



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA

**APLICACIONES TÉCNICO-ECONÓMICAS DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE
INCIDENCIAS EN LAS DISTRIBUIDORAS DE ELECTRICIDAD DE ORIENTE Y
OCCIDENTE S.A.**

JOSÉ HUGO HUMBERTO GONZÁLEZ HERNÁNDEZ

ASESORADO POR Ing. CÉSAR MORALES MASELLA

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2003

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**APLICACIONES TÉCNICO-ECONÓMICAS DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE
INCIDENCIAS EN LAS DISTRIBUIDORAS DE ELECTRICIDAD DE ORIENTE Y
OCCIDENTE S.A.**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

JOSÉ HUGO HUMBERTO GONZÁLEZ HERNÁNDEZ

ASESORADO POR Ing. CÉSAR MORALES MASELLA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2003
UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA

FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

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

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Herbert Rene Miranda Barrios
EXAMINADOR	Ing. Jorge Fernando Álvarez Girón
EXAMINADOR	Ing. Francisco Javier González López
EXAMINADOR	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
SECRETARIA	Inga. Gilda Marina Castellanos Baiza de Illescas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

**APLICACIONES TÉCNICO-ECONÓMICAS DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE
INCIDENCIAS EN LAS DISTRIBUIDORAS DE ELECTRICIDAD DE ORIENTE Y
OCCIDENTE S.A.**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 30 de agosto de 2001.

José Hugo Humberto González Hernández

ACTO QUE DEDICO

A DIOS	Por haberme brindado la vida y la sabiduría para poder terminar mi carrera.
A MIS PADRES	Aura Elizabeth Hernández Gregorio Rubén González.
A MIS HERMANOS	Rubén Oswaldo, Marvin Rene, Noé Alejandro.
A MIS SOBRINOS	Ángel Moisés, Joselin Alejandra, Ale, Chino, Fernando.
A MIS PRIMOS	Imelda, Lourdes, Gladis, William, Herberth.
A MI FAMILIA EN GENERAL	Con cariño y respeto.
A QUETZALTENANGO	Al cual agradezco haber nacido en su tierra.
A LA USAC	Por darme la oportunidad de recibir mi educación superior.
A LA FACULTAD DE INGENIERÍA	Con respeto y admiración.

AGRADECIMIENTOS

A LAS EMPRESAS DEORSA & DEOCSA DE UNIÓN FENOSA

Por su colaboración para la realización de este trabajo de graduación.

AL ING. CÉSAR MORALES

Por el asesoramiento de este trabajo, por su confianza y comprensión.

A LA MAGNA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA

Con respeto y admiración.

A LA FACULTAD DE INGENIERÍA

Con respeto y admiración.

MIS AMIGOS Y COMPAÑEROS DE ESTUDIO

Gracias por su amistad, en especial a: German, Leonidas, Marvin, Evelio, Alfredo, Amilcar.

MIS COMPAÑEROS DE TRABAJO

Por brindarme apoyo, con respeto y admiración.

A TODAS LAS PERSONAS

Que de una y otra forma colaboraron para llevar a feliz término mi carrera profesional.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	VII
GLOSARIO	VIII
RESUMEN	XI
OBJETIVOS	XII
INTRODUCCIÓN	XIII
1. SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA	1
1.1. Elementos de un sistema de distribución eléctrica	1
1.1.1. Circuitos de transmisión	1
1.1.2. Subestaciones de distribución	2
1.1.3. Circuitos de distribución	2
1.1.4. Transformadores de distribución	3
1.1.5. Circuitos secundarios	3
1.1.6. Servicio de los consumidores	3
1.2. Características generales de los sistemas de distribución en MT	4
1.3. Estructuras de redes y conectividad	8
1.4. Estructuras de respaldo	12
2. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DEORSA Y DEOCSA	13
2.1. Generalidades de las empresas	14
2.1.1. Datos geográficos y cobertura de las empresas	15

2.2. Subestaciones de distribución	17
2.2.1. Capacidad y tensión de las subestaciones	21
2.2.2. Interconexión del sistema INDE – DEORSA Y DEOCSA	24
2.2.3. Interconexión de subestaciones en media tensión en la red	24
2.3. Red de distribución eléctrica	25
2.3.1. Características generales de las líneas de distribución	25
2.3.2. Tipos de estructuras en la red	26
2.3.3. Características generales de los conductores	26
2.3.4. Tipos de demanda urbana y rural	26
2.4. Transformadores de distribución	27
2.5. Circuitos secundarios de baja tensión	28
3. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE INCIDENCIAS	29
3.1. Generalidades	29
3.1.1. Introducción al SGI	30
3.1.2. Usos del programa en las empresas	32
3.1.2.1. Gestionamiento de avisos OT-24H	33
3.1.2.2. Gestionamiento de incidencias CMD	35
3.2. Recolección de datos en las empresas	37
3.2.1. Usuarios	37
3.2.2. Red de distribución por GPS	38
3.2.2.1. Subestaciones	38
3.2.2.2. Líneas	39
3.2.2.3. Transformadores	39
3.3 Descripción del lugar de la implementación	40
3.4 Descripción general del sistema	40

4. DETERMINACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CALIDAD A PARTIR DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE INCIDENCIAS	41
4.1. Generalidades de los índices de calidad para el área de distribución FMIK, TTIK, INK, DPS, DPI	41
4.1.1. Índices de calidad para el servicio técnico	43
4.2. Generación de la base de datos para la contabilización de los índices de calidad	47
4.3. Reportes de índices de calidad FMIK Y TTIK a través de la base de datos	48
4.4. Resumen estadístico de la explotación de la red a través de la BD	52
4.4.1 Evolución anual del número de incidencias	52
4.4.2 Evolución mensual del número de incidencias por cada cien kilómetros de línea (IKR)	53
4.4.3 Evolución mensual promedio de cada interrupción (DPI)	55
4.4.4 Evolución mensual de disponibilidad del sistema (DPS)	56
5. APLICACIONES TÉCNICAS DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE INCIDENCIAS	57
5.1. Tipos de causas más frecuentes asociadas a la red	57
5.2. Aporte porcentual de indicadores de calidad por línea para asociación de mantenimiento	59
5.2.1. Aporte porcentual por asociación a tipo según la CNEE.	66
5.2.2. Aporte porcentual por asociación a causa	67
5.3. Evaluación de efectividad del mantenimiento ejecutado por línea	68
5.3.1. Recomendaciones de utilización de los indicadores para el área de mantenimiento	70
6. APLICACIONES ECONÓMICAS DE LOS ÍNDICES DE CALIDAD DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE INCIDENCIAS	73

6.1.	Cálculo de la indemnización marginal del TTIK Y FMIK	73
6.2.	Aporte porcentual de indemnización por falla más frecuentes	77
6.3.	Aporte porcentual de indemnización por actividad de Mantenimiento	78
6.4	Análisis económico global	80
CONCLUSIONES		81
RECOMENDACIONES		83
BIBLIOGRAFÍA		84
APÉNDICE		85

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1	Proceso de la energía eléctrica	4
2	Perspectiva de una subestación eléctrica	6
3	Diagrama de una red eléctrica	8
4	Línea conexión a otra línea	12
5	Regiones que cubren las empresas	17
6	Subestación Shoropin en Chiquimula	19
7	Configuración de barra simple	20
8	Configuración de barra doble	21
9	Proceso de una incidencia	33
10	Oficina telefónica OT-24H	34
11	Centro de maniobras de distribución	36
12	Diagrama de la red eléctrica del ramal El Tejar	46
13	Evolución mensual FMIK DEOCSA 2002	48
14	Evolución mensual FMIK DEORSA 2002	49
15	Evolución mensual TTIK DEOCSA 2002	50
16	Evolución mensual TTIK DEORSA 2002	51
17	Evolución incidencias DEOCSA y DEORSA 2002	53
18	Evolución de IKR DEOCSA Y DEORSA 2002	54
19	Evolución de DPI DEOCSA Y DEORSA 2002	55
20	Disponibilidad promedio del sistema 2002	56
21	Causas frecuentes incidencias DEORSA 2002	67
22	Causas frecuentes incidencias DEOCSA 2002	68
23	Causas mas frecuentes ramal El Tejar 2002	69
24	Indemnización por causas DEORSA	77
25	Indemnización por causas DEOCSA	78

TABLAS

I	Subestaciones compartidas ETCEE-DEOCSA	22
II	Subestaciones propias DEOCSA	22
III	Subestaciones compartidas ETCEE-DEORSA	23
IV	Subestaciones propias DEORSA	23
V	Índices globales	48
VI	Evolución mensual FMIK DEOCSA 2002	49
VII	Evolución mensual FMIK DEORSA 2002	50
VIII	Evolución mensual TTIK DEOCSA 2002	51
IX	Evolución mensual TTIK DEORSA 2002	52
X	Evolución del número de incidencias 2002	53
XI	Evolución de IKR 2002	54
XII	Duración promedio de cada interrupción por incidencia	55
XIII	Disponibilidad mensual basada en las incidencias de MT	56
XIV	Aporte promedio semestral de FMIK DEOCSA	59
XV	Aporte promedio semestral de FMIK por sector DEOCSA	60
XVI	Aporte promedio semestral de FMIK DEORSA	60
XVII	Aporte promedio semestral de FMIK por sector DEORSA	61
XVIII	Aporte promedio semestral de TTIK DEOCSA	61
XIX	Aporte promedio semestral de TTIK por sector DEOCSA	62
XX	Aporte promedio semestral de TTIK DEORSA	62
XXI	Aporte promedio semestral de TTIK por sector DEORSA	63
XXII	Indices mensuales primer semestre DEORSA Y DEOCSA	63
XXIII	Causas ocurridas ramal El Tejar	69
XXIV	Tiempo de respuesta ramal El Tejar	69
XXV	Índices de la comision	74
XXVI	Índices de las empresas DEORSA Y DEOCSA	75
XXVII	Demanda en kwh por empresa para la tarifa de BTS	76
XXVIII	Indemnización por empresas a la CNEE	76

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Amperio
ACSR	Cable de aluminio reforzado con acero
EGEE	Empresa de Generación de Energía Eléctrica
ETCEE	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica
INDE	Instituto Nacional de Electricidad
DEORSA	Distribuidora Eléctrica de Oriente
DEOCSA	Distribuidora Eléctrica de Occidente
CENADO	Centro Nacional de Operaciones
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
AMM	Administrador del Mercado Mayorista
Km	Kilómetro
kW	Kilovatio
kV	Kilovoltio
kVA	Kilovoltamperio
kWh	Kilovatio Hora
V	Voltio
M	Metro
MVA	Megavoltamperios

