tramo de línea de doble circuito de la línea de transmisión Incinate - Carlos Dorión 69 kV, con longitud aproximada de 1.8 km.
- Trabajos de adecuación de las líneas asociadas a la subestación Augusto Palma 69 kV.
- Trabajos de adecuación de las líneas asociadas a la subestación Luis Nimatuj 69 kV.
- Trabajos de adecuación de la línea de transmisión existente Los Lirios - Puerto San José 69 kV, asociados a la nueva subestación Santa Isabel 230/69 kV.
- Trabajos de adecuación de la línea de transmisión existente Escuintla 2 - PQP 230 kV, asociados a la ampliación a la subestación Santa Isabel 230/69 kV.
- Trabajos de adecuación y ampliación de la capacidad de las líneas de transmisión asociadas a la subestación Héctor Flores 69/13.8 kV.
- Trabajos de adecuación de la línea de transmisión existente Centro - Incienso 69 kV (Centro - Guatemala 2), asociados a la subestación Kaminal 69/13.8 kV.

- Trabajos de adecuación de la línea de transmisión existente Portuaria - Costa Linda 69 kV, asociados a la subestación Santa Isabel 230/69 kV.

1.3.2.5. Proyectos integrales correspondientes a los años 2018 y 2019

Subestaciones nuevas

- Subestación nueva San Miguel Dueñas 69/13.8 kV.
- Subestación nueva Plaza España 69/13.8 kV.
- Subestación nueva Balcones 69/13.8 kV.
- Subestación nueva de maniobras Las Margaritas 69 kV.
- Subestación nueva de maniobras Sajcavillá 69 kV.
- Subestación nueva San Pedro Sacatepéquez 69/13.8 kV.
- Subestación nueva Fraijanes 69/13.8 kV.
- Subestación nueva Palencia 69/13.8 kV.

Ampliación en subestaciones existentes

- Ampliación en 69 kV de la subestación El Guarda 69/13.8 kV.
- Ampliación en 69 kV de la subestación Castellana 69/13.8 kV.
- Ampliación en 69 kV de la subestación El Sitio 69/13.8 kV.
- Ampliación en 69 kV de la subestación Aurora 69/13.8 kV.
- Ampliación en 69 kV de la subestación Sector Industrial 69/13.8 kV.
- Ampliación en 69 kV de la subestación Antigua 69/13.8 kV.
- Ampliación en 69 kV de la subestación Norte 69/13.8 kV.
- Ampliación en 69 kV de la subestación San Cristóbal 69/13.8 kV.
- Ampliación en 69 kV de la subestación Montecristo 69/13.8 kV.
- Ampliación en 69 kV de la subestación Llano Largo 69/13.8 kV.
- Ampliación en 69 kV de la subestación Papi Strachan 69/13.8 kV.

Líneas de transmisión nuevas

- Línea de transmisión nueva Antigua - San Miguel Dueñas 69 kV, con longitud aproximada de 7 km.
- Línea de transmisión nueva Castellana - Plaza España 69 kV.
- Línea de transmisión nueva San Cristóbal - Balcones 69 kV, con longitud aproximada de 4km.
- Línea de transmisión Sector Industrial - Clientes Industriales (usuarios denominados Colgate, Vigua, Casa de la Moneda e INHSA), con longitud aproximada de 2 km.
- Línea de transmisión nueva Sajcavillá - San Pedro Sacatepéquez 69 kV, con longitud aproximada de 4.5 km.
- Línea de transmisión nueva Las Margaritas - Fraijanes 69 kV, con longitud aproximada de 7 km.
- Línea de transmisión nueva Montecristo - Palencia 69 kV, con longitud aproximada de 18 km.
- Línea de transmisión nueva Palencia - Llano Largo 69 kV, con longitud aproximada de 7 km.

Adecuación o ampliación de la capacidad de líneas de transmisión existentes

- Trabajos de adecuación y ampliación de la capacidad de las líneas de transmisión asociadas a las Subestaciones El Guarda 69/13.8 kV, La Castellana 69/13.8 kV y El Sitio 69/13.8 kV.
- Trabajos de adecuación y ampliación de la capacidad de las líneas de transmisión asociadas a la subestación Papi Strachan 69/13.8 kV.
- Ampliación de la capacidad de transmisión y trabajos de adecuación que formarán la línea de transmisión Centro - Aurora 69 kV.

- Ampliación de la capacidad de un tramo de la línea de transmisión Sector Industrial - Aurora, con longitud aproximada de 3 km.
- Trabajos de adecuación de las líneas de transmisión asociadas a la subestación Norte 69/13.8 kV
- Trabajos de adecuación de las líneas de transmisión asociadas a la subestación nueva Las Margaritas 69 kV.
- Ampliación de la capacidad de la línea de transmisión Montecristo - Pínula 69 kV, con longitud aproximada de 7 km.
- Ampliación de la capacidad desde la subestación Llano Largo hasta la derivación Héctor Flores, con longitud aproximada de 6.1 km.
- Trabajos de adecuación de las líneas asociadas a la nueva subestación Sajcavillá 69 kV.

1.4. Conceptos básicos

A continuación se describen los diferentes conceptos básicos relacionados con el tema de la energía eléctrica.

1.4.1. Flujo de potencia

Es el cálculo de la magnitud del voltaje y el ángulo de fase de cada una de las barras en un sistema eléctrico de potencia, en condiciones de estado estable. El flujo de potencia puede ser real o reactiva.

1.4.2. Análisis de contingencias

Es un análisis probabilístico para predecir los voltajes y corrientes que se distribuyen en la red al momento de que se conecta o desconecta una línea del sistema, ya sea por causas imprevistas o programadas. Su importancia radica

en la seguridad del sistema eléctrico, pudiendo determinar los límites operativos de un sistema, la severidad de las fallas, inestabilidad del sistema y la frecuencia de las contingencias. El análisis de contingencias permite conocer las condiciones del sistema eléctrico en condiciones de estado estable y postransitorio, es decir, después de la salida de uno o varios elementos del sistema.

