

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS DE POSTGRADO
MAESTRÍA EN FORMULACIÓN Y EVALUACIÓN DE PROYECTOS



**EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA APLICACIÓN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN
CONFIABILIDAD EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE 69 KV DE LAS
EMPRESAS QUE PRESTAN EL SERVICIO EN GUATEMALA**



AUTOR: ING. JOSÉ DAVID MAZARIEGOS MURCIA

Guatemala, abril de 2021

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS DE POSTGRADO
MAESTRÍA EN FORMULACIÓN Y EVALUACIÓN DE PROYECTOS



**EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA APLICACIÓN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN
CONFIABILIDAD EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE 69 KV DE LAS
EMPRESAS QUE PRESTAN EL SERVICIO EN GUATEMALA**

Tesis para la obtención del Grado de Maestro en Ciencias, con base en el "INSTRUCTIVO DE TESIS PARA OPTAR AL GRADO ACADÉMICO DE MAESTRO EN CIENCIAS", actualizado y aprobado por la Honorable Junta Directiva de la Facultad de Ciencias Económicas, el 15 de octubre de 2015, según Numeral 7.8 Punto SEPTIMO del Acta No. 26-2015 y ratificado por el Consejo Directivo del Sistema de Estudios de Postgrado de la Universidad de San Carlos de Guatemala, según Punto 4.2, sub-incisos 4.2.1 y 4.2.2 del Acta 14-2

ASESOR: ING. MSC. RICARDO GIRÓN



AUTOR: ING. JOSÉ DAVID MAZARIEGOS MURCIA

Guatemala, abril de 2021

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA

FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS

HONORABLE JUNTA DIRECTIVA

Decano: Lic. Luis Antonio Suárez Roldán
Secretario: Lic. Carlos Roberto Cabrera Morales
Vocal I: LIC. Carlos Alberto Hernández Gálvez
Vocal II: Doctor. Byron Giovanni Mejía Victorio
Vocal III: Vacante
Vocal IV: Br. Cc.LI. Silvia María Oviedo Zacarías
Vocal V: P. C. Omar Oswaldo García Matzuy

TRIBUNAL EXAMINADOR

QUE REALIZÓ EL EXAMEN PRIVADO DE TESIS

Presidente: MSc. Carlos Humberto Valladares Gálvez
Secretario: Msc. Karen Marleni Ortiz López
Vocal: Dr. Edgar Laureano Juárez Sepúlveda



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ciencias Económicas
Escuela de estudios de postgrado



Guatemala, 26 de octubre de 2020

MSc. Carlos Humberto Valladares Gálvez
Director
Escuela de Estudios de Postgrado
Maestría de Formulación y Evaluación de Proyectos

Estimado director:

Me permito dar aprobación y visto bueno al trabajo de tesis titulado: **EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA “MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD” EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE 69 KV DE LAS EMPRESAS QUE PRESTAN EL SERVICIO EN GUATEMALA**, desarrollado por el maestrando **Jose David Mazariegos Murcia**, que se identifica con número de carnet **200611364**; el trabajo cumple con los requisitos establecidos para ser evaluado en el examen general privado de tesis.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

Ing. MSc. Ricardo Alfredo Girón Solórzano

Asesor de Tesis

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE
CIENCIAS ECONÓMICAS

Edificio "s-8"
Ciudad Universitaria, Zona 12
Guatemala, Centroamérica

J.D-TG. No. 0670-2021
Guatemala, 20 de agosto del 2021

Estudiante
José David Mazariegos Murcia
Facultad de Ciencias Económicas
Universidad de San Carlos de Guatemala

Estudiante:

Para su conocimiento y efectos le transcribo el Punto Quinto, inciso 5.1, subinciso 5.1.1 del Acta 16-2021, de la sesión celebrada por Junta Directiva el 11 de agosto de 2021, que en su parte conducente dice:

"QUINTO: ASUNTOS ESTUDIANTILES

5.1 Graduaciones

5.1.1 Elaboración y Examen de Tesis y/o Trabajo Profesional de Graduación

Se tienen a la vista las providencias de las Escuelas de Contaduría Pública y Auditoría, Administración de Empresas y Estudios de Postgrado; en las que se informa que los estudiantes que se indican a continuación, aprobaron el Examen de Tesis y/o Trabajo Profesional de Graduación, por lo que se trasladan las Actas de los Jurados Examinadores y los expedientes académicos.

Junta Directiva acuerda: 1º. Aprobar las Actas de los Jurados Examinadores. 2º. Autorizar la impresión de tesis, Trabajos Profesionales de Graduación y la graduación a los estudiantes siguientes:

ESCUELA DE ESTUDIOS DE POSTGRADO

Maestría en Formulación y Evaluación de Proyectos

	Nombre	Registro Académico	Título de Tesis
Ref. 37-2021	<u>José David Mazariegos Murcia</u>	200611364	EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE 69 KV DE LAS EMPRESAS QUE PRESTAN EL SERVICIO EN GUATEMALA

...
3º. Manifiestar a los estudiantes que se les fija un plazo de seis meses para su graduación.

"D Y ENSEÑAD A TODOS"
LIC. CARLOS ROBERTO CABRERA MORALES
SECRETARIO



M.Ch

AGRADECIMIENTOS

DIOS	Por darme la oportunidad de seguir adelante con mis metas y sueños.
MI AMADA ESPOSA	Ana Gabriela Mendizabal Calderón, gracias por ser mi todo. Tu amor, tu apoyo, paciencia y motivación me alientan cada día.
MI HIJO	José David Mazariegos Mendizabal, por darme tanta felicidad y hacerme olvidar todas las preocupaciones.
MIS PADRES	José David Mazariegos Hernández y Miriam Amanda Murcia Lemus, gracias por darme la vida y enseñarme los caminos de Dios y enseñarme el valor del estudio académico.
FAMILIARES Y AMIGOS	Miriam Elizabeth Mazariegos Murcia, Lisseth Nohemí Mazariegos Murcia y Lisbeth Eunice Mazariegos Murcia por el apoyo incondicional.
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS	Por brindarme una educación superior de calidad y excelencia.
UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA	Por haberme otorgado la dicha de ser un profesional al servicio de Guatemala y disfrutar de estos momentos que recordaré por siempre.

ACRONIMOS

Acrónimo	Significado
AAAC	All Aluminium Alloy Conductor
AAC	All Aluminium Conductor
ACSR	Aluminium Conductor Steel Reinforced
AMM	Administrador del Mercado Mayorista
C	Clase
CAUE	Costo Anual Uniforme Equivalente
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
DTIF	Duración Total de Interrupciones Forzadas
E	Campo eléctrico
E	Environment
EGEE	Empresa de Generación de Energía Eléctrica
F	Función
FE	Flujo de efectivo
FF	Falla Funcional
FSI	Flujo de salida inicial
H	Campo magnético
H	Hide
INDE	Instituto Nacional de Electrificación
IPC	Indice de precios del consumidor
IR	Indice de Rentabilidad
km	Kilometro
kV	Kilo Voltios
LGE	Ley General de Electricidad
m	Mentro
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MF	Modo de falla
MW	Mega Watt
NTCSTS	Norma Técnica de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones

NTDOID	Norma Técnica de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución
NTDOST	Norma Técnica de Diseño y Operación del Sistema de Transporte
NTIF	Número Total de Interrupciones Forzadas
O	Operation
PPI	Productor price index
PR	Período de Recuperación
Q	Quetzal
RCM	Reability Centred Maintenance
S	Security
STEE	Sistema de Transporte de Energía Eléctrica
TIR	Tasa Interna de Retorno
TMAR	Tasa mínima aceptable de retorno
VPN	Valor Presente Neto

CONTENIDO

RESUMEN.....	i
INTRODUCCIÓN.....	iii
1. ANTECEDENTES.....	1
2. MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL	4
2.1. Evaluación financiera de los proyectos de inversión	4
2.1.1. Proyectos de inversión	4
2.1.2. Estudio financiero	5
2.1.3. Flujo de caja	5
2.1.4. Herramientas para la evaluación financiera.....	6
2.2. Sistema de energía eléctrica	15
2.3. Subsector eléctrico nacional.....	16
2.3.1. Marco institucional.....	16
2.3.2. Marco legal	18
2.3.3. Agentes del Mercado Mayorista	19
2.4. Líneas de transmisión de energía eléctrica	20
2.4.1. Clasificación de líneas de transmisión de energía eléctrica	21
2.4.2. Sistema de peaje para el servicio de transporte de energía eléctrica.....	23
2.4.3. Mantenimiento de líneas de transmisión de energía eléctrica	24
2.4.4. Calidad del servicio y sanciones.....	27
2.4.5. Calidad del producto técnico	31
2.5. Mantenimiento centrado en confiabilidad	33
2.5.1. Aplicación de RCM	35
2.5.2. Beneficios de RCM.....	35

3.	METODOLOGÍA.....	36
3.1.	Definición del problema	36
3.2.	Justificación	37
3.3.	Objetivos de investigación	39
3.3.1.	Objetivo general.....	39
3.3.2.	Objetivos específicos.....	39
3.4.	Hipótesis.....	39
3.4.1.	Variables independientes	40
3.4.2.	Variables dependientes	40
3.5.	Métodos, técnicas e instrumentos	40
3.5.1.	Método científico.....	40
3.5.2.	Técnicas de investigación.....	41
3.6.	Limitantes en el desarrollo de la investigación	43
4.	APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA “MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD” EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE 69 KV DE LAS EMPRESAS QUE PRESTAN EL SERVICIO EN GUATEMALA	44
4.1.	Contexto operacional.....	44
4.1.1.	Selección del activo	44
4.1.2.	Características de la línea de transmisión	49
4.2.	Análisis RCM	51
4.2.1.	Definición de funciones y fallas funcionales	51
4.2.2.	Resultados.....	58
5.	EVALUACIÓN FINANCIERA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE RCM EN UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	62
5.1.	Supuestos.....	62
5.1.1.	Tasa de actualización de ingresos.....	62

5.1.2.	Tasa de actualización de costos del productor.....	66
5.1.3.	Tasa de rendimiento requerida.....	66
5.2.	Situación sin proyecto.....	67
5.2.1.	Egresos proyectados.....	67
5.2.2.	Ingresos proyectados.....	68
5.2.3.	Determinación del flujo de fondos.....	69
5.2.4.	Estimación de indicadores financieros.....	71
5.3.	Situación sin proyecto optimista.....	72
5.3.1.	Ingresos proyectados.....	72
5.3.2.	Determinación del flujo de fondos.....	72
5.3.3.	Estimación de indicadores financieros.....	74
5.4.	Situación sin proyecto pesimista.....	75
5.4.1.	Egresos proyectados.....	75
5.4.2.	Determinación del flujo de fondos.....	75
5.4.3.	Estimación de indicadores financieros.....	77
5.5.	Situación con proyecto.....	78
5.5.1.	Inversión inicial fija.....	78
5.5.2.	Presupuesto de capital con proyecto.....	80
5.5.3.	Ingresos proyectados.....	84
5.5.4.	Beneficios o ahorros.....	84
5.5.5.	Determinación del flujo de fondos proyectado.....	85
5.5.6.	Estimación de indicadores financieros.....	88
5.6.	Situación con proyecto optimista.....	89
5.6.1.	Inversión inicial fija.....	89
5.6.2.	Determinación del flujo de fondos proyectado.....	90

5.6.3.	Estimación de indicadores financieros.....	92
5.7.	Situación con proyecto pesimista	93
5.7.1.	Egresos proyectados	93
5.7.2.	Determinación del flujo de fondos proyectado	94
5.7.3.	Estimación de indicadores financieros.....	96
5.8.	Situación con proyecto ampliado	97
5.8.1.	Determinación del flujo de fondos proyectado	97
5.8.2.	Estimación de indicadores financieros.....	99
5.9.	Análisis probabilístico con modelo de simulación Monte Carlo	100
5.10.	Comparación de resultados financieros de los distintos escenarios de proyectos	102
	CONCLUSIONES.....	105
	RECOMENDACIONES	106
	BIBLIOGRAFÍA.....	107
	EGRAFÍA	109
	ANEXO 1	111
	ANEXO 2	117
	ANEXO 3	120
	ANEXO 4	122
	ÍNDICE DE TABLAS.....	125
	INDICE DE FIGURAS	128

RESUMEN

Una falla en una línea de transmisión de energía eléctrica puede provocar la pérdida de suministro de decenas de miles de usuarios, por lo que su mantenimiento debe realizarse con la mejor metodología posible, sin embargo, antes de implementar una metodología es necesario realizar una evaluación financiera para conocer si su aplicación es viable o no.

La presente investigación se realizó con base en el método científico, realizando primeramente el planteamiento del problema, seguido de la definición de objetivos de investigación, comprobación de hipótesis, delimitándose a las líneas de transmisión de 69,000 voltios de las empresas que prestan sus servicios en el país de Guatemala. Los resultados de esta investigación son aplicables para las empresas transportistas guatemaltecas que posean líneas de transmisión de 69kV y que deseen aplicar la metodología de mantenimiento centrado en confiabilidad a sus activos.

La metodología de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM), ofrece notables beneficios para la calidad del servicio, seguridad de las personas y medio ambiente, así como maximizar la continuidad del servicio. En Guatemala ninguna empresa transportista ha implementado esta metodología, por lo que se hace necesario realizar una investigación que permita a los transportistas tomar la decisión de implementar esta metodología.

Los resultados más importantes y principales conclusiones de la investigación realizada son los siguientes: al implementar la metodología RCM en el mantenimiento de una línea de transmisión de 69kV con una longitud de 3.8 km, tiene un costo anual uniforme equivalente de 271.07 miles de quetzales. Al evaluar los flujos proyectados con una tasa de rendimiento esperada de 7% se obtuvieron los siguientes resultados de la situación con proyecto: el VPN fue de -864.36 miles de quetzales, lo que indica que el proyecto no es rentable y genera pérdidas para la empresa. El IR fue de 0.55, lo que indica que por cada unidad invertida se tendrá una pérdida de 0.45 unidades.

El CAUE de 271.07 miles de quetzales, muy superior a la situación sin proyecto. Se obtuvo una TIRM de -17%, tasa muy inferior a la tasa de rendimiento esperada y, por último, un PR superior a la vida útil del proyecto por lo que se concluye que el proyecto no es viable financieramente.

Además, se realizó la evaluación financiera con escenarios optimista y pesimista para la situación sin proyecto y con proyecto, así como un escenario para la línea de transmisión de energía eléctrica de mayor longitud que opera en la red de transmisión de Guatemala.

En los tres escenarios, real, optimista y pesimista, para la situación sin proyecto, el VPN fue positivo con valores entre Q456.48 y Q514.53 miles de quetzales. Sin embargo, para la situación con proyecto se obtuvieron resultados negativos entre -Q513.32 y -Q1140.48. Lo que indica que el proyecto no es rentable en ningún escenario planteado.

El índice de rentabilidad para la situación sin proyecto se mantuvo entre 1.78 y 1.89, por lo que el proyecto produce ganancias en el orden de entre 0.78 y 0.89 unidades por cada unidad invertida. En concordancia con el VPN, para la situación con proyecto, el IR fue inferior a 1 en todos los escenarios planteados, siendo el escenario con proyecto ampliado el que tuvo un mejor resultado de 0.96, sin embargo, sigue generando pérdidas para la empresa. Posteriormente se realizó un análisis probabilístico utilizando el modelo de simulación Monte Carlo, el cual validó los resultados antes mencionados.

Finalmente, se demostró que la presente investigación permite a los transportistas, que prestan sus servicios en Guatemala y poseen líneas de transmisión de 69 kV, tomar decisiones acertadas sobre la implementación de la metodología de mantenimiento centrado en confiabilidad, asegurando la confiabilidad del resultado de la evaluación financiera.

INTRODUCCIÓN

La humanidad cada vez más se vuelve dependiente de la tecnología y automatismos que a su vez dependen de la electricidad para poder funcionar; la forma moderna de hacer negocios y proyectos, aunado a situaciones imprevistas como la pandemia sufrida en el año 2020 por Covid-19, crea una mayor dependencia de este servicio vital para toda entidad y persona; por lo tanto, las empresas del sector eléctrico deben implementar las mejores prácticas para mantener sus activos operando ininterrumpidamente y brindar así a sus usuarios el servicio que necesitan.

El mantenimiento centrado en confiabilidad, de ahora en adelante llamado RCM por sus siglas en inglés, se define como “un proceso utilizado para determinar qué se debe hacer para asegurar que cualquier activo físico continúe haciendo lo que sus usuarios quieren que haga en su contexto operacional actual” (Moubray, 2004, pág. 9).

Esta metodología ofrece grandes beneficios al sector eléctrico, sin embargo, no se tiene conocimiento claro del costo de su aplicación en el mercado nacional por lo que es necesario realizar un análisis y evaluación financiera de su aplicación para que las empresas del sector eléctrico del país evalúen la posibilidad de su implementación.

La presente investigación busca realizar una evaluación financiera de la aplicación de la metodología de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad de líneas de transmisión de energía eléctrica de las empresas que prestan el servicio en Guatemala, para determinar la rentabilidad o pérdida generada por dicho mantenimiento.

Se realizó la evaluación financiera en una línea de 69kV debido a que este tipo de líneas ocupa el 60% del total de líneas en el país.

Para la realización de esta investigación se utilizó la fase indagatoria, demostrativa y expositiva del método científico y las técnicas de investigación documental y de campo.

En el capítulo uno se expresan los antecedentes de la investigación, se muestran las conclusiones de varios documentos vinculados con el tema de investigación.

En el capítulo dos se ostenta el contenido del marco teórico conceptual, donde se despliegan todos los conceptos que serán de ayuda al lector para tener una mayor comprensión del trabajo de investigación.

En el capítulo tres se desarrolla la metodología empleada en la investigación, en este capítulo se encuentra la definición del problema, justificación, objetivos de investigación, hipótesis y los métodos y técnicas utilizados.

En el capítulo cuatro se desarrolla la aplicación de la metodología de mantenimiento centrado en confiabilidad para una línea de transmisión de 69kV ubicada en la ciudad de Guatemala.

Seguidamente, en el capítulo cinco se presenta la evaluación financiera realizada a la aplicación de la metodología RCM en los escenarios realista, optimista y pesimista para la situación sin proyecto, con proyecto y con proyecto ampliado y una simulación Monte Carlo para evaluar probabilísticamente el proyecto.

Posteriormente se encuentran las conclusiones y recomendaciones de la investigación, las cuales esencialmente indican que la aplicación de RCM en líneas de transmisión de 69kV presenta resultados inferiores a los esperados en la evaluación financiera en todos los escenarios planteados.

Y para concluir se presentan la bibliografía y egrafía utilizadas como fuentes de información primaria y secundaria para el desarrollo de esta investigación, seguida de los anexos e índices de tablas y figuras.

1. ANTECEDENTES

La construcción de los antecedentes está vinculada con la evaluación financiera de la aplicación de la metodología “Mantenimiento Centrado en Confiabilidad” o RCM por sus siglas en inglés *Reability Centred Maintenance*, en líneas de transmisión de energía eléctrica. A partir de esta delimitación, se ha realizado una exhaustiva recopilación de estudios, libros, artículos y publicaciones en sitios web para conocer los estudios que han incursionado en este campo investigativo y determinar las conclusiones a las cuales éstos han llegado.

La metodología RCM no fue creada para efficientizar costos, sino para hacer más confiables a los activos de una empresa. Además, la aplicación de esta metodología debe hacerse a la medida en cada empresa, por lo que es muy complicado comparar el costo de la implementación que tuvo en una empresa con otra, a menos que, sus contextos operacionales sean muy similares y que las expectativas de lo que debe hacer el equipo a mantener sean similares (Moubray, 2004, pág. 7). También, por temas de competitividad, las empresas no comparten sus planes de mantenimiento, ni mucho menos sus costos, por lo que no existe en el medio algún informe que aclare si el costo de la aplicación de RCM se compensa con los beneficios que provee.

Soporte y Compañía es una empresa colombiana certificada por ALADON, para asesorar y promover el RCM en Latinoamérica. ALADON es una red global de profesionales de confiabilidad de activos (RCM), certificados en la entrega equipos enfocados en metodologías basadas en el riesgo y confiabilidad para todos los activos clave de sus clientes llamada.

En la página web de Soporte y Compañía, mencionan los múltiples beneficios de la aplicación de RCM en la industria, muestra además testimonios de clientes que expresan de igual forma las ventajas de la aplicación de RCM en sus empresas (Compañía, 2020, pág. 2).

Soporte y Compañía, en su cartera de clientes del sector eléctrico, figura la empresa de generación de energía eléctrica (EGEE) del Instituto Nacional de Electrificación de

Guatemala (INDE), la cual ha aplicado RCM en sus procesos de mantenimiento, sin embargo, no ha hecho ninguna publicación al respecto de sus resultados. También figuran empresas del sector de bebidas como Coca Cola y del sector manufactura Kimberly-Clark, empresas con operaciones en Guatemala que han implementado esta metodología, sin embargo, tampoco han realizado publicaciones al respecto.

La empresa Ellmann-sueiro y asociados, al igual que Soporte y Compañía, trabaja en conjunto con ALADON, en su artículo: “Costo-Beneficio de la implantación de RCM 2”, además de dar una explicación de los mitos y problemas de la medición del costo – beneficio, presenta varios casos de análisis con cantidades supuestas y sin respaldo, que demuestran ahorros significativos luego de la implementación de RCM en algunas actividades específicas y las generaliza, dando a entender que esa tendencia se puede extrapolar en todas las actividades de mantenimiento y generar así un ahorro sustancial a la empresa (Ellmann, 2017, pág. 2).

Uno de los inconvenientes de la implementación de RCM, es la inversión inicial, en la cual se requiere de profesionales dedicados por más de 10 meses en la elaboración del análisis, esta inversión inicial, se vuelve rentable compensándose con las mejoras en la producción y disminución del costo de mantenimiento (Garrido, 2016, pág. 4).

Para la implementación de RCM se necesita un equipo multidisciplinario dedicado por un tiempo prolongado, también se debe instaurar una nueva cultura de prevención, lo que en algunos países no es fácil, además se requiere del trabajo en equipo, lo cual implica un reto. La implementación de la metodología es un proceso arduo, pero con resultados que superan las expectativas entre las cuales está la reducción de costos de refacciones y mano de obra. (Medina, 2016, pág. 5).

José Zorrilla Salas, en su trabajo de tesis luego de realizar una comparación económica de la situación actual y la situación con la aplicación de RCM concluye en un aumento del 51% de presupuesto total dedicado al mantenimiento de una línea de transmisión de 500kV ubicada en Arequipa, Perú (SALAS, 2019, pág. 45). Lo cual contradice lo indicado por Santiago García Garrido.

En toda la bibliografía revisada no se encontró ninguna evaluación financiera de la metodología RCM aplicada a líneas de transmisión de Guatemala, se encontraron únicamente tesis de implementación de RCM en subestaciones.

2. MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL

A continuación, se desarrolla la recopilación de antecedentes, investigaciones previas y consideraciones teóricas que son el soporte teórico, contextual y legal de los conceptos que se utilizaron en esta investigación.

2.1. Evaluación financiera de los proyectos de inversión

La evaluación financiera es el estudio e investigación de los niveles de rentabilidad de un proyecto, utilizando cada factor como el presupuesto de capital, utilidad neta, estados financieros proyectados, balance general, estado de resultados de los ingresos, los costos en los que se incurre, estructura y condición de financiamiento, determinando también si el proyecto es sujeto de crédito ante la posible necesidad de financiamiento.

El objetivo de esta evaluación es la determinación de los riesgos, beneficios y ganancias que se obtendrán. “Con la evaluación se podrá identificar, valorar y comparar entre sí los montos económicos de las distintas alternativas, de tal manera que se pueda tomar la decisión más acertada” (CUEVAS, 2018, pág. 2).

Las evaluaciones financieras constituyen una parte medular del estudio de factibilidad de un proyecto de inversión y en la mayoría de los casos de su viabilidad depende que el empresario decida llevar a cabo su implementación, o bien que el intermediario financiero decida otorgar un crédito. Su objetivo consiste en determinar la viabilidad financiera que tiene el proyecto en términos de la recuperación del capital invertido, de la capacidad de pago de los créditos y de conocer y ponderar los efectos que esto tendría sobre la liquidez, el rendimiento y el riesgo de la empresa (Gallardo, 2002, pág. 35).

2.1.1. Proyectos de inversión

“Los proyectos de inversión comprenden los cálculos y planes, así como la proyección de asignación de recursos financieros, humanos y materiales con la finalidad de producir un satisfactor de necesidades humanas” (Castro, 2009, pág. 9)

2.1.2. Estudio financiero

Su objetivo es ordenar, coordinar, definir y clasificar la información de tipo monetario que proporcionaron los anteriores estudios, para establecer las características financieras, con el fin de evaluar el proyecto, además de medir la rentabilidad que retorna a la inversión. Se determinan los datos monetarios sobre inversiones, ingresos de operación, costos de operación y valor residual principalmente. El estudio ayuda a diferenciar entre alternativas para recomendar la aprobación o rechazo del proyecto (Acuña, 2016, pág. 12).

2.1.3. Flujo de caja

Gustavo Acuña lo define como “un esquema que presenta sistemáticamente los ingresos y egresos registrados año por año, mes por mes o en general período a período” (Acuña, 2016, pág. 18).

Según Acuña (2016), los flujos de fondos tienen varias utilidades, entre las que se pueden mencionar:

- Ayuda a visualizar de forma general la situación de liquidez de la empresa y de sus necesidades de financiamiento externo.
- Permite realizar el cálculo de la Tasa Interna de Retorno -TIR- y el Valor Actual Neto -VAN-. En la evaluación de inversiones, se hace una estimación de flujos de fondos futuros y en empresas en marcha se pueden calcular los valores de las variables con datos reales.

Según Acuña (2016), el flujo de caja está compuesto por cuatro elementos básicos:

- Los costos de inversión o montaje del proyecto (costos iniciales). Incluye todos aquellos activos necesarios para el funcionamiento del proyecto y que no se consumen durante el proceso productivo.
- Los ingresos de operación (beneficios). Incluye los ingresos financieros, así como los ahorros y beneficios que se tengan luego de la implementación del proyecto.

- Los costos de operación (egresos). Incluye los costos de los insumos y otros costos con el fin de llevar a cabo la producción. Además, deben considerarse gastos imprevistos. Pueden dividirse en costos de producción, administración, de ventas y financieros. También pueden ser desagregados en: mano de obra, materia prima e insumos, arriendos, alquileres, costos financieros e impuestos.
- El valor de salvamento, residual o de desecho de los activos del proyecto

2.1.4. Herramientas para la evaluación financiera

“Son herramientas que permiten evaluar las inversiones de una manera objetiva y técnica, es decir, ayudan a determinar si la opción de inversión es la mejor en términos del período de tiempo que requerirá para recuperar la inversión, el rendimiento esperado, cuál es la tasa máxima de descuento que puede tolerar el proyecto sin dejar de ser rentable” (TUMAX, 2014, pág. 27).

Gustavo Acuña explica que “los indicadores financieros más utilizados para la toma de decisiones dentro de la evaluación financiera está el Valor Presente Neto, la Tasa Interna de Retorno y el Análisis Costo / Beneficio, junto con el cálculo del punto de equilibrio” (Acuña, 2016, pág. 63).

Existen algunas técnicas analíticas para la evaluación financiera de proyectos de inversión, entre las que destacan son el cálculo del Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Rendimiento (TIR), período de recuperación del efectivo y el índice de rentabilidad. Con esta metodología, se podrá identificar con mayor claridad, cuál de las alternativas de inversión resulta más favorable y en qué condiciones se realizarían, en caso de que después de ver los resultados del análisis se determine si se acepta o se rechaza el proyecto.

2.1.4.1. Valor presente neto (VPN)

“Es el valor presente de los flujos de efectivo netos de una propuesta menos el flujo de salida inicial de esa propuesta...Si el valor presente neto de un proyecto de inversión es cero o más, el proyecto se acepta; en caso contrario, se rechaza” (Horne, 2010, pág. 327).

Para determinar el VPN de un proyecto se utiliza la siguiente ecuación:

$$VPN = \frac{FC_1}{(1+i)^1} + \frac{FC_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{FC_n}{(1+i)^n} - VP_{inicial} \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

FC = Flujo de caja en los momentos indicados

i = Tasa de descuento de los FC equivalente a la tasa de retorno requerida por el proyecto.

n = Vida del proyecto expresada según el número de períodos.

Luego de realizar el cálculo del VPN de un proyecto, se deberá interpretar los resultados, para ello se presenta una breve explicación en la siguiente tabla:

Tabla 01.

Interpretación de resultados para el cálculo de valor presente neto

Resultados	Valor de la firma
VPN > 0	El valor de la firma se incrementa al implementar el proyecto. El rendimiento estimado del nuevo proyecto supera la tasa de retorno requerida por la empresa.
VPN = 0	El valor de la empresa no se modifica al adaptar el nuevo proyecto, pues este genera exactamente la tasa de retorno requerida por la empresa.
VPN < 0	El valor de la organización se disminuye al realizar el nuevo proyecto. El retorno estimado del nuevo proyecto es menor que el requerido por la firma.

Nota: La tabla número 01 puede ser utilizada para poder interpretar los resultados del cálculo del valor presente neto. Elaboración propia con datos de Acuña, G. A. (2016). *Evaluación Financiera de Proyectos*. COLOMBIA: Universidad Nacional de Colombia.

El software Excel ofrece una función para el cálculo del VPN o como es llamado en Excel valor presente neto (VNA) por sus siglas en inglés.

