



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

**DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE BRIGADAS DE OPERACIÓN
LOCAL PARA LA ATENCIÓN DE INCIDENCIAS DE MEDIA Y
BAJA TENSIÓN**

Victor Vinicio Fuentes Orozco

Asesorado por el Ing. Armando Roberto Martínez Aguilar

Guatemala, agosto de 2006

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE BRIGADAS DE OPERACIÓN
LOCAL PARA LA ATENCIÓN DE INCIDENCIAS DE MEDIA Y BAJA
TENSIÓN**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

VICTOR VINICIO FUENTES OROZCO

ASESORADO POR EL ING. ARMANDO ROBERTO MARTINEZ AGUILAR

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

GUATEMALA, AGOSTO DE 2006

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	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
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godines
EXAMINADOR	Ing. Erwin Efrain Segura Castellanos
EXAMINADOR	Ing. Julio César Molina Zaldaña
SECRETARIO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE BRIGADAS DE OPERACIÓN LOCAL PARA LA ATENCIÓN DE INCIDENCIAS EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN,

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 15 de mayo de 2005.

Victor Vinicio Fuentes Orozco

DEDICATORIA A:

Dios	Por darme sabiduría para alcanzar mi objetivo, y ser el centro de mi vida.
Mi esposa	Ermis Johana, por compartirme su vida y formar nuestro hogar, por su paciencia y ánimo en todo momento para finalizar esta meta.
Mis hijas	Claudia Nikol y Camila Victoria, por ser la bendición más grande que Dios me ha dado.
Mis padres	Victoriano y Bernarda, por el apoyo incondicional dado a mis hermanos y a mi, instrumento que Dios ha usado para bendecirnos.
Mis hermanos	Carlos, Wuillian y Edna, por desearme siempre lo mejor y brindarme su apoyo y cariño durante todos estos años.
Mis amigos	Por compartir juntos momentos alegres y difíciles.
Mi asesor	Ing. Armando Martínez, gratitud sincera por su asesoría.

Guatemala, agosto de 2,006.

Guatemala, 10 de junio de 2,006

Ing. Francisco Javier González
Coordinador Área de Electrotecnia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala
Su despacho

Respetable Ing. González:

Al saludarle, me dirijo a usted para informarle que ha sido concluido satisfactoriamente el trabajo de graduación, **DISTRIBUCIÓN GEOGRAFICA DE BRIGADAS DE OPERACIÓN LOCAL PARA LA ATENCIÓN DE INCIDENCIAS EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN**, elaborado por el estudiante Victor Vinicio Fuentes Orozco, 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. Armando Roberto Martínez Aguilar
Colegiado No. 6093
ASESOR

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	V
LISTA DE SÍMBOLOS	IX
GLOSARIO.....	XI
RESUMEN.....	XIII
OBJETIVOS	XV
INTRODUCCIÓN.....	XVII
1 GENERALIDADES.....	1
1.1 Leyes nacionales en Guatemala.....	1
1.1.1 Ley general de electricidad.....	1
1.1.2 Reglamento de la Ley General de Electricidad.....	1
1.1.3 Normas Técnicas del Servicio de Distribución, NTSD.....	2
1.1.4 Índices de calidad del servicio técnico.....	3
1.1.4.1 Frecuencia Media de Interrupción por kVA (FMIK).....	4
1.1.4.2 Tiempo Total de Interrupción por kVA (TTIK).....	5
1.1.4.3 Frecuencia de Interrupciones por Usuario (FIU).....	5
1.1.4.4 Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU).....	6
1.2 Niveles de tensión en una distribuidora.....	8
1.3 Instalaciones de una distribuidora de energía eléctrica.....	9
1.3.1 Subestaciones de alta tensión a media tensión.....	9
1.3.2 Subestaciones de media tensión a media tensión.....	9
1.3.3 Salidas de Media Tensión (SMT).....	10
1.3.4 Centros de Transformación de Distribución (CT).....	10
1.3.5 Red de baja tensión (RBT).....	10
1.3.6 Acometidas principales del consumidor (Ac).....	10

1.4	Clasificación de incidencias o fallas en una distribuidora.....	11
2	PROCESO DE ATENCIÓN DE INCIDENCIAS EN LA DISTRIBUIDORA.	15
2.1	Elementos que conforman la atención de incidencias	15
2.1.1	Oficina Telefónica las 24 Horas (OT24H).....	15
2.1.2	Centro de Operación de Red (COR).....	16
2.1.3	Brigadas de Operación Local (BOL)	16
2.2	Herramientas para la atención de incidencias en la distribuidora	16
2.2.1	Sistema operativo de red en tiempo real	16
2.2.1.1	Sistema de Gestión de Incidencias (SGI).....	18
2.2.1.2	Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA).	26
2.2.1.3	Sistema de Gestión de Operaciones (SGO).....	27
2.2.2	Base datos de instalaciones (BDI).....	34
2.2.3	Medios de Comunicación.....	38
2.3	Registro de incidencias	39
2.3.1	Desarrollo de responsabilidades.....	39
2.3.2	Flujograma del proceso de atención de incidencias.....	41
3	DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE BRIGADAS	43
3.1	Distribución actual de brigadas	43
3.1.1	Organización funcional y estructura jerárquica de mantenimiento del sector.....	43
3.2	Proceso de análisis de distribución general	47
3.2.1	Método estadístico a utilizar.....	47
3.2.2	Accesos.....	53
3.2.3	Distribución de las instalaciones	55
3.2.4	Incidencias y actividad de mantenimiento resultante	56

3.2.4.1	Distribución del número y duración promedio de las incidencias registradas asociado al mantenimiento resultante.....	56
3.2.4.2	Indicadores.....	60
3.3	Proceso de análisis de distribución para el sector Sur-Occidente	61
3.3.1	Accesos.....	61
3.3.2	Distribución de las instalaciones.....	64
3.3.3	Incidencias.....	64
3.4	Propuesta de distribución geográfica de las BOL para el sector Sur-Occidente.....	65
3.4.1	Propuesta A.....	70
3.4.1.1	Número de líneas de Media Tensión por sede brigada correctiva con prioridad de líneas.....	70
3.4.2	Propuesta B.....	71
3.4.2.1	Longitud de kilómetros de línea de media tensión por sede brigada correctiva con prioridad de líneas.....	71
3.4.3	Propuesta C.....	72
3.4.3.1	Potencia en KVA urbano y rural atendidos por brigada correctiva.....	72
3.4.4	Definición de la propuesta final.....	76
4	EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PLAN PROPUESTO DE DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE LAS BOL SECTOR SUR-OCCIDENTE.....	79
4.1	Plan propuesto de distribución geográfica de las BOL sector Sur-Occidente.....	79
4.2	Costo asociado del plan propuesto	85
4.3	Ingresos por venta de energía al obtener una reducción del índice de calidad de servicio técnico.....	86

4.4 Ahorro por pago de indemnizaciones.....	90
4.5 Evaluación beneficio costo.....	92
CONCLUSIONES.....	97
RECOMENDACIONES	99
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	101
BIBLIOGRAFÍA.....	103

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1	Vista general del sistema operativo en tiempo real	17
2	Flujograma de aviso e incidencias	23
3	SGO, vista general	28
4	Flujograma SCADA, SGI, SGO	34
5	Organización y estructura jerárquica de mantenimiento por sector	44
6	Distribución geográfica actual de brigadas	46
7	Curva indicadores DEOCSA	62
8	Curva indicadores DEORSA	63
9	Cobertura y distribución geográfica actual de las BOL por sede del sector Sur-Occidente	66
10	Distribución geográfica actual de las BOL y los accesos existentes para la atención del sector Sur-Occidente	67
11	Accesos existentes para la cobertura de la sede Tiquisate Escuintla en los tiempos indicados	69
12	Distribución geográfica de las BOL por sede del sector Sur-Occidente con la propuesta A, B y C	73
13	Distribución geográfica de las BOL por Sede/Sub-sede del sector Sur-Occidente con la propuesta final	77
14	Traslado de las BOL dentro del proceso de atención de incidencias	78
15	Curva de causas de incidencias y su aporte al indicador TTIK	81
16	Curva de instalaciones y su aporte al indicador TTIK	82
17	Flujo económico de un proyecto	92

TABLAS

I	Indicadores globales e individuales definidos en la NTSD para medir la calidad del servicio técnico	6
II	Total de incidencias en las instalaciones asociado por su causa	13
III	Duración promedio en horas de las incidencias en las instalaciones asociado por su causa	14
IV	Ubicación geográfica de brigadas de mantenimiento en sector y sede	45
V	Personal disponible actualmente por sector según ocupación	47
VI	Distribución porcentual de actividades de mantenimiento	48
VII	Conceptos para cálculo del tiempo disponible	50
VIII	Tiempo disponible anual por ocupación	50
IX	Actividad de mantenimiento según ocupación del personal	52
X	Número de personas por sector y ocupación requeridos	53
XI	Promedio de recorrido y tiempo de traslado	53
XII	Accesibilidad medio en áreas de cobertura de las sedes	54
XIII	Distribución de las instalaciones por sector	55
XIV	Causa de incidencias asociado a mantenimiento resultante y duración de las mismas	57
XV	Total y duración de incidencias asociado a mantenimiento resultante	57
XVI	Incidencias por sector en instalación registrada del total DEOCSA-DEORSA	59
XVII	Duración promedio de incidencias en horas por sector e instalación del total DEOCSA-DEORSA	60
XVIII	Indicadores DEOCSA-DEORSA	61

XIX	Distribución promedio de las instalaciones por sede y brigada para el sector Sur-Occidente	64
XX	Incidencias en las instalaciones del sector Sur-Occidente	64
XXI	Ubicación geográfica actual de las BOL del sector Sur-Occidente y los tiempos promedio de traslado a las instalaciones	67
XXII	Distribución de instalaciones del sector Sur-Occidente con la propuesta A	70
XXIII	Distribución de instalaciones del sector Sur-Occidente con la propuesta B	71
XIXV	Distribución de instalaciones del sector Sur-Occidente con la propuesta C	72
XXV	Resultado de las propuestas A, B y C por sede del sector Sur-Occidente tomando la base datos BDI	74
XXVI	Distribución de instalaciones sector Sur-Occidente según la prioridad	76
XXVII	Ubicación geográfica de las BOL por Sede	
XXVIII	Causa de incidencia asociado a mantenimiento resultante total y su duración promedio	80
XXIX	Causa de incidencias y su aporte al índice de calidad TTIK	83
XXX	Instalaciones SOC y su aporte al índice de calidad TTIK	84
XXXI	Valores registrados de TTIK y FMIK y la reducción de estos con la propuesta final	85
XXXII	Calculo de energía no suministrada por los índices de calidad obtenidos antes y después de la propuesta	89
XXXIII	Calculo de indemnizaciones según los indicadores TTIK y FMIK	91

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
BOL	Brigada de Operación Local
SE	Subestación
MT	Líneas de Media tensión
BT	Líneas de 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
US\$	Moneda Estados Unidos América
%	Porcentaje
f.p.	Factor de potencia
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.
Brigada	Equipo humano compuesto por dos personas asignado a desarrollar actividades de campo.
Potencia	Es el trabajo o transferencia de energía por unidad de tiempo.
Energía	Capacidad de un sistema físico para realizar trabajo.

Descargo	Corte de energía realizado en las instalaciones eléctricas de forma programado y autorizado.
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.
Sur Occidente	Región de Guatemala comprendida por los departamentos de: Escuintla, Suchitepeques y la costa de San Marcos y Quetzaltenango.
Aviso	Evento en el cual se inicia o se genera una incidencia mediante información realizada.
Incidencia	Es un evento que sucede en las instalaciones eléctricas de una empresa distribuidora que provoca la suspensión del servicio eléctrico.

RESUMEN

Como parte del crecimiento y desarrolló en Guatemala, a mediados de los años 90 surge un proceso de cambios en el sector eléctrico, cambiando de una estructura vertical a una segmentación de actividades dirigidas, claramente, a generar, transportar, distribuir y comercializar la energía eléctrica, en el año 1996 surge la publicación de la Ley General de Electricidad y su reglamento; mas adelante se emiten normas complementarias para el desarrollo de estas actividades.

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, que velan por el usuario para que le sea entregada con calidad la energía eléctrica. Para el distribuidor es importante mantener sus instalaciones adecuadamente, 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 ello, en una empresa de distribución del servicio eléctrico es muy importante la actividad de mantenimiento preventivo y correctivo que ésta haga a sus instalaciones, actividad que debe ser analizada, planificada, desarrollada y ejecutada debida y constantemente, a fin de obtener los mejores beneficios, tanto técnicos como económicos.

Por tanto, establecer las fallas y los proyectos que orienten objetivamente a una empresa de distribución a mantener sus instalaciones en optimas condiciones a través del mantenimiento de ellas es vital, pues darán como resultado calidad de servicio y el cumplimiento de las normas establecidas en la distribución del servicio eléctrico.

El presente estudio se concentra en definir una propuesta de distribución geográfica de las brigadas de operación local (BOL) para un eficiente y económico trabajo de mantenimiento correctivo, además de su evaluación de rentabilidad.

OBJETIVOS

- **General**

Determinar la distribución de brigadas de operación local llamadas BOL de forma eficiente y económico que conlleve a reducir el tiempo de falla y los índices de calidad normados por la ley.

- **Específicos**

1. Evaluar la distribución actual de brigadas de operación local y su operación en el restablecimiento de una falla en media y baja tensión en una instalación específica existente.
2. Analizar la distribución de brigadas de operación local basado en parámetros de carga instalada, longitud en kilómetros de línea de Media Tensión, accesos existentes y las causas de fallas de las instalaciones.
3. Definir una propuesta de distribución geográfica económica y eficaz que permita restablecer las fallas en tiempos mas cortos.

INTRODUCCIÓN

El servicio eléctrico es una necesidad para el usuarios y el desarrollo del país, desde el mas pequeño o gran consumidor este se utiliza para realizar las actividades diarias y de producción económica y la cual se ve afectada cuando las interrupciones al servicio eléctrico no solo es reincidente sino que, el restaurar el servicio eléctrico, por parte del distribuidor, se realiza en tiempos largos, aún si la falla es mínima.

La empresa distribuidora debe tener la capacidad de restablecer el servicio en el menor tiempo posible cuando ocurra una falla, actualmente, se tienen brigadas destinadas a la operación manual y local del restablecimiento de incidencia en las instalaciones, controladas por un centro de operaciones y que registra un tiempo largo en su normalización, causando pérdidas de energía dejadas de facturar y en algunos casos penalizaciones por parte de la CNEE.

Es aquí donde la actividad de mantenimiento correctivo forma parte importante en el negocio y la calidad de servicio eléctrico, vigilando las instalaciones que impactan considerablemente en calidad del producto suministrado al consumidor. La empresa distribuidora debe implementar una solución rentable en la operación local luego de una incidencia o corte de energía, reduciendo de esa forma pérdidas y sanciones por la CNEE.

Para que los indicadores de calidad de servicio técnico estén dentro de lo normado por la ley, se hará una evaluación de la distribución geográfica actual de brigadas de operación local y se desarrollarán opciones que permitan la reducción del tiempo en los reestablecimientos de incidencias o cortes de energía en media y baja tensión.

En el primer capítulo se enfoca en aspectos generales, los cuales deben ser conocidos para una comprensión adecuada del tema, tanto de la actividad de distribución como los aspectos regulatorios involucrados. El segundo, del proceso de resolución de incidencias que se utiliza, tanto en elementos que lo conforman, herramientas y la información alfanumérica del registro de las incidencias del periodo analizado. El tercero, en el análisis estadístico de distribución general de la distribuidora y la propuesta de distribución para un sector específico. Finalmente, el capítulo cuatro se concentra en presentar un análisis del beneficio costo del plan propuesto para el sector elegido.

1 GENERALIDADES

1.1 Leyes nacionales en Guatemala

1.1.1 Ley general de electricidad

El 13 de noviembre de 1,996 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.

En ella se establece la creación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, quiénes la conforman y las funciones principales que desempeña. Además, en ella se recopilan las definiciones más importantes de las actividades y entes que intervienen y los reglamentos de los organismos que conforman el mercado.

1.1.2 Reglamento de la Ley General de Electricidad

El 21 de marzo de 1,997 el Ministerio de Energía y Minas emitió el Reglamento de la Ley General de Electricidad, cuyo objeto es normar el desarrollo de las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de la electricidad.

En este reglamento se definen con más detalle las actividades y objetivos de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cómo se designarán sus miembros, el manejo de su presupuesto y la recaudación de fondos.

Se detallan las normas que deben ser creadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para el sistema de distribución entre ellas las Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución, NTDOID, así como las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, NTSD. Además, define cómo estructurar las tarifas del servicio con los respectivos costos asociados y el período de vigencia de las mismas.

1.1.3 Normas Técnicas del Servicio de Distribución, NTSD

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 1,999 las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD.

El objetivo de esta norma es establecer derechos y obligaciones de los distribuidores y usuarios del servicio eléctrico, 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:

- 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.

El objetivo del presente estudio, se enfoca en la calidad del servicio técnico enumerado en el inciso (c).

1.1.4 Índices de calidad del servicio técnico

Una distribuidora es evaluada en función de la continuidad del servicio de energía eléctrica que presta a los clientes. El control de la calidad del servicio técnico se llevara acabo en periodos semestrales y continuos, 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 debido a desastres naturales o causas ajenas al distribuidor.

La calidad del servicio técnico será evaluada por indicadores o índices globales e individuales establecidos en las NTSD siendo ellos: Frecuencia Media de Interrupciones por KVA (FMIK), Tiempo Total de Interrupción por KVA (TTIK); Frecuencia de Interrupciones por Usuario (FIU) y Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU) respectivamente.

Los dos primeros se refieren prácticamente a suspensiones del servicio en toda la red de media tensión y los dos últimos a usuarios conectados en media tensión o alta tensión.

1.1.4.1 Frecuencia Media de Interrupción por kVA (FMIK)

Representa la cantidad de veces que el KVA promedio de distribución sufrió una interrupción de servicio, matemáticamente se representa.

$$FMIK = \sum_j Qkfsj / Qki \quad (01)$$

Donde:

\sum_j : Suma 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.

1.1.4.2 Tiempo Total de Interrupción por kVA (TTIK)

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

$$TTIK = \sum_j Qkfsj * Tfsj / Qki \quad (02)$$

Donde:

\sum_j : Suma 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.

1.1.4.3 Frecuencia de Interrupciones por Usuario (FIU)

Representa la cantidad de interrupciones que sufre cada usuario

$$FIU = \sum Ij \quad (03)$$

Donde:

Ij: Número de interrupción j, para cada usuario

1.1.4.4 Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU)

$$TIU = \sum Tfsuj \quad (04)$$

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, se presenta los indicadores globales e individuales en la tabla I siguiente.

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

INDICADORES GLOBALES				
Usuarios conectados en Baja Tension	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	
INDICADORES INDIVIDUALES				
Usuarios conectados en Media y Alta tension	FIU		TIU	
	URBANO	RURAL	URBANO	RURAL
USUARIOS EN MEDIA Y ALTA TENSION	6	8	12	14
Para todos los usuarios	FIU		TIU	
	URBANO	RURAL	URBANO	RURAL
USUARIOS EN BAJA TENSION	6	8	12	14
USUARIOS EN MEDIA TENSION	4	6	8	10
USUARIOS EN ALTA TENSION	3		6	

El distribuidor debe pagar una indemnización fijada por estar fuera de estas tolerancias establecidas para cada indicador. El cálculo de la indemnización se realizara por la aplicación de las fórmulas siguientes

Índices globales:

$$\text{INIG} = \text{ENS sistema} * \text{CENS} \quad (05)$$

$$\text{ENS sistema} = \text{D sistema} [(\text{TTIK} - \text{TTIK límite}) / 8760] \quad (06)$$

$$\text{ENS sistema} = \text{D sistema} [(\text{FMIK} - \text{FMIK límite})(\text{TTIK} / \text{FMIK}) / 8760] \quad (07)$$

Índices individuales:

$$\text{INII} = \text{ENS Usuario} * \text{CENS} \quad (08)$$

$$\text{ENS Usuario} = \text{D Usuario} [(\text{TIU} - \text{TIU límite}) / 8760] \quad (09)$$

$$\text{ENS Usuario} = \text{D Usuario} [(\text{FIU} - \text{FIU límite})(\text{TIU} / \text{FIU}) / 8760] \quad (10)$$

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.

1.2 Niveles de tensión en una distribuidora

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 por el distribuidor, 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.

Las empresas de distribución trabajan en su mayoría específicamente con tensiones monofásicas y trifásicas de 34,500 y 13,200 voltios, para el caso de la media tensión y en 120/240 voltios y/o 240/480 voltios para la baja tensión.

A continuación se describen las instalaciones que conforman una empresa de distribución cuyo fin es proveer energía eléctrica a los usuarios tanto en media como en baja tensión.

1.3 Instalaciones de una distribuidora de energía eléctrica

1.3.1 Subestaciones de alta tensión a media tensión

Subestaciones 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.

1.3.2 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.

1.3.3 Salidas de Media Tensión (SMT)

Son las líneas que salen de las subestaciones antes mencionadas, por su construcción pueden ser en general aéreas o subterráneas y por su arquitectura radial en su mayoría, pétalo, huso, espiga, pétalo apoyado, huso apoyado, espiga apoyada, de ellas existen derivaciones que alimenta a clientes en éste nivel de tensión, estas instalaciones son propiedad del distribuidor y por ende responsable de su mantenimiento.

1.3.4 Centros de Transformación de Distribución (CT)

Son todos los centros de transformación alimentados por una salida de media tensión (34.5 kV o 13.8 kV) y lo distribuyen a niveles de voltaje menor a los 1,000 voltios en la red de baja tensión.

1.3.5 Red de baja tensión (RBT)

Son las líneas por el cual se distribuye la energía eléctrica en baja tensión que pueden ser aisladas o desnudas. Parte de un transformador de distribución para alimentar las acometidas principales de los usuarios.

1.3.6 Acometidas principales del consumidor (Ac)

Son las líneas por el cual se distribuye la energía eléctrica en baja tensión para alimentar los medidores en el punto de entrega del consumidor.

1.4 Clasificación de incidencias o fallas en una distribuidora

Una incidencia o falla en la distribuidora es la falta de servicio de energía eléctrica al consumidor. Suceso ocurrido durante la explotación y que supone una alteración no deseada en la capacidad operativa de distribución o generación de la energía.

Se evaluará la calidad del servicio al consumidor tomando las incidencias con un registro de tiempo mayor a los tres minutos debido a fallas en la red por causas internas al distribuidor.

Las incidencias serán contabilizadas por sus causas comunes que lo originan y según su localización en las instalaciones de la distribuidora que se han definido anteriormente, ubicándose generalmente en las siguientes:

- ☞ Subestaciones (SE): Si la incidencia se origina desde esta instalación.
- ☞ Salida de media tensión (SMT): Si la incidencia se origina en estas instalaciones.
- ☞ Salida de baja tensión (SBT): Si la incidencia se origina en los centros de transformación de distribución y afectara las redes de baja tensión o en la acometida principal del consumidor.

Para este análisis se tomara la base de datos y la información alfanumérica del sistema de gestión de incidencias SGI de la empresa distribuidora de electricidad Unión Fenosa Deocsa–Deorsa durante el período de Junio del 2,004 a Mayo del 2,005.

La información alfanumérica se agrupara y se contabilizara el total de incidencias del tipo interno o del distribuidor, las incidencias de tipo externo por del transportista y generadores, las de fuerza mayor definidas en la CNEE causadas por situaciones ajenas al distribuidor y que no puedan ser controlados por este, como por ejemplo: atribuidas a sismos, accidentes, condiciones climáticas severas y sabotajes.

