



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

**MEJORA DE CALIDAD DE PRODUCTO Y SERVICIO DE RAMAL RABINAL,
POR MEDIO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE SUBESTACIÓN EL CHOL**

Milgen Everardo Juárez Orozco

Asesorado por el Ing. Juan Fernando Castro Martínez

Guatemala, octubre de 2009

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**MEJORA DE CALIDAD DE PRODUCTO Y SERVICIO DE RAMAL RABINAL,
POR MEDIO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE SUBESTACIÓN EL CHOL.**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR:

MILGEN EVERARDO JUÁREZ OROZCO

ASESORADO POR EL ING. JUAN FERNANDO CASTRO MARTÍNEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

GUATEMALA, OCTUBRE DE 2009

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga. Alba Maritza Guerrero de López
VOCAL III	Ing. Miguel Angel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. José Milton De León Bran
VOCAL V	Br. Isaac Sultán Mejía
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
EXAMINADOR	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
EXAMINADOR	Ing. Saúl Cabezas
EXAMINADOR	Ing. Carlos Aníbal Chicojay Coloma
SECRETARIO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

**MEJORA DE CALIDAD DE PRODUCTO Y SERVICIO DE RAMAL RABINAL,
POR MEDIO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE SUBESTACIÓN EL CHOL,**

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha quince de abril de 2005.



Milgen Everardo Juárez Orozco

Guatemala, octubre 25 de 2,008.

Ing.
José Bedoya
Coordinador Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

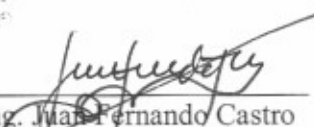
Ingeniero José Bedoya

Por este medio me dirijo a usted para informarle que he revisado el trabajo de graduación titulado: **MEJORA DE CALIDAD DE PRODUCTO Y SERVICIO DE RAMAL RABINAL POR MEDIO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE SUBESTACIÓN EL CHOL**, que desarrolló el estudiante: **Milgen Everardo Juárez Orozco**, el cual a mi criterio cumple con los objetivos propuestos.

Por ello, el autor del presente trabajo de graduación y yo, como su asesor, nos hacemos responsables por el contenido y conclusiones de la misma.

Atentamente,

JUAN FERNANDO CASTRO
Ingeniero Electricista
Col. 4651


Ing. Juan Fernando Castro
Colegiado No. 4651



Ref. EIME 32.2009
Guatemala, 31 de agosto 2009.

FACULTAD DE INGENIERIA

Señor Director
Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

**Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
MEJORA DE CALIDAD DE PRODUCTO Y SERVICIO DE RAMAL
RABINAL POR MEDIO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE
SUBESTACIÓN EL CHOL, del estudiante Milgen Everardo Juárez
Orozco, que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAR A TODOS


Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
Coordinador Área de Potencia

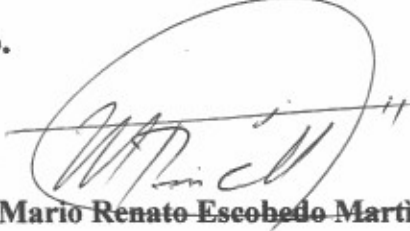


JGBB/sro



REF. EIME 55. 2009.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; Milgen Everardo Juárez Orozco titulado: MEJORA DE CALIDAD DE PRODUCTO Y SERVICIO DE RAMAL RABINAL POR MEDIO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE SUBESTACIÓN EL CHOL, procede a la autorización del mismo.


Ing. Mario Renato Escobedo Martínez



GUATEMALA, 03 DE SEPTIEMBRE 2,009.



El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **MEJORA DE CALIDAD DE PRODUCTO Y SERVICIO DE RAMAL RABINAL, POR MEDIO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE SUBESTACIÓN EL CHOL**, presentado por el estudiante universitario **Milgen Everardo Juárez Orozco**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.


Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
DECANO

Guatemala, octubre de 2009



/gdech

AGRADECIMIENTOS A:

DIOS NUESTRO SEÑOR Y MARÍA SANTÍSIMA	Por ser fuente de amor y sabiduría, y permitirme alcanzar este triunfo.
MIS PADRES	Por ser mi mayor ejemplo y orgullo, por que siempre me han brindado su amor, apoyo, comprensión, confianza y por haberme dado la oportunidad de superarme.
MIS HERMANAS	Karin, Yohana y Yuliana, por ser un motivo que me inspira a seguir adelante.
MIS ABUELOS	Por su apoyo incondicional y sus consejos.
MI ESPOSA	Por ser mi fiel e incondicional compañera.
MIS HIJOS	Ser mi mayor fuente de inspiración.
MIS TÍOS	Porque en todo momento me han acompañado y me han brindado consejos.
MI GRUPO DE ESTUDIO	Alex Morales, Edgar Culajay y Luis Sandoval, por su amistad incondicional.

MI ASESOR

Por su colaboración incondicional para alcanzar este triunfo.

**MIS COMPAÑEROS
DE TRABAJO**

Carlos Caballeros, Alex Giron, Omar Urizar, Patricia Sagastume, Marco García y Sergio Wolford, por todo el apoyo y su amistad.

MIS AMIGOS

En especial a Antonio García, Carlos Rabanales, Romulo Orozco, Marco Penagos, Miguel Montealegre, Enrique De Leon y Carlos Davila, por acompañarme en todo momento.

DEDICATORIA

A:

DIOS

Porque todo lo alcanzado ha sido por tu voluntad.

MARÍA SANTÍSIMA

Por permitir que mis padres me acompañen en este momento.

MIS PADRES

Porque este triunfo es de ustedes y no mío.

MIS HERMANOS

Para que sea un ejemplo a seguir.

MIS ABUELOS

Por todo el cariño y apoyo brindado.

MI ESPOSA E HIJA

Por todo el cariño y apoyo brindado.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	V
LISTA DE SÍMBOLOS	VII
GLOSARIO.....	IX
RESUMEN	XIII
OBJETIVOS.....	XV
HIPÓTESIS	XV
INTRODUCCIÓN	XVII
1. MARCO LEGAL.....	1
1.1 Normas Técnicas del Servicio de Distribución.....	3
1.2 Parámetros evaluados en las normas técnicas de distribución.	4
1.3 Niveles exigidos en Guatemala.	5
1.4 Compensación al cliente.	9
1.5 Penalización a la distribuidora.	11
2. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ACTUAL.....	13
2.1 Sistema actual en 69 KV.	14
2.2 Índices de calidad de servicio y producto.	16

2.2.1	Calidad del producto.....	17
2.2.2	Calidad del servicio.....	21
2.3	Pérdidas.....	24
2.4	Desbalance.	28
2.5	Indisponibilidad (fiabilidad).....	31
2.6	Restricciones.	33
3.	CAMBIO DE EXPLOTACIÓN DEL RAMAL RABINAL.	35
3.1	Ubicación de nueva subestación.....	35
3.2	Radio de acción nueva subestación y sus salidas de media tensión. ..	36
3.3	Flujos de carga para los distintos escenarios.	39
3.3.1	Pérdidas propuestas.	41
3.3.2	Desbalance propuesto.....	42
4.	ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DEL PROYECTO.	43
4.1	Costos unitarios y totales del proyecto.....	44
4.2	Beneficios del proyecto.....	46
4.2.1	Pérdidas.	46
4.2.2	Desbalance.	48
4.2.3	Penalizaciones.....	49
4.3	Evaluación económica.	54
	CONCLUSIONES.....	57
	RECOMENDACIONES	59

BIBLIOGRAFÍA 61

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Sistema actual AT.....	15
2.	Salidas alternativa subestación Rabinal.....	37
3.	Salidas alternativa subestación El Chol.....	39

TABLAS

I.	Índices y niveles exigidos en la etapa de transición	6
II.	Índices y niveles exigidos durante el primer año de la etapa de régimen ..	6
III.	Índices y niveles exigidos al finalizar el primer año de la etapa de régimen	6
IV.	Índices y niveles exigidos al finalizar el primer año de la etapa de régimen	20
V.	Índices y niveles exigidos en la etapa de transición	23
VI.	Índices y niveles exigidos durante el primer año de la etapa de régimen.	23
VII.	Índices y niveles exigidos al finalizar el primer año de la etapa de régimen	24
VIII.	Tolerancia admitida en el punto de entrega	29
IX.	Valorización de la Energía según el grado de desviación de las tolerancias establecidas	30

X.	Potencias y longitudes de salidas alternativa subestación Rabinal.....	37
XI.	Potencias y longitudes de salidas alternativa subestación El Chol	38
XII.	Flujos de carga para subestación Rabinal.....	40
XIII.	Flujos de carga para subestación El Chol	40
XIV.	Pérdidas propuestas.....	41
XV.	Desbalance propuesto	42
XVI.	Costos totales y unitarios.....	45
XVII.	Pérdidas propuestas y actual de Salamá	46
XVIII.	Corrientes de neutro Propuestas y Actual de Salamá	49
XIX.	Valores Objetivos FMIK y TTIK referidos a la Subestación.....	51
XX.	Cáculo de indemnizaciones, según indicadores FMIK y TTIK primero y segundo semestre de 2006, para la empresa de distribución de oriente del país.	53
XXI.	Cálculo de indemnizaciones, según indicadores FMIK y TTIK primero y segundo semestre de 2006, para la empresa de distribución de oriente del país.	54
XXII.	Cálculo de flujo de caja con sus valores de VAN y TIR.	55

LISTA DE SÍMBOLOS

AT	Alta Tensión
BT	Baja Tensión
ENS	Energía No Suministrada
Fc	Frecuencia de interrupción a clientes
FIU	Frecuencia de interrupciones por Usuario
FMIK	Frecuencia Media de interrupción por kVA.
Hz	Hertz, unidad de medida de la frecuencia eléctrica
MT	Media Tensión
kV	Kilo Volt (1,000 Volt). Medida de la tensión
kVA	Kilo Volt-Ampere (1,000 Volt-Ampere). Medida de la potencia aparente
kWh	Kilo vatio-hora (1,000 Vatio-hora). Medida de la energía
MW	Mega vatio (1,000,000 Vatios). Medida de la potencia activa
Q/kWh	Costo en quetzales por cada kilo vatio-hora
SAIDI	<i>System Average Interruption Duration Index</i>
SAIFI	<i>System Average Interruption Frequency Index</i>
Tc	Tiempo de interrupción a clientes
TIU	Tiempo de Interrupción por Usuario
TTIK	Tiempo Total de Interrupción por kVA

GLOSARIO

Autotransformado r	Transformador de tensión, en el que los devanados están eléctricamente conectados, y acoplados por un flujo mutuo.
Capacitor	Elemento eléctrico capaz de oponerse a cambios en la tensión eléctrica. Esto por medio de la absorción de energía durante el ciclo positivo de la onda de tensión y luego devolviéndola al sistema durante la parte negativa del ciclo.
CENS	Costo de Energía No Suministrada
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Concesión	Autorización que otorga el Estado para explotar algo.
DEOCSA	Distribuidora de Electricidad de Occidente, S. A.
DEORSA	Distribuidora de Electricidad de Oriente, S. A.
DISTORSIÓN ARMÓNICA	Deformación que sufre la onda de tensión.
EGSA	Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A.
EGEE	Empresa de Generación de Energía Eléctrica

Ente regulador	Se le llama así a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
ETCEE	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica
Factor de potencia	Ángulo existente entre la potencia aparente y la potencia activa.
Flicker	Fenómeno eléctrico que consiste en rápidas fluctuaciones en el valor instantáneo de la tensión, el cual es perceptible a la vista como variaciones luminosas en lámparas.
Frecuencia	Número de ciclos por segundo.
GENOR	Generador Eléctrico del Norte
GGG	Grupo Generador de Guatemala
Inductancia	Elemento eléctrico que tiene la propiedad de oponerse a cambios de la intensidad de corriente eléctrica.
NTSD	Normas Técnicas del Servicio de Distribución
Orografía	Parte de la geografía física que describe las montañas.
PPA	<i>Power Purchase Agreements</i>
Reactancias	Son inductores y/o capacitores que provocan diferencia en el

ángulo de fase entre la tensión y la intensidad de la corriente.