A continuación, se presenta la explicación del uso de esta función:

Tabla 02

Función de valor presente neto en Excel

Sintaxis	Utilícela para	Comentarios
Función VNA (tasa, valor1, [valor2],...)	Determinar el valor actual neto mediante los flujos de efectivo que se producen a intervalos regulares, por ejemplo, mensual o anualmente.	Cada flujo de efectivo, especificado como un <i>valor</i> , se produce al final de un período. Si hay un flujo de efectivo adicional al principio del primer período, debe agregarse al valor devuelto por la función NPV. Vea el ejemplo 2 en el tema de ayuda de la función VNA.

Nota: La tabla número 02 contiene una explicación sobre cómo utilizar la función para calcular el valor presente neto en Excel. Tomada de Microsoft Office (2020). Déjese llevar por el flujo de efectivo: calcular el VNA y la TIR en Excel.

Con esta función se puede calcular muy fácilmente el valor presente neto de un flujo neto de fondos.

2.1.4.2. Tasa interna de rendimiento TIR

Es la tasa de descuento que iguala el valor presente de los flujos de efectivo (FE) esperados con el flujo de salida inicial (FSI). Si el flujo de salida inicial o costo ocurre en el tiempo 0, se representa por la tasa, TIR...la TIR es la tasa de interés que descuenta la serie de flujos de efectivo netos futuros para igualar en valor presente el flujo de salida inicial (FSI) en el tiempo 0...

El criterio de aceptación que se usa en general con el método de tasa interna de rendimiento es comparar la tasa interna de rendimiento con la tasa de rendimiento requerida, conocida como la tasa de rendimiento mínimo aceptable. (Horne, 2010, pág. 326)

Para el cálculo de la TIR se requiere la utilización de una fórmula compleja por lo que se recomienda la utilización de algún programa de cálculo con Excel.

$$TIR = \sum_{T=0}^n \frac{F_n}{(1+i)^n} = 0$$

Ecuación 2

Los resultados se pueden interpretar comparando la TIR con la tasa de rendimiento mínima aceptable (TMAR). En la siguiente tabla se observan los criterios de toma de decisión:

Tabla 03

Interpretación de resultados de la tasa interna de retorno financiera

Resultados	Decisión
TIR > TMAR	El proyecto se acepta, el proyecto presenta beneficios superiores al costo de oportunidad de las alternativas de inversión.
TIR = TMAR	Es indiferente si se realiza o no el proyecto. Los beneficios apenas alcanzan a compensar el costo de oportunidad de las alternativas de inversión.
TIR < TMAR	El proyecto no alcanza a compensar el costo de oportunidad de las alternativas de inversión y por lo tanto es preferible no realizar el proyecto.

Nota: La tabla número 03 puede ser utilizada para poder interpretar los resultados del cálculo de la tasa interna de retorno financiera. Elaboración propia con datos de Acuña, G. A. (2016). *Evaluación Financiera de Proyectos*. COLOMBIA: Universidad Nacional de Colombia.

El software Excel ofrece una función para el cálculo de la TIR. A continuación, se presenta la explicación del uso de esta función:

Tabla 04

Función para calcular la tasa interna de retorno financiera en Excel

Sintaxis de la función	Utilícela para	Comentarios
Función TIR (valores, [estimación])	Determinar la tasa interna de retorno financiera mediante flujos de efectivo que se producen a intervalos regulares, por ejemplo, mensual o anualmente.	<p>Cada flujo de efectivo, especificado como un valor, se produce al final de un período.</p> <p>La TIR se calcula por medio de un procedimiento de búsqueda repetitivo que se inicia con una estimación de la TIR, especificada como una estimación, y que a continuación varía de forma repetida hasta que se obtiene una TIR correcta. El argumento estimación es opcional; Excel usa 10 % como valor predeterminado.</p> <p>Si hay más de una respuesta aceptable, la función TIR solo devuelve la primera que obtiene. Si no obtiene ninguna respuesta, devuelve un valor de error # ¡NUM!. Si aparece un error o el resultado no es el esperado, use un valor diferente para la estimación.</p> <p>Nota Si hay más de una tasa interna de retorno financiera posible, una estimación distinta puede devolver un resultado diferente.</p>

Nota: La tabla número 4 contiene una explicación sobre cómo utilizar la función para calcular la tasa interna de retorno financiera en Excel. Tomado de Microsoft Office (2020). *Déjese llevar por el flujo de efectivo: calcular el VNA y la TIR en Excel.*

2.1.4.3. Período de recuperación de la inversión

El periodo de recuperación (PR) de un proyecto de inversión dice el número de años requeridos para recuperar la inversión de efectivo inicial con base en los flujos de efectivo esperados...Si el periodo de recuperación calculado es menor que algún periodo de recuperación máximo aceptable, la propuesta se acepta; de lo contrario, se rechaza...Una desventaja importante del método de periodo de recuperación es que no considera los flujos de efectivo que ocurren después de la expiración del periodo de recuperación; en consecuencia, no se puede ver como una medida de rentabilidad. Además de esta desventaja, el método ignora el valor del dinero en el tiempo. Simplemente suma flujos de efectivo sin importar el momento en que se presenten esos flujos.

Por último, el periodo de recuperación máximo aceptable, que sirve como estándar de corte, es una elección puramente subjetiva. (Horne, 2010, pág. 324)

La fórmula de cálculo es la siguiente:

$$PR = a + (b - c)/d$$

Ecuación 3

Donde:

a = año previo a que los flujos de efectivo acumulados esperados superan la inversión de efectivo inicial.

b = Inversión de efectivo inicial (positiva)

c = flujos de entrada acumulados en el año previo a que los flujos de efectivo acumulados esperados superan la inversión de efectivo inicial.

d = flujo de efectivo del año en que los flujos de efectivo acumulados esperados superan la inversión de efectivo inicial.

Los resultados se pueden interpretar comparando el PR con el período de recuperación mínimo aceptable (PRMA). En la siguiente tabla se observan los criterios de toma de decisión:

Tabla 05

Interpretación de resultados del cálculo de período de recuperación

Resultados	Decisión
PR<PRMA	El proyecto se acepta, el proyecto se recupera en un período menor al esperado.
PR=PRMA	Es indiferente si se realiza o no el proyecto. El período de recuperación es exactamente el esperado.
PR>PRMA	El proyecto no alcanza a recuperar la inversión inicial en el período esperado.

Nota: La tabla número 5 puede ser utilizada para interpretar los resultados del cálculo del período de recuperación del capital. Elaboración propia con datos de Acuña, G. A. (2016). *Evaluación Financiera de Proyectos*. COLOMBIA: Universidad Nacional de Colombia.

Utilizando esta tabla se puede interpretar fácilmente los resultados del cálculo del período de recuperación de la inversión.

2.1.4.4. Índice de rentabilidad

“El índice de rentabilidad (IR), o razón costo-beneficio, de un proyecto es la razón entre el valor presente de los flujos de efectivo netos futuros y el flujo de salida inicial... Siempre que el índice de rentabilidad sea 1.00 o mayor, la inversión propuesta es aceptable” (Horne, 2010, pág. 329).

El cálculo del índice de rentabilidad se realiza con la siguiente fórmula:

$$\text{Índice de rentabilidad} = \frac{VP_{\text{Ingresos}}}{VP_{\text{Costos}}} \quad \text{Ecuación 4}$$

El resultado deberá interpretarse según la siguiente tabla:

Tabla 06*Interpretación de resultados del índice de rentabilidad*

Resultados	Decisión
IR>1	El proyecto se acepta, el proyecto presenta beneficios superiores al costo de oportunidad de las alternativas de inversión.
IR=1	Es indiferente si se realiza o no el proyecto. Los beneficios apenas alcanzan a compensar el costo de oportunidad de las alternativas de inversión.
IR<1	Los costos son mayores a los ingresos y por lo tanto es preferible no realizar el proyecto.

Nota: La tabla número 6 puede utilizarse para interpretar los resultados del cálculo del índice de rentabilidad. Elaboración propia con datos de Acuña, G. A. (2016). *Evaluación Financiera de Proyectos*. COLOMBIA: Universidad Nacional de Colombia.

Con esta tabla puede interpretarse fácilmente los resultados del cálculo del índice de rentabilidad del proyecto.

2.1.4.5. Costo anual uniforme equivalente

Acuña, G. (2016) indica que el costo anual uniforme equivalente (CAUE), se utiliza principalmente para evaluar proyectos con distintos períodos de vida útil y principalmente cuando no se generan ingresos o cuyos ingresos son iguales, en este caso lo único importante para analizar son los costos.

Para calcular este índice se debe convertir los costos totales en valor presente neto y luego utilizar la siguiente fórmula.

$$CAUE = VPN * \frac{(1+i)^n * i}{(1+i)^n - 1} \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde:

i: corresponde a la tasa de rendimiento esperada

n: corresponde al número de períodos a evaluar

VPN: valor presente neto de los costos totales

El resultado corresponde a una anualidad uniforme equivalente que será la misma en cada período durante la vida útil del proyecto, mientras más baja será la mejor opción para elegirse.

El software Excel ofrece una función llamada Pago para el cálculo del CAUE. A continuación, se presenta la explicación del uso de esta función:

Tabla 07

Función para calcular el costo anual uniforme equivalente en Excel

Sintaxis de la función	Utilícela para	Comentarios
PAGO(tasa,nper,va,vf,tipo)	Calcular el pago de un préstamo basándose en pagos constantes y en una tasa de interés constante.	El pago devuelto por PAGO incluye el capital y el interés, pero no incluye impuestos, pagos en reserva ni los gastos que algunas veces se asocian con los préstamos. Mantenga uniformidad en el uso de las unidades con las que especifica los argumentos tasa y nper. Si realiza pagos mensuales de un préstamo de cuatro años con una tasa de interés anual del 12 por ciento, use 12%/12 para el argumento tasa y 4*12 para el argumento nper. Si efectúa pagos anuales del mismo préstamo, use 12 por ciento para el argumento tasa y 4 para el argumento nper.

Nota: La tabla número 7 contiene una explicación de cómo utilizar la fórmula PAGO para el cálculo del costo anual uniforme equivalente en Excel. Tomado de Microsoft Office (2020). PAGO (función PAGO).

2.2. Sistema de energía eléctrica

La electricidad que se utiliza en las residencias y la que utilizan hospitales, industrias, instituciones, y en general cualquier usuario, es producida por generadores de energía que utilizan la energía existente en diferentes fuentes.

Sin embargo, estas fuentes de energía no se encuentran normalmente cerca de los centros de consumo, sino al contrario, se encuentran a cientos de kilómetros de ellos, lo que provoca la necesidad de un sistema eléctrico, que pueda trasladar toda esa energía desde la fuente de generación, hasta los diferentes centros de consumo.

Un sistema de energía eléctrica es la infraestructura física que permite cumplir, tanto cualitativa como cuantitativamente, con el suministro de energía eléctrica, es decir: el sistema generador, el sistema de transporte (líneas de transmisión y subestaciones de potencia) y el sistema de distribución (líneas y subestaciones de distribución). (Ministerio de Energía y Minas, 2017, pág. 12)

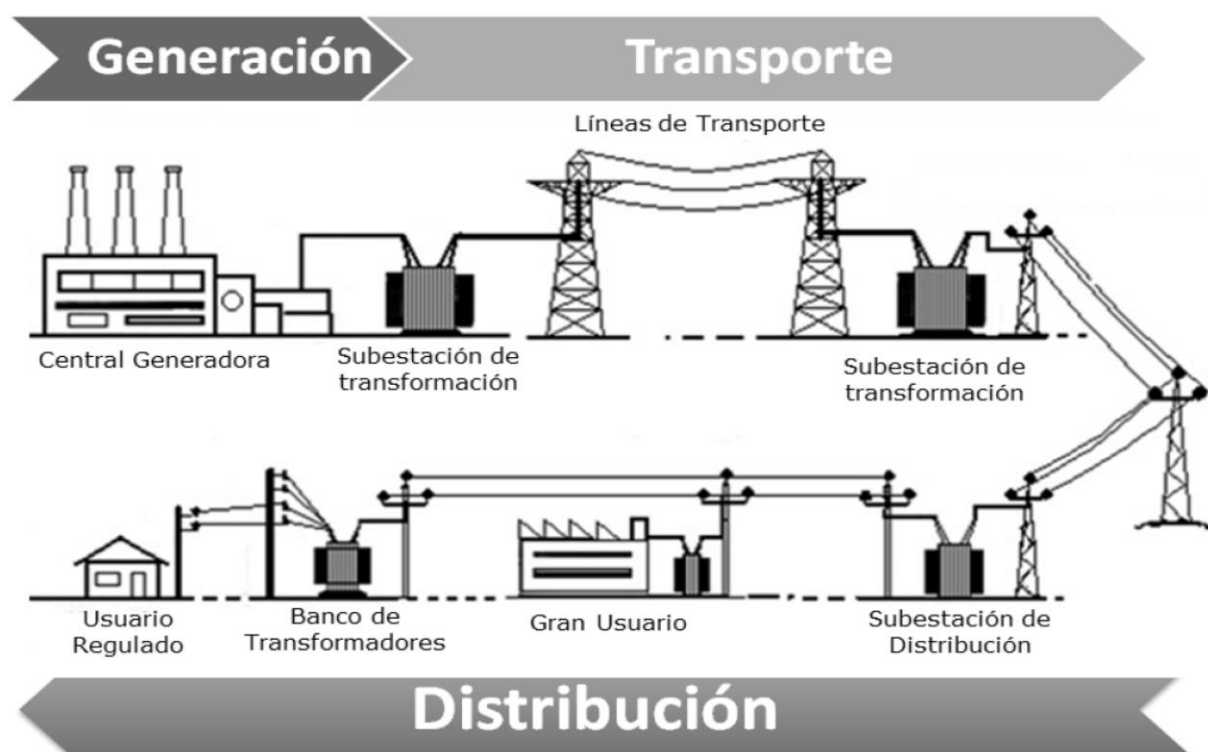


Figura 1. Sistema de Energía Eléctrica. Tomado de Minas, M. d. (24 de Julio de 2017).

2.3. Subsector eléctrico nacional

El subsector eléctrico pertenece al sector energético de Guatemala y su rectoría le corresponde al Ministerio de Energía y Minas, de ahora en adelante llamado MEM por sus siglas en español, esto está contemplado la Ley General de Electricidad y su reglamento que expresa que el MEM es el responsable de la formulación y coordinación de las políticas, elaboración de planes de Estado y programas indicativos del subsector; así como de la aplicación de la ley para dar cumplimiento a sus obligaciones (Ministerio de Energía y Minas, 2017, pág. 4).

2.3.1. Marco institucional

El marco institucional del subsector eléctrico está conformado por tres entidades que están descritas en la Ley General de Electricidad, siendo éstas:

- El Ministerio de Energía y Minas -MEM- (ente rector)
- La Comisión nacional de energía eléctrica –CNEE- (ente regulador)
- Administrador del mercado mayorista -AMM- (ente operador del sistema y del mercado eléctrico).



Figura 2. Marco Institucional del Sector Eléctrico de Guatemala. Tomado de Minas, M. d. (24 de Julio de 2017).

2.3.1.1. Ministerio de energía y minas (MEM)

El órgano del Estado responsable de formular y coordinar las políticas, planes de Estado, programas indicativos relativos al subsector eléctrico y aplicar la Ley General de Electricidad y su reglamento para dar cumplimiento a sus obligaciones. Asimismo, le corresponde atender lo relativo al régimen jurídico aplicable a la producción, distribución y comercialización de la energía y de los hidrocarburos, y a la explotación de los recursos mineros. (Gerencia de proyectos estratégicos, CNEE, 2015, pág. 13)

2.3.1.2. Comisión nacional de energía eléctrica (CNEE)

Es el ente regulador, su misión es “velar por el cumplimiento de la Ley General de Electricidad y su reglamento, regulando a favor de la eficiencia, estabilidad y sostenibilidad del subsector eléctrico en Guatemala” (Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 2020). Para ello se apoya con las normas técnicas que se mencionan más adelante.

En la Guía del Inversionista se define como:

Órgano Técnico del Ministerio encargado de cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad, velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios, prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, definir tarifas de transmisión y distribución, dirimir controversias entre los agentes, entre otros. (Gerencia de proyectos estratégicos, CNEE, 2015, pág. 13)

2.3.1.3. Administrador del mercado mayorista (AMM)

Monitorea en tiempo real todo el sistema nacional interconectado y toma decisiones pertinentes para mantener el sistema operando continuamente, trabaja en coordinación con los operadores de cada agente del sistema.

“Es una entidad privada sin fines de lucro, que coordina las transacciones entre los participantes del Mercado Mayorista de Electricidad, y vela por el mantenimiento de la calidad y la seguridad del suministro de energía eléctrica en Guatemala” (Gerencia de proyectos estratégicos, CNEE, 2015, pág. 13).

2.3.2. Marco legal

Consiste en un conjunto de leyes, reglamentos y normas que regulan el sector eléctrico. En la siguiente figura, se muestra un esquema del marco legal del subsector eléctrico de Guatemala. En este trabajo de investigación solamente se profundizó en las normas técnicas de la CNEE.



Figura 3. Marco legal del subsector eléctrico de Guatemala. Tomado de Estratéticos, G. d. (10 de noviembre de 2015).

2.3.2.1. Normas técnicas de la CNEE

“Es una función de la Comisión nacional de energía eléctrica emitir normas técnicas y disposiciones relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas” (Ley General de Electricidad, 1996, art.4, pág. 2).

Atendiendo a sus funciones la CNEE ha emitido 11 normas. En esta investigación se profundizó en la norma NTDOST y NTDOID que establecen ciertos parámetros para el mantenimiento de líneas de transmisión de energía eléctrica y en la norma NTCST que establece las sanciones y parámetros de calidad del servicio de líneas de transmisión de energía eléctrica.

Tabla 08

Normas técnicas de la Comisión nacional de energía eléctrica de Guatemala que se utilizaron en esta investigación

Nombre	Objetivo
Normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución (NTDOID)	Establecer las disposiciones, criterios y requerimientos de diseño para asegurar el adecuado funcionamiento de las instalaciones de distribución.
Normas técnicas de diseño y operación del sistema de transporte (NTDOST)	Establecer los requerimientos para el diseño y operación de las instalaciones de transporte.
Normas técnicas de calidad del servicio de transporte y sanciones (NTCSTS)	Establece los índices de referencia para calificar la calidad del servicio de transporte de energía eléctrica en el punto de entrega.

Nota: La tabla 08 muestra un resumen de las tres normas técnicas que se utilizaron para el desarrollo de este trabajo de investigación. Tomado de Eléctrica, C. N. (2020).

2.3.3. Agentes del Mercado Mayorista

El Mercado Mayorista “es 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” (Ley General de Electricidad, 1996, art.6, pág. 3).

Así mismo, en el artículo 39 del Reglamento de la Ley General de Electricidad se definen de esta forma a los agentes: “son agentes del mercado mayorista los generadores, comercializadores, distribuidores, importadores, exportadores y transportistas, que cumpla con los siguientes límites:

- Generadores: tener una potencia máxima mayor de cinco megavatios (5 MW);
- Comercializadores: comprar o vender bloques de energía asociados a una oferta firme eficiente o demanda firme de por lo menos dos megavatios (2 MW). Los mismos límites se aplicarán a los importadores y exportadores;
- Distribuidores: tener un mínimo de quince mil (15,000) usuarios;
- Transportistas: tener capacidad de transporte mínima de diez megavatios (10 MW)

Tales límites serán revisados periódicamente y podrán ser modificados por el Ministerio, a fin de acomodarse a la realidad de los mercados eléctricos. (Reglamento de la Ley General de Electricidad, 1996, art. 39, pág. 30)

La Ley General de Electricidad define a los transportistas como “la persona, individual o jurídica, poseedora de instalaciones destinadas a realizar la actividad de transmisión y transformación de electricidad” (Ley General de Electricidad, 1996, art.6, pág. 3).

2.4. Líneas de transmisión de energía eléctrica

Las líneas de transmisión de energía eléctrica son parte esencial de un sistema eléctrico para poder llevar grandes cantidades de energía desde las fuentes de generación hasta los centros de consumo, los cuales se encuentran normalmente distantes. Se encuentran instaladas a la intemperie y recorren una gran cantidad de kilómetros en todo tipo de terrenos, atraviesan diferentes obstáculos como construcciones, carreteras, cultivos, bosques, barrancos y montañas, y están expuestas a una gran diversidad de microclimas.

Sus elementos principales son los siguientes:

- Apoyos: son las estructuras que se utilizan para elevar los conductores a una distancia suficiente para evitar contacto eléctrico de los conductores con el suelo o cualquier objeto o ser viviente que pase por debajo. Pueden ser fabricados de postes de concreto, torres de celosía, postes metálicos, postes de material compuesto de resina y fibra de vidrio y pueden tener alturas desde 18 metros hasta 60 metros o más.

- **Aisladores:** dado que los apoyos son materiales conductores necesitan un medio aislante para sostener los conductores, estos elementos se llaman aisladores y pueden estar fabricados de polímero, vidrio, porcelana y silicona. Existen de diferentes tipos de forma para las diferentes aplicaciones que puedan existir. Pueden tener una longitud desde 60 cm hasta 3 o 4 metros.
- **Conductores:** son los elementos por donde circula la energía eléctrica, están fabricados de aluminio y aleaciones de aluminio, y pueden combinarse con acero, compuestos de fibra de vidrio y carbón e incluso existen con fibra óptica en su interior. Suelen tener diámetros desde 1 cm hasta 5 o 6 cm los más gruesos. Una línea de transmisión sencilla suele tener 4 conductores, 3 que transportan la energía llamadas fases y 1 que sirve de protección ante descargas atmosféricas llamado hilo de guarda. Existen líneas más complejas que utilizan varios conductores por cada fase y 2 o 3 hilos de guarda.
- **Apantallamiento:** es el mecanismo de protección de las líneas de transmisión de energía eléctrica ante descargas atmosféricas, su función es recibir las descargas atmosféricas y alejarlas de las fases, puede estar hecho por hilos de guarda o por pararrayos conectados a las fases, el más común es el hilo de guarda por su bajo costo.
- **Sistema de puesta a tierra:** es el sistema que se utiliza para proteger el aislamiento de los altos niveles de tensión que pueden producirse cuando una descarga atmosférica impacta sobre la línea de transmisión.

2.4.1. Clasificación de líneas de transmisión de energía eléctrica

Las líneas de transmisión de energía eléctrica se pueden clasificar por su longitud, por su nivel de tensión o voltaje y por su capacidad de amperios que pueden conducir.

Por su longitud se clasifican en líneas cortas (<50 Millas), medianas (entre 50 y 150 Millas) y largas (>150 Millas). El nivel de tensión o voltaje es la variable que determina todos los elementos que componen una línea de transmisión.

Dos líneas de transmisión de energía eléctrica del mismo nivel de tensión suelen ser muy similares en su diseño, pudiendo cambiar únicamente los materiales de cada elemento. Los niveles de tensión más utilizados en Guatemala son 34, 69, 115, 230

La cantidad de amperios que una línea de transmisión puede conducir es determinada en un estudio eléctrico que contempla factores como la altura sobre el nivel del mar, radiación solar, su ubicación geográfica y por el tipo de conductor que utilizan, entre los más comunes se tienen los siguientes:

Tabla 09

Conductores más usuales en líneas de transmisión

No.	Tipo	Nombre del conductor KCM/AWG	amperios a 75°C
1	Cobre	1/0	310
2		4/0	480
3		Oxlip 4/0	383
4	AAC	Tulip 336.4	513
5		Siringa 477	639
6		Misteltoe 556.5	704
7	ACSR	Sparrow 2	184
8		Raven 1/0	242
9		Partridge 266	457
10		Linnet 336	529
11		Hawk 477	659
12		Cairo 465.4	590
13		Flint 740.8	790
14	AAAC	Darien 559.5	663
15		Canton 394.5	532

Nota: La tabla número 9 contiene una lista de conductores con algunas características técnicas que son utilizados para la construcción de líneas de transmisión. Elaboración propia con datos de fabricantes de conductores.

La mayor diferencia entre los tipos de cable AAC, AAAC y ACSR son los materiales con los que se fabrican. El cable AAC es fabricado a partir de aluminio electrolíticamente refinado con una pureza mínima del 99,7%, AAAC está hecho de una aleación de aluminio, y ACSR contiene una combinación de aluminio reforzado con acero (Electricidad, s.f.).

2.4.2. Sistema de peaje para el servicio de transporte de energía eléctrica

Los transportistas brindan el servicio de transporte de energía eléctrica, para ello realizan inversiones importantes en la construcción de líneas de transmisión de energía eléctrica y subestaciones, dichas inversiones son remuneradas por el sistema de peaje establecido en el capítulo IV del Reglamento de la Ley General de Electricidad. A continuación, se presenta un breve resumen, para una mejor comprensión se recomienda leer el capítulo completo.

El peaje es un pago mensual anticipado correspondiente a la división de una anualidad dentro de 12 meses y podrá calcularse de las siguientes formas:

- Libremente acordada por las partes.
- La anualidad de la inversión de las instalaciones de un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado, considerando un factor de recuperación de capital obtenido con la tasa de actualización establecida por la Comisión nacional de energía eléctrica, de conformidad con la Ley General de Electricidad y una vida útil de treinta (30) años.
- Los costos anuales de operación, mantenimiento y administración, que serán como máximo el 3% del costo total de la inversión mencionada en el párrafo anterior. Este porcentaje podrá ser modificado por la Comisión nacional de energía eléctrica, sobre la base de estudios técnicos.

Este trabajo de investigación se basó únicamente en la modalidad de pago indicada en inciso b) y c).

Un sistema de transmisión económicamente adaptado “es el sistema de transmisión dimensionado de forma tal de minimizar los costos totales de inversión, de operación y

de mantenimiento y de pérdidas de transmisión, para una determinada configuración de ofertas y demandas” (Reglamento de la Ley General de Electricidad, 1997, art.4, pág. 3).

Para instalaciones construidas por la modalidad de Licitación Pública, el Peaje tendrá dos períodos de remuneración:

- Período de amortización: en el cual el transportista recibirá como única remuneración el canon anual, el cual será pagado a prorrata de la Potencia Firme y se dividirá en doce (12) cuotas iguales a ser pagadas en forma mensual.
- Período de operación: será el período posterior al de amortización, en el cual el Transportista recibirá exclusivamente el peaje que corresponda al Sistema Principal de Transporte, aprobado por la Comisión nacional de energía eléctrica.

2.4.3. Mantenimiento de líneas de transmisión de energía eléctrica

Las líneas de transmisión de energía eléctrica tienen una gran cantidad de modos de falla, esto debido a que se encuentran expuestas a la intemperie.

Entre las causas más comunes de fallas en líneas de transmisión de energía eléctrica de 69kV se encuentran: vegetación o ramas en contacto con los conductores; fenómenos naturales (huracanes; terremotos; vientos fuertes); Contaminación (hollín; quema de caña; chimeneas; etc.); postes chocados por vehículos automotores; conductores rotos o fundidos por punto caliente; falla de seccionadores de línea; aisladores flameados; herrajes roto o doblado; contacto de conductores con otras líneas cercanas; robo de piezas de torres; descarga atmosférica; sobre corriente de línea; hilo de guarda en contacto con la línea, entre otros. (Electricidad, s.f., pág. 14)

Por lo anterior las empresas transportistas deben dedicar una gran parte de sus recursos al mantenimiento de sus líneas de transmisión de energía eléctrica.

Entre las actividades más comunes de mantenimiento de líneas de transmisión de energía eléctrica de 69kV se encuentran las siguientes:

- Recorridos o inspecciones visuales

- Termografía de conectores
- Poda de árboles y chapeo
- Medición de sistemas de puesta a tierra
- Corrección de elementos dañados, en mal estado o desajustados
- Reposición de elementos robados
- Sustitución de elementos que cumplieron con su vida útil

Todo transportista realiza en la actualidad mantenimiento a sus instalaciones, sin embargo, no lo realizan bajo ninguna metodología estándar. Esto se puede observar en la siguiente tabla en donde se observa las diferentes cantidades de trabajo que realizaron las empresas transportistas en el año 2017.

Tabla 10

Actividades de mantenimiento reportadas por los transportistas en el año 2017

Transportista	Km de poda/km de línea	Km de inspección / km de línea	Cantidad de Mantenimientos /km de línea	Cantidad de Mediciones/km de línea
EPR	0.28	0.85	0	-
ETCEE	0.16	1.50	1.50	3.30
RECSA	8	-	15.33	-
TRECSA	0.17	1.64	0.11	4
TRELEC	0.43	0.32	2.67	0.92
TREO	0.85	6.48	1.64	2.79
EEBIS	-	0.34	-	-

Nota. La tabla número 10 contiene las cantidades de actividades de mantenimiento que fueron reportadas por los transportistas a la CNEE en el año 2017. Elaboración propia con datos de Comisión nacional de energía eléctrica. *Memoria de Labores 2017-2018*. 2018.

Se puede observar que cada empresa realiza diferentes cantidades de mantenimiento por lo que se puede afirmar que no siguen una metodología estándar o bien que sus activos son muy diferentes y tienen necesidades diferentes.

2.4.3.1. Marco regulatorio

La CNEE estipula que “el transportista deberá esmerarse en conservar en buen estado su sistema, no solo por seguridad, sino también, para el buen funcionamiento del sistema” (Art.18-20). Además, indica las actividades de mantenimiento de líneas de transmisión de energía eléctrica que los transportistas están obligados a cumplir. (Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 2020, pág. 6)

A continuación, se enlistan las actividades mencionadas en la norma:

- Inspección visual previa a la puesta en servicio y periódica posterior a la puesta en servicio de las líneas de transmisión de energía eléctrica.
- Programa regular de revisión de la totalidad de sus instalaciones en períodos no mayores a tres años y deberá incluir como mínimo las siguientes revisiones:
 - Distancias mínimas de seguridad.
 - La integridad estructural de las líneas.
 - Inspección y medición de Sistema de Tierras.
 - Vegetación próxima a los conductores.
 - Inspección de todos los elementos que conforman las líneas de transmisión de energía eléctrica.
 - Verificar y mantener la coordinación de los esquemas de protección.
- Corregir lo que se encuentre dañado o fuera de norma.
- Presentar a la CNEE o AMM los informes que sean requeridos.

