



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

CRITERIOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS PARA DETERMINAR UN PLAN DE
MANTENIMIENTO EFICIENTE Y SU EMPLEO EN SALIDAS DE
DISTRIBUCIÓN DE UNA SUBESTACIÓN TIPO

Rodolfo Enrique Ruiz Vega
Asesorado por Ing. Dimas Alfredo Carranza Barrera

Guatemala, abril de 2005

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**CRITERIOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS PARA DETERMINAR UN
PLAN DE MANTENIMIENTO EFICIENTE Y SU EMPLEO EN SALIDAS
DE DISTRIBUCIÓN DE UNA SUBESTACIÓN TIPO**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

RODOLFO ENRIQUE RUIZ VEGA

ASESORADO POR ING. DIMAS ALFREDO CARRANZA BARRERA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

GUATEMALA, ABRIL DE 2005

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
VOCAL I	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL II	Lic. Amahán Sánchez Álvarez
VOCAL III	Ing. Julio David Galicia Celada
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIO	Ing. Carlos Humberto Pérez Rodríguez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Herbert René Miranda Barrios
EXAMINADOR	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
EXAMINADOR	Ing. Marvin Marino Hernández Fernández
EXAMINADOR	Ing. Carlos Humberto Pérez Rodríguez
SECRETARIA	Inga. Gilda Marina Castellanos Baiza de Illescas

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:

CRITERIOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS PARA DETERMINAR UN PLAN DE MANTENIMIENTO EFICIENTE Y SU EMPLEO EN SALIDAS DE DISTRIBUCIÓN DE UNA SUBESTACIÓN TIPO

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica con fecha 19 de mayo de 2003. Ref. EIME 63. 2003

Rodolfo Enrique Ruiz Vega

DEDICATORIA

- A Dios** Por darme sabiduría e inteligencia para alcanzar esta meta, esperando darle la gloria solo a Él con los frutos de ésta.
- A mi esposa** Corina Mariné, por compartir su vida conmigo y brindarme siempre su amor y ánimo en todo momento para finalizar esta meta.
- A mi hija** Rebeca, por ser la bendición más grande que Dios nos ha dado junto con mi esposa.
- A mis padres** Rigoberto y Aura, que me han apoyado esforzándose siempre por darnos a mis hermanos y a mi un futuro mejor. Siendo el instrumento que Dios ha usado para bendecirnos.
- A mis hermanos** Walter, Mishell y Lucky, por desarme siempre lo mejor y contar con su cariño.
- A la familia** Guzman Montúfar, por su cariño y apoyo.
- A mis amigos** Armando, Zoila, Osman, José, Sergio, Estela, Claudia, Jacqueline, Angel, Byron, Erick Q, Estuardo, Erick J, Lili, Pedro, Jerónimo, Hansel, José G y Karina.

Guatemala, 7 de abril de 2,005.

Ing. Erwin Efrain Segura Castellanos
Coordinador Área de Electrotecnia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala
Su despacho

Respetable Ing. Segura:

Al saludarle, me dirijo a usted para informarle que ha sido concluido satisfactoriamente el trabajo de graduación, **CRITERIOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS PARA DETERMINAR UN PLAN DE MANTENIMIENTO EFICIENTE Y SU EMPLEO EN SALIDAS DE DISTRIBUCIÓN DE UNA SUBESTACIÓN TIPO**, elaborado por el estudiante Rodolfo Enrique Ruiz Vega, tema para el cual fui asignado como asesor.

Considero que se han cumplido las metas propuestas al inicio del trabajo, por lo que recomiendo se apruebe en el entendido de que el autor y el suscrito son los responsables de lo tratado y de las conclusiones del mismo.

Atentamente,

Ing. Dimas Alfredo Carranza Barrera
Colegiado No. 4701
ASESOR

ÍNDICE

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	IV
LISTA DE SÍMBOLOS	VII
GLOSARIO	VIII
RESUMEN	XI
OBJETIVOS	XIII
INTRODUCCIÓN	XV
1 GENERALIDADES	1
1.1 Tipos de mantenimiento.....	1
1.1.1 Distribuidora de electricidad y sus instalaciones.....	1
1.1.2 Importancia del mantenimiento	3
1.2 Normas técnicas de distribución	5
1.2.1 Calidad del servicio técnico.....	7
1.3 Marco de retribución a la actividad de distribución	13
1.3.1 El valor agregado de distribución VAD.....	13
2 MANTENIMIENTO ACTUAL	15
2.1 Mantenimiento de las salidas de media tensión de una subestación tipo	15
2.1.1 Selección de las instalaciones a dar mantenimiento.....	15
2.1.2 Ejecución del mantenimiento	16
2.1.3 Trabajos de mantenimiento.....	19
2.2 Resultados del mantenimiento.....	19
2.2.1 Incremento en la disponibilidad del sistema.....	19

2.2.2	Reducción del riesgo por incumplimiento a los indicadores de calidad	20
2.2.3	Reducción de los costos del mantenimiento correctivo	20
3	CRITERIOS PARA UN MANTENIMIENTO EFICIENTE	21
3.1	Descripción del mercado de una empresa distribuidora en el interior del país y sus principales indicadores	21
3.1.1	Dispersión geográfica de las cargas y sus características	22
3.1.2	Características de las redes eléctricas empleadas en la distribución	23
3.2	Impacto del mantenimiento en una empresa distribuidora vrs condiciones regulatorias de calidad de servicio técnico	25
3.3	Criterios técnicos y económicos	31
3.3.1	Criterio Técnico Frecuencia Media de Interrupción por kVA (FMIK).....	32
3.3.2	Criterio Técnico Tiempo medio de Interrupción (TTIK)	35
3.3.3	Criterio económico factor de utilización	36
3.3.4	Criterio Económico Relación Perdidas (Pnt).....	37
4	PLAN DE MANTENIMIENTO	39
4.1	Análisis de la situación actual de la política de mantenimiento para las salidas de distribución de una subestación tipo.....	39
4.1.1	Esquema general de la ejecución del mantenimiento para una empresa de distribución.....	39
4.1.2	Políticas de mantenimiento y sus resultados.....	41
4.2	Criterios técnicos y económicos para eficientizar los procedimientos del mantenimiento de acuerdo a su retribución fijada por CNEE	43
4.2.1	Aplicación de los criterios técnicos y económicos para la selección de una subestación.....	43

4.3 Plan de mantenimiento para las salidas de distribución de una subestación tipo	51
5 ANALISIS DE RENTABILIDAD	55
5.1 Costos asociados al plan de mantenimiento propuesto.....	55
5.2 Mejoras a percibir originados por el plan de mantenimiento propuesto	56
5.2.1 Ingresos por energía suministrada al obtener una reducción en los índices de calidad.....	56
5.2.2 Ahorro por pago de indemnizaciones.....	59
5.3 Análisis costo beneficio.....	63
CONCLUSIONES	67
RECOMENDACIONES.....	69
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	71
BIBLIOGRAFÍA.....	73

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1	Dispersión geográfica de los poblados de Guatemala	23
2	Causas asociadas a las incidencias.	28
3	FMIK urbano, causa interna del segundo semestre del 2001 para una empresa distribuidora.	30
4	FMIK rural, causa interna del segundo semestre del 2001 para una empresa distribuidora.	30
5	Proceso en la ejecución del mantenimiento para una empresa de distribución.	40
6	Flujo económico del proyecto o plan propuesto para el mantenimiento.	63

TABLAS

I	Indicadores globales definidos en la NTSD para medir la calidad del servicio técnico	9
II	Indicadores individuales definidos en la NTSD para medir la calidad del servicio técnico	10
III	Trabajos de mantenimiento más frecuentes, en una empresa de distribución en el interior del país	18
IV	Asociación de causas de incidencias a las actividades de mantenimiento	26
V	Impacto en los indicadores de calidad por causas asociadas al mantenimiento	27
VI	Ejemplo del criterio técnico FMIK referido a la potencia de cada SMT de la subestación de Chimaltenango	34
VII	Valores resultantes de FMIK para el primer semestre del año 2000 de una empresa de distribución	42
VIII	Frecuencia media de interrupción correspondiente al año 2004, de las subestaciones eléctricas del nororiente del país	44
IX	Tiempo medio de interrupción correspondiente al año 2004, de las subestaciones eléctricas del nororiente del país	45
X	Pérdidas de energía promedio mensual según periodo 2004 para las subestaciones del nororiente del país	46
XI	Criterio factor de utilización promedio para el periodo 2004 de las subestaciones del nororiente del país	47
XII	Facturación no percibida por la energía no suministrada fuera de los límites de calidad establecidos de manera anual, calculada por FMIK y TTIK, para el periodo 2004 de las subestaciones del nororiente del país	50
XIII	<i>Ranking</i> de subestaciones del nororiente del país según la	50

facturación no percibida por la energía no suministrada fuera de los límites de calidad permitidos, calculada según FMIK y TTIK, durante el período 2004

XIV	Información alfanumérica de las salidas de media tensión de la subestación La Ruidosa	52
XV	Clasificación de causas y su aporte en los indicadores de calidad para la subestación de La Ruidosa. (indicadores referidos a la distribuidora)	52
XVI	Actividades de mantenimiento asociadas a las causas de falla reportadas durante el periodo 2004 en las salidas de media tensión de la subestación La Ruidosa	53
XVII	Formato para plan de mantenimiento salidas de media tensión de subestación La Ruidosa	54
XVIII	Valores objetivo de indicadores FMIK Y TTIK referidos a la potencia de la subestación La Ruidosa	58
XIX	Cálculo de las indemnizaciones, según los indicadores FMIK y TTIK del primero y segundo semestre del 2004, para la empresa de distribución del oriente del país	61
XX	Cálculo de las indemnizaciones, según la reducción objetivo del plan de mantenimiento propuesto, para la empresa de distribución del oriente del país	62

LISTA DE SÍMBOLOS

FMIK	Frecuencia media de interrupción por KVA
TTIK	Tiempo medio de interrupción por KVA
CT	Centro de transformación de MT a BT
NTSD	Normas Técnicas del Servicio de Distribución
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
kV	Kilovoltio
km	Kilómetro
KVA	Kilo voltios amperios
kWh	Kilovatios hora
VAD	Valor agregado de distribución
PNT	Relación de pérdidas
SE	Subestación
MT	Media tensión
BT	Baja tensión
FU	Factor de utilización
TIU	Tiempo de interrupción por usuario
FIU	Frecuencia de interrupción por usuario
Q	Quetzal, moneda de la República de Guatemala
BTS	Tarifa sin recargo por demanda
VPN	Valor presente neto
VP	Valor presente
%	Porcentaje
f.p.	Factor de potencia
US\$	Dólar de los Estados Unidos de América
Urb	Urbano
Rur	Rural

GLOSARIO

Índices	Son valores normados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para medir la calidad del servicio de una empresa.
Empresa distribuidora	Empresa que se dedica a suministrar la energía eléctrica al usuario final.
Instalaciones eléctricas	Son las instalaciones por las cuales una empresa distribuidora suministra la energía eléctrica al usuario final.
Factor de potencia	Es el coseno del ángulo que existe entre la potencia activa y la potencia aparente.
Distorsión armónica	Distorsión de la forma de onda de voltaje y corriente alterna, que es distribuida al usuario.
Potencia	Es el trabajo o transferencia de energía por unidad de tiempo.
Energía	Capacidad de un sistema físico para realizar trabajo.

Trifásico	Sistema compuesto por tres fases de voltaje y corriente alterna.
Monofásico	Sistema compuesto por una fase de voltaje y corriente alterna.
Transformador de distribución	Componente de las instalaciones eléctricas de una empresa distribuidora cuya función es la de convertir el voltaje a niveles comerciales de consumo.
Cruceta	Componente de las instalaciones eléctricas de una empresa distribuidora cuya función es la de obtener una separación física entre los conductores eléctricos.
Nororiente	Región de Guatemala comprendida por los departamentos de: Jalapa, Zacapa, Chiquimula, Izabal y El Progreso.
Incidencia	Es un evento que sucede en las instalaciones eléctricas de una empresa distribuidora que provoca la suspensión del servicio eléctrico.

RESUMEN

En la década de los 90 en la mayoría de los países latinoamericanos se desarrolló un proceso de cambios en el sector eléctrico, básicamente cambiando de una estructura vertical a una segmentación de actividades dirigidas claramente a generar, transportar, distribuir y comercializar la energía eléctrica, Guatemala no fue la excepción, ya dicho proceso se lleva a cabo desde 1996 y surge con la publicación de la Ley General de Electricidad y su reglamento; posteriormente se emiten normas complementarias .

Las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD- , emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica –CNEE- establecen indicadores para medir la calidad del servicio, con el fin de velar por que al usuario final la energía eléctrica le sea entregada con calidad. Entonces para una empresa de distribución es importante mantener sus instalaciones adecuadamente, además, como a cualquier empresa, ésta debe asegurarse de que en cada actividad que realice se obtengan los mejores resultados, tanto para el cliente como para la empresa misma.

Por lo anterior, para una empresa de distribución es de suma importancia la actividad de mantenimiento que ésta haga a sus instalaciones, actividad que debe ser programada, desarrollada y ejecutada con el máximo rigor posible, para la obtención de los mejores beneficios, tanto técnicos como económicos. En conclusión, el establecer criterios que orienten objetivamente a una empresa de distribución a seleccionar las instalaciones en donde realizar mantenimiento, es de suma importancia.

Por ello, este estudio se concentra en definir y aplicar criterios técnicos y económicos para establecer un plan de mantenimiento eficiente. Además de una evaluación de rentabilidad para un plan de mantenimiento propuesto, origen del uso de estos criterios.

OBJETIVOS

- **General**

Establecer y emplear criterios técnicos y económicos para seleccionar las salidas de distribución de una subestación, en las cuales se desarrolle un plan de mantenimiento eficiente.

- **Específicos**

1. Describir el mercado de una empresa de distribución en el interior del país y sus principales indicadores.
2. Comparar los efectos del mantenimiento en una empresa distribuidora con las condiciones regulatorias.
3. Proponer un plan de mantenimiento para las salidas de distribución de una subestación, seleccionada con base a los criterios técnicos y económicos.
4. Comparar los costos y benéficos del plan de mantenimiento propuesto.