Senoidal Onda que presenta una forma cíclica exactamente igual a la función trigonométrica seno.

Transformada de Fourier Método matemático por medio del cual se puede representar cualquier onda de forma irregular, mediante la suma de ondas senoidales y/o cosenoidales.

RESUMEN

Existen normas técnicas en cuanto a la calidad del servicio y producto que prestan las distribuidoras de energía eléctrica, que están contenidas en los reglamentos de la Ley General de Electricidad, las cuales se tienen que cumplir y existen problemas en las redes como, puntos de las redes de distribución de energía eléctrica, en los cuales la continuidad del servicio no es garantizada, así como el nivel de tensión (calidad del producto) no cumple con las normas técnicas, entonces se necesita la implementación de nuevas redes y subestaciones para corregir estos problemas.

En la implementación de estos proyectos se definen cambios en la topología de las redes existentes, tales como remodelaciones, cambios de conductor, conversiones de una a mas fases, construcción de tramos nuevos, construcción de nuevas subestaciones de distribución, adecuación de las existentes y cambio de explotación de las mismas.

El cambiar del radio de acción de una subestación hace que la explotación de la línea produzca beneficios como la circunscripción a un radio pequeño, el aislamiento y localización de la falla, fuentes alternativas de suministro, tiempo de recuperación de servicio eléctrico menor, cantidad de usuarios mínima sin servicio al momento de falla, reducción de pérdidas de energía eléctrica en las redes, mejoramiento de radios de explotación, reducción de desbalance, nivel de regulación de tensión dentro de los límites aceptables, así como redes técnica y económicamente rentables.

Los beneficios que se obtienen al readecuar la red se traduce en una red de distribución fiable y fácil de operar, que cuente con elevada calidad de servicio al cliente como usuario final del fluido eléctrico y económicamente rentable para el distribuidor.

OBJETIVOS

- **General**

Mejorar la calidad de servicio y producto en el ramal Rabinal de la Subestación Salamá.

- **Específicos**

1. Identificar y/o analizar las restricciones operativas actuales de una red de media tensión e identificar la fiabilidad y calidad de la energía eléctrica.
2. Implementación de una nueva subestación.
3. Cambio del radio de acción del ramal Rabinal.
4. Mejora de la calidad de servicio y producto con los cambios propuestos.
5. Evaluación técnico económica del proyecto.

HIPÓTESIS

Con la implementación de una nueva subestación para poder cambiar el radio de acción del ramal Rabinal, se obtendrán mejoras sustanciales en la calidad de Servicio y Producto, ya que la carga se redistribuirá de manera uniforme, cambiando el centro de carga y consumo, por medio de la creación de nuevos ramales de media tensión.

INTRODUCCIÓN

La parte relacionada a control, pérdidas y funcionalidad de un sistema de distribución de energía eléctrica está altamente relacionadas, al mismo tiempo el criterio económico pesa y está ligado con los cambios que tengan que realizarse en las redes o líneas de distribución de energía eléctrica.

Hoy por hoy, la funcionalidad en los sistemas de distribución de energía eléctrica es fundamental, dado que el ente regulador del negocio eléctrico está auditando la calidad del servicio que se presta por parte de las distribuidoras de energía eléctrica, lo que implica un problema adicional al de eficiencia en las redes de distribución de energía eléctrica a solucionar por parte de las empresas que venden dicha energía eléctrica.

Existen problemas como pérdidas de potencia, nivel de regulación, el cual no debe estar fuera del rango establecido por las normas, además de estándares de calidad para la venta de energía eléctrica que deben ser satisfechos. Cuando no existe planificación y el sistema crece libremente sin lograr un esquema establecido o creciendo sin patrón determinado, se producen todos estos problemas en dimensiones intolerables.

La realización de este trabajo de graduación está influenciada por la necesidad de mejorar el servicio que se debe prestar a los usuarios del fluido eléctrico en el área de Baja Verapaz y en especial a los usuarios de Rabinal, Cubulco, El Chol, Granados, y Pachalum. Esto podría ayudar a mejorar los conceptos acerca del control del nivel de voltaje, fiabilidad, energía sin suministrar, elementos de protección.

Los mayores beneficiarios de un trabajo como este serán, todos los usuarios del servicio, puesto que al ponerse en práctica éstos, se mejoraría la calidad de voltaje en toda la línea y sus instalaciones.

1. MARCO LEGAL

El 15 de noviembre de 1996 entró en vigencia la Ley General de Electricidad aprobada por el Congreso de la república de Guatemala. Esta nueva ley establece las normativas principales para llevar a cabo las actividades de transmisión, comercialización, distribución y generación de electricidad.

El 21 de marzo de 1997, el Ministerio de Energía y Minas emitió el reglamento de la Ley General de Electricidad. En dicha reglamento, se establecen los organismos encargados de la regulación y control del sector eléctrico en Guatemala, siendo estos:

- El Ministerio de Energía y Minas (MEM), que es el órgano del Estado encargado de la aplicación de la Ley General de Electricidad y su respectivo reglamento, y de formular y coordinar políticas relativas al sector eléctrico.
- La Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), que es el organismo que actúa como agente regulador de las actividades del sector eléctrico en general.
- El Administrador del Mercado Mayorista (AMM), quien es el responsable de garantizar la transparencia y operación objetiva del Mercado Mayorista.

Entre las principales responsabilidades de la CNEE se encuentran la definición de las tarifas sujetas a modificaciones, el establecimiento de las

normas técnicas, las cuales serán el objeto de este estudio, y la fiscalización de su cumplimiento.

Algunas otras actividades son el control y cumplimiento de la ley y sus reglamentos, el control de la provisión de servicios y el cumplimiento de los reglamentos vigentes, la protección de los derechos de los usuarios, la prevención de conductas anticompetitivas, monopólicas y discriminatorias entre participantes del sector, y la imposición de penalidades ante el cumplimiento de las disposiciones del marco regulatorio.

Como primer medida se publica la Ley General de Electricidad y su Reglamento, facultando a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para la publicación de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, las que enmarcan los derechos y obligaciones que deben de cumplir todas las empresas distribuidoras y los usuarios, a efecto de no incurrir en faltas, que ocasionen pago de multas e indemnizaciones.

El objetivo de las normas es la descripción de la metodología de medición, forma de control, tolerancias permisibles, cálculo de indicadores y cálculo de indemnizaciones.

El presente trabajo de graduación realiza el análisis de las indicadores de calidad de servicio técnico, ya que son los que tienen relación directa con la operativa de la red que sería operada por un sistema de operación y supervisión en tiempo real.

1.1 Normas Técnicas del Servicio de Distribución.

De acuerdo con la aprobación de la Ley General de Electricidad era necesario contar con normas que establecieran derechos y obligaciones a los prestatarios y/o usuarios del servicio de energía eléctrica, ya que esta fue la finalidad de la reforma del sector eléctrico, promover la competencia en el mercado y obtener los mejores resultados para los usuarios finales. Es ahora cuando surgen dos temas relativamente nuevos, la calidad de del producto y la calidad del servicio técnico. Para poder calificar la energía, es necesario contar con indicadores de referencia, los cuales permiten saber si la calidad de la misma es buena o mala.

Además, el Decreto 93-96 del Congreso de la República de Guatemala, Ley General de Electricidad, establece que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica goza de independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones, y que es función de esta comisión, velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios y emitir las normas técnicas relativas al sector eléctrico, con respecto a la calidad del servicio de distribución de energía eléctrica.

Por los motivos anteriormente citados, y de conformidad con lo establecido en el Artículo 78, inciso b, del Acuerdo Gubernativo 256-97, Reglamento de la Ley General de Electricidad, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica el 7 de abril de 1999 publica las Normas Técnicas del Servicio de Distribución.

1.2 Parámetros evaluados en las normas técnicas de distribución.

La norma técnica de distribución tiene la finalidad de establecer derechos y obligaciones de los prestatarios y usuarios del servicio eléctrico y también establecen los índices de calidad, es decir, los índices de referencia que se utilizan para calificar la calidad del suministro de energía eléctrica.

Además, contiene tolerancias permisibles, métodos de control, indemnizaciones, sanciones y/o multas, respecto de los siguientes parámetros:

a) Calidad del producto suministrado por el distribuidor:

- Regulación de tensión,
- Desbalance de tensión en servicios trifásicos,
- Distorsión armónica, y
- Flicker.

b) Incidencia del usuario en la calidad del producto:

- Distorsión armónica,
- Flicker.
- Factor de potencia.

c) Calidad del servicio técnico:

- Interrupciones.

d) Calidad del servicio comercial:

- Calidad del servicio comercial del distribuidor, y
- Calidad de la atención al usuario.

1.3 Niveles exigidos en Guatemala.

En Guatemala se establecieron una serie de etapas de adaptación cuyo nivel de exigencia fue en aumento. Se distinguen los niveles exigidos entre los dos tipos de zonas (urbanas y rurales), y entre los distintos niveles de tensión en el caso de los índices individuales.

Durante el primer año de la etapa de régimen, se controlan los índices individuales para los clientes de media tensión y alta tensión, distinguiéndose entre zonas urbanas y rurales, y nivel de tensión, sin distinción de origen de las interrupciones.

Para los clientes de baja tensión, se siguen monitoreando los índices globales TTIK y FMIK, distinguiendo entre zonas urbanas y rurales, y origen interno y externo.

Para la etapa de transición se utilizan únicamente los índices globales TTIK y FMIK, distinguiéndose entre interrupciones de origen interno y de origen externo, y entre las mismas zonas.

Al finalizar el primer año de la etapa de régimen, se controlan los índices individuales de todos los clientes, distinguiendo entre zonas urbanas y rurales y niveles de tensión. Ya para esta etapa no se tiene en cuenta el origen de las interrupciones. Los índices se muestran a continuación en las tablas I, II y III.

