



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

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DEL ANÁLISIS DE INVERSIONES EN INFRAESTRUCTURA
DE TRANSMISIÓN EN SUBESTACIÓN PRÓCERES DE 69/13.8 KV CONSIDERANDO LA
REMUNERACIÓN DE PEAJE REGULADO**

Julio Roberto García Aguilar

Asesorado por el Maestro Ing. Edgar Estuardo Chaj Ramírez

Guatemala, junio de 2021

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DEL ANÁLISIS DE INVERSIONES EN INFRAESTRUCTURA
DE TRANSMISIÓN EN SUBESTACIÓN PRÓCERES DE 69/13.8 KV CONSIDERANDO LA
REMUNERACIÓN DE PEAJE REGULADO**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

JULIO ROBERTO GARCÍA AGUILAR

ASESORADO POR EL MAESTRO ING. EDGAR ESTUARDO CHAJ RAMÍREZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, JUNIO 2021

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Christian Moisés de la Cruz Leal
VOCAL V	Br. Kevin Armando Cruz Lorente
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Francisco Javier González López
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
EXAMINADOR	Ing. Adolfo René Hernández Hernández
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

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 DE INVERSIONES EN INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN EN SUBESTACIÓN PRÓCERES DE 69/13.8 KV CONSIDERANDO LA REMUNERACIÓN DE PEAJE REGULADO

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Estudios de Postgrado, con fecha 10 de noviembre 2020.

Julio Roberto García Aguilar

Ref. EEPFI-1384-2020
Guatemala, 10 de noviembre de 2020

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

Estimado Ing. Rivera:

Reciba un cordial saludo de la Escuela de Estudios de Postgrado. El propósito de la presente es para informarle que se ha revisado y aprobado el **DISEÑO DE INVESTIGACIÓN: ANÁLISIS DE INVERSIONES EN INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN EN SUBESTACIÓN PRÓCERES DE 69/13.8 KV CONSIDERANDO LA REMUNERACIÓN DE PEAJE REGULADO**, presentado por el estudiante **Julio Roberto García Aguilar** carné número **8530053**, 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 Gestión de Mercados Eléctricos Regulados.

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

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"

Edgar Estuardo Chaj Ramírez
INGENIERO ELECTRICISTA
Colegiado No. 9134

Mtro. Edgar Estuardo Chaj Ramírez
Asesor

Mtro. Juan Carlos Fuentes Montepeque
Coordinador de Área
Desarrollo Socio-Ambiental y Energético



Mtro. Edgar Darío Álvarez Cotí
Director

Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería






EEP-EIME-029-2020

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen del Asesor, el visto bueno del Coordinador y Director de la Escuela de Estudios de Postgrado, del Diseño de Investigación en la modalidad Estudios de Pregrado y Postgrado titulado: **ANÁLISIS DE INVERSIONES EN INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN EN SUBESTACIÓN PRÓCERES DE 69/13.8 KV CONSIDERANDO LA REMUNERACIÓN DE PEAJE REGULADO**, presentado por el estudiante universitario Julio Roberto García Aguilar, procedo con el Aval del mismo, ya que cumple con los requisitos normados por la Facultad de Ingeniería en esta modalidad.

ID Y ENSEÑAD A TODOS


Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo
Director
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica



Guatemala, noviembre de 2020

DTG. 242.2021.

La Decana de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DEL ANÁLISIS DE INVERSIONES EN INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN EN SUBESTACIÓN PRÓCERES DE 69/13.8 KV CONSIDERANDO LA REMUNERACIÓN DE PEAJE REGULADO**, presentado por el estudiante universitario: **Julio Roberto García Aguilar**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



ing. Arábel Cordova Estrada
Decana



Guatemala, junio de 2021.

AACE/asga

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Por ser el artífice de mi vida, por su infinita misericordia me permite llegar a este momento.
- Mis padres** Manuel Lorenzo García Mérida y Lesvia Ignacia Aguilar Escobar, por haberme traído al mundo y guiado a través de él, mi eterno agradecimiento por su apoyo para hacer realidad este sueño.
- Mis hermanos** Aura Violeta, Hugo Leonel y Glenda Carina García Aguilar por su apoyo.
- Mi esposa** Ayda Elizabeth Escalante Pérez por ser la compañera idónea de mi vida.
- Mis hijos** Julio Roberto y Carlos Manuel García Escalante porque con su esfuerzo me motivan a seguir adelante.
- Familia y amigos**

AGRADECIMIENTOS A:

**Universidad de San
Carlos de Guatemala
USAC**

A la gloriosa Tricentenario, por ser mi casa de estudios y permitir mi formación académica como profesional.

Facultad de Ingeniería

Por forjarme y desarrollar en mí las destrezas que me han permitido desenvolverme profesionalmente.

Mi asesor

M.A. Ing. Edgar Estuardo Chaj Ramírez por haberme guiado durante el trabajo de graduación.

**Empresa Eléctrica
de Guatemala, S. A.**

Por haberme dado la primera oportunidad laboral.

**Transportista Eléctrica
Centroamericana, S.A.**

Por todas las experiencias vividas y por el aprendizaje adquirido.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	VII
GLOSARIO.....	XI
RESUMEN.....	XIII
1. INTRODUCCIÓN	1
2. ANTECEDENTES	3
3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	5
3.1. Contexto general	5
3.2. Descripción del problema	6
3.3. Formulación del problema	8
3.4. Delimitación del problema.....	8
4. JUSTIFICACIÓN	11
5. OBJETIVOS	13
5.1. General.....	13
5.2. Específicos	13
6. NECESIDADES POR CUBRIR Y ESQUEMA DE SOLUCIÓN	15
7. MARCO TEÓRICO.....	17
7.1. Subestación eléctrica.....	17

7.1.1.	Tipos de subestaciones	18
7.1.2.	Diseño de una subestación	18
7.1.3.	Componentes de una subestación	18
7.1.4.	Clases de subestaciones	19
7.1.4.1.	Subestaciones aisladas por aire	19
7.1.4.2.	Subestaciones aisladas en gas.....	19
7.2.	Descripción de la subestación Próceres.....	21
7.2.1.	Subestación actual	21
7.2.2.	Ampliación subestación Próceres.....	23
7.3.	Conceptos básicos de reconocimiento de Inversiones	23
7.3.1.	Valor nuevo de reemplazo	23
7.3.2.	Económicamente adaptado	24
7.3.3.	Tasa de actualización	25
7.3.4.	Anualidad de la Inversión	26
7.3.5.	Operación, mantenimiento y administración	27
7.3.6.	Peaje	27
7.4.	Unidades básicas de propiedad estándar.....	27
7.4.1.	UPE campos	28
7.4.1.1.	Tipos de UPE campos	28
7.4.1.2.	Configuración de UPE campos	29
7.4.2.	UPE maquinas	29
7.4.3.	UPE infraestructura básica	30
7.4.4.	Cálculo de UPES.....	32
7.5.	Resoluciones de peaje	33
7.5.1.	Índices de precios.....	34
7.5.2.	Fórmula del ajuste automático.....	35
7.5.3.	Variaciones interanuales de la fórmula de ajuste automático.....	38

8.	PROPUESTA DE ÍNDICE DE CONTENIDOS.....	41
9.	METODOLOGÍA	43
9.1.	Características del estudio.....	43
9.1.1.	Enfoque	43
9.1.2.	Alcance	44
9.1.3.	Diseño	44
9.2.	Unidades de análisis.....	44
9.3.	Variables	44
9.4.	Fases del estudio.....	47
9.4.1.	Fase 1: revisión de las resoluciones	48
9.4.2.	Fase 2: actualización de las resoluciones	48
9.4.3.	Fase3: identificación de las unidades de propiedad estándar	48
9.4.4.	Fase 4: integración de los costos de peaje y VNR	48
9.4.5.	Fase 5: evaluación financiera.....	48
9.4.6.	Fase 6: análisis de resultados.....	49
10.	TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE INFORMACIÓN	51
11.	CRONOGRAMA.....	53
12.	FACTIBILIDAD DEL ESTUDIO	55
13.	REFERENCIAS.....	57

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Árbol de problemas	7
2.	Resistencia dieléctrica del SF6	20
3.	Capacidad de extinción de arco del SF6	21
4.	Planta general actual subestación Próceres.....	22
5.	Identificación de UPE en una subestación	31
6.	Fórmula de ajuste automático	36
7.	Variación Índices interanuales.....	39
8.	Cronograma de actividades	53

TABLAS

I.	Tipos de UPE infraestructura básica	31
II.	Peaje campo de 69 kV, entrada de línea, barra simple	34
III.	Índices utilizados en la fórmula de ajuste automático	35
IV.	Variación de índices interanuales.....	38
V.	Definición de las variables	45
VI.	Clasificación de las variables	46
VII.	Variables de inversión por tecnología.....	46
VIII.	Variables de peaje por tecnología	47
IX.	Variables financieras	47
X.	Recursos tecnológicos	55

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
US\$/Año	Dólares por año.
SF6	Hexafluoruro de azufre.
PPI_o	Índice de Precios al Consumidor, Base diciembre 2010, publicado por el Instituto Nacional de Estadística (INE) de Guatemala, en la primera quincena de enero de dos mil diecinueve, para el mes de octubre de dos mil dieciocho.
PPI_{ico}	Índice de precios al productor “Group: Industrial Commodities less fuels, Series ID: WPU03T15M05” de los Estados Unidos de América. Publicado por el “U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics en la primera quincena de enero de dos mil diecinueve, para el mes de octubre de dos mil dieciocho.
PPI_{leo}	Índice de precios al productor “Group: Machinery and equipment, Item: Electrical machinery and equipment, Series ID: WPU117” de los Estados Unidos de América. Publicado por el “U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics en la primera quincena de

enero de dos mil diecinueve, para el mes de octubre de dos mil dieciocho.

PPIto

Índice de precios al productor *Group: Electric Bulk power transmission and control*, Series ID: PCU221121221121 de los Estados Unidos de América. Publicado por el “U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics en la primera quincena de enero de dos mil diecinueve, para el mes de octubre de dos mil dieciocho.