GLOSARIO

Amperio	Unidad de medida de la intensidad de corriente eléctrica.
Análisis de beneficio	
Costo	Es un método analítico para resolver problemas de selección de inversión, el cual permite analizar los desembolsos o gastos desde el punto de maximizar los beneficios.
Cliente	Es la persona natural o jurídica que contrata servicios de energía eléctrica con la empresa.
Consumo	Cantidad de energía utilizada en un tiempo dado, en aspectos eléctricos, se mide en kWh.
Carga	Potencia eléctrica demandada en cualquier instante por una instalación eléctrica o un elemento específico de ella, la cual puede ser medida en términos de kW, kVAr, o kVA.
Costos futuros	Si el punto de referencia para el cálculo de los costos es el presente, entonces todos los costos que se pueden incurrir en el futuro se llaman costos futuros. En virtud de que se incurre en ellos en el futuro, rara vez se conocen con certeza, por lo que se deben estimar.
Costos de inversión	El costo de un bien lo constituye el conjunto de esfuerzos y recursos que han sido invertidos con el fin de producirlo (la inversión está

	representada en recursos o en capital, en tiempo, y en esfuerzo o sacrificios).
Costo inicial	Es la inversión que se requiere para que un producto quede listo para satisfacer la necesidad para la cual fue concebido.
Demanda	Es la carga en las terminales de una instalación o sistema, promediada en un intervalo de tiempo particular (usualmente 15 segundos).
Demanda máxima	Es el valor mayor de potencia requerida o demandada en un tiempo dado, expresada en kW.
Demanda restringida	Es el valor de la potencia necesaria para suplir el consumo de los nuevos usuarios.
Energía eléctrica	Es la potencia eléctrica multiplicada por el tiempo.
Factor de potencia	Es la razón entre la potencia eléctrica útil consumida y la cantidad de potencia eléctrica que se debe suministrar al consumidor.
Factor de carga	Se define como la relación entre la demanda promedio en un tiempo dado y la demanda máxima que se observa en ese mismo tiempo ($F_c = D_{prom} / D_{max}$).
Factor de pérdidas	Para un sistema se define como la relación entre el valor medio y el valor máximo de potencia disipada en pérdidas en un tiempo dado.

Kilovatio	Unidad de medida de la potencia real que se usa en un circuito de corriente alterna, significa 1000 vatios.
Kilovatio hora (kWh)	Unidad de energía eléctrica igual a 1000 vatios.
Potencia activa	Esta potencia corresponde a una potencia activa o simplemente potencia, similar a la energía consumida por una resistencia.
Servicio	Es el punto de entrega de energía y potencia eléctrica que la empresa hace al cliente.
Servicio exclusivo	Se refiere a la utilización de un transformador para alimentar únicamente la carga de un usuario particular.
Sobrecarga	Uso excesivo de la capacidad de potencia que puede suministrar un circuito eléctrico, lo que provoca sobrecalentamiento.
Tensión o voltaje	Diferencia de potencial entre dos puntos de un circuito eléctrico.
Voltio	Unidad de medida de la tensión.

RESUMEN

El Sistema de Gestión de Incidencias (SGI) es un programa que facilita la operación, manejo, control y despacho de las redes de distribución eléctrica de DEORSA Y DEOCSA, la correcta utilización del sistema de distribución, dará como resultado una mejora en la calidad del servicio eléctrico prestado por las empresas a los usuarios, el SGI se apoya en los sistemas SCADA, BDI, SGT, para llevar de la mejor manera su función que es gestionar la red, en tiempo real, además de esto nos brinda históricos de lo que ha sucedido en la red, fallas, tiempos, causantes, agentes involucrados externos o internos, con la base de datos que proporciona, se obtienen los índices de calidad que son calificados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Los índices de calidad del servicio eléctrico de distribución, 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, son: frecuencia media de interrupción por kVA afectados FMIK y tiempo total de interrupción por kVA afectados TTIK, frecuencia de interrupción por usuario FIU, y tiempo de interrupción por usuario TIU, interrupción por cada cien kilómetros IKR, disponibilidad del sistema DPS, duración promedio de interrupción DPI, estos evaluados internamente por las empresas

Las aplicaciones técnicas y económicas de los índices de calidad en las empresas se dan dependiendo de los resultados obtenidos, ya que resultados negativos de sectores, regiones o empresa, conllevaría a una revisión de que es lo que se está realizando mal para poder mejorarlo, de hay las variadas aplicaciones al área de operación, mantenimiento preventivo y correctivo.

OBJETIVOS

OBJETIVOS GENERALES

1. Que el estudio contribuya, para alcanzar un mejoramiento en la red eléctrica de distribución de las dos empresas.
2. Planificar de una mejor manera la configuración de la red para minimizar el impacto de una incidencia ocurrida.
3. La observación y comprensión de los valores obtenidos en el sistema SGI, así como la utilización de cada uno de ellos, para poder obtener correctamente los resultados de los indicadores de calidad.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Que las aplicaciones del sistema, sirvan para un estudio de ingeniería de arquitectura de red.
2. Que los resultados de los indicadores de calidad puedan ser aplicados correctamente para el gestionamiento de la red eléctrica.
3. Analizar correctamente los resultados de los índices para una mejora en el mantenimiento preventivo y correctivo.

INTRODUCCIÓN

Día a día, la demanda de energía eléctrica en las áreas rurales o poblaciones crece considerablemente, por lo que es evidente la necesidad del mantener una calidad del servicio eléctrico dentro de los límites que establecen las normas, tanto para las empresas que distribuyen o prestan el servicio como para los consumidores, quienes son al final los que sufren material y económicamente.

Para mejorar esta calidad del servicio las Empresas de Distribución de Energía Eléctrica de Oriente y Occidente S.A. DEORSA Y DEOCSA, han implementado el Sistema de Gestión de Incidencias (SGI) en el Centro de Operaciones, interrupciones y Maniobras de Distribución (CMD), para esto, se da un breve contenido de este sistema, funcionamiento y aplicaciones técnicas y económicas.