INTRODUCCIÓN

Siendo la energía eléctrica un producto cada vez más esencial para el desarrollo de todo país, entonces, por consiguiente el negocio de la distribución de la energía eléctrica al usuario toma una importancia vital sumado al hecho de que la globalización implica una mejora continua de toda actividad, en un ambiente de competencia. La actividad de mantenimiento toma un papel muy importante en el negocio de la distribución ya que, al caracterizarse ésta por necesitar de instalaciones físicas grandes y de una vida prolongada, el realizar actividades que conserven el buen funcionamiento de éstas impactan considerablemente en la calidad del producto que es entregado al usuario.

Ahora bien, sumado a lo anterior el hecho de estar en un mercado regulado en donde el agente regulador establece condiciones de calidad con la que se deben proveer los servicios de energía eléctrica, el presente estudio busca el proveer de una metodología en la que se combinen, tanto los aspectos técnicos en la calidad del servicio como aspectos económicos, con el fin de orientar de manera efectiva las instalaciones de distribución en las cuales se deben realizar actividades de mantenimiento, las cuales a su vez, deben ser rentables para la empresa.

El presente estudio consta de cinco capítulos, el primero trata acerca de aspectos generales que deben ser conocidos para una comprensión adecuada del tema, tanto de la actividad de mantenimiento como los aspectos regulatorios involucrados. El dos, trata sobre como actualmente se realiza el mantenimiento y que resultados en beneficio, tanto del usuario como de la empresa distribuidora son obtenidos. El siguiente, se concentra en la determinación de los criterios técnicos y económicos que guíen a cualquier empresa de distribución para hacer una selección efectiva de las instalaciones a dar mantenimiento. El penúltimo tiene como objetivo el poder hacer uso de los criterios definidos en el capítulo tres y establecer un plan de mantenimiento. Finalmente el capítulo cinco se concentra en presentar un análisis del beneficio costo del plan propuesto.

Esperando que este estudio sea de utilidad tanto a estudiantes como a empresas distribuidoras que deseen hacer uso de este trabajo, se presentan a continuación los criterios técnicos y económicos para determinar un plan de mantenimiento eficiente y su empleo en las salidas de distribución de una subestación tipo.

1 GENERALIDADES

1.1 Tipos de mantenimiento

Existen tres tipos de mantenimiento que son aplicados a las instalaciones eléctricas de distribución, estos son el predictivo, preventivo y correctivo. Previo a conocer cada uno de estos es necesario tener presente cuales son las instalaciones eléctricas que conforman una distribuidora de electricidad.

1.1.1 Distribuidora de electricidad y sus instalaciones

Una distribuidora de electricidad es aquella empresa que posee instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica. Entendiéndose la distribución una de las actividades del sector eléctrico, como lo es la generación, el transporte y la comercialización.

El reglamento de la Ley General de Electricidad en su título uno, capítulo uno y artículo uno, define niveles de tensión de operación en nuestro país, estos son:

Alta tensión: nivel de tensión superior a 60,000 voltios.

Media tensión: nivel de tensión superior a 1,000 voltios y menor o igual a 60,000 voltios.

Baja tensión: nivel de tensión menor o igual a 1,000 voltios. (1)

El conjunto de instalaciones de una empresa distribuidora de electricidad en el país opera en el rango de la media tensión y baja tensión, en su mayoría específicamente en las tensiones de 34,500 voltios y 13,800 voltios, para el caso de la media tensión y en 120 voltios, 240 voltios para la baja tensión.

Una empresa distribuidora de energía eléctrica, como ya se mencionó posee instalaciones destinadas a distribuir energía eléctrica a sus clientes tanto en media como en baja tensión. A continuación se describen las instalaciones de una empresa de distribución:

Subestaciones de alta tensión a media tensión: Estas subestaciones son de transformación de niveles de voltaje de 69,000 V a 34,500 V o 13,800 V. La conexión del transformador es delta en el primario y estrella aterrizada en el secundario. Estas subestaciones son del tipo **compartidas** ya que la propiedad de la subestación está compartida entre el transportista y el distribuidor, siendo este último propietario y por ende responsable de su mantenimiento de las posiciones de salida de media tensión que tenga la subestación.

Subestaciones de media tensión a media tensión: Estas subestaciones son de transformación de niveles de voltaje de 34,500 V a 13,800 V. La conexión del transformador es delta en el primario y estrella aterrizada en el secundario, son alimentadas del lado primario por una salida de media tensión que parte de una subestación de Alta tensión a Media tensión. Estas subestaciones en su totalidad son propiedad del distribuidor.

Salidas de media tensión: Son el medio físico por el cual se distribuye la energía eléctrica en media tensión, bien sea a transformadores de distribución (media / baja tensión) que luego a través de la red de baja tensión entrega la energía al cliente de baja tensión, como a clientes en media tensión directamente.

Las salidas de media tensión parten de la subestación, por su construcción pueden ser aéreas o subterráneas y por su arquitectura radial, pétalo, huso, espiga, pétalo apoyado, huso apoyado, espiga apoyada. Por lo regular en el interior del país las salidas de media tensión que encontramos son las aéreas del tipo radial. Estas instalaciones son propiedad del distribuidor y por ende responsable de su mantenimiento.

Red de baja tensión: Es el medio físico por el cual se distribuye la energía eléctrica en baja tensión. Parte de un transformador de distribución (media / baja tensión) y termina en el medidor de energía del cliente. Estas redes pueden ser aisladas o desnudas.

1.1.2 Importancia del mantenimiento

Una empresa distribuidora al contar con instalaciones para distribuir la energía eléctrica a sus clientes se ve expuesta a factores que pueden incidir en fallas de sus instalaciones, estos factores pueden ser por ejemplo: la flora (masa arbórea), agentes atmosféricos (corrosión, descargas atmosféricas), avifauna, fallos en los mismos componentes de las instalaciones y actos vandálicos.

El mantenimiento de las instalaciones de distribución es esencial, ya que de esta actividad depende la calidad de servicio técnico, es decir los tiempos y frecuencia de fallas en el suministro de energía eléctrica; teniendo mayor incidencia en las pérdidas eléctricas de la red, cantidad de reclamos presentados por los clientes, energía no suministrada y principalmente el riesgo de incumplimiento de los indicadores de calidad definidos en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución fijadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica; incumplimiento que genera indemnizaciones millonarias que deberá acreditar la distribuidora a los clientes a los que fue suspendido el fluido de energía eléctrica.

Existen tres tipos de mantenimiento para las instalaciones eléctricas, ellos son: el mantenimiento correctivo, el mantenimiento preventivo y el mantenimiento predictivo.

1.1.2.1 Mantenimiento correctivo

Son actuaciones de mantenimiento dirigidas a la corrección de anomalías de los componentes de las instalaciones que han causado fallas en las mismas, dejando a estas fuera de servicio. Este tipo de mantenimiento esta basado en la **funcionalidad** de las instalaciones.

Los principales inconvenientes que se tienen con este tipo de mantenimiento son las pérdidas de mercado, gastos no controlables y no posibilidad de programación de las actuaciones.

1.1.2.2 Mantenimiento preventivo

Son actuaciones de mantenimiento dirigidas a la sustitución de determinados componentes de las instalaciones con una periodicidad establecida, antes que se produzca una avería en la instalación que la deje fuera de servicio. Este tipo de mantenimiento esta basado en el **tiempo**.

1.1.2.3 Mantenimiento predictivo

Son actuaciones de mantenimiento dirigidas a la revisión de instalaciones y que conducen a evaluar y valorar el estado de sus componentes. Este tipo de mantenimiento esta basado en el **estado**.

1.2 Normas técnicas de distribución

La mayoría de los países latinoamericanos presentan una evolución en los servicios públicos red, llevando a la privatización los activos de distribución. Guatemala no es ajena a este proceso. El 15 de noviembre de 1996 el Congreso de la Republica de Guatemala emitió la Ley General de Electricidad, con el objeto de agilizar el crecimiento en la producción, transmisión y distribución de la energía eléctrica, dando cabida a la participación de inversionistas, a modo de desmonopolizar los sistemas de transmisión y distribución. Estableciendo a demás normas fundamentales para el desarrollo de las actividades.

Posteriormente el 21 de marzo de 1997 el Ministerio de Energía y Minas emitió el Reglamento de la Ley General de Electricidad, cuyo objeto se puede resumir en que la industria eléctrica guatemalteca crezca en un ambiente de competencia, en donde se preste un servicio eléctrico de calidad y que sus precios reflejen costos económicamente eficientes.

De acuerdo a lo establecido en el Reglamento de la Ley General de Electricidad en su Título VI, Capítulo I y artículo 78, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica es la encargada de emitir las normas técnicas del servicio de distribución y es de aquí que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica emitió el 7 de abril de 1999 las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD. El objetivo de esta norma es establecer derechos y obligaciones de los prestatarios y usuarios del servicio eléctrico de distribución, índices o indicadores de referencia para calificar la calidad con que se proveen los servicios de energía eléctrica, tanto en el punto de entrega como en el punto de utilización de tales servicios, tolerancias permisibles, métodos de control, Indemnizaciones, sanciones y/o multas, respecto de los siguientes parámetros (2):

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*, y
- 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.

Respecto al objeto de este estudio, compete conocer y analizar lo que dicta esta norma respecto de la calidad del servicio técnico.

1.2.1 Calidad del servicio técnico

La NTSD indica que la calidad del servicio técnico será evaluada en función de la continuidad del servicio de energía eléctrica a los usuarios. El control de la calidad del servicio técnico se llevara acabo en periodos semestrales continuos y se considerara una interrupción, toda falta del servicio de energía eléctrica en el punto de entrega. No tomándose en cuenta para el cálculo de los indicadores aquellas interrupciones menores de tres minutos o aquellas que sean consideradas como de fuerza mayor. (3)

La calidad del servicio técnico será evaluada por indicadores o índices globales e individuales, los cuales son los siguientes:

Indicadores Globales: (4)

- a) Frecuencia Media de Interrupción por kVA (FMIK)

Representa la cantidad de veces que el kVA promedio de distribución sufrió una interrupción de servicio.

$$FMIK = \sum_j Qkfsj/Qki$$

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.

b) Tiempo Total de Interrupción por kVA (TTIK)

Representa el tiempo total, en horas, en que cada kVA promedio estuvo fuera de servicio.

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

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

c) Frecuencia de interrupciones por Usuario (FIU)

$$FIU = \sum Ij$$

Donde:

Ij : Número de interrupción j, para cada usuario

d) Tiempo de interrupción por Usuario (TIU)

$$TIU = \sum Tfsuj$$

Donde:

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

En la NTSD se han fijado límites tolerables a los indicadores de calidad del servicio técnico, tanto para los globales como para los individuales. Estas tolerancias son: (5)

Tabla I. Indicadores globales definidos en la NTSD para medir la calidad del servicio técnico

ETAPA DE TRANSICIÓN	FMIK		TTIK	
	URBANO	RURAL	URBANO	RURAL
INTERRUPCIONES ATRIBUIBLES A DISTRIBUCION	3	4	10	15
INTERRUPCIONES ATRIBUIBLES A CAUSAS EXTERNAS A LA DISTRIBUCION	5		20	
A PARTIR DEL INICIO DE LA ETAPA DE REGIMEN (Para Usuarios conectados en Baja Tensión)	FMIK		TTIK	
	URBANO	RURAL	URBANO	RURAL
INTERRUPCIONES ATRIBUIBLES A DISTRIBUCION	2.5	3.5	8	10
INTERRUPCIONES ATRIBUIBLES A CAUSAS EXTERNAS A LA DISTRIBUCION	4		12	

Tabla II. Indicadores individuales definidos en la NTSD para medir la calidad del servicio técnico

A PARTIR DEL INICIO DE LA ETAPA DE REGIMEN (Para Usuarios Conectados en Media y Alta Tensión)	FIU		TIU	
	URBANO	RURAL	URBANO	RURAL
USUARIOS EN BAJA TENSIÓN	-	-	-	-
USUARIOS EN MEDIA Y ALTA TENSION	6	8	12	14
A PARTIR DEL MES TRECE DE LA ETAPA DE REGIMEN (Para Todos los Usuarios)	FIU		TIU	
	URBANO	RURAL	URBANO	RURAL
USUARIOS EN BAJA TENSIÓN	6	8	12	14
USUARIOS EN MEDIA TENSION	4	6	8	10
USUARIOS EN ALTA TENSION	3		6	

Se controlará la calidad del servicio técnico mediante estos parámetros y será progresiva su aplicación. A partir de la etapa de transición se controlara la calidad mediante los indicadores globales FMIK y TTIK, luego a partir del primer mes de la etapa de régimen se controlara con los indicadores globales FMIK y TTIK para usuarios en baja tensión y con los indicadores individuales FIU y TIU para aquellos usuarios conectados en media y alta tensión. Y finalmente a partir del décimo tercer mes de iniciada la etapa de régimen se controlarán las interrupciones mediante los indicadores individuales para el cien por ciento de los usuarios. Es de aclarar que siempre se seguirán calculando los indicadores globales.

A partir de la etapa de régimen el distribuidor debe pagar la indemnización por incumplimiento a las tolerancias establecidas para cada indicador, esto de acuerdo al período que se este evaluando y al grupo de usuarios que se esté considerando.

El cálculo de la indemnización se realizara por la aplicación de las siguientes fórmulas:

Índices globales:

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

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

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

Índices individuales:

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

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

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

En donde:

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

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

- INII: Indemnización para ser distribuida individualmente, (Q). A los Usuarios que se les aplica una Indemnización individual, no les corresponderá una Indemnización global.
- ENS Usuario: Energía no suministrada al sistema, calculada por TIU y por FIU, (kWh).
- D sistema: Demanda de energía facturada durante el período de control para el sistema del Distribuidor, (kWh).
- D Usuario: Demanda de energía facturada durante el período de control para cada Usuario, (kWh).
- CENS: Costo de la Energía No Suministrada, [Q / kWh]. El Costo de Energía No Suministrada es diez veces el valor del Cargo Unitario por energía de la Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión sin cargo por demanda (BTS), de la ciudad de Guatemala, del primer día y primer mes del período de control evaluado.

Los valores para TTIK, FMIK, TIU y FIU, se refieren a los valores resultantes de los índices o indicadores en el período controlado. Los valores para TTIK límite, FMIK límite, TIU límite y FIU límite, se refieren a los límites establecidos para las tolerancias de los índices o indicadores. Tanto para indemnización global como para individual, el distribuidor deberá determinar el valor de la energía no suministrada mediante las dos fórmulas (indicador de tiempo y frecuencia) y se aplicará la mayor a fin de calcular el valor de la indemnización. (6)

A la fecha, las distribuidoras están obligadas a cumplir con las tolerancias definidas para la etapa de régimen.