La norma no estipula la frecuencia de las actividades específicas, solo menciona una periodicidad general de 3 años. Adicional está enfocada únicamente en la verificación para luego corregir, lo que hace que dicho mantenimiento no sea un mantenimiento proactivo sino más bien reactivo. Por lo que los transportistas deben realizar esfuerzos para definir una metodología más enfocada en la preservación de sus activos y en garantizar la calidad del servicio de transporte.

2.4.4. Calidad del servicio y sanciones

En la regulación del Subsector Eléctrico de Guatemala se establecen las definiciones, casos de aplicación, tipos y montos de multas, forma de cálculo de sanciones, forma de pago, excepciones, períodos de control y todo lo referido a sanciones aplicadas a los transportistas por no cumplir con la calidad de servicio estipulada en las normas.

A continuación, se presenta un breve resumen de lo anterior, para una mejor comprensión del tema se recomienda leer detenidamente la Ley General de Electricidad, artículos 80 y 118; en el Reglamento de la Ley General de Electricidad, artículos 1, 58, 59, 60, 117, 121, 123, 124, 125, 128, 129, 131, 132, y 133; y en las normas técnicas de calidad del servicio de transporte y sanciones, artículos 41, 42 y 43. (Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 2020, pág. 5)

2.4.4.1. Definiciones

Falla de corta duración: fallas de duración inferior a 48 horas.

Indisponibilidad: cuando un equipo está fuera de servicio.

Indisponibilidad programada: equipo indisponible por mantenimiento programado.

Indisponibilidad forzada: equipo fuera de servicio sin que fuera autorizado por AMM.

Remuneración horaria: peaje anual que recibe por una instalación dividido por 8,760 horas.

Las multas se expresan en términos de la tarifa de la componente de energía aplicable a 1kw/h a nivel de cliente residencial. Para transportistas dependiendo de la gravedad de la falta las multas estarán comprendidas entre 10,000 y 1,000,000 de Kw/h. (Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 2020, pág. 32)

2.4.4.2. Excepciones

No se aplicarán sanciones en casos de fuerza mayor debidamente calificados por la CNEE, para lo cual los transportistas deberán cumplir con el procedimiento establecido para reportar casos de fuerza mayor.

No se sancionarán cuando el transportista aproveche una salida programada por el AMM de una línea por exigencias operativas para hacer mantenimiento en dicha línea. (Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 2020, pág. 37)

2.4.4.3. Casos de aplicación de sanciones

Se sancionará a los transportistas en los siguientes casos:

- No cumplir con los programas de mantenimiento mayor.
- Indisponibilidades forzadas
- Indisponibilidades programadas

2.4.4.4. Criterios para establecer Sanciones

El monto será proporcional al peaje del equipo en consideración y se consideran además la duración de la indisponibilidad, número de salidas forzadas, sobrecostos y restricciones que produzcan en el sistema. Dicho monto no será inferior al que correspondiere a la remuneración horaria recibida anualmente por Peaje.

La indisponibilidad de líneas será penalizada con sanciones acumulativas durante un año calendario y se aplicará solo a sanciones mayores de 10 minutos. La indisponibilidad forzada que obligue activar desconexiones automáticas de generación y/o carga será sancionada con un incremento a las sanciones correspondientes determinado por la CNEE. La indisponibilidad de un equipo que cause una reducción a la capacidad de transporte de una línea asociada será sancionada en proporción a la reducción de la capacidad. Las sanciones por indisponibilidad programada serán fijadas por la CNEE como un porcentaje de un supuesto de indisponibilidad forzada.

El monto máximo aplicado a un transportista no podrá superar el porcentaje máximo de su ingreso por peaje o canon mensual determinado por la CNEE. El monto de las sanciones se determinará con la aplicación de las fórmulas y utilización de los coeficientes definidos por la norma técnica de calidad de servicio de transmisión y sanciones, NTCSTS. (Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 2020, pág. 45)

2.4.4.5. Tolerancia de la tasa de indisponibilidad forzada

Se sancionarán únicamente las líneas que superen durante el período de control las tolerancias establecidas. Las tolerancias se establecen en base al nivel de tensión de las líneas y su clasificación por categorías, esta clasificación se encuentra en el artículo 122 del Reglamento de la Ley General de Electricidad. (República, 1996, pág. 14)

La Comisión determinará las líneas comprendidas en cada categoría. Adicionalmente en el artículo 56 de las NTCSTS se establece como disposición transitoria una definición más específica de las categorías. (Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 2020, pág. 7)

A continuación, se describen las categorías antes mencionadas:

- Categoría A: Incluye el conjunto de líneas que a partir del mayor sobre costo acumulan el setenta y cinco por ciento (75%) de los sobre costos atribuibles al STEE. Esta comprendida por el sistema principal y las siguientes líneas del sistema secundario, con sus equipos asociados: Chixoy - Guatemala Norte 1 y 2, Escuintla 2 – SIDEGUA, Escuintla 2 – ENRON, Escuintla 2 – TAMPA, Escuintla 2 – Central Generadora Eléctrica San José, Escuintla 2 – Aguacapa.
- Categoría B: Incluye el conjunto de líneas que acumulan el siguiente veinte por ciento (20%) de los sobre costos atribuibles al STEE. Está comprendida por las líneas del sistema secundario y su equipo asociado, con generación directamente conectada, excepto las incluidas en la CATEGORIA A.
- Categoría C: Esta comprendida por las restantes líneas del sistema secundario y su equipo asociado, no incluidas en las CATEGORIAS A Y B.

Tabla 11

Tolerancias permitidas en el número total de interrupciones forzadas según la norma de calidad del servicio de transporte y sanciones

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

Nota: En la tabla número 11 se puede observar que las líneas de transmisión de 69 kV en sus tres categorías tienen una tolerancia de 3 indisponibilidades forzadas en un año calendario. Tomado de Comisión nacional de energía eléctrica. *Normas técnicas de calidad del servicio de transporte y sanciones*. Artículo 46. Guatemala. 2010.

2.4.4.6. Tolerancia de la duración total de indisponibilidad forzada

En la siguiente tabla se muestran las tolerancias, utiliza la misma clasificación por nivel de tensión y categoría.

Tabla 12

Tolerancias permitidas de la duración total por indisponibilidad forzada según la norma de calidad del servicio de transporte y sanciones

Categoría	Tensión en kV	Tolerancia a la duración total de las indisponibilidades forzadas para cada línea en minutos por año
A, B y C	230	180
A, B y C	138	300
A, B y C	69	300

Nota: En la tabla número 12 se puede observar que las líneas de 69kV de cualquier categoría tienen una tolerancia permitida de 300 minutos de indisponibilidad forzada durante 1 año. Tomado de Comisión nacional de energía eléctrica. *Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones*. Artículo 47. Guatemala. 2010.

2.4.4.7. Sanción por indisponibilidad forzada

Esta sanción se aplica únicamente si la tolerancia es superada. La Sanción Total Se compone de la suma de dos sanciones, sanción por NTI y sanción por DTI. La forma de cálculo se encuentra ampliamente explicada en la norma técnica de calidad de servicio de transporte y sanciones. (Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 2020, pág. 8)

2.4.4.8. Sanción por desconexiones automáticas.

Según se indicó antes Las Indisponibilidades forzadas que obliguen a activar desconexiones automáticas de generación y/o cargas, no activadas previamente, serán sancionadas adicionalmente. La forma de cálculo se encuentra ampliamente explicada en la norma técnica de calidad de servicio de transporte y sanciones.

2.4.4.9. Sanción por indisponibilidad programada

Anteriormente se menciona que las sanciones por indisponibilidad programada serán fijadas por la CNEE como un porcentaje de un supuesto de indisponibilidad forzada. Para esto la CNEE ha establecido la siguiente fórmula:

$$SDIP = 0.1 * DIP * k * \frac{RHT}{60} \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde:

SDIP: Sanción, en Quetzales, por Duración a la Indisponibilidad Programada.

DIP: Tiempo, en minutos de la Duración de cada Indisponibilidad Programada.

2.4.5. Calidad del producto técnico

La norma técnica de calidad de servicio de transporte y sanciones establece tres parámetros para medir la calidad del producto técnico.

- Regulación de tensión
- Distorsión Armónica
- Flicker

La primera es la única que aplica una sanción, la segunda y tercera únicamente tienen una indemnización que es definida por la CNEE, sin embargo, al no tener una forma clara de cálculo no fueron considerados en este trabajo de investigación.

2.4.5.1. Regulación de tensión

Para medir la regulación la CNEE se basa en el índice de calidad, que se obtiene con la siguiente fórmula:

$$\text{Índice de Regulación de Tensión (\%)} = \Delta V_k (\%) = (|V_k - V_n| / V_n) \times 100$$

Ecuación 7

Donde:

V_k = Media de los valores eficaces (RMS) de tensión

V_n = Valor de tensión nominal

La tolerancia es +/- 5% del valor nominal de voltaje.

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad cuando, en un lapso mayor al cinco por ciento, del correspondiente al Período de Medición Mensual, las mediciones muestran que la Regulación de Tensión ha excedido el rango de tolerancias establecidas.

Los transportistas deberán hacer 1 medición con rotación mensual por cada 25 usuarios de su red en alta tensión.

Los Transportistas serán sancionados cuando, por causas imputables a ellos, la Regulación de Tensión medida excede el rango de tolerancias establecidas en estas Normas (Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 2020, pág. 14).

En la siguiente figura se puede observar las sanciones aplicadas a los transportistas por regulación de tensión en el año 2018.

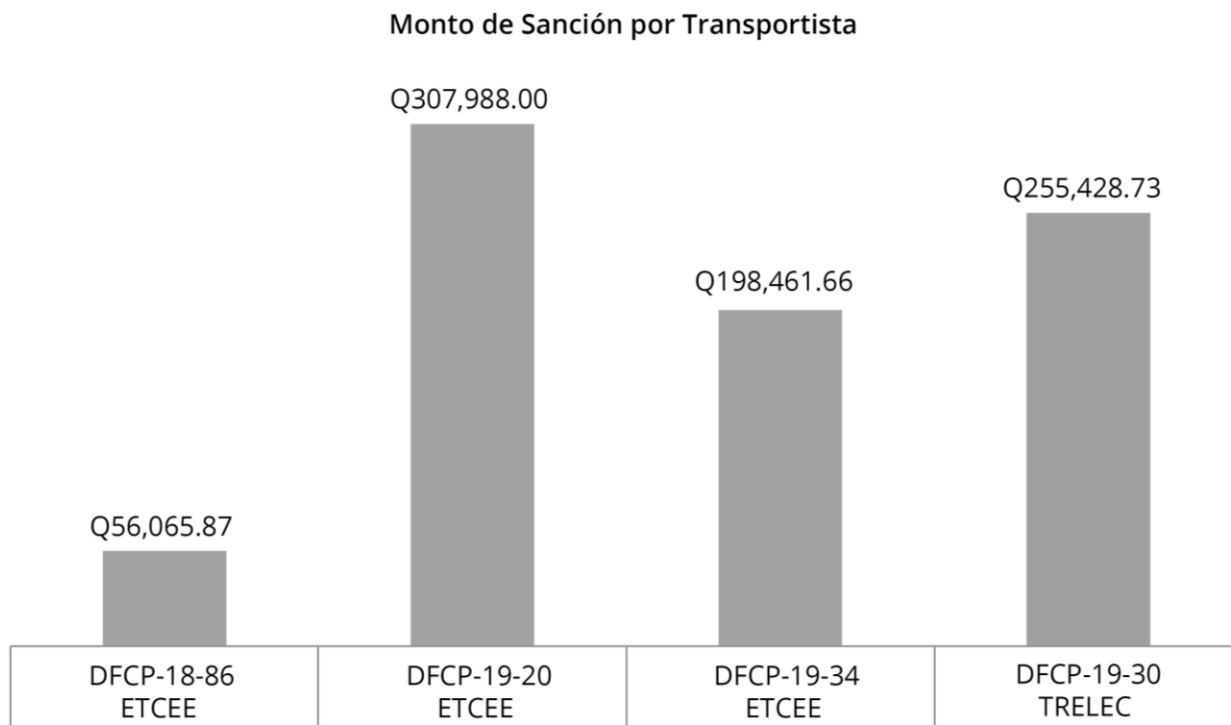


Figura 4. Sanción en quetzales por incumplimientos en la regulación de tensión por empresas transportistas guatemaltecas en el año 2018. Tomado de Comisión nacional de energía eléctrica. Memoria de Labores 2018-2019. (2019).

De la figura anterior y utilizando la tabla 2 se puede determinar que en promedio un transportista paga Q275 por cada kilómetro de línea.

2.5. Mantenimiento centrado en confiabilidad

“Es un proceso utilizado para determinar qué se debe hacer para asegurar que cualquier activo físico continúe haciendo lo que sus usuarios quieren que haga en su contexto operacional actual” (Moubray, 2004, pág. 9). Para lograrlo se realizan 7 preguntas básicas:

- ¿Cuáles son las funciones deseadas para el equipo que se está analizando?
Consiste en definir qué es lo que los usuarios quieren que el equipo haga y asegurar que el equipo es capaz de hacer lo que sus usuarios quieren que haga.
- ¿Cuáles son las fallas funcionales asociados con estas funciones?

Consiste en determinar los modos de falla, es decir de qué forma puede fallar el equipo y dejar de cumplir su función.

- ¿Cuáles son las posibles causas de cada uno de estos estados de falla?
Cada modo de falla tiene una causa que lo produce. Se define como “los hechos que de manera razonablemente posible puedan haber causado cada estado de falla” (Moubray, 2004, pág. 9).
- ¿Cuáles son los efectos de cada una de estas fallas?
En este paso se determina si el equipo presenta alguna evidencia de que haya ocurrido una falla funcional, es decir si existe alguna variable que se pueda observar y que ésta cambie cuando sucede el modo de falla. También se evalúan las amenazas que representan para seguridad, medio ambiente, producción y lo que se debe hacer para repararse.
- ¿Cuál es la consecuencia de cada falla?
Se analiza cada modo de falla y se determina su consecuencia agrupadas de la siguiente forma:
 - Consecuencias de Fallas ocultas: son las que no se sabe que están sucediendo hasta que el equipo deja de funcionar.
 - Consecuencias ambientales y para la seguridad: las que si llegasen a suceder generan daños al medio ambiente y/o a las personas.
 - Consecuencias Operacionales: son las que producen una parada operacional o disminución de la producción.
 - Consecuencias No-Operacionales: No afectan a la operación, ni el medio ambiente, ni personas. Generan solo costos de reparación.
- ¿Qué puede hacerse para predecir o prevenir la falla?
Dependiendo del tipo de consecuencia se realiza una toma de decisión en la cual se definen las tareas de mantenimiento proactivas (antes de que falle).
- ¿Qué hacer si no puede encontrarse una tarea proactiva?
Incluye las tareas de búsqueda de fallas, rediseño o ningún mantenimiento programado, es decir se hará mantenimiento correctivo hasta que falle.

2.5.1. Aplicación de RCM

Para aplicar la metodología se requiere un análisis minucioso del equipo y del contexto operacional, para esto se requiere la participación de un grupo multidisciplinario. John Moubray recomienda un facilitador, el supervisor de producción, un operador, especialista externo, supervisor de ingeniería y técnico de mantenimiento (mecánico y/o eléctrico).

Este grupo de personas deberá trabajar articuladamente y dedicar un gran esfuerzo y tiempo a la aplicación de RCM para que éste sea aplicado adecuadamente y se garantice el éxito de la metodología. Esta tarea puede durar varios meses.

El resultado de la aplicación son tres documentos:

- Plan de mantenimiento
- Procedimientos de operación
- Lista de rediseños requeridos

2.5.2. Beneficios de RCM

John Moubray menciona los siguientes beneficios:

- Mayor seguridad e integridad ambiental
- Mayor funcionamiento operacional (cantidad, calidad de producto y servicio al cliente)
- Mayor costo-eficacia del mantenimiento
- Mayor vida útil de componentes costosos
- Una base de datos global
- Mayor motivación del personal
- Mejor trabajo en equipo

3. METODOLOGÍA

La investigación es un conjunto de procesos sistemáticos, críticos y empíricos que se aplican al estudio de un fenómeno. (Sampieri, 2010, pág. 4)

A continuación, se presentan los procesos que se utilizaron en esta investigación.

3.1. Definición del problema

Las líneas de transmisión de energía eléctrica son parte esencial de un sistema eléctrico para poder llevar grandes cantidades de energía desde las fuentes de generación hasta los centros de consumo. Se encuentran instaladas a la intemperie y recorren una gran cantidad de kilómetros en todo tipo de terrenos, por lo que tienen un gran número de modos de falla.

Una falla en una línea de transmisión implica la pérdida de la continuidad del servicio de energía eléctrica de miles de usuarios y los tiempos de reparación suelen ser de varias horas. Debido a esto las empresas transportistas deben invertir una gran cantidad de recursos en el mantenimiento de sus activos.

Actualmente las empresas de transmisión de energía eléctrica del país no utilizan una metodología estándar para la planificación del mantenimiento de líneas de transmisión de energía eléctrica que garantice la confiabilidad de las instalaciones, la metodología llamada "Mantenimiento Centrado en Confiabilidad II (RCM)" ofrece entre sus muchos beneficios mejorar la confiabilidad de los equipos, sin embargo, se desconoce el costo/beneficio de la aplicación de esta metodología por lo que las empresas transportistas del país tienen temores para incursionar en este proyecto.

Por lo anterior se define el problema como la falta de una evaluación financiera que permita conocer la rentabilidad o pérdidas generadas por la aplicación de RCM para la planificación y ejecución del mantenimiento de líneas de transmisión de energía eléctrica que garantice la confiabilidad de las instalaciones de los transportistas que prestan su servicio en Guatemala.

3.2. Justificación

La humanidad se ha vuelto dependiente de la energía eléctrica, por lo que la necesidad de un servicio continuo de energía eléctrica se ha incrementado, exigiendo a las empresas del sector eléctrico una mejora sustancial en la calidad y estabilidad del servicio, que está directamente relacionado con el mantenimiento de sus instalaciones.

Actualmente en Guatemala existen únicamente 11 empresas que transportan energía eléctrica a lo largo y ancho del país.

Los elementos más importantes de un sistema de transmisión son: los generadores, las líneas de transmisión y subestaciones eléctricas, una falla en uno de estos elementos puede implicar una falta del suministro de energía eléctrica a miles de usuarios, incluyendo hospitales, industrias, aeropuertos y clientes residenciales, por lo que es tan importante que estas instalaciones tengan planes de mantenimiento muy efectivos.

La Comisión nacional de energía eléctrica, encargada de la regulación del mercado eléctrico, en sus normas técnicas establece algunas actividades de mantenimiento que los transportistas deben realizar en sus instalaciones, la mayoría referidas a líneas de transmisión de energía eléctrica.

En adición tiene una metodología de sanciones por mala calidad de servicio para incentivar a los transportistas a tener una buena calidad del servicio, sin embargo, estas actividades no corresponden a ninguna metodología de mantenimiento estándar ni garantizan la continuidad del servicio.

Adicionalmente a las sanciones impuestas por la regulación del país, el no tener una correcta metodología de mantenimiento conlleva una serie de costos de mantenimientos correctivos, costos de paradas innecesarias y a largo plazo costos asociados a mantenimientos mayores de los activos que se habrán deteriorado por la falta de un mantenimiento efectivo.

El mantenimiento centrado en confiabilidad es una metodología de mantenimiento reconocida mundialmente por sus beneficios, entre los cuales está la mejora a la productividad, sin embargo, no existía información disponible para conocer los costos de su implementación y aplicación, por lo que las empresas no podían tomar la decisión de incursionar o no en esta metodología por la incerteza del costo que esta implica.

Por lo anterior se identificó la necesidad de la elaboración de una investigación que desarrolle una metodología para la evaluación financiera de la implementación de RCM en las líneas de transmisión de 69kV que pueda ser utilizado por los transportistas de Guatemala para tomar una decisión más fundamentada que pueda ayudar a mejorar la calidad del servicio que prestan.

3.3. Objetivos de investigación

Señalan a lo que se aspira en la investigación y deben expresarse con claridad, pues son las guías del estudio (Sampieri, 2010, pág. 37).

A continuación, se presentan los objetivos que definieron la ruta de investigación.

3.3.1. Objetivo general

Determinar, por medio del método de evaluación financiera de proyectos de inversión, la rentabilidad o pérdida generada por la implementación de mantenimiento centrado en confiabilidad en líneas de transmisión de energía eléctrica de 69kV, de las empresas que prestan el servicio en Guatemala.

3.3.2. Objetivos específicos

- Definir las tareas de mantenimiento aplicando la metodología RCM a una línea de transmisión de 69kV y sus costos asociados para poder calcular el costo de la aplicación de RCM y poder hacer el análisis de los distintos escenarios.
- Determinar el costo y los beneficios de implementación y aplicación de RCM en el mantenimiento de las líneas de transmisión de energía eléctrica de 69kV para poder elaborar el flujo de fondos en los distintos escenarios de la situación con proyecto.
- Evaluar financieramente el proyecto en diferentes escenarios con el fin de observar cómo afecta un aumento o una disminución en el valor de un factor sobre el resultado final del análisis financiero.

3.4. Hipótesis

La hipótesis siguiente expone en forma clara y objetiva la propuesta de solución al problema de la investigación:

La aplicación de la metodología RCM en las líneas de transmisión de Energía eléctrica de 69kV de las empresas que prestan el servicio en Guatemala genera rendimientos superiores a la tasa de retorno requerida por dichas empresas.

3.4.1. Variables independientes

Constituidas por las herramientas de evaluación financiera: valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno financiera (TIR), período de recuperación de la inversión (PRI), índice de rentabilidad (IR) y costo anual uniforme equivalente (CAUE).

3.4.2. Variables dependientes

Beneficios y costos financieros obtenidos y flujos de efectivo operacionales

3.5. Métodos, técnicas e instrumentos

A continuación, se menciona los métodos y técnicas utilizados para realizar esta investigación.

3.5.1. Método científico

Para realizar la investigación se empleó el método científico en sus tres fases.

3.5.1.1. Etapa indagatoria

En esta fase se realizó la planificación y recolección de datos que llevó al descubrimiento de evidencias referentes de los planes y presupuestos de mantenimiento de empresas transportistas nacionales e internacionales, así como los costos asociados a sanciones por indisponibilidades y mala calidad de producto.

Dicha recolección de datos se realizó por medio de búsquedas en sitios de internet, solicitud de información a empresas transportistas y consultas a expertos en el sector eléctrico del país.

3.5.1.2. Etapa demostrativa

Se realizó la implementación de la metodología RCM con apoyo de 2 ingenieros electricistas con experiencia intermedia en la metodología y alta experiencia en mantenimiento de líneas de transmisión, se utilizó la estadística de 8.5 años de fallas en

líneas de transmisión de una empresa transportista del país, además se utilizó las instrucciones y recomendaciones encontradas en el libro RCM II de John Moubray.

Esto dio como resultado una lista de tareas de mantenimiento preventivo y correctivo, así como la periodicidad y la definición de la persona ideal para realizar dicha tarea.

Posteriormente se determinó los ingresos, costos, tasas de ajuste y tasa de rendimiento esperado para elaborar los flujos netos de fondos de la situación actual y la situación con proyecto.

Luego utilizando las herramientas de evaluación financiera se determinó los indicadores valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno financiera (TIRF), período de recuperación de la inversión (PRI), índice de rentabilidad (IR) y costo anual uniforme equivalente (CAUE) para la situación con proyecto y los indicadores valor actual neto (VAN), índice de rentabilidad (IR) y costo anual uniforme equivalente (CAUE) para la situación actual. Y para finalizar se realizó una comparación de resultados de la situación con proyecto y sin proyecto, lo cual llevó a la validación de la hipótesis.

3.5.1.3. Etapa expositiva

En esta etapa se elaboró este informe de investigación, el cual es un informe escrito que muestra de forma clara, sencilla, comprensible y sistematizada los objetivos que perseguía el estudio, la forma en que se llevó a cabo, los principales resultados obtenidos, y las conclusiones principales y recomendaciones a las que se llegó una vez finalizada la investigación.

3.5.2. Técnicas de investigación

Las técnicas documentales y de campo que se utilizaron son las siguientes:

3.5.2.1. Técnicas de investigación documental

Para el desarrollo de esta investigación, se consultaron libros de mantenimiento centrado en confiabilidad, evaluación de proyectos, redes eléctricas, tesis relacionadas de evaluación de proyectos varios, así como de RCM, sitios web de empresas dedicadas a

promover la metodología RCM, así como de los entes reguladores del sector eléctrico nacional, publicaciones en línea de expertos en la materia, leyes, reglamentos, normas técnicas y resoluciones de la CNEE.

Esta información se utilizó para tener una mayor comprensión de cada tema necesario para el desarrollo de la investigación, adicionalmente se buscó datos que sirvieron de base para realizar los cálculos necesarios para la evaluación financiera de la aplicación de la metodología RCM en líneas de transmisión de energía eléctrica de 69kV que operan en Guatemala.

3.5.2.2. Técnicas de investigación de campo

Se utilizó la técnica de juicio de expertos, la cual es una opinión informada de personas con trayectoria en el tema, que son reconocidas por otros como expertos cualificados en éste, y que pueden dar información, juicios y valoraciones (Escobar, 2008, pág. 3).

Se realizó consultas a los siguientes profesionales:

- Dos profesionales en la ingeniería eléctrica, expertos en mantenimiento de líneas y con conocimientos intermedios en RCM.
- Una profesional auditora con conocimiento en evaluación de proyectos en el sector eléctrico.
- Tres profesionales en la ingeniería eléctrica, expertos en mercados eléctricos y marco legal del subsector eléctrico.
- Un profesional en ingeniería civil, experto en cimentaciones para líneas de transmisión.
- Un profesional en ingeniería agrónoma forestal con conocimientos en podas y talas para mantenimiento de líneas de transmisión.

Debido a las situaciones expuestas en el apartado 3.6. estas consultas se realizaron vía telefónica, mensajes de texto y videollamadas, se les hicieron consultas específicas que sirvieron de guía para ubicar la información requerida e interpretarla, así como para validar los cálculos y la aplicación de la metodología RCM.

Con esta información se realizó la aplicación de la metodología RCM y la construcción de la proyección de los ingresos y costos que se utilizaron en la evaluación financiera de la inversión.

3.6. Limitantes en el desarrollo de la investigación

Durante el desarrollo de la investigación se tuvo limitaciones que dificultaron algunas actividades, a continuación, se presentan dichas limitaciones:

- Covid-19: durante la realización de la investigación se presentó la pandemia por el virus llamado Covid-19, el gobierno de Guatemala tomó medidas que limitaron la locomoción y movilidad, se realizó el cierre de instituciones públicas y privadas, esto limitó la investigación ya que no se pudo acceder a bibliotecas por lo que la investigación bibliográfica se basó en literatura online y de libre acceso y en libros impresos de la biblioteca personal del investigador, además no se pudo hacer entrevistas presenciales por lo que se realizó únicamente llamadas telefónicas y videoconferencias.
- Acceso a información privada: se contactó a todas las empresas transportistas vía correo electrónico, sin embargo, se tuvo poca respuesta ya que sus trabajadores se encontraban en casa derivado de la pandemia, además, las personas que respondieron indicaron que no podían compartir la información solicitada como planes de mantenimiento, presupuestos, estados financieros y la tasa mínima aceptable de retorno.
- Aplicación de RCM específica: no se encontró información sobre aplicaciones de RCM en líneas de transmisión que fuera de utilidad para el desarrollo de la investigación por lo que fue necesario realizar una aplicación en modo de ejemplo, basada en el libro de texto de John Moubray y con el apoyo de dos profesionales con conocimientos intermedios sobre RCM pero con alta experiencia en mantenimiento de líneas de transmisión, además de la experiencia y conocimiento del investigador sobre el tema.

4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA “MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD” EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE 69 KV DE LAS EMPRESAS QUE PRESTAN EL SERVICIO EN GUATEMALA

Para poder desarrollar la evaluación financiera es necesario conocer las tareas y sus costos asociados que se recomiendan luego de aplicar la metodología de mantenimiento centrado en confiabilidad. Debido a que esta metodología es un traje hecho a la medida para cada activo, fue necesario aplicarla a una línea de transmisión específica ubicada en Guatemala.

4.1. Contexto operacional

El contexto operacional es en otras palabras la descripción del ámbito de operación del activo seleccionado para el análisis. A continuación, se presenta la selección de dicho activo.

4.1.1. Selección del activo

En Guatemala están constituidas únicamente 11 empresas transportistas, las cuales se enlistan a continuación:

- Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE-INDE)
- Transporte de Electricidad de Occidente (TREO)
- Transportista Eléctrica Centroamericana, S. A. (TRELEC)
- Transmisora de Energía Renovable, S. A. (Transnova)
- Empresa Propietaria de la Red ORTE
- Orazul Energy Guatemala Transco Ltda.
- Redes Eléctricas de Centroamérica S. A.
- Transportadora de Energía de Centroamérica, S. A. (TRECOSA)
- Transportes Eléctricos del Sur, S.A.
- EBB Ingeniería y Servicios, S.A.
- Transporte de Energía Eléctrica del Norte, S.A.