Tabla I. Índices y niveles exigidos en la etapa de transición

Todos los usuarios	Índices globales	FMIK (int./sem)		TTIK (h/sem)	
		urbano	rural	urbano	rural
	Causas internas	3	4	10	15
Causas externas	5		20		

Fuente: Normas Técnicas del Servicio de Distribución

Tabla II. Índices y niveles exigidos durante el primer año de la etapa de régimen

Usuarios de BT	Índices globales	FMIK (int./sem)		TTIK (h/sem)	
		urbano	rural	urbano	rural
	Causas internas	2.5	3.5	8	10
Causas externas	4		12		
Usuarios de MT y AT	Índices individuales	FIU (int./sem)		TIU (h/sem)	
		urbano	rural	urbano	rural
	Cualquier causa	2.5	3.5	8	10

Fuente: Normas Técnicas del Servicio de Distribución

Tabla III. Índices y niveles exigidos al finalizar el primer año de la etapa de régimen

Indices individuales	FIU (int./sem)		TIU (h/sem)	
	urbano	rural	urbano	rural
Usuarios de BT	6	8	12	14
Usuarios de MT	4	6	8	10
Usuarios de AT	3		6	

Fuente: Normas Técnicas del Servicio de Distribución

El FMIK representa la cantidad de veces que el kVA promedio de distribución sufrió una interrupción de servicio y para calcularlos según las normas técnicas se utiliza la siguiente fórmula:

Ecuación 1

$$FMIK = \sum_j Qkfsj/Qki$$

Donde:

\sum_j : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio durante el semestre.

$Qkfsj$:Cantidad de kVA fuera de servicio en la interrupción j.

Qki : Cantidad de kVA instalados.

El TTIK representa el tiempo total, en horas, en que cada kVA promedio estuvo fuera de servicio y para calcularlos según las normas técnicas se utiliza la siguiente fórmula:

Ecuación 2

$$TTIK = \sum_j Qkfsj * Tfsj/Qki$$

Donde:

\sum_j : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio durante el semestre.

$Qkfsj$:Cantidad de kVA fuera de servicio en la interrupción j.

Qki : Cantidad de kVA instalados

Tfsj : Tiempo, en horas, que han permanecido fuera de servicio los kVA en la interrupción j.

El FIU es la frecuencia de interrupciones por usuario (FIU) y para calcularlos según las normas técnicas se utiliza la siguiente fórmula:

Ecuación 3

$$FIU = \sum I_j$$

Donde:

I_j: Número de Interrupción j, para cada Usuario

El TIU es el tiempo de interrupción por usuario (TIU):

Ecuación 4

$$TIU = \sum T_{fsuj}$$

Donde:

T_{fsuj}: es el tiempo, en horas, de la interrupción j, para cada Usuario.

Donde se aplicarán indemnizaciones si se exceden los valores que se muestran en las tablas I, II y III.

1.4 Compensación al cliente.

Esta compensación debe ser acorde con los costos que le ocasionan el incremento de interrupciones sobre el nivel mínimo. Habrá por tanto que tener en cuenta que cada cliente no tiene los mismo costos debidos a interrupciones. Por ejemplo, el impacto económico de una interrupción a una industria es mayor que el de una interrupción a un cliente doméstico, a quien seguramente sólo provocara ciertas molestias.

Al momento de fijar el valor de la indemnización, también hay que evitar dar incentivos exagerados. Si esta compensación es demasiado elevada, podría darse el caso que un cliente preferiría sufrir muchas interrupciones (incluso provocarlas) y cobrar las indemnizaciones a tener una buena calidad del servicio técnico. La idea es pagar exactamente lo que el cliente perdió por la interrupción del servicio eléctrico, sin que salga ganando ni perdiendo.

Las indemnizaciones a pagar a los usuarios en caso de incumplimiento de los niveles exigidos se calculan como la energía no suministrada (ENS) multiplicada por el costo de la energía no suministrada (CENS).

Ecuación 5

$$\text{Indemnización} = \text{ENS} * \text{CENS}$$

Para el cálculo de la ENS, se considera un consumo uniforme durante todas las horas del período de control, que se multiplica por la duración de las interrupciones.

Esta duración puede calcularse de dos formas, a partir de la duración total de interrupciones, o a partir del número de interrupciones y su duración media. Se

utilizan índices globales o individuales según se requiera calcular la ENS del sistema o de un usuario.

ENS del sistema:

Ecuación 6

$$ENS_{sistema} = \frac{Demanda(sistema)}{8760} (TTIK - TTIK_{exigido})$$

$$ENS_{sistema} = \frac{Demanda(sistema)}{8760} (FMIK - FMIK_{exigido}) \frac{TTIK}{FMIK}$$

ENS de un usuario:

Ecuación 7

$$ENS_{usuario} = \frac{Demanda(usuario)}{8760} (TIU - TIU_{exigido})$$

$$ENS_{usuario} = \frac{Demanda(usuario)}{8760} (FIU - FIU_{exigido}) \frac{TIU}{FIU}$$

Fuente: CNEE. NTSD. Pag. 19

El CENS se calcula como 10 veces el valor del cargo unitario por energía de la tarifa simple para usuarios de baja tensión (BT) sin cargo por demanda, de la ciudad de Guatemala, del primer día y primer mes del período de control evaluado. No existe ningún límite a esta indemnización, y se abona en el período siguiente al de control a través de la facturación al cliente.

1.5 Penalización a la distribuidora.

La indemnización que deben pagar las distribuidoras tiene dos efectos. Por un lado ajusta la remuneración al servicio ofrecido, y por otro es un incentivo a la mejora de la calidad.

Es importante, en cualquier caso, que esta penalización no se convierta en un castigo demasiado severo que cuestione su viabilidad económica. Normalmente se calculan basándose en que el nivel de calidad exigido es parecido al existente.

Si estos difieren mucho por circunstancias excepcionales, podría darse el caso en que las inversiones a realizar, más las indemnizaciones fuesen una carga demasiado severa para la compañía. La viabilidad económica del negocio es imprescindible para un correcto funcionamiento del sistema.

Las indemnizaciones en Guatemala están basadas en el costo de la ENS (Energía no suministrada al sistema). Esta se valora para todos los clientes igual, e igual a 10 veces el valor del cargo unitario por energía de la tarifa simple para usuarios de BT sin cargo por demanda. En esta indemnización no existe ningún límite.

2. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ACTUAL

Los sistemas de transmisión de energía eléctrica están compuestos por las subestaciones de transporte y por líneas de transmisión, entre los puntos de entrega del generador y el punto de recepción de las distribuidoras o de los grandes usuarios. Los sistemas de distribución incluyen todos los elementos de transporte de energía eléctrica comprendidos entre las subestaciones donde la transmisión de potencia se reduce a niveles de distribución.

Un sistema de distribución normal consta de: redes de subtransmisión, subestaciones de distribución, que transforman la energía a una tensión más baja, estaciones transformadoras de distribución, montadas sobre postes, en casetas o cámaras subterráneas, cerca de los centros de consumo, para transformar la energía a la tensión de los usuarios finales.

La función de los sistemas de distribución es recibir la energía eléctrica de las centrales de producción o estaciones primarias y distribuir a los usuarios con la tensión adecuada, con la conveniente continuidad y calidad de suministro para los distintos usos.

Los sistemas de distribución son típicamente radiales, esto es, el flujo de potencia nace sólo de un nodo. Este nodo principal se reconoce como la barra de la subestación que alimenta al resto de la red. En la subestación se reduce la tensión del nivel de alta tensión (AT) al de media tensión (MT).

Los voltajes de AT son para el Sistema Nacional Interconectado de Guatemala de 230kV, 138kV y 69kV. Mientras que los voltajes de MT son 34.5kV y 13.8kV y sus respectivas tensiones monofásicas 19.9kV y 7.6kV.

En una red MT existen problemas que se solucionan fácilmente creando redes ordenadas bajo ciertas normalizaciones, que van determinadas de acuerdo a la localización geográfica, tipo de conductor, demanda media, tipo de carga instalada, por mencionar algunos de los elementos empleados para parametrizar las redes MT.

2.1 Sistema actual en 69 KV.

La línea de transmisión de 69 KV a donde se encuentra conectada la subestación de Salamá de la cual toma la energía el ramal de Rabinal, viene alimentada de la subestación Santa Elena La Cumbre, esta a su vez alimentada de la subestación San Julián, y la subestación San Julián esta conectada a la subestación Tactic, como se muestra en la figura 1 a continuación.

Figura 1. Sistema actual AT



El proyecto que se propone contemplaría la prolongación de la línea de transmisión de la subestación Salamá hacia la nueva subestación con posible ubicación en El Chol, siempre con voltaje de transmisión de 69 KV, esto para partir el radio de acción de dicha línea de distribución.

La línea de distribución en MT de Rabinal tiene una longitud de 672.5 Km, y una capacidad instalada total de 18,370 KVA; la línea se desarrolló desordenadamente lo que ha provocado una serie de inconvenientes, tanto para los usuarios actualmente servidos por esta línea de distribución, así como a los potenciales y futuros clientes que no pueden conectarse a la red de distribución,

ya que no conviene el incremento de capacidad desde hace aproximadamente tres años.

La cargabilidad de línea de transmisión puede resultar afectada por la capacidad térmica de los conductores o del equipo terminal, por la caída de voltaje.

2.2 Índices de calidad de servicio y producto.

Los índices de calidad de servicio y producto suministrado por el distribuidor están contenidos en las normas técnicas de distribución, estas normas tienen la finalidad de establecer derechos y obligaciones de los prestatarios y usuarios del servicio eléctrico y también establecen los índices de calidad, es decir, los índices de referencia que se utilizan para calificar la calidad del suministro de energía eléctrica. Además, contiene tolerancias permisibles, métodos de control, indemnizaciones, sanciones y/o multas, respecto de los siguientes parámetros:

a) Calidad del producto suministrado por el distribuidor:

- Regulación de tensión,
- Desbalance de tensión en servicios trifásicos,
- Distorsión armónica, y
- Flicker.

b) Calidad del servicio técnico:

- Interrupciones.

2.2.1 Calidad del producto.

La evaluación de la calidad del producto suministrado por el distribuidor es evaluada mediante el sistema de medición y control de la calidad del servicio eléctrico de distribución, el cual es realizado por el distribuidor y supervisado por la CNEE para identificar si es violado alguno de las tolerancias permitidas respecto los parámetros establecidos para regulación de tensión, desbalance de tensión en servicios trifásicos, distorsión armónica y flicker.

Estas mediciones son realizadas en periodos mensuales denominados periodos de control, en la cantidad de puntos establecidos en la norma, mediante los equipos especializados y apropiados, con estas mediciones son determinados semestralmente los índices o indicadores globales que reflejen el comportamiento del servicio eléctrico de distribución en los últimos doce meses.

Con efecto de evaluar convenientemente el conjunto de las mediciones realizadas a lo largo del proceso de medición, se determinan los índices o indicadores que son los globales y los individuales, cuyo incumplimiento dará origen a la aplicación de indemnizaciones individuales y globales a los usuarios afectados, según corresponda.

Los índices de calidad de regulación de tensión se evalúan en el punto de entrega del distribuidor, en un intervalo de medición (k), será el valor absoluto de la diferencia (ΔV_k) entre la medida de los valores eficaces (RMS) de tensión (V_k) y el valor de la tensión nominal (V_n), medidos en el mismo punto, expresado como un porcentaje de la tensión nominal.

Ecuación 8

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

Los índices globales o indicadores globales, se calculan semestralmente considerando las mediciones realizadas durante un periodo de doce meses, incluyendo las realizadas en el semestre bajo análisis "n" y el anterior "n-1".