PPImo

Índice de Precios al Productor *Group: Metals and metal products, Item: Iron and steel*, Series ID: *WPU10*” de los Estados Unidos de América. Publicado por el “U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics en la primera quincena de enero de dos mil diecinueve, para el mes de octubre de dos mil dieciocho.

PPIwo

Índice de precios al productor *Group: Metals and metal products*, Item: *Electronic wire and cable*, Series ID: WPU10260301 de los Estados Unidos de América. Publicado por el U.S. *Department of Labor, Bureau of Labor Statistics* en la primera quincena de enero de dos mil diecinueve, para el mes de octubre de dos mil dieciocho.

kV

Kilovoltio.

MW

Megavatio.

MVA

Megavoltamperio

GLOSARIO

AMM	Administrador del Mercado Mayorista. Entidad encargada de la operación técnica y Comercial del Mercado Mayorista en Guatemala.
BLS	Bureau of Labor Statistics.
CAT	Costo Anual de Transmisión.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Órgano Técnico del Ministerio de Energía y Minas que tiene como función principal, cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad y sus reglamentos.
CPPC	Coste promedio ponderado del capital por sus siglas en español CPPC).
Distribuidor	Es la persona individual y jurídica, titular o poseedora de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica.
IPC	Índice de Precios al Consumidor.
MARN	Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales.

Peaje	Es el pago que devenga el propietario e las instalaciones de transmisión, transformación o distribución por permitir el uso de dichas instalaciones para la transportación de potencia y energía eléctrica por parte de terceros.
PeajeS_n	Peaje del Sistema Secundario de Transmisión.
PPI	Producer Price Index (Índice de Precios al Productor).
Sistema principal	Es el sistema de transmisión compartido por los generadores. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica definirá este sistema.
Sistema secundario	Es aquel que no forma parte el sistema principal. Los sistemas de distribución privada y final no forman parte del sistema secundario.
TRELEC	Transportista Eléctrica Centroamericana, Sociedad Anónima.
UPE	Unidad de Propiedad Estándar.
VNR	Valor Nuevo de Reemplazo.
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i> (Coste promedio ponderado del capital por sus siglas en español CPPC).

RESUMEN

El presente diseño de investigación trata sobre el análisis de inversiones en infraestructura de transmisión en subestación Próceres de 69/13.8 kV considerando la remuneración de peaje regulado, cuando la demanda de potencia y energía crece, es necesario realizar una ampliación de la subestación existente o construir una subestación nueva.

En el caso de realizar una ampliación de la subestación existente, si el terreno lo permite solo se agrega infraestructura, pero si no es posible agregar infraestructura por falta de espacio en el terreno de la subestación, se tiene la necesidad de cambiar de tecnología, por una tecnología más compacta, en el caso de la subestación Próceres, por tener un terreno pequeño es necesario cambiar de tecnología si se quiere hacer la ampliación.

Por lo tanto, es necesario realizar el análisis de las inversiones en infraestructura de transmisión, debido a que la única manera de recuperar la inversión de la ampliación de la Subestación Próceres es a través del peaje, ya que el transporte de energía eléctrica se encuentra regulado por la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

La Comisión nacional de Energía Eléctrica (CNEE), tiene entre sus objetivos cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad y sus reglamentos y definir las tarifas de transmisión y distribución, basado en lo anterior la CNEE, publica de forma bianual las resoluciones que establecen los valores de peaje de transmisión, con los cuales se realizará el análisis de las inversiones.

1. INTRODUCCIÓN

La mayoría de los proyectos surgen con la finalidad de atender necesidades, en el caso de la ampliación de la subestación Próceres surge con la finalidad de atender el crecimiento de potencia y energía de las zonas 10, 14 y 15 y con la finalidad de poder atender los traslados de potencia de las subestaciones aledañas.

Para atender el crecimiento de la demanda de potencia y energía se puede realizar de diferentes maneras, la más usual, el construir una nueva subestación, debido a la concentración de demanda en las zonas mencionadas, tendrían que construirse subestaciones cada vez más cercanas una de la otra, adicionalmente el conseguir un terreno en dichas zonas cada vez es más caro y difícil de conseguir, razón por la cual muchas veces se recurre a la ampliación de la subestación.

Pero hay un momento que el espacio de la subestación ya no es suficiente para realizar una ampliación, por lo que es necesario recurrir al cambio de tecnología, con la finalidad de aprovechar mejor el espacio de la subestación, esto conlleva a sustituir completamente la subestación, como es el caso de la subestación Próceres, la cual tiene que ser sustituida completamente con una tecnología más compacta.

Por lo que es necesario conocer el impacto que tendrán las inversiones en infraestructura de transmisión en Subestación Próceres, tanto en lo que respecta al monto de las inversiones por parte del transportista como su impacto en el peaje, con la finalidad de verificar si la solución propuesta es correcta.

2. ANTECEDENTES

El 21 de noviembre de 1996 se publicó en el Diario de Centro América, la Ley General de Electricidad, Decreto 93-96 emitido por el Congreso de la República, el cual tiene su fundamento en la Constitución Política de la República de Guatemala, en el Artículo 129, Electrificación: “Se declara de urgencia nacional, la electrificación del país, con base en planes formulados por el Estado y las municipalidades, en la cual podrá participar la iniciativa privada”. (Const., 1983, art.129).

Al entrar en vigor la Ley General de Electricidad y la publicación del Acuerdo Gubernativo número 256-97, Reglamento de la Ley General de Electricidad, publicado en el diario oficial el 2 de abril de 1997, se da vida al marco jurídico.

Se crea la Comisión Nacional de Energía Eléctrica como un órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas, el Mercado Mayorista, los agentes del mercado mayorista y el Administrador del Mercado Mayorista, adicionalmente se separan las funciones en la actividad eléctrica, por lo tanto, una misma persona, individual o jurídica no puede realizar al mismo tiempo las actividades de generación, transporte y distribución de energía eléctrica.

El mercado eléctrico está constituido de dos niveles: a) el mercado minorista o de venta a usuarios finales, formado por las distribuidoras, en calidad de vendedoras y usuarios finales en calidad de compradores y b) el mercado mayorista, definido por la Ley General de Electricidad como “(...)el conjunto de operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía que se efectúan a corto y a largo plazo, entre agentes del mercado...”, en el que participan los

generadores o productores, los transportistas, los distribuidores y los grandes usuarios.

Los transportistas operan en un mercado regulado, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica analiza los proyectos de transmisión que atenderán la demanda de potencia y energía y determina el valor de peaje con el cual serán remunerados los proyectos construidos, de tal manera que el transportista pueda recuperar la inversión realizada durante los 30 años del proyecto.

Es conveniente analizar qué tan significativo es el incremento de peaje de la ampliación de la Subestación Próceres para los usuarios, la realización de la ampliación y cuál es el monto de inversión que realizará el transportista.

3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

3.1. Contexto general

La subestación de Transformación Próceres se encuentra ubicada en la 18 Calle y 12 Avenida "A" de la zona 10 de la Ciudad de Guatemala y pertenece a Transportista Eléctrica de Guatemala, S.A., dicha empresa es propietaria de las líneas de Transmisión de 69 kV y Transformación de 69/13.8 kV, que alimenta los circuitos de distribución de Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. de los departamentos de Guatemala, Escuintla y Sacatepéquez.

La subestación de transformación Próceres alimenta los circuitos 97, 98 y 99 de Empresa Eléctrica de Guatemala la cual atiende la demanda de las zonas 10, 14 y 15, área comercial y residencial. Desde que se construyó la subestación su demanda se ha incrementado paulatinamente, esta situación se ha resuelto de diferentes maneras, la primera vez debido a que todavía existían terrenos disponibles en la zona 10 se construyó la Subestación Ciudad Vieja con la finalidad de quitarle parte de la carga a la subestación Próceres, conforme paso el tiempo se volvió a incrementar la carga de la subestación Próceres luego, se procedió a comprar otro terreno para construir la Subestación Cambray.

Actualmente la demanda la subestación Próceres ya superó el 90 % de la capacidad máxima del transformador de potencia por lo que es necesario resolver nuevamente el problema, pero cada vez hay menos terrenos disponibles y los que se encuentran no son de las dimensiones requeridas y adicionalmente son muy caros.