En la siguiente tabla se muestran las longitudes de líneas de transmisión de energía eléctrica que operaban en Guatemala al mes de diciembre del 2018, clasificadas por nivel de tensión y tipo de propiedad.

Tabla 13

Longitud en kilómetros de las líneas de transmisión de energía eléctrica por cada transportista con operaciones en Guatemala

Transportista	Kilómetros de línea de transmisión				
	400kV	230 kV	138 kV	69kV	Total
Empres de transporte y control de energía eléctrica INDE	71.15	464.95	367.09	2,286.69	3189.88
Transporte de electricidad de occidente		132.20			132.20
Transportista eléctrica centroamericana, S.A.		64.36		620.52	684.88
Transmisora de energía renovable		34.52			34.52
Empresa propietaria de la red		284.50			284.50
Orazul Energy Guatemala Transco Ltda.		32.00			32.00
Redes eléctricas de Centro América, S.A.				31.12	31.12
Transportadora de energía de Centroamérica, S.A.		401.13		17.84	418.97
Transportes eléctricos del sur, S.A.		28.12			28.12
EBB Ingeniería y Servicios, S.A.		95.28			95.28
Transporte de energía eléctrica del norte, S.A.		1.30		17.70	19.00
				Total	4950.47

Nota: En la tabla 13 se puede apreciar que en el país existen más líneas de 69kV que de 230kV. Tomado de Minas, M. d. (31 de enero de 2019). *Estadísticas Subsector Eléctrico 2018*.

Como se puede notar en la tabla anterior las líneas de transmisión de energía eléctrica que predominan en el país son las del nivel de tensión de 69kV (69,000 voltios) y en menor proporción las de 230kV, esta es la razón fundamental del por qué el presente trabajo de investigación de tesis se centra en las líneas de 69kV.

En la siguiente figura se puede apreciar mejor esta proporción, si se suma la longitud de todas las líneas de transmisión de energía eléctrica de los distintos niveles de tensión que están instaladas en Guatemala da un valor de 4,950.47 km, de los cuales 2,974 kilómetros corresponden a líneas de transmisión de energía eléctrica de 69kV representando un 60% y 1,538 kilómetros corresponden a líneas de transmisión de energía eléctrica de 230kV, lo cual representa un 31%.

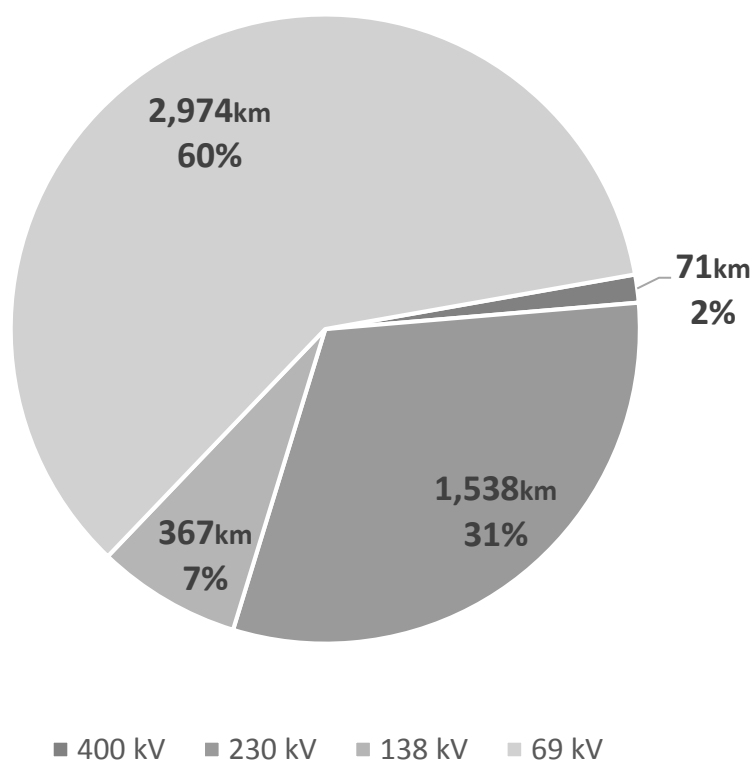


Figura 5. Longitud en kilómetros de las líneas de transmisión por nivel de voltaje que operan en Guatemala. Elaboración propia con datos de Minas, M. d. (31 de enero de 2019). Estadísticas Subsector Eléctrico 2018. Guatemala, Guatemala.

En la figura 05 se puede observar que las líneas de transmisión de 69kV son las que tienen mayor participación en el sistema nacional interconectado de Guatemala.

Para seleccionar la línea que se utilizó para aplicar la metodología RCM y realizar la evaluación del modelo financiero propuesto, se realizó un análisis estadístico de las líneas de transmisión de 69kV conectadas en el sistema nacional interconectado.

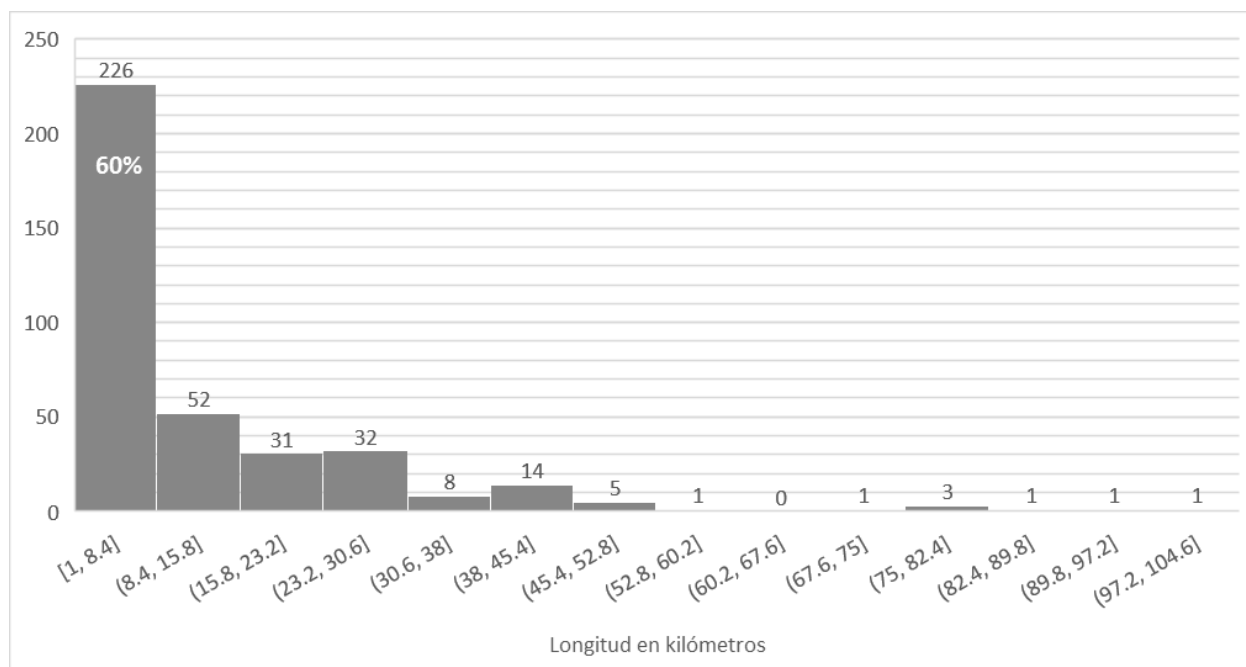


Figura 6. Histograma de longitud de líneas de transmisión de 69kV que operan en Guatemala. Elaboración propia con datos de CNEE (2020).

Como se observa en la figura 6, el 60% de las líneas de 69kV del país tienen una longitud entre 1 y 8.4 km con un promedio de 3.33 km. Se omitieron las líneas menores a 1 km ya que son ramales que alimentan a grandes usuarios. En el eje horizontal se observan los rangos de longitudes de líneas de transmisión en kilómetros y en el eje vertical la cantidad de líneas que existen dentro de ese rango de longitud.

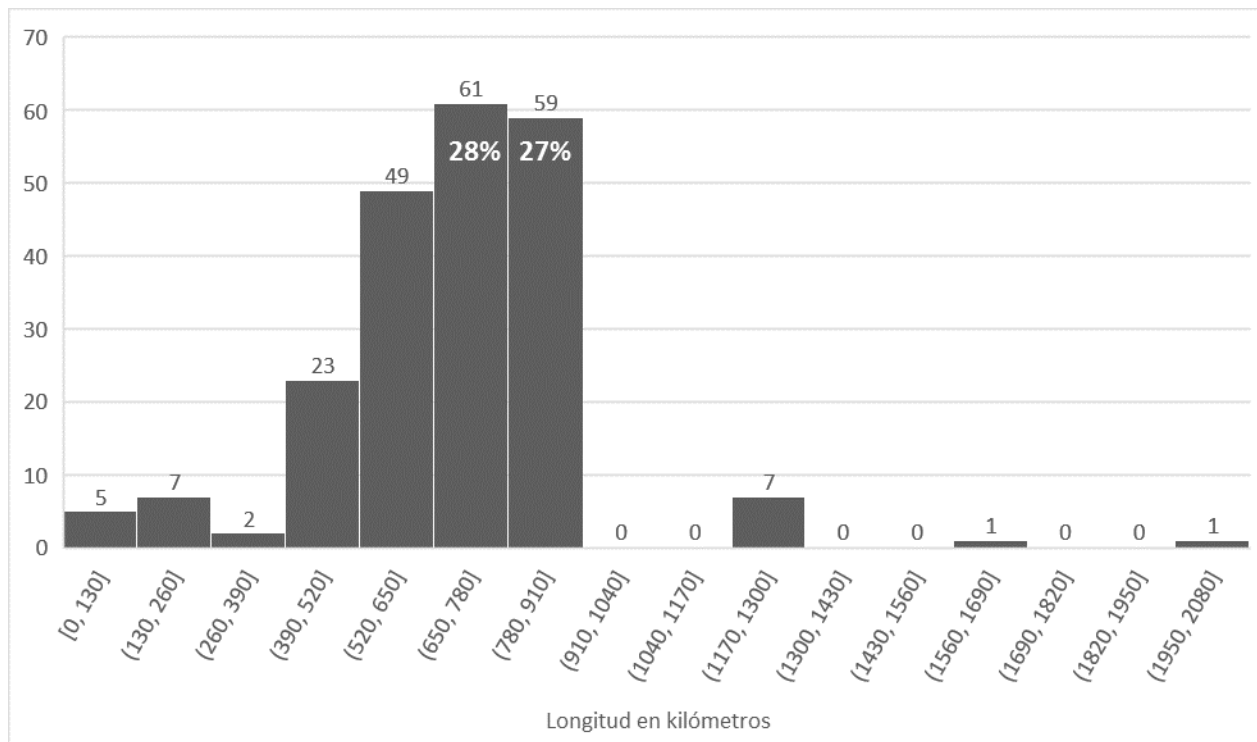


Figura 7. Histograma de corrientes máximas de líneas de 69kV en el rango de 1 y 8.4 km que operan en Guatemala. Elaboración propia con datos de CNEE (2020).

En la figura 7 se puede apreciar en el eje horizontal los rangos de corriente máxima en amperios y en el eje vertical la cantidad de líneas que existen dentro de ese rango de corrientes.

Se observa que un 55% de las líneas de transmisión en el rango de 1 y 8.4 km soportan una corriente máxima de 650 a 910 amperios, esto es importante para seleccionar el conductor de la línea. Los conductores que se encuentran entre estas capacidades de corriente son HAWK 477 ACSR, FLINT 740.8 AAAC Y DARIEN 559.5 AAAC.

Y por último se analizó la zona geográfica, dando como resultado que la mayor cantidad de líneas de transmisión de 69kV con longitudes entre 1 y 8.4 km que soportan una corriente eléctrica de 650 a 910 amperios se encuentran en la zona central que ocupa los departamentos de Guatemala, Escuintla y Sacatepéquez.

Tabla 14.

División por zona geográfica de líneas de transmisión 69kV con longitud entre 1 y 8.4km

Zona geográfica	Cantidad de líneas de 69kV de longitud entre 1 y 8.4km
Central	81
Occidente	14
Oriente	5
Troncal	20
Total	120

Nota: En la tabla 14 se presenta la cantidad de líneas de transmisión distribuidas en las diferentes zonas geográficas. Elaboración propia con datos de CNEE.

Como resultado final se seleccionó una línea de transmisión ubicada en la Ciudad de Guatemala con una longitud de 3.8 km con conductor FLINT 740.8 AAAC para aplicar la metodología RCM y su respectiva evaluación financiera .

4.1.2. Características de la línea de transmisión

La línea sujeta a este análisis es una línea de transmisión de 69kV en anillo con conductor FLINT 740.8 AAAC, soportada por estructuras de concreto pretensado centrifugado y torres de celosía. Conecta la subestación A con la subestación B y recibe una remuneración horaria de Q 59.99.

La línea de transmisión opera continuamente durante los 365 días del año, debido a que es una línea en anillo, cuenta con redundancia por lo que una salida de línea solo durará algunos minutos hasta que se pueda reestablecer el suministro realizando transferencias de carga a otras subestaciones aledañas. Durante ese período de tiempo se afectará aproximadamente a 20,000 usuarios.

Dado que el servicio de energía eléctrica se considera un servicio esencial se debe tener un alto índice de continuidad del servicio. La regulación del país permite para este tipo de líneas 300 minutos de indisponibilidad forzada y 3 indisponibilidades forzadas mayores a 10 minutos durante 1 año calendario.

Las indisponibilidades forzadas son sancionadas por lo que tiene un costo asociado de Q 59.99 por cada hora de indisponibilidad, siempre que se haya sobrepasado de las tolerancias y por cada indisponibilidad forzada superior a la tolerancia será sancionada según la formula establecida en las normas de calidad del servicio y sanciones vistas en el capítulo 2.

Adicionalmente, solo puede quitar la energía de la línea para mantenimientos programados por 12 horas los domingos y se debe solicitar con 15 días de anticipación. Esto tiene un costo en sanciones por indisponibilidad programada de Q6.00 por cada hora y costo de maniobras para transferencias de carga.

La línea debe cumplir con estándares ambientales, entre ellos no sobrepasar los 75 decibeles de ruido y un valor de campo eléctrico máximo de $E = 8.333 \text{ kV/m}$ y un campo magnético máximo de $H = 333.33 \text{ A/m}$ según la regulación de radiación no ionizante. Además, durante los mantenimientos programados se deberá cumplir con el plan de gestión ambiental.

La línea es de 69,000 voltios fase a fase, lo que se considera alta tensión y está construida con cable desnudo, es decir no está aislado eléctricamente, además está instalada en estructuras de concreto sobre la vía pública y terrenos privados a los cuales las personas pueden tener acceso, por lo tanto, presenta un riesgo muy alto a la seguridad de las personas. Para mitigar el riesgo la línea debe cumplir con distancias mínimas de seguridad establecidas en las NTDOID por la CNEE, esta línea fue diseñada para cumplir con estas distancias.

El tiempo de reparación de la línea dependerá de la falla, horario en que falle y disponibilidad de repuestos, personal y maquinaria. Puede tardar entre 45 minutos y 32 horas. Se tiene un stock de repuestos que incluyen todos los materiales que puedan necesitarse en una reparación. En reparaciones que requieren la sustitución de un poste de concreto se puede tener dificultades ya que no se dispone de un stock de todo tipo de postes, solamente se cuenta con un depósito de postes usados en buen estado y los proveedores tienen 2 postes de 21m C3000 en su almacén.

Además, se cuenta con postes de acero galvanizado y postes de compuesto de fibra con polímero de 21m C3000.

Se cuenta con limitado stock de cable entre aproximadamente 1km y 4km por cada calibre. Además, se cuenta con materiales del proveedor AMESA que puede vendernos en alguna necesidad y también los proveedores de mano de obra pueden proveer algunos materiales.

La línea sirve carga residencial e industrial cuya mayor demanda es en el descanso de semana santa que sucede en el mes de marzo y abril y en las fiestas de fin de año a partir del 20 diciembre hasta el 2 de enero. Adicionalmente, el AMM establece un estado de alerta en estos meses durante los cuales no permite realizar mantenimientos a menos que sean una emergencia.

4.2. Análisis RCM

A continuación, se presenta el análisis RCM que se realizó a la línea de transmisión ubicada en la Ciudad de Guatemala con una longitud de 3.8 km con conductor FLINT 740.8 AAAC, este análisis fue realizado utilizando el libro de RCM 2 de John Moubray.

4.2.1. Definición de funciones y fallas funcionales

La definición de funciones de las líneas de transmisión eléctrica se realizó utilizando el libro de RCM 2 de John Moubray, donde se encontraron 14 funciones con 18 fallas funcionales posibles que se enumeran a continuación.

Tabla 15

Definición de funciones y fallas funcionales de las líneas de transmisión de energía eléctrica según RCM

F	Función	FF	Falla Funcional
1	Transportar energía eléctrica hasta 827 amperios con un nivel de tensión de +/-5% y niveles de flicker y distorsión armónica dentro de los parámetros de la norma NTCSTS.	A B C D E	No transporta energía El voltaje excede los límites inferior o superior permitidos La calidad de energía excede los límites permitidos Transporta más energía de la máxima permitida Falla el sistema nacional interconectado
2	Contener la energía en los conductores	A	No contiene la energía en los conductores
3	Soportar las variaciones de tensiones mecánicas del conductor durante su vida útil	A	No soporta las tensiones mecánicas
4	Mantener las distancias mínimas de seguridad	A	No mantienen las distancias mínimas
5	Soportar las condiciones ambientales críticas de diseño	A	No soporta las condiciones críticas de diseño
6	Evitar operaciones de la línea por vandalismo	A	La línea es operada por personas no autorizadas
7	Permitir la interrupción de transporte de energía cuando se requiera	A	No interrumpe el transporte cuando se requiere
8	Lucir de acuerdo con los estándares corporativos	A	No luce de acuerdo con el estándar
9	Permitir identificar cada estructura con un número	A	No se puede identificar la estructura
10	Prevenir sobre tensiones mayores a 515 kV en caso de rayo	A	Se generan sobretensiones mayores a 515kV

11	Evitar interrupción del transporte de energía eléctrica si no existe falla	A	Interrupción del transporte de energía sin falla
12	Permitir escalar estructura para mantenimientos	A	No es posible escalar la estructura para mantenimientos
13	soportar peso de personal y herramientas	A	Estructura no soporta peso de personal y herramientas
14	Producir radiación máxima de campo Eléctrico $E = 8.333 \text{ kV/m}$ y campo magnético de $H = 333.33 \text{ A/m}$	A	Se produce radiación o ruido fuera de los límites permitidos

Nota: En la tabla número 15 se puede apreciar la lista de fallas funcionales que afectan la función de la línea de transmisión definida por el usuario. Elaboración propia.

Posteriormente se realizó un análisis de modos de falla y efectos de falla siguiendo la metodología RCM, se debe enlistar todas las fallas funcionales, sus modos de fallas y el efecto de la falla. Este último está compuesto de cuatro elementos esenciales, que son:

- ¿Cuál es la evidencia de que ha sucedido o está sucediendo el modo de falla?
- ¿De qué manera supone una amenaza para la seguridad o el medio ambiente?
- ¿Cuáles son los daños físicos causados por la falla?
- ¿Qué debe hacerse para repararla?

A cada función, falla funcional y modo de falla se le asignó una numeración correlativa, la cual se utilizó posteriormente en la definición de tareas proactivas. El análisis de modos de falla, efecto de falla completo se presentan en el Anexo 1. A continuación, se presenta un ejemplo del análisis del modo de falla 1A1:

Tabla 16*Análisis de modo de falla de las líneas de transmisión eléctrica*

F	Función	F F	Falla Funcio- nal	M F	Modo de Falla (causa de la falla)	Efecto de la Falla (Qué sucede cuando falla)
1	Transportar energía eléctrica hasta 827 amperios con un nivel de tensión de +/-5% y niveles de flicker y distorsión armónica dentro de los parámetros de la norma NTCSTS.	A	No transporta energía	1	Conductor roto por falla en conector pernada	Se observa punto caliente al realizar termografía. Si no se detecta a tiempo fundirá el metal del conector y se romperá la continuidad de la línea. Puede caer al suelo metal derretido. Puede generar un arco eléctrico y causar quemaduras a personas que se encuentren en la parte inferior del poste. Puede provocar incendios forestales. Se dañan los conectores. Puede dañar a vehículos que se encuentren debajo de la línea. Se puede reparar realizando un mantenimiento programado con un descargo de 4 a 6 horas. Si no se detecta a tiempo se debe reparar correctivamente pudiendo durar la reparación desde 3 hasta 10 horas, dependiendo del tiempo que tome ubicar la falla, disponibilidad de material, maquinaria y personal.

Nota: En la tabla 16 se observa un ejemplo del análisis del modo de falla número 1A1, el análisis completo de todos los modos de falla se presenta en el Anexo 1. Elaboración propia.

Se definió la tarea propuesta utilizando el diagrama de decisión RCM, este diagrama tiene 4 pasos, primero evalúa si la falla es oculta o visible para el operador (*Hide*), luego si puede provocar lesiones a personas (*Security*), posteriormente si puede infringir alguna normativa ambiental (*Environment*) y por último si afecta o no la capacidad operacional (*Operation*).

Para cada paso del diagrama se coloca una S o una N en el cuadro que corresponde como se podrá observar en la tabla No. 13. Para la frecuencia se utilizó el intervalo entre el momento en que ocurre una falla potencial y su decaimiento hasta convertirse en una falla funcional.

A continuación, se presenta el diagrama de decisión RCM, el cual se utilizó para realizar la simulación de la implementación para la evaluación financiera:

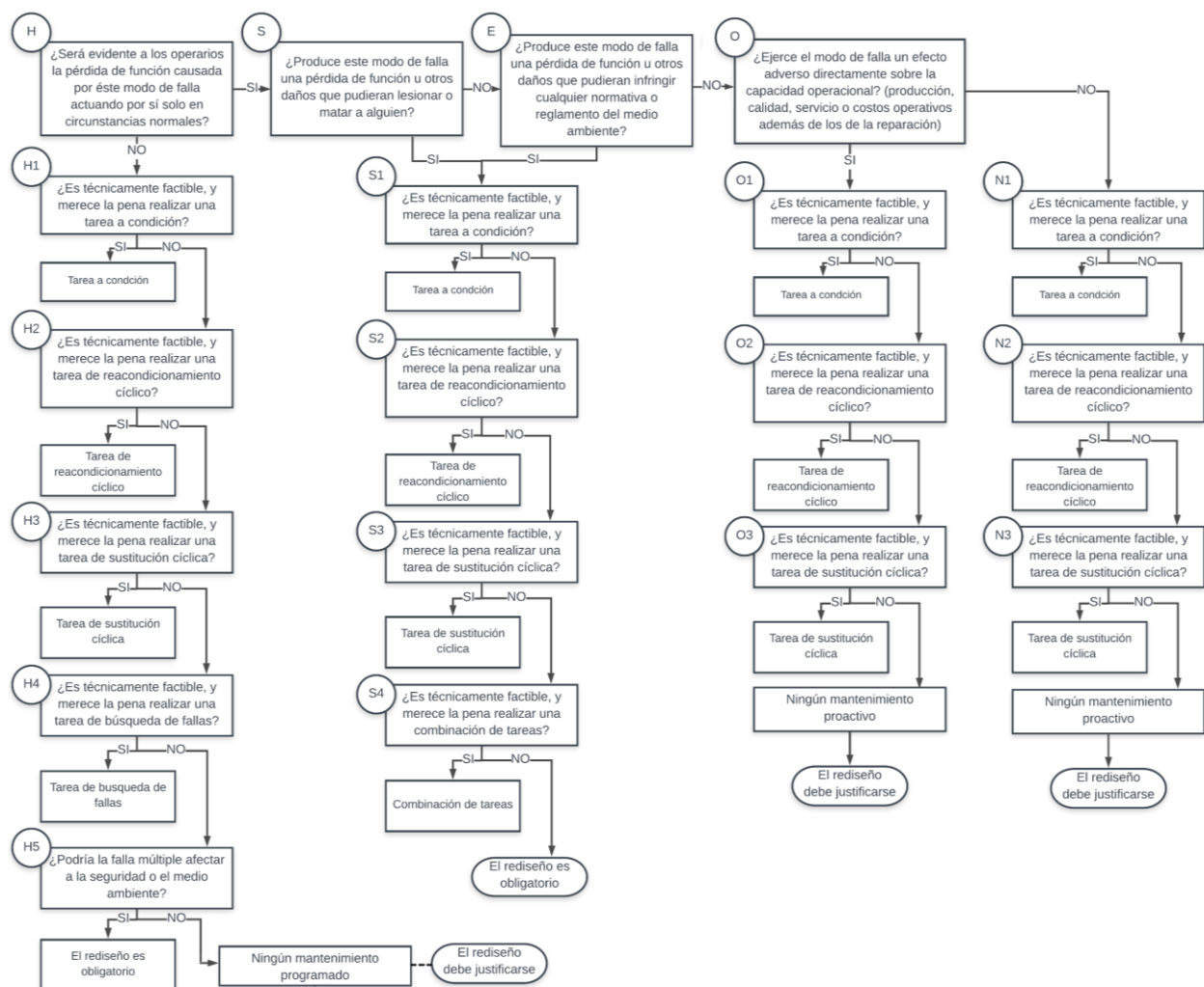


Figura 8. Diagrama de decisión RCM. Tomado de Moubray, J. (2004). Mantenimiento Centrado en Confiabilidad. Página 204.

La definición completa de las tareas propuestas se encuentra en el Anexo 2. A continuación, se presenta la toma de decisión para el modo de falla 1A1:

Tabla 17*Toma de decisión y definición de tarea propuesta*

Información de Referencia			Evaluación de consecuencias				H1	H2	H3	Tareas a falta de				Tarea propuesta	Intervalo inicial	Puede ser realizada por
F	FF	MF	H	S	E	O	N1	N2	N3	H4	H5	S4				
1	A	1	S	S			S						Inspección termográfica de conectores roscados	6 meses	Termógrafo nivel 1	

Nota: En la tabla 17 se presenta la toma de decisión para el modo de falla 1A1. La tabla completa de las tareas propuestas se encuentra en el Anexo 2. Elaboración propia utilizando metodología RCM 2 (Moubray, 2004)

Donde:

F: Falla

FF: Falla funcional

MF: Modo de falla

H_n, S_n, E_n y O_n: paso según diagrama de decisión RCM en figura 8.

S: Si

4.2.2. Resultados

A continuación, se presenta el resumen de las tareas propuestas para el plan de mantenimiento basado en la metodología RCM con una breve descripción, el intervalo de tiempo en que debe repetirse la tarea y la persona o empresa que puede realizar la tarea.

Tabla 18

Tareas de mantenimiento para una línea de transmisión de 69kV ubicada en la Ciudad de Guatemala con una longitud de 3.8 km con conductor FLINT 740.8 AAAC

No.	Actividades de mantenimiento	Descripción	Puede ser realizada por	Intervalo inicial
1	Mantenimiento control de comunicación IAS	de Realizar inspección visual, limpieza y medición y de parámetro eléctricos y pruebas a los elementos de control y comunicación de los seccionadores.	Contratista automatización	1 año
2	Mantenimiento arbolado	de Podar ramas y vegetación que se aproxima a la línea de transmisión dejándola con una libranza mínima de 3 metros.	Contratista arbolado	de 6 meses
3	Medición de calidad de energía	Medir en el punto de conexión de los clientes la calidad de energía.	Contratista medida	de 1 año
4	Medición de SPT	Medir la resistencia del sistema de puesta a tierra en cada estructura. Los sistemas que presenten valores superiores a la resistencia de diseño deberán corregirse.	Contratista electromecánico	3 años
5	Mantenimiento Seccionadores	de Limpieza, engrase, calibración y pruebas de seccionadores.	Contratista electromecánico	1.25 años

6	Sustitución de Conductores y estructuras*	Reemplazar los conductores de la línea de transmisión.	Contratista electromecánico	40 años salinos 45 años industriales 50 años normal
7	Sustitución de herrajes e hilo de guarda*	Reemplazar los herrajes e hilo de guarda de toda la línea.	Contratista electromecánico	10 años salinos 20 años industriales 30 años normal
8	Medición de RNI y Ruido	Medición de radiaciones no ionizantes y ruido en los puntos críticos de la línea.	Contratista especialista	1 año
9	Pintura de número de postes	Pintar con pintura asfáltica el número identificador de cada poste.	Contratista pintor	5 años
10	Capacitación a Operadores	Capacitación para operar adecuadamente la red.	Ingeniero de Operaciones	1 año
11	Inspección Forestal	Inspección visual de árboles cercanos a la línea para identificar su estado de salud y riesgo de desplome hacia la línea.	Profesional forestal	2 años antes del invierno
12	Inspección Civil/Geotécnica	Inspección visual del estado de las cimentaciones, estructuras, terreno y verticalidad de las estructuras.	Técnico civil/geotécnico	1 año al inicio del invierno
13	Inspección Electromecánica	Inspección general del estado de cada elemento de la línea de transmisión. Cable,	Técnico electricista	6 meses

		aisladores, herrajes, pararrayos, libranzas, vegetación, defensas, servidumbre, tirantes, seccionadores y postes.		
14	Inspección Social	Verificar que la línea de transmisión tenga los permisos de accesibilidad para el mantenimiento. Resolver cualquier conflicto social que se presente.	Técnico social	3 años
15	Termografía	Realizar inspección termográfica a conectores roscados y a compresión de toda la línea.	Termógrafo n1	6 meses
16	Rediseños*	Rediseñar las estructuras para evitar choques vehiculares con la estructura y tirantes.	Ingeniero diseñador y contratistas	Único

Nota: La tabla 18 presenta el resumen de las tareas propuestas para el plan de mantenimiento basado en la metodología RCM. (*) Estas tareas se consideraron en el proyecto de construcción de línea ya que corresponde a la vida útil de los activos. Estas tareas no serán consideradas en el presupuesto de mantenimiento. Elaboración propia.