Se han excluido las que fueran debidamente programadas y autorizadas por el ente regulador correspondiente a cada grupo de instalaciones, datos presentados en la tabla II.

En la tabla III, se contabiliza los tiempos promedio de duración en horas de las incidencias en las instalaciones asociadas por su causa.

Tabla II. Total de incidencias en las instalaciones asociado por su causa

UBICACIÓN DE LA INCIDENCIA	Sector	Causas comunes de incidencias																				Total del sector							
		Baja frecuencia	Ampliaciones : mejora	Animales	Barriletes	Causa desconocida	Fuente lluvia y viento	Corrosión o contaminación	Desbalanceo	Descarga atmosférica	Deslizamiento de terreno	Diseño defectuoso de línea	Error de mantenimiento	Falla generación	Falla en equipos de línea	Falla equipos de SE	Falla de transporte	Huracán, ción o tornado	Incendio	Otros accidentes	Requerimiento operativo		Sismo, temblor o terremoto	Sobrecarga	Trabajo originado : terceros	Vandalismo	Vegetación	Vehículos	
SE	CENTRO-OCC I		1			12	11	1	1					2	3	16				2			4		1		54		
	CENTRO-OCC II	1		2		4	4							1		3				1							16		
	CENTRO-ORIENTE			2		22	10			1				2		14										1	51		
	NOR-OCCIDENTE				1	15	1	1								1	13										33		
	NOR-ORIENTE		1			82	30	2		2				9	3	2	30				2			17		3	183		
	PETEN			7		98	59			7				27	3	2	19							4		1	227		
	SUR-OCCIDENTE			3		13	18	1		1					3	4	56									2	101		
SUR-ORIENTE			2		13	6	1							1	2	13					1					39			
Total SE	DEOCSA - DEORSA	1	2	16	1	259	139	6	1	11			36	15	14	164				6		25		7	1	704			
SMT	CENTRO-OCC I	4	2	20	33	552	704	42	10	175		3	1	124		11			3	5		10	34	7	41	21	1802		
	CENTRO-OCC II	3	1	8	103	474	666	23		187				72	1	5				3	2		4	17	2	46	9	1626	
	CENTRO-ORIENTE	7	1	19	5	599	585	37	2	202		1		2	128		8			2			7	20	4	202	5	1836	
	NOR-OCCIDENTE	1		3	17	285	298	10	2	162	1				42	2	19				2	2		8	21	4	32	3	914
	NOR-ORIENTE	7	3	20	4	1348	1190	56		360	1	1		25	197	1	38				16	2		9	46	9	233	37	3603
	PETEN		1	9		442	243	1		71					18	23	1	18			2		4	11	20	1	36	8	909
	SUR-OCCIDENTE	2	2	225	3	2079	2030	122	3	536	3	2	1		363	20	71	1	3	2	27	1	13	62	9	338	37	5955	
SUR-ORIENTE	7		112	6	1222	1450	99	2	572					234	4	13		6	1	19		31	18	6	181	11	3994		
Total SMT	DEOCSA - DEORSA	31	10	416	171	7001	7166	390	19	2265	5	7	2	45	1183	29	183	1	11	13	75	3	93	238	42	1109	131	20639	
SBT	CENTRO-OCC I		2	4	48	334	491	559	2	78			1	87					2	6			117	51	30	172	85	2069	
	CENTRO-OCC II			10	61	320	387	399		104				68						17		1	69	48	31	225	80	1820	
	CENTRO-ORIENTE			10	5	251	286	442		58				79						6			140	77	15	561	76	2006	
	NOR-OCCIDENTE			3	18	352	380	271	1	94	9	1		67						15			57	74	43	204	58	1647	
	NOR-ORIENTE		2	15	8	552	599	809	1	150	1	1		169						1	8		236	87	12	1025	128	3804	
	PETEN			3	4	152	149	178		53			1		33								72	50	11	280	52	1038	
	SUR-OCCIDENTE		1	37	11	451	488	824	2	136	3		3		171				3	17	1	1	161	71	20	707	71	3179	
SUR-ORIENTE		2	19	3	494	606	843		101	1	2			156					3	10		186	68	28	853	62	3437		
Total SBT	DEOCSA - DEORSA		7	101	158	2906	3386	4325	6	774	14	5	4	830				9	79	1	2	1038	526	190	4027	612	19000		
Total general de incidencia		32	19	533	330	10166	10691	4721	26	3050	19	12	6	81	2028	43	347	1	20	92	82	5	1131	789	232	5143	744	40343	

Tabla III. Duración promedio en oradse las incidencias en las instalaciones asociados por causa

UBICACIÓN DE LA INCIDENCIA	Sector	Causas comunes de incidencias																				Total del sector						
		Baja frecuencia	Ampliaciones x mejora	Animales	Barriletes	Causa desconocida	Fuente lluvia y viento	Corrosión o contaminación	Desbalanceo	Descarga atmosférica	Deslizamiento de terreno	Diseño defectuoso de línea	Error de mantenimiento	Falla generación	Falla en equipos de línea	Falla equipos de SE	Falla de transporte	Huracán, ciclón o tornado	Incendio	Otros accidentes	Requerimiento operativo		Sismo, temblor o terremoto	Sobrecarga	Trabajo originado x terceros	Vandalismo	Vegetación	Vehículos
SE	CENTRO-OCC I		3,2			6,7	2,6	288,8	1,2						9,2	6,1	1,4				0,5			0,8		16,4		8,9
	CENTRO-OCC II	0,0		2,0		0,1	0,6								2,2		0,3				0,2							0,6
	CENTRO-ORIENTE			1,2		9,1	5,8			1,8					10,5		1,7											4,8
	NOR-OCCIDENTE					16,7	2,5	0,1	0,0																			9,5
	NOR-ORIENTE		0,2			8,6	3,2	161,2			2,2			1,9	4,6	7,0	1,3				3,7			2,0		3,1		6,9
	PETEN			0,4		2,8	8,0				0,8			1,5	2,4	5,2	1,8							2,3		25,1		3,9
	SUR-OCCIDENTE			0,6		4,4	3,3	2,8			13,1				3,6	54,7	1,4										12,5	4,6
	SUR-ORIENTE			4,0		16,2	1,8	2,9							17,0	2,0	1,3				10,0							7,2
Total SE	DEOCSA - DEORSA	0,0	1,7	1,2	16,7	6,0	5,2	102,8	1,2	2,3			1,6	6,0	34,4	1,6				3,1			1,8		10,8	4,8	5,7	
SMT	CENTRO-OCC I	1,1	2,2	18,6	10,4	9,2	14,6	9,4	5,5	21,0		9,1	16,5	14,9		1,2			20,1	2,3		24,8	7,4	4,5	19,8	14,0	13,2	
	CENTRO-OCC II	0,3	0,6	7,1	7,4	7,3	10,0	13,4		10,8				9,8	2,4	5,0			4,7	0,5		3,9	8,7	5,7	11,4	10,6	9,1	
	CENTRO-ORIENTE	2,0	2,5	17,2	8,6	8,8	17,3	6,8	1,7	21,3		30,5	1,9	15,0		0,5			0,7			4,0	24,2	4,8	18,4	7,4	14,5	
	NOR-OCCIDENTE	0,7		4,5	12,4	13,4	21,3	12,3	0,5	24,9	23,2			17,5	26,1	3,0			0,2	4,1		8,9	46,7	16,2	22,3	28,7	19,0	
	NOR-ORIENTE	1,7	3,2	7,2	8,7	5,2	11,4	9,2		14,0	2,3	17,7	1,6	13,9	25,5	1,5				1,0	0,3	15,3	10,6	7,4	15,1	11,2	9,4	
	PETEN		0,5	8,8		3,4	8,4	7,2		14,3				1,0	12,3	0,4	16,7		8,0		3,3		6,5	12,1	4,4	12,9	12,2	6,8
	SUR-OCCIDENTE	0,7	1,0	13,4	3,0	6,6	12,5	20,5	0,4	20,1	13,1	12,3	2,2		18,1	1,6	0,8	5,6	11,2	2,3	0,7	0,0	14,6	12,3	49,4	18,2	14,1	11,8
	SUR-ORIENTE	1,8		12,5	13,7	8,5	12,7	19,7	0,3	17,2					12,0	2,5	0,7		8,4	12,7	1,0		9,9	16,6	10,1	15,0	21,7	12,2
Total SMT	DEOCSA - DEORSA	1,5	2,0	13,0	8,7	7,2	13,0	15,5	3,2	17,9	12,9	14,3	9,4	1,4	14,9	4,2	2,9	5,6	9,1	7,2	1,2	0,2	11,5	15,4	16,7	16,8	13,6	11,7
SBT	CENTRO-OCC I		1,2	5,3	11,6	18,9	17,4	15,7	30,7	23,0			6,4		27,4				4,6	12,9		26,4	11,7	17,6	18,6	12,4	17,9	
	CENTRO-OCC II			7,2	6,9	8,8	9,6	10,1		17,6					12,1					5,8	1,6	7,7	7,2	5,1	9,2	6,0	9,5	
	CENTRO-ORIENTE			27,5	1,3	14,3	17,2	15,6		22,2					18,8					7,1		15,7	13,9	11,8	16,9	9,9	16,0	
	NOR-OCCIDENTE			7,6	13,5	24,0	21,7	22,5	11,5	32,4	31,1	2,3		17,9						12,6		28,2	14,7	15,7	20,9	16,9	22,1	
	NOR-ORIENTE		20,6	12,2	9,7	14,1	14,3	14,4	25,0	21,9	28,3	5,1		15,2					3,8	20,9		13,0	10,2	13,0	13,7	10,2	14,2	
	PETEN			18,1	9,3	12,8	14,8	13,2		19,2		7,3		14,6								12,5	9,5	27,8	13,5	9,3	13,5	
	SUR-OCCIDENTE		101,6	11,1	11,6	20,7	22,7	20,6	8,6	41,7	14,9		16,0		23,3				24,9	11,9	2,4	5,1	25,5	15,2	19,9	19,5	13,3	21,5
	SUR-ORIENTE		0,4	8,1	3,1	16,0	15,0	17,1		33,1	3,4	30,2			30,0				3,2	7,0		24,0	15,4	18,5	14,3	13,0	17,1	
Total SBT	DEOCSA - DEORSA	20,8	11,8	9,3	16,6	16,6	16,4	19,2	27,5	25,4	15,0	13,6		21,2				10,8	10,7	2,4	3,4	19,2	12,5	15,3	15,6	11,1	16,7	
Total general de incidencia		1,4	8,9	12,4	9,0	9,8	14,0	16,5	6,8	20,3	22,1	14,6	12,2	1,5	17,4	14,1	2,3	5,6	9,9	10,2	1,3	1,5	18,6	13,0	15,6	15,8	11,6	14,0

2 PROCESO DE ATENCIÓN DE INCIDENCIAS EN LA DISTRIBUIDORA

Dado la cantidad de incidencias en las instalaciones que son reportados a la distribuidora, se tiene un proceso de atención de incidencias establecido para restablecer las fallas y que se describe a continuación.

2.1 Elementos que conforman la atención de incidencias

2.1.1 Oficina Telefónica las 24 Horas (OT24H)

Es la oficina de atención al cliente las 24 horas del día, a través de ella todo cliente o usuario vía teléfono o radio efectúa un aviso generando una incidencia que indica la falta de energía eléctrica en las instalaciones del sector que lo alimenta.

La OT24H interactúa con el usuario y recopila la información necesaria para ingresarlo al sistema de gestión de incidencias (SGI) generando un número de aviso que lo identifica para su seguimiento, según la ubicación de la falla reportada se direcciona a servicio técnico si esta fuera en la acometida del cliente o bien al centro de operación de red (COR) y poder así darle el seguimiento respectivo.

2.1.2 Centro de Operación de Red (COR)

Es la unidad operativa de la empresa que asume el control permanente del sistema eléctrico a ella asignado. Es la unidad responsable de la vigilancia, operación y control de la red eléctrica, para asegurar la calidad y continuidad en el suministro.

El centro de operación de red (COR) lo conforma operadores, jefes de operadores y la gerencia de operación que con el uso del sistema operativo de red en tiempo real como herramienta principal y las brigadas de operación local como personal humano destinadas a la búsqueda de la falla en campo restablecen el servicio eléctrico derivado de una falla de las instalaciones.

2.1.3 Brigadas de Operación Local (BOL)

Las brigadas de operación local (BOL), es el personal humano de la empresa o personal subcontratado ubicado estratégicamente en campo que trabaja bajo las instrucciones del COR, que cuenta con los recursos, herramientas y materiales necesarios para realizar maniobras en la red bajo estrictas normas de seguridad para localizar averías de pequeña y mediana envergadura en cualquier instalación propiedad de la empresa distribuidora.

2.2 Herramientas para la atención de incidencias en la distribuidora

2.2.1 Sistema operativo de red en tiempo real

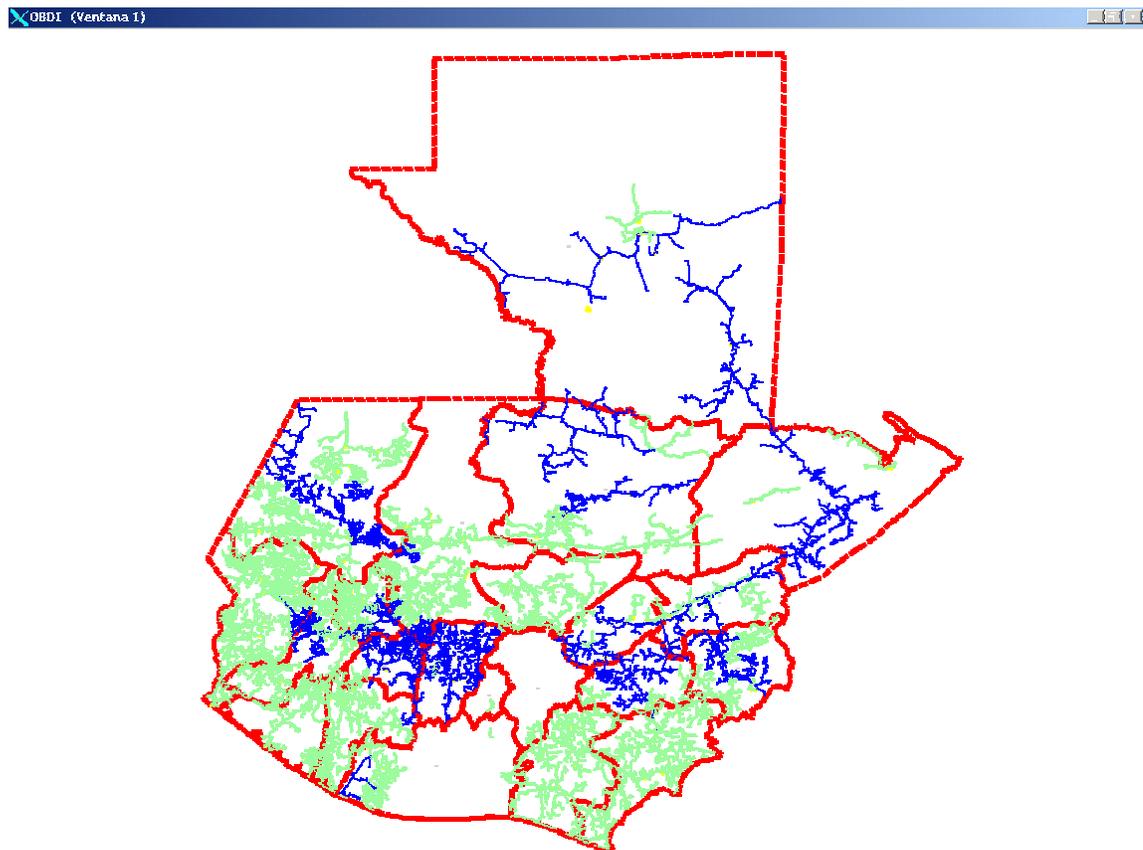
El sistema operativo de red en tiempo real es una herramienta gráfica de las instalaciones de la red eléctrica en la cual, los operadores del COR visualizan una gráfica de la red de media tensión que es una copia exacta de la

situación real en campo, por tanto, permite gestionar, controlar y supervisar en todo momento la explotación de dicha red, permitiendo almacenar e interactuar con esta información para consultarla o actualizarla.

Este sistema esta integrado por tres bloques básicos los cuales se comunica por medio de una interfase:

- 1.- Sistema de Gestión de Incidencias (SGI).
- 2.- Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA) y
- 3.- Sistema de Gestión de Operaciones (SGO).

Figura 1. Vista general del sistema operativo en tiempo real



Fuente: BDI, DEOCSA/DEORSA.

2.2.1.1 Sistema de Gestión de Incidencias (SGI)

El Sistema de Gestión de Incidencias (SGI) permite una gestión adecuada de los problemas detectados en la Red de Distribución Eléctrica, a efectos de optimizar los recursos empleados para su resolución, reducir el tiempo de localización de los mismos, mejorar la calidad de atención al cliente y facilitar a la empresa distribuidora de energía eléctrica los mecanismos de control necesarios para aumentar la eficacia de su gestión.

Este módulo está íntimamente ligado con el Sistema de Gestión de Operaciones (SGO), el cual proporciona una visión gráfica de la red en estado real y que permite al usuario controlar, gestionar y supervisar en todo momento la explotación de la red.

Para el seguimiento a una incidencia es necesario seguir el procedimiento establecido. El ciclo de vida de una incidencia comienza con la recepción de avisos en la OT24H vía teléfono y/o radio o por el Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA), a los que el operador del COR les generará ordenes de trabajo. Una vez hecha la orden de trabajo, se generarán y actualizarán las incidencias por medio de personal del centro de maniobras, resolviendo las incidencias gracias a las labores de las distintas brigadas de operación local que trabaja en el campo.

Cuando se generan incidencias es necesario mantener un registro de los estados brigadas/contratas. El Sistema de Gestión de Incidencias (SGI) está conformado por varios módulos funcionales, descritos brevemente a continuación

- **Gestión de avisos**

En la gestión de avisos, integrado en el Sistema SGI, se ingresan los avisos que afectan a la red eléctrica de distribución de media tensión. Los avisos pueden proceder ya sea de clientes o de cualquier persona que detecta una posible avería en la red eléctrica de distribución de media tensión. El sistema agrupa los avisos según la alimentación de los suministros afectados y la información de la situación actual de la red eléctrica de distribución de media tensión.

Existen cuatro tipos de avisos que se enumeran a continuación:

1. **Aviso normal:** la persona que da el aviso es el propietario del servicio y el telefonista identifica al cliente por medio del número de NIS (Número de Identificación de Suministro), dirección o número de identificación. De aquí en adelante se denomina con el nombre de aviso normal.
2. **Aviso de ayuda:** el problema es ajeno al suministro de la persona que realiza la llamada, de tal forma que es una llamada indicando que existen cables caídos en la vía pública, fuego, postes rotos, etc.
3. **Avisos de alumbrado público:** el aviso ingresa debido a que es afectado el alumbrado público.
4. **Avisos de calidad:** el aviso ingresa debido a la mala calidad de suministro producida por mala regulación de tensión, desbalance, flicker y armónicos producidos en la red de media o baja tensión.

Al ingresar un aviso al sistema se puede determinar o no la instalación que alimenta al suministro, por lo que los avisos normales y de calidad se dividen en:

- Avisos con alimentación: proporcionan un mayor apoyo a los operadores del COR, ya que al conocer la instalación que alimenta a los suministros se pueden localizar gráficamente y se pueden agrupar de forma automática los avisos que provienen de una misma causa, lo que facilita el trabajo al aportar una idea más clara de la problemática y optimizar los recursos para la resolución de problemas.
- Avisos sin alimentación: el operador del COR, basándose en su experiencia e información de la que dispone a través de las brigadas con las que tiene comunicación constante, debe determinar cuál es la instalación que alimenta al suministro y a partir de este momento serán tratados como avisos con alimentación.

Al recibir los avisos con este sistema se obtiene las siguientes ventajas:

- Mejora de la atención al cliente
- Obtención de la información asociada a los avisos
- Reducción del tiempo en la detección de averías
- Eficiencia máxima de las brigadas

El seguimiento de los avisos recibidos por los telefonistas de la OT24H es responsabilidad de los operadores del COR darle seguimiento.

- **Gestión de incidencias**

Una incidencia es un problema identificado en la red de distribución eléctrica que afecta a los usuarios de la empresa distribuidora. La gestión de incidencias es la herramienta que facilita el seguimiento del problema surgido en la red de media o baja tensión y de documentar las acciones que se llevan a cabo para resolverlo. Una incidencia es resultado de uno o varios avisos debido a la posible causa de una avería en algún elemento de la red incluyendo los elementos aguas abajo que cuelgan de dicho dispositivo.

Se consideran los siguientes tipos de incidencias:

- Incidencias imprevistas: detectadas por medio de avisos de los usuarios o por un disparo de un elemento telecontrolado desde el Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA). Surgen como consecuencia de una maniobra con o sin pérdida de energía, de un problema al nivel de suministro o de un disparo de cualquier elemento por actuación de la protección de una instalación sobre la red de media y baja tensión. Un caso particular de las incidencias del Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA) son los reenganches. Los reenganches son aperturas y cierres en un tiempo muy corto.
- Incidencias programadas: generadas mediante la solicitud de un descargo o corte de energía en la red de distribución, para cubrir ciertas necesidades. Son aquellas incidencias programadas para el mantenimiento de la red de media o baja tensión y las puestas en servicio de las nuevas instalaciones a poner en explotación. Estas incidencias son autorizadas previamente por el ente regulador.

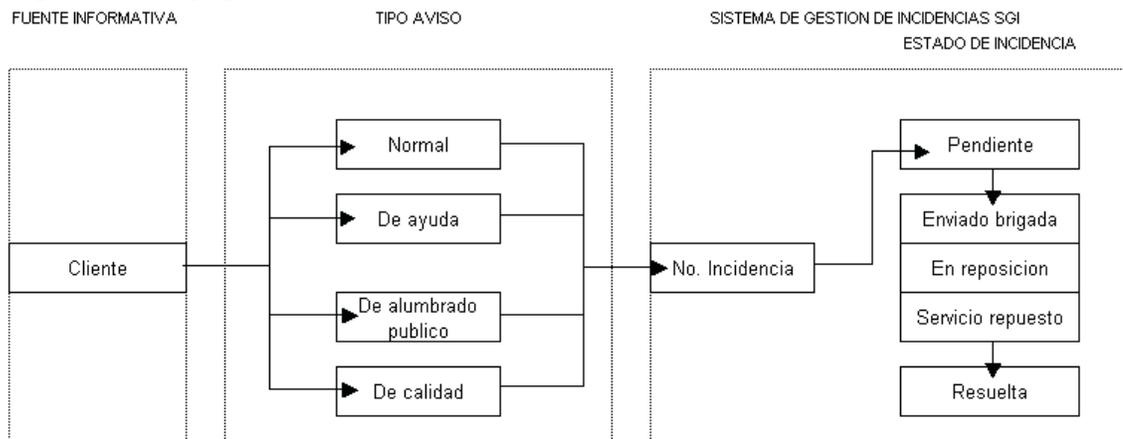
- Incidencias de calidad: generadas a partir de avisos de calidad. Surgen como consecuencia de mala calidad en el servicio, como lo es la mala regulación de tensión, desbalance de tensión, flicker y armónicos producidos en la red de media o baja tensión.