1.3 Marco de retribución a la actividad de distribución

La retribución que tiene una empresa de distribución en un mercado regulado, viene determinada por las tarifas que ésta debe aplicar a sus usuarios, las cuales son aprobadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE. Y una de las componentes que conforman las tarifas de distribución es el valor agregado de distribución, la cual se presenta a continuación por su importancia respecto del mantenimiento.

1.3.1 El valor agregado de distribución VAD

En el artículo 91, capítulo III, título VI del reglamento de la Ley General de Electricidad, se define el Valor Agregado de Distribución (VAD) como el costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de una determinada densidad de carga.

A su vez el VAD es una componente determinante en el cálculo de las tarifas a consumidores finales de servicio de distribución final, ya que en el artículo 71, capítulo III, título IV de la Ley General de Electricidad se establece que el cálculo de las tarifas será el resultado de la suma del precio ponderado de todas las compras del distribuidor, referidas a la entrada de la red de distribución, y del Valor Agregado de Distribución –VAD.

También se aclara en el artículo 72, capítulo III, título IV de la Ley General de Electricidad que el VAD debe contemplar al menos las siguientes componentes:

- a) Costos asociados al usuario, independiente de su demanda de potencia y energía.
- b) Pérdidas medias de distribución, separadas en sus componentes de potencia y energía.
- c) Costos de capital, operación y mantenimiento asociados a la distribución, expresados por unidad de potencia suministrada.

De lo definido anteriormente, se concluye que el VAD al ser un factor fundamental en el cálculo de las tarifas, teniendo una relación directa con el costo de operación y mantenimiento de una empresa eficiente de referencia y que se hace vital el establecer planes de mantenimiento que apunten a la eficiencia, en el sentido de atacar los problemas reales de las líneas y con un costo que sea el adecuado. Por lo tanto, al considerar redes eficientes y optimas en el cálculo de las tarifas de distribución, existe la obligación del cumplimiento de la calidad de servicio que ello conlleva, calidad que se ve reflejado con los planes de mantenimiento de las redes eléctricas de la distribuidora.

2 MANTENIMIENTO ACTUAL

2.1 Mantenimiento de las salidas de media tensión de una subestación tipo

El mantenimiento que se realiza en los circuitos de salidas de media tensión de una subestación, busca conservar sus elementos en un estado adecuado con el fin de asegurar la continuidad del suministro de energía eléctrica al cliente. Este mantenimiento es todo un proceso que va desde seleccionar que instalaciones tienen mayor prioridad para ser atendidas, hasta la ejecución propia de las actuaciones de mantenimiento. Una vez concluido el plan de mantenimiento es conveniente una etapa de evaluación de los resultados obtenidos, con la finalidad del aseguramiento del direccionamiento de los recursos disponibles para esta actividad.

2.1.1 Selección de las instalaciones a dar mantenimiento

La selección de las instalaciones a las que se realiza mantenimiento depende los indicadores globales FMIK y TTIK que se tuvieron en el último período de control. Existe la obligación por norma que todo distribuidor debe contar con una herramienta informática que permita registrar y calcular los indicadores globales individuales de cada salida de media por subestación, por lo que tiene doble utilidad dicho control.

Cabe mencionar que este tipo de selección solo toma en cuenta la criticidad de las instalaciones por las fallas que estas han tenido. Este tipo de selección presenta desventajas ya que no se sabe si realmente estas instalaciones que son seleccionadas a las cuales se enfocaran recursos, son las que económicamente facturan más energía o cuentan con los niveles de pérdidas eléctricas no tan elevados, esto dentro de otros factores que se analizaran en el capítulo 3.

2.1.2 Ejecución del mantenimiento

Una vez definidas cuales serán las instalaciones en las cuales se enfocara principalmente las actividades de mantenimiento, se desarrollan un conjunto de actividades que se pueden agrupar por orden de actuación de la siguiente manera:

- a) Inspección de instalaciones:** Consiste en realizar un recorrido del trazado de las líneas, anotando todas las irregularidades posibles que puedan provocar una falla de las instalaciones y definiendo el nivel de prioridad para corregir dichas irregularidades, tomando como base la continuidad del sistema como la seguridad para terceros.

- b) Programación del mantenimiento:** Consiste en tomar toda la información recopilada en la inspección de instalaciones y encausarla a un programa que defina los trabajos de mantenimiento a realizar, cantidad de materiales necesarios, tiempo necesario para ejecutar los trabajos, localización de los trabajos a efectuarse, calendarización de la ejecución de los trabajos, clasificación de trabajos en aquellos se pueden realizar con tensión y sin tensión.

- c)** Ejecución del mantenimiento: Se refiere a realizar los trabajos necesarios para corregir las irregularidades que se detectaron en la inspección, esto de acuerdo a la programación que se haya establecido.

- d)** Evaluación del mantenimiento: Consiste en observar el comportamiento de la instalación a la cual se le dio mantenimiento, si esta obtuvo una mejora luego de realizado el mantenimiento. Esta mejora se puede ver directamente a través del índice de fallas que registre esta des pues de su mantenimiento vrs el índice de fallas que históricamente registra.

Debe tomarse en cuenta siempre el beneficio económico de la realización de las actividades de mantenimiento ya que el objetivo de esta tesis es el desarrollo óptimo del mantenimiento de las redes de distribución, consecuentemente con la comparativa de los costos del mantenimiento con los resultados de las indemnizaciones producto de la aplicación de las NTSD.

Tabla III. Trabajos de mantenimiento más frecuentes, en una empresa de distribución en el interior del país

Tipo	Nivel de	Actividad
Preventivo	MT / BT	Km de poda y tala de arbolado
	MT	Inspección de línea Anclajes Aplomado de postes Cambio de cruceros Cambio de aisladores Cambio de postes Cambio de pararrayos Cambio de cortacircuitos Limpieza de conductores Medición de tierras Mejora de tierras Cambio de conectores Reconductorado Retranqueos
	BT	Cambio de transformadores Revisión de transformadores y suministros Cambio de fase de transformador
Correctivo	MT	Cambio de <i>bushing</i> M.T. Cambio de fusible Cambio de pararrayo MT Cambio de aislamiento Reparación de línea rota limpieza de aisladores Cambio de poste Cambio de retenidas
	BT	Cambio de <i>bushing</i> B.T. Cambio de bajadas de trafo Cambio de conectores BT Accionar termomagnético Cambio de transformadores BT Reparar líneas baja tensión Reparación de acometida Cambio de conductor por deterioro. Mantenimiento de Acometida por falso contacto

2.1.3 Trabajos de mantenimiento

En el apartado anterior se menciona que en la ejecución del mantenimiento se realizan trabajos para corregir irregularidades que se detectaron en la inspección, a fin de dar a conocer de mejor manera este tema, en la tabla III se listan los trabajos más frecuentes en la ejecución del mantenimiento.

2.2 Resultados del mantenimiento

Podemos resumir los resultados directos de realizar mantenimiento en tres aspectos: Incremento en la disponibilidad del sistema, reducción del riesgo por incumplimiento a los indicadores de calidad y reducción de los costos del mantenimiento correctivo. Es importante notar que si bien estos resultados se pueden obtener de la aplicación del mantenimiento a las instalaciones de una empresa distribuidora, el mejor nivel que se pueda alcanzar en estos resultados se ve afectado por la adecuada selección de las instalaciones a dar mantenimiento, el proporcionado recurso económico empleado y las actuaciones acertadas.

2.2.1 Incremento en la disponibilidad del sistema

En cuanto el mantenimiento de las instalaciones eléctricas corrija las causas de fallas en las mismas, el tiempo de disponibilidad del servicio ira en aumento. A menos incidencias mayor continuidad del servicio.

2.2.2 Reducción del riesgo por incumplimiento a los indicadores de calidad

La calidad del servicio técnico es evaluada por medio de índices o indicadores globales e individuales, para ello se han fijado límites de tolerancia, una vez son superados estos límites la empresa distribuidora es penalizada. (véase capítulo I) A medida que no se brinde mantenimiento a las instalaciones, las fallas irán en aumento y con ello se puede llegar o superar los índices tolerables de calidad. Es claro entonces que un adecuado mantenimiento a las instalaciones eléctricas reducirá el riesgo de superar dichos índices ya que estos son una medida directa de la cantidad de incidencias o fallas en las líneas.

2.2.3 Reducción de los costos del mantenimiento correctivo

Una de los principales inconvenientes en el mantenimiento correctivo es el no poder controlar el costo del mismo, por ejemplo, si una empresa distribuidora abandona el mantenimiento preventivo, dedicándose al correctivo únicamente, las fallas irán en aumento dado que solamente se está corrigiendo los componentes que han fallado, este incremento en las fallas directamente incide en los costos de transporte, materiales, mano de obra, pérdida de mercado y posiblemente en penalizaciones.

El mantenimiento preventivo y predictivo contrarrestan este efecto del mantenimiento correctivo, ya que al reducir las fallas, reducen lógicamente estos costos e incluso poder mantenerlos en un margen aceptable.

3 CRITERIOS PARA UN MANTENIMIENTO EFICIENTE

3.1 Descripción del mercado de una empresa distribuidora en el interior del país y sus principales indicadores

El mercado para cualquier empresa de distribución lo podemos definir como la compra y venta de energía. La empresa distribuidora compra la energía y esta le es entregada en determinados puntos, luego la vende entregándola a los usuarios de su servicio, bien sea en media tensión o en baja tensión.

Una empresa de distribución como su nombre lo indica distribuye la energía eléctrica al usuario final, en Guatemala esta definido que la distribución de la energía esta en los niveles de voltaje de 34.5kV y 13.8kV principalmente.

Lo que hace la diferencia entre empresas de distribución son las características de mercado, principalmente la densidad de consumo (urbano o rural), ya que no es lo mismo distribuir la energía eléctrica en una ciudad capital, como hacerlo en el interior del país para el caso de Guatemala, o bien una comparación entre la distribución de la energía eléctrica en Guatemala que en Panamá, partiendo del simple hecho de las diferencias geográficas.

Este estudio se enfocara en una empresa de distribución tipo rural como sería el interior del país de Guatemala y para comprender este mercado de distribución debemos mencionar los siguientes aspectos:

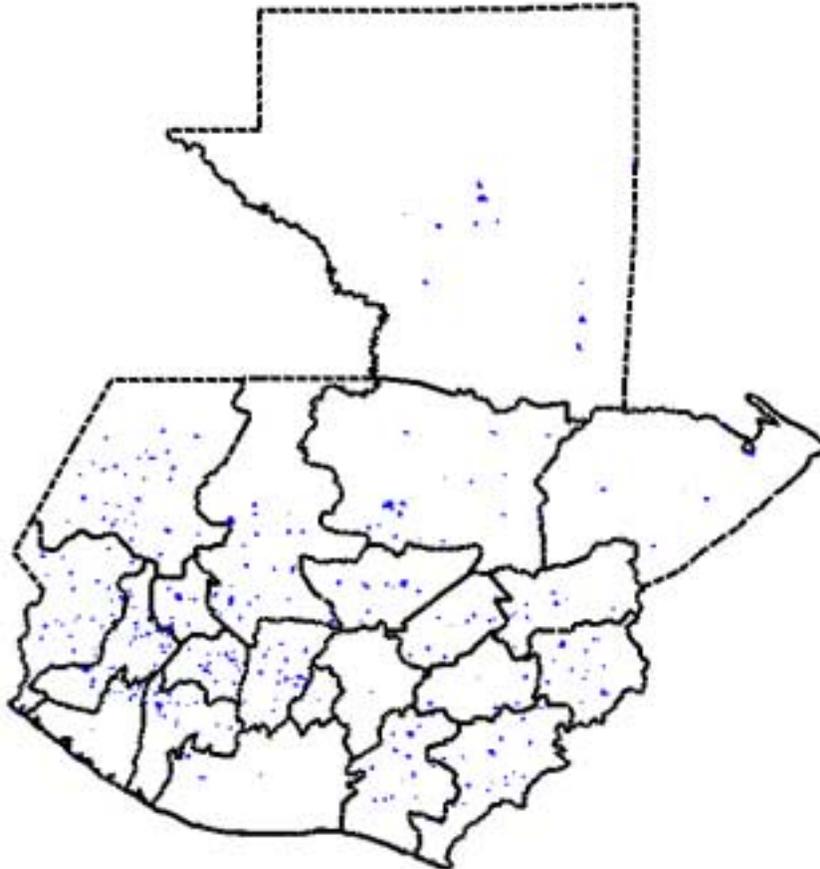
- a) Dispersión geográfica de las cargas y sus características.

b) Características de las redes eléctricas empleadas en al distribución.

3.1.1 Dispersión geográfica de las cargas y sus características

En el negocio de distribución eléctrica en el interior del país se tienen centros de carga muy dispersos. Dado que las cabeceras, departamentos y municipios importantes, están relativamente distantes unos de otros y sumado a esto que la gran mayoría de poblados tienen poco desarrollo socio-económico, los consumos de energía eléctrica son muy bajos, para cualquier inversionista resulta poco atractivo el desarrollo de nuevas líneas y redes de distribución, por lo cual existe un Plan de Electrificación Rural - PER llevado a cabo el Gobierno de Guatemala con la finalidad de llevar el suministro de energía a las zonas más alejadas, situación que complica la actividad de operación y mantenimiento de la red, dado que cada vez corresponde la cobertura de estas actividades en zonas menos accesibles. A continuación se presentan un mapa de Guatemala en donde se puede ver la concentración de los poblados y notar la dispersión de los mismos.

Figura I. Dispersión geográfica de los poblados de Guatemala



3.1.2 Características de las redes eléctricas empleadas en la distribución

Cuando hablamos de características en cuanto a los elementos que conforman una red eléctrica de distribución, podemos dividirla en dos grandes partes, redes subterráneas y redes aéreas.

Las redes subterráneas presentan una ventaja considerable en cuanto a que presentan un número reducido de fallas, en otras palabras son altamente confiables. Sin embargo hasta hoy día el costo de construir una red subterránea es muy elevado respecto a construir una red aérea. Sin embargo, se construye bajo factores de exigencias estéticas o normas urbanísticas o medio ambientales, entre otras.

Al tomar en consideración la dispersión geográfica y la característica de las cargas en la distribución del interior de la republica de Guatemala, podemos concluir claramente que una red subterránea, no es viable construir.