5. EVALUACIÓN FINANCIERA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE RCM EN UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

A continuación, se presenta la evaluación financiera de los distintos escenarios planteados.

5.1. Supuestos

Para poder realizar los flujos de efectivo y proyectar los gastos e ingresos en el período de análisis fue necesario suponer algunas tasas de actualización, mismas que se presentan a continuación.

5.1.1. Tasa de actualización de ingresos

La tasa de actualización del flujo de ingresos se encuentra definida en la resolución CNEE-12-2019, en la cual se utiliza una fórmula que utiliza índices de precios del productor.

La fórmula utilizada es la siguiente:

$$PeajeS_n = PeajeS_{n-1} * \left(0.074 * \frac{PPIw_n}{259.50} + 0.038 * \frac{PPIe_n}{114.90} + 0.016 * \frac{PPIc_n}{208.30} + 0.091 * \frac{PPIc_n}{263.90} + 0.040 * \frac{PPIt_n}{167.20} + 0.136 * \frac{PPI_m_n}{240.80} + 0.263 * \frac{IPC_n}{137.35} \right) \quad Ecuación 8$$

Donde:

- n año que se desea conocer
- n-1 año anterior
- PPIw Índice de precios al productor del grupo de metales y productos de metal, ítem cable y alambres electrónicos, serie ID: WPU10260301 de los Estados Unidos de América publicado por el U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics en enero de cada año.

- PPIe Índice de precios al productor del grupo de maquinaria y equipo, ítem maquinaria y equipo eléctrico, serie ID: WPU117 de los Estados Unidos de América publicado por el U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics en enero de cada año.
- PPIc Índice de precios al productor del grupo de productos industriales menos combustibles, serie ID: WPU03T15M05 de los Estados Unidos de América publicado por el U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics en enero de cada año.
- PPIc Índice de precios al productor del grupo de productos minerales no metálicos, ítem productos de concreto, serie ID: WPU133 de los Estados Unidos de América publicado por el U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics en enero de cada año.
- PPIt Índice de precios al productor del grupo de transmisión y distribución de energía eléctrica a granel, serie ID: PCU221121221121 de los Estados Unidos de América publicado por el U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics en enero de cada año.
- PPIm Índice de precios al productor del grupo de metales y productos de metal, ítem hierro y acero, serie ID: WPU101 de los Estados Unidos de América publicado por el U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics en enero de cada año.
- IPC Índice de precios al consumidor, base diciembre 2010 publicado por el Instituto Nacional de Estadística -INE- de Guatemala, en enero de cada año.

Se utilizó los índices antes mencionados en el período comprendido del 2010 al 2020 y se utilizó el método de regresión lineal simple para proyectar los siguientes 10 años y así tener la tasa de actualización de ingresos esperada cada año de la evaluación financiera.

Tabla 19*Índices económicos y porcentaje de variación anual aplicados en formula de actualización de ingresos*

Peso Índice	7% PPIw	38% PPIe	2% PPlic	9% PPIc	4% PPIt	14% PPIIm	26% IPC									
año	índice	% variación	índice	% variación	índice	% variación	índice	% variación	índice	% variación	índice	% variación	índice	% variación	índice	% variación
2010	253.9	100%	113.4	100%	180.2	100%	211.2	100%	112.8	100%	205.6	100%	100.0	100%		
2011	283.3	109%	112.9	98%	188.6	91%	210.9	80%	122.6	73%	239.8	100%	103.2	75%		
2012	265.3	102%	113.4	99%	193.8	93%	213.5	81%	123.6	74%	256.5	107%	106.3	77%		
2013	265.7	102%	113.4	99%	195.3	94%	218.5	83%	131.5	79%	228.0	95%	110.4	80%		
2014	258.2	99%	113.8	99%	197.2	95%	225.4	85%	142.2	85%	238.0	99%	115.0	84%		
2015	244.3	94%	114.1	99%	196.0	94%	236.4	90%	150.7	90%	222.4	92%	117.6	86%		
2016	223.8	86%	113.3	99%	191.9	92%	243.0	92%	159.2	95%	173.1	72%	122.8	89%		
2017	230.2	89%	113.7	99%	196.8	94%	250.8	95%	159.2	95%	204.8	85%	127.5	93%		
2018	242.1	93%	114.0	99%	203.0	97%	258.6	98%	166.5	100%	217.6	90%	133.5	97%		
2019	247.7	95%	116.7	102%	208.3	100%	266.8	101%	165.9	99%	240.4	100%	139.0	101%		
2020	246.6	95%	118.0	103%	207.2	99%	276.4	105%	174.4	104%	212.1	88%	141.5	103%		
2021	231.7	89%	116.4	101%	209.3	100%	279.3	106%	183.5	110%	211.1	88%	145.6	106%		
2022	231.7	89%	116.8	102%	211.4	102%	286.2	108%	189.7	113%	209.4	87%	149.9	109%		
2023	228.5	88%	117.2	102%	213.6	103%	293.2	111%	195.9	117%	207.6	86%	154.2	112%		
2024	225.3	87%	117.5	102%	215.8	104%	300.2	114%	202.1	121%	205.9	85%	158.5	115%		
2025	222.1	86%	117.9	103%	217.9	105%	307.1	116%	208.3	125%	204.1	85%	162.8	119%		
2026	218.8	84%	118.3	103%	220.1	106%	314.1	119%	214.5	128%	202.4	84%	167.1	122%		
2027	215.6	83%	118.6	103%	222.3	107%	321.1	122%	220.7	132%	200.6	83%	171.4	125%		
2028	212.4	82%	119.0	104%	224.5	108%	328.1	124%	226.9	136%	198.8	83%	175.7	128%		
2029	209.2	81%	119.3	104%	226.6	109%	335.0	127%	233.1	139%	197.1	82%	180.0	131%		
2030	206.0	79%	119.7	104%	228.8	110%	342.0	130%	239.3	143%	195.3	81%	184.4	134%		

Nota: Elaboración propia con datos de U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics e Instituto Nacional de Estadística -INE- de Guatemala

Para validar la proyección de datos se obtuvo el coeficiente de correlación de Pearson (r) y se obtuvo los siguientes datos:

Tabla 20

Coeficiente de correlación de Pearson para regresión lineal de índices de precios del productor

Coeficiente	PPIw	PPIe	PPIic	PPIc	PPIt	PPIIm	IPC
R ²	0.40	0.57	0.79	0.97	0.97	0.07	0.99
I _{rl}	0.63	0.76	0.89	0.99	0.98	0.26	1.00

Nota: Elaboración propia con datos de U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics e Instituto Nacional de Estadística -INE- de Guatemala

Como puede observarse en la tabla 20, en promedio se tiene un coeficiente de correlación de Pearson absoluto de r de 0.82, todos los indicadores a excepción del PPIIm tienen un coeficiente superior a 0.553, lo que indica que las series de datos son dependientes con un 5% de error. (Sánchez, 2010, pág. 2)

Al aplicar la ecuación de ajuste anual de peaje se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 21

Tasa de ajuste de ingresos anual

Año	% Variación
2021	0.54%
2022	1.79%
2023	2.95%
2024	4.11%
2025	5.27%
2026	6.43%
2027	7.59%
2028	8.75%
2029	9.91%
2030	11.07%

Nota: La tabla 21 muestra el resultado de aplicar la ecuación número 8 de actualización de ingresos con los datos mostrados en la tabla 19. Elaboración propia.

Se puede observar en la tabla 21 que el peaje para líneas de transmisión tiene un crecimiento a lo largo del tiempo.

5.1.2. Tasa de actualización de costos del productor

Para el cálculo de la tasa de actualización de costos se consideró la fórmula presentada por la CNEE en la resolución CNEE-12-2019, la cual fue utilizada para la actualización del peaje. Se realizó un ajuste y se tomó de base en el cálculo el índice de precios del año anterior. Los porcentajes de participación de cada indicador se dejó igual.

La fórmula utilizada es la siguiente:

$$Presupuesto_n = Presupuesto_{n-1} * \left(0.074 * \frac{PPIW_n}{PPIW_{n-1}} + 0.038 * \frac{PPIe_n}{PPIe_{n-1}} + 0.016 * \frac{PPIc_n}{PPIc_{n-1}} + 0.091 * \frac{PPIc_n}{PPIc_{n-1}} + 0.040 * \frac{PPIt_n}{PPIt_{n-1}} + 0.136 * \frac{PPI m_n}{PPI m_{n-1}} + 0.263 * \frac{IPC_n}{IPC_{n-1}} \right)$$

Ecuación 9

Se utilizó los índices utilizados en la ecuación en el período comprendido del 2010 al 2020 y al aplicar la ecuación anterior en cada año se obtuvo un promedio de 1.68% de incremento en los costos del productor. Esta es la tasa de actualización de costos que se utilizó en el flujo de fondos sin proyecto y con proyecto.

Para esta tasa no se utilizó una proyección con regresión lineal simple dado que la ecuación 9, que se aplica año con año, se actualiza con los datos del año anterior, esto genera un error adicional al ya considerado en la proyección, por lo que se considera que el valor promedio de la tasa de actualización de años anteriores con datos reales es una mejor suposición.

5.1.3. Tasa de rendimiento requerida

La tasa de rendimiento requerida será diferente por cada transportista que desee aplicar la metodología, para este ejercicio se seleccionó la tasa de actualización TAI determinada por las empresas SIGLA y ELECTROTEK S.A. quienes realizaron el estudio para la CNEE y determinaron una tasa de rendimiento de 7% para las empresas transportistas y distribuidoras.

Según el anexo de la resolución CNEE-263-2012 la metodología de cálculo de esta tasa está de acuerdo con literatura financiera y prácticas internacionales e indica que para el cálculo de la tasa de costo de capital se utilizó el modelo WACC/CAMP. Esta metodología se encuentra en el Anexo 3.

5.2. Situación sin proyecto

La situación sin proyecto consiste en no realizar el proyecto, es decir, la empresa continúa con sus actividades de mantenimiento actuales sin ninguna metodología estándar. Dado que la empresa ya se encuentra en operación no existe una inversión inicial.

5.2.1. Egresos proyectados

Se tuvo acceso al presupuesto del año 2019 de mantenimiento de líneas de una de las empresas transportistas del país.

Dicho presupuesto se tomó esta como base para el flujo de caja sin proyecto adaptándolo a la longitud de la línea seleccionada de 3.8km. Dicha empresa no tenía contemplado en su presupuesto las sanciones esperadas por calidad de servicio y producto por lo que estos ítems se calcularon con base a los datos incluidos en los numerales 2.3.4.10. y 2.3.5.1. de este documento, además se utilizó la base de datos de indisponibilidades programadas y forzadas del 2019 de la CNEE.

Tabla 22*Presupuesto para operación y mantenimiento de línea*

Concepto	Presupuesto	Peso
Gastos de Personal	Q 15,021.56	23%
Gastos administrativos	Q 16,818.57	25%
Gastos de Mantenimiento Preventivo	Q 28,966	44%
Gastos de Mantenimiento Correctivo	Q 3,192.00	5%
Sanción por regulación de tensión	Q 1,043.67	2%
Sanción por indisponibilidad programada	Q 259.16	0.4%
Sanción por indisponibilidad forzada	Q 669.00	1%
Total, presupuesto anual	Q 65,964.02	100%

Nota: Elaboración propia con datos obtenidos de empresa transportista y Memoria de Labores 2018-2019 de CNEE.

El gasto de personal y administrativo se tomó solo la parte porcentual del costo total de la empresa que corresponde a la longitud de la línea en análisis, es decir que el personal no está dedicado totalmente al mantenimiento de esta línea, sino a un lote mucho mayor de líneas. El presupuesto no incluye impuestos.

5.2.2. Ingresos proyectados

Como se mencionó en el capítulo 2.3.2. inciso c) de este trabajo de investigación, los transportistas reciben una remuneración del 3% de la inversión inicial anualmente para operación y mantenimiento.

La línea seleccionada para este análisis tiene una remuneración horaria total de Q59.99, esto equivale a un peaje anual de Q525,512.40, lo que corresponde a una inversión de Q4,036,193.55 para su construcción. De este valor se recibe el 3% para mantenimiento, lo que resulta en un ingreso de Q121,085.81 para operación y mantenimiento de la línea por cada año que dure su operación.

5.2.3. Determinación del flujo de fondos

El período de análisis que se utilizó es de 10 años, esto debido a que las tareas preventivas y correctivas utilizadas en la situación con proyecto tienen una periodicidad de hasta 7 años.

A continuación, se presenta el flujo de fondos proyectado para 10 años para la situación sin proyecto. Los flujos de costos tienen un 1.68% de incremento anual según lo indicado en el numeral 5.1 de este documento. Los flujos de ingresos tienen un % de incremento anual según lo indicado en la tabla 19 de este documento.

Tabla 23*Flujo neto de fondos para la situación sin proyecto en el escenario real*

CONCEPTO	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<u>INGRESOS</u>										
Ingreso por Operación y Mantenimiento	121.74	123.92	127.57	132.82	139.82	148.81	160.10	174.11	191.37	212.55
TOTAL, INGRESOS	121.74	123.92	127.57	132.82	139.82	148.81	160.10	174.11	191.37	212.55
<u>EGRESOS</u>										
Gastos de Personal	15.27	15.53	15.79	16.06	16.33	16.60	16.88	17.16	17.45	17.74
Gastos administrativos	17.10	17.39	17.68	17.98	18.28	18.59	18.90	19.22	19.54	19.87
Gastos de Mantenimiento Preventivo	29.45	29.94	30.44	30.96	31.48	32.00	32.54	33.09	33.64	34.21
Gastos de Mantenimiento Correctivo	3.25	3.30	3.36	3.41	3.47	3.53	3.59	3.65	3.71	3.77
Sanción por regulación de tensión	1.06	1.08	1.10	1.12	1.13	1.15	1.17	1.19	1.21	1.23
Sanción por indisponibilidad programada	0.26	0.27	0.27	0.28	0.28	0.29	0.29	0.30	0.30	0.31
Sanción por indisponibilidad forzada	0.68	0.69	0.70	0.72	0.73	0.74	0.75	0.76	0.78	0.79
ISR	8.52	8.67	8.93	9.30	9.79	10.42	11.21	12.19	13.40	14.88
TOTAL, EGRESOS	75.59	76.87	78.27	79.81	81.48	83.32	85.33	87.56	93	92.80
FLUJO NETO DE FONDOS	46.15	47.05	49.30	53.01	58.34	65.49	74.77	86.55	101.33	119.75

Nota: Cifras en miles de quetzales. Elaboración propia

Puede observarse que el flujo neto de fondos que en todos los años da como resultado un valor positivo, lo que indica que los egresos son menores a los ingresos.

5.2.4. Estimación de indicadores financieros

A continuación, se presentan los resultados de los indicadores financieros calculados en Excel, cada uno con su interpretación correspondiente.

5.2.4.1. Valor actual neto

El valor actual neto fue calculado con el apoyo del software Excel dando un resultado de Q463.07 miles de quetzales. Se puede entonces determinar que el valor de la organización aumenta con el flujo de fondos actual.

5.2.4.2. Índice de rentabilidad

Los cálculos del índice de rentabilidad se realizaron con el apoyo del software Excel, para este caso se calculó por separado el valor presente neto de los beneficios y costos para luego obtener la razón beneficio costo, la cual dio como resultado 1.80.

Tabla 24

Razón beneficio costo para la situación sin proyecto en el escenario real

Indicador	Resultado
VPN Beneficios	Q1,039.50
VPN Costos	Q576.43
Relación B/C	1.80

Nota: La relación beneficio costo es favorable para el proyecto. Elaboración propia.

Se concluye del resultado mostrado en la tabla 23 que la situación actual presenta beneficios superiores al costo de oportunidad de las alternativas de inversión, 0.80 unidades ganados por cada unidad invertida.

5.2.4.3. Costo anual equivalente

El costo anual equivalente se calculó con el apoyo del software Excel, el cual dio como resultado Q82,070

5.3. Situación sin proyecto optimista

Para este escenario se planteó un aumento en el flujo de ingresos, el resto de las componentes del flujo se dejaron sin cambios.

5.3.1. Ingresos proyectados

Dado que la CNEE realiza una revisión del peaje cada 2 años, una de las probabilidades es que aumenten los ingresos, y considerando que la fórmula empleada por la CNEE considera varios indicadores de precios, en los cuales no se tiene injerencia, para que exista un aumento de ingresos solo basta con un cambio en la proporción de cada factor de la fórmula. La fórmula modificada que se utilizó en el flujo de fondos en el escenario optimista es la siguiente:

$$PeajeS_n = PeajeS_{n-1} * \left(74 * \frac{PPIW_n}{259.50} + 28 * \frac{PPIe_n}{114.90} + 66 * \frac{PPIic_n}{208.30} + 91 * \frac{PPIc_n}{263.90} + 90 * \frac{PPIt_n}{167.20} + 0.136 * \frac{PPI_m_n}{240.80} + 0.263 * \frac{IPC_n}{137.35} \right)$$

Ecuación 10

5.3.2. Determinación del flujo de fondos

A continuación, se presenta el flujo de fondos proyectado para 10 años para la situación sin proyecto optimista. Los flujos de costos tienen un 1.68% de incremento anual según lo indicado en el numeral 5.1 de este documento. Los flujos de ingresos tienen un % de incremento anual calculado con la ecuación No. 10.

Tabla 25*Flujo neto de fondos para la situación sin proyecto en un escenario optimista*

Concepto	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<u>Ingresos</u>										
Ingreso por Operación y Mantenimiento	122.19	125.09	129.76	136.38	145.21	156.59	171.00	189.07	211.64	239.79
Total ingresos	122.19	125.09	129.76	136.38	145.21	156.59	171.00	189.07	211.64	239.79
<u>Egresos</u>										
Gastos de Personal	15.27	15.53	15.79	16.06	16.33	16.60	16.88	17.16	17.45	17.74
Gastos administrativos	17.10	17.39	17.68	17.98	18.28	18.59	18.90	19.22	19.54	19.87
Gastos de Mantenimiento Preventivo	29.45	29.94	30.44	30.96	31.48	32.00	32.54	33.09	33.64	34.21
Gastos de Mantenimiento Correctivo	3.25	3.30	3.36	3.41	3.47	3.53	3.59	3.65	3.71	3.77
Sanción por regulación de tensión	1.06	1.08	1.10	1.12	1.13	1.15	1.17	1.19	1.21	1.23
Sanción por indisponibilidad programada	0.26	0.27	0.27	0.28	0.28	0.29	0.29	0.30	0.30	0.31
Sanción por indisponibilidad forzada	0.68	0.69	0.70	0.72	0.73	0.74	0.75	0.76	0.78	0.79
ISR	8.55	8.76	9.08	9.55	10.16	10.96	11.97	13.23	14.81	16.79
Total egresos	75.63	76.96	78.43	86	81.86	83.86	86.09	88.60	91.45	94.71
<u>Flujo neto de fondos</u>	46.56	48.13	51.33	56.33	63.35	72.73	84.90	100.47	120.19	145.08

Nota: Cifras en miles de quetzales. Elaboración propia.

Se puede observar en el flujo de fondos que en todos los años se obtienen resultados positivos.

5.3.3. Estimación de indicadores financieros

A continuación, se presentan los resultados de los indicadores financieros calculados en Excel, cada uno con su interpretación correspondiente.

5.3.3.1. Valor actual neto

El valor actual neto fue calculado con el apoyo del software Excel dando un resultado de Q514.53 miles de quetzales. Se puede entonces determinar que el valor de la organización aumenta con el flujo de fondos sin proyecto optimista.

5.3.3.2. Índice de rentabilidad

Los cálculos del índice de rentabilidad se realizaron con el apoyo del software Excel, para este caso se calculó por separado el valor presente neto de los beneficios y costos para luego obtener la razón beneficio costo, la cual dio como resultado 1.89.

Tabla 26

Razón beneficios costo sin proyecto optimista

Indicador	Resultado
VPN Beneficios	Q1,094.83
VPN Costos	Q580.30
Relación B/C	1.89

Nota: La relación beneficio costo es favorable para el proyecto. Elaboración propia.

Se puede concluir entonces del resultado mostrado en la tabla 25, que la situación sin proyecto optimista presenta beneficios superiores al costo de oportunidad de las alternativas de inversión, 0.89 unidades ganadas por cada unidad invertida.

5.3.3.3. Costo anual equivalente

El costo anual equivalente se calculó con el apoyo del software Excel, el cual dio como resultado Q82,620. El costo anual equivalente en el escenario sin proyecto optimista aumenta con relación a la situación sin proyecto actual debido a un aumento en el ISR.

5.4. Situación sin proyecto pesimista

Existe la probabilidad de que los costos estimados para esta evaluación financiera puedan aumentar debido a condiciones propias del mercado de mano de obra y materiales. Este aumento en los costos produciría una disminución en la rentabilidad del proyecto por lo que se consideró como el escenario pesimista. Para este escenario se planteó un aumento en el flujo de egresos, el resto de las componentes del flujo se dejaron sin cambios.

5.4.1. Egresos proyectados

Para el cálculo de la tasa de actualización de costos se utilizaron varios índices económicos en los cuales no se tiene injerencia, por lo que en este escenario se consideró un cambio en la proporción de cada factor de la fórmula.

La fórmula modificada que se utilizó en el flujo de fondos en el escenario pesimista es la siguiente:

$$Presupuesto_n = Presupuesto_{n-1} * \left(74 * \frac{PPIW_n}{PPIW_{n-1}} + 28 * \frac{PPIe_n}{PPIe_{n-1}} + 66 * \frac{PPIic_n}{PPIic_{n-1}} + 91 * \frac{PPIc_n}{PPIc_{n-1}} + 90 * \frac{PPIt_n}{PPIt_{n-1}} + 0.136 * \frac{PPI m_n}{PPI m_{n-1}} + 0.263 * \frac{IPC_n}{IPC_{n-1}} \right)$$

Ecuación 11

Se utilizó los índices utilizados en la ecuación en el período comprendido del 2010 al 2020 y al aplicar la ecuación anterior en cada año se obtuvo un promedio de 1.94% de incremento anual en los costos del productor.

5.4.2. Determinación del flujo de fondos

A continuación, se presenta el flujo de fondos proyectado para 10 años para la situación sin proyecto pesimista:

Tabla 27.*Flujo neto de fondos para la situación sin proyecto en un escenario pesimista*

CONCEPTO	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
INGRESOS										
Ingreso por Operación y Mantenimiento	121.74	123.92	127.57	132.82	139.82	148.81	160.10	174.11	191.37	212.55
TOTAL INGRESOS	121.74	123.92	127.57	132.82	139.82	148.81	160.10	174.11	191.37	212.55
EGRESOS										
Gastos de Personal	15.31	15.61	15.91	16.22	16.54	16.86	17.18	17.52	17.86	18.20
Gastos administrativos	17.14	17.48	17.82	18.16	18.51	18.87	19.24	19.61	19.99	20.38
Gastos de Mantenimiento Preventivo	29.52	39	30.68	31.27	31.88	32.50	33.13	33.77	34.43	35.10
Gastos de Mantenimiento Correctivo	3.25	3.32	3.38	3.45	3.51	3.58	3.65	3.72	3.79	3.87
Sanción por regulación de tensión	1.06	1.08	1.11	1.13	1.15	1.17	1.19	1.22	1.24	1.26
Sanción por indisponibilidad programada	0.26	0.27	0.27	0.28	0.29	0.29	0.30	0.30	0.31	0.31
Sanción por indisponibilidad forzada	0.68	0.70	0.71	0.72	0.74	0.75	0.77	0.78	0.80	0.81
ISR	8.52	8.67	8.93	9.30	9.79	10.42	11.21	12.19	13.40	14.88
TOTAL EGRESOS	75.77	77.22	78.81	80.53	82.40	84.44	86.67	89.11	91.81	94.82
FLUJO NETO DE FONDOS	45.97	46.70	48.77	52.29	57.41	64.37	73.43	85.00	99.55	117.73

Nota: Cifras en miles de quetzales. Elaboración propia

Se puede observar en el flujo neto de fondos que en todos los años se tiene un resultado positivo.

5.4.3. Estimación de indicadores financieros

A continuación, se presentan los resultados de los indicadores financieros calculados en Excel, cada uno con su interpretación correspondiente.

5.4.3.1. Valor actual neto

El valor actual neto fue calculado con el apoyo del software Excel dando un resultado de Q456.48 miles de quetzales. Se puede entonces determinar que el valor de la organización aumenta con el flujo de fondos sin proyecto pesimista.

5.4.3.2. Índice de rentabilidad

Los cálculos del índice de rentabilidad se realizaron con el apoyo del software Excel, para este caso se calculó por separado el valor presente neto de los beneficios y costos para luego obtener la razón beneficio costo, la cual dio como resultado 1.78.

Tabla 28

Razón beneficios costo sin proyecto pesimista

Indicador	Resultado
VPN Beneficios	Q1,039.50
VPN Costos	Q583.02
Relación B/C	1.78

Nota: La relación beneficio costo es favorable para el proyecto. Elaboración propia.

Al observar el resultado mostrado en la tabla 28 se puede concluir que la situación sin proyecto pesimista presenta beneficios superiores al costo de oportunidad de las alternativas de inversión, 0.78 unidades ganadas por cada unidad invertida.

5.4.3.3. Costo anual equivalente

El costo anual equivalente se calculó con el apoyo del software Excel, el cual dio como resultado Q83,010. El costo anual equivalente en el escenario sin proyecto pesimista aumenta.

5.5. Situación con proyecto

La situación con proyecto representa la implementación de la metodología RCM para la planificación y ejecución del mantenimiento.

5.5.1. Inversión inicial fija

La inversión inicial fija corresponde a la implementación de la metodología RCM. Como se vio en el capítulo 2.4.1, John Moubray recomienda formar un equipo de trabajo para ello, se requiere tener un equipo multidisciplinario que aporten diferentes perspectivas del equipo a mantener para así elaborar un plan de mantenimiento más completo.

En los antecedentes se menciona el comentario de Garrido que indica que se requiere de profesionales dedicados por más de 10 meses en la elaboración del análisis. En una consulta con un experto en mantenimiento se indicó que en su experiencia se podría desarrollar la metodología en 6 meses trabajando arduamente. Por lo que se tomará 8 meses como un tiempo promedio en el año cero.

Se considera un costo de oportunidad el tomar a las siguientes personas de la planilla actual de la empresa para realizar la implementación de la metodología RCM.

Tabla 29*Sueldos mensuales de personal para implementación de RCM*

Perfil	Salario
Supervisor	Q 10,574.42
Operador	Q 10,367.20
Facilitador	Q 10,367.20
Supervisor de Ingeniería	Q 10,367.20
Técnico de Mantenimiento	Q 3,527.42

Nota: Se consideran salarios promedio competitivos en el mercado laboral. Elaboración propia con datos obtenidos de <https://www.tecoloco.com.gt> [10 de julio de 2020]

En la tabla 29 se presentan los perfiles recomendados por Garrido para conformar el equipo que realizará la implementación de RCM.

A continuación, se presenta el resumen de la inversión inicial para la implementación de la metodología:

Tabla 30*Inversión inicial fija para la implementación de RCM*

Concepto	Inversión	
Capacitación*	Q	223,650
Asesoría*	Q	73,857.78
Sueldos	Q	361,627.51
Cuota patronal IGSS	Q	45,818.21
Indemnización	Q	30,135.63
Aguinaldo	Q	30,135.63
Bono 14	Q	30,135.63
Vacaciones	Q	15,067.81
Alquiler de oficina/bodega	Q	16,000
Teléfono	Q	4,000
Energía eléctrica	Q	2,400
Equipo de computo	Q	18,000
Papelería y útiles	Q	1,500
Total, inversión fija	Q	852,328.20

Nota: Costos obtenidos de cotización por empresa especializada en RCM. Elaboración propia

Se puede apreciar que la inversión inicial es bastante alta debido a la capacitación requerida y los sueldos del equipo multidisciplinario que debe realizar la implementación de RCM.

5.5.2. Presupuesto de capital con proyecto

El presupuesto de capital corresponde a los costos de la ejecución de las tareas de mantenimiento obtenidas en el capítulo 4.2.2.

5.5.2.1. Mantenimiento preventivo con proyecto

Debido a que el proyecto consiste en una mejora al mantenimiento se considera que las tareas de rediseños y sustitución cíclica debieron haberse considerado en el proyecto de construcción de línea y no serán considerados como parte del mantenimiento.

A continuación, se presentan los costos y la periodicidad con que se reflejan, en el flujo de caja, las tareas preventivas.

Tabla 31

Costo de tareas preventivas definidas según el análisis RCM

No.	Actividades de Mantenimiento	Periodicidad	Costo
	Mantenimiento de control y		
1	comunicación de IAS	1 año	Q 1,567.50
2	Mantenimiento de arbolado	6 meses	Q 13,374.90
3	Medición de calidad de energía	1 año	Q 8,000.00
4	Medición de SPT	3 años	Q 6,765.00
5	Mantenimiento de Seccionadores	2 años	Q 4,093.58
6	Medición de RNI y Ruido	1 año	Q 6,000.00
7	Pintura de número de postes	5 años	Q 1,155.00
8	Capacitación a Operadores	1 año	Q 15,000.00
9	Inspección Forestal	2 años antes del invierno	Q 8,000.00
10	Inspección Civil/Geotécnica	1 año al inicio de invierno	Q 8,000.00
11	Inspección Electromecánica	6 meses	Q 9,000.00
12	Inspección Social	3 años	Q 8,000.00
13	Termografía	6 meses	Q 1,155.00

Nota: Elaboración propia con datos obtenidos de empresas contratistas del sector.