Los estados que hay que tomar en cuenta, por los cuales pasa una incidencia desde que se detecta hasta el momento que es resuelta son los siguientes:

- Pendiente: es el primer estado que toma una incidencia. Aquí es donde ya se ha detectado la apertura automática del elemento de protección, pero todavía no se ha enviado a una brigada para determinar el elemento causante de la avería.
- Enviado brigada: la Incidencia toma este estado cuando el operador del centro de maniobras le asigna una brigada a la incidencia para empezar a resolver el problema. Si se dispone de los medios para hacerlo, la brigada comienza el trabajo.
- En reposición: este estado indica que se ha restablecido parcialmente el servicio pero no se ha restablecido el servicio sobre el elemento causante (averiado o abierto). En incidencias sin pérdidas (imprevistas, programadas) o incidencias de calidad no existe este estado, ya que no puede haber reposición si no existen interrupciones.
- Servicio repuesto: con este estado se indica que todo el servicio ha sido reanudado completamente y la red se ha colocado en su estado normal.

- Resuelta: este es el último estado por el que pasa la incidencia. Indica que ha sido solventada definitivamente. La resolución de la incidencia se debe realizar manualmente en el sistema ingresando los comentarios de lo sucedido.

Figura 2. Flujograma de aviso e incidencias



- **Gestión de descargos**

Se genera o define el corte programado y se envían a la oficina técnica de operaciones para que éste sea el encargado de revisarlo, rechazarlo o modificarlo previo a su aprobación y publicación respectiva. Esto se realizará a través del Sistema de Gestión de Operaciones (SGO), en niveles de tensión con representación gráfica, y desde el Sistema de Gestión de Incidencias (SGI), en niveles de tensión sin representación gráfica, como lo es la baja tensión.

La gestión de descargos programados mediante el SGI nos permite:

- Información al cliente: cuando el cliente efectúe la llamada, el telefonista puede informarle que la falta de servicio es debido a un descargo y la hora a la que se repondrá el servicio.

- Conocimiento del estado real de la red: el operador del COR dispondrá de información actualizada de los cortes que deberá realizar y proporcionará las maniobras que realice al momento de la ejecución del descargo.
- Reducción del tiempo que el cliente estará sin servicio: debido a la coordinación en la generación y aprobación del descargo el operador del COR podrá realizar solo las maniobras necesarias y así reducir el tiempo en que el cliente va a estar sin servicio.
- Evita cortes a clientes importantes: debido al análisis previo a la aprobación del descargo el operador del COR realizará las maniobras adecuadas para evitar que los clientes importantes se queden sin servicio. Los clientes importantes son los que tienen un consumo de potencia arriba de 100 KVA

- **Gestión de mantenimiento**

Esta funcionalidad es la que se encarga de la actualización de la base de datos para mantener al día los estados de los recursos humanos y materiales, para poder resolver las incidencias con lo que realmente se puede contar.

El mantenimiento de las brigadas engloba alta, baja y modificación de sus datos. También incluye la asignación de los horarios de trabajo de las mismas para informar en que momento se puede contar con ellas. Mediante la asignación de incidencias a cada brigada en un período de tiempo dado se irán modificando los datos de estadísticas de las tareas y ordenes de trabajo que las brigadas han realizado.

Existe un mantenimiento de información climatológica, para enterarse de las condiciones a las cuales se enfrentará una brigada al resolver una incidencia. Los valores a mantener son la temperatura máxima, temperatura mínima, humedad, dirección, velocidad del viento, etc., los cuales son conseguidos por los medios de información adecuada del país.

La gestión de mantenimiento nos permite lo siguiente:

- Disposición de información real y actualizada de los recursos de trabajo: es necesario tener la información adecuada para saber cuales son los recursos de trabajo que se tienen en determinado momento.
- Mejora de la gestión de incidencias: al disponer de la información adecuada le permitirá al operador del centro de maniobras tomar las medidas preventivas y necesarias según sea la situación.
- Mejora de la disposición de las brigadas: por medio de la información real y actualizada de las brigadas, se permite seleccionar en cada momento la más cercana a la incidencia o la que tenga el perfil más adecuado según la gravedad del caso.

- **Gestión de consultas**

Las consultas permiten llevar un control y supervisión del trabajo que se está realizando para solucionar las incidencias de la red eléctrica.

Se consideran cinco tipos de consultas que se permiten hacer desde el sistema SGI:

1. Consulta de tareas y órdenes de trabajo: se pueden observar las órdenes de trabajo de las brigadas y las tareas que están realizando por medio de los estados en los que se encuentran, rangos de fechas y por nombre de las brigadas.
2. Información al cliente: proporcionan la información sobre las incidencias y sus interrupciones que han afectado a cada uno de los clientes.
3. Generación de informes: se pueden generar informes de avisos, incidencias, brigadas e instalaciones, seleccionando los campos que se necesiten y los criterios de los mismos.
4. Edición de informes: Permite al usuario del sistema generar y editar informes de conocimientos básicos de incidencias.
5. Control de telefonistas: el jefe de los telefonistas 24 horas podrá revisar la calidad de trabajo de los telefonistas, sacando un promedio de avisos recepcionados por el telefonista.

2.2.1.2 Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA)

Es el centro dinámico del sistema de control de energía eléctrica en tiempo real. Es un software que proporciona el procesamiento del control supervisión, monitoreo de la adquisición de datos, almacenamiento de datos, despliegue y control de alarmas.

Por medio de este sistema se pueden hacer maniobras, obtener lecturas de estados de elementos, lecturas de medidas, almacenar datos etc., en tiempo real.

Para el Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA) se presenta algunos de los módulos que contiene:

- Base de datos: es una base de datos en tiempo real donde cada componente automatizado se representa como un punto lógico.
- Gestor de eventos: permite programar respuestas automáticas ante eventos del sistema en tiempo real. Recibe, organiza y notifica todos los eventos que ocurren en tiempo real, en el campo.
- Informes: permite generar informes contenidos en la base de datos, según para lo que se haya configurado.
- Interfaz usuario: permite la representación de los puntos de red de una forma gráfica o intuitiva. También permite la definición de la base de datos y su manejo.

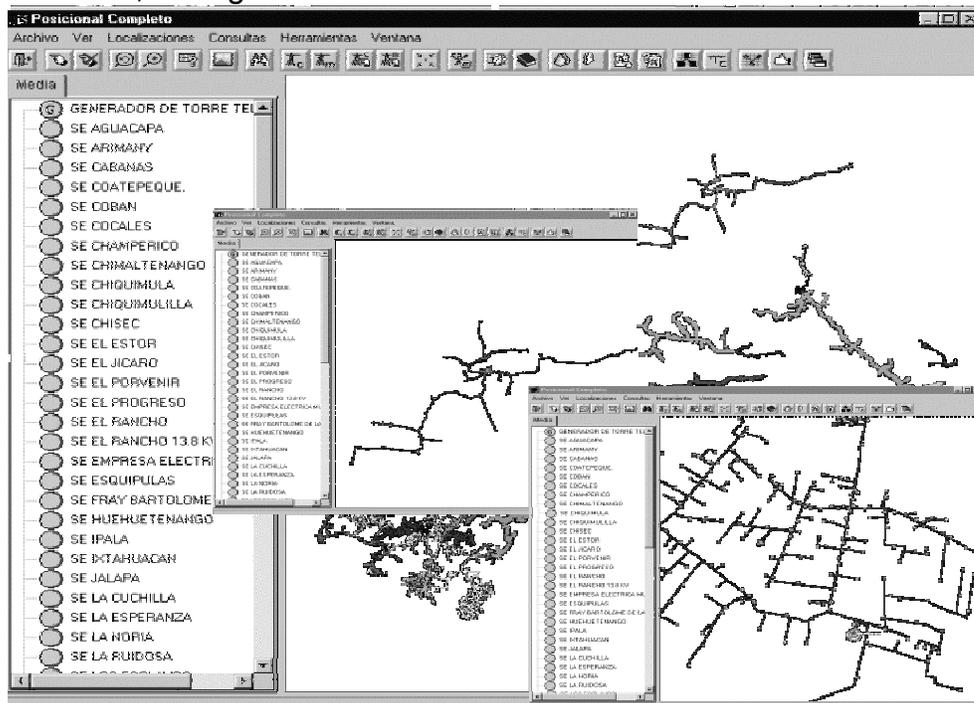
2.2.1.3 Sistema de Gestión de Operaciones (SGO)

El Sistema de Gestión de Operaciones (SGO) es una herramienta gráfica de trabajo para los operadores de una red eléctrica. La visión gráfica de la red es siempre una copia exacta de la situación real en campo, por lo que, permite gestionar, controlar y supervisar en todo momento dicha red. Almacena exactamente todas las conexiones existentes entre instalaciones y permite interactuar con esta información para consultarla o actualizarla.

Está integrado con el sistema SGI, sistema que permite la gestión de avisos y de incidencias, informando de las maniobras realizadas sobre el sistema y las interrupciones generadas o resueltas como consecuencia de las mismas. También dispone de una interfaz que permite la comunicación de una forma bidireccional con el Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA).

Para el sistema SGO se presenta algunos de los módulos funcionales que contiene:

Figura 3. SGO, vista general



Fuente: SGO, DEOCSA/DEORSA.

- **Conectividad**

Es una herramienta del Sistema de Gestión de Operaciones (SGO) que se basa en las conexiones entre sí de las instalaciones de la red de distribución de

energía eléctrica. Permite determinar si los elementos están o no alimentados por alguna fuente de alimentación.

La conectividad permite identificar las diferentes líneas de distribución por colores, de forma que todos los tramos alimentados por una línea tienen el color propio, mientras que los tramos que carecen de alimentación se representan mediante el color blanco (Esto es configurable).

La conectividad se actualiza en todo momento como resultado de cualquier operación realizada sobre la red de distribución, ya sean maniobras, altas o bajas de elementos en la red o modificaciones de la conexión entre dos o más elementos.

- **Visión gráfica**

Proporciona todas las herramientas gráficas necesarias para la operación de la red de distribución de energía eléctrica, permitiendo que el usuario del (SGO) pueda visualizar la red de una forma lógica, por colores según cuál sea la línea que alimente cada instalación.

Todas las instalaciones gráficas tienen información alfanumérica asociada que permite identificarlas. Esta información alfanumérica es completamente parametrizable según sean la necesidad de la empresa distribuidora.

Este modulo muestra los siguientes ambientes gráficos que ayudan a la operación de la red de distribución de energía eléctrica:

- Gráfico completo: ventana principal que contiene una visión general de la red con todas sus instalaciones.

- Gráfico simplificado: permite la consulta de una o varias líneas de forma aislada localizándola en una ventana independiente en la que se podrá visualizar todas las instalaciones que en la situación actual son alimentadas por dicha línea, así como sus elementos terminales, que en caso de ser fronteras con otras líneas, presentarán una referencia de la línea con la que actúan de frontera. Elemento frontera se le llama a los elementos que pueden alimentar a otras cuando no estén energizadas o no posean la suficiente potencia para alimentar la carga demandada.
- Gráfico de esquemas unifilares: permite representar los esquemas unifilares de las subestaciones o elementos que lo necesiten.
- Gráfico general de estados normales: gráfico en el que se representa toda la red, caracterizando las líneas por colores según su estado normal antes de cualquier maniobra realizada sobre cualquier elemento de la red de distribución de energía eléctrica.

- **Consultas**

Proporciona información sobre instalaciones, maniobras, conectividad e incidencias. Se describe brevemente algunos de los bloques que contiene:

- Consulta rápida de instalaciones: muestra los datos técnicos más importantes del elemento seleccionado (es configurable la información que se desea visualizar).
- Arbol alfanumérico de instalaciones: muestra en forma de árbol genealógico la subestación con sus respectivas salidas de media tensión.

- Diario de maniobras: muestra el listado de maniobras (con la información más importante) realizadas en la red dentro del período seleccionado (siendo configurable la información deseada).
- Consulta de fuentes: muestra la instalación que alimenta el elemento seleccionado.
- Búsqueda de instalaciones: por medio de la información alfanumérica, muestra la ubicación gráfica de la instalación deseada.
- Supervisión de red: muestra un listado de las instalaciones que se encuentran es estado anormal, sin servicio y los acoplamientos entre líneas de acuerdo a los filtros deseados, como lo son: zonas, tipo de instalaciones, elementos aguas debajo de una determinada subestación etc.
- Consultas por selección gráfica: muestra todos los datos alfanuméricos a partir de la localización gráfica de los elementos ubicados en el plano.
- Selección de capas de la base de datos: muestra las distintas instalaciones por medio de capas.

- **Gestión de incidencias**

Herramienta de la que dispone el operador del COR para poder interactuar con la red, permitiendo la realización y simulación de maniobras que permitan prolongar el servicio o cortar la alimentación de la línea a partir de un determinado punto, con el fin de responder a las necesidades dinámicas de la red: averías, descargos, desplazamientos de cargas, etc.

Con todas las herramientas mencionadas anteriormente se puede tomar una decisión más rápida al maniobrar un elemento. Se permiten simular instalaciones temporales como generaciones particulares y puentes para restablecer la energía eléctrica. Se tiene una ayuda para ubicar los elementos de acople con otras salidas de media tensión, para tener una visión global de todas las alternativas que se tienen al haber una falla. Se pueden maniobrar elementos desde los esquemas unifilares y todos aquellos elementos que tengan telecontrol se pueden maniobrar ya sea desde el Sistema SGO o desde el SCADA.

El módulo de maniobras está relacionado directamente con la gestión de incidencias ya que una maniobra generará una incidencia de cualquier tipo en el Sistema SGI. Desde este entorno se podrán abrir órdenes de trabajo y asignar tareas a las distintas brigadas de operación local.

Se puede acceder de varias formas dependiendo en que entorno se estén realizando las consultas para facilitar el acceso a las maniobras que puedan resolver una avería.

- **Aprobación y ejecución de descargos**

Es la herramienta que permite al operador de la red analizar los descargos: aprobarlos, rechazarlos y modificarlos, así como definir interrupciones, es decir, cortes programados en el servicio.

Un descargo es una incidencia programada, en la que se puede definir las interrupciones de servicio que se van a producir, así como visualizar los trabajos de puesta en servicio que se van a llevar a cabo.

Debido a la visualización gráfica de las instalaciones, es mucho más fácil para el operador estimar las consecuencias de una interrupción de servicio o el resultado de una puesta en servicio.

Una vez que el descarga ha sido activado o iniciado, el sistema SGI generará una incidencia programada que podrá ser enviada al sistema SGO.

- **Puesta en servicio**

La puesta en servicio consiste en la actualización de la base de datos de instalaciones (BDI) con la información que se incorpora en trabajos que provienen de los descargos. Esta actualización se hará sobre una capa de desarrollo y cuando llega el momento de poner en servicio dicha obra por medio del sistema se pondrá en la capa de producción que es la capa que visualizan todos los usuarios.

- **Reconfiguración de red**

Consiste en el cambio de los estados normales de los elementos que componen la red. Los estados normales son las posiciones en que se encuentran normalmente todos los elementos de la red.

La red tiene un estado óptimo de explotación, distinto del estado real, el cual varía con el tiempo. Permite efectuar los cambios en la red normal visualizando previamente las implicaciones de dichas modificaciones en las líneas.

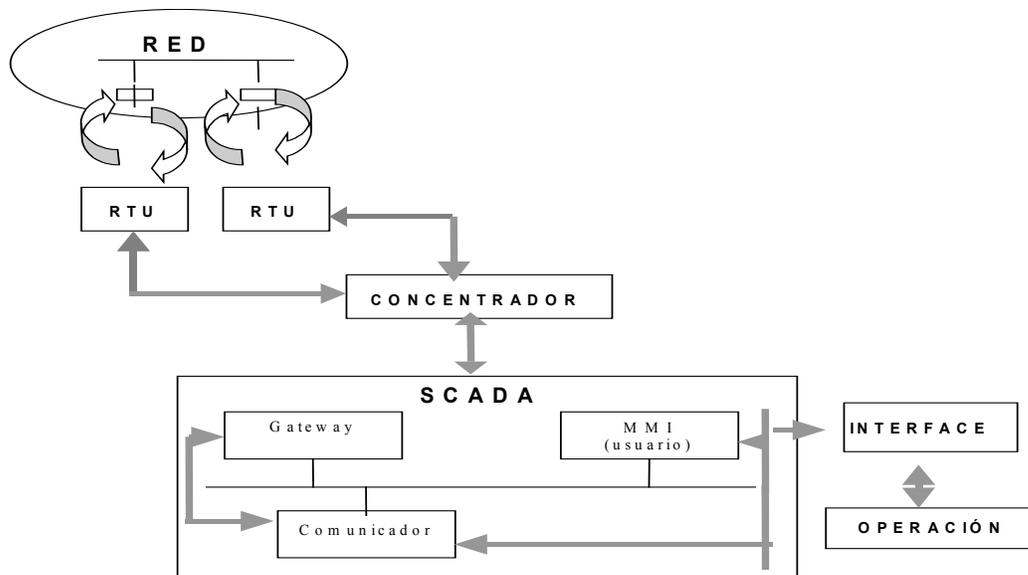
- **Instalaciones temporales**

Proporciona la funcionalidad necesaria para el tratamiento de puentes amovibles y generación móvil. El objetivo de ambos tipos de instalaciones es dar servicio a zonas que hayan perdido tensión, ya sea por la conexión a una zona con tensión a través del puente amovible o por la conexión de un elemento generador, los puentes amovibles unen dos instalaciones tipo línea y son maniobrables.

2.2.2 Base datos de instalaciones (BDI)

La base datos de las instalaciones (BDI) es una herramienta gráfica de trabajo para los usuarios encargados del mantenimiento y actualización de la red eléctrica. Al igual que el sistema SGO, es una copia de la situación real en campo de las instalaciones de media tensión.

Figura 4. Flujograma SCADA, SGI, SGO



La BDI esta integrado al sistema gestión de trabajos (SGT) sistema que permite llevar la ejecución y/o modificaciones nuevas de las instalaciones en campo, es a través del SGT donde se gestionan los descargos con actualizaciones de BDI, posteriormente el sistema SGO refleja las instalaciones actualizadas en la BDI al poner en servicio la instalación finalizada con la ejecución de una incidencia programada previamente gestionado y aprobado.

Para la BDI se describe algunos de los módulos funcionales que contiene:

- **Visión grafica**

Presenta una copia exacta de la situación real en campo de las instalaciones de media tensión. Proporciona todas las herramientas necesarias para que el usuario del sistema pueda consultar cualquier elemento instalado o bien, identificar la red de forma lógica por colores según cual sea el nivel de tensión que lo alimenta.

A diferencia del sistema SGO, la BDI presenta únicamente dos colores, en uno la red con nivel de tensión 13.8 kV y en otro la red con nivel de tensión 34.5 KV.

- **Gestión de capas**

Es el modulo que permite seleccionar y agregar componentes en la visión grafica del sistema BDI.

La gestión de capas del sistema permite visualizar las siguientes opciones:

- Cartografía urbana: presenta gráficamente las principales calles y avenidas de los cascos urbanos permitiendo al usuario del sistema una mejor ubicación de un elemento o instalación de campo.
- Límites urbanos: presenta en la visión gráfica al usuario identificar el límite urbano de un departamento de Guatemala con otro.
- Poblados: muestra en la visión gráfica al usuario los nombres de los poblados de la cartografía urbana.
- Red eléctrica actual: muestra en la visión gráfica al usuario toda la red eléctrica de media tensión actual como una copia de la situación de campo.

- **Consultas**

Es el módulo de la BDI que permite al usuario del sistema hacer la consulta alfanumérica de información técnica y ubicación geográfica de un elemento en específico.

El módulo consulta alfanumérica nos proporciona la información de los siguientes elementos:

- Banco de capacitores
- Centros de transformación
- Interruptor
- Tramos
- Salidas de media tensión
- Subestaciones, etc.

- **Selección de área**

La selección de área es un modulo de la BDI que permite al usuario del sistema realizar la búsqueda de alguna instalación específica. La utilización de este modulo depende de la información que se proporcione al usuario el cual puede ser:

- Coordenadas UTM del plano
- Matricula de centros de transformación como entidad eléctrica
- Nombre de pueblos, municipios y departamentos como entidad no eléctrica.

- **Identificación rápida**

La identificación rápida, es otro modulo de la BDI, que permite al usuario del sistema identificar un elemento del sistema desde la visión grafica proporcionando rápidamente un resumen de la información del elemento seleccionado.

- **Selección de instalaciones por polígono**

La selección por polígono, es otro modulo de la BDI, que permite al usuario del sistema obtener un informe completo de la instalación que se haya seleccionado con el modulo.

- **Consulta de trabajos**

En este modulo, se realizan las consultas de los trabajos realizados y que se hayan actualizado en la BDI. Este módulo es útil cuando los trabajos

requieren de la ejecución del descargo para la puesta en servicio en campo de la instalación, verificando que las instalaciones ingresados al sistema BDI estén según lo realizado en campo.

- **Consulta de conectividad**

Es un modulo de la BDI que permite identificar las líneas de distribución presentados en la visión grafica por colores separándolas por un color diferente. Se presentan dos tipos de consulta:

1. Aguas abajo: todas las instalaciones ubicados aguas abajo es decir, en dirección de la corriente alejándose de la subestación que alimenta al elemento seleccionado.
2. Aguas arriba: todas las instalaciones ubicadas aguas arriba es decir, contra la dirección de la corriente acercándose a la subestación que alimenta al elemento seleccionado.

2.2.3 Medios de Comunicación

Los medios de comunicación es otra herramienta útil en el proceso de atención de incidencias. Desde la gestión del aviso hasta la resolución del mismo es primordial el uso de esta herramienta ya que sin es posible trasladar toda la información. Indudablemente los medios mas utilizados en el proceso son:

1. Teléfono
2. Radio transmisor y
3. Correo electrónico

2.3 Registro de incidencias

El registro de incidencias se realiza directamente del sistema de gestión de incidencias (SGI), toda vez que las partes involucradas en el proceso de atención desarrollen las actividades asignadas al proceso definido.

2.3.1 Desarrollo de responsabilidades

- **OT24H**
 - Ingresar avisos de ayuda, calidad, falta de suministro y alumbrado público en el SGD.
 - Consultar en SGI el avance de la incidencia.

- **BOL**
 - Localizar y reparar las averías indicadas por el Operador del COR.
 - Ejecutar las maniobras que le indique el Operador del COR.