El SGI consiste en un programa de gestionamiento de incidencias para tener un mejor control en la resolución de las mismas, el cual cuenta con toda la información relacionada con todos los usuarios o clientes que tienen las empresas, así como localización de éstos, una base de datos y un mapa de la red del lugar. Esto nos proporciona toda la información relacionada de ellos, es decir, información personal del usuario, asociación desde sus acometidas, con el centro de transformación, con la línea de mediana tensión, derivación o línea principal, y salida de la subestación, que le proporciona el servicio.

Además, y lo que más nos interesa, el sistema control y gestionados nos proporciona una base de datos para calcular los índices de frecuencia media de interrupción por kVA afectados **FMIK** y tiempo total de interrupción por kVA afectados **TTIK**, o interrupción por cada cien kilómetros **IKR**, disponibilidad promedio del sistema **DPS**, duración promedio de interrupción **DPI**, por subestación, línea y por empresa. Estos índices son los de calidad de energía proporcionados por las distribuidoras, cada cierto periodo y con los cuales se mide la calidad de servicio que éstas están prestando a sus usuarios, el menor tiempo posible de interrupción del servicio, y en el cual los dos primeros son los más importantes a la hora de realizar una evaluación.

En el análisis técnico a partir de los resultados de los índices de calidad, se pueden hacer programaciones de mantenimiento preventivo y correctivo, realizar mejoras a las configuraciones de las redes de distribución eléctrica para poder explotarla de la mejor manera, determinar las causas más frecuentes de incidencias o fallas, evaluar la efectividad del mantenimiento ejecutado, realizar recomendaciones habiendo analizado los resultados.

En el análisis económico se puede calcular las indemnizaciones a partir de los resultados obtenidos de los índices de calidad, los cuales son penalizables según el reglamento de normas de la comisión nacional de energía eléctrica **CNEE** para las empresas distribuidoras de electricidad.

1. SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

1.1 Elementos de un sistema de distribución eléctrica

Generalmente, todos los sistemas de distribución incluyen a todos los elementos que permiten el transporte de la energía eléctrica desde los generadores o de las subestaciones principales hasta las instalaciones de los consumidores, estos elementos son:

1.1.1 Circuitos de transmisión

Son los encargados de transportar la energía eléctrica en bloque desde los generadores o subestaciones principales a las subestaciones de distribución. Éstos tienen características similares a los sistemas de distribución, ya que al mismo tiempo de transportar grandes cantidades de energía proveen una gran cobertura de área. La selección de los niveles de voltaje de los sistemas de transmisión depende de las condiciones que impone cada sistema en particular estos pueden variar entre 69 kV hasta 230 kV.

1.1.2 Subestaciones de distribución

Son la fuente de los sistemas de distribución, las cuales pueden tener diferentes tipos de configuración, pero siempre encargadas de transformar el voltaje de transmisión a un rango comprendido entre 4.16 – 34.5 kV de mediana tensión, las cuales están compuestas con su, protección en el lado de transmisión, transformador de potencia entre 1.5 MVA – 40 MVA, y con sistemas de protección en la salida de mediana tensión, así también de sus respectivas mediciones en el lado de alta y mediana tensión.

1.1.3 Circuitos de distribución

Las salidas de mediana tensión de una subestación de distribución pueden ser aéreas, subterráneas, o ambas, las cuales generalmente son denominadas alimentadores primarios, y dependiendo de la configuración de la red pueden ser monofásica o trifásica, rural o urbana. De ellos se derivan los subalimentadores o transformadores de distribución, en un rango de 5 kVA hasta 2,500 kVA, los cuales pueden ser aéreos para colocación en poste o subterráneos, y por último la red secundaria que alimenta a los usuarios.

1.1.4 Transformadores de distribución

Generalmente están dentro del rango de 5 – 2500 kVA y pueden ser instalados en postes, plataformas y bóvedas, transformado el voltaje de mediana tensión 4.16 – 34.5 kV a voltajes de utilización 120 V hasta 480 V.