1.4.3. Tipos de barra

- Barra de carga: es la barra de un sistema eléctrico en la que no hay generación eléctrica; al momento de realizar estudios eléctricos se toman registros históricos de la potencia real y la reactiva; por tanto es indispensable conocer los valores de P y Q de una barra de carga.
- Barra de voltaje: es la barra de un sistema en donde la magnitud del voltaje se mantiene constante. En estas barras no puede ser definida Q, ni el ángulo del voltaje, únicamente se conoce la P y el V.
- Barra de compensación: es la barra que se utiliza como referencia para el ángulo del voltaje para las demás barras. Es conocido el voltaje y su ángulo; en el caso de Guatemala se toma como referencia la generadora eléctrica de Chixoy, por su capacidad instalada.

1.4.4. Nodos

“El punto de conexión de dos elementos, o un lugar donde se produce o se consume energía eléctrica (generador, carga). Un nodo se describe por medio de:

- Nombre.
- Voltaje nominal del sistema en kV.
- Zona y área.
- Tipo de nodo (barraje de distribución principal, barraje de distribución, barraje aislado, barraje especial)” (Guía del usuario de Neplan, 2014, p. 6.).

1.4.5. Elementos activos y pasivos

“Entre los elementos activos se encuentran las máquinas sincrónicas, equivalentes de red, máquinas asincrónicas y unidades generadoras” (Guía del usuario de Neplan, 2014, p. 7.).

“Entre los elementos pasivos se encuentran las líneas, acoples, *switches*, reactores, transformadores de dos y tres devanados, elementos paralelos (*shunts*) y cargas” Guía del usuario de Neplan, 2014, p. 7.).

1.4.6. Método de Newton Raphson

Sirve para resolver la forma polar de las ecuaciones de flujos de potencia, a partir de una función real. Consiste en la expansión en serie de Taylor para una función de dos o más variables.

“El método de Newton Raphson resuelve la forma polar de las ecuaciones de flujo de potencia, hasta que los errores ΔP y ΔQ en todas las barras caen dentro de los límites especificados” (Stevenson, 1985, p. 314).

1.4.7. Método de Gauss Seidel

Método utilizado para resolver ecuaciones de flujo de potencia en coordenadas rectangulares; mientras más iteraciones se realicen menor será la diferencia entre los voltajes de barra. Se realizan múltiples procesos iterativos hasta que los cambios en cada barra sean menores que un valor mínimo especificado, según el índice de precisión determinado. Este método resulta más simple que el método de Newton Raphson, dado que se necesita un número menor de iteraciones.

Stevenson (1985) afirma que: “el método de Gauss Seidel resuelve las ecuaciones del flujo de potencia en coordenadas rectangulares (variable compleja) hasta que las diferencias en los voltajes de barra de una iteración a otra sean lo suficientemente pequeñas. Ambos métodos se basan en las ecuaciones de admitancias de barra” (p.314).

Nasar (1991) reafirma que: “los métodos de Gauss y Gauss Seidel son procedimientos iterativos para la solución de ecuaciones simultaneas (no lineales)” (p. 93).

1.4.8. Índices de electrificación

Es un parámetro indicativo del porcentaje territorial que dispone de energía eléctrica; según estadísticas, el índice de cobertura es de aproximadamente 85 % en Guatemala. “El departamento con mayor cobertura eléctrica es Guatemala con un 97 %, mientras que el que cuenta con menor cobertura eléctrica es Alta Verapaz, con un 35,4 %” (Política Energética, 2013, p. 16).

1.4.9. Precio spot

“Es el valor del Costo Marginal de corto plazo de la energía en cada hora, o en el período que defina la CNEE establecido por el AMM, como resultado del despacho” (Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, 2007, p. 65).

1.4.10. Tarifa social

“La tarifa social es el suministro de energía eléctrica dirigido a usuarios con consumos de hasta 300 kilovatios hora (kWh). Se trata de una tarifa especial con carácter social” (Política Energética, 2013, p. 48). Es aplicada al suministro de energía eléctrica dirigida a usuarios regulados conectados en baja tensión sin cargo por demanda, según lo definido en la Ley General de Electricidad y su Reglamento, así como la Ley de Tarifa Social.

1.4.11. Análisis de confiabilidad

Este análisis tiene como objetivo principal mejorar la seguridad de un sistema eléctrico de potencia, ubica los posibles errores que se pueden presentar en el sistema. Indicará si un sistema es confiable o no, y los parámetros específicos del sistema.

1.4.12. Criterios probabilísticos

Estos criterios se utilizan para analizar la confiabilidad de un sistema eléctrico de potencia con aleatoriedad de fenómenos. Simular un escenario de flujos de potencia se vuelve más complicado en este caso, debido a la gran cantidad de variables que pueden intervenir.

1.4.13. Criterios determinísticos

Este tipo de criterio se utiliza para examinar un cierto número de situaciones restrictivas para la verificación de qué tan seguro es un sistema eléctrico. Se utiliza para evaluar distintos tipos de escenarios en casos favorables y no favorables y los flujos de carga que proveen una detallada y precisa descripción del sistema eléctrico.

Entre sus desventajas está no considerar la probabilidad de ocurrencia de los casos inesperados, por lo que el riesgo de omitir ciertos escenarios es mayor.

- Criterio N-1: la inestabilidad del sistema no puede ser el resultado de la contingencia simple más severa aplicada al sistema a analizar; es decir que, al aplicar una contingencia el sistema sigue operando en condiciones aceptables de funcionamiento, que los flujos se mantienen dentro de los límites normales de operación y no existen inestabilidades. Al momento de simular se evalúa la pérdida de un elemento en la red y la seguridad de operación el sistema.
- Criterio N-2: la inestabilidad del sistema no puede ser el resultado de la contingencia doble más severa aplicada al sistema. Se aplica simulando simultáneamente la salida de dos componentes del sistema. Este criterio es menos utilizado, debido a que la probabilidad de que dos sistemas se desconecten simultáneamente es baja.