Los indicadores globales son los siguientes:

Ecuación 9

a) *Frecuencia equivalente por banda de tensión.*

$$FEB_B = \frac{Nrg_B}{Nrg_{TOT}}$$

Donde:

FEBB: Frecuencia equivalente asociada a la banda "B" de unidad porcentual.

NrgB: Cantidad de registros validos asociada a la banda "B" de unidad porcentual.

NrgTOT: Cantidad total de registros validos.

Este indicador se totaliza discriminando a su vez la cantidad de registros que están dentro y fuera de tolerancias establecidas de acuerdo a lo siguiente:

Ecuación 10

$$FEB_{PER} = \frac{Ntrg_{PER}}{Nrg_{TOT}}$$

Donde:

FEBPER: Frecuencia equivalente dentro de las tolerancias establecidas.

NtrgPER: Número total de registros fuera de las tolerancias.

Ecuación 11

$$FEB_{NoPER} = \frac{Ntrg_{NoPER}}{Nrg_{TOT}}$$

Donde:

FEBNoPER: Frecuencia equivalente fuera de las tolerancias establecidas.

NtrgNoPER: Número total de registros fuera de las tolerancias.

Frecuencia equivalente por banda de tensión fuera de las tolerancias establecidas:

Ecuación 12

$$FEBP_B = \frac{NrgP_B^{(p)}}{NrgP_{TOT}}$$

Donde:

FEBPB: Frecuencia equivalente por banda de tensión "B" fuera de las tolerancias establecidas.

NrgPB(p): Cantidad de registros fuera de las tolerancias establecidas asociadas con la banda "B" de unidad porcentual.

NrgTOT: Cantidad de registros totales fuera de las tolerancias establecidas.

Frecuencia equivalente por energía consumida desagregada por banda de tensión:

Ecuación 13

$$FEEC_B = \frac{\sum_{Med=1}^{TotMed} Eng_B^{(med)}}{Eng_T}$$

Donde:

FE ECB: Frecuencia equivalente por energía consumida desagregada por banda de tensión "B".

EngB(med): Energía registrada en la medición asociada con la banda de tensión "B".

NrgTOT: Energía total registrada.

TotMed: Total de mediciones realizadas en el periodo considerado

Todos los índices o indicadores descritos anteriormente tienen que cumplir o estar dentro de ciertas tolerancias para que no exista ninguna penalización, dichas tolerancias se describen en la siguiente tabla.

Tabla IV. Índices y niveles exigidos al finalizar el primer año de la etapa de régimen

Tensión	TOLERANCIA ADMISIBLE RESPECTO EL NOMINAL, EN %					
	ETAPA					
	TRANSICIÓN		REGIMEN A partir del mes 1 hasta el 12		REGIMEN A partir del mes 13	
	Servicio urbano	Servicio Rural	Servicio urbano	Servicio Rural	Servicio urbano	Servicio Rural
Usuarios de BT	12	15	10	12	8	10
Usuarios de MT	10	13	8	10	6	7
Usuarios de AT	TRANSICIÓN		REGIMEN A partir del mes 1 hasta el 12		REGIMEN A partir del mes 13	
	7		6		5	

Fuente: Normas Técnicas del Servicio de Distribución

2.2.2 Calidad del servicio.

La calidad del servicio técnico se evalúa en función de la continuidad del servicio de energía eléctrica a los usuarios, dicho control se lleva a cabo en periodos semestrales continuos. Las interrupciones del servicio de energía eléctrica son aquellas que producen falta de energía eléctrica en el punto de entrega, para efectos de las normas técnicas de distribución no se consideran las interrupciones menores a tres minutos, así como la consideradas como de fuerza mayor.

La calidad del servicio será evaluado mediante los siguientes índices o indicadores globales: Frecuencia media de interrupción por kVA (FMIK) y tiempo total de interrupción por kVA (TTIK); y por índices o indicadores individuales: Frecuencia de interrupción por usuario (FIU) y tiempo de interrupción por usuario (TIU).

El FMIK representa la cantidad de veces que el kVA promedio de distribución sufrió una interrupción de servicio y para calcularlos según las normas técnicas se utiliza la siguiente fórmula:

$$FMIK = \sum_j Qkfsj/Qki$$

Donde:

\sum_j : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio durante el semestre.

$Qkfsj$:Cantidad de kVA fuera de servicio en la interrupción j.

Qki : Cantidad de kVA instalados.

El TTIK representa el tiempo total, en horas, en que cada kVA promedio estuvo fuera de servicio y para calcularlos según las normas técnicas se utiliza la siguiente fórmula:

$$TTIK = \sum_j Qkfsj * Tfsj / Qki$$

Donde:

\sum_j : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio durante el semestre.

$Qkfsj$: Cantidad de kVA fuera de servicio en la interrupción j.

Qki : Cantidad de kVA instalados

$Tfsj$: Tiempo, en horas, que han permanecido fuera de servicio los kVA en la interrupción j.

El FIU es la frecuencia de interrupciones por usuario (FIU) y para calcularlos según las normas técnicas se utiliza la siguiente fórmula:

$$FIU = \sum Ij$$

Donde:

Ij : Número de Interrupción j, para cada Usuario

El TIU es el tiempo de interrupción por usuario (TIU):

$$TIU = \sum Tfsuj$$

Donde:

$Tfsuj$: es el tiempo, en horas, de la interrupción j, para cada Usuario.

Donde se aplicarán indemnizaciones si se exceden los valores que se muestran en las tablas I, II y III.

Tabla V. Índices y niveles exigidos en la etapa de transición

Todos los usuarios	Índices globales	FMIK (int./sem)		TTIK (h/sem)	
		urbano	rural	urbano	rural
	Causas internas	3	4	10	15
Causas externas	5		20		

Fuente: Normas Técnicas del Servicio de Distribución

Tabla VI. Índices y niveles exigidos durante el primer año de la etapa de régimen

Usuarios de BT	Índices globales	FMIK (int./sem)		TTIK (h/sem)	
		urbano	rural	urbano	rural
	Causas internas	2.5	3.5	8	10
Causas externas	4		12		
Usuarios de MT y AT	Índices individuales	FIU (int./sem)		TIU (h/sem)	
		urbano	rural	urbano	rural
	Cualquier causa	2.5	3.5	8	10

Fuente: Normas Técnicas del Servicio de Distribución

Tabla VII. Índices y niveles exigidos al finalizar el primer año de la etapa de régimen

Índices individuales	FIU (int./sem)		TIU (h/sem)	
	urbano	rural	urbano	rural
Usuarios de BT	6	8	12	14
Usuarios de MT	4	6	8	10
Usuarios de AT	3		6	

Fuente: Normas Técnicas del Servicio de Distribución

2.3 Pérdidas.

Las pérdidas son importantes dentro de un sistema de distribución o transmisión de energía eléctrica, dado que en base a minimizar pérdidas se diseñan dichos sistemas.

En la parte del diseño de un sistema de transmisión o distribución de energía eléctrica lo que se pretende es eficientar el transporte de la energía desde el punto de generación, hasta el punto de distribución.

Tomando en cuenta que alrededor del ocho por ciento de la producción total de un sistema de potencia robusto se pierde o no se toma en cuenta. Gran parte de esta pérdida se da en el sistema de distribución porque el nivel de tensión es menor, esto hace que la corriente sea mayor por el principio de conservación de la energía, aumentando el efecto joule y el efecto piel.

Como el diseño del sistema conlleva una gran inversión para minimizar las pérdidas, éstas deben tener una consideración importante en la planificación del sistema.

El conocimiento de su magnitud es importante y no se debe omitir en las comparaciones globales de las instalaciones alternativas, sin estudio de cada situación específica.

Las pérdidas en las líneas, son la suma de todas las pérdidas I^2R , pérdidas por efecto corona pérdidas por aislamiento, o por resistencia, las pérdidas por efecto joule o I^2R se pueden hallar con facilidad, cuando se conocen las corrientes de carga en hora pico. Es frecuente establecer hipótesis simplificadoras al realizar estos cálculos. Por ejemplo que la carga este uniformemente distribuida y las pérdidas son las mismas como si la carga estuviera centrada a un tercio de la distancia hacia fuera del alimentador.

Existen diferencias para nombrar a las pérdidas uno de ellos es el de convertir los kWh de energía perdida en términos monetarios ha conducido a grandes controversias, debido a la dificultad para determinar el valor de la energía, pero se puede utilizar el valor de las pérdidas al no tener el dato exacto de energía.

Existen dos costos para el análisis de las pérdidas, uno es el componente de energía o costo de producción en kWh y el otro que es el componente de la demanda o costos anuales asociados con la inversión en el sistema requerida para alimentar los kW pico de pérdida.

Las dos componentes del costo se combinan en un solo valor, en términos de centavos por kilowatt-hora de pérdida total de energía, o como, dólares por kilowatt de pérdida pico. Este término es conocido como costo "capitalizado" de las pérdidas y tiene alguna ventaja en el sentido de que muestra en forma directa el dinero que podría gastarse para ahorrarse un kilowatt de pérdida.

Sin embargo, por lo general, la expresión de costo de las pérdidas en centavos por kilowatt-hora es una forma más conveniente para ser usada en la mayor parte de estudios de ingeniería.

Al calcular la pérdida, se debe usar el costo actual o futuro de la inversión en el sistema. El interés principal es hallar el incremento en la inversión, en dólares, requerido para alimentar un incremento en la carga de kilowatt.

Las dos partes del costo para alimentar las pérdidas son:

Ecuación 14

$$\text{Componente de energía} = 8760 \text{ FL E}$$

Ecuación 15

$$\text{Componente de demanda} = \text{FS P}$$

Donde:

FL = Factor de pérdidas de carga

E = Costo de la energía en dólares / kWh

FS = Factor de simultaneidad o responsabilidad

P = Costo anual de la capacidad del sistema en dólares / kW-año

Pact = Pérdidas de activa

El costo anual de las pérdidas se puede combinar en un solo valor, en términos de dólares por kilowatthora, con las fórmulas siguientes:

Ecuación 16

$$\text{CostoPerdidas} = 8760F_1EP_{act}$$

Ecuación 17

$$\text{CostoCapitalizado} = FsP + 8760F_1E$$

Si se han calculado las pérdidas en pico de los conductores de la línea o transformador, todavía será necesario conocer el factor de pérdidas o el porcentaje equivalente en horas, antes de que sea posible calcular las pérdidas reales durante cierto periodo.

Por lo común, el factor de pérdidas se define como la razón e la pérdida promedio de energía eléctrica durante un periodo designado, a la pérdida máxima que ocurre en ese periodo. El término se puede referir a cualquier parte del sistema eléctrico o a todo el sistema. A veces se menciona como el "factor de las pérdidas".

Un corolario al factor de pérdidas es el término "horas equivalentes". Esto se define como el número de horas por día, semana, mes ó año de carga pico necesaria para dar los mismo kilowatthora totales de pérdida que el que se produce por la carga real variable, durante el periodo seleccionado.