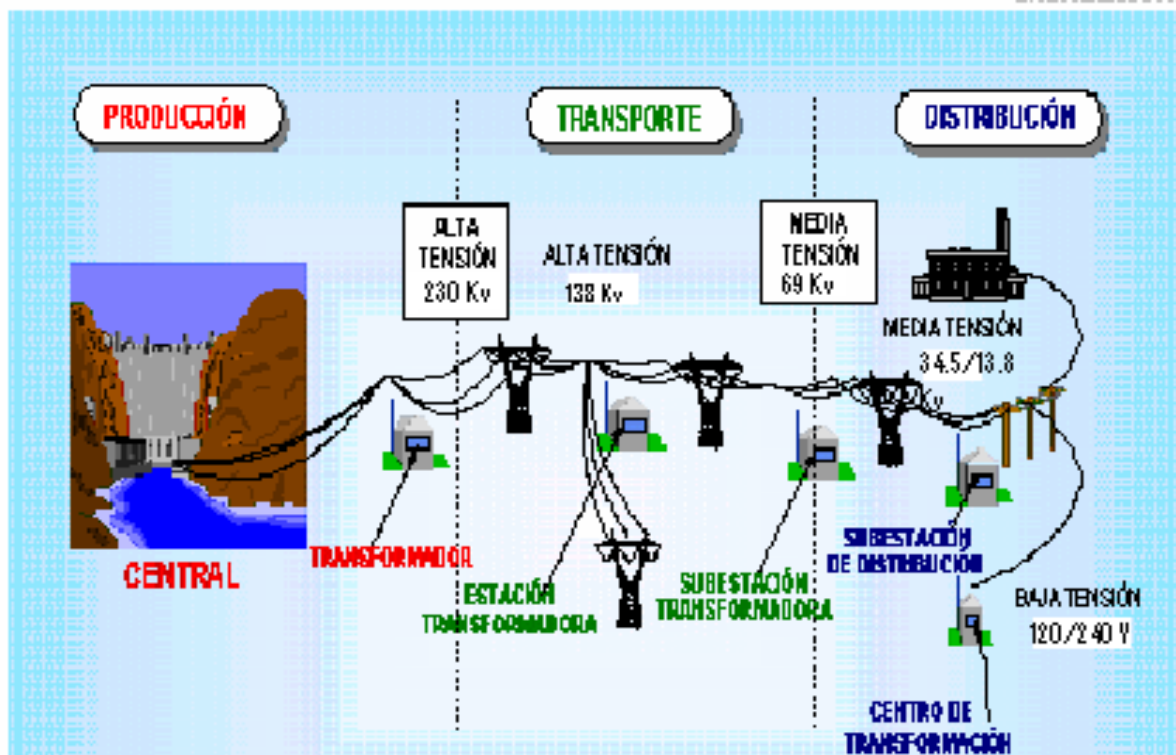
1.1.5 Circuitos secundarios

Son las salidas de los transformadores en baja tensión que transportan la energía eléctrica a lo largo de las calles y operan en los voltajes de utilización normalmente 120/240 voltios.

1.1.6 Servicio de los consumidores

En ellos están servidos cada uno de los usuarios que están conectados a las redes de BT de salida de los transformadores de distribución, a continuación se muestra en la figura no. 1 el proceso de la energía eléctrica desde la producción, transporte y distribución.

Figura 1. Proceso de la energía eléctrica



Fuente: Unidad de Comunicación Unión Fenosa

1.2 Características generales de los sistemas de distribución en MT

1.2.1 Subestaciones

Las configuraciones de las subestaciones van a depender de muchos factores, entre ellos la tensión, el lugar, ambiente, etc., un arreglo sencillo de una subestación de distribución consiste de un dispositivo de protección en el lado de alta tensión, el cual podría ser un interruptor o disyuntor, y las salidas las cuales también están constituidas de sus interruptores o reclosers.

Generalmente, la capacidad de los transformadores de potencia para esta aplicación oscila entre 5 – 40 MVA, y dependiendo del tipo de subestación, se

necesitará de reguladores de voltaje en cada una de las salidas de mediana tensión.

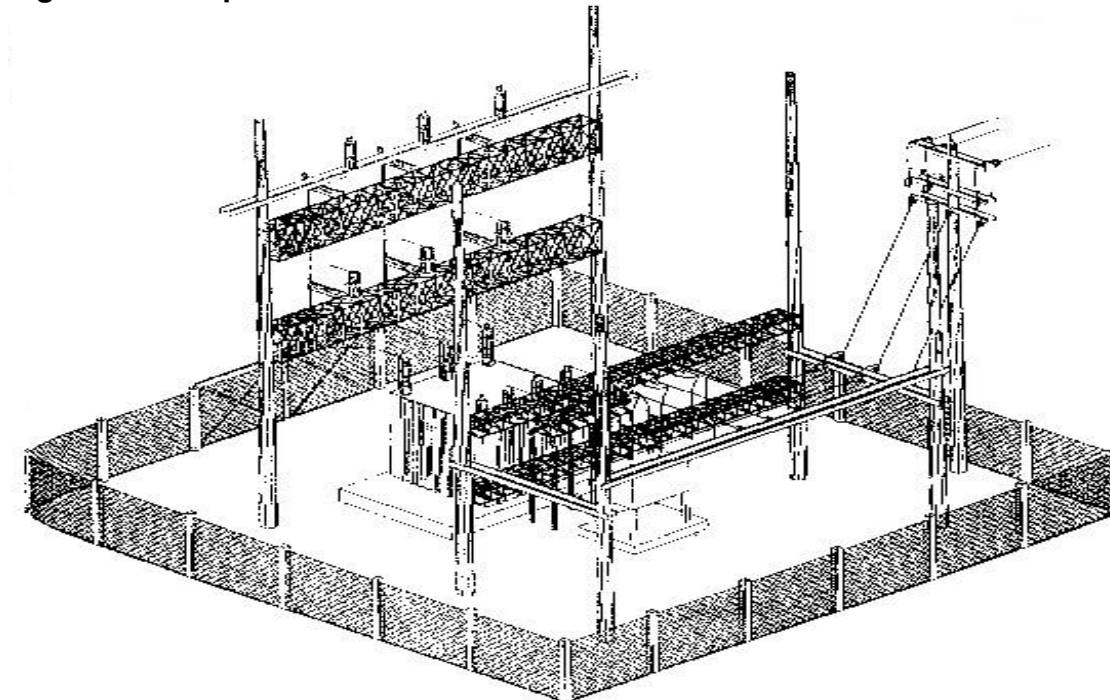
Los interruptores colocados del lado de media tensión generalmente son interruptores o reclosers con recierre automático, los cuales tienen la inteligencia necesaria para sensar sobrecorrientes interrumpir la energía al alimentador y reenergizarlo, con el propósito de detectar si la sobrecorriente es transitoria. Si la sobrecorriente es permanente, el recloser está programado para completar un ciclo de recierre por lo que si los mismos continuaran, el mismo desenergizara la salida.