Tabla II. **Diferencia entre criterios probabilísticos y determinísticos**

Probabilístico	Determinístico
Se analizan eventos.	Se utilizan variables aleatorias.
Trata de determinar cuándo ocurrirá la falla.	Trata de determinar cuánto tiempo durará la falla.
Trata de determinar la cantidad de fallas que ocurrirán en determinado período de tiempo.	Número de fallas en un período de tiempo.
Determina en qué elementos ocurrirán las fallas.	Determina la ubicación de las fallas, no los elementos.

Fuente: elaboración propia, utilizando Microsoft Word.

1.4.14. Energía no suministrada

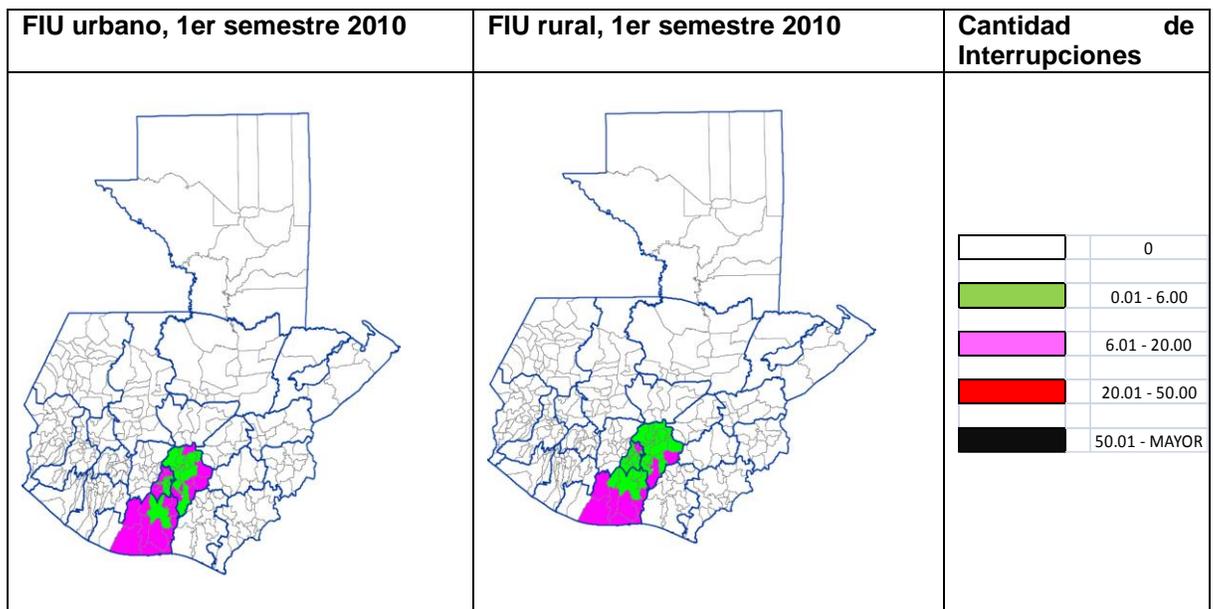
Es la energía que se deja de entregar a los usuarios por algún evento en el sistema se conoce como ENS y al costo de la energía no suministrada al sistema se le conoce como CENS. Según las normas técnicas del servicio de distribución, CNEE: “el costo de energía es diez veces el valor del cargo unitario, 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” (NTSD, 2000, p. 48).

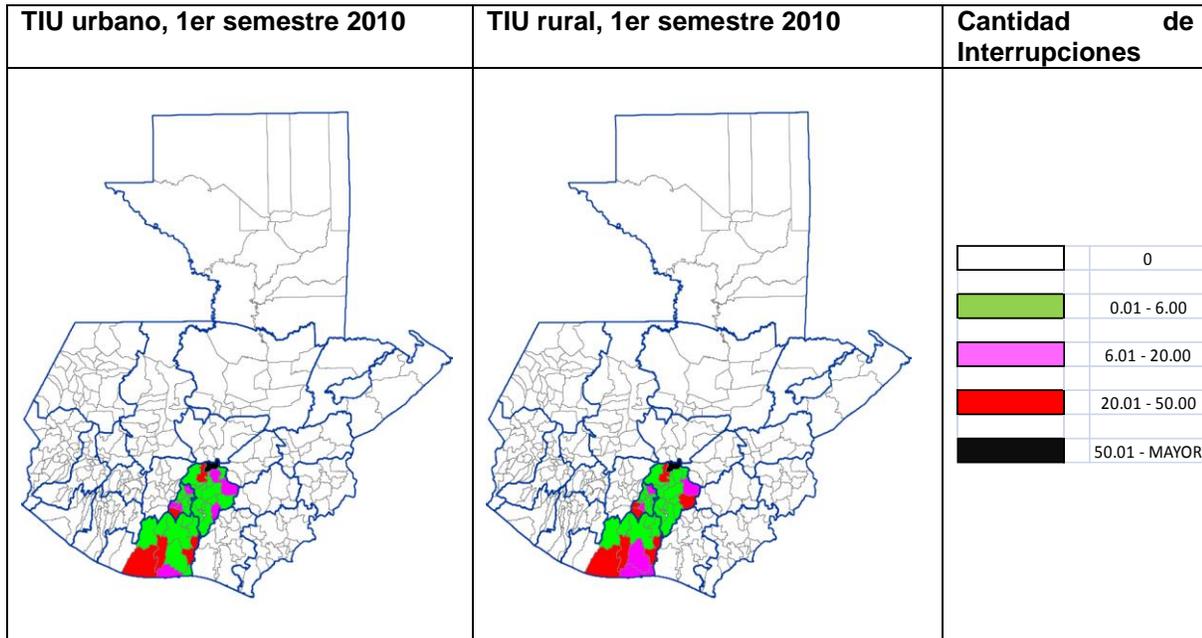
2. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

2.1. Estado del SNI previo a la implementación de los planes de expansión del sistema de transporte

Para evaluar el impacto de la implementación de los planes de expansión del sistema de transporte, es necesario conocer las condiciones técnicas del sistema de transporte previo al ingreso de los proyectos. Se tomó como base el año 2010, fecha anterior a las mejoras en la red de transporte de 69 kV de la ciudad de Guatemala y año en que se emitió la resolución CNEE-153-2010 en donde se aprueban las ampliaciones al sistema para comenzar a ingresar en el año 2013. Para este año, se evaluaron los indicadores de calidad de energía eléctrica de acuerdo a la siguiente figura:

Figura 13. **Mapas de calidad de servicio técnico de distribución, frecuencia y tiempo de interrupciones por usuario**





Fuente: elaboración propia.