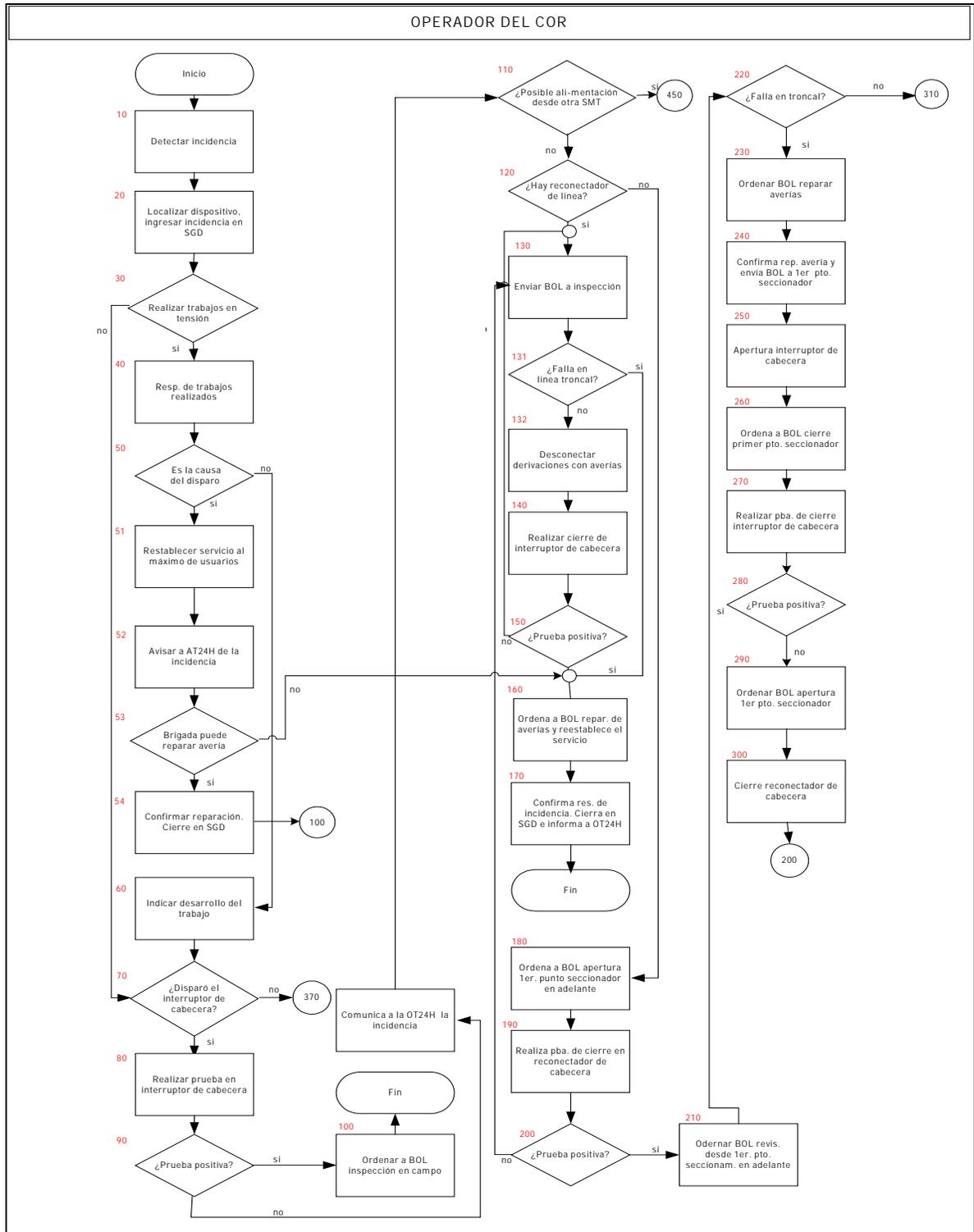
- **Brigada de Mantenimiento**
 - Reparar, bajo la dirección del Operador del COR, aquellas averías que, por su magnitud, por falta de medios u otros motivos, la BOL no vaya a abordar.
 - Prestar mantenimiento preventivo a LMT y/o Subestaciones.

- **Operador del COR**
 - Ordenar y realizar las maniobras necesarias para localizar y aislar, cuando sea posible, las averías con la mínima afectación de clientes.

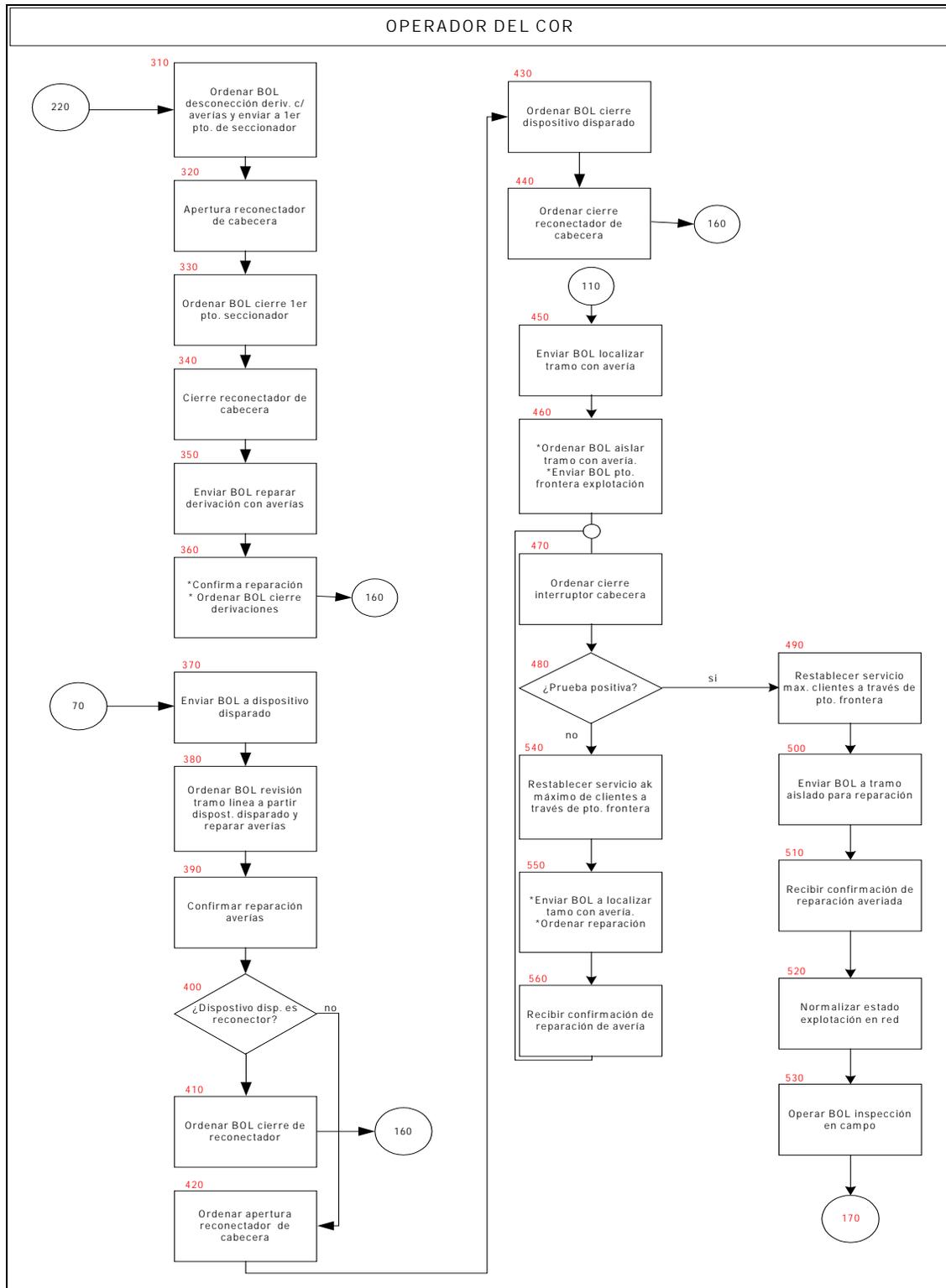
- Enviar a la BOL al lugar de la avería, o solicitar al Responsable de Mantenimiento que envíe una brigada de mantenimiento, para proceder a su reparación.
 - Comunicar a OT24H la aparición de una incidencia que conlleve pérdida de mercado.
 - Normalizar el estado de la red.
 - Informar al Responsable de Mantenimiento sobre avisos de alumbrado público, de calidad y de ayuda.
 - Coordinar actuaciones con otros agentes de mercado afectados.
 - Realizar el descargo y definir la zona protegida.
 - Coordinar en tiempo real los diferentes trabajos que se están realizando en todas las instalaciones con proximidad a la red.
- **Personal de Mantenimiento de Subestaciones**
 - Ejecutar las maniobras que le indique el Operador del COR.
 - Realizar mantenimiento a equipos de subestaciones.
- **Responsable de Mantenimiento**
 - Atender avisos de calidad, alumbrado público y ayuda.
 - Enviar una brigada de mantenimiento al lugar de la avería para proceder a su reparación.
 - Informar al Operador del COR la resolución de incidencias de alumbrado público, ayuda y de calidad.
 - A solicitud del COR, apoyar a las BOL en la resolución de incidencias.

Lo anterior se resume en un flujograma donde los operadores del COR son los responsables del seguimiento de los mismos.

2.3.2 Flujoograma del proceso de atención de incidencias



Continuación



3 DISTRIBUCION GEOGRAFICA DE BRIGADAS

3.1 Distribución actual de brigadas

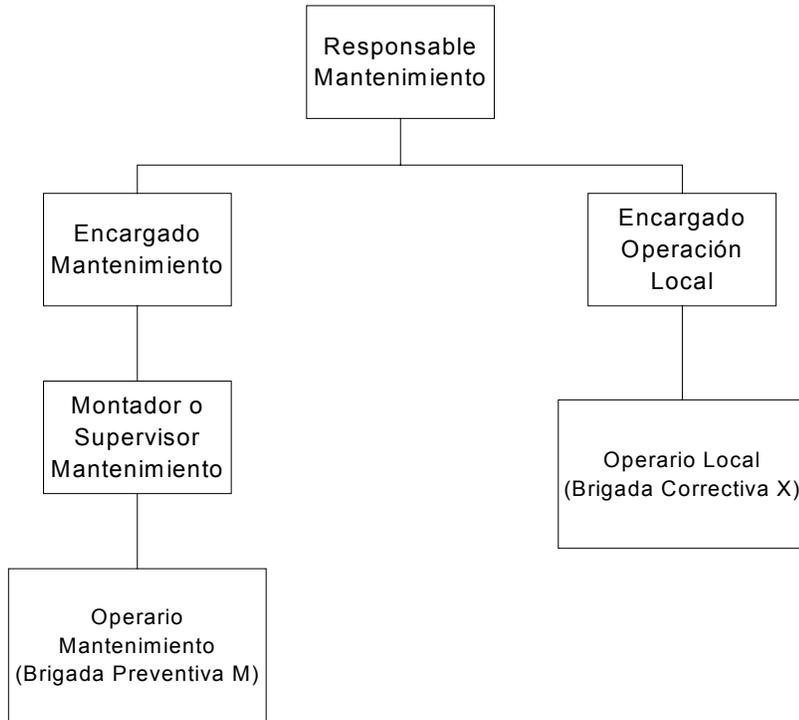
3.1.1 Organización funcional y estructura jerárquica de mantenimiento del sector

Para cada sector, la organización funcional y estructura jerárquica en cada sector se conforma de la siguiente forma:

- Responsable de mantenimiento
- Encargado de mantenimiento
- Encargado de operación local
- Superviso o montador de mantenimiento
- Operario Mantenimiento y Operación Local (BOL)

El responsable de mantenimiento cuya misión es planificar y programar el mantenimiento de la red de M.T. y B.T. según las normas, procesos y procedimientos establecidos por los responsables funcionales. Esta ocupación no se incluye en el análisis que se realizará porque se considera que la necesidad se mantiene, independientemente del volumen de actividad de cada sector, esto gráficamente se presenta en la figura 5.

Figura 5. Organización y estructura jerárquica de mantenimiento por sector



La distribución de brigadas representadas por los operarios de Mantenimiento y operación local que actualmente se tiene para la atención y resolución de incidencias fue planteada y puesta en marcha desde junio del 2,001 aproximadamente, dado el crecimiento en las redes que brindan servicio a los usuarios se han realizado cambios mínimos a la distribución planteada estando actualmente distribuidos por sede y sector para las empresa DEOCSA-DEORSA de la forma indicada en la tabla IV.

A todos los Operarios de Mantenimiento y Operación Local (BOL), se le asignan cada año actividades de mantenimiento preventivo hasta completar el 100% de su tiempo disponible anual.

En promedio los operarios dedican el 60% de su tiempo a actividades de mantenimiento correctivo y el 40% restante a actividades de mantenimiento preventivo.

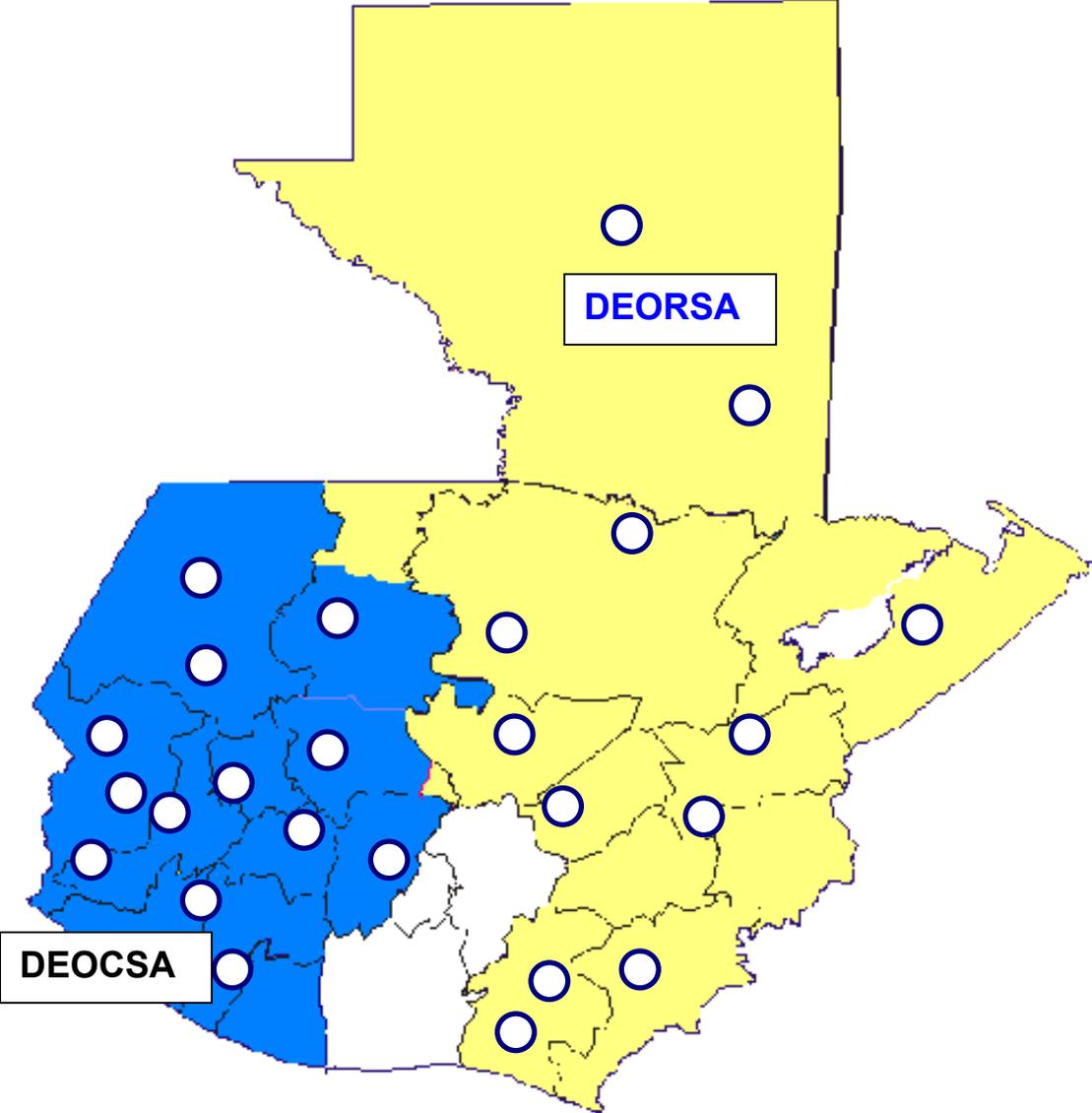
La atención de incidencias en las instalaciones por diversas causas son actividades puramente de mantenimiento correctivo como operador local, cada brigada lo conforman dos personas con su equipo y/o recursos necesarios para la realización de sus actividades.

Para una mejor comprensión de la distribución geográfica actual de brigadas de operación local (BOL), en DEOCSA-DEORSA se presenta la gráfica de la figura 6.

Tabla IV. Ubicación geográfica de brigadas de mantenimiento en sector y sede

Empresa	No. Sectores	Sector	No. Sedes	Sedes	Brigadas		Total Personal
					Correctivo (X)	Preventivo (M)	
D E O C S A	1	Nor Occidente	1	Huehuetenango, Huehuetenango	2	2	8
			2	Sacapulas, Quiché	1		2
			3	Soloma, Huehuetenango	1		2
	2	Centro Occidente I	4	Quetzaltenango, Quetzaltenango	3	6	18
			5	San Marcos, San Marcos	1		2
			6	La Cuchilla, San Marcos	1		2
			7	Totonicapan, Totonicapan	1		2
	3	Centro Occidente II	8	Chimaltenango, Chimaltenango	3	2	10
			9	Sololá, Sololá	3		6
			10	Santa Cruz, El Quiché	1		2
	4	Sur Occidente	11	Mazatenango, Suchitepequez	5	2	14
			12	Coatepeque, Quetzaltenango	4	1	10
			13	Tiquisate, Escuintla	2		4
D E O R S A	5	Centro Oriente	14	Cobán, Alta Verapaz	3	3	12
			15	Salamá, Baja Verapaz	2		4
			16	Fray Bartolome de las Casas, Alta Verapaz	1		2
	6	Nor Oriente	17	Morales, Izabal	2		4
			18	Shoropin, Chiquimula	3	2	10
			19	Pasabién, Zacapa	2	1	6
			20	Sanarate, El Progreso	2		4
	7	Sur Oriente	21	Jutiapa, Jutiapa	3		6
			22	Chiquimulilla, Santa Rosa	2		4
			23	Esclavos, Santa Rosa	2	5	14
	8	Petén	24	Santa Elena, Petén	4	1	10
25			Poptún, Petén	2		4	
Total DEOCSA - DEORSA					56	25	162

Fig. 6 Distribución geográfica actual de brigadas



En base al organigrama con excepción del responsable de mantenimiento del sector, el personal disponible actualmente según la ocupación y actividad que realiza, se resume en la tabla V.

Tabla V. Personal disponible actualmente por sector según ocupación

	Personal disponible Ocupación y Sector							
	Centro Occidente I	Centro Occidente II	Centro Oriente	Nor Occidente	Nor Oriente	Peten	Sur Occidente	Sur oriente
Asignado a Correctivo								
Encargado de operación local	1	1	1	1	1	1	1	1
Operario mtto. y operación local	12	14	12	8	18	12	22	14
Asignado a Preventivo								
Encargado de mantenimiento	1	1	1	1	1	1	1	1
Operario mtto. y operación local	12	4	6	4	6	2	6	10

3.2 Proceso de análisis de distribución general

3.2.1 Método estadístico a utilizar

Para el análisis general, se determinará considerando las siguientes etapas.

- a) Cálculo de la distribución porcentual de actividades de mantenimiento en DEOCSA-DEORSA entre los 8 Sectores.
- b) Cálculo del tiempo disponible para actividades propias de mantenimiento por ocupación
- c) Determinación de las actividades de Mantenimiento Correctivo y Preventivo a realizar por año en Media y Baja Tensión, así como la frecuencia y el tiempo medio requerido por actividad.

d) Cálculo del tiempo anual y el número de personas requeridas por ocupación y por Sector para cubrir las actividades de Mantenimiento Correctivo y Preventivo.

a) Cálculo de la distribución porcentual de actividades de mantenimiento en Deocsa-Deorsa entre los 8 Sectores.

Para calcular que porcentaje de la actividad total de mantenimiento que se realiza en la Empresa y que debe realizarse en cada sector, se ponderan con pesos equivalentes (25% cada uno) los siguientes factores:

- % de la red MT y BT de la Empresa que pertenece a dicho sector
- % de las incidencias totales de la Empresa que se registran en dicho sector
- % del total de suministros de la Empresa que pertenecen a dicho sector

Tabla VI. Distribución porcentual de actividades de mantenimiento

SECTOR	Factores				Actividad de Mantenimiento
	No. Incidencias	No. Suministros	Km MT	Km BT	
CENTRO-OCC I	9,72%	15,65%	14,91%	15,69%	14%
CENTRO-OCC II	8,56%	16,23%	13,13%	12,80%	13%
CENTRO-ORIENTE	9,64%	8,28%	11,02%	10,48%	10%
NOR-OCCIDENTE	6,44%	11,48%	13,88%	14,64%	12%
NOR-ORIENTE	18,82%	13,71%	13,63%	13,56%	15%
PETEN	5,39%	3,27%	4,05%	3,28%	4%
SUR-OCCIDENTE	22,93%	19,49%	17,07%	18,02%	19%
SUR-ORIENTE	18,50%	11,89%	12,31%	11,53%	14%
	100%	100%	100%	100%	100%

Del cuadro se observa que el Sector Sur-occidente requiere la realización de mayor actividad en el área de Mantenimiento (19%) que el valor promedio de los otros 7 sectores (11%) y que el Sector Petén requiere la realización de aproximadamente 1/3 de la actividad de mantenimiento (4%) requerida para el promedio de los otros 7 sectores o 1/5 respecto al de Sur-occidente.

b) Cálculo del tiempo disponible para actividades propias del personal de mantenimiento.

Tiempo disponible es aquel tiempo con el que cuenta un empleado para realizar actividades de mantenimiento una vez que se restan a las 2080 horas hábiles anuales el tiempo correspondiente a los siguientes conceptos: Vacaciones, días festivos, tiempo dedicado a formación, ausencia por enfermedad, tiempo dedicado al acopio de materiales en almacén, tiempo dedicado a preparar y entregar informes de viáticos y horas extras y el tiempo dedicado al transporte ida y vuelta desde su sede hasta el lugar donde debe realizarse el trabajo.

Matemáticamente, el tiempo disponible en horas se calcula de la siguiente forma:

$$\text{Tdisponible anual/ persona} = (\text{Tdisponible anual} - \text{Tdías festivos} - \text{Tvacaciones} - \text{Tformación} - \text{Tenfermedad} - \text{Ttransporte}) \text{ horas}$$

Para el caso particular del Operario Mantenimiento y Operación Local y dado que esta ocupación reparte su tiempo anual entre funciones de Mantenimiento Correctivo y de Mantenimiento Preventivo se calculará en forma independiente el tiempo disponible anual, dado que este requerimiento puede cubrirse tanto con personal propio como con personal contratado.

La tabla VII, reflejan los conceptos de cálculo de la fórmula y la tabla VIII los valores de tiempos disponibles por persona según su ocupación.

Tabla VII. Conceptos para cálculo del tiempo disponible

Tiempo disponible anual por empleado, en horas	Ocupación
Tiempo anual de trabajo (52 semanas de 40 horas)	
Días Festivos (14 días)	
Vacaciones (23 días)	
Tiempo Promedio de Formación Anual (1 semana)	
Baja por enfermedad o accidente promedio en días por empleado (según ocupación)	
Tiempo promedio de Transporte desde y hacia la sede de la brigada (según ocupación)	
Tiempo disponible anual por empleado, en horas	

Tabla VIII. Tiempo disponible anual por ocupación

OCUPACIÓN	Tiempo disponible anual por empleado (horas)
Encargado Mantenimiento	1724
Encargado Operación Local	1724
Supervisor Mantenimiento	1397
Operario de mantenimiento correctivo y operación local	881
Operario de mantenimiento preventivo y operación local	1368

c) Determinación de las actividades de Mantenimiento Correctivo y Preventivo a realizar por año en Media y Baja Tensión, así como la frecuencia y el tiempo medio requerido por actividad.

La lista de actividades de mantenimiento preventivo y correctivo a realizar cada año fue definida hace unos años, como parte del estudio de eficiencia de la función Mantenimiento Deocsa-Deorsa.

Las frecuencias con que se realizan estas actividades, en lo que se refiere a Mantenimiento Preventivo, se determinaron considerando que cada año debe darse Mantenimiento a un 20% de la red MT y BT para que ésta se mantenga en buenas condiciones.

Las frecuencias para actividades de mantenimiento correctivo se determinaron en función de la información histórica de las incidencias registradas en el sistema SGI del mismo año.

Entonces, el tiempo medio hombre para una actividad, surge de multiplicar el tiempo medio que le lleva a una brigada realizar este trabajo, por el número de integrantes de dicha brigada. Por ejemplo, si un trabajo lleva 2 horas, y lo realiza una brigada integrada por cuatro personas, el tiempo medio hombre será 8 horas.