El uso de los reclosers se justifica porque, según estudios realizados a sistemas aéreos de distribución, del 85 al 90 % de las fallas ocurridas son temporales y con el mecanismo de recierre se evitan fallas que produzcan interrupciones de energía innecesarios, en la figura no. 2 se muestra una perspectiva de una subestación típica.

Con el propósito de permitir la inspección y mantenimiento del recloser, se instalan cuchillas seccionadoras a ambos lados del mismo. Si la carga del alimentador primario no puede ser transferida a otros alimentadores cuando se requiera abrir el recloser, se puede instalar un interruptor “ by-pass” para evitar desenergizar la carga del alimentador asociado.

Para prevenir daños al transformador bajo ciertas condiciones y para evitar que el interruptor del circuito de subtrasmision desenergice el circuito, se pueden instalar fusibles en el lado primario del transformador. Estos fusibles deben ser adecuadamente coordinados con los reclosers del lado de baja tensión del transformador.

Figura 2. Perspectiva de una subestación eléctrica



Fuente: Wilder Sarceño, Tesis **Monografías de la subestación de Jutiapa**, Pág. 98.

1.2.2 Redes de distribución

Las redes de distribución están constituidas desde la barra de media tensión de la subestación y a los cuales se les denominan alimentadores primarios, generalmente son circuitos trifásicos, 4 alambres, de los cuales se derivan subalimentadores; éstos pueden estar constituidos por una fase y el neutral, dos fases y el neutral o 3 fases y el neutral.

Los niveles de tensión de operación de los alimentadores primarios están comprendidos entre 4.16 a 34.5 kV y el rango de los conductores utilizados oscila entre No. 2 AWG y 795 KCMIL (Cu o Al), conductores de energía que operan en el voltaje entregado por las subestaciones de distribución y alimentan la carga en área geográfica bien definida, las cuales pueden ser rural o urbana.

1.2.3 Protecciones en media tensión

Las protecciones en media tensión comienzan desde el interruptor o recloser de la salida de la subestación, también de interruptores de aire telecontrolados o reclosers de línea que regularmente van a la mitad de la misma. Todo sistema de protección va a depender de la configuración de la red, de si es rural o urbana, etc. Todo esto debe estar programado para que cada protección que se seleccione, actúe afectando lo menos posible al sistema o ayudando al restablecimiento en el menor tiempo posible, por ello son importantes las curvas de tiempo vrs corriente entre cada protección y que estén bien coordinadas, entre equipos.

1.2.4 Tipos de redes en media tensión

El tipo de red de distribución va a depender del área que cubra y la carga de ésta, por ejemplo, la red radial que toma su nombre del hecho que los alimentadores primarios radian de las subestaciones de distribución y se ramifican en subalimentadores, que se extienden en todo el área servida. Por lo regular, una red urbana siempre es mallada, a diferencia de una red rural, que depende más de la distancia que tiene que cubrir con poca carga a consumir.

1.2.5 Calidad del producto técnico

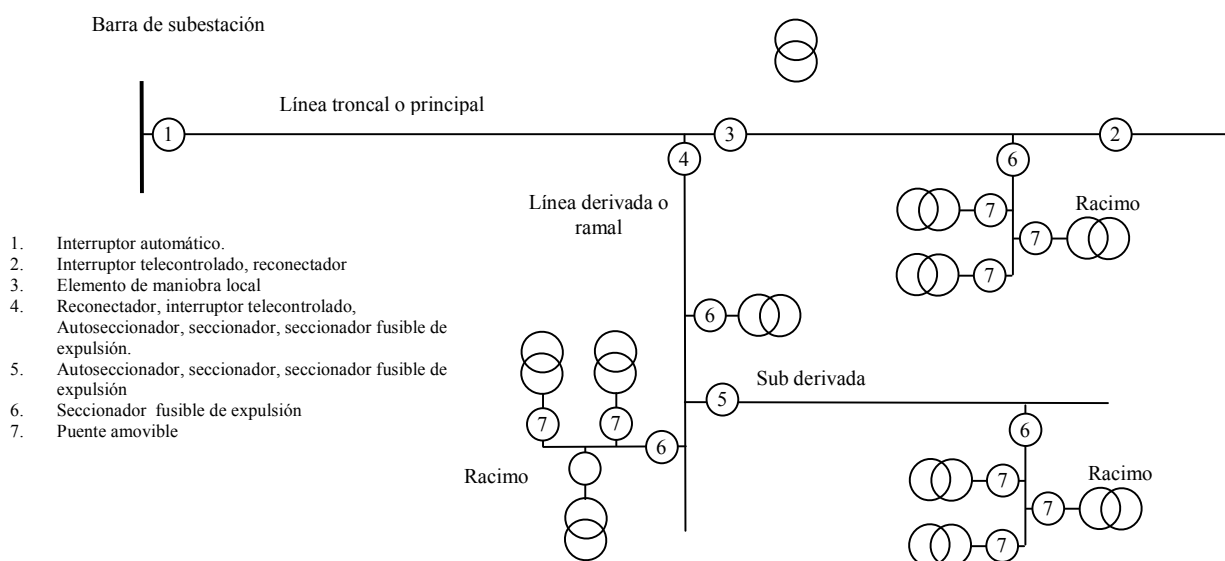
Las distintas regulaciones en los límites máximos y mínimos de voltaje en las redes de distribución, hace que las caídas de tensión máximas de diseño en la red de media tensión, permita que el cliente en baja tensión, o con tensión más baja, esté siempre por encima de los límites establecidos para un buen nivel del producto.

1.3 Estructuras de redes y conectividad

1.3.1 Red aérea en antena

Estas redes están formadas por líneas que parten de una subestación y no tienen apoyo de ningún otro circuito. Estas redes son típicamente rurales.