3.2. Descripción del problema

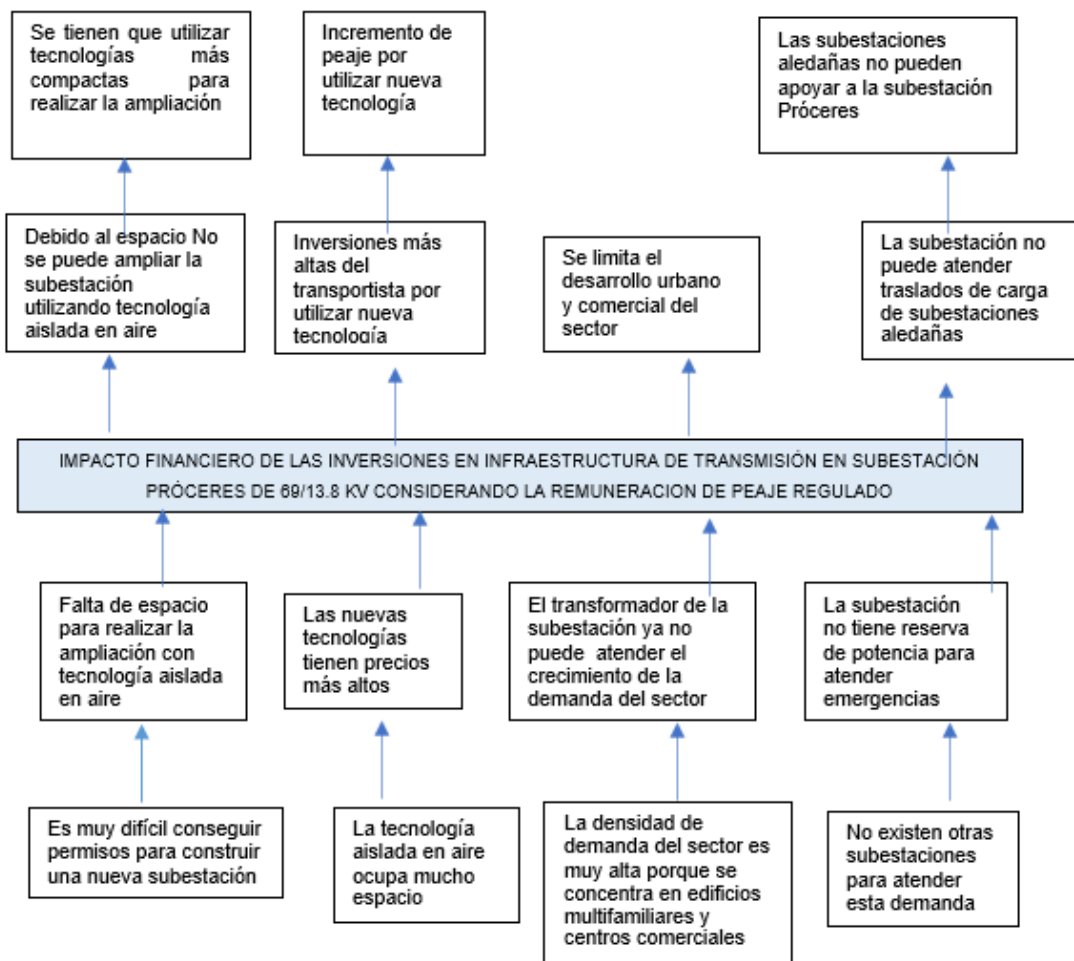
El impacto financiero de las inversiones en infraestructura de transmisión en subestación Próceres de 69/13.8 kV considerando la remuneración de peaje regulado, tiene varias causas: la primera es la necesidad de ampliar la subestación Próceres porque el transformador ya superó el 90 % de su capacidad de transformación por lo que es necesario realizar una ampliación y no se tiene reserva de potencia para realizar transferencias, al realizar la ampliación es necesario sustituir el transformador actual por uno de mayor potencia y es necesario incrementar el número de campos de 69 kV de uno a tres y el número de campos de 13.8 kV de tres a seis.

Basado en lo anterior y al tomar en cuenta que tanto los equipos para construir un campo de 69 kV aislado en aire y los equipos de los campos de 13.8 kV aislados en aire ocupan muchos espacios y el terreno de la subestación Próceres es pequeño, al no haber terrenos aledaños disponibles para realizar la ampliación y construir una nueva subestación en un nuevo terreno tiene un costo muy alto, es necesario realizar la ampliación con una tecnología diferente.

Si no se amplía la subestación no se puede atender el crecimiento de la demanda de los circuitos de distribución conectados a la subestación Próceres, no se pueden atender traslados de carga de subestaciones aledañas y si se realiza la ampliación se tendrá como consecuencia un incremento en el peaje por usar una tecnología más compacta y por lo tanto más cara que la tecnología aislada en aire, adicionalmente el transportista tendrá que incrementar el monto de sus inversiones por utilizar nueva tecnología.

Si no se realiza la ampliación no se puede atender el crecimiento de la demanda de los circuitos de distribución conectados a la subestación y no tendrá reserva de potencia para atender traslados de carga de otras subestaciones.

Figura 1. **Árbol de problemas**



Fuente: elaboración propia.

3.3. Formulación del problema

- Pregunta central

¿Cuáles son los resultados del análisis financiero de las inversiones en infraestructura de transmisión en subestación Próceres de 69/13.8 kV, considerando la remuneración de peaje regulado?

- Preguntas auxiliares
 - ¿Cuáles son los fundamentos de los tipos de tecnologías adecuadas para la realización de una ampliación a la capacidad de la subestación Próceres?
 - ¿Cuál es el Valor Nuevo de Reemplazo de la ampliación de la subestación con cada una de las tecnologías?
 - ¿Cuál es valor de peaje de la ampliación de la subestación Próceres con cada una de las tecnologías y las mejoras que se deberían considerar en el peaje actual?
 - ¿Cuáles son los indicadores financieros y la recuperación de la inversión?

3.4. Delimitación del problema

La subestación de transformación Próceres actualmente utiliza tecnología aislada en aire y no tiene espacio disponible para realizar ningún tipo de ampliación con tecnología aislada en aire.

Si se requiere realizar la ampliación es necesario cambiar la tecnología, por una más compacta, que permita incrementar el número de campos de 69 kV y de 13.8 kV por lo que se utilizarán para los campos de 69 kV aislamiento en gas (SF6) y para los campos de 13.8 kV gabinetes con interruptores con cámara de extinción al vacío.

4. JUSTIFICACIÓN

La línea de investigación en la cual se basa el estudio es la indicada en el inciso 4 sobre nuevas tecnologías para generación y transmisión de energía eléctrica, específicamente el inciso c. Análisis e impacto de la innovación tecnológica, del documento líneas de investigación de la Maestría en Gestión de Mercados Eléctricos Regulados de la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería.

Los avances tecnológicos en equipamiento en subestaciones permiten disminuir los tiempos de montaje, puesta en operación y mantenimiento de los proyectos, por lo que es necesario incorporar al sistema de transporte la innovación tecnológica.

Es necesario conocer los resultados del análisis financiero que tendrán las inversiones en infraestructura de transmisión en subestación Próceres al considerar la remuneración de peaje regulado, con la finalidad de verificar si vale la pena realizarlos o buscar una alternativa más barata para atender los requerimientos de la demanda

Al finalizar el estudio se conocerá el valor nuevo de reemplazo con el cual la Comisión Nacional de Energía Eléctrica reconocerá la ampliación de la Subestación Próceres, y como consecuencia el valor de peaje que tendrá que pagar los usuarios por la ampliación de la subestación.

Al mismo tiempo podrá ser un tema de consulta para los estudiantes y profesionales en relación con la forma en que la Comisión Nacional de la Energía valoriza los proyectos.

Así mismo se conocerá que tan grande es el impacto financiero al utilizar nuevas tecnologías con relación a las tecnologías convencionales.

5. OBJETIVOS

5.1. General

Realizar el análisis financiero de las inversiones en infraestructura de transmisión en subestación Próceres de 69/13.8 kV, considerando la remuneración de peaje regulado.

5.2. Específicos

- Establecer los fundamentos de los tipos de tecnologías adecuadas para la realización de una ampliación a la capacidad de la subestación Próceres.
- Determinar el Valor Nuevo de Reemplazo de la ampliación de la subestación con cada una de las tecnologías.
- Establecer el valor del peaje de la ampliación de la subestación Próceres con cada una de las tecnologías y las mejoras que se deberían considerar en el peaje actual.
- Estimar los indicadores financieros y la recuperación de la inversión.

6. NECESIDADES POR CUBRIR Y ESQUEMA DE SOLUCIÓN

El realizar la ampliación de la subestación Próceres cubrirá las necesidades de requerimientos de potencia y energía del área, debido a que las zonas 10 14 y 15 son zonas de constante crecimiento comercial y residencial por lo que es necesario tener potencia y energía disponible para dicho crecimiento.

De la misma manera contará con una mejor reserva de potencia y energía para atender traslado de cargas temporales de las subestaciones cercanas como lo son las subestaciones Ciudad Vieja, Guadalupe y Cambray.

La solución que se pretende implementar es cambiar la tecnología actual (aislada en aire) por una tecnología más compacta, ya que el problema principal es que la ampliación de la subestación con la tecnología convencional no se puede realizar debido a que no hay espacio disponible para adicionar campos de 69 kV y campos de 13.8 kV aislados en aire, pero este cambio tendrá un impacto financiero por las inversiones que se realizarán, el cual será el centro de nuestro análisis.

7. MARCO TEÓRICO

El proyecto surge por la necesidad de ampliar la subestación de transformación Próceres, la cual ya no tiene espacio para incorporar más equipamiento, es necesario cambiar la tecnología aislada en aire por una tecnología más compacta, se utilizará equipamiento aislado en gas para sustituir el equipamiento aislado en aire.

Las inversiones en transmisión previo a su construcción y puesta en operación son aprobadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, para que los proyectos autorizados sean de beneficio para el sistema de transmisión y sean económicamente adaptados, en el caso de ampliaciones en las cuales se tiene que sustituir completamente la subestación por una con tecnología diferente, posiblemente los beneficios no sean los esperados, se describirán los costos y el peaje que tendrá que pagar los que usan el sistema de transmisión, para poder determinar y presentar los resultados ver las conclusiones y las recomendaciones al realizar estos proyectos.

7.1. Subestación eléctrica

Es un conjunto de dispositivos eléctricos, de un sistema eléctrico de potencia; sus funciones principales son: transformar tensiones y derivar circuitos de potencia.

7.1.1. Tipos de subestaciones

Las subestaciones de acuerdo con el tipo de función que desarrollan se dividen en tres grupos:

- Subestaciones variadoras de tensión
- Subestaciones de maniobras o seccionadoras de circuito.
- Subestaciones Mixtas (mezcla de las dos anteriores)

7.1.2. Diseño de una subestación

De acuerdo con lo indicado por Fink y Wayne (1996). “el objetivo del diseño de la subestación es proporcionar máxima confiabilidad, flexibilidad, continuidad de servicio y satisfacer estos objetivos a los costos de inversión más bajos que satisfagan las necesidades del sistema” (p. 2).

Con la finalidad de que se cumpla con la máxima confiabilidad, flexibilidad, continuidad del servicio es necesario que una subestación esté integrada por diferentes equipos que ayuden a proporcionar lo indicado anteriormente.

7.1.3. Componentes de una subestación

- El equipamiento de una subestación típica incluye lo siguiente:
- Interruptor de potencia
- Seccionador de barra
- Seccionador de Línea con Puesta a Tierra
- Transformadores de Corriente
- Transformadores de Voltaje
- Transformador de potencia

- Reguladores

7.1.4. Clases de subestaciones

De acuerdo con el equipamiento utilizado existen dos tipos de construcción de subestaciones de transformación, las cuales son: aisladas en aire y aisladas en gas.