Existe una semejanza entre "factor de pérdidas" y "factor de cargas" (El factor de carga se define como la razón de la demanda promedio de potencia durante un periodo estipulado a la demanda pico o máxima para ese mismo intervalo de tiempo). Debido a que las pérdidas por resistencia varían proporcionalmente al cuadrado de la carga, se puede demostrar que el valor del

factor de pérdidas puede variar entre los límites extremos del factor de carga y este elevado a cuadrado, nótese que el factor de pérdidas es menor que el de carga, de tal modo que la relación entre el factor de carga y el de pérdidas en el transformador de distribución se puede determinar por la siguiente fórmula empírica:

Ecuación 18

$$\text{Factor de pérdidas} = 0.15 F_c + 0.85 F_c^2$$

Donde:

F_c = Factor de carga.

Se hace la observación que cuando se conoce la curva de carga o se puede estimar de forma razonable, el factor de pérdidas se debe calcular y no estimarse por la anterior fórmula empírica.

2.4 Desbalance.

El índice para evaluar el Desbalance de Tensión en servicios trifásicos, se determina sobre la base de comparación de los valores eficaces (RMS) de tensión de cada fase, medidos en el punto de entrega y registrados en cada Intervalo de Medición (k). Este índice está expresado como un porcentaje:

$$\Delta DTD (\%) = [3(V_{\text{máx}} - V_{\text{mín}})/(V_a + V_b + V_c)] \times 100$$

Donde:

ΔDTD (%): Porcentaje de Desbalance de Tensión por parte del Distribuidor.

$V_{\text{máx}}$: Es la tensión máxima de cualquiera de las fases, registrada en el Intervalo de Medición k.

$V_{\text{mín}}$: Es la tensión mínima de cualquiera de las fases, registrada en el Intervalo de Medición k.

Va: Es la tensión de la fase a, registrada en el Intervalo de Medición k.

Vb: Es la tensión de la fase b, registrada en el Intervalo de Medición k.

Vc: Es la tensión de la fase c, registrada en el Intervalo de Medición k.

La tolerancia admitida sobre el desbalance de tensión en los puntos de entrega de energía, será la siguiente:

Tabla VIII. Tolerancia admitida en el punto de entrega

TENSIÓN	DESBALANCE DE TENSIÓN, Δ DTD, EN %
	ETAPA DE REGIMEN, A partir de mes 13
BAJA Y MEDIA	3
ALTA	1

Fuente: Normas Técnicas del Servicio de Distribución

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

Control para el Desbalance de Tensión por parte del Distribuidor. El número de mediciones será en igual cantidad, y podrán ser los mismos puntos, que los utilizados para el control de la regulación de tensión de los servicios trifásicos.

Los Distribuidores deben indemnizar a sus Usuarios con servicio trifásico, por aquellos servicios en los que se compruebe que la calidad del producto ha excedido el rango de las tolerancias fijadas en el Artículo 28 de estas Normas. La Indemnización se calcula en base a la valorización de la totalidad de la energía suministrada en malas condiciones de calidad, de acuerdo a lo especificado en la Tabla, indicada a continuación:

Tabla IX. Valorización de la Energía, según el grado de desviación de las tolerancias establecidas

ΔDTDkSUP superior al admisible en (%):	VALORIZACION DE LA ENERGIA - CE(B) (% de CENS)
≤ 1	5
≤ 3	20
≤ 5	50
≤ 7	75
> 7	100

Fuente: Normas Técnicas del Servicio de Distribución

Se define a ΔDTDkSUP como el porcentaje de desviación superior del Valor Admisible definido según el Artículo 28.

El Factor de Compensación correspondiente al período de medición por desviación en el desbalance de tensión admisible, que servirá de base para la determinación de la Indemnización correspondiente, se calcula mediante la siguiente expresión:

$$Cpm = \sum_{B=BP} CE_{(B)} * ENE_{(B)} * CENS / 100$$

Donde:

Cpm = Factor de Compensación, en Quetzales, determinado para el Período de Medición.

CE(B) = Valorización de la energía en función de la desviación detectada, como porcentaje (%) del CENS, de conformidad con la tabla anterior.

$\sum_{B=BP}$ = Sumatoria considerando todos los registros a indemnizar.

ENE(B) = Energía, en kWh, registrada durante el periodo de medición.

Los Distribuidores podrán distribuir la energía registrada en el medidor de facturación con base a una curva típica de consumo correspondiente a su categoría tarifaria.

La Indemnización se mantendrá hasta que el Distribuidor demuestre, en forma fehaciente, que el problema ha sido resuelto, determinándose el monto de la Indemnización de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\text{IndemnizaciónIndividual} = (Dpm + Dnm) * \frac{Cpm}{Dpm}$$

Donde:

Dpm: Duración del Período de Medición, en días.

Dnm: Duración del período de tiempo, en días, contado a partir de la finalización del Período de Medición, hasta la finalización de la nueva medición en donde se demuestre que el problema fue resuelto.

2.5 Indisponibilidad (fiabilidad).

La parte relacionada a ordenar líneas de distribución de energía eléctrica, disminuir pérdidas y mejorar la funcionalidad de un sistema de distribución de energía eléctrica están altamente relacionadas, al mismo tiempo el criterio económico pesa y esta ligado con los cambios que tengan que realizarse en las redes o líneas de distribución de energía eléctrica.

La funcionalidad en los sistemas de distribución de energía eléctrica es fundamental, dado que el ente regulador del negocio eléctrico está auditando la calidad del servicio que se presta por parte de las distribuidoras de energía eléctrica, lo que implica un problema adicional al de hacer que las redes de distribución de energía eléctrica sean más eficientes.

La fiabilidad y el ordenamiento de las redes MT de energía eléctrica es relativamente un problema nuevo dado que con el crecimiento de las mismas y la implementación de tecnología nueva las hace más complejas, dado que se ha tenido un crecimiento sin planificación ni orden.

En una red de distribución de energía eléctrica existen problemas que se solucionan fácilmente creando redes ordenadas bajo normalizaciones, que van determinadas de acuerdo a la localización geográfica, demanda media, tipo de carga instalada, por mencionar algunos de los elementos empleados para parametrizar las redes de media tensión.

Tenemos el caso presente en estudio, según los apartados anteriores existen normas para el tiempo máximo por interrupción así como el número de interrupciones por periodo de tiempo. Este aspecto queda ligado a dos parámetros, el primero de estos es la longitud del circuito de media tensión y el segundo es la demanda del circuito.

Con esto tenemos que al reducir la longitud de un circuito de media tensión reduciremos la probabilidad de falla, dado por factor conocido como IKR, que es la probabilidad de falla por kilómetro de línea.

De igual forma al segmentar la longitud de un circuito repartimos la demanda de dicho circuito, si a esto le sumamos una correcta coordinación de protecciones, con lo cual lograremos aislar las fallas, obtendremos un número menor de interrupciones para el resto de usuarios del circuito así como una reducción de tiempo para reestablecer el servicio o sea reducción del tiempo por interrupción.

2.6 Restricciones.

Los problemas que fueron ocasionados por el desorden en el que se desarrollo el crecimiento de la red de distribución de energía eléctrica, en su mayor parte por problemas coyunturales que han afectado a nuestra sociedad, se ha provocado que en el área geográfica en la que se desarrolla el presente trabajo se mantengan restricciones de capacidad, tanto en el crecimiento de clientes existentes como el caso de nuevos clientes.

El efecto de no tener capacidad disponible en el circuito de Rabinal, tiene como consecuencia que ha retrasado el desarrollo del plan de electrificación rural en el área, hablando de un periodo de 4 a 5 años atrás.

Otros problemas que se tienen con el estado actual de la red del circuito de distribución de energía eléctrica de Rabinal son, la mala calidad de servicio y producto, a mi punto de vista es la mayor restricción que existe para el área en la que se circunscribe dicho circuito.

Año con año el incremento de la población del área en estudio que es; Rabinal, Cubulco, El Chol, Granados y Pachalum, hace ver la necesidad de realizar estudios para implementar las soluciones adecuadas, para poder brindar el servicio de energía eléctrica con "calidad" a los clientes existentes, además de poder prestarles el servicio a nuevos clientes, que han visto como al pasar del tiempo no han podido recibirlo.

3. CAMBIO DE EXPLOTACIÓN DEL RAMAL RABINAL

El crecimiento de la demanda en el área del departamento de Baja Verapaz, hace necesario la implementación de una nueva subestación para cambiar la explotación del ramal de Rabinal, la construcción de esta nueva subestación se realizará con el objeto de mejorar la calidad del servicio técnico y producto que presta la empresa de distribución de energía eléctrica.

Con esta adecuación se reducirá la longitud de los circuitos de media tensión, así como la carga que cada uno de estos sirve, junto con la puesta en servicio de la subestación la distribuidora realizará otras obras, las cuales consisten en conversiones de línea de una a tres fases.

La implementación de esta subestación proporcionará una mejora sustancial en el nivel de tensión así como en la fiabilidad de los nuevos circuitos, todo esto en beneficio de los usuarios del servicio que presta la distribuidora.

3.1 Ubicación de nueva subestación.

Para la ubicación de la subestación se tomará el criterio de carga atendida así como el de la longitud de media tensión, con lo que tenemos varias alternativas, de las cuales se adjuntan gráficos y tablas descriptivas de cada una.

Las opciones que evaluaremos son las siguientes:

- Subestación Rabinal.
- Subestación El Chol.

3.2 Radio de acción nueva subestación y sus salidas de media tensión.

De las dos posibles ubicaciones que tenemos para la subestación, y poder así cambiar la explotación del actual ramal Rabinal, haremos un análisis en base a longitud y KVA instalado para ambas alternativas.

Los datos son presentados en las tablas X y XI, para facilitar la visualización de los resultados y poder hacer una comparación de las opciones presentadas, para cada caso en las dos opciones.

La primera alternativa es ubicar la subestación en Rabinal, dicha subestación contaría con tres circuitos los cuales se denominaran para este estudio:

- Ramal Rabinal.
- Ramal Pachalum.
- Ramal Cubulco.

Además tendríamos el circuito San Miguel Chicaj, el cual quedaría servido desde la subestación de Salamá.