Puede observarse que existen tareas nuevas que no se realizaban anteriormente y la periodicidad también es distinta por lo que se tendrá más egresos luego de la implementación de RCM.

5.5.2.2. Mantenimiento correctivo

El mantenimiento correctivo depende directamente de la periodicidad con que se presenten las fallas. Se subdivide en mantenimiento programado y mantenimiento de emergencia.

El mantenimiento programado será aquel que fue identificado como necesario en una tarea preventiva. El mantenimiento de emergencia es aquel que no se detectó en una tarea preventiva y sucede sin previo aviso.

Si la metodología RCM se aplica correctamente las tareas correctivas de emergencia se eliminan y las tareas correctivas programadas solo se presentarán en las tareas de mediciones e inspecciones. Esto impacta directamente en las sanciones por indisponibilidad forzada, las cuales en consecuencia se volverían cero.

La periodicidad de tareas de mantenimiento correctivo programado se estimó con base a la estadística de fallas de una empresa de transporte del país de los últimos 8 años. La periodicidad con que se repiten las fallas será la periodicidad con que se ejecutarán las tareas correctivas programadas en la línea en estudio.

Tabla 32

Costo de tareas correctivas programadas definidas por análisis estadístico de fallas en líneas de transmisión de 69kV

Actividades de Mantenimiento	Probabilidad de ocurrencia al año	Cada cuantos años se repite	Tarea correctiva	Costo de tarea correctiva	Sanción por indisponibilidad programada
Medición de calidad de energía	3	39	Ninguna, se realiza proyecto de reinversión	Q -	Q -
Medición de SPT	0.36	3	Reparación de SPT	Q 3,814.43	Q -
Medición de RNI y Ruido	1	186	Instalación de estructura de mayor altura	Q 90,849.50	Q 94.45
Inspección Forestal	3	37	Tala de árbol	Q 6,500	Q -
Inspección Civil/Geotécnica	0.18	6	Sustitución de estructura dañada	Q 97,909.71	Q 94.45
Inspección Electromecánica	0.14	7	Mantenimiento a aisladores y herrajes	Q 772.79	Q 94.45
Inspección Social	8	13	Análisis jurídico y visitas a propietario	Q 550	Q -
Termografía	1	99	Sustitución de conectores	Q 6,002.45	Q 94.45

Nota: Elaboración propia con datos de registros de fallas de empresa transportista de Guatemala y cotizaciones con empresas de servicios electromecánicos de Guatemala.

Puede observarse en la tabla 31 las tareas correctivas, su periodicidad, el costo de la tarea correctiva y la sanción correspondiente aplicada según las normas técnicas de calidad de servicio. Las tareas correctivas con periodicidad superior a los 30 años no se consideraron en el análisis ya que superan la vida útil del proyecto.

5.5.2.3. Otros egresos

Los gastos de personal y administrativos se consideraron sin cambios ya la metodología RCM solo cambia las tareas, no la parte administrativa y de personal.

La sanción por indisponibilidad programada fue considerada dentro de los costos de las tareas correctivas programadas y ascienden a un monto total de Q377.79, los cuales serán distribuidos en los años que se prevé ejecutar los mantenimientos.

La sanción por indisponibilidad forzada se vuelve cero ya que no se tendrán mantenimientos correctivos de emergencia.

5.5.3. Ingresos proyectados

Los ingresos proyectados no cambiarán por lo que se utilizó el ingreso de Q121,085.81 calculado en el capítulo 5.1.2. de este trabajo de investigación.

5.5.4. Beneficios o ahorros

Se identifican dos tipos de beneficios, tangibles e intangibles. Los segundos son muy importantes, sin embargo, en la evaluación financiera no pueden ser considerados.

5.5.4.1. Beneficios tangibles

Son aquellos que pueden estimarse como un ahorro económico en algún concepto. Luego de la aplicación de la metodología se observa el ahorro en los siguientes rubros:

- Sanción por regulación de tensión, la cual se reducirá a cero.
- Sanción por indisponibilidad programada, la cual se reducirá según las tareas programadas que se realicen.
- Sanción por indisponibilidad forzada, la cual se reducirá a cero.

5.5.4.2. Beneficios intangibles

Son beneficios inherentes a la aplicación de la metodología de mantenimiento RCM, pero su valoración depende de apreciaciones subjetivas que no pueden cuantificarse por lo que no se consideran en el análisis financiero.

- Conocimiento y experiencia adquirida por el personal sobre la aplicación de RCM.
- Mayor seguridad e integridad ambiental
- Mayor funcionamiento operacional (cantidad, calidad de producto y servicio al cliente)
- Mayor costo-eficacia del mantenimiento
- Mayor vida útil de componentes costosos
- Una base de datos global
- Mayor motivación del personal
- Mejor trabajo en equipo

5.5.5. Determinación del flujo de fondos proyectado

El período de análisis que se utilizó es de 10 años, esto debido a que las tareas preventivas y correctivas utilizadas en la situación con proyecto tienen una periodicidad de hasta 7 años.

A continuación, se presenta el flujo de fondos proyectado para 10 años para la situación con proyecto:

Tabla 33*Flujo neto de fondos para la situación con proyecto en el escenario real*

CONCEPTO	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
INGRESOS											
Ingreso por Operación y Mantenimiento		121.7	123.9	127.6	132.8	139.8	148.8	160.1	174.1	191.4	212.5
TOTAL, INGRESOS		121.7	123.9	127.6	132.8	139.8	148.8	160.1	174.1	191.4	212.5
EGRESOS											
Inversión Inicial	852.3										
Gastos de Personal		15.3	15.5	15.8	16.1	16.3	16.6	16.9	17.2	17.4	17.7
Gastos administrativos		17.1	17.4	17.7	18.0	18.3	18.6	18.9	19.2	19.5	19.9
Gastos de Mantenimiento Preventivo		80.5	86.1	98.8	89.0	87.3	108.4	89.0	95.2	109.2	99.8
Mantenimiento de control y comunicación de IAS		1.6	1.6	1.6	1.7	1.7	1.7	1.8	1.8	1.8	1.9
Mantenimiento de arbolado		27.2	27.7	28.1	28.6	29.1	29.6	30.1	30.6	31.1	31.6
Medición de calidad de energía		1.6	1.6	1.6	1.7	1.7	1.7	1.8	1.8	1.8	1.9
Medición de SPT				7.1			7.5			7.9	
Mantenimiento de Seccionadores			4.2		4.4		4.5		4.7		4.8
Medición de RNI y Ruido		6.1	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.9	7.0	7.1
Pintura de número de postes						1.3					1.4
Capacitación a Operadores		15.3	15.5	15.8	16.0	16.3	16.6	16.9	17.1	17.4	17.7
Inspección Forestal											
Inspección Civil/Geotécnica		8.1	8.3	8.4	8.6	8.7	8.8	9.0	9.1	9.3	9.5
Inspección Electromecánica		18.3	18.6	18.9	19.2	19.6	19.9	20.2	20.6	20.9	21.3
Inspección Social				8.4			8.8			9.3	
Termografía		2.3	2.4	2.4	2.5	2.5	2.6	2.6	2.6	2.7	2.7
Gastos de Mantenimiento Correctivo				4.0			112.4	0.9		4.4	
Medición de SPT				4.0			4.2			4.4	

Inspección Civil/Geotécnica							108.2				
Inspección Electromecánica								0.9			
Inspección Social											
Sanción por regulación de tensión											
Sanción por indisponibilidad programada							0.1	0.1			
Inspección Civil/Geotécnica							0.1				
Inspección Electromecánica								0.1			
Sanción por indisponibilidad forzada											
ISR		8.5	8.7	8.9	9.3	9.8	10.4	11.2	12.2	13.4	14.9
TOTAL, EGRESOS	852.3	121.4	127.7	145.2	132.4	131.7	266.5	137.0	143.7	164.0	152.2
FLUJO NETO DE FONDOS	-852.3	0.3	-3.8	-17.6	0.5	8.1	-117.7	23.2	30.4	27.4	60.3

Nota: Cifras en miles de quetzales. Elaboración propia.

Se pueden observar en la tabla 32 que el flujo neto de fondos tiene resultados negativos en algunos años y en otros positivos.

5.5.6. Estimación de indicadores financieros

A continuación, se presentan los resultados de los indicadores financieros calculados en Excel, cada uno con su interpretación correspondiente.

5.5.6.1. Valor actual neto

El valor actual neto fue calculado con el apoyo del software Excel dando un resultado de -Q864.36 miles de quetzales. Se puede entonces determinar que con la implementación del proyecto la empresa tendrá pérdidas. El retorno estimado del nuevo proyecto es negativo, lo que hace no viable el proyecto desde el punto de vista financiero.

5.5.6.2. Índice de rentabilidad

Los cálculos del índice de rentabilidad se realizaron con el apoyo del software Excel, para este caso se calculó por separado el valor presente neto de los beneficios y costos para luego obtener la razón beneficio costo, la cual dio como resultado 0.55.

Tabla 34

Razón beneficios costo con proyecto escenario realista

Indicador	Resultado
VPN Beneficios	Q1,039.50
VPN Costos	Q1,903.85
Relación B/C	0.55

Nota: La relación beneficio costo no es favorable para el proyecto. Elaboración propia.

Al observar el resultado mostrado en la tabla 33, se puede concluir que los costos son mayores a los ingresos y por lo tanto es preferible no realizar el proyecto, por tanto, existe una pérdida estimada de 0.45 unidades por cada unidad invertida.

5.5.6.3. Costo anual uniforme equivalente

El costo anual uniforme equivalente se calculó con el apoyo del software Excel, el cual dio como resultado Q271,070, mucho mayor que el costo anual equivalente de la situación sin proyecto.

5.5.6.4. Tasa interna de retorno modificada financiera

La tasa interna de retorno modificada financiera se calculó con el apoyo del software Excel, con una tasa de financiamiento del 15% y una tasa de reinversión del 7%, esta dio como resultado -16%, valor mucho menor que la tasa de rendimiento requerida de 7%.

5.5.6.5. Período de recuperación de la inversión

El cálculo del período de recuperación de la inversión no fue posible realizarlo ya que en el período de análisis la inversión no se recupera.

5.6. Situación con proyecto optimista

En este escenario se planteó una reducción significativa de la inversión inicial fija manteniendo los demás componentes del flujo de fondos sin cambios.

5.6.1. Inversión inicial fija

Se plantea utilizar el mismo personal reduciendo la cantidad de tiempo dedicada a la implementación a 4 meses, es decir se deberá trabajar con una mayor presión de tiempo. Además, se consideró un proveedor de capacitación y asesoría con un costo equivalente al 75% del costo del proveedor inicial.

A continuación, se presenta el resumen de la inversión inicial para la implementación de la metodología en la situación con proyecto optimista:

Tabla 35*Inversión inicial fija para implementación de RCM en un escenario optimista*

Concepto	Inversión
Capacitación*	Q 167,737.50
Asesoría*	Q 55,393.34
Sueldos	Q 180,813.76
Cuota patronal IGSS	Q 22,909.11
Indemnización	Q 15,067.81
Aguinaldo	Q 15,067.81
Bono 14	Q 15,067.81
Vacaciones	Q 7,533.91
Alquiler de oficina/bodega	Q 8,000.00
Teléfono	Q 2,000.00
Energía eléctrica	Q 1,200.00
Equipo de computo	Q 9,000.00
Papelería y útiles	Q 1,500.00
Total, inversión fija	Q 501,291.05

Nota: Costos obtenidos de cotización por empresa especializada en RCM. Elaboración propia

En la tabla 35 se puede observar una considerable reducción en el costo de inversión inicial comparado con la situación real.

5.6.2. Determinación del flujo de fondos proyectado

A continuación, se presenta el flujo de fondos proyectado para 10 años para la situación con proyecto optimista:

Tabla 36*Flujo neto de fondos en la situación con proyecto en un escenario optimista*

CONCEPTO	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
INGRESOS											
Ingreso por Operación y Mantenimiento		121.7	123.9	127.6	132.8	139.8	148.8	160.1	174.1	191.4	212.5
TOTAL INGRESOS		121.7	123.9	127.6	132.8	139.8	148.8	160.1	174.1	191.4	212.5
EGRESOS											
Inversión Inicial	501.3										
Gastos de Personal		15.3	15.5	15.8	16.1	16.3	16.6	16.9	17.2	17.4	17.7
Gastos administrativos		17.1	17.4	17.7	18.0	18.3	18.6	18.9	19.2	19.5	19.9
Gastos de Mantenimiento Preventivo		80.5	86.1	98.8	89.0	87.3	108.4	89.0	95.2	109.2	99.8
Gastos de Mantenimiento Correctivo				4.0			112.4	0.9		4.4	
Sanción por regulación de tensión											
Sanción por indisponibilidad programada							0.1	0.1			
Sanción por indisponibilidad forzada											
ISR		8.5	8.7	8.9	9.3	9.8	10.4	11.2	12.2	13.4	14.9
TOTAL EGRESOS	501.3	121.4	127.7	145.2	132.4	131.7	266.5	137.0	143.7	164.0	152.2
FLUJO NETO DE FONDOS	-501.29	0.3	-3.8	-17.6	0.5	8.1	-117.7	23.2	30.4	27.4	60.3

Nota: Cifras en miles de quetzales. Elaboración propia.

Analizando la tabla 36 se puede observar que a pesar de las reducciones en los egresos siguen existiendo resultados negativos en varios años del flujo neto de fondos.

5.6.3. Estimación de indicadores financieros

A continuación, se presentan los resultados de los indicadores financieros calculados en Excel, cada uno con su interpretación correspondiente.

5.6.3.1. Valor actual neto

El valor actual neto fue calculado con el apoyo del software Excel dando un resultado de -Q513.32 miles de quetzales. Se puede entonces determinar que el proyecto en la situación optimista no es factible y la decisión correcta será no ejecutarlo. El retorno estimado del nuevo proyecto es negativo, lo que hace no viable el proyecto desde el punto de vista financiero.

5.6.3.2. Índice de rentabilidad

Los cálculos del índice de rentabilidad se realizaron con el apoyo del software Excel, para este caso se calculó por separado el valor presente neto de los beneficios y costos para luego obtener la razón beneficio costo, la cual dio como resultado 0.67.

Tabla 37

Razón beneficios costo con proyecto optimista

Indicador	Resultado
VPN Beneficios	Q1,039.50
VPN Costos	Q1,552.82
Relación B/C	0.67

Nota: La relación beneficio costo no es favorable para el proyecto. Elaboración propia.

Observando el resultado en la tabla 37 se puede concluir entonces que en la situación con proyecto optimista los costos son mayores a los ingresos y por lo tanto es preferible no realizar el proyecto, existe una pérdida estimada de 0.33 unidades por cada unidad invertida.

5.6.3.3. Costo anual uniforme equivalente

El costo anual uniforme equivalente se calculó con el apoyo del software Excel, el cual dio como resultado Q221,070. Valor menor a la situación con proyecto.

5.6.3.4. Tasa interna de retorno modificada financiera

La tasa interna de retorno modificada financiera se calculó con el apoyo del software Excel, con una tasa de financiamiento de 15% y una tasa de reinversión del 7%, esta dio como resultado -12%, aunque mejora, sigue siendo un valor mucho menor que la tasa de rendimiento requerida de 7%.

5.6.3.5. Período de recuperación de la inversión

El cálculo del período de recuperación de la inversión no fue posible realizarlo ya que en el período de análisis la inversión no se recupera.

5.7. Situación con proyecto pesimista

Al igual que en la situación sin proyecto pesimista, en este escenario se considera la probabilidad de que los costos de mano de obra y materiales estimados tengan un aumento debido a una posible variación de la fórmula de la tasa de actualización del flujo de egresos con la realidad, esto generará una reducción en la rentabilidad del proyecto. Por ello se planteó un aumento anual en el flujo de egresos, el resto de las componentes del flujo se dejaron sin cambios.

5.7.1. Egresos proyectados

En este escenario se consideró el mismo cambio en la proporción de cada factor de la fórmula de la tasa de actualización del flujo de egresos que fue utilizado en la situación sin proyecto pesimista.

La fórmula modificada que se utilizó en el flujo de fondos en el escenario pesimista es la siguiente:

$$Presupuesto_n = Presupuesto_{n-1} * \left(74 * \frac{PPIw_n}{PPIw_{n-1}} + 28 * \frac{PPIe_n}{PPIe_{n-1}} + 66 * \frac{PPIic_n}{PPIic_{n-1}} + 91 * \frac{PPIc_n}{PPIc_{n-1}} + 90 * \frac{PPIt_n}{PPIt_{n-1}} + 0.136 * \frac{PPI m_n}{PPI m_{n-1}} + 0.263 * \frac{IPC_n}{IPC_{n-1}} \right)$$

Ecuación 12

Se utilizó los índices utilizados en la ecuación en el período comprendido del 2010 al 2020 y al aplicar la ecuación anterior en cada año se obtuvo un promedio de 1.94% de incremento anual en los costos del productor.

5.7.2. Determinación del flujo de fondos proyectado

A continuación, se presenta el flujo de fondos proyectado para 10 años para la situación con proyecto pesimista:

Tabla 38*Flujo de fondos con proyecto pesimista*

CONCEPTO	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<u>INGRESOS</u>											
Ingreso por Operación y Mantenimiento		121.7	123.9	127.6	132.8	139.8	148.8	160.1	174.1	191.4	212.5
TOTAL INGRESOS		121.7	123.9	127.6	132.8	139.8	148.8	160.1	174.1	191.4	212.5
<u>EGRESOS</u>											
Inversión Inicial	852.3										
Gastos de Personal		15.3	15.6	15.9	16.2	16.5	16.9	17.2	17.5	17.9	18.2
Gastos administrativos		17.1	17.5	17.8	18.2	18.5	18.9	19.2	19.6	2	20.4
Gastos de Mantenimiento Preventivo		80.7	86.6	99.5	89.9	88.5	11	90.6	97.1	111.7	102.3
Gastos de Mantenimiento Correctivo				4.0			114.2	0.9		4.5	
Sanción por regulación de tensión											
Sanción por indisponibilidad programada							0.1	0.1			
Sanción por indisponibilidad forzada											
ISR		8.5	8.7	8.9	9.3	9.8	10.4	11.2	12.2	13.4	14.9
TOTAL EGRESOS	852.3	121.7	128.3	146.2	133.6	133.3	270.4	139.2	146.4	167.5	155.8
FLUJO NETO DE FONDOS	-852.3		-4.4	-18.7	-0.8	6.5	-121.6	20.9	27.7	23.9	56.8

Nota: Cifras en miles de quetzales. Elaboración propia.

Se puede observar en la tabla 37 que existen resultados negativos en varios años.

5.7.3. Estimación de indicadores financieros

A continuación, se presentan los resultados de los indicadores financieros calculados en Excel, cada uno con su interpretación correspondiente.

5.7.3.1. Valor actual neto

El valor actual para la situación con proyecto pesimista fue de -Q877.43 miles de quetzales. Se puede concluir que en este escenario el proyecto no es capaz de producir suficiente dinero para recuperar la inversión por lo que el proyecto no es viable desde el punto de vista financiero.

5.7.3.2. Índice de rentabilidad

El IR dio como resultado 0.54, por tanto, existe una pérdida estimada de 0.46 centavos por cada quetzal invertido.

Tabla 38

Razón beneficios costo con proyecto pesimista

Indicador	Resultado
VPN Beneficios	Q1,039.50
VPN Costos	Q1,916.93
Relación B/C	0.54

Nota: La relación beneficio costo no es favorable para el proyecto. Elaboración propia.

Del resultado mostrado en la tabla 39 se concluye que la situación con proyecto pesimista no es viable financieramente.

5.7.3.3. Costo anual uniforme equivalente

El costo anual uniforme equivalente dio como resultado Q272,930, el cual es más de tres veces el CAUE sin proyecto.

5.7.3.4. Tasa interna de retorno modificada financiera

La tasa interna de retorno modificada financiera dio como resultado -17%, sigue siendo un valor mucho menor que la tasa de rendimiento requerida de 7%, por lo tanto, el proyecto se rechaza y no debe ejecutarse ya que generará pérdidas para la empresa.

5.7.3.5. Período de recuperación de la inversión

El período de recuperación es mayor a la vida útil del proyecto por lo que no fue posible estimarlo.

5.8. Situación con proyecto ampliado

Este escenario es la situación más optimista posible, en la cual se incrementan los ingresos y algunos costos, manteniendo la inversión inicial, lo que genera mejores resultados financieros.

Para este escenario se aumentó la longitud de la línea en estudio, se utilizó la línea de mayor longitud del país que es de 92.03 km. La longitud de la línea es directamente proporcional a los ingresos y a los costos, se mantendrá únicamente sin cambio la inversión inicial fija.

5.8.1. Determinación del flujo de fondos proyectado

A continuación, se presenta el flujo de fondos proyectado para 10 años para la situación con proyecto ampliado a una línea de 69kV de 92.03 km de longitud:

Tabla 39

Flujo neto de fondos para la situación con proyecto en el escenario llamado ampliado.

CONCEPTO	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
INGRESOS											
Ingreso por Operación y Mantenimiento		2948.3	3001.1	3089.7	3216.6	3386.2	3603.9	3877.4	4216.7	4634.6	5147.6
TOTAL INGRESOS		2948.3	3001.1	3089.7	3216.6	3386.2	3603.9	3877.4	4216.7	4634.6	5147.6
EGRESOS											
Inversión Inicial	852.3										
Gastos de Personal		369.9	376.1	382.4	388.8	395.4	402.0	408.8	415.6	422.6	429.7
Gastos administrativos		414.2	421.2	428.2	435.4	442.7	450.2	457.7	465.4	473.3	481.2
Gastos de Mantenimiento Preventivo		1950.2	2085.5	2392.2	2156.1	2115.0	2624.3	2155.2	2304.7	2643.7	2415.8
Gastos de Mantenimiento Correctivo				97.1			2722.6	21.0		107.3	
Sanción por regulación de tensión											
Sanción por indisponibilidad programada							0.1	0.1			
Sanción por indisponibilidad forzada											
ISR		206.4	210.1	216.3	225.2	237.0	252.3	271.4	295.2	324.4	360.3
TOTAL EGRESOS	852.3	2940.6	3092.8	3516.2	3205.5	3190.1	6451.5	3314.3	3480.9	3971.3	3687.1
FLUJO NETO DE FONDOS	-852.3	7.7	-91.7	-426.6	11.1	196.0	-2847.6	563.1	735.8	663.3	1460.5

Nota: Cifras en miles de quetzales. Elaboración propia.

Se puede observar que siguen existiendo resultados negativos, sin embargo, en varios años se muestran resultados positivos con montos elevados.

5.8.2. Estimación de indicadores financieros

A continuación, se presentan los resultados de los indicadores financieros calculados en Excel, cada uno con su interpretación correspondiente.

5.8.2.1. Valor actual neto

El valor actual neto para este escenario dio un resultado de -Q1,140.48 miles de quetzales. Se concluye entonces que incluso la implementación de RCM a la línea de mayor longitud del país no es viable financieramente. El proyecto genera pérdidas para la empresa.

5.8.2.2. Índice de rentabilidad

El IR dio como resultado 0.96, valor muy cercano a 1 pero sigue siendo inferior.

Tabla 40

Razón beneficios costo con proyecto ampliado

Indicador	Resultado
VPN Beneficios	Q25,174.98
VPN Costos	Q26,315.45
Relación B/C	0.96

Nota: La relación beneficio costo no es favorable para el proyecto. Elaboración propia.

El resultado mostrado en la tabla 41 indica que en la situación con proyecto ampliado los costos son mayores a los ingresos y existe una pérdida estimada de 0.04 unidades por cada unidad invertida.

5.8.2.3. Costo anual uniforme equivalente

El costo anual uniforme equivalente se calculó con el apoyo del software Excel, el cual dio como resultado Q3,746.73 miles de quetzales.

5.8.2.4. Tasa interna de retorno financiera

La tasa interna de retorno financiera se calculó con el apoyo del software Excel, esta dio como resultado 5%, aunque mejora, sigue siendo un valor menor que la tasa de rendimiento requerida de 7%.

5.8.2.5. Período de recuperación de la inversión

El cálculo del período de recuperación de la inversión no fue posible realizarlo ya que en el período de análisis la inversión no se recupera.

5.9. Análisis probabilístico con modelo de simulación Monte Carlo

Se realizó el análisis probabilístico del flujo neto de fondos en la situación con proyecto. Se definieron como variables independientes los índices de precio del productor mencionados en el numeral 5.1.1. de este documento. Se aplicó el modelo de simulación Monte Carlo utilizando el software Excel, luego de 100 iteraciones se obtuvo el siguiente resultado.

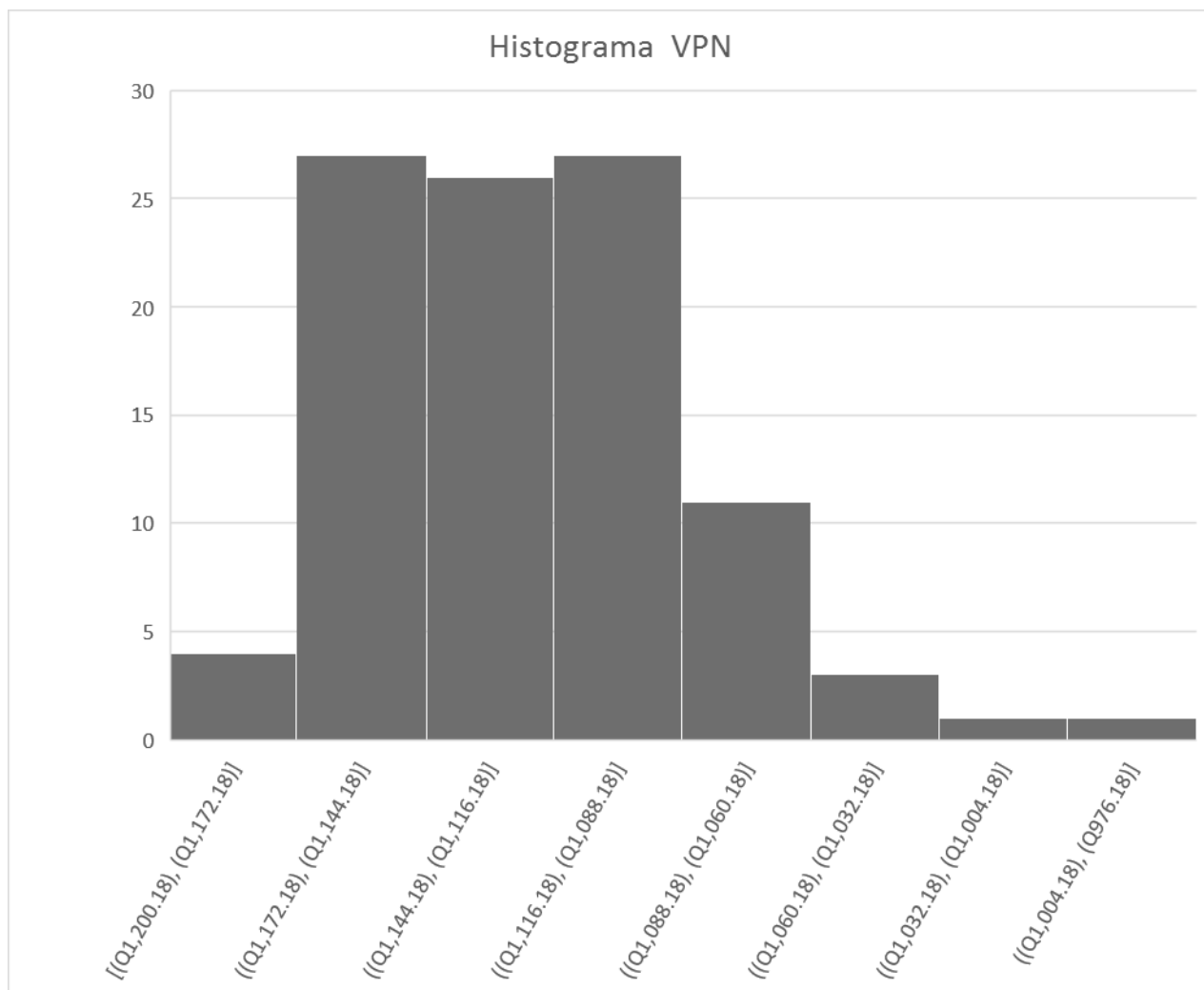


Figura 9. Histograma de valor presente neto con modelo de simulación Monte Carlo luego de 100 iteraciones. Elaboración propia.

Se puede observar en la figura que en las 100 iteraciones el valor presente neto sigue siendo negativo por lo que el proyecto se rechaza.