La generación total de energía para el año 2010 fue de 8,276.21 GWh, y se registraron pérdidas en los sistemas de transmisión principal y secundarios de 289.39 GWh, equivalentes a un 3.5% de la generación total. En cuanto a la potencia, se declaró una demanda firme de 1,588 MW para todo el SNI.

2.2. Calidad del servicio técnico

La calidad del servicio técnico se evalúa en función de la continuidad del servicio de energía eléctrica de los usuarios de acuerdo a los indicadores individuales, Frecuencia de Interrupciones por Usuario (FIU) y Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU). En el apartado de resultados se muestran los indicadores de calidad al año 2016 para la ciudad de Guatemala, según las mediciones que las Distribuidoras remiten a la CNEE.

De acuerdo a la Norma Técnica del Servicio de Distribución, el control de calidad del servicio técnico se llevará a cabo en períodos semestrales continuos por parte de las Distribuidoras, quienes tienen la obligación de remitir dicha información a la CNEE. “Se considera como interrupción a toda falta de servicio de energía eléctrica en el punto de entrega, sin considerar las que sean calificadas como casos de fuerza mayor.” (NTSD, p. 46)

2.3. Parámetros de simulación para el análisis de confiabilidad

Los análisis de confiabilidad se elaboraron de acuerdo al ingreso anual del conjunto de obras de transmisión durante el período del 2013 al 2019, las cuales se modelaron con el software para estudios eléctricos Neplan. Se consideró el ingreso de las subestaciones nuevas de maniobra, transformación, y ampliaciones a subestaciones existentes, considerando los atrasos en el inicio de operación comercial de las mismas, de acuerdo a las ampliaciones de plazo aprobadas mediante resoluciones por la CNEE.

2.3.1. Parámetros de confiabilidad

Se consideraron dos escenarios para cada año analizado durante el período del 2013 al 2019, de acuerdo a lo siguiente:

- Caso base: En este escenario no se considera el ingreso de las obras de transmisión aprobadas mediante las resoluciones CNEE-153-2010 y CNEE-197-2013. Se considera como base el SNI del año 2013 y no se tienen mejoras en la red de 69 kV de la ciudad de Guatemala.
- Caso PET: En este escenario se consideran las obras de transmisión del sistema de transporte aprobadas. Se utilizó el caso

base y se consideraron las mejoras en el sistema de transporte de acuerdo a la fecha de ingreso de las mismas.

2.3.2. Metodología de los estudios de confiabilidad

La metodología de evaluación del estudio de confiabilidad se desarrolló de acuerdo a lo siguiente:

- Se elaboraron bases de datos independientes para cada año del 2013 al 2019.
- Se definieron elementos en falla dentro del área de incidencia a los proyectos de 69 kV de la ciudad de Guatemala.
- Se calculó la energía no suministrada y el costo de la energía no suministrada, de acuerdo a los elementos en falla, para el caso base y caso PET.
- Se valorizaron las pérdidas en el sistema anualmente utilizando proyecciones del costo marginal de la demanda.
- La diferencia entre el costo de la energía no suministrada en ambos escenarios se comparó con el valor nuevo de reemplazo de las obras de transmisión analizadas.

Para la valorización de las pérdidas, se utilizaron los valores históricos del costo marginal de la demanda y del factor de carga, a partir del año 2017, se utilizaron proyecciones de las mismas, de acuerdo a lo siguiente:

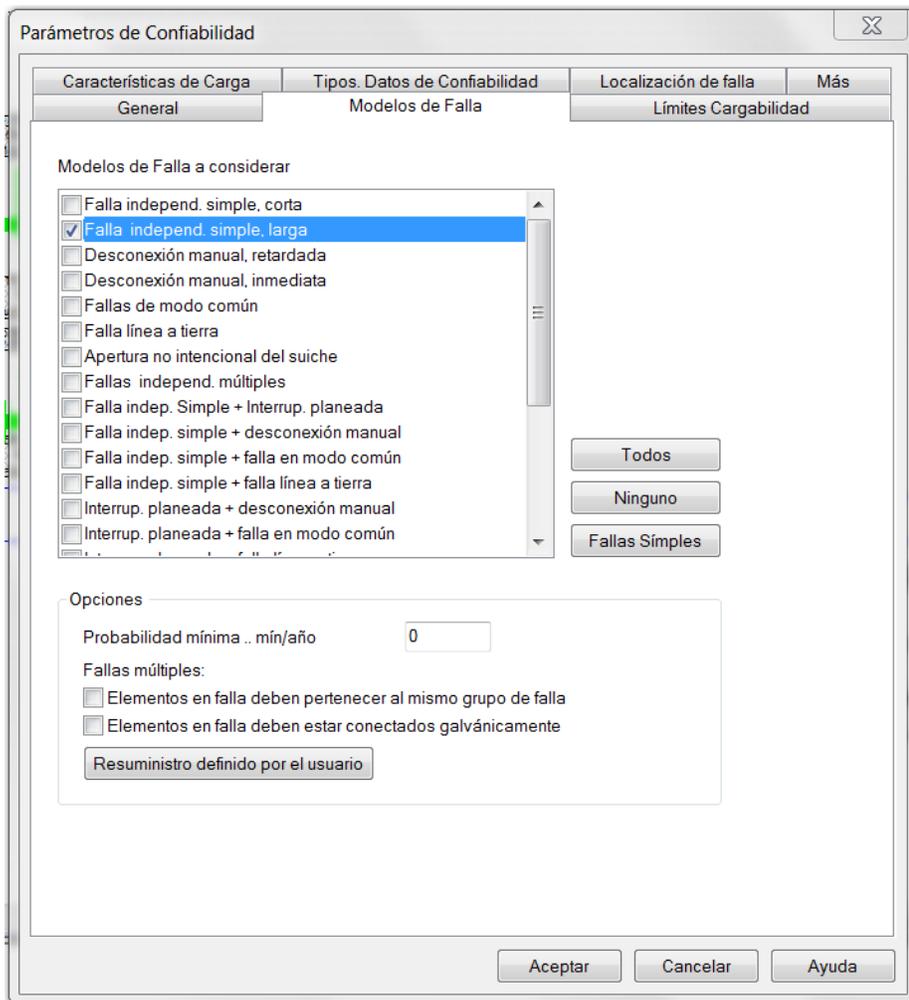
Tabla III. **Costo marginal de la demanda proyectado**