7.1.4.1. Subestaciones aisladas por aire

El equipo aislado en aire las partes portadoras de corriente utilizan como aislamiento el aire, por tal razón es necesario que exista una distancia mínima entre barras, y entre barras y tierra.

7.1.4.2. Subestaciones aisladas en gas

Según lo indicado por Fink y Wayne (1996):

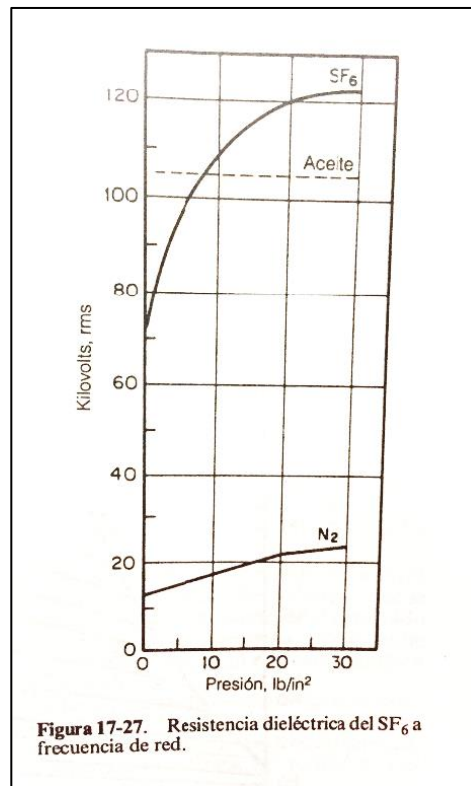
El principio básico del equipo aislado por gas es que las partes portadoras de corriente se encuentren dentro de un recipiente metálico y se conserven en una configuración concéntrica mediante aisladores separados. El espacio entre el conductor y el recipiente está lleno de hexafluoruro de azufre a presión. (p.50)

El Hexafluoruro de azufre como indica Fink y Wayne (1996) sus excelentes propiedades dieléctricas lo hacen apropiado como medio aislador y como agente para extinguir arcos, se trata de un gas incoloro, inodoro, químicamente inerte, no toxico, no inflamable y no corrosivo. Su resistencia dieléctrica es superior a la

del aire y su efectividad para extinguir arcos eléctricos es casi 100 veces mayor que la del aire.

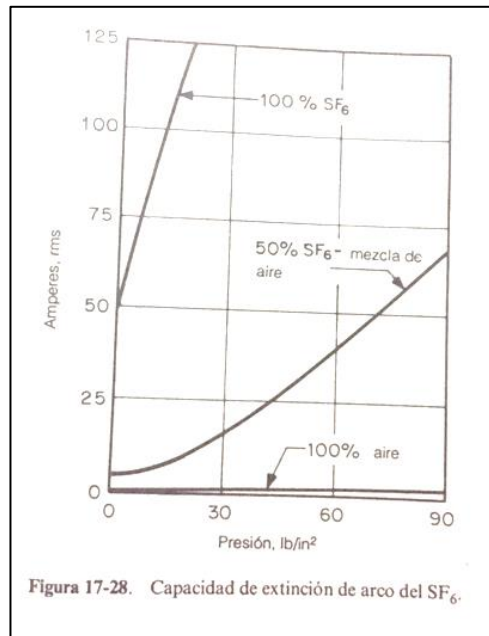
A continuación, se muestra en la figura 2 y en la figura 3, las curvas de resistencia dieléctrica y las curvas de extinción del arco del aire y del SF6.

Figura 2. **Resistencia dieléctrica del SF6**



Fuente: Fink y Wayne. (1996). *Manual de Ingeniería Eléctrica*.

Figura 3. **Capacidad de extinción de arco del SF6**



Fuente: Fink y Wayne. (1996). *Manual de Ingeniería Eléctrica*.

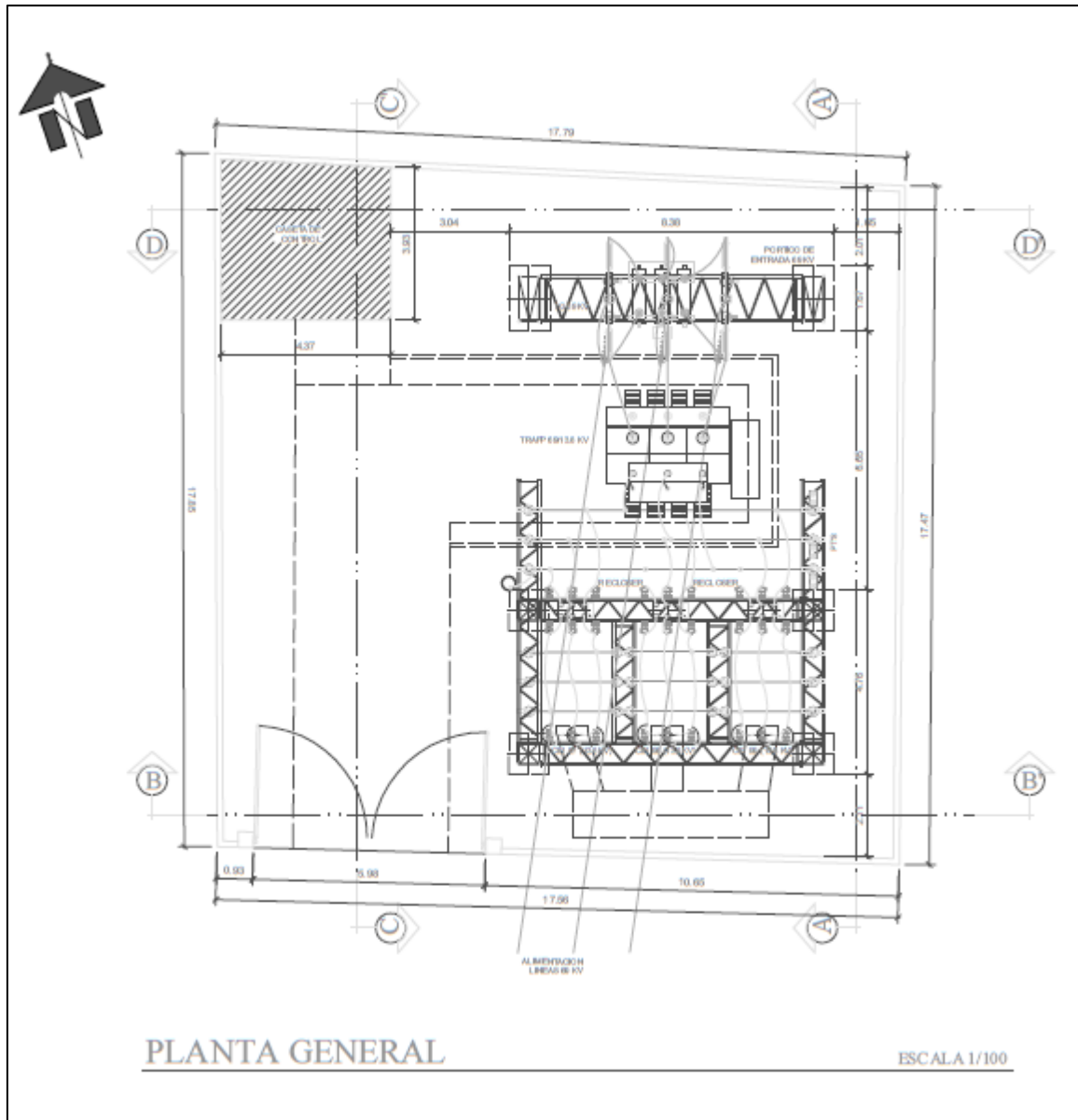
7.2. Descripción de la subestación Próceres

Es una subestación de transformación de 69/13.8 kV, se encuentra ubicada en la zona 10 de la ciudad de Guatemala.

7.2.1. Subestación actual

La subestación Próceres actualmente tiene un campo de entrada de línea de 69 kV aislado en aire, un transformador de potencia de 15/28 MVA y tres circuitos de distribución de 13.8 kV aislados en aires el terreno de la subestación tiene un ancho de 17.79 metros y un ancho de 17.47 metros.

Figura 4. **Planta general actual subestación Próceres**



Fuente: TRELEC. (2010). *Plano de la subestación Próceres.*

7.2.2. Ampliación subestación Próceres

Se pretende ampliar la subestación a tres campos de 69 kV, un transformador de 40/56 MVA y seis campos de 13.8 kV, si se utiliza tecnología aislada en aire en 69 kV se triplicaría el espacio a ocupar, en 13.8 kV se duplicaría el espacio a ocupar.

Basado en lo anterior no se puede ampliar la subestación con la tecnología aislada en aire y es necesario cambiar a una tecnología más compacta, se plantea utilizar para los campos de 69 kV aislamiento en gas denominado SF6 y para los campos de 13.8 kV gabinetes con interruptores con cámara de extinción al vacío.

7.3. Conceptos básicos de reconocimiento de Inversiones

Para poder entender el concepto de reconocimiento de las inversiones y de peaje, es necesario conocer cómo se integra por lo que es necesario conocer los siguientes conceptos:

7.3.1. Valor nuevo de reemplazo

De acuerdo con lo que indica el decreto 93-96 “el valor nuevo de reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio” (Ley General de Electricidad, decreto 93-96, art. 67).

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica solicita a los transportistas de forma bianual en los años pares, por ejemplo, la CNEE solicitó inventario en el año 2018 y en 2020, la actualización del inventario que se encuentra autorizado,

en este inventario debe de ir las instalaciones que se encuentren autorizadas y en operación comercial y deben de retirarse del inventario las instalaciones que entraron en desuso durante el año.