Además se considera en cada actividad el tiempo necesario para la comunicación con el COR y la aplicación de las 5 Reglas de Oro, y este tiempo se suma al tiempo requerido para la actividad. De esta manera verificamos en el estudio la realización de los trabajos en condiciones de máxima seguridad, previniendo los riesgos laborales intrínsecos de este tipo de trabajo.

Para determinar la frecuencia anual media de actividad por sector, se multiplica la frecuencia de cada actividad por el porcentaje de distribución del mantenimiento correspondiente a cada sector. La tabla IX, presenta el tipo de mantenimiento que realiza el personal por su ocupación asociado a la ubicación o nivel donde actúa.

Tabla IX. Actividad de mantenimiento según ocupación del personal

Mantenimiento	Ocupación	Ubicación
Correctivo	Operario mantenimiento y operación local	MT
		BT
	Encargado de operación local	Gestión
Preventivo	Operario mantenimiento y operación local	MT
		BT
	Supervisor de mantenimiento	MT
		BT
		Gestión
Encargado mantenimiento	Gestión	

d) Cálculo del tiempo anual y el número de personas requeridas por ocupación y por Sector para cubrir las actividades de Mantenimiento Correctivo y Preventivo.

El tiempo hombre anual por actividad y por sector surge de multiplicar la frecuencia anual media de actividad por sector por el tiempo medio de la actividad (sumando al tiempo medio hombre por actividad el tiempo de comunicación y aplicación de las 5 Reglas de Oro para dicha actividad).

Luego se suman todos los tiempos hombre anual por tipo de actividad y tipo de ocupación y se calculan para cada sector las horas hombre anual requeridas para los diferentes tipos de actividades.

Finalmente se traducen las Horas Hombre anuales requeridas en Número de personas dividiendo el total de Horas Hombre anuales requeridas por tipo de actividad y tipo de ocupación entre el tiempo disponible anual por tipo de ocupaciones presentadas obteniendo los resultados de la tabla X.

Tabla X. Número de personas por sector y ocupación requeridos

	Personal Requerido por Ocupación y Sector							
	Centro Occidente I	Centro Occidente II	Centro Oriente	Nor Occidente	Nor Oriente	Peten	Sur Occidente	Sur oriente
Asignado a Correctivo								
Encargado de operación local	1	1	1	1	1	1	1	1
Operario mtto. y operación local	29	27	21	23	31	8	42	29
Asignado a Preventivo								
Encargado de mantenimiento	1	1	1	1	2	1	2	1
Montador de mantenimiento	7	7	5	6	8	2	11	7
Operario mtto. y operación local	32	32	25	27	37	10	49	34

3.2.2 Accesos

El acceso es fundamental en la actividad de mantenimiento, el traslado del brigadista es el factor tiempo para la atención de incidencias debido a que nuestras vías o accesos en los sectores incluso en el mismo varía por la topografía de la región y por la falta de carreteras en condiciones aceptables.

Por tanto, en el análisis debe considerarse al definir la ubicación o sede de la brigada de operación local, permitiendo acceder en el menor tiempo posible dado que el transporte es uno de los factores del porcentaje de actividades del mantenimiento calculado anteriormente.

El tiempo dedicado en transporte según la información registrada en los partes diarios de utilización de vehículos en el 2,004 y 2,005 indican el promedio de Kilómetros recorridos por vehículo por mes por tipo de actividad y una velocidad media de 66 Km/hora , estos indicados en la tabla XI.

Tabla XI. Promedio de recorrido y tiempo de traslado

	Promedio Km por vehículo / mes	Velocidad media KM/hora	Horas traslado por persona al mes	Horas traslado por pesona al año
Mantenimiento Correctivo	5175	66	78	941
Mantenimiento Preventivo	1680	66	25	305

Esto repercute directamente en el indicador de calidad (TTIK), la accesibilidad del terreno en los sectores se definirán en promedio con los siguientes términos:

- Alto. vías asfaltadas
- Medio. Vías no asfaltadas pero accesibles.
- Bajo. Vías no asfaltadas y muy poco accesibles

Tabla XII. Accesibilidad medio en áreas de cobertura de las sedes

Sector	No. Sedes	Sedes	Accesibilidad
Nor Occidente	1	Huehuetenango, Huehuetenango	Bajo
	2	Sacapulas, Quiché	Bajo
	3	Soloma, Huehuetenango	Bajo
Centro Occidente I	4	Quetzaltenango, Quetzaltenango	Alto
	5	San Marcos, San Marcos	Bajo
	6	La Cuchilla, San Marcos	Bajo
	7	Totonicapan, Totonicapan	Bajo
Centro Occidente II	8	Chimaltenango, Chimaltenango	Alto
	9	Sololá, Sololá	Medio
	10	Santa Cruz, El Quiché	Bajo
Sur Occidente	11	Mazatenango, Suchitepequez	Alto
	12	Coatepeque, Quetzaltenango	Medio
	13	Tiquisate, Escuintla	Medio
Centro Oriente	14	Cobán, Alta Verapaz	Bajo
	15	Salamá, Baja Verapaz	Bajo
	16	Fray Bartolome de las Casas, Alta Verapaz	Bajo
Nor Oriente	17	Morales, Izabal	Bajo
	18	Shoropin, Chiquimula	Alto
	19	Pasabién, Zacapa	Alto
	20	Sanarate, El Progreso	Alto
Sur Oriente	21	Jutiapa, Jutiapa	Medio
	22	Chiquimulilla, Santa Rosa	Medio
	23	Esclavos, Santa Rosa	Medio
Petén	24	Santa Elena, Petén	Alto
	25	Poptún, Petén	Alto

3.2.3 Distribución de las instalaciones

La distribución de las instalaciones no es la misma para todos los sectores, en términos de longitud (Km) de red MT y BT como actividad de mantenimiento porcentual difiere entre sectores, los casos iguales o similares son pocos. Sin embargo no se puede comparar la misma atención considerando que la cobertura o superficie en Km² cubierta por el sector no es la misma, la concentración o dispersión de carga y los accesos con que se cuenta también es diferente, en resumen las instalaciones se distribuyen según los datos de la tabla XIII en cantidades y porcentajes siguientes.

Tabla XIII. Distribución de las instalaciones por sector

	Subestaciones	No. Líneas MT	KM líneas MT	KM líneas BT	KVA Urbano	KVA Rural	Cobertura en km ²
Nor Occidente	5	14	3.547,00	3.898,00	17.311,70	72.193,50	5.950,72
Centro Occidente I	7	17	3.810,00	4.176,00	45.131,50	113.731,10	2.991,23
Centro Occidente II	6	22	3.355,00	3.407,00	85.435,20	93.884,00	4.960,96
Sur Occidente	13	48	4.362,00	4.796,00	105.201,50	178.776,20	5.486,32
Total Deocsa	31	101	15.074,00	16.277,00	253.079,90	458.584,80	19389,23
Centro Oriente	8	18	2.816,00	2.789,00	2.133,90	74.635,50	5.394,46
Nor Oriente	17	44	3.547,00	3.609,00	55.436,00	160.356,70	9.585,30
Sur Oriente	10	28	3.147,00	3.070,00	39.573,40	134.747,10	6.366,04
Petén	2	8	1.036,00	873,00	23.891,00	25.834,50	8.908,00
Total Deorsa	37	98	10.546,00	10.341,00	121.034,30	395.573,80	30253,8

DEOCSA-DEORSA **68** **199** **25620** **26618** **374114,2** **854158,6** **49643,03**

	Subestaciones	No. Líneas MT	KM líneas MT	KM líneas BT	KVA Urbano	KVA Rural	Cobertura en km ²	Total
Nor Occidente	16,13%	13,86%	23,53%	23,95%	6,84%	15,74%	31%	19%
Centro Occidente I	22,58%	16,83%	25,28%	25,66%	17,83%	24,80%	15%	21%
Centro Occidente II	19,35%	21,78%	22,26%	20,93%	33,76%	20,47%	26%	23%
Sur Occidente	41,94%	47,52%	28,94%	29,46%	41,57%	38,98%	28%	37%
Total Deocsa	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100%	100%
Centro Oriente	21,82%	18,37%	26,70%	26,97%	1,76%	18,87%	18%	19%
Nor Oriente	45,95%	44,90%	33,63%	34,90%	45,80%	40,54%	32%	40%
Sur Oriente	27,03%	28,57%	29,84%	29,69%	32,70%	34,06%	21%	29%
Petén	5,41%	8,16%	9,82%	8,44%	19,74%	6,53%	29%	13%
Total Deorsa	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100%	100%

DEOCSA **45,59%** **50,75%** **58,84%** **63,53%** **67,65%** **53,69%** **39,06%**
DEORSA **54,41%** **49,25%** **41,16%** **38,85%** **32,35%** **46,31%** **60,94%**

De los datos de la tabla anterior deducimos que, la distribución de las instalaciones en: Subestaciones, No. de líneas de MT de 13.8 y 34.5 kV cuantificadas, longitud de líneas MT y BT, la distribución de la potencia instalada en urbano y rural en los Km² de cobertura para cada sector no es la misma en uno y otro centro o simplemente para DEOCSA-DEORSA.

Para DEOCSA el sector Sur-Occidente en valores de porcentajes totales es mayor (37%) que el promedio de los restantes tres sectores (21%). En DEORSA el sector Nor-Oriente en valores de porcentajes totales es mayor (40%) que el promedio de los restantes tres sectores (20%).

3.2.4 Incidencias y actividad de mantenimiento resultante

3.2.4.1 Distribución del número y duración promedio de las incidencias registradas asociado al mantenimiento resultante

Las incidencias evaluadas en la tabla II y III en el período contabilizado de Junio 2,004 a Mayo 2,005 según la base datos del sistema SGI, nos reflejaron las causas comunes de las incidencias y éstas asociados a las actividades de mantenimiento resultante de incidencias y duración promedio de las mismas se analizan en la tabla XIV siguiente.

La tabla XV indica en porcentajes las incidencias y su duración media en horas asociado al mantenimiento resultante.

Tabla XIV. Causa de incidencias asociado a mantenimiento resultante total y duración de las mismas.

Item	Causas de incidencias	Actividad asociado a Mantenimiento	Mantenimiento resultante	Total incidencias	Duración promedio (hrs)
1	Barriletes	Inspección y mantenimiento resultante	P R E V E N T I V O	330	9,0
2	Corrosión o contaminación	Inspección y mantenimiento resultante		4.721	16,5
3	Desbalance	Inspección y mantenimiento resultante		26	6,8
4	Diseño defectuoso de línea	Inspección y mantenimiento resultante		12	14,6
5	Error de mantenimiento	Inspección y mantenimiento resultante		6	12,2
6	Falla equipos de SE	Medición de parámetros eléctricos		43	14,1
7	Falla en equipos de línea	Medición de parámetros eléctricos		2.028	17,4
8	Sobrecarga	Medición de parámetros eléctricos		1.131	18,6
9	Descarga atmosférica	Mejora de libranzas y puesta a tierra		3.050	20,3
10	Animales	Mejora de libranzas		533	12,4
11	Vegetación	Poda y tala de árboles		5.143	15,8
12	Ampliaciones x mejora		C O R R E C T I V O	19	8,9
13	Baja frecuencia			32	1,4
14	Causa desconocida			10.166	9,8
15	Deslizamiento de terreno			19	22,1
16	Falla de transporte			347	2,4
17	Falla generación			81	1,5
18	Fuerte lluvia y viento			10.691	14,0
19	Huracán, ciclón o tornado			1	5,6
20	Incendio			20	9,9
21	Otros accidentes			92	10,2
22	Requerimiento operativo			82	1,3
23	Sismo, temblor o terremoto			5	1,5
24	Trabajo originado x terceros			789	13,0
25	Vandalismo			232	15,6
26	Vehículos			744	11,6
sub total preventivo				17.023	9,0
sub total correctivo				23.320	13,5
TOTAL				40.343	22,5

Tabla XV. Total y duración de incidencias asociado a mantenimiento resultante.

Mantenimiento	Incidencias	Peso %	T promedio (hrs)	Peso %
Preventivo	17.023	42%	9,00	40%
Correctivo	23.320	58%	13,50	60%
Total	40.343	100%	22,50	100%

El resultado anterior indica que el mayor porcentaje (58%) de incidencias por su causa es atribuido a la atención de las mismas con mantenimiento correctivo, es decir con brigadas del operador de mantenimiento y operación local nombradas X, y el restante (42%) es atribuido a las actividades de mantenimiento preventivo con las brigadas de operador de mantenimiento y operador local nombradas M, que a medida que estas sean ejecutadas constantemente reducirán su efecto en la generación de incidencias por las causas mencionadas. En cuanto a la duración promedio, el mayor porcentaje (60%) se atribuye a mantenimiento correctivo y el restante (40%) a mantenimiento preventivo.

Como la distribución de las instalaciones resulto ser diferente por sector y empresa DEOCSA-DEORSA, el efecto del total de incidencias en valores y porcentajes se analiza en la tabla XVI según su ubicación registrada.

De esta tabla se deduce que, el mayor porcentaje de incidencias del total DEOCSA-DEORSA, se dio en el sector Sur-Occidente (23%), dos veces mas que el promedio de los siete sectores restantes (11%) y que el mayor número de incidencias 20,639 (51%) se registraron en las líneas de MT seguidos por los BT 19,000 (47%) y finalmente los registrados en las SE 704 (2%) que corresponden a los porcentajes indicados del total 40,303 (100%) de incidencias.

Tabla XVI. Incidencias por sector en instalación registrada del total DEOCSA-DEORSA

	UBICACIÓN DE INCIDENCIA			TOTAL
	SE	MT	BT	
CENTRO-OCC I	54	1.802	2.069	3.925
CENTRO-OCC II	16	1.626	1.820	3.462
CENTRO-ORIENTE	51	1.836	2.006	3.893
NOR-OCCIDENTE	33	914	1.647	2.594
NOR-ORIENTE	183	3.603	3.804	7.590
PETEN	227	909	1.038	2.174
SUR-OCCIDENTE	101	5.955	3.179	9.235
SUR-ORIENTE	39	3.994	3.437	7.470
DEOCSA - DEORSA	704	20.639	19.000	40.343

	UBICACIÓN DE INCIDENCIA			% Total
	SE	MT	BT	
CENTRO-OCC I	8%	9%	11%	10%
CENTRO-OCC II	2%	8%	10%	9%
CENTRO-ORIENTE	7%	9%	11%	10%
NOR-OCCIDENTE	5%	4%	9%	6%
NOR-ORIENTE	26%	17%	20%	19%
PETEN	32%	4%	5%	5%
SUR-OCCIDENTE	14%	29%	17%	23%
SUR-ORIENTE	6%	19%	18%	19%
DEOCSA - DEORSA	100%	100%	100%	100%

El análisis anterior pero tomando la duración promedio en horas de las incidencias registradas por sector e instalación en valores y porcentajes se presenta en la tabla XII siguiente.

De esta tabla se deduce que, el mayor porcentaje de duración en horas de incidencias del total DEOCSA-DEORSA, se dio en el sector Nor-Oriente (18%), mayor que el promedio de los siete sectores restantes (12%) y que la mayor duración de 131.87 (48%) horas se registraron en las líneas de BT seguidos por los MT 95.67 (35%) horas y finalmente los registrados en las SE 47.17 (17%) horas que corresponden a los porcentajes indicados del total 274.70 (100%) horas.

Tabla XVII. Duración promedio de incidencias en horas por sector e instalación del total DEOCSA-DEORSA

	UBICACIÓN DE INCIDENCIA			TOTAL
	SE	MT	BT	
CENTRO-OCC I	8,91	13,17	17,88	39,96
CENTRO-OCC II	0,63	9,11	9,54	19,29
CENTRO-ORIENTE	6,03	14,43	16,04	36,50
NOR-OCCIDENTE	9,20	18,83	22,10	50,13
NOR-ORIENTE	6,95	9,46	14,16	30,58
PETEN	3,91	6,77	13,55	24,23
SUR-OCCIDENTE	4,65	11,77	21,50	37,91
SUR-ORIENTE	6,88	12,13	17,10	36,10
DEOCSA - DEORSA	47,17	95,67	131,87	274,70

	UBICACIÓN DE INCIDENCIA			% Total
	SE	MT	BT	
CENTRO-OCC I	19%	14%	14%	15%
CENTRO-OCC II	1%	10%	7%	7%
CENTRO-ORIENTE	13%	15%	12%	13%
NOR-OCCIDENTE	20%	20%	17%	18%
NOR-ORIENTE	15%	10%	11%	11%
PETEN	8%	7%	10%	9%
SUR-OCCIDENTE	10%	12%	16%	14%
SUR-ORIENTE	15%	13%	13%	13%
DEOCSA - DEORSA	100%	100%	100%	100%

3.2.4.2 Indicadores

Los indicadores FMIK y TTIK ocurridos durante el período de análisis, Junio 2,004 a Mayo 2,005 según registros son los presentados en la tabla XVIII para DEOCSA-DEORSA y las curvas respectivas en la figura 7 y 8 para DEOCSA-DEORSA respectivamente, para tener un año completo se tomo el 2,004 de referencia.

Tabla XVIII. Indicadores DEOCSA-DEORSA

	DEOCSA				DEORSA			
	FMIK		TTIK (Horas)		FMIK		TTIK (Horas)	
	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005
Enero	0,98	2,07	1,91	3,24	0,52	1,39	1,71	2,59
Febrero	0,84	0,92	2,41	2,46	0,98	0,88	3,11	1,88
Marzo	1,79	2,12	5,61	4,83	1,2	1,99	3,83	4,54
Abril	1,22	1,5	3,49	4,65	1,14	2,19	4,47	5,66
Mayo	1,24	2,17	5,37	5,42	0,88	1,73	4,32	3,79
Junio	4,32		10,31		3,09		10,97	
Julio	3,89		8,23		3,49		5,91	
Agosto	4,88		6,37		2,03		6,55	
Septiembre	4,62		5,83		3,03		5,81	
Octubre	3,02		7,54		2,27		5,66	
Noviembre	1,82		4,6		1,83		3,85	
Diciembre	1,78		3,85		1,35		3,85	

3.3 Proceso de análisis de distribución para el sector Sur-Occidente

Los datos reflejados en el numeral anterior 3.2 en adelante, indicaron que el sector Sur-Occidente junto al sector Nor-Oriente reflejan los mayores porcentaje en los valores comparados con los otros sectores, por tal razón se analiza el sector Sur-Occidente a fin de poder determinar cuál sería la distribución adecuada de las BOL para reducir los tiempos promedios contabilizados de duración de las incidencias registradas.

3.3.1 Accesos

Retomando la información del numeral 3.2.2, para Sur-Occidente, los accesos en general se han determinado como un factor promedio de accesibilidad MEDIO, por tal razón, se asume que el desplazamiento de los brigadistas es posible a la velocidad media de 66 Km/hora registrada en los partes diarios de vehículos.

Figura 7. Curva indicadores DEOCSA

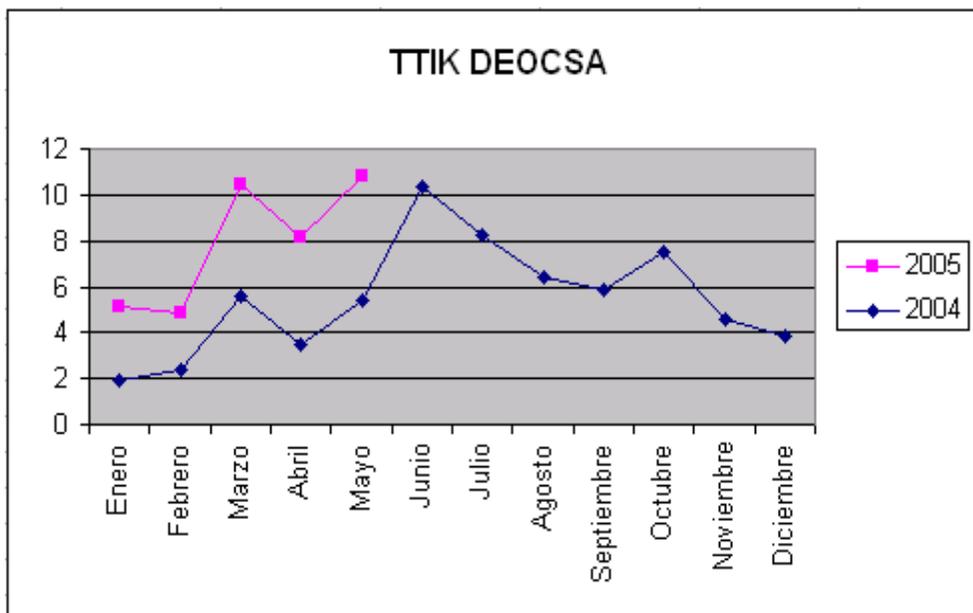
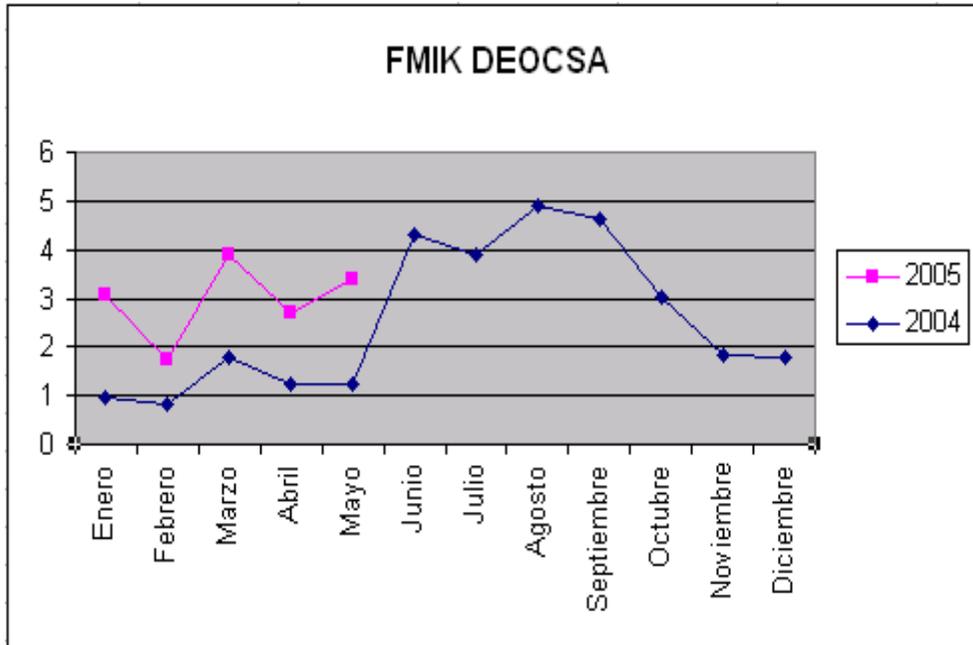
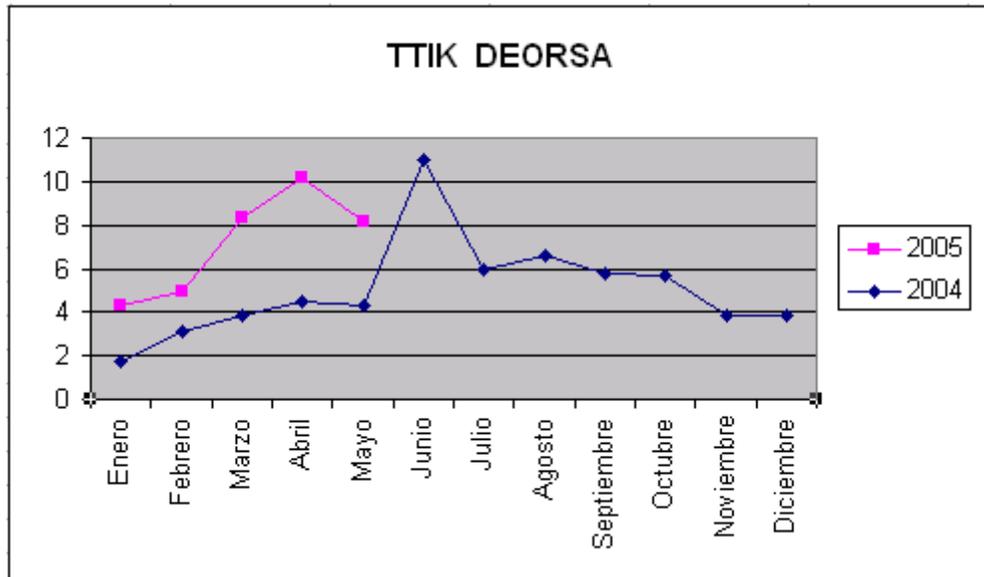
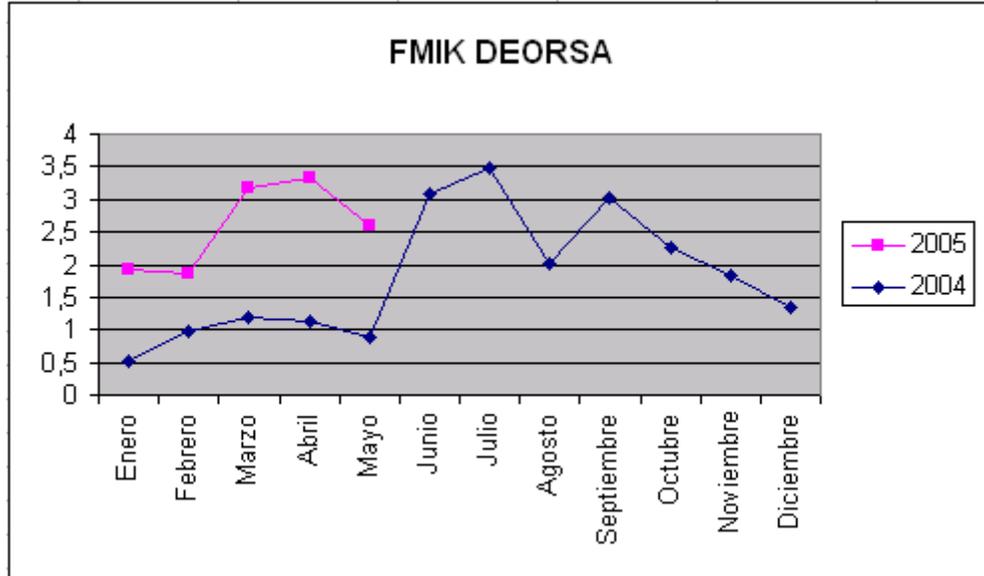


Figura 8. Curva indicadores DEORSA



3.3.2 Distribución de las instalaciones

En el numeral anterior 3.2.3 se determinó como esta distribuido las instalaciones para todos los sectores en DEOCSA-DEORSA, para el sector Sur-Occidente los datos de la tabla XIX distribuido en porcentajes promedio con la distribución actual del sector, datos que corresponden al 37 del 100% de las instalaciones en DEOCSA.