Se han realizado diferentes estudios, como por ejemplo el Manual de Normas Eléctricas para El Istmo Centroamericano, en donde se ha tomado en consideración todos los aspectos que conforma la distribución de la energía eléctrica en el interior del país de Guatemala y Centro América, con el fin de poder presentar una solución viable tanto técnica como económicamente para cumplir dicho fin.

No es objeto de este estudio presentar el detalle de este análisis, sino presentar un resumen de lo que se concluye. Al considerar para tal efecto las configuración típicas de líneas y redes de distribución con las características de la red actual de las empresas distribuidoras de Guatemala.

3.2 Impacto del mantenimiento en una empresa distribuidora vrs condiciones regulatorias de calidad de servicio técnico

Para poder representar el impacto del mantenimiento para una empresa de distribución con las condiciones establecidas o definidas por los agentes reguladores, podemos iniciar recordando lo visto en el capítulo uno del presente estudio, en donde vemos que la calidad en el servicio técnico será evaluada solo en función de la continuidad del servicio de energía eléctrica a los usuarios. Esto hace ver claramente que la calidad del servicio técnico será medida por indicadores (FMIK, TTIK, FIU, TIU) que directamente son afectados proporcionalmente por la cantidad de incidencias o fallas eléctricas que provoquen la interrupción del servicio (tiempo total y frecuencia de las mismas).

Lo anterior quiere decir que a mayor número de incidencias, mayor serán los indicadores de calidad y estos podrían acercarse o superar las tolerancias establecidas para no ser penalizados por calidad. Entonces, se hace vital reducir las incidencias al mínimo, esto a su vez orienta a preguntar ¿Cuáles son las causas de dichas incidencias? Y ¿Qué causas son atribuibles por falta de mantenimiento?

Para tener un panorama más claro respecto de las causas de falla en una instalación de distribución de energía eléctrica, a continuación la siguiente tabla presenta una clasificación de causas de falla y cuales de estas pueden ser atribuibles por falta de mantenimiento:

Tabla IV. Asociación de causas de incidencias a las actividades de mantenimiento

ASOCIACION DE CAUSAS DE INCIDENCIAS A LAS ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO

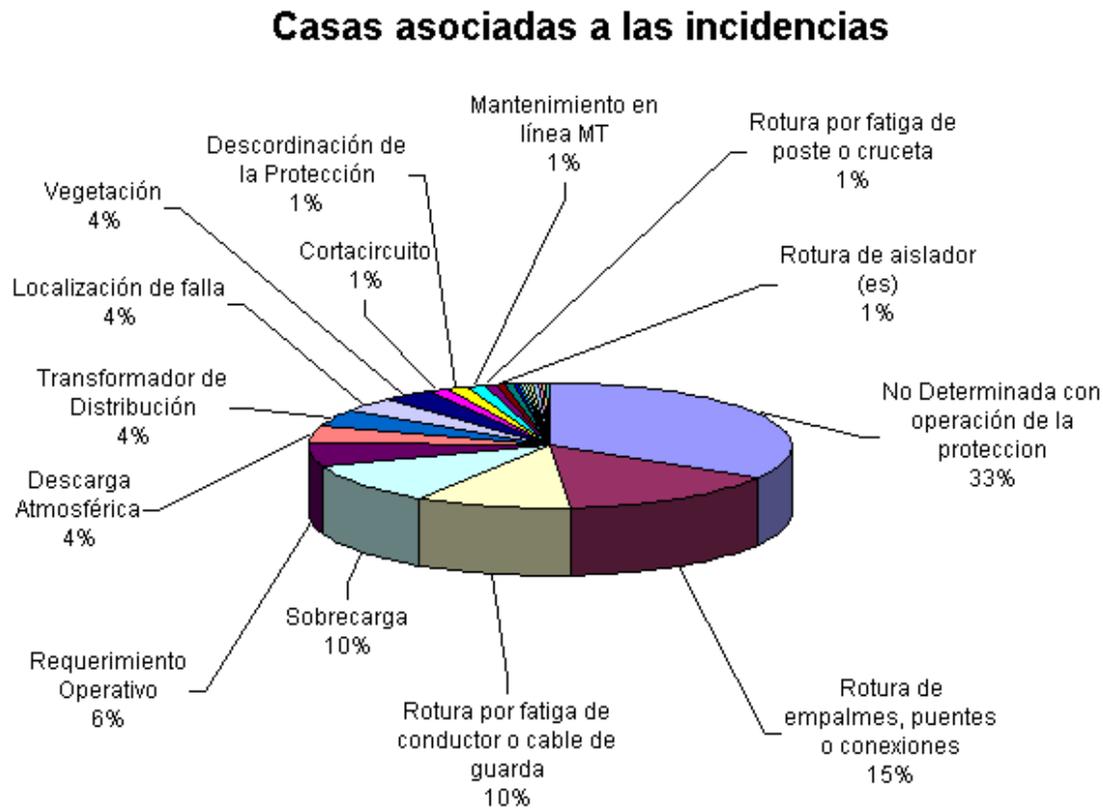
NATURALEZA	DESCRIPCIÓN CAUSA PRIMARIA	ACTIVIDAD DEL MANTENIMIENTO ASOCIADA
Propias de la red	Sobrecargas	
	Desbalances	
	Errores de operación	
	Errores de mantenimiento	General
	Descordinación de la protección	
	Actuación de relé de frecuencia	
	Actuación de relé de baja tensión	
	Racionamiento	
	Mantenimiento en línea MT	General Programado
	Mantenimiento aguas arriba de línea MT	General Programado
	Mantenimiento aguas debajo de línea MT	General Programado
	Mejoras	
	Ampliaciones	
Trabajos originados por terceros		
Animales y medio ambiente	Animales en la red	
	Vegetación	Poda
	Incendios	
	Descargas atmosféricas	Mejora de puesta a tierra
	Fuertes vientos	Inspección & Mtto. Resultante
	Inundaciones y desbordes de ríos	
	Deslizamientos de terrenos	
	Corrosiones o contaminaciones	Inspección & Mtto. Resultante
	Erosiones	
	Sismos, temblores o terremotos	
Huracanes, ciclones o tornados		
Intempestiva de componentes de línea	Rotura por fatiga de conductor o cable de guarda	Inspección & Mtto. Resultante
	Rotura por fatiga de poste o cruceta	Inspección & Mtto. Resultante
	Rotura de empalmes, puentes o conexiones	Termografía
	Rotura de aislador (es)	Inspección & Mtto. Resultante
	Diseño defectuoso de línea	Inspección & Mtto. Resultante
	Aislador(es) flameados	Mejora de puesta a tierra
Falla intempestiva de equipos	Otros componentes de subestación	General
	Transformador de potencia	General
	Transformador de distribución	General
	Pararrayo o descargador	General
	Cortacircuito	General
	Seccionador	General
	Seccionalizador	General
	Interruptor	General
	Reconectador	General
	Capacitor	General
	Reactor	General
	Regulador de tensión	General
	Transformador de tensión	General
	Transformador de corriente	General
Servicios auxiliares	General	
Terceros	Excavaciones	
	Vehículos	
	Otros accidentes	
	Vandalismo	
No determinada	Con actuación de protección	
	Sin actuación de protección	

De la tabla anterior podemos ver que existen tareas de mantenimiento como lo es la poda y tala de arbolado, la inspección en general de los diferentes componentes de la red, la mejora de la resistencia de puesta a tierra, que tienen una relación directa con la causa primaria de las incidencias que se dan en las instalaciones de una empresa de distribución. Ahora bien, la frecuencia de estas causas en el historial de registro de las incidencias, es lo que hace impacto para una empresa de distribución, para ejemplificar esta situación hipotética se muestra la siguiente tabla con su respectiva gráfica:

Tabla V. Impacto en los indicadores de calidad por causas asociadas al mantenimiento

Causa	Contar de Causa	Suma de FMK interno urbano	Suma de FMK interno Rural	Suma de FMK Urbano asociado al Mto.	Suma de FMK Rural Asociado al Mto.
No Determinada con operación de la protección	607	1.26	2.51	0.00	0.00
Rotura de empalmes, puentes o conexiones	276	0.26	0.72	0.26	0.72
Rotura por fatiga de conductor o cable de guarda	190	0.12	0.27	0.12	0.27
Sobrecarga	184	0.34	0.36	0.00	0.00
Requerimiento Operativo	116	0.44	1.03	0.00	0.00
Descarga Atmosférica	79	0.26	1.05	0.26	1.05
Transformador de Distribución	79	0.04	0.02	0.04	0.02
Localización de falla	66	0.33	0.48	0.00	0.00
Vegetación	64	0.11	0.27	0.11	0.27
Cortacircuito	27	0.06	0.19	0.06	0.19
Descordinación de la Protección	25	0.05	0.47	0.00	0.00
Mantenimiento en línea MT	20	0.10	0.12	0.10	0.12
Rotura por fatiga de poste o cruzeta	12	0.03	0.11	0.03	0.11
Rotura de aislador (es)	11	0.01	0.05	0.01	0.05
Seccionador	9	0.08	0.06	0.08	0.06
Reconector	7	0.02	0.08	0.02	0.08
Paramayo o descargador	6	0.01	0.00	0.01	0.00
Aislador(es) flameado(s)	5	0.00	0.00	0.00	0.00
Desbalanceo	5	0.02	0.01	0.00	0.00
Otro componente de Subestación	5	0.01	0.06	0.01	0.06
Mantenimiento aguas arriba línea MT	4	0.00	0.01	0.00	0.01
No determinada sin actuación de la protección	4	0.02	0.06	0.00	0.00
Transformador de corriente	3	0.00	0.00	0.00	0.00
Diseño defectuoso de línea	2	0.00	0.03	0.00	0.03
Error de Mantenimiento	2	0.00	0.05	0.00	0.05
Mantenimiento aguas abajo línea MT	2	0.04	0.05	0.04	0.05
Servicios Auxiliares	1	0.00	0.00	0.00	0.00
Transformador de Potencia	1	0.00	0.00	0.00	0.00
Total general	1812	3.64	8.05	1.18	3.13

Figura 2. Causas asociadas a las incidencias



De la anterior tabla y gráfica podemos ver que al conocer las causas de las incidencias podemos asociar estas a actuaciones de mantenimiento, y por lo tanto poder determinar los indicadores globales asociados a actuaciones de mantenimiento, de esta gráfica vemos entonces que el 32% del FMIK Urbano esta asociado a actuaciones de mantenimiento igualmente para el caso del área rural, ya que comprende el 39% del FMIK (ejemplo ficticio de una empresa de distribución con características altamente rurales).

El impacto de estos resultados para una empresa de distribución lo ve en las siguientes áreas: Indisponibilidad del sistema, penalizaciones, costos operativos.

Cuando se habla de indisponibilidad del sistema, se refiere a, lo que representa ese 32 y 39 por ciento de FMIK en venta de energía eléctrica, por lo tanto si se aplicara un mantenimiento eficiente poder reducir estos porcentajes al mínimo.

Respecto a las penalizaciones, de acuerdo a la NTSD el límite permitido para no ser penalizados por servicio técnico en cuanto al FMIK se refiere es de 2.5 FMIK Urbano y 3.5 FMIK Rural, viendo gráficamente esto, podemos notar que para el FMIK Rural para el segundo semestre del 2001 de esta empresa de distribución se a excedido de limite en un 19%, comparando esto con el 39% de FMIK Rural atribuido por mantenimiento podemos notar claramente que con un plan de mantenimiento eficiente que al menos reduzca el 39% de FMIK Rural a un 19%, no se incurrirían costos de penalizaciones. (Cálculos ficticios basados en características de una empresa con densidad de carga altamente rural, se refieren al año 2001 que es la fecha de inicio de la etapa de régimen de las NTSD).

Figura 3. FMIK urbano, causa interna del segundo semestre del 2001 para una empresa distribuidora

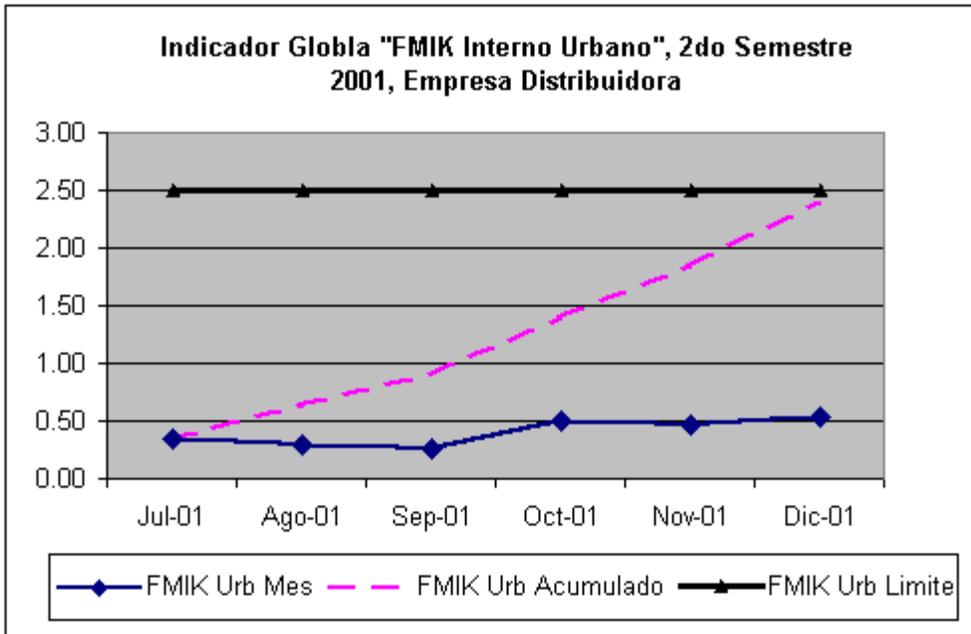
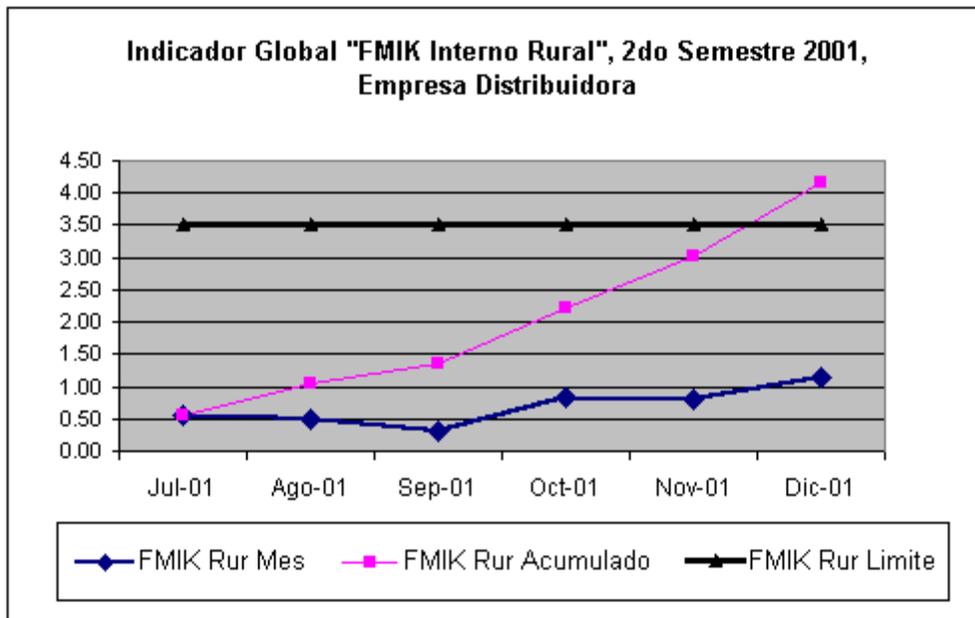


Figura 4. FMIK rural, causa interna del segundo semestre del 2001 para una empresa distribuidora



De los costos operativos podemos decir que en cuanto a mantenimiento correctivo o de reparación, el hecho de poder reducir los indicadores de FMIK como resultado de un plan de mantenimiento hablamos prácticamente de reducción de incidencias, por lo que las actuaciones de mantenimiento correctivo o reparación se reducen en automático.