Para que una instalación pueda ser adicionada al inventario, tiene que cumplir con lo siguiente:

- Resolución emitida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, donde autorice al transportista desarrollar, construir y operar el proyecto.
- Resolución de la cual la Comisión Nacional de Energía Eléctrica de la ampliación a la capacidad de transporte del proyecto.
- Resolución del Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales denominado (MARN), en el cual aprueba el estudio de impacto ambiental del proyecto.
- Cumplir con todos los requisitos indicados en la resolución CNEE.256-2014 norma técnica de conexión.

7.3.2. Económicamente adaptado

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica reconocerá las instalaciones económicamente justificadas como se indica en el artículo 67, el concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo sólo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere. (Ley General de Electricidad decreto 93-95).

Si en algún momento algún generador o usuarios de la red se retiran de la red y esto implica que algunas instalaciones dejarán de ser útil al sistema de transmisión serán descontadas del inventario de la red del Transportista y por lo tanto ya no serán reconocidas por medio de peaje.

Molina (2012), afirma la evolución de los mercados e individualización de los agentes participantes en la expansión, generan una mayor complejidad para determinar el óptimo de qué expandir y cómo decidir. Generalmente la eficiencia en el plan de inversión se soporta en el mínimo costo.

Molina y Rudnick (2010) indican que:

La transmisión de energía eléctrica es esencial para el funcionamiento del mercado de energía. Esta debe desarrollarse como un actor pasivo frente a todos los agentes del mercado, permitiendo el intercambio de energía en condiciones de máxima confiabilidad técnica, económica y sustentable (p. 245)

7.3.3. Tasa de actualización

De acuerdo a lo indicado en el Artículo 79, la tasa de actualización a utilizar para el cálculo del peaje es igual a la tasa de costo de capital que determine la Comisión, mediante estudios contratados con entidades privadas especialistas en la materia, debiendo reflejar la tasa de costo de capital para actividades de riesgo similar en el país. (Ley General de Electricidad decreto 93-96.)

La tasa de coste de capital se fundamenta en el *Weighted Average Cost of Capital* por sus siglas en inglés WACC, también denominada coste promedio ponderado del capital por sus siglas en español CPPC.

Como indica el artículo 79, “En cualquier caso si la tasa de actualización resultare inferior a siete por ciento real anual o bien superior a trece por ciento real anual, se aplicarán estos últimos valores, respectivamente”. (Ley General de Electricidad, decreto 93-96, art. 79)

La tasa de actualización Vigente es la establecida en el numeral romano I, “establecer la Tasa de Actualización (TAI) para la determinación de tarifas para la Actividad de Distribución, de conformidad con lo establecido en la Ley General de Electricidad, en el valor de siete por ciento (7 %) real anual”. (Comisión Nacional de Energía Eléctrica 263-2012, p. 2).

7.3.4. Anualidad de la Inversión

La anualidad es una sucesión de pagos, que se realizan en intervalos regulares de tiempo y se calcula de acuerdo con lo que indica el artículo 67 en su segundo párrafo, “la anualidad de la inversión será calculada sobre la base del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones, óptimamente dimensionadas, considerando la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas y una vida útil de 30 años”. (Ley General de Electricidad, decreto 93-96, art. 67).

En términos generales, la anualidad de la inversión se obtiene al aplicar al valor nuevo de reemplazo, el factor de recuperación de capital denominado FRC, este factor engloba la rentabilidad del capital puesto en juego y la cuota de amortización que se requiere para reponer la instalación al final de su vida útil.

7.3.5. Operación, mantenimiento y administración

De acuerdo con lo indicado en el tercer párrafo del artículo 55, “los costos anuales de operación, mantenimiento y administración, que serán como máximo el 3 % del costo total de la inversión... este porcentaje podrá ser modificado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica”. (Reglamento de la Ley General de Electricidad AG 256-97, art. 55).

7.3.6. Peaje

Se fundamenta en la Ley General de Electricidad denominada (LGE) y el Reglamento de la Ley General de Electricidad denominada (RLGE), en el artículo 66, “los adjudicatarios del servicio de transporte y distribución final están obligados a permitir la utilización de sus sistemas de transmisión y distribución a terceros, mediante el pago de peajes para que puedan suministrar energía a usuarios de precio libre”. (Ley General de Electricidad decreto 93-96, art. 66).

Como se indica en el artículo 67, “el peaje en el sistema principal se calcula dividiendo la anualidad de la inversión y los costos de operación y mantenimiento entre la potencia firme total conectada al sistema eléctrico correspondiente”. (Ley General de Electricidad decreto 93-96, art. 67).

Por lo tanto, el peaje lo integra, la anualidad de la inversión más el costo de administración, operación y mantenimiento.

7.4. Unidades básicas de propiedad estándar

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica con la finalidad de sistematizar los costos de los activos de transmisión de los transportistas, ha creado las

unidades de propiedad estándar denominadas (UPES), las cuales conforman bloques.

A continuación, se describen los bloques que conforman las UPES de subestaciones de transformación. Tema que se abordará en este estudio, para obtener el peaje de la subestación Próceres.

7.4.1. UPE campos

Existen UPES de campos de 400 kV, 230 kV, 138 kV, 69 kV, 34.5 kV y 13.8 kV, pero en el caso de la subestación Próceres solo competen las UPES de 69 KV y de 13.8 kV.

Esta UPE está conformada por los siguientes materiales, equipos y mano de obra.

- Equipos de potencia
- Materiales
- Materiales obra civil
- Obra civil
- Montaje electromecánico

7.4.1.1. Tipos de UPE campos

Por el uso que se le da a la UPE campos, se divide en los siguientes tipos:

- Campo de entrada de línea
- Campo de conexión al transformador
- Campo de acople de barras

- Campo de conexión de capacitores

La subestación Próceres se encuentra conformada por un campo de entrada de línea de 69 kV, un campo de conexión al transformador de 69 kV y un campo de conexión al transformador de 13.8 kV.

7.4.1.2. Configuración de UPE campos

Por el tipo de configuración de la UPE campos se divide en lo siguiente:

- Barra simple
- Doble barra
- Interruptor y medio

En el caso de la subestación Próceres, actualmente está conformada por la configuración barra simple.

7.4.2. UPE maquinas

Existen UPES de máquinas de transformadores de potencia de 400/230 kV, 230/138 kV, 230/69 kV 138/69 kV, 69/13.8 kV, 69/34.5 kV y 13.8 kV, pero en el caso de la subestación Próceres solo se estudiarán las UPES de 69/13.8 kV.

Esta UPE está conformada por todas las máquinas, materiales y mano de obra que son necesarias para el funcionamiento de las máquinas de la subestación, entre ellas se encuentran las siguientes:

- Transformadores de potencia
- Reguladores de tensión
- Capacitores

- Reactores

En el caso de la subestación Próceres se analizará la UPE de transformadores de 69/13.8 kV la UPE de Reguladores de Tensión de 13.8 kV.

Adicional a los niveles de tensión de transformación las UPES de transformación se subdividen en la potencia que transforman, en 69/13.8 kV se subdividen en UPES de 5/7 MVA, 10/14 MVA y de 15/28 MVA.

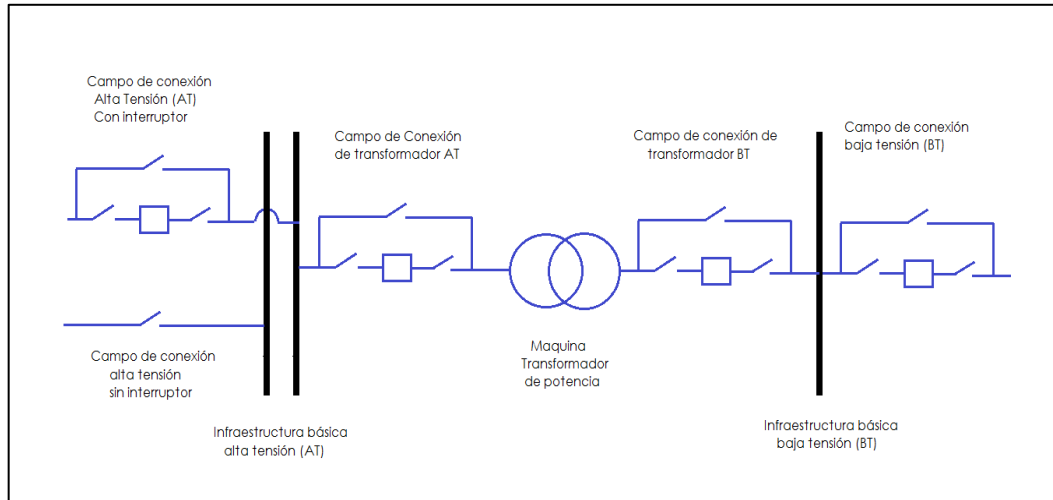
7.4.3. UPE infraestructura básica

Esta UPE está conformada por todos los materiales, equipos, estructuras y mano de obra de uso común en la subestación, los cuales se describen a continuación:

- Materiales y equipos de barras
- Red de tierras
- Protección
- Equipos auxiliares
- Iluminación y fuerza
- Estructuras metálicas
- Montaje electromecánico
- Obra civil
- Terreno

A continuación, se muestra un esquema de la forma que se encuentran identificadas las unidades de propiedad estándar en una subestación.

Figura 5. **Identificación de UPE en una subestación**



Fuente: elaboración propia.

Por la cantidad de UPE campos el valor de la infraestructura básica se incrementa, por tanto, se crean las siguientes divisiones en rangos para agrupar la infraestructura básica.

Tabla I. **Tipos de UPE infraestructura básica**

Numero	Descripción	Cantidad de campos
1	Mínima	1-2 campos
2	Pequeña	3-5 campos
3	Mediana	6-9 campos
4	Grande	10-17 campos

Fuente: elaboración propia.

7.4.4. Cálculo de UPES

Para calcular las unidades de propiedad estándar, se utilizan las facturas de los últimos tres años de los transportistas, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica solicita a todos los transportistas las facturas de las compras de equipos, materiales y mano de obra de los últimos tres años. Las facturas son agrupadas por tipo de producto y se les aplica el método de Tukey.