Para esta alternativa presentamos la tabla X y la figura 2 que la describe de mejor forma:

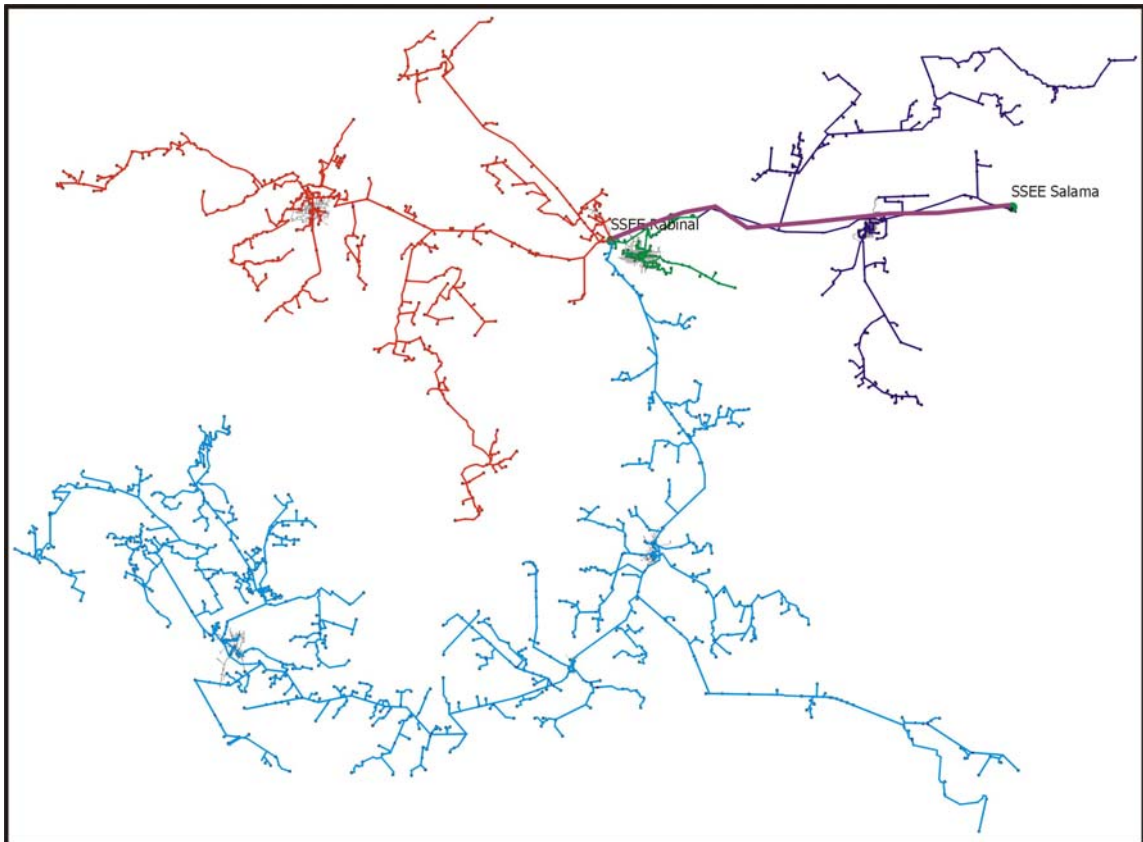
Tabla X. Potencias y longitudes de salidas alternativa subestación Rabinal

Primera Alternativa ubicación de subestación en Rabinal

	<i>Salida Rabinal</i>	<i>Salida Cubulco</i>	<i>Salida Pachalum</i>	<i>Salida San Miguel desde SSEE Salamá</i>
<i>KVA Instalado</i>	3292,5 KVA	4840 KVA	9201,5 KVA	1410 KVA
<i>Longitud</i>	71.96 Km.	181.41 Km.	380.71 Km.	43.019 Km.
<i>KVA/Km</i>	45.75	26.68	24.17	32.78

Fuente: Módulo de estudios

Figura 2. Salidas alternativa subestación Rabinal



Para la segunda alternativa se ubica la subestación en EL Chol, esta subestación contara con dos circuitos, los cuales se denominarían:

- Ramal Pachalum.
- Ramal Cubulco.

Además se tendrá el circuito Rabinal, el cual quedaría servido desde la subestación de Salamá.

Para esta alternativa presentamos la tabla XI y la figura 3 que la describe de mejor forma:

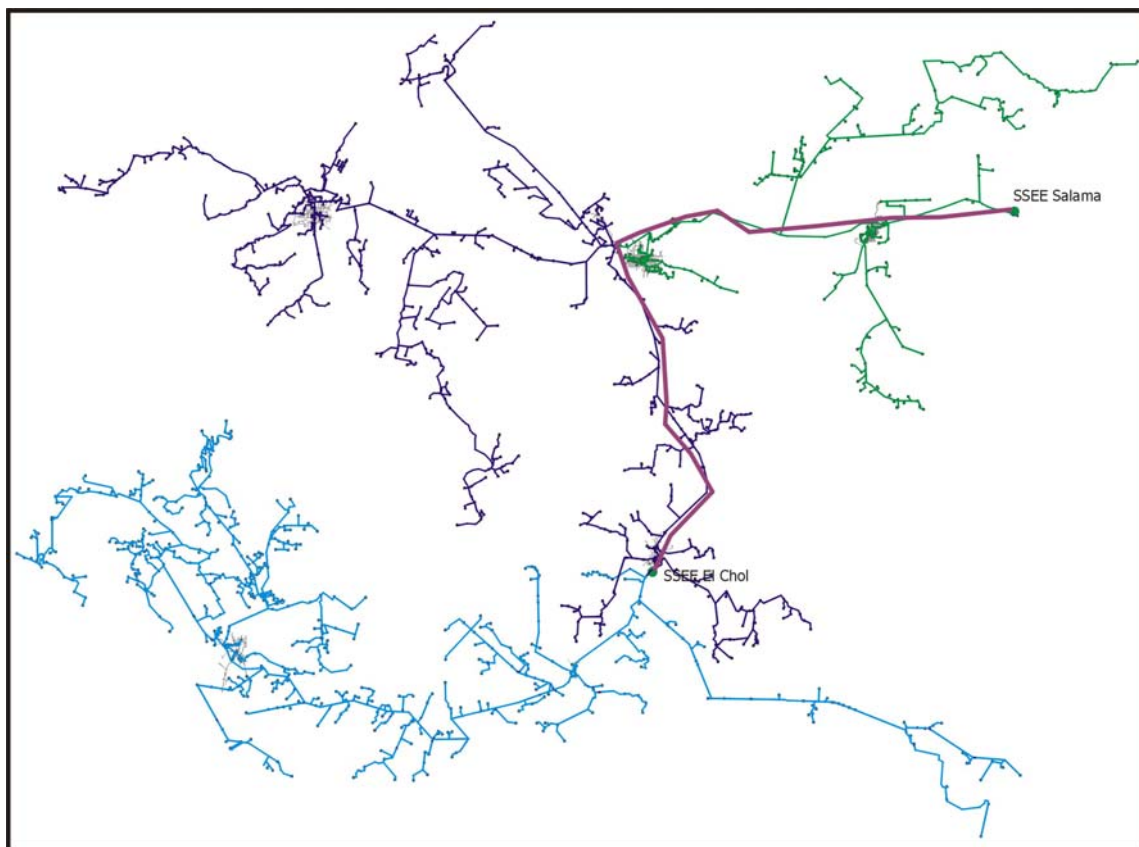
Tabla XI. Potencias y longitudes de salidas alternativa subestación El Chol

Segunda alternativa ubicación de subestación en El Chol

	<i>Salida Cubulco</i>	<i>Salida Pachalum</i>	<i>Salida Rabinal desde SSEE Salamá</i>
<i>KVA Instalado</i>	7035,5 KVA	6996 KVA	4702,5 KVA
<i>Longitud</i>	272.03 Km.	289.68 Km.	114.75 Km.
<i>KVA/Km</i>	25.86	24.15	40.98

Fuente: Módulo de estudios

Figura 3. Salidas alternativa subestación El Chol



3.3 Flujos de carga para los distintos escenarios.

Para las dos alternativas presentadas se realizaron las corridas de flujos de carga, las cuales se presentan a continuación tablas XII y XIII:

Tabla XII. Flujos de carga para subestación Rabinal

	<i>Salida Rabinal</i>	<i>Salida Cubulco</i>	<i>Salida Pachalum</i>	<i>Salida San Miguel desde SSEE Salamá</i>
<i>KVA Instalado</i>	3292.5	4840	9201.5	1410
<i>KVA Utilizado</i>	691	1016	1425.6	296.1
<i>KW Utilizado</i>	622	914.8	1283.1	266.5
<i>Longitud</i>	71.96 Km.	181.41 Km.	380.71 Km.	43.02Km.
<i>KW Perdida</i>	14.4	26.8	637.1	3
<i>Regulación %</i>	1.00%	6.20%	8%	2.50%

Fuente: Módulo de estudios

Tabla XIII. Flujos de carga para subestación El Chol

	<i>Salida Cubulco</i>	<i>Salida Pachalum</i>	<i>Salida Rabinal desde SSEE Salamá</i>
<i>KVA Instalado</i>	7035.5	6996	4702.5
<i>KVA Utilizado</i>	1483.7	1469.1	987.6
<i>KW Utilizado</i>	1335.4	1322.3	888.8
<i>Longitud</i>	272.03 Km.	289.68 Km.	114.75 Km.
<i>KW Perdida</i>	89.6	101.8	33.9
<i>Regulación %</i>	3.10%	4.20%	0.60%

Fuente: Módulo de estudios

Para las corridas de flujos de carga se empleo el programa Open Estudios, en el cual se simularon distintos escenarios de los cuales se obtendrán los datos para analizar las dos alternativas, descritas en el apartado 3.2; De estos resultados se obtienen las pérdidas de potencia y así calcular las pérdidas de energía, también se aprecian resultados del nivel de tensión, con las nuevas longitudes podemos calcular las pérdidas por desbalance con las corrientes resultantes del flujo de carga, también con la longitud se puede estimar una prevision de los nuevos valores de TTIK y FMIK.

3.3.1 Pérdidas propuestas.

Según las corridas de flujos de cargas, las pérdidas para cada una de las dos alternativas evaluadas, se muestran en la siguiente tabla comparativa:

Tabla XIV. Pérdidas propuestas

Subestación	Pérdidas (KW)
<i>Rabinal</i>	<i>681.3</i>
<i>El Chol</i>	<i>230.3</i>

Fuente: Módulo de estudios

Para calcular las pérdidas comenzamos por calcular el factor de pérdidas determinado por la siguiente ecuación:

$$\text{Factor de pérdidas} = 0.15F_c + 0.85 F_c^2$$

Donde:

F_c = Es el factor de cargas y queda definido como capacidad utilizada sobre capacidad instalada.

Para este caso el factor de carga es de:

$$F_c = \frac{1483.7KVA}{7035.5KVA}$$

$$F_c = 0.211$$

$$F_L = (0.211 * 0.15) + (0.85 * 0.211^2)$$

$$F_L = 0.07$$

Quedando las pérdidas de energía de la siguiente manera, según ecuación 16:

$$\text{Pérdidas de Energía} = 8760 * F_L * \text{Potencia} * \text{Costo de energía}$$

Donde costo de energía para este trimestre es de 7.52 centavos de dólar KW-h.

Entonces:

$$\text{Pérdidas de energía} = 8760 * 0.07 * \text{Potencia} * 0.752$$

Para SSEE Rabinal

$$\text{Pérdidas de energía} = 8760 * 0.07 * 681.3 * 0.752$$

$$\text{Pérdidas de energía} = 31416.54 \text{ USD/año}$$

Para SSEE El Chol

$$\text{Pérdidas de energía} = 8760 * 0.07 * 230.3.3 * 0.752$$

$$\text{Pérdidas de energía} = 10619.74 \text{ USD/año}$$

3.3.2 Desbalance propuesto.

Según las corridas de flujos de carga el desbalance esperado para cada una de las dos alternativas evaluadas, se muestran en la siguiente tabla comparativa:

Tabla XV. Desbalance propuesto

Subestación	Corriente fase A	Corriente fase B	Corriente fase C
<i>Rabinal</i>	<i>123.1</i>	<i>123.5</i>	<i>123</i>
<i>El Chol</i>	<i>117.1</i>	<i>117.0</i>	<i>117.0</i>

Fuente: Módulo de estudios

4. ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DEL PROYECTO

El estudio consiste en hacer una evaluación del proyecto, considerando los gastos incurridos así como el beneficio que se obtendrá por la implementación del mismo. El objetivo principal es el de poder determinar si el proyecto es rentable, todo esto para saber si se obtendrá la recuperación del capital invertido.