Tabla XIX. Distribución promedio de las instalaciones por sede y brigada para el sector Sur-Occidente

DISTRIBUCION	Total	Subestaciones	No. Líneas MT	KM líneas		KVA Urbano	KVA Rural	Cobertura en km ²	Total Incidencias		Duración Inc.(hrs)	
				MT	BT				MT	BT	MT	BT
ACTUAL	% sobre total	13	48	4.362,00	4.796,00	105.201,50	178.776,20	5.486,32	5.955	3.179	11,77	21,50
3 Sedes	33,33%	4,33	16,00	1.454,00	20.782,67	35.067,17	59.592,07	1.828,77	1.985,00	1.059,67	3,92	7,17
11 Brigadas	9,09%	1,18	4,36	396,55	5.668,00	9.563,77	16.252,38	498,76	541,36	289,00	1,07	1,95

3.3.3 Incidencias

Las incidencias para el sector Sur-Occidente se resumen en la tabla XX en cantidad y duración promedio en horas registradas de total de incidencias.

Tabla XX. Incidencias en las instalaciones del sector Sur-Occidente

	UBICACIÓN DE INCIDENCIA			TOTAL
	SE	MT	BT	
Total Incidencias	101	5955	3179	9.235
	14,35%	28,85%	16,73%	23%
Duración promedio en Horas	4,646	11,765	21,501	37,91
	9,85%	12,30%	16,31%	14%

3.4 Propuesta de distribución geográfica de las BOL para el sector Sur-Occidente

La propuesta de distribución geográfica de las BOL para reducir la duración promedio de incidencias ocurridas y registradas en la base de datos del período analizado en las instalaciones del sector Sur-Occidente, se planteara determinando la mejor ubicación y cantidad del personal por sede de brigada correctivo para atender las incidencias, tomando en cuenta la distribución de instalaciones del sector en cuanto a cantidad de líneas de MT, longitud de KM de MT y de la potencia en KVA instalado en dicho sector que se atiende con la distribución geográfica actual, tomando en cuenta los accesos existentes para su cobertura y poder realizar las actividades de mantenimiento correctivo.

La propuesta se comparara con la distribución geográfica actual de las BOL por sedes y la cobertura que tienen estas en las instalaciones según los datos obtenidos para el sector Sur-Occidente, en la figura 9 se presenta la cobertura por sede y la distribución geográfica actual, la figura 10 los accesos existentes para el mantenimiento correctivo del sector.

La distribución de instalaciones con el personal necesario para su atención y la ubicación estratégica de ellas determinara una reducción del tiempo promedio de atención de las incidencias y por ende beneficios ante la reducción de los indicadores de servicio técnico.

Figura 9. Cobertura y distribución geográfica actual de las BOL por sede del sector Sur-Occidente

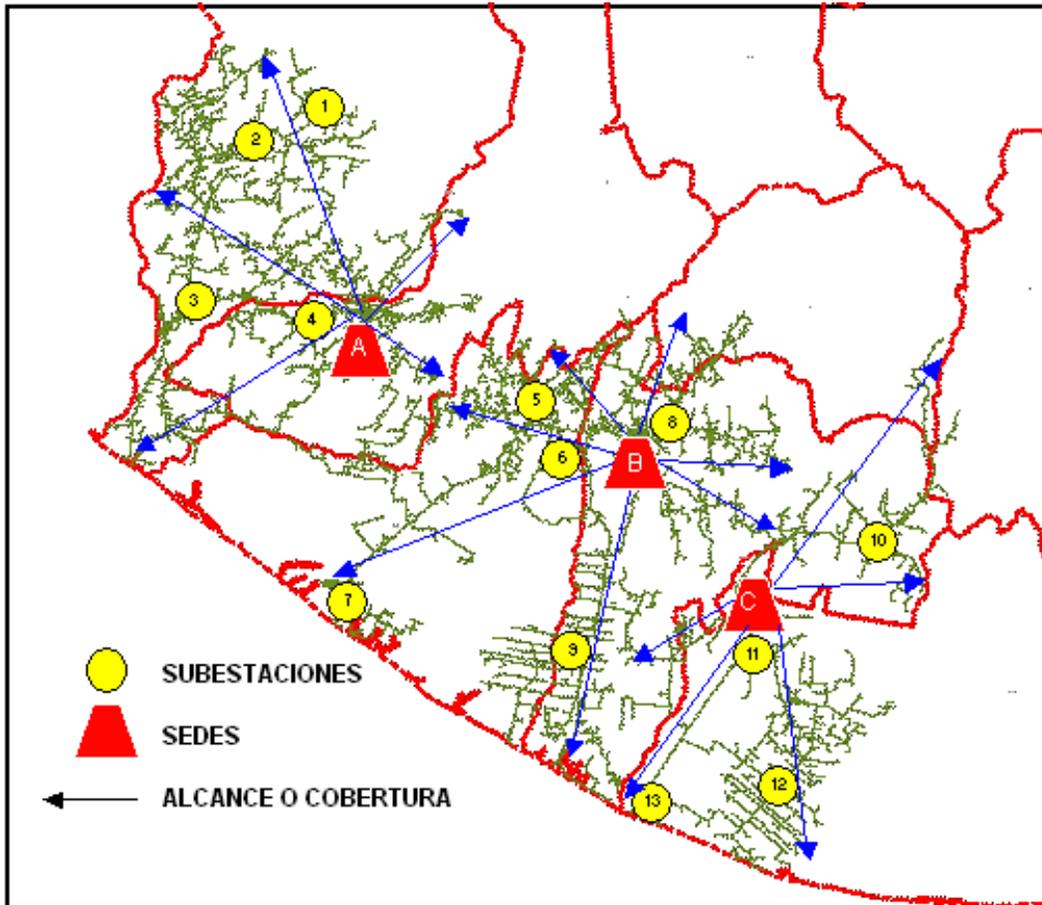


Figura 10. Distribución geográfica actual de las BOL y los accesos existentes para la atención del sector Sur-Occidente

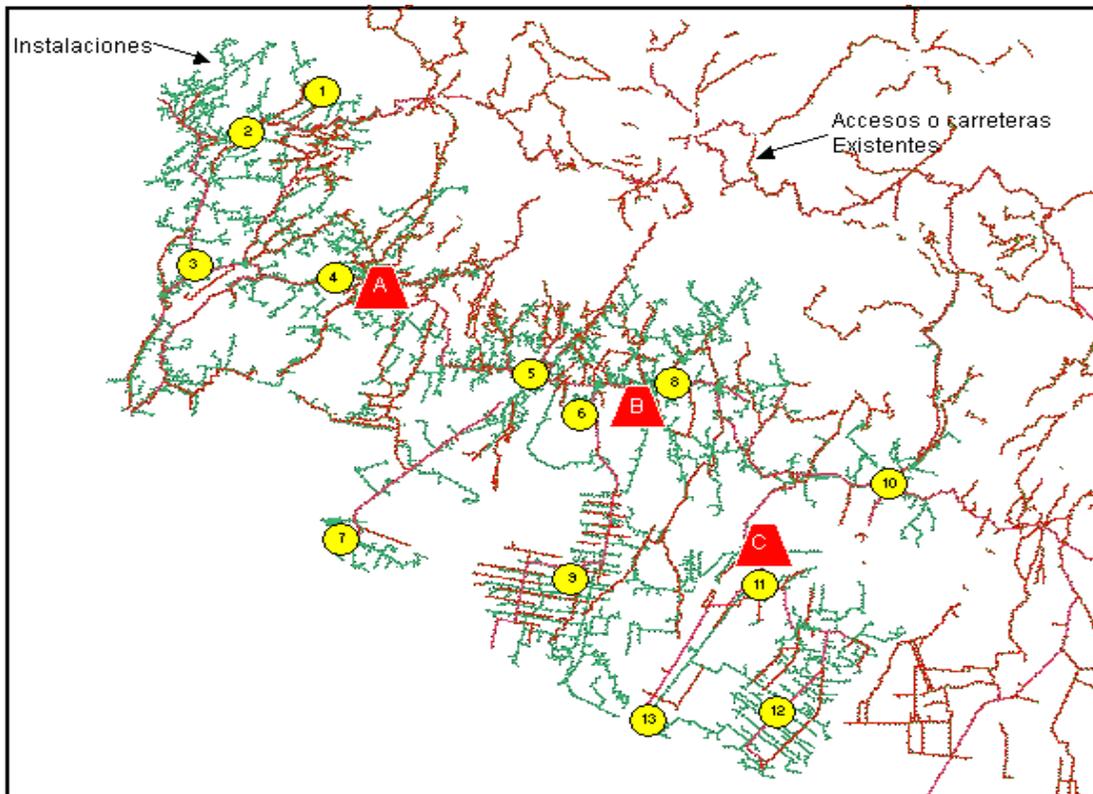


Tabla XXI. Ubicación geográfica actual de las BOL del sector Sur-Occidente y los tiempos promedio de traslado a las instalaciones.

	SUBESTACIONES		SEDE	No. Brigadas	T promedio hrs.
1	SE EL PORVENIR	A	Coatepeque-Quetzaltenango	4	0,75
2	SE MALACATAN				
3	SE MELENDRES				
4	SE COATEPEQUE				
5	SE SAN SEBASTIAN	B	Mazatenango-Suchitepequez	5	0,45
6	SE EL PILAR				
7	SE CHAMPERICO				
8	SE MAZATENANGO				
9	SE LA MAQUINA				
10	SE COCALES	C	Tiquisate-Escuintla	2	0,56
11	SE LA NORIA				
12	SE LA TROCHA				
13	SE EL SEMILLERO				
TOTAL		3		11	1,76

La ubicación geográfica actual de las sedes, cantidad de brigadas y los tiempos promedios de traslado desde la sede a las instalaciones se presento en la tabla anterior.

Para determinar la mejor opción de distribución de sedes y cantidad de brigadas de operación local (BOL), de la Base Datos de Instalaciones (BDI) se toma toda la información del sector Sur-Occidente agrupándolos geográficamente para que pueda ser atendidos de forma eficiente y mas cercana posible según la propuesta por definir.

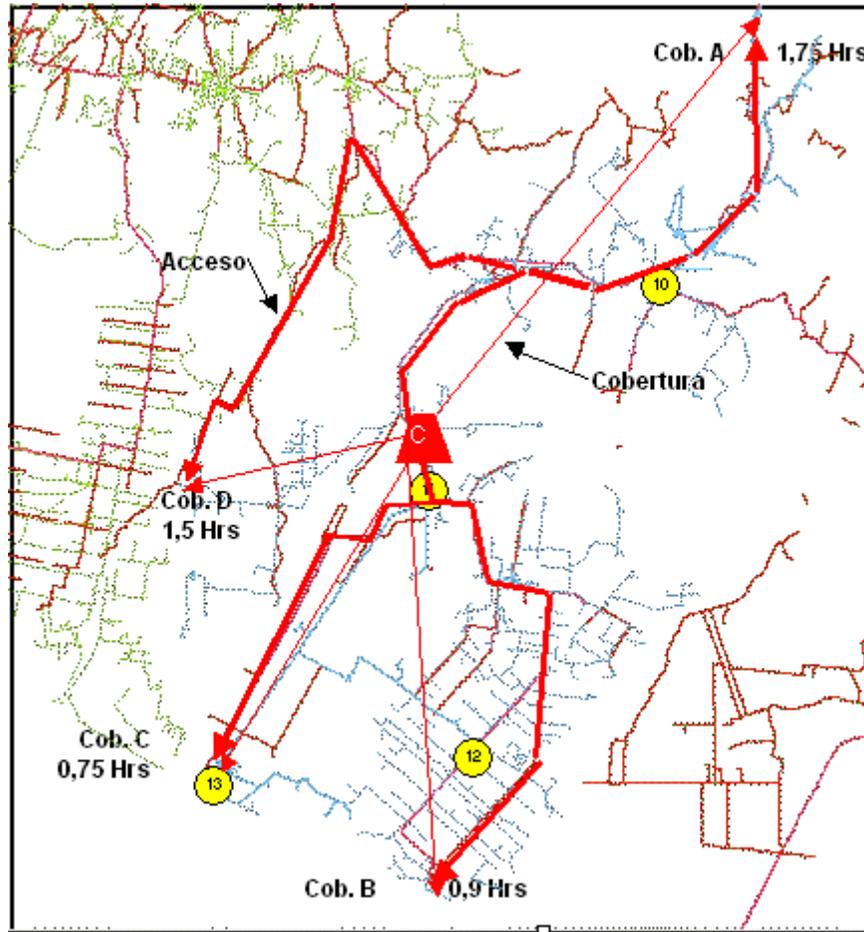
Los accesos existentes son un factor importante en la definición de la sede de las BOL, pues para estar mas cerca de las incidencias y por tanto su atención en menor tiempo, debemos trazar la ruta posible a seguir en los casos mas lejanos de la sede.

Para la sede C actual ubicado en Tiquisate Escuintla, haciendo un acercamiento se tiene las trayectorias en los accesos existentes en los puntos mas lejanos de su cobertura de la forma indicada en la figura 11.

Esta figura nos muestra que, para cubrir el punto de instalación A mas lejano en esta dirección, se tiene la trayectoria marcada para un tiempo de 1.75 horas de la BOL desde la sede al punto en indicado y por consiguiente en menos tiempo a los puntos que están dentro de este radio.

De la misma forma, la trayectoria marcada y los tiempos indicados para cubrir los puntos B, C y D. Si existiese vías conocidas por las BOL se acortarán estos tiempos en atención a los puntos más lejanos.

Figura 11. Accesos existentes para la cobertura de la sede Tiquisate Escuintla en los tiempos indicados



3.4.1 Propuesta A

3.4.1.1 Número de líneas de Media Tensión por sede brigada correctiva con prioridad de líneas

Esta propuesta será de reducir el número de líneas de media tensión que actualmente atiende las BOL de 16 y 4.36 líneas en promedio por sede y brigada respectivamente sobre los 48 en total, la ubicación de la sede de los brigadistas será de tal forma que la atención de las líneas sea con prioridad de ellas según el tipo que resulten para cada sede. Se tienen definido en las instalaciones la prioridad de ellas en su orden 1,2 y 3, por tanto la cobertura será planteado en este mismo orden indicado con líneas mas intensas el alcance de las líneas prioritarias.

La reducción será aumentando el número de sedes y brigadas actuales a un 50% partiendo de la distribución de instalaciones del sector reflejados en la tabla XIX, lo que implica reducir de 16 líneas (33.33%) en promedio del total por sede a un 9.6 (20%).

Al realizar los aumentos de sedes y brigadas indicados al 50% se tienen los datos de la tabla XXII dando como resultado que cada sede y brigada cubrirá 9.6 y 2.82 líneas respectivamente

Tabla XXII. Distribución de instalaciones del sector Sur-Occidente con la propuesta A

	Subestaciones	No. Líneas	KM líneas		KVA Urbano	KVA Rural	Cobertura en km ²	Total Incidencias		Duración Inc.(hrs)		
			MT	BT				MT	BT	MT	BT	
ACTUAL	Total	13	48	4.362,00	4.796,00	105.201,50	178.776,20	5.486,32	5.955	3.179	11,77	21,50
	% sobre total	37,84%	42,97%	28,94%	29,46%	41,57%	38,98%	28%	29%	17%	12%	16%
11 Brigadas	9,09%	1,18	4,36	396,55	436,00	9.563,77	16.252,38	498,76	541,36	289,00	1,07	1,95
Propuesta A												
5 Sedes	20,00%	2,60	9,60	872,40	959,20	21.040,30	35.755,24	1.097,26	1.191,00	635,80	2,35	4,30
17 Brigadas	5,88%	0,76	2,82	256,59	282,12	6.188,32	10.516,25	322,72	350,29	187,00	0,69	1,26

3.4.2 Propuesta B

3.4.2.1 Longitud de kilómetros de línea de media tensión por sede brigada correctiva con prioridad de líneas

Esta propuesta será el reducir los kilómetros de línea de media tensión que actualmente atiende las BOL de 1,454.00 y 396.55 Km en promedio por sede y brigada respectivamente sobre los 4,362.00 Km del total.

La reducción será al igual que en la propuesta A, aumentando el número de sedes y brigadas actuales a un 50% partiendo de la distribución de instalaciones del sector reflejados en la tabla XIX, lo que implica reducir de 1,454.00 kilómetros (33.33%) en promedio del total por sede a 872.4 kilómetros (20%).

Al realizar los aumentos de sedes y brigadas indicados al 50% se tienen los datos de la tabla XXIII dando como resultado que cada sede y brigada cubrirá 872.4 y 256.59 kilómetros de líneas respectivamente.

Tabla XXIII. Distribución de instalaciones del sector Sur-Occidente con la propuesta B

		Subestaciones	No. Líneas	KM líneas		KVA Urbano	KVA Rural	Cobertura en km ²	Total Incidencias		Duración Inc. [hrs]		
				MT	BT				MT	BT	MT	BT	
ACTUAL	Total	13	48	4.362,00	4.796,00	105.201,50	178.776,20	5.486,32	5.955	3.179	11,77	21,50	
	% sobre total	37,84%	42,97%	28,94%	29,46%	41,57%	38,98%	28%	29%	17%	12%	16%	
3	Sedes	33,33%	4,33	1.454,00	1.598,67	35.067,17	59.592,07	1.828,77	1.985,00	1.059,67	3,92	7,17	
11	Brigadas	9,09%	1,18	4,36	396,55	436,00	9.563,77	16.252,38	498,76	541,36	289,00	1,07	1,95
Propuesta B													
5	Sedes	20,00%	2,60	9,60	872,40	959,20	21.040,30	35.755,24	1.097,26	1.191,00	635,80	2,35	4,30
17	Brigadas	5,88%	0,76	2,82	256,59	282,12	6.188,32	10.516,25	322,72	350,29	187,00	0,69	1,26

3.4.3 Propuesta C

3.4.3.1 Potencia en KVA urbano y rural atendidos por brigada correctiva

Esta propuesta será el reducir la totalidad de potencia(KVA) que actualmente atiende las BOL de 94,653.23 y 25,816.15 KVA en promedio por sede y brigada respectivamente sobre los 283,977.70 KVA de potencia urbano y rural.

La reducción será al igual que en la propuesta A y B, amentando el número de sedes y brigadas actuales a un 50% partiendo de la distribución de instalaciones del sector reflejados en la tabla XIX, lo que implica reducir de 94,653.23 (33.33%) en promedio del total por sede a 56,795.94 KVA (20%).

Al realizar los aumentos de sedes y brigadas indicados al 50% se tienen los datos de la tabla XXIV dando como resultado que cada sede y brigadista cubrirá 56,795.54 y 16,704.57 KVA respectivamente de potencia urbano y rural.

Tabla XXIV. Distribución de instalaciones del sector Sur-Occidente con la propuesta C

		Subestaciones	No. Líneas	KM líneas		KVA Urbano	KVA Rural	Cobertura en km ²	Total Incidencias		Duración Inc.(hrs)		
				MT	BT				MT	BT	MT	BT	
	Total	13	48	4.362,00	4.796,00	105.201,50	178.776,20	5.486,32	5.955	3.179	11,77	21,50	
ACTUAL	% sobre total	37,84%	42,97%	28,94%	29,46%	41,57%	38,98%	28%	29%	17%	12%	16%	
3	Sedes	33,33%	4,33	16,00	1.454,00	1.598,67	35.067,17	59.592,07	1.828,77	1.985,00	1.059,67	3,92	7,17
11	Brigadas	9,09%	1,18	4,36	396,55	436,00	9.563,77	16.252,38	498,76	541,36	289,00	1,07	1,95
Propuesta C													
5	Sedes	20,00%	2,60	9,60	872,40	959,20	21.040,30	35.755,24	1.097,26	1.191,00	635,80	2,35	4,30
17	Brigadas	5,88%	0,76	2,82	256,59	282,12	6.188,32	10.516,25	322,72	350,29	187,00	0,69	1,26

Al realizar el mismo análisis con la información obtenida de la base datos BDI, y los valores reducidos en tablas XXIV al aumentar al 50% las sedes y brigadas para cada propuesta es decir, 2.82 líneas en la propuesta A, 256.59 kilómetros de línea media tensión de la propuesta B, y 16,704.57 KVA de la propuesta C, los datos obtenidos para el sector Sur-Occidente de personal se presenta en la tabla XXV.

Figura 12. Distribución geográfica de las BOL por sede del sector Sur-Occidente con la propuesta A, B Y C.