Pérez (2020) refiere que, “la prueba de Tukey es un método que tiene como fin comparar las medias individuales provenientes de un análisis de varianza de varias muestras sometidas a tratamientos distintos” (párr.1).

De acuerdo con lo indicado por Pérez (2020) el test, presentado en el año 1949 por Tukey, permite discernir si los resultados obtenidos son significativamente diferentes o no. Se le conoce también como la prueba de diferencia honestamente significativa de Tukey (Tukey’s HSD test por sus siglas en inglés (párr. 2).

Estos valores se ven seriamente afectados según como se realicen las compras de los equipos, materiales y mano de obra, debido a que no es lo mismo realizar la compra de materiales, equipos y mano de obra para un solo proyecto, que, para 10 proyectos. Realizar las compras en volumen disminuye los costos unitarios de compra. Esto es lo que ha disminuido el valor nuevo de reemplazo y como consecuencia el costo anual de transmisión que recibe cada transportista por sus activos.

7.5. Resoluciones de peaje

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica fija cada año impar, el valor máximo de peaje del sistema principal y secundario y tiene una vigencia de dos años.

Para el período 2019-2020 se encuentran vigentes las resoluciones de peaje secundario CNEE-11-2019 y CNEE-12-2019, las cuales fijan como valor máximo de peaje del sistema secundario para Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE (ETCEE) y Transportista Eléctrica Centroamericana, S.A. (TRELEC) respectivamente, estas resoluciones son emitidas en la primera quincena del mes enero del año impar.

Adicionalmente para los valores de unidades de propiedad estándar de equipamiento aislado en gas se utilizará lo indicado en el anexo de la resolución CNEE-112-2020, “desagregación del Peaje adicionado al Sistema Secundario de Transportista Eléctrica Centroamericana, Sociedad Anónima”. (Comisión Nacional de Energía Eléctrica -112-2020, p. 6).

Se muestra los resultados de cuatro resoluciones, emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y se observa la variación del peaje de un campo de conexión de entrada de línea de 69 kV barra simple, convencional y con interruptor.

Tabla II. **Peaje campo de 69 kV, entrada de línea, barra simple**

Resolución	Descripción	Peaje (UD\$/Año)
CNEE-12-2019	C.Conexión 69kV EL BS Conv. Con Int.	32,116.52
CNEE-12-2017	C.Conexión 69kV EL BS Conv. Con Int.	33,038.19
CNEE-08-2015	C.Conexión 69kV EL BS Conv. Con Int.	32,104.08
CNEE-02-2013	C.Conexión 69kV EL BS Conv. Con Int.	26,917.49

Fuente: elaboración propia.

7.5.1. Índices de precios

Para calcular la fórmula de ajuste automático se utilizan 7 índices, seis de los cuales son del *U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics* de los Estados Unidos de América. Y el Índice de precios al consumidor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística de Guatemala (INE), a continuación, se muestra los índices utilizados.

Tabla III. **Índices utilizados en la fórmula de ajuste automático**

No.	Publicado por	Índice	Group	Item	Series ID
1	Department of Labor, BLS, U.S.A.	IPP	Metals and metal products	Electronic wire and cable	WPU10260301
2	Department of Labor, BLS, U.S.A.	IPP	Machinery and equipment,	Electrical machinery and equipment,	WPU117
3	Department of Labor, BLS, U.S.A.	IPP	Industrial Commodities less fuels,		WPU03T15M05
4	Department of Labor, BLS, U.S.A.	IPP	Nonmetallic mineral product	Concrete product	WPU113
5	Department of Labor, BLS, U.S.A.	IPP	Electric Bulk power transmission and control		PCU221121221121
6	Department of Labor, BLS, U.S.A.	IPP	Metals and metal products,	Iron and steel,	WPU101
7	Instituto Nacional de Estadística - INE- de Guatemala	IPC			

Fuente: elaboración propia.

7.5.2. **Fórmula del ajuste automático**

En el numeral romano II de la resolución que emite la Comisión Nacional de Energía Eléctrica se fija la fórmula de ajuste automático, la cual define la fórmula con la que se actualizará el peaje para el año par siguiente.

La fórmula de ajuste automático fijada en las resoluciones para el periodo 2019-2020 es la siguiente:

Figura 6. **Fórmula de ajuste automático**

$$PeajeS_n = PeajeS_{2019} * \left(0.074 * \frac{PPI_{W_n}}{PPI_{W_0}} + 0.380 * \frac{PPI_{e_n}}{PPI_{e_0}} + 0.016 * \frac{PPI_{tc_n}}{PPI_{tc_0}} + 0.091 * \frac{PPI_{c_n}}{PPI_{c_0}} + 0.040 * \frac{PPI_{t_n}}{PPI_{t_0}} + 0.136 * \frac{PPI_{m_n}}{PPI_{m_0}} + 0.263 * \frac{IPC_{n_n}}{IPC_{n_0}} \right)$$

Fuente: CNEE-12-2019. (2019). *Valor Máximo del Peaje del Sistema Secundario de Transportista Eléctrica Centroamericana, Sociedad Anónima*. Consultado el 8 de agosto de 2020. Recuperado de <https://www.cnee.gob.gt/pdf/resoluciones/2019/CNEE%20012%202019>.

PeajeS_n = “Peaje del Sistema Secundario de Transmisión correspondiente, actualizado en la primera quincena de enero de dos mil veinte”. (CNEE.12.2019, numeral roma II).

PeajeS2019 = “Peaje del Sistema Secundario de Transmisión correspondiente, aprobado en la presente Resolución”. (CNEE.12.2019, numeral roma II).

$$PPI_{W_0} = 259.50$$

PPI_{W_n} = Índice de Precios al Productor *Group: Metals and metal products*, Item: Electronic wire and cable, Series ID: WPU10260301 de los Estados Unidos de América. Publicado por el U.S. *Department of Labor, Bureau of Labor Statistics* en la primera quincena de enero de dos mil veinte, para el mes de octubre de dos mil diecinueve.

$$PPI_{e_0} = 114.90$$

PPI_{e_n} = Índice de Precios al Productor “Group: Machinery and equipment, Item: Electrical machinery and equipment, Series ID: WPU117” de los Estados

Unidos de América. Publicado por el “U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics en la primera quincena de enero de dos mil veinte, para el mes de octubre de dos mil diecinueve.

$$PPIc_o = 208.30$$

$PPIc_n$ = Índice de Precios al Productor “Group: Industrial Commodities less fuels, Series ID: WPU03T15M05” de los Estados Unidos de América. Publicado por el “U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics en la primera quincena de enero de dos mil veinte, para el mes de octubre de dos mil diecinueve.

$$PPIc_o = 263.90$$

$PPIc_n$ = Índice de Precios al Productor “Group: Nonmetallic mineral product, Item: Concrete products, Series ID: WPU113” de los Estados Unidos de América. Publicado por el “U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics en la primera quincena de enero de dos mil veinte, para el mes de octubre de dos mil diecinueve.

$$PPIt_o = 167.20$$

$PPIt_n$ = Índice de precios al productor *Group: Electric Bulk power transmission and control*, Series ID: PCU221121221121 de los Estados Unidos de América. Publicado por el “U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics en la primera quincena de enero de dos mil veinte, para el mes de octubre de dos mil diecinueve.

$$PPI_{m_0} = 240.80$$

PPI_{m_n} = Índice de Precios al Productor *Group: Metals and metal products, Item: Iron and steel, Series ID: WPU10* de los Estados Unidos de América. Publicado por el “U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics en la primera quincena de enero de dos mil veinte, para el mes de octubre de dos mil diecinueve.

$$PPI_{n_0} = 137.35$$

PPI_{n_n} = “Índice de Precios al Consumidor, base diciembre 2010, publicado por el Instituto Nacional de Estadística de Guatemala, en la primera quincena de enero de dos mil veinte, para el mes de octubre de dos mil diecinueve”. (CNEE-12-2019, p. 2).

7.5.3. Variaciones interanuales de la fórmula de ajuste automático

A continuación, se muestra el cuadro de variación de índices interanuales de noviembre a octubre de cada año, se puede observar cómo afecta la fórmula de ajuste automático.

Tabla IV. **Variación de índices interanuales**

Índice	2,014	2,015	2,016	2,017	2,018	2,019
PPI M Electronic wire and cable	100.71 %	94.99 %	98.05 %	103.72 %	101.68 %	95.84 %
PPI e Electrical machinery and equipment	100.00 %	99.74 %	99.38 %	100.62 %	101.94 %	100.86 %

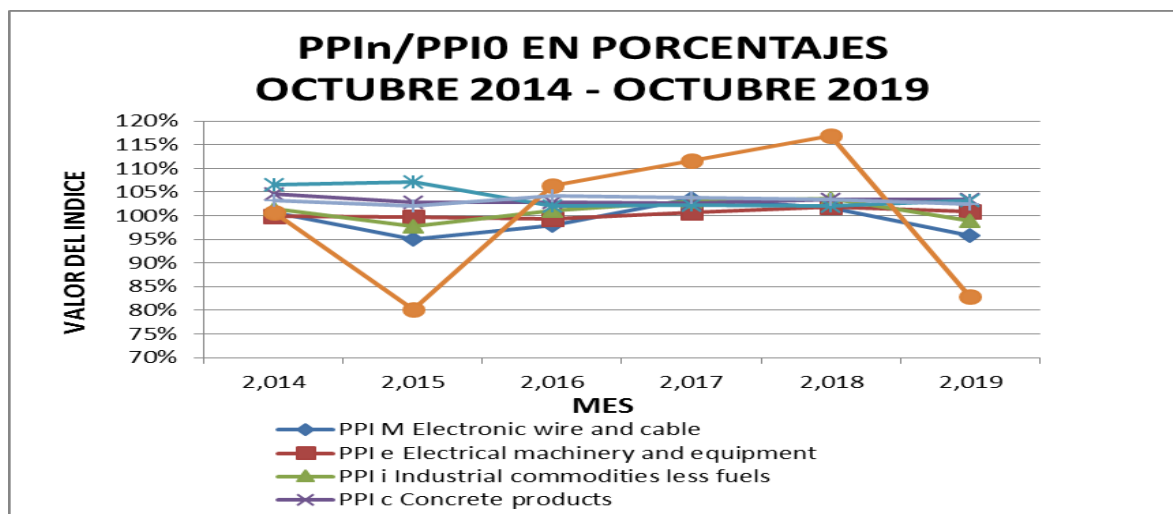
Continuación de la tabla IV.