Dicho estudio conlleva una parte decisiva en la formulación del proyecto, ya que el resultado del estudio determinara si el proyecto llena las expectativas con las que fue diseñado y planificado el proyecto.

Este estudio se puede realizar analizando las diferentes variables que intervienen en el. Esta evaluación se lleva a cabo mediante varios métodos dentro de los cuales podemos mencionar el valor actual neto (VNA), la tasa interna de retorno (TIR) y la relación de beneficio costo (B/C), los que proporcionan datos concretos que permiten al analista y a los inversionistas de conocer los riesgos y tomar la decisión correcta.

El método del VNA consiste en evaluar los ingresos y los egreso de un proyecto en igualdad de condiciones, esto quiere decir que unos como otros se trasladan al momento cero y se procede a hacer la suma algebraica de los mismos teniendo signo positivo los primero y signo negativo los segundos. Si el resultado es negativo el proyecto no es factible y si el resultado es positivo el proyecto es factible.

El método de la tasa interna de retorno TIR, es el indicador de la rentabilidad de un proyecto, ya que el valor que obtenemos está dado en porcentaje y corresponde justo al punto donde el VNA es igual a cero.

El cálculo de la TIR se hace por interpolación, tomando en cuenta los valores del VAN en donde se produce el cambio de signo. El resultado que se obtiene se compara con las tasas de interés del mercado para tener un punto de referencia que permita determinar si el proyecto es rentable.

El método de costo beneficio es el que se refiere a la cantidad de beneficios que genera un proyecto con la cantidad de costos que tiene el proyecto. Cuando el índice generado es mayor que uno el proyecto se considera rentable y quiere decir que los beneficios superan a los costos.

Al ser evaluado el proyecto en todos sus aspectos, tanto técnicos como económicos y en todos ellos se ha obtenido resultados favorables o positivos, que aseguren la inversión se dice que el proyecto es factible. Esto se muestra en el apartado 4.3 evaluación económica.

4.1 Costos unitarios y totales del proyecto.

Dentro de los costos del proyecto se describen todos aquellos elementos que de una u otra forma se necesitan para la implementación del proyecto en mención, todos estos costos tienen un valor promedio de los que se pueden obtener en el mercado.

Para un mejor ordenamiento dichos costos se describen en la siguiente tabla donde se tiene el costo unitario y al final el costo total del proyecto.

Tabla XVI. Costos totales y unitarios.

Orden	Equipo	Descripción	Cantidad	Precio Unitario
1	OBRA CIVIL	Movimiento de Tierras	1 obra completa	Q 55,206.70
		Presupuesto Ingeniería	1 estudio	Q 554,137.51
		Obra Civil	1 obra completa	Q 584,467.67
2	MONTAJE ELECTROMECAÁNICO	Montaje electromecánico	1 montaje	Q 532,676.37
3	EIA	Estudio de Impacto Ambiental	1 estudio	Q 18,494.24
4	TRAFO	Transformador de potencia 69/13.8 kV 10/14 MVA	1 unidad	Q 1,495,799.30
		Materiales de repuesto	1 Kit	Q 37,098.98
		Transporte de Transformador	1 traslado	Q 80,938.56
5	MÓDULOS 69 kV y PÓRTICO 69 kV	Módulo Pass M0 145 kV	1 unidad	
		Pórtico Simple de acometida de línea 69 kV	1 unidad	Q 1,647,362.57
6	EDIFICIO MT	Edificio Prefabricado MT tipo A-35	1 unidad	Q 377,030.59
		Puesta en posición CIF	1 unidad	Q 221,109.36
7	TRAFO SSAA	Transformador de Servicios Auxiliares	1 unidad	Q 69,659.23
		Envolvente metálica	1 unidad	Q 9,372.69
8	BATERÍAS 48 Vcc	Fuente de alimentación 48 Vcc	1 unidad	Q 40,435.62
		Embalaje marítimo	1 traslado	Q 3,179.67
		Transporte Baterías 48 Vcc	1 traslado	Q 7,639.92
9	FLETES	Transporte Equipo Telecontrol	1 traslado	Q 6,866.09
10	PROTECCIONES AT	Rele de protección 8IDN-C2N-2C2000FBA	1 unidad	Q 15,992.66
		Rele de protección 8IRD-M2N-2C2011FBA	1 unidad	Q 11,676.34
		Rele de protección 8IRD-F1N-2D2011FBA	1 unidad	Q 10,661.78
		Unidad de Relé de disparo y bloqueo	1 unidad	Q 6,300.64
11	PROTECCIONES MT	Unidad de relé de proteccion MICOM	1 unidad	Q 56,744.88
		Rele de protección 8IRD-A1N-2C2Z11FBA	3 unidades	Q 10,661.48
		Rele de protección 8IRD-M2N-2C2011FBA	1 unidad	Q 11,676.34
		Rele de protección 8FGI-A0B-212001DAC	1 unidad	Q 6,640.52
12	TELECONTROL	Rele de protección 8BCD-G1N-2D2000KBA	1 unidad	Q 26,274.15
		Parametrización, configuración y puesta en marcha	1 parametrización	Q 54,435.95
		M0-UF/DIN	17 unidades	Q 3,184.56
		FOMSAC/P/DIN	7 unidades	Q 1,961.61
		M0-UF/DIN	5 unidades	Q 3,130.75
		FOMSAC/P/DIN	2 unidades	Q 1,907.80
		CHASIS SAC/8	2 unidades	Q 3,111.18
13	CELDAS MT	Transporte CIF	1 traslado	Q 7,680.13
		Celda de línea	4 unidades	Q 290,621.84
		Celda de SSAA con Medida en Barras	1 unidad	Q 395,051.98
		Celda de Transformador	1 unidad	Q 288,156.37
14	LINEA 69 KV	Juego de cierres laterales y accesorios	1 unidad	Q 56,744.88
		Construcción de línea 69 KV	20 Km	Q 8,000,000.00
		Total		Q 12,821,552.82

4.2 Beneficios del proyecto.

Los beneficios del proyecto son vi direccionales ya que el principal beneficiado será el usuario del servicio de la energía eléctrica y como consecuencia de esta mejora se reducirán las pérdidas para la empresa distribuidora así como las penalizaciones por desbalance y por mala calidad de servicio y producto.

4.2.1 Pérdidas.

Las pérdidas asociadas al estado actual del circuito Rabinal, tienen un beneficio en ahorro de pérdidas los cuales se calculan como pérdidas de energía activa en el circuito y se calcularan en base a los datos de las corridas de flujo.

Se tienen datos del estado actual del circuito y el estado propuesto, de lo cual obtendremos una diferencia de las pérdidas actuales versus las propuestas para cada una de las dos opciones evaluadas anteriormente.

Tabla XVII. Pérdidas propuestas y actual de Salamá

Subestación	Pérdidas (KW)
<i>Salamá Actual</i>	1496.5
<i>Rabinal</i>	681.3
<i>El Chol</i>	230.3

Fuente: Módulo de Estudios

Entonces calcularemos el beneficio que se tendrá por la implementación de cualquiera de los dos proyectos y observar el beneficio que se obtendrá en pérdidas.

Quedando las pérdidas de energía de la siguiente manera:

$$\text{Pérdidas de Energía} = 8760 * F_L * \text{Potencia} * \text{Costo de energía}$$

Donde costo de energía para este trimestre es de 7.52 centavos de dólar KW-h y F_L es .07 calculado en el capítulo anterior.

entonces:

$$\text{Pérdidas de Energía} = 8760 * .07 * \text{Potencia} * .0752$$

Para SSEE Salamá (estado Actual)

$$\text{Pérdidas de Energía} = 8760 * .07 * 1496.5 * .0752$$

$$\text{Pérdidas de Energía} = 69007.56 \text{ USD/año}$$

El ahorro en pérdidas será la diferencia entre las pérdidas que se calcularon para el estado actual de Salamá y las pérdidas propuestas calculadas en el capítulo anterior. Quedando así,

$$\text{Pérdidas de Energía} = \text{Pérdidas Actuales} - \text{Pérdidas Propuestas}$$

Para SSEE Rabinal

$$\text{Ahorro en pérdidas de energía} = 69007.56 - 31416.54$$

$$\text{Ahorro en pérdidas de energía} = 37591.02 \text{ USD/año}$$

Para SSEE El Chol

$$\text{Ahorro en pérdidas de energía} = 69007.56 - 10619.74$$

$$\text{Ahorro en pérdidas de energía} = 58387.82 \text{ USD/año}$$

4.2.2 Desbalance.

El desbalance que se obtendrá con la implementación de la subestación El Chol, en esta parte presentaremos el ahorro que obtendremos por pérdidas de corriente de neutro.

Quedando las pérdidas por corriente de neutro de la siguiente manera:

$$\text{Pérdidas por } I_N = (I_N^2 * R * L * \text{costo de energía})/1000$$

Donde,

I_N : es corriente de neutro (diferencia entre corriente de neutro actual y propuesta)

R: es resistencia del conductor, para conductor 1/0 AWG ACSR es de 0.71 Ω / Km.

L: Longitud de media tensión

T: Tiempo equivalente horas/año según factor de utilización

costo de energía: Para este trimestre es de 7.52 centavos de dólar KW-h
entonces:

$$\text{Pérdidas por } I_N = (I_N^2 * .71 * 631.08 * .0752)/1000 * T$$

El ahorro de corriente de neutro se vera como la diferencia de la corriente de neutro actual versus la propuesta, quedando para ambos escenarios las siguientes corrientes de neutro y su ahorro en amperios:

Tabla XVIII. Corrientes de neutro propuestas y actual de Salamá

Subestación	Corriente de neutro (Amp)	Ahorro de Corriente (Amp)
<i>Salamá Actual</i>	29	
<i>Rabinal</i>	1	28
<i>El Chol</i>	0	29

Fuente: Modulo de Estudios

Para SSEE Rabinal

$$\text{Pérdidas por } I_N = ((28)^2 * .71 * 631.08 * .0752)/1000 * 1764$$

$$\text{Pérdidas por } I_N = 46587.2 \text{ USD/año}$$

Para SSEE El Chol

$$\text{Pérdidas por } I_N = ((29)^2 * .71 * 561.71 * .0752)/1000 * 1764$$

$$\text{Pérdidas por } I_N = 44488.1 \text{ USD/año}$$

4.2.3 Penalizaciones.

Las penalizaciones que la distribuidora obtiene ante el ente regulador por no cumplir las normas establecidas en la ley general de electricidad, se traduce a indemnizaciones a los usuarios, ya que no se cumplió como mínimo con las tolerancias admisibles.