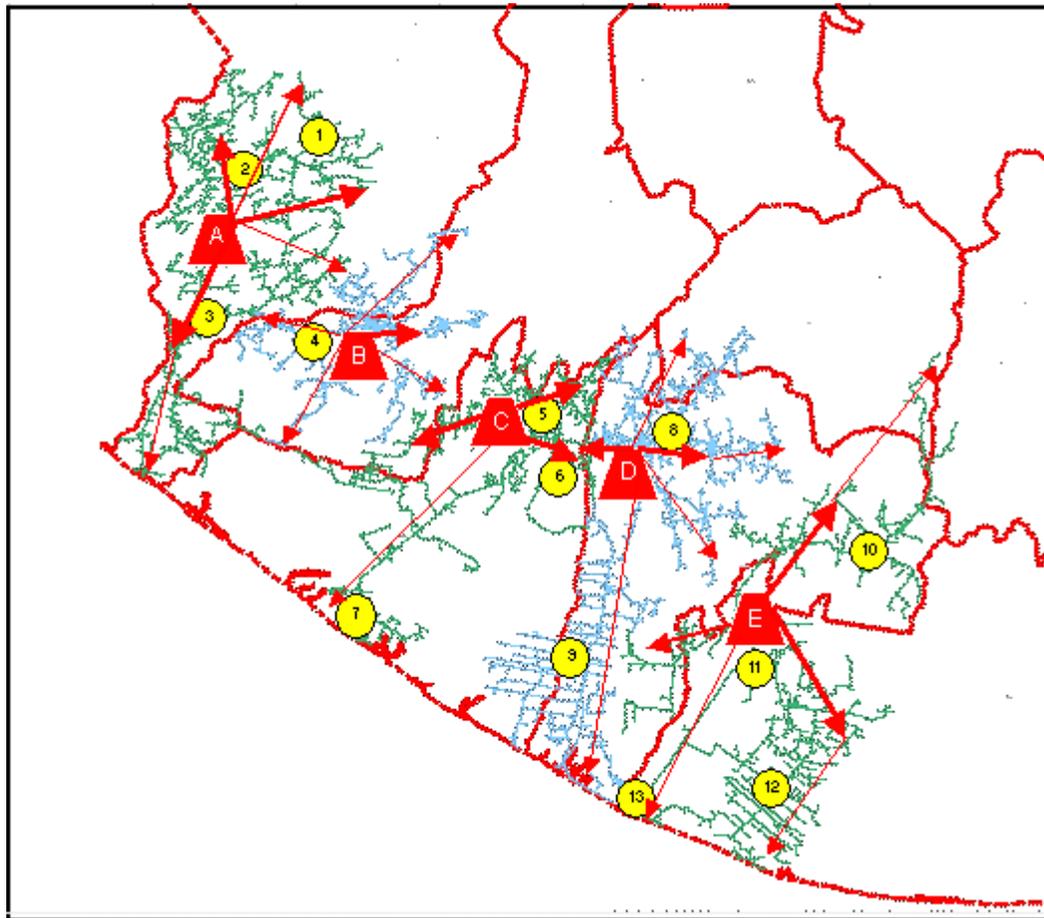


Tabla XXV. Resultado de las propuestas A, B y C por sede del sector Sur-Occidente tomando la base datos BDI

SEDE 	UBICACIÓN	No.	SUBESTACION 	Nombre de Líneas MT	Prioridad Línea	KM LMT	Potencia KVA	PROPUESTAS						
								A	B	C				
A	CATARINA-SAN MARCOS	1	SE EL PORVENIR	FINCA EL PORVENIR	2	10.301	957.600	3	4	3				
		2	SE MALACATAN	EL CARMEN FRONTERA	3	268.813	11.046.100							
				MALACATAN	1	35.693	4.597.600							
				SAN PABLO	2	206.516	0							
		3	SE MELENDRES	OCOS	2	174.844	7.275.100							
				PAJAPITA	2	159.085	9.978.600							
				TECUN UMAN	1	34.681	8.403.500							
				ZANJON SAN LORENZO	3	95.509	3.172.600							
		Total LMT por sede				8	985.442				45.431.100			
		B	Quetzaltenango-Coatepeque-Aldea la Unión	4	SE COATEPEQUE.	COATEPEQUE CIUDAD	1				50.753	9.212.600	2	2
COLOMBA	2					62.362	6.032.600							
GENOVA	2					180.863	7.732.600							
LAS PALMAS	2					97.660	5.362.600							
META TERMINAL	1					9.001	2.860.100							
PARQUE CENTRAL	1					17.721	6.233.500							
QUETZAL	3					133.789	6.122.600							
Total LMT por sede				7	552.149	43.556.600								
C	SAN SEBASTIAN-RETALHULEU	5	SE SAN SEBASTIAN	COLONIA ESPAÑOLA	2	7.694	1.345.100	4	3	4				
				EL ASINTAL	2	242.160	10.974.600							
				INDUSTRIAL REU	1	29.266	6.658.100							
				LA GUITARRA	2	86.357	7.087.600							
				LAS HULERAS	1	91.791	9.725.100							
				RETALHULEU	1	10.865	1.413.600							
				SAN MARTIN ZAPOTITLAN	1	100.018	10.427.600							
		6	SE EL PILAR	INGENIO EL PILAR	1									
				CABALLO BLANCO	2	201.970	8.327.600							
		7	SE CHAMPERICO	CAMARONERAS	1	11.706	7.228.500							
				CHAMPERICO CIUDAD	3	6.871	1.877.600							
				EL PALMO	3	3.271	85							
Total LMT por sede				12	791.969	65.065.485								

SEDE 	UBICACIÓN	No.	SUBESTACION 	Nombre de Líneas MT	Prioridad Línea	KM LMT	Potencia KVA	PROPUESTAS		
								A	B	C
D	Mazatenango-Mazatenango	8	SE MAZATENANGO	CUYOTENANGO	1	52.298	8.322.600	4	4	5
				MAZATENANGO CIUDAD	1	41.210	10.861.100			
				PAIZ	1	10.088	2.715.100			
				SAMAYAC	2	157.027	11.280.100			
				SAN ANTONIO	2	163.998	14.923.600			
				SAN FRANCISCO ZAP.	2	88.934	7.105.100			
				SAN GABRIEL	2	147.639	7.408.600			
		TIERRAS DEL PUEBLO	1	45.996	10.437.600					
		9	SE LA MAQUINA	LA MAQUINA	3	143.946	4.120.100			
				TAHUESCO	3	138.461	4.495.100			
				TULATE	3	125.249	2.730.100			
Total LMT por sede					11	1.114,85	84.399,100			
E	TIQUISATE-ESCUINTLA	10	SE COCALES	POCHUTA	2	112.988	8.143.100	4	4	3
				RIO BRAVO	1	122.767	9.626.100			
				SICASA	3	41.745	1.942.600			
		11	SE LA NORIA	NUEVA CONCEPCION	2	188.659	8.032.600			
				SEMILLERO	2	86.844	2.340.100			
				TIQUISATE	2	163.700	11.522.100			
		12	SE LA TROCHA	CENTRO 2 LAS TROCHAS	3	79.506	2.107.600			
				TECOJATE	3	124.014	3.315.100			
			EL SEMILLERO	ENTRADA SEMILLERO	3					
				PLAYA EL SEMILLERO	3	7.416	380			
Total LMT por sede					10	927,64	47.029,680			
TOTAL SECTOR					48	4372,045	285.481,965	17	17	18

Continuación

3.4.4 Definición de la propuesta final

La propuesta se define en base a los resultados obtenidos en la tabla XXV aumentando al 50% el número de sedes y brigadas dando como resultado la distribución de brigadas para cada sede y el promedio en atención de las instalaciones en números de línea de MT, Km de línea de MT y la potencia total KVA instalado a la fecha.

Se define la propuesta final de la distribución de las BOL tomando como base la propuesta B obtenida, distribuyendo geográficamente las brigadas de cada sede para tener un radio de acción de los 256 Km de línea correspondiente a cada brigada, para ello es necesario crear sub-sedes dando prioridad a las líneas en el orden establecido.

Tabla XXVI. Distribución de instalaciones sector Sur-Occidente según la prioridad

Prioridad	Líneas MT		KM Línea MT		Potencia KVA	
	Orden	Total	%	Total	%	Total
1	16	33%	663,85	15%	108.722,70	38%
2	19	40%	2.539,60	58%	135.829,30	48%
3	13	27%	1.168,59	27%	40.929,97	14%

48 100% 4.372,05 100% 285.481,97 100%

Los resultados de la tabla anterior reflejan que el 33% de las líneas son el 15% del total de Km línea y representan el 38% de potencia instalada, por lo cual se hace necesario su cobertura en este orden y así sucesivamente.

La distribución y ubicación geográfica final se presenta en la figura 13 y tabla XXVII.

Figura 13. Distribución geográfica de las BOL por Sede/Sub-sede del sector Sur-Occidente con la propuesta final.

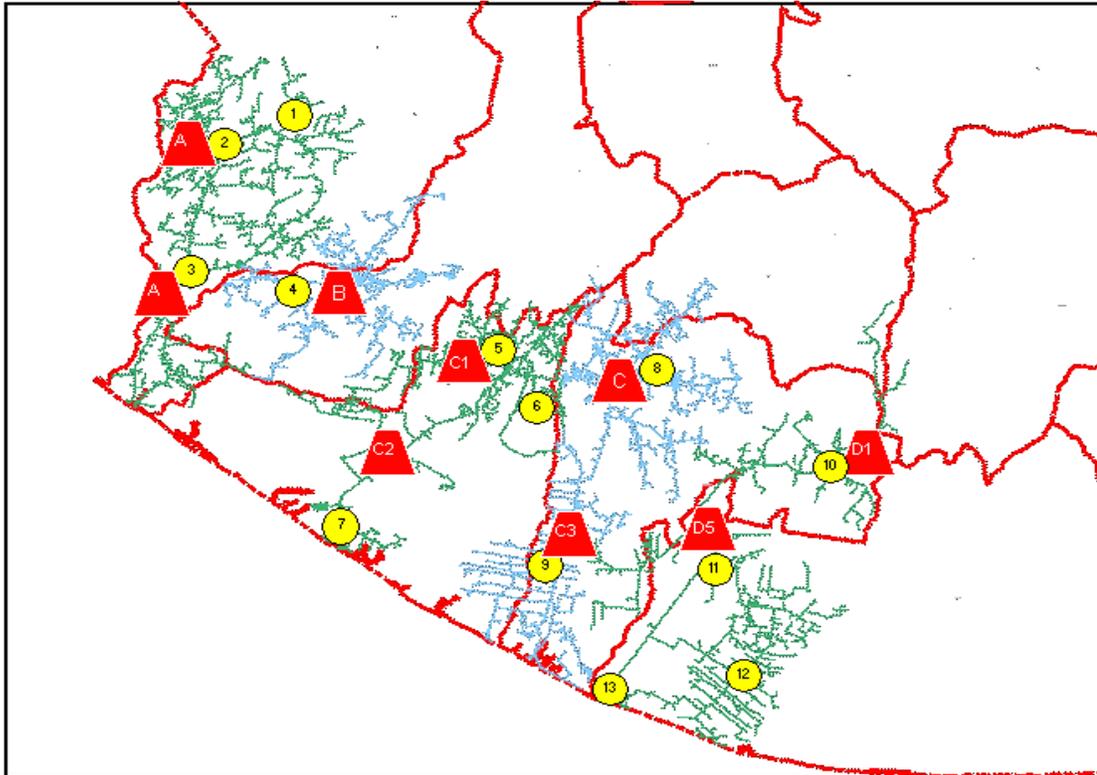


Tabla XXVII. Ubicación geográfica de las BOL por Sede/Sub-sede del sector Sur-Occidente con la propuesta final

●	SUBESTACIONES	▲	SEDE/Sub-sede	T promedio traslado hrs	Brigadas
1	SE EL PORVENIR	A1	Malacatan-San Marcos	0,19	2
2	SE MALACATAN				2
3	SE MELENDRES		A		Tecun Uman-San Marcos
4	SE COATEPEQUE	B	Coatepeque-Quetzal.		2
5	SE SAN SEBASTIAN	C1	San Sebastian-Retalhuleu	0,17	2
6	SE EL PILAR				
7	SE CHAMPERICO	C2	Retalhuleu		1
8	SE MAZATENANGO	C	Mazatenango-Suchi.		3
9	SE LA MAQUINA	C3	La Máquina-centro Urbano		1
10	SE COCALES	D1	Cocales Patulul-Suchi.		1
11	SE LA NORIA	D	Tiquisate-Escuintla	0,42	3
12	SE LA TROCHA				
13	SE EL SEMILLERO				

Total Sedes y Sub-sedes

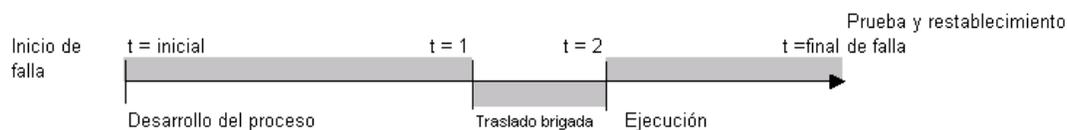
9

0,78

17

La propuesta final de distribución geográfica de las BOL, cuyo objetivo es reducir la duración de incidencias, del flujograma del proceso de atención de incidencias presentado en el apartado anterior, resumido en tres etapas importantes se simplificaría en la figura siguiente:

Figura 14. Traslado de las BOL dentro del proceso de atención de incidencias



Primera etapa, el inicio de la falla en el tiempo cero seguido por el desarrollo del proceso interno entre sistemas involucrados y si procede hasta el tiempo uno.

Segunda etapa, se notifica y se envía a las BOL a realizar la inspección en las instalaciones hasta el tiempo dos, siendo este la duración de traslado de las BOL.

Tercera etapa, se realizan las actividades necesarias en las instalaciones afectadas para restablecer la falla en coordinación con el COR.

De lo anterior se deduce que, a medida que el tiempo de traslado sea menor se reducirá el tiempo de duración que para la propuesta final comparado con el actual se tiene que, del 100% en duración (1.76 horas) del traslado de la brigada de su sede a las instalaciones por cubrir se reducirá un 44% (0.78 horas) y esto se reflejaría específicamente en el índice de calidad TTIK de servicio técnico (ver tabla XXIII).

4 EVALUACION ECONOMICA DEL PLAN PROPUESTO DE DISTRIBUCIÓN GEOGRAFICA DE LAS BOL SECTOR SUR- OCCIDENTE

4.1 Plan propuesto de distribución geográfica de las BOL sector Sur-Occidente

Para la propuesta final definida en el capítulo anterior, de la información alfanumérica de subestaciones y líneas de media tensión presentados en la tabla III, IV y XXVI para el sector Sur-Occidente, la tabla XXVIII resume las causas comunes de incidencias asociados al mantenimiento resultante de estas instalaciones donde, para el 100%(9,282) de incidencias registrados en el sector Sur-Occidente, el resultado fue del 40%(3,692) y 60%(5,590) asociado a mantenimiento preventivo y correctivo respectivamente, con un promedio de duración de 11.81 horas y 9.02 horas.

Al trazar la curva de las Subestaciones del sector SOC y su aporte al indicador TTIK total y acumulado debido a las incidencias y la duración de estas, observaremos el comportamiento obtenido en cada uno de ellas.

Al reducir la duración de las incidencias mejorará el indicador TTIK generado por las incidencias y por tanto obtener un beneficio.

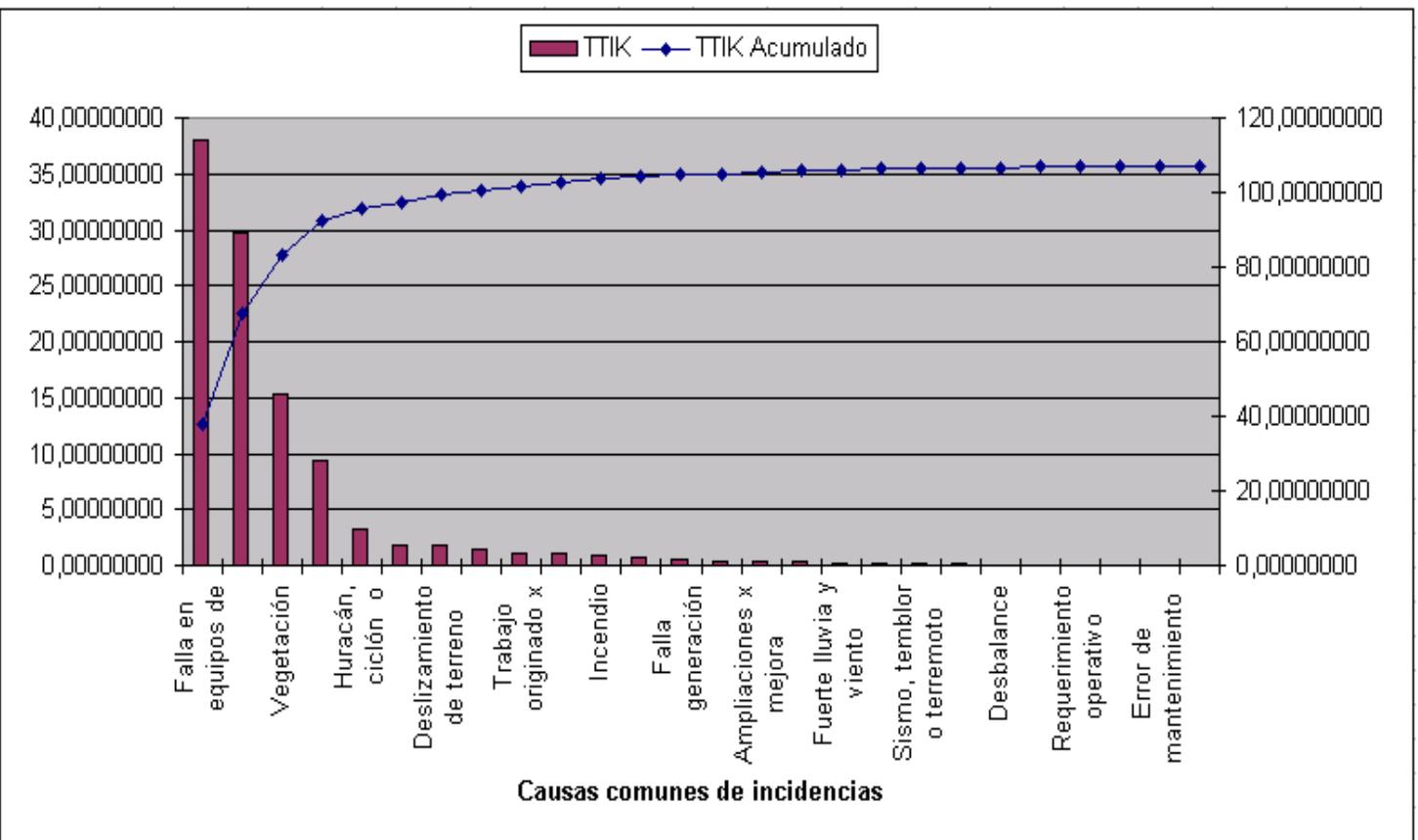
En la tabla XXX se observa que, si la actuación de las BOL se orientara sobre las primeas cuatro instalaciones es evidente que se obtendría una reducción del indicador TTIK.

Ahora bien, la propuesta final tiene como orientación principal el orden de prioridad definidas en las líneas por las razones expuestas anteriormente y resumidas en la tabla XXVII.

Tabla XXVIII. Causa de incidencias asociado a mantenimiento resultante total y su duración promedio

Item	Causas de incidencias	Mantenimiento resultante	Total incidencias	Duración promedio (hrs)
1	Descarga atmosférica	P R E V E N T I V O	673	24,96
2	Falla equipos de SE		24	18,79
3	Vegetación		1.047	16,73
4	Falla en equipos de línea		537	15,01
5	Corrosión o contaminación		947	14,62
6	Sobrecarga		174	13,36
7	Animales		265	8,36
8	Error de mantenimiento		4	6,06
9	Barriletes		14	4,85
10	Diseño defectuoso de línea		2	4,10
11	Desbalance		5	3,02
12	Ampliaciones x mejora	C O R R E C T I V O	3	34,21
13	Vandalismo		29	23,13
14	Fuerte lluvia y viento		2.536	12,84
15	Incendio		6	12,03
16	Causa desconocida		2.543	10,60
17	Deslizamiento de terreno		6	9,34
18	Trabajo originado x terceros		133	9,17
19	Vehículos		108	9,14
20	Otros accidentes		19	4,73
21	Falla generación		47	4,54
22	Huracán, ciclón o tornado		1	1,86
23	Sismo, temblor o terremoto		2	1,71
24	Requerimiento operativo		28	1,04
25	Falla de transporte		127	0,75
26	Baja frecuencia		2	0,23
		Preventivo	3.692	11,81
		Correctivo	5.590	9,02
		TOTAL	9.282	10,20

Figura 15. Curva de causas de incidencias y su aporte al indicador TTIK



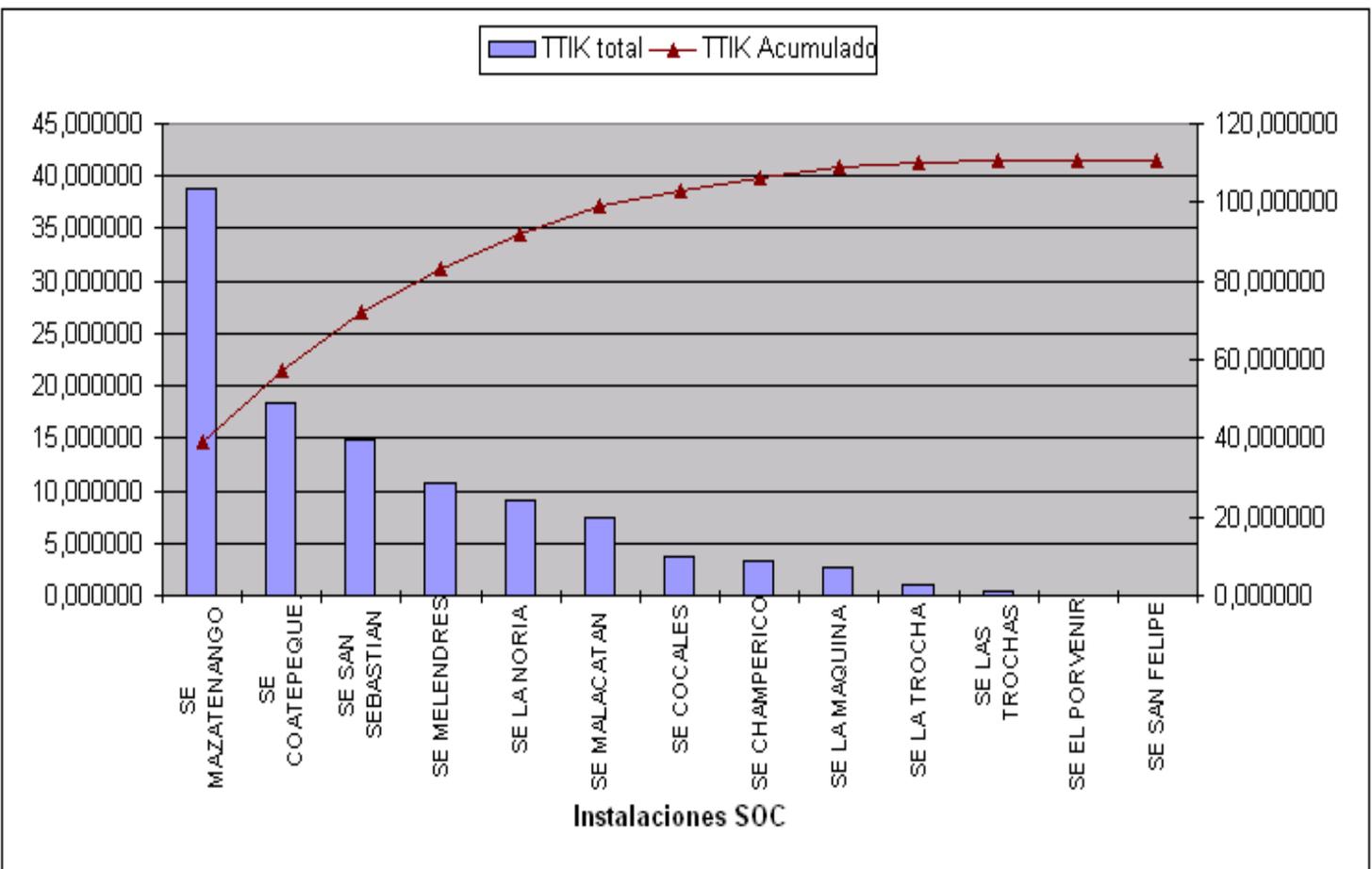


Figura 15. Curva de instalaciones y su aporte al indicador TTIK

Tabla XXIX. Causa de incidencias y su aporte al índice de calidad TTIK

Item	Causas de incidencias	TTIK total	TTIK Acumulado	% Acumulado del total
1	Falla en equipos de línea	37,99574055	37,99574055	36%
2	Causa desconocida	29,78054997	67,77629052	63%
3	Vegetación	15,34722792	83,12351844	78%
4	Corrosión o contaminación	9,28815546	92,41167390	87%
5	Huracán, ciclón o tornado	3,30621811	95,71789200	90%
6	Otros accidentes	1,81990425	97,53779625	91%
7	Deslizamiento de terreno	1,81990425	99,35770050	93%
8	Falla de transporte	1,41971012	100,77741061	94%
9	Trabajo originado x terceros	0,99749845	101,77490906	95%
10	Animales	0,99276280	102,76767186	96%
11	Incendio	0,81670791	103,58437978	97%
12	Descarga atmosférica	0,65003986	104,23441964	98%
13	Falla generación	0,47664979	104,71106943	98%
14	Diseño defectuoso de línea	0,36853711	105,07960654	98%
15	Ampliaciones x mejora	0,36302860	105,44263514	99%
16	Falla equipos de SE	0,28055653	105,72319167	99%
17	Fuerte lluvia y viento	0,25326883	105,97646050	99%
18	Sobrecarga	0,24947529	106,22593579	99%
19	Sismo, temblor o terremoto	0,24010051	106,46603631	100%
20	Barriletes	0,16065861	106,62669492	100%
21	Desbalance	0,06690102	106,69359594	100%
22	Vandalismo	0,06357239	106,75716833	100%
23	Requerimiento operativo	0,06357239	106,82074072	100%
24	Baja frecuencia	0,00290282	106,82364354	100%
25	Error de mantenimiento	0,00019379	106,82383734	100%
26	Vehículos	0,00017769	106,82401503	100%
Total		106,82401503		