PPI i Industrial commodities less fuels	101.38 %	97.72 %	101.04 %	103.08 %	103.57	98.94%
PPI c Concrete products	104.62 %	102.82 %	102.90 %	102.57 %	103.36%	103.36%
PPI t Electric bulk power transmission and control	106.54 %	107.07 %	102.12 %	102.27 %	102.08 %	103.2%
PPI m Iron and steel	100.70 %	80.20 %	106.39 %	111.73 %	116.91 %	82.98 %
IPC Guatemala	103.18 %	102.03 %	104.27 %	103.80 %	103.45 %	102.47

Fuente: elaboración propia.

A continuación, se muestra la figura 7 la variación de los índices interanuales de noviembre a octubre de cada año, con lo que se puede observar que tanto afecta la fórmula de ajuste automático.

Figura 7. Variación Índices interanuales



Fuente: elaboración propia.

8. PROPUESTA DE ÍNDICE DE CONTENIDOS

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

LISTA DE SÍMBOLOS

GLOSARIO

RESUMEN

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y FORMULACIÓN DE PREGUNTAS

OBJETIVOS E HIPÓTESIS

RESUMEN DE MARCO METODOLÓGICO

INTRODUCCIÓN

1. SUBESTACIONES DE TRANSFORMACIÓN

1.1. Elementos y diseño de una subestación

1.1.1. Transformadores

1.1.1.1. Transformadores de potencia

1.1.1.1. Transformadores de corriente

1.1.1.2. Transformadores de potencial

1.1.1.3. Reguladores

1.1.2. Equipos de maniobra

1.1.3. Interruptores

1.1.3.1. Seccionadores

1.1.4. Equipos de protección

1.1.4.1. Pararrayos

1.1.4.2. Relevadores

2. DESCRIPCION DEL PROYECTO AMPLIACION SUBESTACIÓN PRÓCERES

- 2.1. Condición actual
- 2.2. Descripción de la ampliación

3. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

- 3.1. Fundamentos de los tipos de tecnologías
 - 3.1.1. Subestaciones aisladas en aire
 - 3.1.2. Subestaciones aisladas en gas
- 3.2. Resoluciones vigentes
- 3.3. Actualización de las resoluciones vigentes al año 2020
- 3.4. Cálculo de los peajes
 - 3.4.1. Subestación actual tecnología aislada en aire
 - 3.4.2. Subestación ampliada tecnología aislada en aire
 - 3.4.3. Subestación ampliada tecnología aislada en gas
- 3.5. Cálculo de Valor Nuevo de Reemplazo
 - 3.5.1. Subestación actual aislada en aire
 - 3.5.2. Subestación ampliada tecnología aislada en aire
 - 3.5.3. Subestación ampliada tecnología aislada en gas
- 3.6. Análisis financiero

4. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

5. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

REFERENCIAS

ANEXOS

9. METODOLOGÍA

Este tipo de estudio es no experimental, está basado en lo especificado en la Ley General de Electricidad y tiene como variable el peaje, con lo cual se espera conocer los valores de la subestación Próceres actual y ampliada, con la finalidad de determinar su impacto.

Se analizarán dos tipos de variables las cualitativas serán el aislamiento en aire y el aislamiento en gas y Gabinetes con interruptores con cámara de extinción al vacío. Las variables cuantitativas, serán el valor nuevo de reemplazo, el peaje, tasa de actualización, anualidad, operación y mantenimiento.

9.1. Características del estudio

A continuación, se detallan los elementos metodológicos que se considerarán en el análisis de inversiones en infraestructura de transmisión en subestación Próceres de 69/13.8 kV al considerar la remuneración de peaje regulado.

9.1.1. Enfoque

El enfoque del estudio propuesto es cuantitativo ya que se realizará el análisis de inversiones en infraestructura de transmisión en subestación Próceres determinará el impacto financiero de la ampliación de la subestación Próceres.

9.1.2. Alcance

Es correlacional dado que por medio de esta investigación se podrá conocer el impacto de la nueva tecnología en el peaje.

9.1.3. Diseño

Será no experimental, pues la información del análisis de inversiones en infraestructura de transmisión en subestación Próceres de 69/13.8 kV al considerar la remuneración de peaje regulado se analizará en su estado original sin ninguna manipulación.

9.2. Unidades de análisis

La unidad de análisis es el peaje, se calculará el peaje de la subestación actual, el peaje de la subestación ampliada y se calculará la diferencia de ambos, para determinar el impacto del proyecto.

9.3. Variables

Las variables en estudio se describen a continuación:

Tabla V. **Definición de las variables**

Variable	Definición teórica	Definición operativa
Peaje	Es el pago que devenga el propietario de las instalaciones de transmisión	Se obtendrá de las los modelos de UPES definidos por la CNEE de las resoluciones vigentes
Tecnología aislada en aire	Equipo que utiliza el aire como medio de aislamiento	Sus costos se obtendrán de las resoluciones vigentes
Tecnología aislada en gas	Equipo que utiliza hexafluoruro de azufre como medio de aislamiento	Sus costos se obtendrán de las resoluciones vigentes
Gabinetes con interruptores con cámara de extinción al vacío	Equipos que se utilizan para el equipamiento de 13.8 kV	Sus costos se obtendrán de las resoluciones vigentes
Valor Nuevo de Reemplazo	Es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización	Se calculará en base a lo que dije la Ley General y su Reglamento
Tasa de Actualización	la tasa de costo de capital que determine la Comisión	Se utilizará la tasa de actualización de indicada en la resolución vigente
Anualidad	Se calcula sobre la base del Valor Nuevo de Reemplazo, la tasa de actualización y una vida útil de 30 años.	Se calculará en base a lo que indica la Ley General de Electricidad
Administración, Operación y Mantenimiento	Se calcula como el 3 % del Valor Nuevo de Reemplazo	Se utilizará el valor indicado en el Reglamento de la Ley General de Electricidad

Fuente: elaboración propia.

- ¿Cuáles son los fundamentos de los tipos de tecnologías adecuadas para la realización de una ampliación a la capacidad de la subestación Próceres?

Tabla VI. **Clasificación de las variables**

Criterio Variable	Categórica		Numérica		Manipulable	Observable	Nivel de Medición
	Dicotómica	Policotómica	Discreta	Continua			
Tecnología	X					X	Nominal
Resistencia dieléctrica				X		X	Intervalo

Fuente: elaboración propia.

- ¿Cuál es el valor nuevo de reemplazo de la ampliación de la subestación con cada una de las tecnologías?

Tabla VII. **Variables de inversión por tecnología**

Criterio Variable	Categórica		Numérica		Manipulable	Observable	Nivel de Medición
	Dicotómica	Policotómica	Discreta	Continua			
VNR				X		X	Intervalo
Anualidad				X		X	Intervalo

Fuente: elaboración propia.

- ¿Cuál es valor del peaje de la ampliación de la subestación Próceres con cada una de las tecnologías?

Tabla VIII. **Variables de peaje por tecnología**

Criterio Variable	Categórica		Numérica		Manipulable	Observable	Nivel de Medición
	Dicotómica	Policotómica	Discreta	Continua			
Peaje				X		X	Intervalo
O&M				X		X	Intervalo

Fuente: elaboración propia.

- ¿Cuál es el análisis financiero de recuperación de la inversión y las mejoras que se deberían considerar en el peaje actual?

Tabla IX. **Variables financieras**

Criterio Variable	Categórica		Numérica		Manipulable	Observable	Nivel de Medición
	Dicotómica	Policotómica	Discreta	Continua			
VNR				X		X	Intervalo
Peaje				X		X	Intervalo

Fuente: elaboración propia.

9.4. Fases del estudio

El proceso para alcanzar los objetivos propuestos de la investigación será en función de las resoluciones de los peajes vigentes.

9.4.1. Fase 1: revisión de las resoluciones

En esta fase, se recopilarán las resoluciones vigentes, las cuales son del mes de enero 2019, que se utilizarán para poder obtener el peaje vigente de la subestación Próceres y las unidades de propiedad estándar que se emplearán para calcular el peaje de la ampliación de la subestación Próceres.

9.4.2. Fase 2: actualización de las resoluciones

Por medio de las fórmulas de ajuste automático, se actualizarán las Unidades de Propiedad estándar al año 2020.

9.4.3. Fase3: identificación de las unidades de propiedad estándar

Se identificarán las Unidades de Propiedad Estándar a utilizar en la integración de la subestación Próceres, tanto para la subestación actual como la ampliación.

9.4.4. Fase 4: integración de los costos de peaje y VNR

Se integrará los costos de peaje y de Valor Nuevo de Reemplazo de la subestación actual y de la ampliación de la subestación con tecnología aislada en gas.

9.4.5. Fase 5: evaluación financiera

Se realizará el análisis financiero de recuperación de la inversión.

9.4.6. Fase 6: análisis de resultados

Se analizarán los resultados y se determinará cual es el efecto económico de realizar la ampliación en subestación Próceres.

10. TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE INFORMACIÓN

Se tomarán como base de la investigación, la obtención de las resoluciones vigentes CNEE-11-2019, CNEE-12-2019 y CNEE-112-2020. Con la finalidad de obtener los datos de Peaje del sistema secundario de los Transportistas en las cuales se encuentran agrupados los peajes de cada uno de los distintos tipos de Unidades de Propiedad Estándar de cada una de las subestaciones.

De esta información se seleccionará los peajes de cada una de las Unidades de Propiedad Estándar correspondientes a la subestación Próceres, con la finalidad de tener el valor actual de la subestación Próceres.