Se calculará como primera parte la penalización por la energía dejada de facturar, por costo de la energía no suministrada, esto únicamente desde el punto de vista de la distribuidora, en donde se asumirá que el beneficio neto de la distribuidora sobre el VAD, será del 20 %, aunado a esto un precio medio de compra de 1.37 Q/kWh, con estos datos obtenemos que:

$$\text{Margen de Beneficio} = 20 \% * 1.37 \text{ Q/kWh}$$

$$\text{Margen de Beneficio} = 0.27 \text{ Q/kWh}$$

Calculando la energía no suministrada.

$$\text{CENS} = \text{ENS} * \text{Margen de Beneficio}$$

Y del capítulo 1 tenemos que:

$$\text{ENS} = T_{\text{total}} * P_{\text{inst}} * \text{FU} * \text{fp}$$

Donde:

CENS = Coste de energía no suministrada en el tiempo total.

ENS = Energía no suministrada.

Ttotal = Tiempo total sin servicio de los clientes de las salidas MT.

TTIKrs = Tiempo medio referido a la potencia instalada de la subestación.

Pinst = Potencia instalada.

FU = Factor de utilización.

fp = Factor de potencia.

Para la condición inicial tenemos que Ttotal = 48.2 hrs.

$$\text{ENS} = 48.2 * 18744 * 0.205 * 0.85$$

$$\text{ENS} = 157428.04 \text{ kWh}$$

Para la condición final tenemos que presentar cual será el tiempo total para esta condición, a continuación mostramos una tabla que muestra la evaluación asumiremos un mejora del 60 % para el primer semestre y una mejora del 40 % para el semestre restante.

diferencia de ambas será el beneficio. Dicho calculo lo presentamos a continuación:

$$\text{Ahorro por indemnizaciones} = \text{ING}_{\text{inicial}} - \text{ING}_{\text{final}}$$

$$\text{ING} = \text{ENS}_{\text{sistema}} * \text{CENS}$$

$$\text{ENS sistema} = D_{\text{sistema}} ((\text{TTIK} - \text{TTIK}_{\text{limite}})/8760)$$

$$\text{ENS sistema} = D_{\text{sistema}} ((\text{FMIK} - \text{FMIK}_{\text{limite}}) * (\text{TTIK}/\text{FMIK})/8760)$$

Donde:

ING = Indemnizaciones para ser distribuidas (Q). Cada usuario recibe una indemnización proporcional a su cosumo semestral de energía eléctrica, con respecto al consumo total semestral de todos los usuarios del distribuidor.

ENS sistema = Energía no suministrada al sistema calculada por TTIK y FMIK (kWh).

Dsistema = Demanda de energía facturada durante el periodo de control para el sistema del distribuidor.

CENS = Costo de la energía no suministrada (Q/kWh). El costo de la energía no suministrada será 10 veces el valor del cargo unitario por energía de la tarifa simple para usuarios conectados en baja tensión sin cargo por demanda (BTS), de la ciudad de Guatemala, del primer dia y primer mes del periodo de control evaluado.

A continuación se presentan los cálculos para las indemnizaciones, en la condición inicial:

Tabla XX. Cálculo de indemnizaciones, según indicadores FMIK y TTIK primero y segundo semestre de 2006, para la empresa de distribución de oriente del país.

	FMIK Urb	FMIK Rur	TTIK Urb	TTIK Rur
Valores limites	2.5	3.5	8	10

Demanda sistema distribuidor (kWh)		Tarifa BTS Ciudad de Guatemala (O/kWh)	
Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2
287,655,398	302,373,819	1.8	1.22

Indicadores de Calidad distribuidor semestre 1

FMIK Urb	FMIK Rur	TTIK Urb	TTIK Rur
3.75	7.69	8.48	27.52

1,095,280 5,810,139 185,991 6,788,667 7,883,947

Indicadores de Calidad distribuidor semestre 2

FMIK Urb	FMIK Rur	TTIK Urb	TTIK Rur
3.5	9.17	6.4	26.99

770,037 7,027,753 0 7,154,731 7,924,768

ING inicial 15,808,715

A continuación se presentan los cálculos para las indemnizaciones, en la condición final:

Tabla XXI. Cálculo de indemnizaciones, según indicadores FMIK y TTIK primero y segundo semestre de 2006, para la empresa de distribución de oriente del país.

	FMIK Urb	FMIK Rur	TTIK Urb	TTIK Rur
Valores limites	2.5	3.5	8	10

Demanda sistema distribuidor (kWh)		Tarifa BTS Ciudad de Guatemala (Q/kWh)	
Semestre 1	Semestre 2	Semestre 1	Semestre 2
287,655,398	302,373,819	1.8	1.22

Indicadores de Calidad distribuidor semestre 1

FMIK Urb	FMIK Rur	TTIK Urb	TTIK Rur
3.667	7.5323	8.3536	26.6352

1,030,114 5,655,310 137,074 6,689,244 7,019,358

Indicadores de Calidad distribuidor semestre 2

FMIK Urb	FMIK Rur	TTIK Urb	TTIK Rur
3.3755	8.9335	6.2106	26.6051

678,327 6,814,313 0 6,992,650 7,000,977

ING final 14,020,335

Finalmente calculamos el beneficio, por la reducción de indemnizaciones:

Ahorro por indemnizaciones = 15808715.00 – 14020335.00

Ahorro por indemnizaciones = 1788380 Q/año

4.3 Evaluación económica

Para la evaluación económica del proyecto utilizaremos un flujo de caja simple, con el que se pretende analizar el beneficio costo del proyecto, valiéndonos del valor neto actual, con la presunción que el dinero hoy vale más, con este flujo de caja también podremos calcular la TIR del proyecto.

Para crear este flujo de caja se hacen ciertas presunciones: Primero valuaremos el proyecto para un horizonte de 15 años, se aplicará una tasa de

interés de 5.75 % y tipo de cambio de 7.73 Q por un dólar americano (a la fecha 30 de julio de 2007, según el Banco de Guatemala).

En este flujo intervendrán:

Costo del proyecto: Q. 12,821,552.82 (apartado 4.1)

Beneficio por pérdidas: Q. 451,331.51 (apartado 4.2.1)

Beneficio reducción I_N : Q. 343,893.00 (apartado 4.2.2)

Beneficio energía dejada de facturar: Q. 28,722.13 (apartado 4.2.3)

Beneficio por indemnizaciones: Q. 1,788,380.00 (apartado 4.2.3)

Tabla XXII. Cálculo de flujo de caja con sus valores de VAN y TIR.

Todo en miles de Q									
Flujo del proyecto	0	1	2	3	13	14	15
Inversión	-12,821.55						
Beneficio por pérdidas		451.33	451.33	451.33	451.33	451.33	451.33
Beneficio reducción I_N		343.89	343.89	343.89	343.89	343.89	343.89
Beneficio energía dejada de facturar		28.72	28.72	28.72	28.72	28.72	28.72
Beneficio por reducción indemnizaciones		1,788.38	1,788.38	1,788.38	1,788.38	1,788.38	1,788.38
	-12,821.55	2,612.33	2,612.33	2,612.33	2,612.33	2,612.33	2,612.33
VNA	13,275.87 Q								
TIR	19%								

Fuente: Calculado con Excel®

De los datos anteriores concluimos que el proyecto tiene un VNA de:

VNA = Q. 13,275,870.00, - Q. 12,821,552.80.

VNA = Q. 454,318.00

Con este resultado vemos que trayendo los resultados del flujo a valor presente tendríamos una utilidad positiva de 454,318.00 Q. Con una Tasa Interna de retorno del 19 %, con lo cual obtenemos un mayor rendimiento que la tasa de interés bancaria a la fecha.

CONCLUSIONES

1. Se ven mejorados los indicadores de calidad de servicio y de igual manera la calidad de producto, mediante la implementación de una subestación, presentando una mejor distribución del centro de carga.
2. La mejor ubicación que se tiene para la construcción de la subestación es en El Chol, por la mejor distribución de KVA/km. y la menor pérdida producida de las dos opciones.
3. Las indemnizaciones tienen como finalidad, por un lado, compensar al cliente por los costos ocasionados por la falta de calidad de energía, y por otro, son un incentivo a la distribuidora para mejorar la calidad de la misma. Por lo tanto es importante que los distintos cliente tengan distintas indemnizaciones adaptadas a los costos que se supone representan la falta de calidad, y que la distribuidora se vea incentivada a invertir sin por ello poner en peligro la viabilidad del negocio de distribución.
4. El nivel de calidad exigido por la regulación es elevado, esto si se toma en cuenta la realidad del país y la comparativa con otros regímenes regulatorios. Es importante tener en cuenta los planes de inversiones que se llevan a cabo, tanto en mejoras de la red como en la electrificación, esto debido a que la adaptación de la red a los nuevos requerimientos, requiere de períodos con suficiente tiempo para poder realizar las inversiones.

5. Con la implementación de la Subestación se contempla una reducción de los indicadores en un 29 % por su relación estrecha con el KVA instalado y la longitud de los circuitos de media tensión.
6. Existirá un apoyo entre circuitos mejorando así la fiabilidad de los mismos, ya que estos se apoyaran entre sí, reduciéndose los indicadores de calidad de servicio, tales como el TTIK y FMIK.
7. La calidad de producto brindada en el sector se vera realmente mejorada con la implementación del proyecto, debido a que la fuente de alimentación, estará mejor ubicada y la corriente viaja menor recorrido para llegar a los usuarios.

RECOMENDACIONES

1. Que la ubicación de la Subestación sea en El CHol, por la mejor distribución de las cargas, así como el mejor dimensionamiento de los circuitos.
2. Mejorar los costos reconocidos por la ley para las instalaciones de transporte y alta tensión, porque con los costos reconocidos actualmente no existe el fomento para que los inversionistas, vean atractivo el mercado de la transmisión y subtransmisión.
3. Para evitar que la responsabilidad de las interrupciones recaiga totalmente sobre las distribuidoras y que esto sea motivo de penalización se propone: no contabilizar las interrupciones programadas, esto debido a que usualmente éstas se deben a mantenimientos o expansiones de red, lo cual es en beneficio de los usuarios; y no contabilizar las interrupciones debidas a terceros (origen externo, transporte o generación).
4. Para reducir el efecto que tienen las estaciones del año sobre los indicadores de calidad del servicio técnico, se propone: tomar el nivel de calidad medido como la media de los dos últimos semestres. Es decir, mantener el período de control semestral, pero estableciendo una media móvil con el anterior período de control, de forma similar a lo considerado en las NTSD para la regulación de tensión. De esta forma el valor de calidad real que se utiliza para el cálculo de la ENS en cada período se calcularía a partir de los valores reales obtenidos en dicho período y también de los obtenidos en el

período anterior. También se debería tomar la media de la demanda de los dos períodos de control.

BIBLIOGRAFÍA

1. "Ley General de Electricidad", **Diario de Centroamérica**, Guatemala, 21 de noviembre de 1996.
2. "Arquitectura de Red área Caribe", **UF ACEX, España: Servicios Corporativos**. 2000.
3. "Ábacos área Caribe", **UF ACEX, España: Servicios Corporativos**. 2000..
4. "Lines assessment, procedures and guides", **Final Edition. Power System Stability Subcommittee**, IEEE/PES. 2000.
5. "Líneas de transporte de energía", **Checa Luís**, . España: Editorial Marcombo Boixareu, 1988.
6. "Guía sobre la calidad de la onda en las redes eléctricas", **UNESA**, Madrid, 1996.