3.3 Criterios técnicos y económicos

Debe tomarse en consideración que los servicios públicos de red hoy en día son considerados como esenciales para el diario vivir y fuente de desarrollo de la población. No obstante, son actividades que por su naturaleza surgen en un entorno de monopolio, por lo que es necesario la presencia de un ente que regule la calidad y fije los precios para la simulación de un mercado en competencia, responsabilidad que recae sobre la Comisión Nacional de Energía Eléctrica. CNEE.

Por lo tanto, debe considerarse la importancia que juega la actividad de mantenimiento en las líneas y redes de distribución, que como ha sido indicado en el desarrollo de este trabajo, tiene implicaciones económicas bastante importante para el inversionista al tener un ente fiscalizador de la calidad y que cuya retribución sea acorde a la realidad de su mercado y dimensionamiento de la capacidad de sus instalaciones.

Los siguientes criterios que a continuación se presentaran, tienen por objetivo priorizar las instalaciones del plan de mantenimiento y definir las actuaciones que deben realizarse. No está demás destacar que una empresa de distribución por lo general cuenta con grandes inversiones en instalaciones fijas, largos tiempos de construcción y muy extensos períodos de amortización sino porque, además, no son re-convertibles o re-asignables a otras actividades productivas.

Asimismo, el Valor Agregado a la Distribución - VAD al ser un factor fundamental en el calculo de las tarifas y que implícitamente se relaciona con el costo de operación y mantenimiento de una red referenciada a empresa eficiente, implica una gestión del desarrollo de planes de mantenimiento que apunten a la eficiencia, en el sentido de atacar los problemas reales de las líneas y con un costo que sea el adecuado.

3.3.1 Criterio Técnico Frecuencia Media de Interrupción por kVA (FMIK)

Este criterio se basa en uno de los indicadores globales definidos en la NTSD para evaluar la calidad del servicio técnico, se considera adecuado dentro de los criterios técnico para definir un mantenimiento eficiente ya que como vimos en el capítulo 1 este representa la cantidad de veces que el kVA promedio de distribución sufrió una interrupción de servicio. Ahora bien, podemos interpretarlo de la siguiente manera: cada punto de FMIK es equivalente a tener una interrupción del 100% del servicio prestado por la empresa distribuidora. Esto se ve en la formula del FMIK:

$$FMIK = \sum_j Qkfsj/Qki$$

Dado que Q_{ki} representa la potencia total del sistema de distribución, cuando la sumatoria de Q_{kfsj} iguala a Q_{ki} , podemos decir que esto es equivalente a registrar una interrupción de toda la red.

De lo anterior, se obtiene que los límites establecidos en la NTSD dicen que para el FMIK Urbano el límite es 2.5 (dos y media) veces que puede salir toda la potencia del sistema de la empresa de distribución para no ser sujeto de penalización, para el FMIK Rural el límite es 3.5 (tres y media) veces que puede salir toda la potencia del sistema de la empresa de distribución para no ser sujeto de penalización.

Esta forma de interpretación del FMIK nos hace ver principalmente que la referencia de este indicador está en la potencia total del sistema, ahora bien es sumamente interesante pensar en variar esta referencia y considerar cada salida de media tensión de una subestación como la totalidad del sistema, esto para poder comparar si la salida de media tensión en cuestión está fuera de los límites de calidad establecidos (2.5 FMIK Urb y 3.5 FMIK Rur).

Para entender mejor esto, se presenta el siguiente ejemplo:

Tabla VI. Ejemplo del criterio técnico FMIK referido a la potencia de cada SMT de la subestación de Chimaltenango

POTENCIA TOTAL DEL SISTEMA =		502,910.80 kVA			Respecto del total sistema		Respecto de potencia línea	
Subestación	Línea	FMIK Urbano - Rural	Potencia Afectada	Potencia Instalada Línea	FMIK Urb.	FMIK Rur.	FMIK Urb.	FMIK Rur.
Chimaltenango	Chimaltenango	Urbano	61,855.00	6,212.50	0.12	0.03	9.70	2.11
		Rural	13,427.50	165.00				
	El Tejar	Urbano	79,913.50	10,436.40	0.16	0.03	6.70	1.43
		Rural	17,090.00	1,488.40				
	Itzapa	Urbano	28,702.50	3,780.00	0.06	0.05	4.05	3.45
		Rural	24,423.00	3,306.50				
	San Martín Jilotepeque	Urbano	3,441.00	1,677.50	0.01	0.02	0.43	1.19
		Rural	9,640.00	6,412.50				
	Tecpán	Urbano	26,172.50	9,617.50	0.05	0.11	0.84	1.83
		Rural	57,006.50	21,609.50				
			321,671.50	64,705.80	0.40	0.24	21.72	10.01

En la anterior tabla se presenta resultados del FMIK para las salidas de media tensión de la subestación de Chimaltenango para el caso hipotético del ejercicio que se desarrolla a través del presente estudio, observando las columnas FMIK Urb y FMIK Rur, respecto del total sistema o sea la suma de toda la potencia instalada de todas sus instalaciones, los resultados muestran un FMIK urb para la subestación de Chimaltenango de 0.4 y un FMIK Rur de 0.24; sin embargo, para poder analizar si estas salidas de media tensión de la subestación de Chimaltenango están fuera de los límites de calidad establecidos, es necesario calcular el FMIK variando la potencia de referencia, que ya no será la del total del sistema, sino solo la de cada una de las líneas, en otras palabras lo que estamos haciendo es considerar a cada salida de media tensión como una empresa de distribución. Al observar estos resultados vemos que las salidas de media tensión de Chimaltenango, El Tejar e Itzapa, están fuera de los límites establecidos y solo San Martín Jilotepeque y Tecpán están dentro de los límites, para este caso hipotético.

Es de aclarar que este calculo del FMIK se substituye la potencia total del sistema por la potencia instalada en particular de cada salida de media tensión, tiene por objeto de evaluar que instalación esta fuera de los limites establecidos para considerarlas en un plan de mantenimiento.

Haciendo una analogía, si se considera el ejemplo que una empresa de distribución tiene en total 50 salidas de media tensión y haciendo el cálculo del FMIK con la potencia de referencia de cada salida de media tensión, todas ellas están justo en el límite permitido, entonces al calcular el FMIK con la potencia total del sistema nos dará en consecuencia también justo el límite admitido en las NTSD.

3.3.2 Criterio Técnico Tiempo medio de Interrupción (TTIK)

Este criterio es otro de los indicadores globales definidos en la NTSD para evaluar la calidad del servicio técnico, a su vez es otro parámetro a considerar en los criterios técnicos para definir un mantenimiento eficiente ya que como vimos en el capítulo 1, este representa el tiempo total en horas, en que cada kVA promedio estuvo fuera de servicio.

De lo anterior, se concluye que el TTIK representa la cantidad de tiempo promedio que estuvo fuera todo el sistema, dado que los limites establecidos son 8 para el TTIK Urbano y 10 para el TTIK Rural, esto quiere decir que en promedio el sistema de la empresa distribuidora como limite debe estar fuera 8 hrs, como consecuencia de 2.5 incidencias (FMIK Urb) promedio de todo el sistema, y 10 hrs como consecuencia de 3.5 incidencias (FMIK Rur) promedio de todo el sistema.

La formula de TTIK es:

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

Otro aspecto importante de este indicador es que es directamente proporcional al número de incidencias que ocurran, al igual que lo es el FMIK, y es por ello que al establecer un plan de mantenimiento que reduzca considerablemente el número de incidencias en la red eléctrica, en automático se disminuirán tanto el FMIK como el TTIK, y su importancia en considerarlos como factores determinantes para el establecimiento de un plan de mantenimiento es porque a través de estos dos indicadores globales se ve la calidad del servicio técnico.

Al igual que el FMIK, la formula del TTIK tiene en el denominador la potencia total del sistema de una empresa de distribución, y por lo tanto podemos hacer lo mismo que el FMIK al considerar a cada salida de media tensión como una empresa independiente para evaluar si esta está fuera de los límites establecidos, ahora para el TTIK.

3.3.3 Criterio económico factor de utilización

Este cálculo pretende demostrar la importancia que tiene la instalación desde el punto de vista económico haciendo una relación de la facturación mensual en energía y la capacidad instalada de los transformadores de distribución de las salidas de media tensión que conforman la subestación. La formula para calcular este factor es la siguiente:

$$FU = \frac{EF}{CITD \times f.p. \times 24 \times 30}$$

En donde:

FU: Factor de utilización

EF: Energía facturada promedio mensual en kWh.

CITD: Capacidad instalada en transformadores de distribución correspondientes a las salidas de media tensión de la subestación en cuestión.

f.p. Factor de potencia promedio del sistema

Con este criterio se podrá saber que salidas de media tensión por subestación, es más importante por la utilización de la potencia instalada y en consecuencia tendrá el mayor volumen de energía e importes facturados en la región.

3.3.4 Criterio Económico Relación Perdidas (Pnt)

Una característica de las empresas de servicios de red es su ciclo comercial, es decir la actividad que se lleva en este caso desde la lectura del consumo de energía eléctrica hasta su cobranza. La exigencia del pago después del consumo de energía ronda los 90 días por las condiciones meramente regulatorias. La razón de mencionar esto es que las empresas distribuidoras de energía eléctrica tienen índices de pérdidas no solo en el ámbito técnico sino también en el no técnico, como lo puede ser el no pago de los clientes, fraudes y malas mecanizaciones, entre otras.

Dado lo antes mencionado, se ha considerado definir un criterio económico que mida las pérdidas de energía en las subestaciones. A continuación se presenta la formula para este criterio:

$$PNT = \frac{Ec - Ev}{Ec} \times 100$$

En donde:

PNT: Relación Perdidas

Ec: Energía Comprada

Ev: Energía Vendida

Considerando que esta ecuación se aplique a cada subestación, obtendremos un parámetro que nos indique cuanto de lo que se factura no se recupera, siendo entonces un criterio que se complementa con el anterior.

Para la realización de un plan de mantenimiento los más eficiente posible, debe tomarse en cuenta tanto los indicadores de la calidad del servicio técnico señalados anteriormente y los niveles de pérdidas eléctricas técnicas de la red y comerciales para direccionar eficientemente los recursos destinados para este fin.

4 PLAN DE MANTENIMIENTO

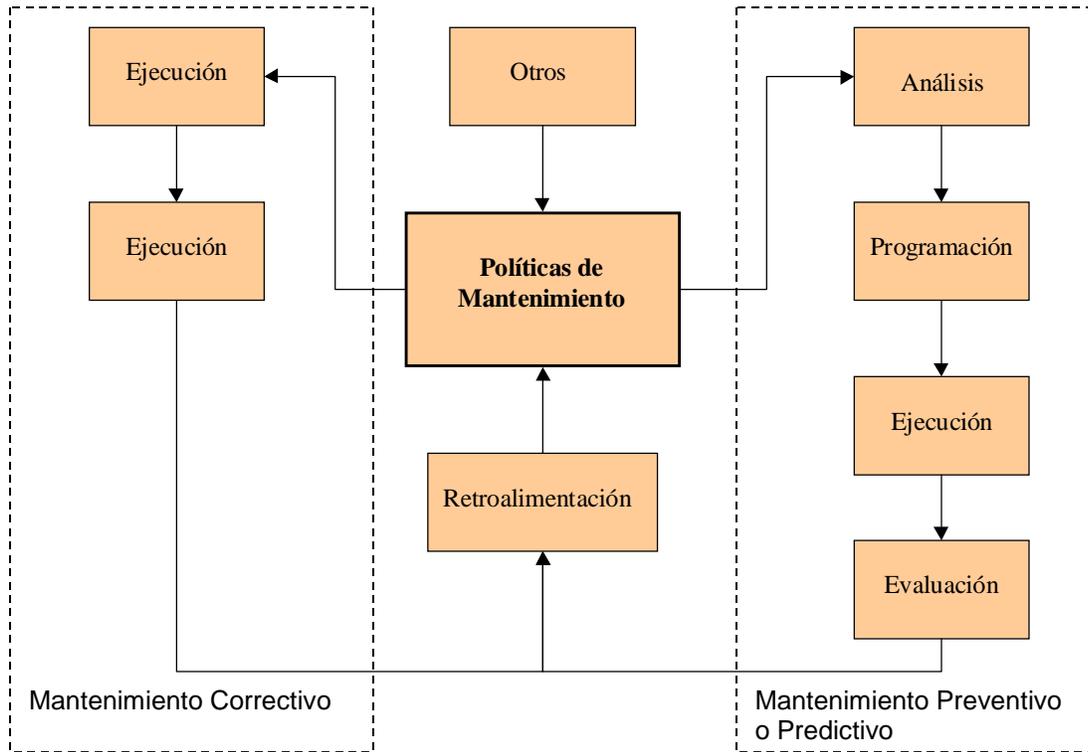
4.1 Análisis de la situación actual de la política de mantenimiento para las salidas de distribución de una subestación tipo

En la actualidad el mantenimiento de las salidas de distribución de una subestación lleva un proceso que inicia con una etapa de análisis y concluye con una evaluación, todo esto dirigido por directrices definidas por las empresas de distribución.