Figura 3. Diagrama de una red eléctrica



Fuente: Unidad de **Comunicación Unión Fenosa**

El diagrama de la red presentado en la figura no. 3 muestra la arquitectura que se debería implementar en las zonas rurales. Si recorremos la salida se observa que, como criterio general, se instalará un interruptor con reenganche o un recloser en la salida de la subestación. Con este equipo se filtran todas las fallas fugaces que, en el caso de las zonas rurales, representan un alto porcentaje del total de las fallas.

La línea principal será trifásica de sección uniforme. En las líneas principales no se instalarán nunca fusibles, se dividirá la línea principal instalando los correspondientes elementos de corte (interruptores telecontrolados y/o recloser) según los criterios técnico-económicos que se presenten. La porción de línea

principal enmarcada entre dos interruptores telecontrolados, o entre el último interruptor y el fin del circuito, se llamará segmento. En cada segmento se podrán instalar elementos de maniobra de operación local; siempre que así lo determinen los criterios técnico-económicos, se procurará que entre dos interruptores telecontrolados la carga de las tres fases esté equilibrada. En ningún caso el desequilibrio total excederá del 15 %.

Las líneas derivadas podrán ser trifásicas o monofásicas, serán asimismo de sección uniforme (igual o menor a la troncal), en general, las líneas secundarias alimentan una potencia relativamente importante. En derivadas monofásicas los apoyos estarán preparados para admitir las tres fases, con el fin de limitar los desequilibrios, con la consiguiente reducción de pérdidas, la potencia instalada de una derivada monofásica no será superior al 5 % de la potencia instalada total de la salida.

Estas líneas generalmente son abiertas, es decir que tienen posibilidad de alimentación desde otra línea troncal o secundaria con la excepción de derivadas que alimente a poblados con muy pocos habitantes, a la que se buscará un apoyo preferentemente con otra derivada del mismo circuito. La conexión de la línea derivada a la línea principal se podrá efectuar por medio de:

- Interruptor telecontrolado (ITC).
- Recloser.
- Seccionalizador o autoseccionador, con indicador de paso de falta (DPF).

1.3.2 Red aérea apoyada

Estas redes difieren de las mencionadas en el punto anterior en que la línea principal puede apoyarse (anillarse) con una línea principal perteneciente a otra subestación o a la misma. Estas redes son típicamente urbanas. Su capacidad operativa: será necesario verificar la capacidad de socorro efectiva por parte de la otra subestación teniendo en cuenta la demanda pico (carga).

- Caída de tensión máxima.
- Sobrecarga de tramos.
- Sobrecarga en transformadores de la subestación.
- Sobrecarga en la alimentación en alta tensión a la subestación.

La capacidad de socorro de una línea principal se expresa como la longitud máxima de línea principal que puedo alimentar, desde la subestación en condiciones aceptables de caída de tensión, sobrecarga, etc. (por ejemplo, 75 % del tramo comprendido entre las dos subestaciones, si alimentamos desde la subestación 1) Se debe verificar la capacidad operativa de un anillo por medio del flujo de carga.

Los operadores de la red deben conocer esta capacidad operativa a fin de diseñar las maniobras requeridas por un corte programado o una avería en la línea principal, en explotación de emergencia se admite una caída de tensión de hasta 10 % por sobre la nominal, los respaldos deben de darse siempre por la línea troncal, admitiéndose el respaldo entre derivaciones (preferentemente del mismo circuito) cuando existan cargas importantes, los seccionamientos en la línea principal y derivadas se aplicaran según criterio técnico-económicos.

1.3.3 Red subterránea

Estas redes suelen ser urbanas, se caracterizan por tener cargas concentradas y menor extensión que las redes aéreas. La gran densidad que implican estas redes hace que existan anillos entre salidas de subestaciones. Los principios básicos que se deben considerar al definir la estructura de una red subterránea son: los respaldos deben de darse siempre por la línea troncal. En cuanto a la protección de salida, no tendrá reconexión-automática, los elementos de corte con telecontrol en la línea principal se aplicaran según criterios técnico-económicos.

1.4 Estructuras de respaldo

1.4.1 Estructuras elementales

Pétalo. Está formado por dos líneas que, saliendo de una misma subestación, se cierran formando un bucle; las funciones que cumple esta estructura son:

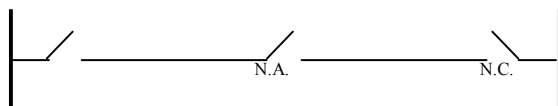
- Socorro de las subestaciones del pétalo ante fallo simple en un tramo.

La ocupación máxima de la red es del 50 % de su capacidad nominal si se desea tener un efectivo socorro. En función de la duración anual de la punta y admitiendo un cierto coeficiente de riesgo, el elemento de seccionamiento que permite el respaldo estará telemandado, un porcentaje mayor puede admitirse.

1.4.2 Estructuras interconectadas

Pétalo apoyado. Está formado por una línea principal que partiendo de una subestación tiene un punto de conexión (normalmente abierto) con una línea principal de otra subestación, como se muestra en la figura no.4.

Figura 4. Línea con conexión a otra línea



Al igual que en el pétalo la ocupación máxima de la red es del 50 % de su capacidad nominal si se desea un efectivo socorro, el elemento de seccionamiento que permite el respaldo estará tele controlado.

1.4.3 Conexiones de carga

Transformador de distribución de piso sobre troncal aéreo, la acometida al transformador tendrá un elemento que permita aislar de la red aérea, si el transformador no posee fusible se pondrá en la derivación un fusible.