Año	Factor de carga proyectado	Costo marginal de la demanda \$/MWh
2010	0.63	103.96
2011	0.65	132.55
2012	0.65	136.89
2013	0.65	120.96
2014	0.65	103.66
2015	0.67	71.06
2016	0.69	51.69
2017	0.68	55.55
2018	0.69	55.60
2019	0.70	56.93
2020	0.70	55.56
2021	0.71	56.96
2022	0.72	58.18
2023	0.73	59.47
2024	0.73	61.27
2025	0.74	62.23
2026	0.75	64.91
2027	0.76	67.92

Fuente: elaboración propia, utilizando Microsoft Word.

2.3.3. Parámetros del software Neplan

Figura 14. Parámetros de confiabilidad, Neplan



Fuente: Software Neplan Versión 5.5.5.R1.

Figura 15. Datos de confiabilidad de los elementos

Datos de Confiabilidad de Elementos

Elemento ideal Grupo de falla: 0 (0 = ninguno)

Excluir del cálculo

Usar datos confiabilidad de secciones de línea

Tipo de datos: 69 KV Quitar Tipo

Modo común Quitar Regulador

Datos de Tipo (Línea)

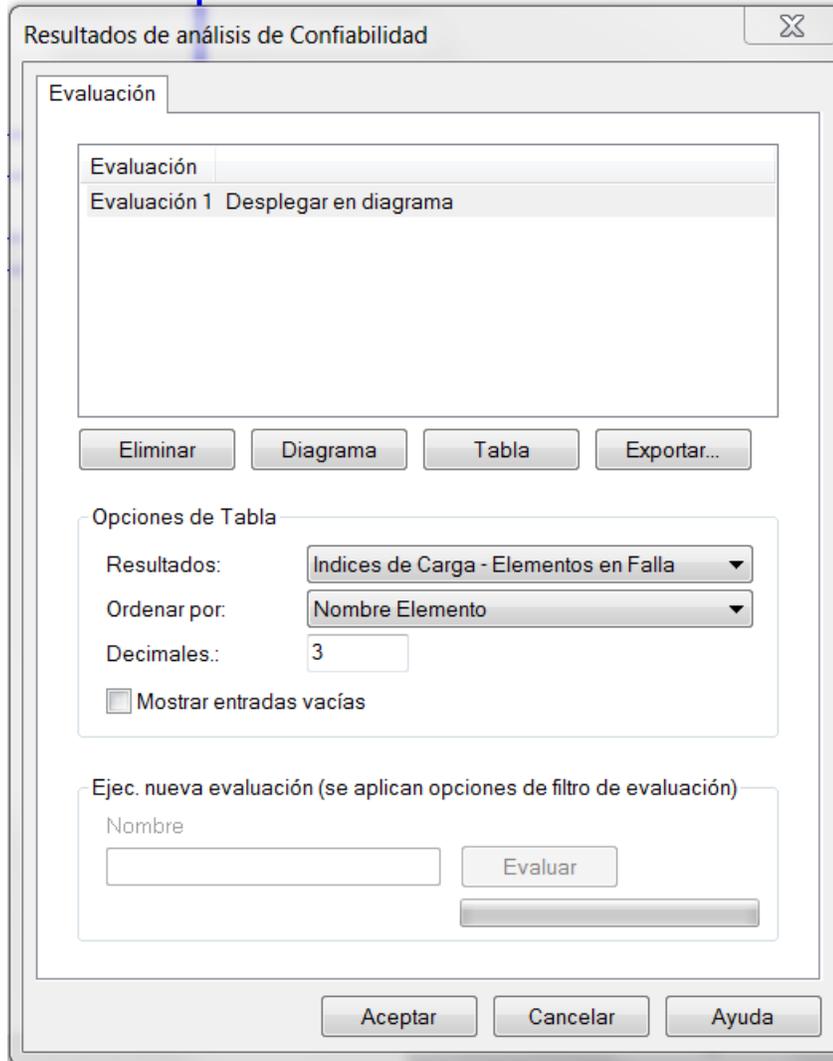
Tipo ideal

	F 1/año	F 1 / (año km)	Prob -	Prob 1/km	T h	T h/km
Interrup. estocást. Indep. corta:	0	0			0	
Interrup. estocást. Indep. larga:	1	0			8	
Mantenim. planeado, corto:	0				0	0
Interrup. mantenimiento, corto:					0	
Mantenim. planeado, largo:	0				0	0
Interrup. mantenimiento, largo:					0	
Desconexión manual, retardada	0	0			0	
Desconexión manual, inmediata	0	0			0	
Falla a tierra (aislada/compens.):	0	0	0	0	0	

Copiar Pegar Librería Exportar Aceptar Cancelar Color Ayuda

Fuente: Software Neplan Versión 5.5.5.R1.

Figura 16. Evaluación de la confiabilidad



Fuente: Software Neplan Versión 5.5.5.R1.