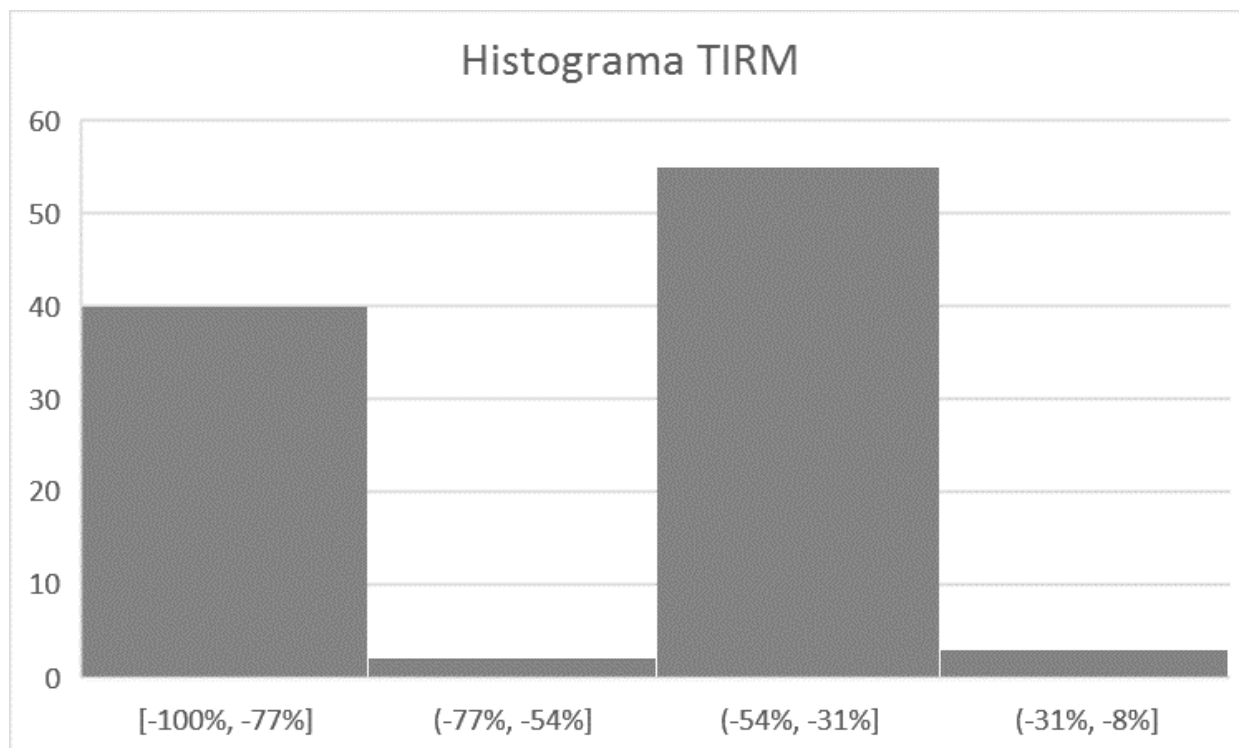


Figura 10. Histograma de TIRM con modelo de simulación Monte Carlo luego de 100 iteraciones. Elaboración propia.

El resultado del cálculo de TIRM dio también resultados negativos para las 100 iteraciones por lo que el proyecto se rechaza.

5.10. Comparación de resultados financieros de los distintos escenarios de proyectos

A continuación, se presenta una tabla comparativa de los indicadores financieros calculados para la situación sin proyecto y con proyecto, con sus distintos escenarios optimistas, pesimistas y ampliado.

Tabla 41*Comparación de resultados*

Índice	Sin proyecto	Sin proyecto optimista	Sin proyecto pesimista	Con proyecto	Con proyecto optimista	Con proyecto pesimista	Con proyecto ampliado
VPN	Q463.07	Q514.53	Q456.48	-Q864.36	-Q513.32	-Q877.43	-Q1,140.48
IR	1.80	1.89	1.78	0.55	0.67	0.54	0.96
CAUE	Q87.82	Q82.62	Q83.01	Q271.07	Q221.09	Q272.93	Q3,746.73
TIRM	NA	NA	NA	-16%	-12%	-17%	5%
PR	NA	NA	NA	>10 años	>10 años	>10 años	>10 años

Nota: Como se puede observar la situación con proyecto (implementación de la metodología RCM) tiene resultados negativos para VPN, valores menores que 1 en el índice de rentabilidad y TIR menor que la tasa de recuperación esperada por lo que el proyecto es inviable en todos los escenarios planteados. Elaboración propia.

Luego de analizar la tabla 42 se puede observar que el CAUE en la situación con proyecto supera entre 3 y 4 veces al CAUE sin la realización del proyecto, por lo que la decisión más acertada es no ejecutar el proyecto. El periodo de recuperación de la inversión en la situación con proyecto no fue posible calcularlo ya que es mucho mayor a la vida útil del proyecto.

La situación con proyecto ampliado se desarrolló para conocer los resultados financieros en el mejor escenario posible, en donde la inversión, que se consideraba muy superior a los ingresos anuales, se mantiene y es aprovechada para aplicar RCM a la línea de 69kV de mayor longitud que opera en el país. A pesar de esto los resultados siguieron siendo negativos para el VPN y 5% para la TIRMF, y muy cercano a 1 para el índice de rentabilidad, un punto muy cercano al equilibrio, pero siempre generando pérdidas para la empresa. El costo anual uniforme equivalente supera en 4 veces a la situación sin proyecto.

CONCLUSIONES

1. De acuerdo con el estudio realizado se rechaza la hipótesis de la investigación. La aplicación de la metodología RCM en las líneas de transmisión de Energía Eléctrica de 69kV de las empresas que prestan el servicio en Guatemala genera rendimientos inferiores a la tasa de retorno requerida por dichas empresas en todos los escenarios planteados.
2. Luego de realizar la evaluación financiera de la implementación de RCM en una línea de transmisión ubicada en la Ciudad de Guatemala con una longitud de 3.8 km con conductor FLINT 740.8 AAAC se determinó que dicha implementación genera pérdidas para la empresa por lo que se concluye que no es conveniente implementar el proyecto desde la perspectiva financiera.
3. Se definieron tareas de mantenimiento aplicando la metodología RCM a una línea de transmisión ubicada en la Ciudad de Guatemala con una longitud de 3.8 km con conductor FLINT 740.8 AAAC y se logró definir sus costos asociados, mismos que se ven reflejados posteriormente en los flujos netos de fondos de cada escenario planteado.
4. Se determinó los costos y beneficios de la implementación y aplicación de RCM a una línea de transmisión ubicada en la Ciudad de Guatemala con una longitud de 3.8 km con conductor FLINT 740.8 AAAC, mismos que fueron utilizados para elaborar los flujos de fondos en los distintos escenarios de la situación con proyecto y proyecto ampliado.
5. Se evaluó financieramente el proyecto en el escenario real, optimista y pesimista y en otra situación con proyecto ampliado, y en todos los escenarios pudo observarse que los aumentos y disminuciones de algunos factores no afectan considerablemente el resultado final del análisis financiero.

RECOMENDACIONES

1. Dado que la hipótesis de la investigación fue rechazada, se recomienda a los transportistas que deseen RCM en sus empresas que realicen nuevamente una evaluación financiera utilizando los costos de mano de obra propios, ya que estos pueden variar dependiendo del modelo de empresa, sus políticas de calidad, seguridad industrial y ambientales, así como de sus procesos de contratación. Además, se debe analizar qué modos de falla aplican a cada línea en específico, los modos de falla que no apliquen reducirán el gasto a no necesitarse las tareas proactivas.
2. Dado que la implementación de RCM en líneas de transmisión de 69kV de empresas que prestan servicio en Guatemala genera pérdidas desde la perspectiva financiera, se recomienda considerar los beneficios intangibles del proyecto y realizar un balance con resultado financiero.
3. Las tareas de sustitución periódica de conductores, estructuras, herrajes e hilo de guarda y rediseños de estructuras necesarios, identificados como tareas de mantenimiento en el análisis RCM, son muy costosas por lo que se recomienda considerarse como parte de los costos de capital del proyecto de construcción de las líneas de transmisión y no como parte del mantenimiento de estas.
4. Para calcular los costos y beneficios de la aplicación de la metodología RCM se requiere de información estadística de fallas funcionales previas. Se recomienda a las empresas transportistas llevar un registro de sus fallas funcionales, inclusive las ocultas al operador.
5. Se recomienda a las empresas de transmisión de energía eléctrica que deseen implementar RCM considerar un escenario adicional que incluya el total de líneas de transmisión que tiene en operación ya que se observó en el análisis de escenarios que para tener un resultado financiero más favorable se deben aumentar la cantidad de activos en el proyecto.

BIBLIOGRAFÍA

- Acuña, G. A. (2016). *Evaluación Financiera de Proyectos*. COLOMBIA: Universidad Nacional de Colombia.
- ALBA, S. C. (2005). *Sistemas de potencia i*. Temuco, Chile: Universidad de la Frontera Facultad de Ingeniería Ciencias y Administración.
- Carrillo, Diego A. (2019). *Formulación y evaluación de proyectos de inversión*. Ecuador: Editorial Jurídica de Ecuador.
- Castro, A. M. (2009). *Proyectos de Inversión; Evaluación y Formulación*. Mexico: Mc Graw Hill.
- Córdoba, Marcial (2010). *Formulación y evaluación de proyectos*. Colombia: Eco Ediciones.
- Cuevas, A. V. (19 de septiembre de 2018). *Evaluación Financiera de los proyectos de inversión, su importancia y conceptos clave*. Guadalajara, Mexico.
- Eléctrica, C. N. (2020). *Informe Estadístico de la Gerencia de Fiscalización de Normas*. Guatemala.
- Escobar, J. (2008). *VALIDEZ DE CONTENIDO Y JUICIO DE EXPERTOS: UNA APROXIMACIÓN A SU UTILIZACIÓN*. Colombia: Universidad El Bosque.
- Gallardo, J. (2002). *Evaluación económica y financiera, proyectos y portafolios de inversión bajo condiciones de riesgo*. Mexico: UNAM.
- Gerencia de proyectos estratégicos, CNEE. (10 de Noviembre de 2015). *Mercado de Energía Eléctrica Guía del Inversionista*. Guatemala.
- Horne, J. C. (2010). *Fundamentos de Administración Financiera* (13 ed.). Mexico: Pearson Educación.

- Landa, J. V. (2010). *Redes Eléctricas 1*. Ciudad de México: Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México.
- Carrillo, Patricia (2017). *Modelo de evaluación financiera de proyectos de inversión*. Bogotá: Colegio de Estudios Superiores de Administración -CESA-
- Meza, Jhonny (2013). *Evaluación financiera de proyectos*. Bogotá: Ecoe Ediciones.
- Minas, M. d. (31 de Enero de 2019). Estadísticas Subsector Eléctrico 2018. Guatemala, Guatemala.
- Mokate, K. y. (1998). *Evaluación Financiera de proyectos de inversión*. Bogotá: Ediciones Uniandes.
- Moubray, J. (2004). Reliability centred Manintenance (RCM). En J. Moubray, *Reliability centred Manintenance (RCM)*. Carolina del Norte, Estados Unidos de América: Aladon LLC.
- República, C. d. (15 de Noviembre de 1996). *Ley General de Electricidad y su Reglamento*. Guatemala.
- Rosales, Ramón (1999). *Formulación y evaluación de proyectos*. Costa Rica: ICAP
- Salas, J. A. (2019). *Propuesta de implementación del plan de mantenimiento basado en criterios de rcm (mantenimiento centrado en confiabilidad) para una línea de transmisión de 500kv*. Arequipa, Perú.
- Sampieri, R. H. (2010). *Metodología de la investigación* (Quinta ed.). Mc Graw Hill.
- TUMAX CHIROY, V. E. (2014). *Analisis de viabilidad financiera de la generacion de energía eléctrica a través del uso de biogás en el sector pecuario de la region central de Guatemala*. Guatemala: Universidad de San Carlos de Guatemala.

EGRAFÍA

Comisión nacional de energía eléctrica. (2020). *Comisión nacional de energía eléctrica*.

Obtenido de <http://www.cnee.gob.gt>

Compañía, S. y. (5 de mayo de 2020). *Soporte y Compañía*. Recuperado el 01 de Mayo de 2020, de <https://soporteycia.com/>

Electricidad, S. (s.f.). *Sector Electricidad*. Recuperado el 06 de 08 de 2020, de <http://www.sectorelectricidad.com/8503/cual-es-la-diferencia-entre-los-conductores-aac-aaac-y-acsr/#:~:text=La%20mayor%20diferencia%20entre%20AAC,de%20aluminio%20reforzado%20con%20acero>.

Ellmann, I. (06 de Diciembre de 2017). *Ellmann-sueiro y asociados*. Obtenido de WWW.ELLMANN.NET

Garrido, S. G. (21 de 10 de 2016). *REPORTERO INDUSTRIAL*. Recuperado el 01 de Mayo de 2020, de <http://www.reporteroindustrial.com/blogs/Mantenimiento-30+114920>

Guatemala, T. (abril de 2019). *Tecoloco Guatemala*. Obtenido de <https://www.tecoloco.com.gt/blog/rangos-salariales-en-guatemala.aspx>

INE, I. N. (2019). *Instituto Nacional de Estadística*. Obtenido de <https://www.ine.gob.gt/ine/estadisticas/bases-de-datos/indice-de-precios-al-consumidor/>

Medina, J. (31 de Diciembre de 2016). *CONFIABILIDAD RCM – BLOG ESPECIALIZADO EN LA CONFIABILIDAD OPERATIVA Y SU IMPLEMENTACIÓN EN MÉXICO*. Recuperado el 01 de Mayo de 2020, de <https://confiabilidadrcm.wordpress.com/2016/12/31/capitulo-final-de-rcm-que-beneficios-se-logran-con-el-rcm-despues-de-su-implementacion-en-la-empresa-consideraciones-finales/>

Minas, M. d. (24 de Julio de 2017). *Ministerio de Energía y Minas*. Obtenido de <https://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2015/06/Subsector-EI%C3%A9ctrico-en-Guatemala.pdf>

Unidos, D. d. (01 de 06 de 2020). *U.S. Bureau of Labor Statistics*. Obtenido de <https://data.bls.gov/search/>

ANEXO 1

LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 69kV						
F	Función	FF	Falla Funcional	MF	Modo de Falla (causa de la falla)	Efecto de la Falla (Qué sucede cuando falla)
1	Transportar energía eléctrica hasta 827 amperios con un nivel de tensión de +/-5% y niveles de flicker y distorsión armónica dentro de los parámetros de la norma NTCSTS.	A	No transporta energía	1	Conductor roto por falla en conector pernada	Se observa punto caliente al realizar termografía. Si no se detecta a tiempo fundirá el metal del conector y se romperá la continuidad de la línea. Puede caer al suelo metal derretido. Puede generar un arco eléctrico y causar quemaduras a personas que se encuentren en la parte inferior del poste. Puede provocar incendios forestales. Se dañan los conectores. Puede dañar a vehículos que se encuentren debajo de la línea. Se puede reparar realizando un mantenimiento programado con un descargo de 4 a 6 horas. Si no se detecta a tiempo se debe reparar correctivamente pudiendo durar la reparación desde 3 hasta 10 horas, dependiendo del tiempo que tome ubicar la falla, disponibilidad de material, maquinaria y personal.
				2	Conductor roto por falla en conector a compresión	Se observa punto caliente al realizar termografía Si no se detecta a tiempo fundirá el metal del conector y se romperá la continuidad de la línea. Puede caer al suelo metal derretido o el conductor completo. Puede generar un arco eléctrico y causar quemaduras a personas que se encuentren en la parte inferior del poste. Puede provocar incendios forestales. Puede electrocutar o golpear fuertemente a las personas. Se dañan los conectores. Puede dañar a vehículos que se encuentren debajo de la línea. Puede romperse postes anterior o posterior, aisladores y herrajes. Puede dañar fachadas de viviendas próximas. Se puede reparar realizando un mantenimiento programado con un descargo de 6 a 8 horas. Si no se detecta a tiempo se debe reparar correctivamente pudiendo durar la reparación desde 3 hasta 15 horas, dependiendo del tiempo que tome ubicar la falla, disponibilidad de material, maquinaria y personal.
				3	Contacto entre conductores por cable deshilado	Se observa uno o más hilos del cable deshilado. Se puede necesitar binoculares para observarlo. No genera daños a personas ni medio ambiente. No genera daños físicos. Se puede reparar realizando un mantenimiento programado con un descargo de 4 a 6 horas. Si no se detecta a tiempo provocará una falla temporal < a 10 minutos y deberá repararse los daños posteriormente. Posterior a la falla será muy difícil detectar el lugar de la falla.
				4	Ruptura de poste por choque vehicular	Normalmente hay falla permanente en la línea y reportes de personas que vieron el accidente o el daño en la estructura. Puede caer sobre otras personas o sobre el mismo vehículo provocando aplastamiento, además de posible electrocución de personas. Puede dañar todo tipo de construcciones y vehículos próximos. Se rompe el poste y puede provocar caída de postes en serie. Se debe sustituir el poste dañado, la reparación puede durar desde 7 a 22 horas.
				6	Poste caído por deslave de terreno	Normalmente hay falla permanente en la línea y reportes de personas que vieron el deslave o el daño en la estructura. Puede caer sobre personas o vehículo provocando aplastamiento, además de posible electrocución de personas. Puede dañar todo tipo de construcciones y vehículos próximos. Se rompe el poste y puede provocar caída de postes en serie. Se debe sustituir el poste dañado, la reparación puede durar desde 7 a 22 horas.

LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 69kV						
F	Función	FF	Falla Funcional	MF	Modo de Falla (causa de la falla)	Efecto de la Falla (Qué sucede cuando falla)
1	Transportar energía eléctrica hasta 827 amperios con un nivel de tensión de +/-5% y niveles de flicker y distorsión armónica dentro de los parámetros de la norma NTCSTS.	A	No transporta energía	7	Poste se desploma o cae por falla en el cimiento o suelo	Normalmente hay falla permanente en la línea y reportes de personas que vieron el daño en la estructura. Puede caer sobre personas o vehículo provocando aplastamiento, además de posible electrocución de personas. Puede dañar todo tipo de construcciones y vehículos próximos. Se rompe el poste y puede provocar caída de postes en serie. Se debe sustituir el poste dañado, la reparación puede durar desde 7 a 22 horas.
				8	Objeto cae sobre los conductores	Normalmente hay falla permanente en la línea y reportes de personas que vieron el arco que se generó. Se observa en una inspección post falla. No genera daños a personas ni medio ambiente. Puede dañar los conductores. Se debe reparar correctivamente pudiendo durar la reparación desde 3 hasta 18 horas, dependiendo del tiempo que tome ubicar la falla, disponibilidad de material, maquinaria y personal.
				9	Árbol cae sobre conductores	Normalmente hay falla permanente en la línea y reportes de personas que vieron el arco que se generó. Se observa en una inspección post falla. Dependiendo el peso del árbol la línea puede sufrir daños desde la rotura de aisladores hasta la rotura de uno o varios postes. Pueden caer sobre personas. Puede provocar incendios forestales. Daño a conductores, aisladores, postes, herrajes. Se debe cortar el árbol caído y liberar los conductores. Reparar todos los daños físicos provocados. Se debe reparar correctivamente pudiendo durar la reparación desde 3 hasta 25 horas, dependiendo del tiempo que tome ubicar la falla, disponibilidad de material, maquinaria y personal.
				10	Falla de herrajes que sujetan los conductores	Una de las fases se cae al suelo, generando falla permanente. Normalmente hay reportes de personas que vieron el evento. El conductor puede caer sobre personas y puede provocar incendios forestales. Daño al conductor. Daños a propiedades ajenas a la empresa. Se puede sustituir el conductor caído o levantarlo nuevamente y colocarlo, dependerá de la dificultad y del daño del conductor. Puede tardar hasta 20 horas.
				11	Apertura o cierre de puentes con tensión provoca falla	Se activan las protecciones. El Agente de Zona de Trabajo reporta la falla. El personal puede resultar herido por el arco eléctrico. No genera daños físicos. Se debe realizar la maniobra correctamente.
		B	El voltaje excede los límites inferior o superior permitidos	1	La configuración de la red genera voltajes fuera del rango permitido	La alarma de sobrevoltaje o voltaje bajo se activa. Puede haber reclamos posteriores de clientes en alta tensión. No genera daños a personas ni medio ambiente. Daños en equipos y pérdidas de producción de clientes. Se debe analizar el sistema y buscar la causa del voltaje fuera de los límites. Cada caso tendrá una solución particular.
		C	La calidad de energía excede los límites permitidos	1	Los clientes generan mala calidad de energía	Se puede detectar en las mediciones de calidad de energía. Puede haber reclamos de clientes en alta tensión. No genera daños a personas ni medio ambiente. Daños en equipos y pérdidas de producción de clientes. Se debe analizar el sistema y buscar la causa del voltaje fuera de los límites. Cada caso tendrá una solución particular.
		D	Transporta más energía de la máxima permitida	1	sobre carga de la línea, se excede la capacidad de corriente	Se activa la protección de sobre corriente de línea temporizada o casi instantánea. No genera daños a personas ni medio ambiente. No genera daños físicos. No requiere reparación.

LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 69kV						
F	Función	FF	Falla Funcional	MF	Modo de Falla (causa de la falla)	Efecto de la Falla (Qué sucede cuando falla)
1	Transportar energía eléctrica hasta 827 amperios con un nivel de tensión de +/-5% y niveles de flicker y distorsión armónica dentro de los parámetros de la norma NTCSTS.	E	Falla el sistema nacional interconectado	1	Falla el sistema nacional interconectado	El Centro de Control reporta que el AMM activó algún esquema de desconexión de carga. No genera daños a personas ni medio ambiente. No genera daños físicos. No requiere reparación.
2	Contener la energía en los conductores	A	No contiene la energía en los conductores	1	Aislador flameado por contaminación	Se activa protección de fase a tierra. Puede ser temporal, pero con el tiempo se vuelve permanente. No genera daños a personas ni medio ambiente. Facilita el flameo de aisladores. Se debe limpiar el aislador en un mantenimiento programado de 6 a 8 horas.
				2	Arco eléctrico por proximidad de animales a la línea	Se activa la protección de distancia. Es muy difícil identificar esta causa. Los animales resultan heridos o muertos. No genera daños físicos. No requiere reparación.
				3	Contacto entre conductores por falla de herrajes inadecuados	Se activa protección de línea. Dependiendo del daño que se provoque puede dañar personas. Puede provocar una falla futura. Se debe corregir la instalación en un mantenimiento programado de 6 a 12 horas.
				4	Aislador flameado por nido	Se activa protección de fase a tierra temporal. Es muy difícil determinar la causa ya que el nido desaparece. No genera daños a personas ni medio ambiente. Facilita el flameo de aisladores. Debe retirarse el nido. Puede hacerse con tensión.
				5	Parrayo de línea dañado	Se activa la protección de distancia fase a tierra permanente. La distancia en cada prueba puede variar. No genera daños a personas ni medio ambiente. No genera daños físicos. Se debe ubicar el pararrayo y sustituirlo o retirarlo temporalmente para sustituirlo posteriormente en un mantenimiento programado.
				6	Pararrayo desconectado	Se observa en inspección visual. No genera daños a personas ni medio ambiente. No genera daños físicos. Se debe sustituir en un descargo programado de 4 a 6 horas.
				7	Personas se aproximan o hacen contacto con la línea	Se activa protección de línea. Existen reportes de personas que vieron el accidente. La persona puede resultar herida de gravedad por el arco eléctrico o por contacto directo con alta tensión. Puede resultar en una fatalidad. No genera daños físicos. Se debe diseñar la línea de tal forma que esto sea muy poco probable que suceda.
				8	Rotura de hilo de guarda	Se observa en inspección visual luego de una falla permanente en la línea. Puede generar un arco eléctrico y causar quemaduras a personas que se encuentren en la parte inferior del poste. Puede provocar incendios forestales. Puede electrocutar o golpear fuertemente a las personas. Se dañan los conectores. Puede dañar a vehículos que se encuentren debajo de la línea. Puede dañar fachadas de viviendas próximas. Se debe reparar correctivamente pudiendo durar la reparación desde 3 hasta 23 horas, dependiendo del tiempo que tome ubicar la falla, disponibilidad de material, maquinaria y personal. Se puede retirar el vano caído y energizar la línea para posteriormente reponer el hilo de guarda en un mantenimiento programado.
				9	Aislador flameado por campanas rotas	Se observa en inspección visual. No genera daños a personas ni medio ambiente. Facilita el flameo de aisladores. Si el daño fuera muy grande se deberá sustituir el aislador con un descargo programado de 4 a 6 horas.

LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 69kV						
F	Función	FF	Falla Funcional	MF	Modo de Falla (causa de la falla)	Efecto de la Falla (Qué sucede cuando falla)
2	Contener la energía en los conductores	A	No contiene la energía en los conductores	10	tirante roto por choque	Se observa en inspección visual luego de una falla permanente en la línea. Puede haber reportes de personas que vieron el accidente. Puede provocar la caída del poste y caer sobre el vehículo o sobre otras personas o vehículos. Puede dañar todo tipo de construcciones y vehículos próximos. Si rompe el poste puede provocar caída de postes en serie. Se debe sustituir el tirante roto y corregir los daños provocados. Puede durar hasta 13 horas.
				11	varilla de epoxiglas próxima a la línea	Se observa en inspección visual. Al flamearse puede provocar daños a personas que transiten por el lugar facilita el flameo de la varilla. Se debe corregir la instalación en un mantenimiento programado de 6 a 12 horas.
				12	Vegetación se aproxima a la línea	Se observa en inspección visual de rutina o luego de una falla que se repite. Puede provocar una descarga eléctrica en el árbol y alcanzar a lastimar a las personas que se encuentren al pie del árbol o sobre él. Puede provocar incendios forestales. No genera daños físicos. Poda preventiva o correctiva. Puede hacerse con la línea energizada.
3	Soportar las variaciones de tensiones mecánicas del conductor durante su vida útil	A	No soporta las tensiones mecánicas	1	falla de herrajes que sujetan los tirantes	Se observa en inspección visual luego de una falla permanente en la línea. Puede provocar la caída del poste y caer sobre personas o vehículos. Puede dañar el poste. Se debe corregir la instalación de 6 a 12 horas.
				2	Poste desplomado	Se observa en inspección visual. No genera daños a personas ni medio ambiente. No genera daños físicos. Se debe investigar la causa del desplome y corregirlo en un descargo programado de 6 a 10 horas.
				3	Poste flexionado	Se observa en inspección visual. No genera daños a personas ni medio ambiente. El poste se agrieta permitiendo que el agua ingrese por las fisuras y oxide las varillas internas y daña el concreto. Se debe investigar la causa de la deflexión y corregirlo en un descargo programado de 8 a 12 horas.
				4	Tornillos de aisladores se funden y se rompen	Se observa en inspección visual luego de una falla permanente en la línea. No genera daños a personas ni medio ambiente. Daños en el aislamiento y conductores. Se debe reparar los daños en la estructura. La falla puede durar hasta 5 horas.
4	Mantener las distancias mínimas de seguridad	A	No mantienen las distancias mínimas	1	Conductor tiene una flecha mayor de la flecha máxima de diseño	Se observa en inspección visual una distancia anormal. Se debe confirmar con el diseño y mediciones en campo. Pierde las distancias mínimas de seguridad horizontales y verticales pudiendo provocar arcos con personas u objetos que se encuentren cerca de la línea. No genera daños físicos. Se debe investigar la causa de la falla y corregirlo en un descargo programado de 8 a 12 horas.
				2	Construcciones se aproximan a la línea	Se observa en inspección visual. Facilita el alcance de personas a la línea pudiendo provocar daños a personas. No genera daños físicos. Se debe detener las obras por medios legales.
5	Soportar las condiciones ambientales críticas de diseño	A	No soporta las condiciones críticas de diseño	1	Base de poste socavada	Se observa en inspección visual. No genera daños a personas ni medio ambiente. facilita el desplome del poste. Se debe investigar la causa de la falla y corregirlo en un descargo programado de 8 a 12 horas.
				2	Poste dañado por vandalismo	Se observa en inspección visual. No genera daños a personas ni medio ambiente. Debilita el poste. Se debe sustituir la estructura en uno o dos descargos de 12 horas.
				3	Poste despostillado por choque	Se observa en inspección visual. No genera daños a personas ni medio ambiente. Debilita el poste. Se debe sustituir la estructura en uno o dos descargos de 12 horas.

LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 69kV						
F	Función	FF	Falla Funcional	MF	Modo de Falla (causa de la falla)	Efecto de la Falla (Qué sucede cuando falla)
6	Evitar operaciones de la línea por vandalismo	A	La línea es operada por personas no autorizadas	1	El seccionador de línea fue operado por personal no autorizado	Produce falla en la línea y pérdida de tensión en un extremo luego de energizarse. Se observa en inspección visual de línea posterior a la falla. La persona que lo opera puede resultar herida. Se puede dañar el seccionador. Reparar el seccionador. Enviar a operar el equipo para regresarlo a la posición deseada.
7	Permitir la interrupción de transporte de energía cuando se requiera	A	No interrumpe el transporte cuando se requiere	1	El seccionador manual no es operado adecuadamente	Se activa protección de línea. El operador reporta al COI el incidente. La persona que lo opera puede resultar herida. Se puede dañar el seccionador. Reparar el seccionador de línea. Dependiendo del daño puede que el equipo quede inoperable y sea necesario sustituirlo. La reparación si hubiera daño puede durar hasta 17 horas.
				2	El seccionador provoca falla en la línea cuando es operado	Se activa protección de línea. El COI reporta el incidente. La persona que lo opera puede resultar herida. Se puede dañar el seccionador. Reparar el seccionador de línea. Dependiendo del daño puede que el equipo quede inoperable y sea necesario sustituirlo. La reparación si hubiera daño puede durar hasta 17 horas.
				3	estatus erróneo de operación de seccionador	El Centro de Control reporta el incidente. Puede provocar accidentes por falsa información al centro de control. Pérdidas de producción de clientes. Se debe investigar la causa de la falla y corregirlo en un descargo programado de 4 a 6 horas o puede hacerse en caliente.
				4	no opera a distancia	El Centro de Control reporta el incidente. No genera daños a personas ni medio ambiente. No genera daños físicos. Se debe investigar la causa de la falla y corregirlo en un descargo programado de 4 a 6 horas o puede hacerse en caliente.
8	Lucir de acuerdo con los estándares corporativos	A	No luce de acuerdo con el estándar	1	El poste está agrietado	Se observa en inspección visual. No genera daños a personas ni medio ambiente. Debilita el poste. Se debe monitorear y validar si es una condición normal o si el poste requiere ser sustituido.
				2	El poste está ubicado sobre la carretera	Se observa en inspección visual. Puede provocar choques vehiculares. No genera daños físicos. Se debe investigar la causa y solicitar al responsable que absorba los costos de la reubicación. Se debe colocar señalización temporal para evitar el choque vehicular.
				3	El poste tiene enredaderas en los tirantes	Se observa en inspección visual. No genera daños a personas ni medio ambiente. No genera daños físicos. Se debe podar la enredadera y retirarla.
				4	La defensa del poste está doblada	Se observa en inspección visual. No genera daños a personas ni medio ambiente. Permite el daño del poste en un choque vehicular Reparar la defensa.
				5	La línea invade propiedad privada.	Se observa en inspección visual. Puede haber reclamos del propietario. No genera daños a personas ni medio ambiente. No genera daños físicos. se debe resolver legalmente.
				6	Los herrajes están oxidados	Se observa en inspección visual. No genera daños a personas ni medio ambiente. No genera daños físicos. Sustituir los herrajes oxidados.
				7	Los tirantes están deshilados en la parte inferior	Se observa en inspección visual. Puede provocar heridas a peatones No genera daños físicos. Reparar el tirante deshilado.
9	Permitir identificar cada estructura con un número	A	No se puede identificar la estructura	1	El número de poste está borrado	Se observa en inspección visual. No genera daños a personas ni medio ambiente. No genera daños físicos. Pintar de nuevo el número del poste.
				2	El poste no tiene número pintado	Se observa en inspección visual. No genera daños a personas ni medio ambiente. No genera daños físicos. Pintar el número del poste.
				3	Objeto bloquea visión del número de poste	Se observa en inspección visual. No genera daños a personas ni medio ambiente. No genera daños físicos. Retirar objeto que bloquea visibilidad o pintar el número del poste en otro lugar.

LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 69kV						
F	Función	FF	Falla Funcional	MF	Modo de Falla (causa de la falla)	Efecto de la Falla (Qué sucede cuando falla)
10	Prevenir sobre tensiones mayores a 515 kV en caso de rayo	A	Se generan sobretensiones mayores a 515kV	1	Falla en sistema de puesta a tierra	Se activa protección de distancia normalmente fase a tierra y es temporal. Sucede cuando hay tormentas en el área. En algunos casos se puede observar el aislador quemado en la superficie. Se puede detectar por medio de una medición de resistencia de puesta a tierra. No genera daños a personas ni medio ambiente. No genera daños físicos. Se debe reparar el sistema. Si no se encuentra ningún daño posiblemente requiera un rediseño.
11	Evitar interrupción del transporte de energía eléctrica si no existe falla	A	Interrupción del transporte de energía sin falla	1	El seccionador de línea fue operado por error humano	El COI detecta la operación con errónea con las lecturas de voltajes en subestaciones. El operador reporta al COI el error. Puede activarse protección de línea. La persona que lo opera puede resultar herida. Se puede dañar el seccionador. Reparar el seccionador de línea. Dependiendo del daño puede que el equipo quede inoperable y sea necesario sustituirlo. La reparación si hubiera daño puede durar hasta 17 horas.
12	Permitir escalar estructura para mantenimientos	A	No es posible escalar la estructura para mantenimientos	1	Abejas impiden escalamiento	Se observa en inspección visual. Puede necesitarse binoculares para observarlo. Puede detectarse al momento de intentar escalar la estructura. Picaduras de abejas a personal de mantenimiento. No genera daños físicos. Se deben trasladar las abejas y sellar los agujeros del poste. Puede requerir descargo de 4 a 6 horas.
				2	La estructura se encuentra en propiedad privada y no se tiene permiso de ingreso	Se observa en inspección visual. Normalmente los contratistas lo reportan cuando intentan ingresar por algún mantenimiento programado. No genera daños a personas ni medio ambiente. No genera daños físicos. se debe solucionar de forma legal.
13	soportar peso de personal y herramientas	A	Estructura no soporta peso de personal y herramientas	1	Mal cálculo de estructura	No se puede detectar. Es muy poco probable que se de este tipo de falla por los factores de seguridad en el diseño. Puede provocar daños a las personas que lo instalaron o personas que transiten por el lugar. viviendas y vehículos próximos. Recalcular la estructura y sustituirla. Puede durar de 12 a 18 horas.
14	Producir radiación máxima de campo Eléctrico $E = 8.333$ kV/m y campo magnético de $H = 333.33$ A/m	A	Se produce radiación o ruido fuera de los límites permitidos	1	La línea produce más radiación o ruido de lo permitido	Se observa luego de una medición de radiación no ionizante o ruido. Daños a personas por radiación y ruido No genera daños físicos. Rediseño de la línea.

Fuente: elaboración propia.

ANEXO 2

Información de Referencia			Evaluación de consecuencias				H1	H2	H3	Tareas a falta de			Tarea propuesta	Intervalo inicial	Puede ser realizada por
F	FF	MF	H	S	E	O	S1 O1 N1	S2 O2 N2	S3 O3 N3	H4	H5	S4			
1	A	1	S	S			S						Inspección termográfica de conectores roscados	6 meses	Termógrafo nivel 1
1	A	2	S	S			S						Inspección termográfica de conectores roscados	6 meses	Termógrafo nivel 1
1	A	3	S	N	N	S	S						Inspección visual de conductores	6 meses	Técnico electricista
1	A	4	S	S			N	N	N			N	Rediseño obligatorio		
1	A	6	S	S			S						Inspección visual de terreno	12 meses al inicio del invierno	Técnico civil/geotécnico
1	A	7	S	S			S						Inspección visual de terreno	12 meses al inicio del invierno	Técnico civil/geotécnico
1	A	8	S	N	N	S	N	N	N				Ningún mantenimiento periódico		
1	A	9	S	S			S						Inspección visual de árboles cercanos a la línea	24 meses antes del invierno	Profesional forestal
1	A	10	S	S			N	N	S				Sustitución cíclica	10 años salinos 20 años industriales 30 años normal	Contratista electromecánico
1	A	11	S	S			N	N	N			N	Rediseño obligatorio		
1	B	1	S	N	N	S	N	N	N				Capacitación a operadores	12 meses	Ingeniero Operador
1	C	1	N				N	N	N	S			Medición de calidad de energía	12 meses	Contratista de medida
1	D	1	S	N	N	S	N	N	N				Ningún mantenimiento periódico		
1	E	1	S	N	N	S	N	N	N				Ningún mantenimiento periódico		
2	A	1	S	N	N	S	S						Inspección visual de aisladores	24 meses	Técnico electricista
2	A	2	S	N	N	S	N	N	N				Ningún mantenimiento periódico		
2	A	3	S	S			S						Inspección visual de herrajes	24 meses	Técnico electricista
2	A	4	S	N	N	S	S						Inspección visual de aisladores	12 meses en época de apareamiento de aves	Técnico electricista
2	A	5	S	N	N	S	N	N	N				Ningún mantenimiento periódico		
2	A	6	S	N	N	S	S						Inspección visual de pararrayos	12 meses después del invierno	Técnico electricista
2	A	7	S	S			N	N	N			N	Rediseño obligatorio		
2	A	8	S	S			N	N	S				Sustitución cíclica	10 años salinos 20 años industriales 30 años normal	Contratista electromecánico
2	A	9	S	N	N	S	S						Inspección visual de aisladores	24 meses	Técnico electricista
2	A	10	S	S			N	N	N			N	Rediseño obligatorio		

Información de Referencia			Evaluación de consecuencias				H1	H2	H3	Tareas a falta de			Tarea propuesta	Intervalo inicial	Puede ser realizada por
F	FF	MF	H	S	E	O	S1 O1 N1	S2 O2 N2	S3 O3 N3	H4	H5	S4			
2	A	11	S	S			N	N	N			N	Rediseño obligatorio		
2	A	12	S	S			S						Mantenimiento de servidumbre o poda	6 meses	Contratista de arbolado
3	A	1	S	S			N	N	S				Sustitución cíclica	10 años salinos 20 años industriales 30 años normal	Contratista electromecánico
3	A	2	N				N	N	N	S			Inspección visual de verticalidad de estructuras	12 meses al inicio del invierno	Técnico civil/geotécnico
3	A	3	N				N	N	N	S			Inspección visual de verticalidad de estructuras	12 meses al inicio del invierno	Técnico civil/geotécnico
3	A	4	S	N	N	S	N	N	S				Sustitución cíclica	10 años salinos 20 años industriales 30 años normal	Contratista electromecánico
4	A	1	N				N	N	S				Sustitución cíclica	40 años salinos 45 años industriales 50 años normal	Contratista electromecánico
4	A	2	N				N	N	N	S			Inspección visual de construcciones próximas a la línea	6 meses	Técnico electricista
5	A	1	S	N	N	N	S						Inspección visual de cimentaciones	12 meses al inicio del invierno	Técnico civil/geotécnico
5	A	2	N				N	N	N	S			Inspección visual de estructuras	12 meses	Técnico civil/geotécnico
5	A	3	N				N	N	N	S			Inspección visual de estructuras	12 meses	Técnico civil/geotécnico
6	A	1	S	S			N	N	N			N	Rediseño obligatorio		
7	A	1	S	S			N	N	N			N	Capacitación a operadores		
7	A	2	S	S			N	S					Reacondicionamiento cíclico	24 meses	Contratista electromecánico
7	A	3	S	S			N	S					Reacondicionamiento cíclico	12 meses	Contratista automatización
7	A	4	S	N	N	S	N	S					Reacondicionamiento cíclico	12 meses	Contratista automatización
8	A	1	N				N	N	S				Sustitución cíclica	40 años salinos 45 años industriales 50 años normal	Contratista electromecánico
8	A	2	N				N	N	N	S			Inspección visual de estructuras	12 meses	Técnico civil/geotécnico
8	A	3	N				N	N	N	S			Inspección visual de estructuras	6 meses	Técnico electricista
8	A	4	N				N	N	N	S			Inspección visual de defensas	6 meses	Técnico electricista
8	A	5	N				N	N	N	S			Inspección visual de servidumbres y distancias mínimas	6 meses	Técnico electricista
8	A	6	N				N	N	N	S			Inspección visual de herrajes	24 meses	Técnico electricista
8	A	7	N				N	N	N	S			Inspección visual de retenidas	24 meses	Técnico electricista

Información de Referencia			Evaluación de consecuencias				H1	H2	H3	Tareas a falta de			Tarea propuesta	Intervalo inicial	Puede ser realizada por
F	FF	MF	H	S	E	O	O1 N1	O2 N2	O3 N3	H4	H5	S4			
9	A	1	N				N	S					Reacondicionamiento cíclico	10 años	Contratista pintor
9	A	2	N				N	N	N	N	N		Ningún mantenimiento periódico		
9	A	3	N				N	N	N	N	N		Ningún mantenimiento periódico		
10	A	1	S	N	N	S	N	S					Medición de resistencia de puesta a tierra	3 años	Contratista electromecánico
11	A	1	S	S			S						Inspección visual de candado de seccionador	6 meses	Técnico electricista
12	A	1	N				S						Inspección visual de estructura	6 meses	Técnico electricista
12	A	2	N				S						Inspección visual de estructura y permisos	24 meses	Técnico social
13	A	1	N				N	N	N	N	S		Rediseño obligatorio		
14	A	1	N				N	N	N	S			Medición de radiación no ionizante y ruido	12 meses	Contratista especialista

Fuente: elaboración propia.

ANEXO 3

METODOLOGÍA DEL CALCULO DE TAI

El estudio utilizó la metodología del modelo de Costo Promedio Ponderado de Capital, por sus siglas en inglés Weighted Average Cost Of Capital (WACC), el cual es ampliamente utilizado a nivel nacional e internacional para determinar la Tasa de Costo de Capital de distintas actividades económicas y financieras. El modelo utilizado se expresa de la siguiente manera:

$$WACC = k_e \times \left(1 - \frac{D}{D+E}\right) + k_d \times \left(\frac{D}{D+E}\right) * (1-t)$$

Donde:

$WACC$:	Costo Promedio del Capital (Nominal)
k_e	:	Costo del Capital Propio
E	:	Capital Propio (Equity)
D	:	Apalancamiento de mediano y largo plazo.
k_d	:	Costo de endeudamiento
t	:	Tasa de impuestos (alicuota del impuesto sobre la Renta)

Desarrollando las principales variables de la ecuación anterior, se tiene:

$$k_e = R_L + R_p + \beta_e \times (R_m - R_L)$$

Donde:

k_e	:	Costo del Capital Propio.
R_L	:	Tasa libre de riesgo.
R_p	:	Prima por riesgo país.
β_e	:	Beta: medida de riesgo sistemático de una acción o una cartera en comparación con el mercado, más un suplemento por riesgo regulatorio.
R_m	:	Rendimiento del mercado.
$R_m - R_L$:	Premio por Riesgo

El costo de la deuda se estima a partir de la siguiente expresión:

$$k_d = R_L + R_p + R_c$$

Donde:

- k_d : Costo de la Deuda.
- R_L : Tasa libre de riesgo.
- R_p : Prima por Riesgo país.
- R_c : Prima por riesgo crediticio en función de la calificación que obtiene el negocio (Fitch Ratings, Standard & Poor's y Moody's Investors Service)

Y finalmente, para expresar la WACC en términos reales, se tiene que:

$$WACC'_R = \left[\frac{1 + WACC}{1 + \pi} \right] - 1$$

Donde:

- $WACC'_R$: Costo Promedio del Capital (Real después de impuestos).
- $WACC$: Costo Promedio del Capital (Nominal después de impuestos).
- π : Inflación de Estados Unidos de América en el Largo Plazo.

Para la aplicación de la metodología se utilizaron valores de parámetros obtenidos de diversas fuentes de información internacionales, como por ejemplo bancos centrales (Reserva Federal US, Banco de Guatemala), agencias reguladoras de otros países, publicaciones financieras, agencias calificadoras de riesgo (Fitch, S&P y Moody's) etc., así como la utilización de análisis de benchmarking basado en la teoría económica y financiera y en prácticas internacionales.

Por lo anterior, puede decirse que la metodología y parámetros utilizados están en concordancia con lo establecido en el artículo 79 de la Ley General de Electricidad, y tienen fundamento en la teoría financiera y en las prácticas internacionales, y que la aplicación dio como resultado una tasa que refleja la tasa de costo de capital para actividades de riesgo similar en el Guatemala.

Fuente: Diario de Centro América. (2012). *Resolución CNEE-263-2012*. Recuperado de <http://www.cnee.gov.gt/pdf/resoluciones/2012/CNEE%20263%202012.pdf>

ANEXO 4

RESULTADOS DE MODELO DE SIMULACIÓN MONTE CARLO

Iteración	VPN	TIRM	VPN Beneficios	VPN Costos	Relación B/C	COSTO ANUAL EQUIVALENTE
1	-Q1,159.98	-41%	Q612.65	Q1,772.63	0.35	-Q252.38
2	-Q1,091.86	-43%	Q650.01	Q1,741.87	0.37	-Q248.00
3	-Q1,099.13	-39%	Q642.92	Q1,742.05	0.37	-Q248.03
4	-Q1,130.27	-100%	Q628.84	Q1,759.11	0.36	-Q250.46
5	-Q1,163.92	-37%	Q617.97	Q1,781.90	0.35	-Q253.70
6	-Q1,097.79	-43%	Q656.07	Q1,753.87	0.37	-Q249.71
7	-Q1,141.23	-100%	Q601.11	Q1,742.34	0.35	-Q248.07
8	-Q1,104.58	-100%	Q657.78	Q1,762.37	0.37	-Q250.92
9	-Q1,148.32	-44%	Q606.62	Q1,754.94	0.35	-Q249.86
10	-Q1,135.13	-40%	Q612.40	Q1,747.53	0.35	-Q248.81
11	-Q1,110.61	-47%	Q642.59	Q1,753.20	0.37	-Q249.62
12	-Q1,132.48	-39%	Q642.59	Q1,775.07	0.36	-Q252.73
13	-Q1,092.52	-100%	Q640.27	Q1,732.79	0.37	-Q246.71
14	-Q1,114.72	-100%	Q661.83	Q1,776.54	0.37	-Q252.94
15	-Q1,099.98	-45%	Q660.48	Q1,760.46	0.38	-Q250.65
16	-Q1,125.02	-100%	Q639.68	Q1,764.70	0.36	-Q251.25
17	-Q1,130.57	-36%	Q620.47	Q1,751.04	0.35	-Q249.31
18	-Q1,166.54	-42%	Q577.79	Q1,744.33	0.33	-Q248.35
19	-Q1,140.94	-36%	Q613.31	Q1,754.25	0.35	-Q249.77
20	-Q1,075.92	-41%	Q673.86	Q1,749.78	0.39	-Q249.13
21	-Q1,169.74	-35%	Q597.79	Q1,767.52	0.34	-Q251.66
22	-Q1,200.18	-100%	Q572.65	Q1,772.83	0.32	-Q252.41
23	-Q1,162.95	-100%	Q590.62	Q1,753.57	0.34	-Q249.67
24	-Q1,159.67	-100%	Q620.91	Q1,780.58	0.35	-Q253.51
25	-Q1,106.08	-37%	Q653.94	Q1,760.02	0.37	-Q250.59
26	-Q1,114.87	-33%	Q635.22	Q1,750.09	0.36	-Q249.17
27	-Q1,082.93	-100%	Q665.11	Q1,748.04	0.38	-Q248.88
28	-Q1,142.69	-38%	Q623.69	Q1,766.38	0.35	-Q251.49
29	-Q1,141.96	-100%	Q612.85	Q1,754.81	0.35	-Q249.85
30	-Q1,076.28	-35%	Q681.46	Q1,757.73	0.39	-Q250.26
31	-Q1,164.45	-100%	Q602.74	Q1,767.19	0.34	-Q251.61
32	-Q1,128.40	-38%	Q633.89	Q1,762.29	0.36	-Q250.91
33	-Q1,114.29	-40%	Q645.32	Q1,759.61	0.37	-Q250.53
34	-Q1,139.23	-42%	Q625.10	Q1,764.33	0.35	-Q251.20
35	-Q1,103.28	-40%	Q643.85	Q1,747.14	0.37	-Q248.75
36	-Q1,052.69	-47%	Q713.62	Q1,766.31	0.40	-Q251.48
37	-Q1,057.33	-31%	Q681.51	Q1,738.84	0.39	-Q247.57

Iteración	VPN	TIRM	VPN Beneficios	VPN Costos	Relación B/C	COSTO ANUAL EQUIVALENTE
38	-Q1,078.00	-100%	Q694.21	Q1,772.21	0.39	-Q252.32
39	-Q989.66	-29%	Q771.58	Q1,761.25	0.44	-Q250.76
40	-Q1,116.31	-48%	Q655.54	Q1,771.86	0.37	-Q252.27
41	-Q1,120.67	-35%	Q633.77	Q1,754.44	0.36	-Q249.79
42	-Q1,156.06	-41%	Q610.58	Q1,766.64	0.35	-Q251.53
43	-Q1,139.79	-100%	Q631.13	Q1,770.92	0.36	-Q252.14
44	-Q1,147.49	-49%	Q635.24	Q1,782.73	0.36	-Q253.82
45	-Q1,138.17	-45%	Q621.19	Q1,759.36	0.35	-Q250.49
46	-Q1,099.33	-57%	Q655.43	Q1,754.76	0.37	-Q249.84
47	-Q1,145.42	-100%	Q612.09	Q1,757.51	0.35	-Q250.23
48	-Q1,106.76	-36%	Q661.62	Q1,768.38	0.37	-Q251.78
49	-Q1,148.64	-100%	Q607.21	Q1,755.85	0.35	-Q249.99
50	-Q1,125.69	-37%	Q622.27	Q1,747.96	0.36	-Q248.87
51	-Q1,144.54	-38%	Q621.37	Q1,765.91	0.35	-Q251.43
52	-Q1,148.17	-100%	Q615.48	Q1,763.65	0.35	-Q251.10
53	-Q1,116.78	-100%	Q637.05	Q1,753.82	0.36	-Q249.71
54	-Q1,137.18	-100%	Q609.71	Q1,746.89	0.35	-Q248.72
55	-Q1,068.91	-38%	Q684.85	Q1,753.75	0.39	-Q249.70
56	-Q1,101.44	-33%	Q673.16	Q1,774.60	0.38	-Q252.66
57	-Q1,092.60	-100%	Q674.09	Q1,766.69	0.38	-Q251.54
58	-Q1,139.98	-36%	Q613.53	Q1,753.50	0.35	-Q249.66
59	-Q1,063.81	-33%	Q691.68	Q1,755.49	0.39	-Q249.94
60	-Q1,129.21	-100%	Q616.04	Q1,745.26	0.35	-Q248.49
61	-Q1,148.07	-38%	Q649.34	Q1,797.42	0.36	-Q255.91
62	-Q1,187.12	-42%	Q584.80	Q1,771.93	0.33	-Q252.28
63	-Q1,153.48	-100%	Q587.97	Q1,741.45	0.34	-Q247.94
64	-Q1,152.98	-100%	Q587.67	Q1,740.64	0.34	-Q247.83
65	-Q1,112.08	-100%	Q622.52	Q1,734.59	0.36	-Q246.97
66	-Q1,136.35	-100%	Q632.11	Q1,768.45	0.36	-Q251.79
67	-Q1,043.42	-32%	Q728.18	Q1,771.60	0.41	-Q252.24
68	-Q1,098.16	-100%	Q657.19	Q1,755.35	0.37	-Q249.92
69	-Q1,109.85	-100%	Q643.31	Q1,753.17	0.37	-Q249.61
70	-Q1,096.16	-100%	Q661.51	Q1,757.67	0.38	-Q250.25
71	-Q1,177.40	-100%	Q590.81	Q1,768.21	0.33	-Q251.75
72	-Q1,131.21	-50%	Q624.53	Q1,755.74	0.36	-Q249.98
73	-Q1,171.53	-100%	Q592.49	Q1,764.02	0.34	-Q251.16
74	-Q1,153.32	-47%	Q603.88	Q1,757.20	0.34	-Q250.19
75	-Q1,066.65	-42%	Q679.04	Q1,745.68	0.39	-Q248.55
76	-Q1,121.49	-36%	Q654.03	Q1,775.52	0.37	-Q252.79
77	-Q1,062.96	-100%	Q693.76	Q1,756.72	0.39	-Q250.12
78	-Q1,121.99	-47%	Q639.38	Q1,761.37	0.36	-Q250.78
79	-Q1,165.70	-100%	Q593.55	Q1,759.25	0.34	-Q250.48
80	-Q1,147.00	-100%	Q623.68	Q1,770.68	0.35	-Q252.11
81	-Q1,100.51	-100%	Q672.77	Q1,773.28	0.38	-Q252.47

Iteración	VPN	TIRM	VPN Beneficios	VPN Costos	Relación B/C	COSTO ANUAL EQUIVALENTE
82	-Q1,163.58	-100%	Q581.91	Q1,745.49	0.33	-Q248.52
83	-Q1,167.66	-100%	Q584.08	Q1,751.74	0.33	-Q249.41
84	-Q1,157.03	-47%	Q586.84	Q1,743.87	0.34	-Q248.29
85	-Q1,122.06	-100%	Q637.43	Q1,759.49	0.36	-Q250.51
86	-Q1,064.19	-38%	Q715.21	Q1,779.40	0.40	-Q253.35
87	-Q1,096.12	-31%	Q670.36	Q1,766.48	0.38	-Q251.51
88	-Q1,028.16	-27%	Q716.12	Q1,744.28	0.41	-Q248.35
89	-Q1,152.66	-40%	Q602.92	Q1,755.58	0.34	-Q249.96
90	-Q1,106.09	-100%	Q672.27	Q1,778.36	0.38	-Q253.20
91	-Q1,081.29	-32%	Q676.07	Q1,757.35	0.38	-Q250.21
92	-Q1,090.05	-43%	Q676.94	Q1,766.99	0.38	-Q251.58
93	-Q1,088.57	-35%	Q673.40	Q1,761.97	0.38	-Q250.87
94	-Q1,168.38	-100%	Q600.66	Q1,769.04	0.34	-Q251.87
95	-Q1,104.07	-45%	Q666.06	Q1,770.13	0.38	-Q252.03
96	-Q1,186.55	-100%	Q555.96	Q1,742.50	0.32	-Q248.09
97	-Q1,094.10	-53%	Q677.73	Q1,771.83	0.38	-Q252.27
98	-Q1,151.43	-58%	Q592.36	Q1,743.78	0.34	-Q248.28
99	-Q1,070.17	-36%	Q690.53	Q1,760.70	0.39	-Q250.68
100	-Q1,136.76	-35%	Q617.58	Q1,754.35	0.35	-Q249.78

Fuente: Elaboración propia

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 01. Interpretación de resultados para el cálculo de valor presente neto.....	7
Tabla 02. Función de valor presente neto en Excel.....	8
Tabla 03. Interpretación de resultados de la tasa interna de retorno financiera	9
Tabla 04. Función para calcular la tasa interna de retorno financiera en Excel	10
Tabla 05. Interpretación de resultados del cálculo de período de recuperación.....	12
Tabla 06. Interpretación de resultados del índice de rentabilidad.....	13
Tabla 07. Función para calcular el costo anual uniforme equivalente en Excel.....	14
Tabla 08. Normas técnicas de la Comisión nacional de energía eléctrica de Guatemala que se utilizaron en esta investigación	19
Tabla 09. Conductores más usuales en líneas de transmisión.....	22
Tabla 10. Actividades de mantenimiento reportadas por los transportistas en el año 2017	25
Tabla 11. Tolerancias permitidas en el número total de interrupciones forzadas según la norma de calidad del servicio de transporte y sanciones	30
Tabla 12. Tolerancias permitidas de la duración total por indisponibilidad forzada según la norma de calidad del servicio de transporte y sanciones	30
Tabla 13. Longitud en kilómetros de las líneas de transmisión de energía eléctrica por cada transportista con operaciones en Guatemala	45
Tabla 14. División por zona geográfica de líneas de transmisión 69kV con longitud entre 1 y 8.4km.....	49
Tabla 15. Definición de funciones y fallas funcionales de las líneas de transmisión de energía eléctrica según RCM.....	52
Tabla 16. Análisis de modo de falla de las líneas de transmisión eléctrica	55
Tabla 17. Toma de decisión y definición de tarea propuesta.....	57
Tabla 18. Tareas de mantenimiento para una línea de transmisión de 69kV ubicada en la Ciudad de Guatemala con una longitud de 3.8 km con conductor FLINT 740.8 AAAC	59

Tabla 19. Índices económicos y porcentaje de variación anual aplicados en formula de actualización de ingresos	64
Tabla 20. Coeficiente de correlación de Pearson para regresión lineal de índices de precios del productor	65
Tabla 21. Tasa de ajuste de ingresos anual	65
Tabla 22. Presupuesto para operación y mantenimiento de línea	68
Tabla 23. Flujo neto de fondos para la situación sin proyecto en el escenario real.....	70
Tabla 24. Razón beneficio costo para la situación sin proyecto en el escenario real....	71
Tabla 25. Flujo neto de fondos para la situación sin proyecto en un escenario optimista	73
Tabla 26. Razón beneficios costo sin proyecto optimista	74
Tabla 27. Flujo neto de fondos para la situación sin proyecto en un escenario pesimista.	76
Tabla 28. Razón beneficios costo sin proyecto pesimista	77
Tabla 29. Sueldos mensuales de personal para implementación de RCM	79
Tabla 30. Inversión inicial fija para la implementación de RCM.....	80
Tabla 31. Costo de tareas preventivas definidas según el análisis RCM	81
Tabla 32. Costo de tareas correctivas programadas definidas por análisis estadístico de fallas en líneas de transmisión de 69kV	83
Tabla 33. Flujo neto de fondos para la situación con proyecto en el escenario real.....	86
Tabla 34. Razón beneficios costo con proyecto escenario realista	88
Tabla 35. Inversión inicial fija para implementación de RCM en un escenario optimista	90
Tabla 36. Flujo neto de fondos en la situación con proyecto en un escenario optimista	91
Tabla 37. Razón beneficios costo con proyecto optimista.....	92
Tabla 38. Flujo de fondos con proyecto pesimista.....	95
Tabla 39. Razón beneficios costo con proyecto pesimista	96
Tabla 40. Flujo neto de fondos para la situación con proyecto en el escenario llamado ampliado.....	98
Tabla 41. Razón beneficios costo con proyecto ampliado.....	99

Tabla 42. Comparación de resultados.....	103
--	-----

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Sistema de Energía Eléctrica	15
Figura 2. Marco Institucional del Sector Eléctrico de Guatemala	16
Figura 3. Marco legal del subsector eléctrico de Guatemala.....	18
Figura 4. Sanción en quetzales por incumplimientos en la regulación de tensión por empresas transportistas guatemaltecas en el año 2018	33
Figura 5. Longitud en kilómetros de las líneas de transmisión por nivel de voltaje que operan en Guatemala.....	46
Figura 6. Histograma de longitud de líneas de transmisión de 69kV que operan en Guatemala.....	47
Figura 7. Histograma de corrientes máximas de líneas de 69kV en el rango de 1 y 8.4 km que operan en Guatemala.	48
Figura 8. Diagrama de decisión RCM.....	56
Figura 9. Histograma de valor presente neto con modelo de simulación Monte Carlo luego de 100 iteraciones	101
Figura 10. Histograma de TIRM con modelo de simulación Monte Carlo luego de 100 iteraciones	102