4.1.1 Esquema general de la ejecución del mantenimiento para una empresa de distribución

Para una descripción gráfica del proceso en la ejecución del mantenimiento para una empresa de distribución es conveniente representarlo esquemáticamente (véase la figura siguiente). En este diagrama se observa que toda actuación de mantenimiento preventivo o predictivo, conlleva etapas de análisis, programación, ejecución y retroalimentación. Por otra parte toda actuación de mantenimiento correctivo, por su misma naturaleza no puede ser programada o analizada previamente, entonces vemos que su proceso inicia en la ejecución del mismo. Ahora bien existe otra etapa muy importante que es la documentación de lo acontecido, esto para que sirva de retroalimentación ya que los efectos de un deficiente mantenimiento preventivo o predictivo, repercute en un incremento de actuaciones en correctivo.

Figura 5. Proceso en la ejecución del mantenimiento para una empresa de distribución



Del diagrama anterior se puede concluir la vital importancia que tiene la formulación correcta del plan de mantenimiento, para incidir lo menos posible en acciones de mantenimiento correctivo.

4.1.2 Políticas de mantenimiento y sus resultados

Las políticas de mantenimiento no son más que las directrices bajo las cuales se elabora el programa anual de mantenimiento. Este programa debe estar compuesto por las etapas de análisis, programación, ejecución y evaluación. Las políticas de mantenimiento tienen un impacto directo en la etapa de análisis y tienen bajo su responsabilidad la eficiencia y optimización del mantenimiento así como la asignación de los recursos disponibles para esta actividad.

Actualmente las políticas definen las siguientes actividades previas: realizar una inspección visual de toda una salida de media tensión, cálculo del FMIK. Una vez es inspeccionada toda la salida de media tensión, se analiza toda esta información con los defectos encontrados en la línea (ejemplo: aisladores dañados, crucetas dañadas, postes desplomados, etc.) y se procede a realizar una programación de las actividades de mantenimiento que sean necesarias para corregir los defectos detectados en la inspección.

Luego de ejecutarse el mantenimiento en esta salida de media tensión, se espera poder tener resultados en cuanto a disminución del número de interrupciones en dicha línea, por consiguiente una reducción en el FMIK y TTIK.

A continuación se presenta un ejemplo de los resultados hipotéticos para una empresa de distribución en cuanto a sus indicadores de calidad definidos por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, para el año 2000.

Tabla VII. Valores resultantes de FMIK para el primer semestre del año 2000 de una empresa de distribución

	REAL		ACUMULADO		LIMITE	
	FMIK Urb	FMIK Rur	FMIK Urb	FMIK Rur	FMIK Urb	FMIK Rur
Ene-00	0.44	0.69	0.44	0.69	2.50	3.50
Feb-00	0.22	0.33	0.66	1.02		
Mar-00	0.63	0.94	1.29	1.96		
Abr-00	0.84	1.41	2.13	3.37		
May-00	1.75	2.65	3.88	6.02		
Jun-00	1.21	1.81	5.08	7.83		

En la tabla VII se presentan los resultados obtenidos para el FMIK urbano y rural durante el primer semestre del año 2000, en principio se nota una tendencia creciente mes a mes y en las columnas que presentan los valores de manera acumulada, para el mes de abril los valores de FMIK estaban debajo de los límites establecidos, pero en los últimos dos meses del semestre el incremento en este indicadores tubo un salto muy alto, cerrando por arriba del límite establecido.

Haciendo un análisis y tomando como base en primer lugar las políticas de mantenimiento y en segundo los resultados obtenidos en la tabla VII; el que se oriente a través del FMIK para poder seleccionar las salidas de media tensión de una subestación que estará dentro del plan de mantenimiento y luego de la inspección visual y rigurosa de las instalaciones seleccionadas, es necesaria una evaluación donde se consideren aspectos técnicos y económicos para asegurar la optimización en el desarrollo del mantenimiento.

4.2 Criterios técnicos y económicos para eficientizar los procedimientos del mantenimiento de acuerdo a su retribución fijada por CNEE

Para poder hacer uso de estos criterios, es necesario contar con información en cuanto a interrupciones registradas, facturación de clientes y energía, para cada una de las salidas de distribución o media tensión de una subestación. La información que se presenta en este estudio corresponde a casos hipotéticos de una empresa de distribución del interior del país, durante el período 2004.

4.2.1 Aplicación de los criterios técnicos y económicos para la selección de una subestación

En primer lugar se aplican los criterios: FMIK, TTIK, FU y PNT. La combinación de estos indicará aquellas instalaciones que debe aplicárseles un plan de mantenimiento que repercute en beneficio tanto para el usuario como la empresa de distribución. En este caso se presentara cada criterio a nivel de subestación y se compararan para poder determinar cual es la subestación eléctrica que al trabajar en sus salidas de media tensión se obtienen los mejores beneficios.

El procedimiento es el siguiente: para el calculo del FMIK y TTIK se debe considerar para cada período de análisis la siguiente información organizada por incidencia o interrupción:

- a. Instalación a la que pertenece la incidencia
- b. Duración de la incidencia

- c. Origen de la incidencia (agente responsable)
- d. Causa de la incidencia
- e. Potencia urbana afectada
- f. Potencia rural afectada
- g. Observaciones particulares de la incidencia
- h. Tipo de incidencia (imprevista o programada)
- i. Tipo de causa (fuerza mayor o menor)

Esta información es necesaria debido a que para determinar el FMIK y TTIK y compararlo con los límites establecidos, se debe considerar aquellas incidencias que son de causa interna (las incidencias se originan dentro de las instalaciones del distribuidor), fuerza menor (según la causa de la incidencia esta se clasifica como de fuerza mayor o fuerza menor), duración mayor o igual a 3 minutos, y por último imprevistas (según su origen estas se pueden clasificar como imprevistas o programadas)

Los resultados obtenidos del calculo del FMIK y TTIK, se muestran en las tablas siguientes:

Tabla VIII. Frecuencia media de interrupción correspondiente al año 2004, de las subestaciones eléctricas del nororiente del país

SUBESTACION	1er semestre			2do semestre			FMIK Urb+Rur, 1er y 2do Semestre
	Pot Sis [KVA]: 489,100	FMIK R	FMIK U	Pot Sis [KVA]: 513,798	FMIK R	FMIK U	
SE LA RUIDOSA		0.1906	0.1101	0.3007	0.6332	0.3135	0.9467
SE MAYUELAS		0.4120	0.0447	0.4957	0.4670	0.0453	0.5123
SE JALAPA		0.5866	0.0719	0.6595	0.1852	0.0116	0.1968
SE PUERTO BARRIOS		0.1646	0.2576	0.4222	0.1624	0.2284	0.3908
SE CHIGUIMULA		0.1751	0.1336	0.3087	0.1170	0.1383	0.2553
SE PANALUYA		0.2472	0.0400	0.2872	0.2295	0.0376	0.2672
SE RIO DULCE		0.2002	0.0000	0.2002	0.3504	0.0000	0.3504
SE EL RANCHO 34.5		0.1862	0.0336	0.1998	0.1218	0.0180	0.1398
SE QUEZALTEPEQUE		0.0898	0.0130	0.1028	0.1992	0.0399	0.2391
SE IPALA		0.0098	0.0037	0.0135	0.0759	0.0099	0.0858
SE SANARATE		0.0134	0.0092	0.0226	0.0073	0.0092	0.0164
SE EL ESTOR 13.8 kV		0.0000	0.0009	0.0009	0.0140	0.0233	0.0373

Tabla IX. Tiempo medio de interrupción correspondiente al año 2004, de las subestaciones eléctricas del nororiente del país

Subestación	1er semestre			2do semestre			TTIK Urb+Rur, 1er y 2do Semestre
	Pot Sis [KVA]:	489,100		Pot Sis [KVA]:	513,798		
	TTIK R	TTIK U	TTIK Urb+Rur	TTIK R	TTIK U	TTIK Urb+Rur	
SE MAYUELAS	0.9683	0.0914	1.0497	1.2928	0.0759	1.3687	2.4184
SE JALAPA	1.2624	0.1013	1.3637	0.7624	0.0304	0.7928	2.1955
SE RIO DULCE	1.0335	0.0000	1.0335	0.8998	0.0000	0.8998	1.9333
SE PUERTO BARRIOS	0.3678	0.3373	0.7051	0.5855	0.5927	1.1782	1.8833
SE PANALUYA	0.7345	0.1329	0.8674	0.6955	0.1046	0.8001	1.6676
SE LA RUIDOSA	0.4056	0.1066	0.5122	0.5868	0.3256	0.9124	1.4246
SE QUEZALTEPEQUE	0.3633	0.0331	0.3963	0.6926	0.0772	0.7698	1.1661
SE CHIGUIMULA	0.3240	0.1616	0.4856	0.1692	0.1155	0.2847	0.7703
SE IPALA	0.1691	0.0131	0.1822	0.4638	0.0538	0.5176	0.6998
SE EL RANCHO 34.5	0.3761	0.0714	0.4475	0.2166	0.0251	0.2417	0.6892
SE EL ESTOR 13.8 KV	0.0000	0.0126	0.0126	0.0199	0.0547	0.0747	0.0673
SE SANARATE	0.0137	0.0012	0.0149	0.0106	0.0017	0.0123	0.0272

Siguiendo ahora con el criterio de perdidas técnicas y no técnicas, se debe determinar tal como esta expresado por la formula del apartado 3.3.4, como la relación de la compra y venta de energía, para su cálculo es necesaria la lectura de cada un de los puntos de entrega de la energía acordados entre el generador y el distribuidor y las ventas de energía facturadas a cada una de las localidades que son alimentadas por cada salida de media tensión de cada subestación.

A continuación se presentan los resultados de las pérdidas de energía para este caso hipotético:

Tabla X. Pérdidas de energía promedio mensual según periodo 2004 para las subestaciones del nororiente del país (caso hipotético)

SUBESTACION	Energía kWh		Perdidas	
	Compra	Venta	kWh	%
SE PANALUYA	4,033,362	3,598,122	435,241	10.79%
SE CHIQUIMULA	3,490,840	3,090,052	400,788	11.48%
SE JALAPA	1,571,270	1,329,168	242,103	15.41%
SE PUERTO BARRIOS	1,364,705	1,146,898	217,807	15.96%
SE SANARATE	1,275,066	1,044,513	230,552	18.08%
SE QUEZALTEPEQUE	3,017,090	2,437,540	579,549	19.21%
SE IPALA	1,559,030	1,258,483	300,547	19.28%
SE LA RUIDOSA	1,868,069	1,502,882	365,187	19.55%
SE EL RANCHO 34.5	2,451,899	1,927,234	524,665	21.40%
SE EL ESTOR 13.8 KV	318,261	245,487	72,774	22.87%
SE RIO DULCE	1,085,428	759,153	326,274	30.06%
SE MAYUELAS	1,898,487	1,251,747	646,740	34.07%
	23,933,507	19,591,280	4,342,227	18.14%

Para determinar el criterio factor de utilización, es necesario conocer la energía comprada por el distribuidor y la suma de la potencia instalada de todas las salidas de media tensión que conforma dicha subestación, la cual es multiplicada por un factor de potencia promedio del sistema y de dos constantes que son veinticuatro horas que tiene el día y treinta días que tiene el mes, de esta manera tenemos que el factor de utilización es la relación entre la energía que es facturada en la compra y la energía disponible por la potencia que se tiene instalada.

A continuación se presentan los resultados de factor de utilización para cada subestación en análisis.

Tabla XI. Criterio factor de utilización promedio para el periodo 2004 de las subestaciones del nororiente del país

SUBESTACION	Energía comprada [kWh]	Potencia Instalada [kVA]	Factor de Utilización %
SE SANARATE	1,275,066	4,058.20	51.3%
SE QUEZALTEPEQUE	3,017,090	14,415.30	34.2%
SE EL RANCHO 34.5	2,451,899	11,834.20	33.9%
SE CHIQUIMULA	3,490,840	18,300.30	31.2%
SE EL ESTOR 13.8 KV	318,261	1,724.60	30.2%
SE IPALA	1,559,030	10,978.70	23.2%
SE LA RUIDOSA	1,868,069	14,924.20	20.5%
SE PANALUYA	4,033,362	41,034.10	16.1%
SE MAYUELAS	1,898,487	19,564.20	15.9%
SE RIO DULCE	1,085,428	12,035.60	14.7%
SE PUERTO BARRIOS	1,364,705	15,439.10	14.4%
SE JALAPA	1,571,270	25,326.60	10.1%

Al contar ya con los resultados de los criterios técnicos y económicos para cada subestación en análisis procederemos a hacer una comparación entre ellos y de esta manera determinar cual es la subestación que por aspectos al trabajar un plan de mantenimiento se obtendrán los mejores resultados.

Para poder hacer un *ranking* de las subestaciones por su importancia tomando en cuenta los criterios técnicos y económicos en conjunto y así seleccionar la mas importante a trabajar, se procederá con la ayuda de estos criterios a determinar el impacto económico por la energía no vendida para cada subestación, que excede los limites de calidad establecidos.

Para poder determinar la energía no suministrada o vendida (ENS) por el distribuidor, que estuvo fuera de los limites de calidad establecidos, se emplearan las siguientes expresiones que utilizan los primeros dos criterios, FMIK y TTIK, y se tomará el que resulte mayor entre las dos expresiones:

$(TTIK - TTIK_{\text{limite}})$

$(FMIK - FMIK_{\text{limite}})(TTIK/FMIK)$

donde:

$(TTIK - TTIK_{\text{limite}})$ Es el tiempo total fuera de los límites de calidad establecidos, calculado por TTIK.

$(FMIK - FMIK_{\text{limite}})(TTIK/FMIK)$ Es el tiempo total fuera de los límites de calidad establecidos, calculado por FMIK.

Estas dos expresiones buscan determinar el tiempo total fuera de los límites establecidos que estuvo fuera todo el sistema del distribuidor. Si analizamos estas expresiones un poco más, veremos que si bien el TTIK es el tipo promedio que estuvo fuera todo el sistema del distribuidor durante el periodo en análisis, no debemos olvidar que también es importante la cantidad de interrupciones que conformaron este tiempo (FMIK).