Figura 17. Resultados de la confiabilidad

	Nombre elemento	ID	Tipo Elemento	Elemento Artificial	F (1/año)	T (h)	Prob (min/año)	P (MW/año)	W (MWh/año)
1	*** Total ***				1.000	8.000	480.000	9.893	79.144
2	LN-12171-ALM-1	12307469	Línea		1.000	8.000	480.000	9.893	79.144

Fuente: Software Neplan Versión 5.5.5.R1.

2.3.4. Cálculo del costo de la energía no suministrada

El costo de la energía no suministrada, CENS, se calcula de acuerdo a lo establecido en el Artículo 58 de la Norma Técnica del Servicio de Distribución, el cual es diez veces el valor del cargo unitario por energía de la tarifa simple para los usuarios conectados en baja tensión sin cargo por demanda, de la ciudad de Guatemala, del primer día y primer mes del período de control evaluado. Para el desarrollo del presente estudio, se utilizaron como valores de referencia los siguientes:

Tabla IV. **Parámetros para el costo de la energía no suministrada**

Costo de la Energía No Suministrada	
Resolución	CNEE-44-2017
Cargo por energía (Q/kWh)	1.139
Tipo de cambio (30/04/2017, según Banco de Guatemala)	7.33885

Fuente: elaboración propia, utilizando Microsoft Word.

2.3.5. Metodología del cálculo de indicadores de calidad de energía eléctrica

La metodología de evaluación del cálculo de los indicadores de calidad de energía eléctrica es la siguiente:

- Se elaboraron bases de datos con la información histórica que remiten las Distribuidoras semestralmente a la CNEE, con las mediciones de la calidad del servicio eléctrico.

- Se clasificaron las mediciones según lo estipulado en la Norma Técnica del Servicio de Distribución, para el cálculo de los indicadores de la calidad de energía eléctrica.
- De acuerdo a lo anterior, se obtuvieron los indicadores de calidad de energía eléctrica en las redes de distribución de la ciudad de Guatemala en el período de estudio.
- Se compararon los indicadores de calidad del año 2010 con los indicadores de calidad del año 2016.

3. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

3.1. Inversión anual

Se realizó la valorización anual estimada del conjunto de proyectos de transmisión de 69 kV de acuerdo al año de ingreso de los mismos, evaluando con un VNR de 15 años, los resultados obtenidos fueron los siguientes:

Tabla V. Costo de inversión anual

Año de ingreso del Proyecto	Costo de inversión de los proyectos
2013 - 2014	\$. 23,321,000.00
2015	\$. 13,120,000.00
2016	\$. 27,181,000.00
2017 - 2019	\$. 36,919,000.00
Total	\$. 100,541,000.00
Costo de inversión como anualidad \$/Año	\$. 11,038,861.36

Fuente: elaboración propia, utilizando Microsoft Word.

3.2. Costo de la energía no suministrada

Se evaluó la confiabilidad del sistema, calculando la energía no suministrada para el Caso Base y el Caso PET (de acuerdo a las premisas definidas en el apartado anterior), comparando el impacto con el ingreso de las

obras en el sistema de transporte, y se calculó el beneficio por el costo de la energía no suministrada.

Tabla VI. **Energía no suministrada**

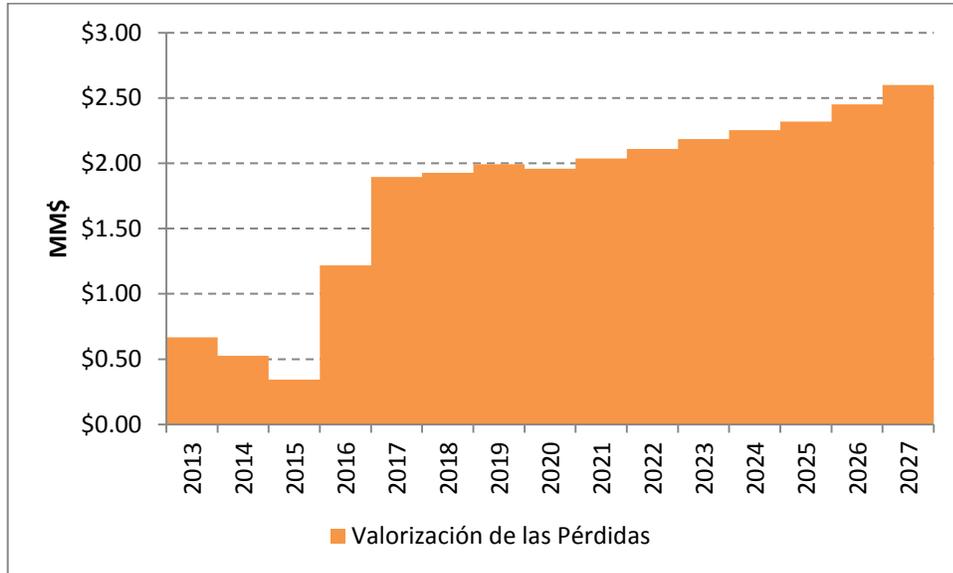
Año de ingreso del proyecto	ENS MWh/Año	Costo de la energía no suministrada como anualidad \$/Año
2013 - 2014	4,957.47	\$. 39,291,332.07
2015	4,835.75	
2016	5,791.53	
2017 - 2019	9,731.59	

Fuente: elaboración propia, utilizando Microsoft Word.