Posteriormente se procederá a identificar para cada parte de la ampliación de la subestación su equivalente en peaje, tomar en cuenta las características de que los nuevos equipos ya no serán convencionales y se incluirá el cambio de tecnología, con lo cual se construirá el valor de peaje de la nueva subestación.

Posteriormente por medio de lo indicado en el artículo 66, 67 y 79 de la Ley General de Electricidad, se procederá a calcular el valor nuevo de reemplazo de los activos de la subestación tanto para la subestación actual como para la subestación ampliada.

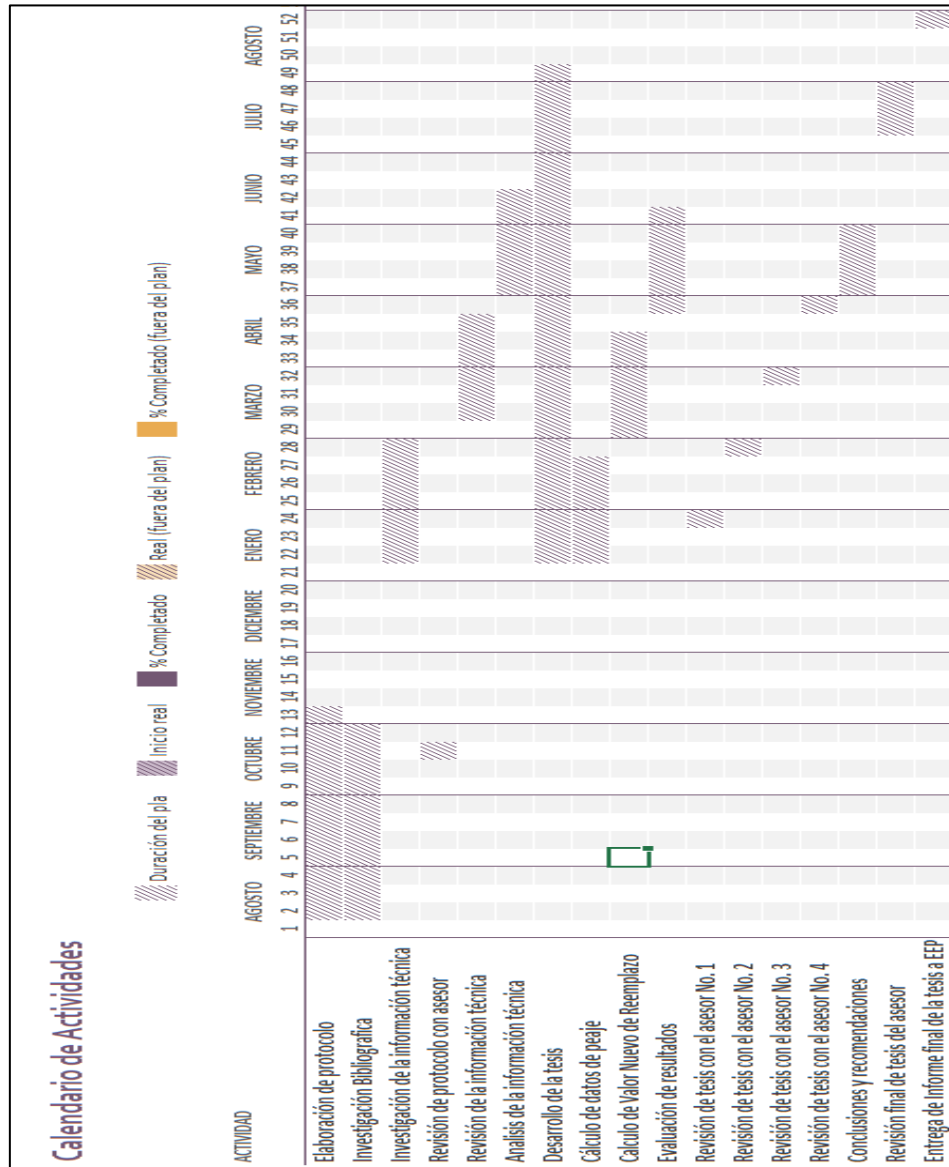
Los resultados y conclusiones que se esperan obtener de esta investigación son:

- Establecer los fundamentos de los tipos de tecnologías adecuadas para la realización de una ampliación a la capacidad de la subestación Próceres.

- Definir el valor nuevo de reemplazo de la ampliación de la subestación con cada una de las tecnologías.
- Establecer el valor de peaje de la ampliación de la subestación Próceres con cada una de las tecnologías.
- Realizar el análisis financiero de recuperación de la inversión y las mejoras que se deberían considerar en el peaje actual.

11. CRONOGRAMA

Figura 8. Cronograma de actividades



Fuente: elaboración propia.

12. FACTIBILIDAD DEL ESTUDIO

Se cuenta con los recursos tecnológicos necesarios, el acceso a la información técnica es pública por lo que no es necesario ningún permiso y se cuenta con el financiamiento necesario por parte del investigador para llevar a cabo la tesis.

Tabla X. Recursos tecnológicos

Recurso	Descripción	Cuantificación	Costo estimado en quetzales	Fuente de financiamiento
Humano	Investigador	400 horas Q25/h	Q 10,000.00	
	Asesor	40 horas	Q 1,000.00	Investigador
Tecnológico	Computador	10 meses	Q 1,000.00	Investigador
	Celular	10 meses	Q 500.00	Investigador
	Internet	10 meses	Q 400.00	Investigador
Acceso a la información permisos	Privada y Pública			
	N/A			
Infraestructura	Oficina			
Transporte	Vehículo personal		Q 500.00	Investigador
Viáticos	Reuniones	3 reuniones	Q 600.00	Investigador
Software	Anti plagio	US\$ 27	Q 213.23	Investigador
	Antivirus	Proporcional	Q 100.00	Investigador
	Licencia Windows	Proporcional	Q 200.00	Investigador
Impresiones	Impresiones parciales	1 Resma de papel, impresora y Tinta	Q 500.00	Investigador
SUB TOTAL			Q 15,013.23	
Imprevistos	5 % del subtotal		Q 750.66	Investigador
TOTAL			Q 15,763.89	

Fuente: elaboración propia.

13. REFERENCIAS

1. Acuerdo Gubernativo 256-97. *Reglamento de la Ley General de Electricidad*. Diario de Centroamérica. Guatemala. 2 de abril de 1997.
2. Acuerdo Gubernativo 299-98. *Reglamento del Administrador el Mercado Mayorista*. Diario de Centro América. Guatemala. 1 de junio de 1998.
3. CNEE 11-2019. (14 de enero de 2019). *Valor Máximo del Peaje del Sistema Secundario del Instituto Nacional de Electrificación –INDE-, en su calidad de propietario 2de la EMPRESA DE TRANSPORTE Y CONTROL DE ENERGIA ELÉCTRICA DEL INDE –ETCEE-*. Guatemala: Diario de Centroamérica.
4. CNEE 521-01. (6 de abril de 2006). *Resolución de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica número 78-2006. Norma de Coordinación Comercial Número 9. Asignación y Liquidación del Peaje en los sistemas de Transporte Principal y Secundarios, y cargos por uso del primer sistema de transmisión regional*. Guatemala: Diario de Centroamérica.

5. CNEE-11-2019. (8 de enero de 2019). *Valor Máximo del Peaje del Sistema Secundario del Instituto Nacional de Electrificación –INDE-, en su calidad de propietario de la EMPRESA DE TRANSPORTE Y CONTROL DE ENERGIA ELÉCTRICA DEL INDE –ETCEE-*. Guatemala Diario de Centroamérica. Recuperado de <https://www.cnee.gob.gt/pdf/resoluciones/2019/CNEE%20011%202019.pdf>
6. CNEE-112-2020. (23 de abril de 2020). *Se acuerda adicionar al Valor Máximo del Peaje del Sistema Secundario de Transportista Eléctrica Centroamericana, Sociedad Anónima –TRELEC-*. Guatemala: Diario de Centro América, número 40,237.
7. CNEE-12-2019. (8 de enero de 2019). *Valor Máximo del Peaje del Sistema Secundario de Transportista Eléctrica Centroamericana, Sociedad Anónima –TRELEC-*. Guatemala: Diario de Centro América. Recuperado de <https://www.cnee.gob.gt/pdf/resoluciones/2019/CNEE%20012%202019.pdf>
8. CNEE-12-2019. (8 de enero de 2019). *Valor Máximo del Peaje del Sistema Secundario de Transportista Eléctrica Centroamericana, Sociedad Anónima –TRELEC-*. Guatemala: Diario de Centro América.
9. CNEE-263-2012. (21 de noviembre de 2012). *Tasa de Actualización (TAI) para la determinación de tarifas de la Actividad de Distribución*. Guatemala: Diario de Centro América, hoja 84.

10. Congreso de la República de Guatemala. (31 de mayo de 1985). *Constitución Política de la República de Guatemala*. Guatemala.
11. Decreto 93-96. *Ley General de Electricidad*. Diario de Centroamérica. Guatemala, 21 de noviembre de 1996.
12. Fink y Wayne (1996). *Manual de Ingeniería Eléctrica*. México: McGraw-Hill.
13. Martín, R. (1987). *Diseño de Subestaciones Eléctricas*. México: McGraw-Hill.
14. Molina, J. (2012). *Mecanismos para la Inversión y Remuneración de la Transmisión de energía Eléctrica* (Tesis de licenciatura). Universidad Católica de Chile, Chile. Recuperado de <http://repositorio.conicyt.cl/handle/10533/190170>
15. Pérez, R. (22 de octubre de 2020). *Prueba de Tukey: en qué consiste, caso de ejemplo, ejercicio resuelto*. [Mensaje de blog]. Recuperado de <https://www.lifeder.com/prueba-de-tukey>
16. Rudnick, H. (1 de junio, 2010). Transmisión of Electric Energy: A Bibliographic Review. *IEEE Latin America Transactions*. 8(3) 245 – 258. Recuperado de https://www.researchgate.net/publication/224164165_Transmission_of_Electric_Energy_A_Bibliographic_Review
17. TRELEC (2010). *Plano de la subestación Próceres*. Guatemala: Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