El planteamiento de tomar el tiempo mayor que resulte de calcularlo por TTIK o por FMIK, lo que implica es tener una comparación entre estos dos indicadores ya que si uno de ellos está muy por arriba de los límites esto repercutirá también en penalizaciones. Por lo que el cálculo de la energía no suministrada es una relación directa entre los tiempos que superan los límites admisibles por la NTSD y la potencia que estuvo fuera de servicio, si son los indicadores globales los calculados, corresponderá la potencia total del sistema y si se calcula los indicadores individuales, corresponderá la potencia por cliente.

Para este análisis se tomará la suma de los dos semestres para tener resultados de energía no suministrada en periodos anuales. Esto quiere decir que resultados de FMIK, TTIK, FMIK límite y TTIK límite, anuales.

Antes de hacer los cálculos del tiempo total por TTIK y por FMIK para cada subestación, se pasara dichos indicadores a nivel de subestación (véase apartados 3.3.1 y 3.3.2), necesidad que surge para poder aplicar un factor de utilización propio de cada subestación y también niveles de perdidas para conocer que subestaciones están por arriba de los límites establecidos.

Con el tiempo resultante este se multiplica luego por la potencia instalada de las salidas de media tensión que conforman cada subestación, el factor de utilización y el factor de potencia promedio del sistema (para este caso emplearemos 8.5 de f.p.). De esta manera se tiene calculada para cada subestación la energía no suministrada fuera de los límites establecidos.

Finalmente se multiplica dicha energía por el costo de venta del kilovatio hora promedio que tiene cada subestación y luego se aplica el porcentaje de pérdidas presentado anteriormente.

De esta manera se obtiene el impacto económico por la energía no vendida para cada subestación fuera de los límites y así elegir la más crítica.

A continuación la tabla XII presenta los resultados obtenidos de la energía no suministrada fuera de los límites establecidos para cada subestación en análisis.

Tabla XII. Facturación no percibida por la energía no suministrada fuera de los límites de calidad establecidos de manera anual, calculada por FMIK y TTIK, para el periodo 2004 de las subestaciones del nororiente del país

SUBESTACION	FMIK Urb-Rur, Ier y 2do Semestre	TTIK Urb-Rur, Ier y 2do Semestre	(TTIK- TTIKlim)	(FMIK- FMIKlim)/(TTIK- FMIK)	FU	Pot Instalada	ENS (KWh)	QIEWh	Facturación	Relación de Pérdidas	ENS en (Q), fuera de los límites permitidos calculada por FMIK y TTIK
SE LA RUIDOSA	62.45	65.28	12.29	34.87	28.45%	11,824	35,637.41	1.27	32,263.26	19.9%	93,34.82
SE MAYUELAS	24.87	62.39	26.39	32.79	35.86%	19,864	84,887.89	1.52	33,079.29	34.87%	85,101.12
SE JALAPA	16.71	62.42	6.42	11.86	18.11%	25,327	26,891.25	1.54	40,285.66	15.4%	34,095.33
SE PUERTO BARRIOS	26.08	61.55	25.55	32.55	16.44%	15,439	62,595.31	1.31	63,383.90	15.96%	70,049.91
SE CHIQUIMULA	15.42	20.97	0.69	4.65	21.07%	16,390	22,554.55	1.29	23,075.59	1.46%	25,825.90
SE PANALUYA	6.77	20.26	0.69	0.89	16.06%	41,834	-	1.31	-	10.75%	-
SE RIO DULCE	23.18	80.41	44.41	39.63	14.74%	12,836	66,951.62	1.61	117,092.26	26.96%	75,461.13
SE EL RANCHO 34.5	14.23	20.99	0.69	4.71	23.95%	11,834	16,834.27	0.92	14,754.04	23.40%	11,597.55
SE QUEZALTEPEQUE	11.08	40.08	4.88	0.89	24.20%	14,415	20,469.34	0.52	10,086.09	19.2%	8,795.64
SE IPALA	4.62	32.34	0.69	0.89	23.20%	10,979	-	1.49	-	19.20%	-
SE SANARATE	4.88	3.26	0.69	0.89	51.34%	4,899	-	1.42	-	19.89%	-
SE EL ESTOR 13.8 KV	11.37	25.63	0.69	0.89	28.75%	3,725	-	1.69	-	22.87%	-

Tabla XIII. Ranking de subestaciones del nororiente del país según la facturación no percibida por la energía no suministrada fuera de los límites de calidad permitidos, calculada según FMIK y TTIK, durante el período 2004

SUBESTACION	ENS en (Q), fuera de los límites permitidos calculada por FMIK y TTIK
SE LA RUIDOSA	99,164.82
SE MAYUELAS	85,101.12
SE RIO DULCE	75,461.13
SE PUERTO BARRIOS	70,049.91
SE JALAPA	34,095.33
SE CHIQUIMULA	25,825.90
SE EL RANCHO 34.5	11,597.55
SE QUEZALTEPEQUE	8,795.64
SE PANALUYA	-
SE IPALA	-
SE SANARATE	-
SE EL ESTOR 13.8 KV	-

Del *ranking* obtenido en la tabla XIII, vemos entonces que la subestación de La Ruidosa es la subestación que prioritariamente se debe trabajar un plan de mantenimiento y que por lo tanto es donde podremos obtener los mejores beneficios, tanto técnicos como económicos.

Algo importante de mencionar es que dependiendo del presupuesto asignado para la labor de mantenimiento de una empresa de distribución, se puede trabajar un plan de mantenimiento para más subestaciones, teniendo como limite entonces el presupuesto que este destinado para dicho fin. Lo que se busca con la aplicación de estos criterios es poder optimizar este recurso al elegir la subestación que represente mejores beneficios al trabajar en ella.

4.3 Plan de mantenimiento para las salidas de distribución de una subestación tipo

Para elaborar el plan de mantenimiento para las salidas de media tensión de la subestación seleccionada en el apartado anterior, que fue la subestación La Ruidosa; primero se debe contar con la información alfanumérica de cada salida de dicha subestación, estos datos son por ejemplo, el número de kilómetros de red en media tensión, el número de centros de transformación, entre otros.

A continuación se presenta la información alfanumérica de las salidas de media tensión de la subestación La Ruidosa:

Tabla XIV. Información alfanumérica de las salidas de media tensión de la subestación La Ruidosa

Subestación	Salidas de MT	Potencia Instalada	Longitud MT	Número de CT
		kVA	km	Unidades
La Ruidosa	Morales	8,615	91	232
	Rio Dulce	6,309	117	116

CT: Centro de transformación de MT/BT

Seguido de esto se revisan las causas de las incidencias que aportaron al FMIK y TTIK presentados anteriormente para esta subestación y se determina cuales de estas causas son como consecuencia de una falta de mantenimiento, para así poder determinar cual seria el objetivo a alcanzar en cuanto a reducción de FMIK y TTIK se refiere; y de esta manera poder medir el alcance del plan de mantenimiento. De estas mismas causas también se determina cual es la actividad de mantenimiento asociada a ella.

Las tablas XV y XVI, muestran los resultados de lo antes descrito.

Tabla XV. Clasificación de causas y su aporte en los indicadores de calidad para la subestación de La Ruidosa. (indicadores hipotéticos referidos a la distribuidora)

Subestación	FMIK y TTIK	Accidental (flamabilidad)	Accidentes causados por terceros	Animales en la red	Apertura automática de protección de colectores	Con actuaciones de protección	Contaminación	Falla intempestiva de equipos de línea	Jumper Abierta	Lluvia	Rotura de aislamientos	Rotura de empalmes, juntas o conexiones	Vegetación	Total general	Realizado	Objetivo a cumplir
La Ruidosa	FMIK Urb	0.0400	0.01325	0.00883	0.1601581	0.0339	0.0083	0.0495	0.0337	0.0000	0.0500	0.0001	0.0258	0.4237	0.2076	0.2161
	FMIK Riv	0.0811	0.03683	0.01709	0.3243753	0.0668	0.0363	0.0612	0.0361	0.0004	0.1014	0.0135	0.0775	0.6237	0.3942	0.4295
	TTIK Urb	0.0206	0.00683	0.00455	0.0825334	0.0227	0.0151	0.1945	0.0249	0.0000	0.0258	0.0002	0.0346	0.4321	0.3198	0.1188
	TTIK Riv	0.0957	0.02173	0.01449	0.2527387	0.0603	0.0283	0.1777	0.0233	0.0016	0.0821	0.0324	0.2320	0.9924	0.6415	0.3609

Tabla XVI. Actividades de mantenimiento asociadas a las causas de falla reportadas durante el periodo 2004 en las salidas de media tensión de la subestación La Ruidosa

Causa de falla	Actividad asociada de mantenimiento
Aislador(es) flameado(s)	Cambio de aislamiento
Corrosion o contaminacion	Inspeccion y mtto resultante
Falla intempestiva de equipos de líneas	Revisión de equipos
Jumper Abierto	Inspeccion y mtto resultante
Rotura de aislador(es)	Cambio de aislamiento
Rotura de empalmes, puentes o conexiones	Cambio de conectores
Vegetacion	Poda y tala de arbolado

Como se observa en la tabla XV se han presentado los indicadores consolidados anuales, esto quiere decir la suma del primer y segundo semestre. Si bien es cierto los indicadores se miden semestralmente, la razón de presentarlos así es poder determinar el objetivo anual que se busca alcanzar ya que el plan de mantenimiento que se propone al ejecutarse llevara un tiempo el finalizar todas las actividades, y a medida que sean corregidos los defectos en las salidas de media tensión, se empezaran a percibir mejoras al reducirse las incidencias. Por lo que el poder determinar exactamente cuánto se mejora en el primer semestre y cuanto en el segundo, no es posible.

Entonces para la determinación de las mejoras a percibir en cuanto a la reducción de penalizaciones, una reducción proporcional en el primer y segundo semestre de acuerdo al alcance en tiempo que lleve el plan de mantenimiento.

Para concluir en la determinación del plan de mantenimiento, se observa en la tabla XVI que de las causas asociadas a las fallas en la red, se determinan actividades asociadas al mantenimiento, las cuales tendrán que realizarse en los puntos de las redes que indique la inspección. Ahora bien, estas actividades tienen que ser medidas. En el caso de la inspección y mantenimiento resultante, cambio de aislamiento, cambio de conectores y poda y tala de arbolado, es posible medirlos en kilómetros de línea. De lo anterior se desprende que la unidad de tala y poda serán los kilómetros realizados y para la falla de equipos en línea se medirá por equipos inspeccionados, estos principalmente son centros de transformación.

El plan de mantenimiento finalmente debe ser presentado de manera que su seguimiento sea fácil, para esto se propone un formato que se muestra en la tabla XVII:

Tabla XVII. Formato para plan de mantenimiento salidas de media tensión de subestación La Ruidosa

Subestación	Salida de media tensión	Actividades	cantidad	Unidad de medida	Mes 1		Mes 2		Mes 3		Mes 4	
					Previsto	Realizado	Previsto	Realizado	Previsto	Realizado	Previsto	Realizado
La Ruidosa	Los Amates	Inspección	91	km	35		35		21			
		Cambio de aisladores	91	km			40		40		11	
		Cambio de conectores	91	km			40		40		11	
		Poda y tala de arbolado	91	km			40		40		11	
		Revisión de equipos	232	Unidades	100		100		32			
	Rio Dulce	Inspección	117	km	40		40		37			
		Cambio de aisladores	117	km			40		50		27	
		Cambio de conectores	117	km			40		50		27	
		Poda y tala de arbolado	117	km			40		50		27	
		Revisión de equipos	116	Unidades	58		58					

5 ANALISIS DE RENTABILIDAD

5.1 Costos asociados al plan de mantenimiento propuesto

El poder determinar el costo que representa el ejecutar el plan de mantenimiento propuesto es importante por dos razones, la primera es poder conocer cuánto es el monto que una empresa distribuidora tiene que destinar presupuestariamente para la ejecución de este y la otra razón es poder evaluar si el plan es rentable, comparándola con los beneficios que se obtendrán.

Para determinar este costo se trabajara con importes medios por kilómetro de mantenimiento, que serán validados y utilizados en los cálculos de tarifas que se realizan cada 5 años. Para una empresa de distribución del interior del país se tiene que el costo de mantenimiento por kilómetro es de 155 US\$/km (1,178 Q/km).

Con lo anterior se tiene que el costo del plan de mantenimiento propuesto para las salidas de la subestación La Ruidosa es de $(91+117) \times (1,178) = 245,024.00Q$.

5.2 Mejoras a percibir originados por el plan de mantenimiento propuesto

Las mejoras que se obtienen al ejecutar el plan de mantenimiento ésta determinado por el ingreso económico por la venta de energía suministrada al obtener una reducción en las interrupciones y el ahorro en pago de indemnizaciones al usuario.

5.2.1 Ingresos por energía suministrada al obtener una reducción en los índices de calidad

Para poder determinar el ingreso por energía suministrada al reducir los índices de calidad se procede primeramente a determinar la energía no suministrada con los indicadores de calidad FMIK y TTIK iniciales y la energía no suministrada con los indicadores de calidad FMIK y TTIK finales al cumplirse el plan de mantenimiento, luego la resta entre la condición inicial y la final será la energía suministrada al reducir los índices de calidad.

Finalmente la energía suministrada se multiplica por el beneficio que queda al distribuidor en la compra – venta de energía, para esto se supondrá un margen de beneficio del 20% del costo de venta de la energía para la subestación de La Ruidosa, reflejado en la tabla XII. Esto es $20\% * 1.37 \text{ Q/kWh} = 0.27 \text{ Q/kWh}$.

Para calcular lo anteriormente descrito se tienen las siguientes expresiones:

$$T_{total} = TTIK_{rs}$$

$$ENS = T_{total} \times P_{inst} \times FU \times f.p.$$

$$CENS = ENS \times \text{Margen de beneficio.}$$

En donde:

T_{total} Es el tiempo total que estuvo sin servicio los clientes de las salidas de media tensión de la subestación.

$TTIK_{rs}$ Es el tiempo medio de interrupción referido a la potencia instalada de la subestación.

ENS Es la energía no suministrada por la distribuidora en el tiempo T_{total} .

P_{inst} Es la potencia instalada de las salidas de media tensión de la subestación.

FU Es el criterio de factor de utilización para la subestación en cuestión.