3.3. Valorización de las pérdidas

Se calcularon las pérdidas del Sistema Nacional Interconectado anuales, utilizando un costo marginal de la demanda proyectado, obteniendo los siguientes resultados del nivel de pérdidas anuales:

Figura 18. **Valorización de las pérdidas anuales**

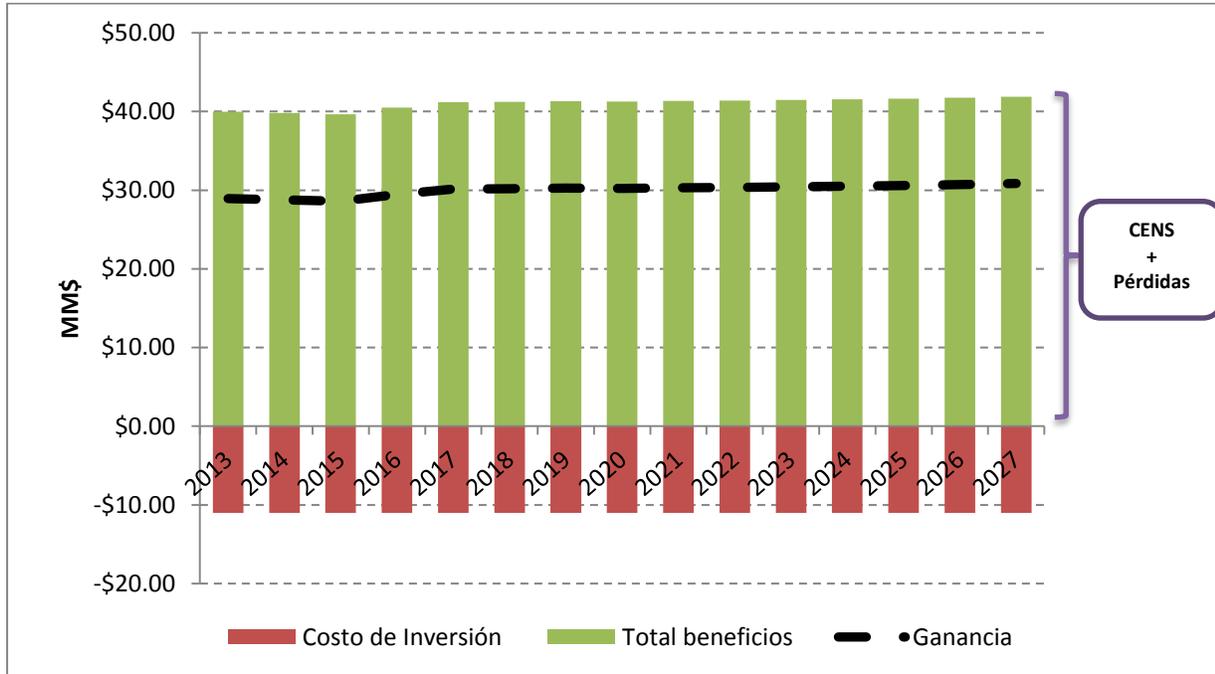


Fuente: elaboración propia.

3.4. Comparación de la inversión y los beneficios

De acuerdo a la inversión total estimada, a la valorización de la energía no suministrada y a la valorización de las pérdidas, se compararon el total de inversión como anualidad, con los beneficios anuales estimados obtenidos con el ingreso de las obras de transmisión.

Figura 19. Costo de inversión y beneficios de las obras



Fuente: elaboración propia.

3.5. Calidad del producto técnico

De acuerdo a las mediciones comerciales que las Distribuidora remiten semestralmente a la CNEE, se calcularon los siguientes indicadores de calidad de energía:

Tabla VII. Indicadores de calidad de la energía año 2010, Guatemala

Periodo de Medición	Urbano		Rural	
	FUI	TUI	FIU	TUI
1 semestre 2010	5.66	11.48	6.12	13.37
2 semestre 2010	2.68	4.19	2.84	4.80

Fuente: elaboración propia, utilizando Microsoft Word.

Tabla VIII. **Indicadores de calidad de la energía año 2016, Guatemala**

Periodo de Medición	Urbano		Rural	
	FUI	TUI	FIU	TUI
1 semestre 2016	1.69	2.81	1.73	2.56
2 semestre 2016	1.32	1.89	1.45	2.21

Fuente: elaboración propia, utilizando Microsoft Word.

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

De acuerdo a la valorización de los proyectos, el costo de inversión estimado para las ampliaciones a la capacidad de transporte en la red de 69 kV, superan los US\$. 100,000,000.00; dicho monto podría variar de acuerdo al desarrollo de las obras en los años siguientes, podría existir modificaciones en el diseño de algunos proyectos, siempre que las mismas sean justificadas dentro de los estudios eléctricos de cada obra, lo cual deberá ser aprobado por la CNEE.

Los proyectos evaluados contribuyen con la disminución de la Energía No Suministrada, en gran medida se debe a que el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica, está evolucionando a un sistema anillado, lo cual permite un sistema más confiable, segura y eficiente.

Adicionalmente, la disminución en la Energía No Suministrada se debe al reforzamiento de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas existentes, considerando que para algunas ampliaciones se utilizaron esquemas de conexión de doble barra y de interruptor y medio, lo que permite darle mantenimiento a los campos de salida sin la necesidad de desenergizar la subestación y por consiguiente reducir la energía no suministrada caso contrario de lo que sucede sin las mejoras a la red.

El costo de la energía no suministrada, se calcula utilizando el cargo unitario por energía de la tarifa simple y se valora en dólares de Estados Unidos, por tanto, el valor presentado es una estimación, dado que la tarifa

eléctrica se ajusta trimestralmente y el tipo de cambio utilizado es únicamente referencial.

De acuerdo a la valorización del Costo de la Energía No Suministrada, los beneficios calculados como anualidades son 3.5 veces mayores que los costos de inversión, lo cual conlleva un beneficio económico para los usuarios y un beneficio técnico por el aumento en la confiabilidad y seguridad del sistema.

Se valorizó la disminución de las pérdidas en el sistema, derivado a las mejoras en la red de transporte, las cuales fueron cuantificadas de acuerdo a las proyecciones del costo marginal de la demanda. Los beneficios económicos por pérdidas son mínimos en comparación con el CENS; sin embargo en promedio se obtuvieron beneficios anuales de hasta US\$. 1,765,964.53 por disminución de pérdidas en el sistema.