Tabla XXX. Instalaciones SOC y su aporte al índice de calidad TTIK

Item	Subestaciones	TTIK total	TTIK Acumulado	% Acumulado respecto al total
1	SE MAZATENANGO	38,843137	38,843137	35%
2	SE COATEPEQUE.	18,445789	57,288926	52%
3	SE SAN SEBASTIAN	14,759858	72,048784	65%
4	SE MELENDRES	10,805109	82,853893	75%
5	SE LA NORIA	9,044435	91,898328	83%
6	SE MALACATAN	7,376039	99,274368	90%
7	SE COCALES	3,762034	103,036402	93%
8	SE CHAMPERICO	3,357946	106,394348	96%
9	SE LA MAQUINA	2,635785	109,030133	99%
10	SE LA TROCHA	1,003983	110,034115	100%
11	SE LAS TROCHAS	0,392653	110,426768	100%
12	SE EL PORVENIR	0,004730	110,431498	100%
13	SE SAN FELIPE	0,000362	110,431860	100%

Los resultados de las tablas anteriores indican que las primeras cuatro causas de incidencias e instalaciones son las que mayor aporte tienen en el índice da calidad TTIK, siendo las siguientes:

Causas comunes importantes:

- Falla en equipos de línea
- Causa desconocida
- Vegetación y
- Corrosión o contaminación

Subestaciones SOC importantes

- SE Mazatenango
- SE Coatepeque
- SE San Sebastián y
- SE Meléndres

En la siguiente tabla, se muestran los valores correspondientes de TTIK y FMIK anuales registrados, los valores objetivos de reducción con el tiempo de traslado de las BOL definido en la propuesta final

Tabla XXXI. Valores registrados de TTIK y FMIK y la reducción de estos con la propuesta final.

	Primer Semestre		Segundo Semestre	
	Registrado	Reducción	Registrado	Reducción
Total Suma de TTIK Urb	12,12040025	0,96963202	22,03067514	1,762454011
Total Suma de TTIK Rur	27,37437913	2,18995033	48,90640521	3,912512417
Total Suma de FMIK Urb	2,80720654		2,918026846	
Total Suma de FMIK Rur	4,11390659		5,707625515	

4.2 Costo asociado del plan propuesto

El poder determinar el costo que representa el ejecutar la distribución geográfica de las BOL propuesto para el sector Sur-Occidente es importante por dos razones, la primera es conocer cuánto es el monto que la empresa distribuidora tiene que destinar para atender las incidencias registradas y la otra razón es poder evaluar si la distribución propuesta es rentable, comparándola con los beneficios que se obtendrían.

Para determinar estos costos se trabajara con los importes actuales de atención de incidencias de mantenimiento, determinados de la siguiente forma:

$$CI = \text{costo fijo} + \text{costo variable} \quad (11)$$

Donde:

CI: es el costo de incidencia atendida para la distribuidora

Costo fijo: es el monto fijado por la distribuidora de Q5,000.00 para la brigada para su disponibilidad total en las incidencias.

Costo variable: es el monto fijado por la distribuidora de Q247.50 para cada incidencia por el número de ellas atendidos sean de MT o BT.

Con lo anterior se tiene que el costo de atención de la incidencias para las instalaciones del sector Sur-Occidente con un total 9,282 en MT y BT ocurridas en un año según la tabla XXIV tendrá un costo de:

$$\text{CAI} = 5,000.00 \cdot 12 + (5,955 + 3,179) \cdot 247.5$$

$$\text{CAI} = 2,320,665.00 \text{ Q}$$

Donde:

CAI: es el costo anual de incidencias

4.3 Ingresos por venta de energía al obtener una reducción del índice de calidad de servicio técnico

Para determinar el ingreso por venta de energía al reducir los índices de calidad se procede primeramente en determinar la energía no suministrada con los indicadores de calidad FMIK y TTIK inicial y la energía no suministrada final con el plan propuesto de distribución geográfica de las BOL para el sector Sur-Occidente, luego la resta entre la condición inicial y la final será la energía suministrada al reducir los índices de calidad.

Antes se determinará el tiempo total sin servicio debido a las incidencias, del FMIK y el TTIK se hace una relación entre estos dos indicadores. Aplicándolo para toda la distribuidora, teniendo la potencia instalada multiplicada por un factor de utilización del 40% para cargas urbanas y 15% para cargas rurales en las distribuidoras, y al multiplicarlo por el tiempo total, se obtendrá el dato de la energía que se ha dejado de vender por estas interrupciones.

Para calcular lo anterior, se utilizan las siguientes fórmulas:

$$\text{Ingresos por energía} = \text{CENS sin propuesta} - \text{CENS con propuesta} \quad (12)$$

$$T \text{ total} = \text{FMIK total} \times \text{TTIK total} \quad (13)$$

$$\text{ENS} = T \text{ total} \times (P_{\text{inst}}) \times f_p \times F_U \quad (14)$$

$$\text{CENS} = \text{ENS} \times \text{Eficiencia por kWh} \quad (15)$$

Donde:

T total: es el tiempo total que estuvo sin servicio los clientes de las salidas de media tensión de las subestaciones del sector SOC.

FMIK total: es el FMIK total registrado en las instalaciones durante el tiempo de evaluación.

TTIK total: es el TTIK total registrado en las instalaciones en el tiempo de evaluación.

ENS: es la energía no suministrada por la distribuidora en el T total.

Pinst: Es suma de potencia urbana y rural instalada en las salidas de media tensión de las subestaciones.

fp: es el factor de potencia promedio del sistema (se asumirá un valor de 0.85).

FU: es la relación entre el consumo habitual de un cliente medio y la potencia instalada que le puede proporcionar el distribuidor en el punto de entrega.

CENS: es el costo de la energía no suministrada en el tiempo T total.

Eficiencia por kWh: es la diferencia del costo del kWh al que vende la distribuidora y lo que tiene que pagar por ella en el plazo que se está evaluando, para este caso se supondrá una ganancia de US\$ 0.02 con una tasa de cambio al día de hoy de 7.70 Q/US\$.

Para la condición final, se toma en cuenta la reducción obtenido de los índices con la propuesta de distribución final de las BOL datos reflejados en la tabla XXXII.

Por tanto, La diferencia entre la condición inicial y final, es el costo de energía que se venderá por la reducción del índice de servicio técnico.

Ingreso de energía = CENS sin propuesta – CENS con propuesta

Ingreso de energía = 1.036.839,08 – 953,891.93 = 82,947.13 US\$

Ingreso de energía = 638,982.87 Q

Tabla XXXII. Cálculo de energía no suministrada por los índices de calidad obtenidos antes y después de la propuesta.

Eficiencia (\$/kwh)	\$0,02	
Factor de potencia	0,85	
	Urbana (KVA)	Rural (KVA)
Potencia instalada	105.204,5	178776,2
FU	40%	15%
Sin propuesta		
	Primer Semestre	Segundo Semestre
Total Suma de TTIK Urb	12,12040025	22,03067514
Total Suma de TTIK Rur	27,37437913	48,90640521
TTIK total	39,49477938	70,93708035
Total Suma de FMIK Urb	2,80720654	2,918026846
Total Suma de FMIK Rur	4,113906591	5,707625515
FMIK total	6,921113131	8,625652361
T total (horas)	273,3478361	611,8785946
ENS (kwh)	16008204,77	35833749,32
CENS	\$320.164,10	\$716.674,99
CENS sin propuesta	\$1.036.839,08	
Con propuesta		
	Primer Semestre	Segundo Semestre
Total Suma de TTIK Urb	11,15076823	20,26822113
Total Suma de TTIK Rur	25,18442880	44,9938928
TTIK total	36,33519703	65,26211392
T total	251,4800093	562,9283071
ENS	14727548,39	32967049,38
CENS	\$294.550,97	\$659.340,99
CENS con propuesta	\$953.891,96	

4.4 Ahorro por pago de indemnizaciones

Otro beneficio a considerar con el plan propuesto es el ahorro de indemnizaciones que los índices de calidad aportan.

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 la propuesta definida y los valores límites indicados en tabla I, finalmente el ahorro será la diferencia entre las dos. Lo anterior se calcula con la aplicación de las fórmulas 4,5 y 6 de indemnizaciones presentados en el capítulo uno.

Ahorro por indemnizaciones = ING sin propuesta – ING con propuesta (16)

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

Para la condición final, se toma en cuenta la reducción obtenido de los índices con la propuesta de distribución geográfica final de las BOL datos reflejados en la tabla XXXIII.

Por tanto, la diferencia entre la condición inicial y final, es el ahorro por indemnizaciones por la reducción del índice de servicio técnico.

Ahorro por indemnizaciones = ING sin propuesta – ING con propuesta

Ahorro por indemnizaciones = 32,657.003.00 – 29,3997.678.00

Ahorro por indemnizaciones = 3, 259,325.00 Q

Tabla XXXIII. Cálculo de indemnizaciones según los indicadores TTIK y FMIK

Demanda del Sistema Distribuidor (kwh)		Tarifa Ciudad de Guatemala BTS (Q/kwh)	
Primer Semestre	Segundo Semestre	Primer Semestre	Segundo Semestre
287.655,398	302.273,819	1,18	1,22

INDICES DE CALIDAD DE SERVICIO TÉCNICO

	TTIK Urbano	TTIK Rural	FMIK Urbano	FMIK Rural
Valores límites	8	10	2,5	3,5
Sin propuesta				
Primer Semestre	12,12	27,37	2,81	4,11
ING primer semestre	Q 1.596,577 8.315,10	6.732,242	513,953	1.582,860
Segundo Semestre	22,03	48,91	3,50	5,71
ING segundo semestre	Q 5.906,563 24.341,901	16.378,622	2.649,818	7.963,279
ING sin propuesta	Q 32.657,003			

Demanda del Sistema Distribuidor (kwh)		Tarifa Ciudad de Guatemala BTS (Q/kwh)	
Primer Semestre	Segundo Semestre	Primer Semestre	Segundo Semestre
287.655,398	302.273,819	1,18	1,22

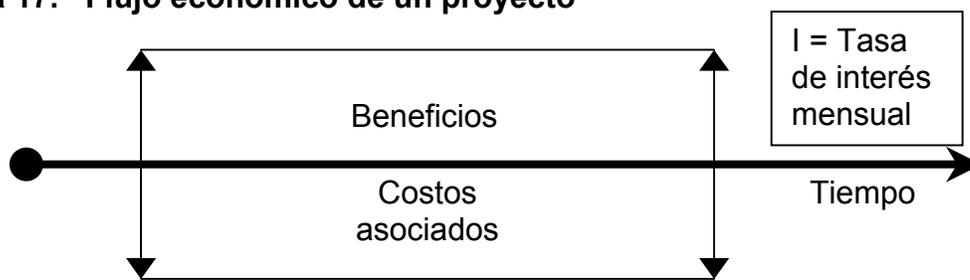
INDICES DE CALIDAD DE SERVICIO TÉCNICO

	TTIK Urbano	TTIK Rural	FMIK Urbano	FMIK Rural
Valores límites	8	10	2,5	3,5
Con propuesta				
Primer Semestre	11,15	25,18	2,81	4,11
ING primer semestre	Q 1.220,863 7.339,909	5.883,678	472,837	1.456,231
Segundo Semestre	20,27	44,99	2,92	5,71
ING segundo semestre	Q 5.164,614 22.057,769	14.731,552	1.222,325	7.326,217
ING con propuesta	Q 29.397,678			

4.5 Evaluación beneficio costo

La evaluación económica se realiza a través de los indicadores financieros. Para poder emplear los indicadores financieros, se debe determinar el diagrama de flujo económico de la actividad. Este contiene la inversión inicial, los ingresos y los egresos. Para nuestro plan se representa de la siguiente manera

Figura 17. Flujo económico de un proyecto



En este diagrama observamos que para un período de tiempo determinado representado por la línea horizontal más gruesa, lo que esté arriba 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 ganando a plazo fijo.

Para el caso de la distribuidora, los beneficios estarán definidos como el ahorro en el pago de las indemnizaciones al mejorar los índices del servicio técnico, más los ingresos por la energía que se vendería al reducir el tiempo de las interrupciones.

En los gastos mensuales se consideran todos los gastos operativos de la unidad de mantenimiento, personal, materiales, recursos, carburantes, etc. a necesitar en la realización del proyecto.

El primer indicador financiero es el valor presente neto. Este consiste en convertir gastos y los beneficios futuros a su valor presente, considerando un porcentaje fijo, que representa el valor del dinero en el tiempo; evalúa los beneficios netos del proyecto y compara los diferentes flujos anuales de beneficios y costos durante la vida útil del proyecto. Además, mide la factibilidad financiera, tomando en cuenta la preferencia temporal del dinero.

A medida en que sea igual o mayor a cero indicará si el proyecto es conveniente o no.

Para calcular el valor presente neto, se necesitan los beneficios y los costos. Estos datos se obtienen del diagrama de flujo de la figura 18 anterior.

Beneficios = ingresos mensuales.

Costos = costos de inversión + gastos de operación (mensuales)

$$VPN = VP (\text{beneficios}) - VP (\text{costos}) \quad (17)$$

Otro indicador es la tasa interna de retorno y se refiere a la tasa de interés que hace que el valor presente neto del proyecto sea cero. Es una tasa de descuento que hace que el valor actual de los flujos de beneficios sea igual al valor actual de los flujos de inversión. Descuenta todos los flujos asociados con un proyecto o plan, a un valor exactamente igual a cero.

Para calcular la TIR se utiliza la expresión matemática siguiente

$$\text{Tir} = \text{tasa menor} + \text{diferencia entre ambas} \left(\frac{VPN \text{ menor}}{\sum VPN \text{ ambas}} \right) \quad (18)$$

Por último, la relación beneficio-costos permite evaluar 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.

$$\frac{\text{Beneficios}}{\text{Costos}} = \frac{B}{C} \quad (19)$$

Iniciando con los cálculos, tenemos que los beneficios del plan o proyecto son los ingresos por la energía suministrada al reducir la duración de incidencias y el ahorro por indemnizaciones, esto es: Q 638,982.87 + Q3,259,325.00 = Q 3,898,017.87. Los costos vienen dados por la propuesta definida, esto es: Q 2,320,665.00. Ahora para la tasa de interés anual se tiene 5.21 % (correspondiente al 30 de marzo del 2006, del banco de Guatemala).

- Cálculo del VPN, con la fórmula 17 descrita en este capítulo

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

$$\text{VPN} = \text{VP}(3,898,017.87) - \text{VP}(2,320,665.00)$$

$$\text{VPN} = (3,898,017.87/12,5.21\%,12) - (2,320,665.00/12,5.21\%,12)$$

$$\text{VPN} = 3,790,205.60 - 2,256,479.51 = 1,533,726.08 \text{ Q}$$

El resultado indica, que con valores presentes tenemos una utilidad positiva de 1,533,726.08 Q

- Cálculo de la TIR

El cálculo de la tasa interna de retorno TIR, se realiza con la fórmula 18 descrita en este capítulo

Tir = tasa menor + diferencia entre ambas (VPN menor / $|\sum \text{VPN ambas}|$)

Con $i = 60\%$

$$\text{VPN} = \text{VP}(3,898,017.87) - \text{VP}(2,320,665.00)$$

$$\text{VPN} = (3,898,017.87/12,60\%,12) - (2,320,665.00/12,60\%,12)$$

$$\text{VPN} = 539,467.96 - 321,169.49 = 218,298.47 \text{ Q}$$

Con $i = 70\%$

$$\text{VPN} = \text{VP}(3,898,017.87) - \text{VP}(2,320,665.00)$$

$$\text{VPN} = (3,898,017.87/12,70\%,12) - (2,320,665.00/12,70\%,12)$$

$$\text{VPN} = 463,253.26 - 275,795.46 = 187,457.80 \text{ Q}$$

Entonces:

Tir = tasa menor + diferencia entre ambas (VPN menor / $|\sum \text{VPN ambas}|$)

$$\text{Tir} = 0.60 + 0.10(218,298.47/(405,756.27))$$

$$\text{Tir} = 0.6538 = 65.38\%$$

La tasa de interés que paga el proyecto por invertir, siempre que las ganancias se reinviertan a la misma tasa, es de $i = 65.38\%$ mensual.

- Cálculo del beneficio costo se tiene, con la fórmula (19)

$$\frac{\text{Beneficios}}{\text{Costos}} = \frac{B}{C}$$

$$\text{Beneficio} = 3,898,017.87$$

$$\text{Costo} = 2,320,665.00$$

$$\text{Beneficio / Costo} = 3,898,017.87 / 2,320,665.00 = 1.68$$

Este resultado nos indica que por cada unidad monetaria que se destina en la propuesta o proyecto se obtiene a cambio 0.68 adicionales, es decir, que la propuesta tiene una utilidad de 68%.

CONCLUSIONES

1. El servicio de distribución de energía eléctrica es operado y financiado por inversionistas de capital privado, derivado de la ley, emitido por el Congreso de la República para desmonopolizar y agilizar el crecimiento en la producción, transmisión y distribución de energía eléctrica, siendo necesario la actuación de un ente regulador para estructurar la tarifa y la calidad de servicio para el consumidor por medio de las normas creadas para el desarrollo de estas actividades.
2. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica de Guatemala, como ente regulador, emitió las Normas Técnicas del Servicio de Distribución NTSD, en el cual se define los índices o indicadores por los cuales se evalúa la calidad del servicio técnico. Estos indicadores se relaciona con las interrupciones que el distribuidor tenga y, para ello, se consideran los índices técnicos y económicos del FMIK y TTIK.
3. Independientemente del tipo de aviso que origina una incidencia, cuanto mayor sea la información proporcionado por la fuente informativa, permitirá un mejor seguimiento en el sistema SGI, información al cliente del estado que se encuentra y sobre todo, la detección de la instalación averiada para el restablecimiento de servicio eléctrico, a través de las BOL.

4. Por medio de los parámetros utilizados en el análisis de distribución general se puede comprobar si para cada sector es conforme a lo determinado en los cálculos, si las actividades de mantenimiento y sus instalaciones son cubiertas con el tiempo y personal requerido para cada sector, a fin de obtener mejores beneficios, tanto el usuario como la distribuidora.
5. Los resultados del análisis de distribución general determinaron que los mayores porcentaje en las actividades de mantenimiento, distribución de instalaciones y las incidencias registradas tanto en FMIK como en TTIK fueron para el sector Sur-Occidente y Nor-Oriente, siendo necesario una revisión y comparación de la distribución de las BOL actual con el plan propuesto para el primer sector.
6. El plan de distribución geográfica de las BOL definido y propuesto para atender el sector Sur-Occidente se evaluó económicamente, tomando en cuenta los costos asociados a este plan y 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 68%.

RECOMENDACIONES

1. Llevar a cabo la propuesta de distribución geográfica planteada para el sector Sur-Occidente y sirva este como modelo para los demás sectores aumentando los beneficios indicados y obtenidos para el distribuidor.
2. Dividir los sectores Sur-Occidente y Nor-Oriente para concentrar los esfuerzos y recursos en metas alcanzables por el personal de mantenimiento del sector.
3. Los mayores beneficios y calidad de servicio se alcanzarán a medida que los planes de mantenimiento en las instalaciones del distribuidor reflejen una disminución de las incidencias derivado de la actividad de mantenimiento preventivo y acompañado del plan propuesto para el mantenimiento correctivo.
4. Que las brigadas de operación local (BOL) el cual es el personal que realiza el trabajo de campo reciba capacitación adecuada para el desarrollo de sus actividades.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. **Ley General de Electricidad.** Decreto 93-96 del Congreso de la República de Guatemala. Título I, Capítulo I, Artículo 1.
2. **Reglamento de la Ley General de electricidad.** Acuerdo Gubernativo 256-97 del Presidente de la República de Guatemala. Título I, Capítulo I, Artículo 2.
3. **"Normas técnicas del servicio de distribución, NTSD"**. Resolución CNEE No. 09-99. Título IV, Capítulo I, Artículo 55.
4. **Reglamento de la Ley General de Electricidad.** Acuerdo Gubernativo 256-97 del Presidente de la República de Guatemala. Título I, Capítulo I, Artículo 1.
5. Información alfanumérica del sistema SGI del Centro de Operaciones de DEOCSA-DEORSA. Unión Fenosa, 2005. Base de datos del segundo semestre, 2004 y primer semestre, 2005.
6. **Normas técnicas del servicio de distribución, NTSD "**. Resolución CNEE No. 09-99. Título IV, Capítulo I, Artículos 52 - 54.
7. **Manuales e información alfanumérica y gráfica del sistema de control de instalaciones de DEOCSA-DEORSA.** Unión Fenosa 2005. Base de datos del segundo semestre 2,004 y primer semestre 2,005.
8. Leland Blank y Anthony Tarquín. **Ingeniería económica.** (3ª edición; México: McGraw-Hill, 1992), p. 90.

BIBLIOGRAFÍA

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