$f.p.$ Es el factor de potencia promedio del sistema.

$CENS$ Es el costo de la energía no suministrada en el tiempo T_{total} .

Para la condición inicial se tiene:

$$T_{total} = 48.20 \text{ hrs}$$

$$\text{ENS} = (48.20 \text{ hrs})(14,924 \text{ kVA})(20.5\%)(0.85) = 125,344.44 \text{ kWh}$$

Para la condición final se tiene:

Antes de calcular T_{total} es necesario tomar los resultados objetivo expuesto en la tabla XV y referirlos a nivel de subestación. Para esto primeramente debemos dividirlos por semestre y como ya se expuso previamente el poder determinar esto exactamente no es posible, por lo que se procederá de acuerdo al plan de mantenimiento propuesto con una duración de 4 meses; considerar que es en el segundo semestre en donde se obtendrán los valores mas bajos en los indicadores. De acuerdo a esto, entonces, se supondrá que el 60% del valor objetivo se da en el primer semestre y el 40% restante en el segundo.

Lo anteriormente descrito se presenta en la siguiente tabla:

Tabla XVIII. Valores objetivo de indicadores FMIK Y TTIK referidos a la potencia de la subestación La Ruidosa

	Referido a la potencia de la distribuidora			Referido a la potencia de la subestación		
	Objetivo anual	1er semestre (60%)	2do semestre (40%)	1er semestre (60%)	2do semestre (40%)	Objetivo anual
FMIK Urb	0.2161	0.1297	0.0864	4.25	2.98	7.23
FMIK Rur	0.4295	0.2577	0.1718	8.44	5.91	14.35
TTIK Urb	0.1166	0.0699	0.0466	2.29	1.61	3.90
TTIK Rur	0.3509	0.2105	0.1404	6.90	4.63	11.73
Potencia instalada distribuidora 1er semestre			489,108 kVA			
Potencia instalada distribuidora 2er semestre			513,798 kVA			
Potencia instalada Subestación La Ruidosa			14,924 kVA			

Ahora bien:

$$T_{\text{total}} = 15.63 \text{ hrs.}$$

$$\text{ENS} = (15.63 \text{ hrs})(14,924 \text{ kVA})(20.5\%)(0.85) = 40,645.92 \text{ kWh}$$

Entonces,

$$\begin{aligned} \text{Condición inicial} - \text{Condición final} &= \\ 125,344.44 \text{ kWh} - 40,645.92 \text{ kWh} &= 84,698.51 \text{ kWh} \end{aligned}$$

$$\text{CENS} = (84,698.51 \text{ kWh})(0.27 \text{ Q/kWh}) = 22,868.60 \text{ Q}$$

5.2.2 Ahorro por pago de indemnizaciones

Se debe considerar también como un beneficio del plan de mantenimiento, el ahorro por la reducción de indemnizaciones que las actividades de mantenimiento aportan en la mejora de la calidad del servicio.

Para determinar cual sería el ahorro, debemos aplicar las formulas descritas en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD) para el calculo de indemnizaciones, aplicarlas según los valores actuales y luego aplicarlas nuevamente considerando la reducción en los indicadores, por la aplicación del plan de mantenimiento propuesto, finalmente el ahorro será la diferencia entre estas dos. Las formulas para el cálculo de las indemnizaciones a continuación se presentan:

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

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

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

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

En donde:

ING	Indemnizaciones para ser distribuidas, (Q). Cada usuario recibe una indemnización proporcional a su consumo semestral de energía eléctrica, con respecto al consumo total semestral de todos los usuarios del distribuidor.
ENS sistema	Energía no suministrada al sistema, calculada por TTIK y por FMIK, (kWh).
D sistema	Demanda de energía facturada durante el período de control para el sistema del distribuidor, (kWh).
CENS	Costo de la energía no suministrada (Q/kWh). El costo de la energía no suministrada será de 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 día y primer mes del período de control evaluado.

Se deben calcular las indemnizaciones por energía no suministrada tanto por TTIK como por FMIK y se tomará la más alta de ellas.

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

Tabla XIX. Cálculo de las indemnizaciones, según los indicadores FMIK y TTIK del primero y segundo semestre del 2004, para la empresa de distribución del oriente del país

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

Demanda del Sistema Distribuidor (kWh)		Tarifa BTS Ciudad de Guatemala (Q/kWh)	
1er Semestre	2do Semestre	1er Semestre	2do Semestre
287,655,398	302,373,819	1.18	1.22

1.18	1.22
------	------

Indicadores de calidad distribuidor, 1er semestre

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 Q

Indicadores de calidad distribuidor, 2do semestre

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

770,037 7,027,753 - 7,154,731 7,924,768 Q

ING inicial total 15,808,715 Q

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

Tabla XX. Cálculo de las indemnizaciones, según la reducción objetivo del plan de mantenimiento propuesto, para la empresa de distribución del oriente del país

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

Demanda del Sistema Distribuidor (kWh)		Tarifa BTS Ciudad de Guatemala (Q/kWh)	
1er Semestre	2do Semestre	1er Semestre	2do Semestre
287,655,398	302,373,819	1.18	1.22

Indicadores de calidad distribuidor, 1er semestre

FMIK Urb	FMIK Rur	TTIK Urb	TTIK Rur
3.6670	7.5323	8.3538	27.2634

1,030,114 5,655,310 137,074 6,689,244 7,719,358 Q

Indicadores de calidad distribuidor, 2do semestre

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

678,327 6,814,313 - 6,992,650 7,670,977 Q

ING final total 15,390,335 Q

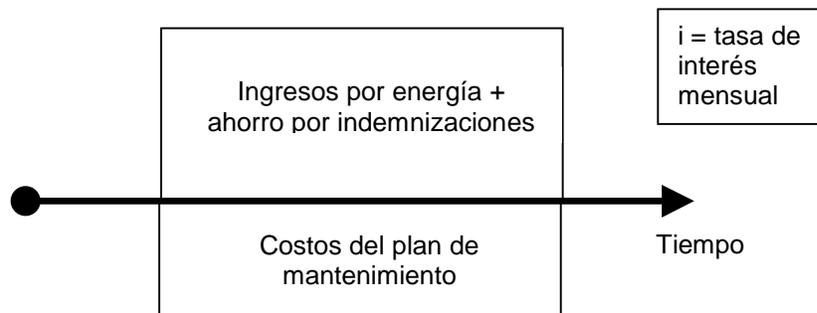
Finalmente el ahorro por la reducción en las indemnizaciones es de:

Ahorro por indemnizaciones = 15,808,715.00 – 15,390,335.00 = 418,380.00 Q

5.3 Análisis costo beneficio

Para realizar el análisis costo beneficio de realizar el plan de mantenimiento, se emplearan indicadores financieros, para poder emplear los indicadores financieros es necesario primeramente contar con el diagrama de flujo económico de la actividad. A continuación se presenta el flujo económico de la actividad:

Figura 6. Flujo económico del proyecto o plan propuesto para el mantenimiento



En este diagrama observamos que para un período de tiempo determinado representado por la línea horizontal más gruesa, lo que esté por encima de ella es ingreso y por debajo es egreso, todo esto evaluado por un interés bancario de tener el capital a utilizar depositado en un banco.

El primer indicador financiero que se empleara es el valor presente neto, este indicador consiste en convertir los costos y beneficios futuros en valores presentes, considerando un porcentaje de interés fijo que representa el valor del dinero en el tiempo (7), entonces este indicador evalúa el beneficio neto del plan o proyecto, bajo el principio de que **el dinero hoy vale más**. El resultado de este indicador a medida que sea mayor que cero, muestra lo conveniente que es realizar dicho plan o proyecto.

A continuación se presenta la fórmula para calcular el valor presente neto del plan de mantenimiento propuesto:

$$\text{VPN} = \text{VP}(\text{beneficios}) - \text{VP}(\text{costos})$$

En donde:

VPN Es el valor presente neto del proyecto o plan a evaluarse.

VP(beneficios) Es el valor presente de los beneficios que se obtendrán del proyecto o plan.

VP(costos) Es el valor presente de los costos que se tendrán que realizar para ejecutar el proyecto o plan.

Por último, el indicador financiero que se empleará es la relación beneficio – costo que nos permite determinar la eficiencia de la utilización de los recursos del proyecto. Esta relación se obtiene efectuando una división entre los beneficios y los costos actualizados que, según se espera, genere el proyecto durante su vida útil.

A continuación se presenta la fórmula para calcular la relación beneficio – costo:

$$\frac{\text{Beneficios}}{\text{Costos}} = \text{Relación costo beneficio}$$

Iniciando con los cálculos, tenemos que los benéficos del plan o proyecto son los ingresos por la energía suministrada al reducir las fallas y el ahorro por indemnizaciones, véase apartado 5.2, esto es: Q 22,868.60 + Q 418,380 = Q 441,248.60. Los costos vienen dados por el plan de mantenimiento a efectuarse, véase apartado 5.1, esto es: Q 245,024.00. Ahora para la tasa de interés anual se tiene 5.19 % (este dato es el correspondiente al 30 de marzo del 2005, del banco de Guatemala).

Entonces para el cálculo del valor presente neto se tiene:

$$\text{VPN} = \text{VP}(441,248.60) - \text{VP}(245,024.00)$$

$$\text{VPN} = (441,248.60/12,5.19\%,12) - (245,024.00/12,5.19\%,12)$$

$$\text{VPN} = 429,090.36 - 238,272.57 = 190,817.79 \text{ Q}$$

Con este resultado vemos que con valores presentes tenemos una utilidad positiva de 190,817.79 Q.

Para el calculo de el beneficio costo se tiene:

$$\text{Beneficio} = 441,248.60$$

$$\text{Costo} = 245,024.00$$

$$\text{Beneficio / Costo} = 441,248.60 / 245,024.00 = 1.8$$

Este resultado nos indica que por cada unidad monetaria que se destina a este proyecto o plan se obtiene a cambio 0.8 adicionales, esto quiere decir que el proyecto o plan tiene una utilidad de 80%.

CONCLUSIONES

1. Los servicios públicos de red al ser operados por un inversionista de capital privado y por su naturaleza de monopolio *persé*, se hace necesaria la actuación de un ente que determine precios máximos a aplicar a los usuarios y fije normas de calidad que garanticen, tanto la perpetuidad del servicio como su sostenibilidad. La calidad del servicio incluye la continuidad del fluido eléctrico que implícitamente depende de la optimización del mantenimiento de las redes y líneas de distribución de energía eléctrica.
2. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica de Guatemala, como ente regulador ha emitido las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, en las cuales están definidos índices o indicadores por medio de los cuales evalúa la calidad del servicio técnico. Estos indicadores están directamente relacionados con las interrupciones que el sistema del distribuidor tenga y por esto deben ser considerados en los criterios técnicos y económicos al FMIK y TTIK.
3. La utilización que se haga de los activos (redes y líneas) de una empresa distribuidora y la objetividad de actuaciones en donde se obtengan menores pérdidas, son aspectos que deben orientar el rumbo de todo proyecto o plan de mantenimiento, es por ello que se considerarán en los criterios técnicos y económicos al factor de utilización y la relación de pérdidas de energía.

4. A través del uso de los criterios técnicos y económicos se pueden priorizar las salidas de media tensión de las subestaciones a las que aplicarle un plan de mantenimiento se obtendrán los mejores beneficios para la empresa distribuidora y para el cliente.

5. El plan de mantenimiento definido para las salidas de media tensión de la subestación La Ruidosa, se evaluó económicamente, tomando en cuenta los costos asociados a este plan como sus beneficios al tener ingresos por energía suministrada al obtener una reducción en los índices de calidad y ahorro por pago de indemnizaciones. El resultado de esta evaluación es que dicho plan es rentable, teniendo una relación costo beneficio de 80%.

RECOMENDACIONES

1. Que se ejecute el plan de mantenimiento propuesto para las salidas de media tensión de la subestación La Ruidosa y aplicar los criterios técnicos y económicos para el análisis de sus demás instalaciones.
2. Que toda empresa de distribución invierta en la mejora de la calidad de la información registrada en sus sistemas operativos para que la información que sea extraída de éstos, sea ágil y oriente de manera efectiva la toma de decisiones.
3. Que el uso de la tarifa simple para usuarios conectados en baja tensión sin cargo por demanda empleada en el cálculo de las indemnizaciones sea revisada conjuntamente por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y los distribuidores, para que la tarifa BTS usada sea la de cada empresa distribuidora.
4. Que el profesional en la rama eléctrica que se desenvuelve en el negocio de la distribución de energía eléctrica, conozca el impacto que tienen los índices de calidad y así lograr una mejor comprensión e importancia de priorizar las instalaciones y el beneficio de una correcta ejecución de la actividad de mantenimiento.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1

Reglamento de la Ley General de Electricidad. Acuerdo gubernativo número 256-97 del Presidente de la República de Guatemala. Título I, Capítulo I, Artículo 1.

2

Normas técnicas del servicio de distribución, NTSD. Resolución CNEE No. 09-99. Título I, Capítulo II, Artículo 2.

3

Normas técnicas del servicio de distribución, NTSD. Resolución CNEE No. 09-99. Título VI, Capítulo I, Artículo 54.

4

Normas técnicas del servicio de distribución, NTSD. Resolución CNEE No. 09-99. Título VI, Capítulo II, Artículo 55.

5

Ibid., Artículo 56.

6

Ibid., Artículo 58.

7

Leland Blank y Anthony Tarquín. **Ingeniería económica.** (3ª edición; México: McGraw-Hill, 1992), p. 90.

BIBLIOGRAFÍA

1. Balance energético de las instalaciones de DEORSA, Union Fenosa, 2004.
2. BLANK, Leland y Anthony Tarquín. **Ingeniería económica**. 3ª ed.; México, McGraw-Hill, 1992.
3. Información alfanumérica de facturación de energía del Sistema de Gestión Comercial de DEORSA. Union Fenosa, 2004.
4. Información alfanumérica de incidencias del Centro de Operaciones de Red de DEORSA. Unión Fenosa, 2004.
5. Información alfanumérica de instalaciones eléctricas de la Base de Datos de Instalaciones de DEORSA. Unión Fenosa, 2004.
6. Ley General de Electricidad. Decreto 93-96 del Congreso de la República de Guatemala.
7. **Normas técnicas del servicio de distribución, NTSD**. Resolución CNEE No. 09-99.
8. Reglamento de la Ley General de Electricidad. Acuerdo Gubernativo 256-97 del Presidente de la República de Guatemala.