Las mejoras en la red de transporte tienen un impacto en la red de distribución, dicho impacto se cuantificó con la calidad del producto técnico; de acuerdo a las mediciones comerciales y con base a la Norma Técnica del Servicio de Distribución, se calculó la Frecuencia de Interrupciones por Usuario y el Tiempo de Interrupción por Usuario, de lo cual se observa que previo a la implementación de las obras en el sistema de transporte y con el ingreso parcial de dichas obras, hasta la fecha se redujo hasta 3.8 veces el TIU y hasta 2.8 veces el FIU en la ciudad de Guatemala.

CONCLUSIONES

1. De acuerdo a las simulaciones realizadas en el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica, la Energía No Suministrada para el período comprendido del 2013 al 2019 supera los 25,000 MWh en el área de incidencia, el año 2016 fue el que mayores beneficios presentó a los usuarios con un total de 5,791.53 MWh/año.
2. El ingreso de las obras al sistema de transporte tiene un impacto técnico, dio paso a que la red de transporte evolucione a un sistema anillado, mejoró la confiabilidad del sistema y la eficiencia del mismo; así también tienen un impacto económico, lo cual se pudo valorizar como un beneficio en función del costo de la energía no suministrada de 3.5 veces mayor que los costos de inversión; adicionalmente se tienen los beneficios por la valorización de las pérdidas, existiendo una reducción de hasta en 4.78 MW en las pérdidas totales del sistema con beneficios económicos de hasta US\$. 3,400,000.00 anuales.
3. Las ampliaciones al sistema de transporte en la red de 69 kV tuvieron un impacto positivo en las redes de distribución y por consiguiente en la calidad de la energía de los usuarios de la ciudad de Guatemala, en donde se observa que con la implementación de las obras en mención se redujo hasta 3.8 veces el tiempo de interrupciones por usuario y hasta 2.8 veces la frecuencia de interrupciones por usuario, lo cual se encuentra dentro de los parámetros establecidos en la Norma Técnica del Servicio de Distribución.

RECOMENDACIONES

1. Existe un interés creciente por parte de las empresas transportistas de invertir en el sistema de transporte, por tanto es recomendable realizar estudios constantes del impacto de las obras de acuerdo a su año de ingreso, para tener un panorama amplio de cómo será la red de transporte e incentivar nuevos planes de expansión de acuerdo a las necesidades del sistema eléctrico guatemalteco.
2. En cumplimiento de los objetivos propuestos en la Política Energética aprobada por el Ministerio de Energía y Minas, es importante promover el desarrollo constante de nuevos planes de expansión del sistema de transporte, con el fin de mejorar los índices de electrificación del Sistema Nacional Interconectado, para lo cual es recomendable realizar análisis técnicos de los beneficios que pueden traer las obras al sistema y análisis económicos del impacto que puede tener al usuario.
3. La calidad del servicio de distribución se evalúa de acuerdo a la continuidad del servicio de energía eléctrica de los usuarios, por tanto es recomendable tener en consideración las áreas con mayor cantidad de interrupciones al momento de promover nuevas ampliaciones al sistema de transporte.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Álvarez, M. (2002). *Análisis de herramientas para el estudio de confiabilidad de un sistema eléctrico de potencia*. Uruguay: Instituto de Ingeniería Eléctrica. p. 126.
2. CNEE, (2015, 2 de noviembre). *Normas técnicas de acceso y uso de la capacidad de transporte*. Disponible en: <<http://www.cnee.gob.gt/estudioselectricos/Normas%20Tecnicas/02%20NTAUCT.pdf>>.
3. CNEE, (2015, 5 de noviembre). *Normas técnicas del servicio de distribución*. Disponible en: <<http://www.cnee.gob.gt/estudioselectricos/Normas%20Tecnicas/03%20NTSD.pdf>>.
4. CNEE, (2015, 12 de noviembre). *Perspectivas de los planes de expansión*. Disponible en: <<http://www.cnee.gob.gt/PlanesExpansion/Docs/Planes%20de%20Expansion%202012%20v2.pdf>>.
5. CNEE, (2015, 12 de noviembre). *Planes de expansión del sistema eléctrico guatemalteco*. Disponible en: <<http://www.cnee.gob.gt/PEG/Docs/PET%20esp.pdf>>.

6. Comisión de Regulación de Energía y Gas, (2015, 12 de noviembre). *Reporte de eventos y cálculo de energía no suministrada en los sistemas de transmisión regional*. Disponible en: <://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/3f006efb1371d29605257a9c00477173/\$FILE/D-052-2012%20REPORTE%20DE%20EVENTOS%20Y%20C%3%81LCULO%20DE%20ENERG%3%8DA%20NO%20SUMINISTRADA%20EN%20EL%20STR.pdf>.
7. Anónimo, (1964), *Electrical Transmission and Distribution Reference Book*. Pennsylvania. Westinghouse Electric Corp. p. 559.
8. Glover, D. (2003). *Sistemas de potencia análisis y diseño*. 3a ed. California, Estados Unidos: Ciencias Ingenierías. p. 648.
9. Grainger, J. (1985) *Análisis de sistemas de potencia*. 3a ed. North Carolina, Estados Unidos: McGraw-Hill. p.148.
10. Maldonado, A (2012). *Estudio de confiabilidad de la red de transmisión del Sistema Nacional Interconectado según las normas técnicas de calidad del servicio de transporte y sanciones utilizando el software Neplan*. Trabajo de graduación de Ing. Eléctrica, Universidad de San Carlos, Facultad de Ingeniería. p. 141.
11. Ministerio de Energía y Minas.(2015, 8 de noviembre). *Política energética 2013-2027*. Disponible en: <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2013/02/PE2013-2027.pdf>.

12. Nasar, S. (1991) *Sistemas eléctricos de potencia*. Universidad de Kentucky, Estados Unidos: Schaum. p.142.
13. Vela, R. (1999). *Líneas de transmisión México*. México: McGraw-Hill. p. 469.
14. Wakerly D. (2010). *Estadística matemática*. 7a ed. México: Cengage Learning. p. 911.
15. Winston W. (2005). *Investigación de operaciones*. 4a ed. México: Thomson. p. 1418.