1.4.3.1 Cliente sensible

Aquellos clientes que por el tipo de actividad que desarrollan o por el tipo de equipos que manejan se les deba garantizar el suministro se les podrá aplicar algunas de las siguientes soluciones:

- Si el cliente se encuentra en la línea principal apoyada y su centro de transformación, debe adoptarse un esquema de entrada y salida.
- Si el cliente necesita mayor seguridad se deberá instalar una segunda alimentación y una conmutación entre las dos alimentaciones.
- En el punto con doble alimentación se instalará un interruptor de transferencia automática o un elemento de operación local.

2. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DEORSA Y DEOCSA

Actualmente, las Distribuidoras Eléctricas de Oriente y Occidente S.A., DEORSA Y DEOCSA reciben la energía por medio de la Empresa de Generación de Energía Eléctrica EGEE-INDE, y la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica ETCEE-INDE. La primera la genera y la segunda la transmite, ya que la gran mayoría de las subestaciones son compartidas, en las cuales el lado de alta pertenece a ETCEE y el lado de mediana tensión de las mismas a DEORSA Y DEOCSA. El nivel de voltaje con los cuales son servidas las subestaciones están en el rango de: 69–138 kV y los conductores utilizados frecuentemente son:

- 477.0 MCM ACSR
- 336.4 MCM ACSR
- 226.8 MCM ACSR
- 1/0 AWG ACSR

Los soportes de los circuitos de transmisión con los cuales cubre la empresa de transporte ETCEE son: torres de acero y postes de concreto. Estas líneas alimentan 23 subestaciones de DEORSA y 25 subestaciones de DEOCSA, y de las cuales se constituyen los sistemas de distribución de las dos empresas.

Desde las salidas de media tensión de las subestaciones a las redes de distribución, las líneas están cargadas con usuarios urbanos y rurales. La mayoría de las subestaciones están establecidas en las cabeceras departamentales por su mayor densidad de carga, y las líneas se extienden desde estos puntos para cubrir a todos los usuarios urbanos y rurales.

Las dos empresas están en un gran crecimiento de sus sistemas debido al fideicomiso de parte del gobierno el cual consiste en 330 millones de dólares, para que sea electrificado todo el país y para que ninguna persona se quede sin el servicio eléctrico para lo cual el INDE, DEORSA Y DEOCSA constituyeron el Programa de Electrificación Rural, PER, el cual tiene un Programa de Arquitectura de Red definido, para que la misma sea eficiente, económica y fácil de manejar para la operación, para llevar de la mejor manera la energía eléctrica a las poblaciones que nunca han tenido este servicio.

Anteriormente, el sistema de distribución de estas dos empresas pertenecía al INDE, que cubría todo el país exceptuando los departamentos de Guatemala, Escuintla y Sacatepéquez. El INDE era el generador, transportista y distribuidor, gran parte de sus redes variaba constantemente, no había una línea definida de cómo el sistema se realizaría por lo que no se podría hablar de un sistema en particular. Gran parte de las cargas que éste manejaba eran monofásicas y lo mismo para las líneas, que por ser muy grande la extensión que se tenía que cubrir y poca la carga, éstas también eran monofásicas, por lo que gran parte del desarrollo del país era únicamente para los departamentos que cubría la Empresa Eléctrica de Guatemala.

2.1 Generalidades de las empresas

Las Distribuidoras Eléctricas de Oriente y Occidente S.A. DEORSA Y DEOCSA fueron constituidas oficialmente en mayo de 1999, por el INDE cuando hizo pública la venta de sus acciones de distribución debido a que la nueva Ley de Energía Eléctrica, prohíbe terminantemente que una misma empresa sea generador, transportista y distribuidor de la energía eléctrica, con lo cual el INDE se vio forzado a crear las empresas de: distribución DEORSA Y DEOCSA, generación EGEE y transporte ETCEE.

Por política de gobierno, salió a venta pública las dos empresas de distribución siendo el comprador y operador de las mismas el Grupo Unión Fenosa de capital Español. Actualmente está dando toda la experiencia en los sistemas de distribución con los cuales cuenta, ya que también tiene varias empresas de distribución en diferentes países, donde la filosofía de la misma es que éstas tengan el mismo tipo de sistema de distribución que ellos tienen en España, por lo cual invierten en hacer rentables a estas empresas con la misma organización y similar dirección.

Las Distribuidoras Eléctricas de Oriente y Occidente S.A. DEORSA Y DEOCSA, cubren 20 departamentos en todo el país, en los cuales se dedican atender varios tipos de servicio los cuales son: empresas eléctricas municipales, industriales, comerciales y residenciales. Con lo que respecta a las EEM y algunos servicios industriales, están servidos en 13.8–34.5 kV, comerciales en 120-480 V y residenciales en el rango general de 120-240 V.

2.1.1 Datos geográficos y cobertura de las empresas

Las empresas cubren todas las regiones del interior del país donde hay servicio eléctrico, también donde hay empresas eléctricas municipales, a las cuales vende la energía en rangos de 13.8 - 34.5 kV, exceptuando la empresa municipal de Quetzaltenango, la cual le vende la energía la empresa de transporte ETCEE. Hay que hacer notar que no cubre en su totalidad los 20 departamentos, porque hay comunidades que no cuentan con el servicio eléctrico, pero con el PER se pretende alcanzar este objetivo de cubrirlos en su totalidad y de interconectarlos a todos al sistema nacional.

La distribuidora DEOCSA cubre varias regiones, las cuales se encuentran divididas en: Centroccidente, Noroccidente, Suroccidente.

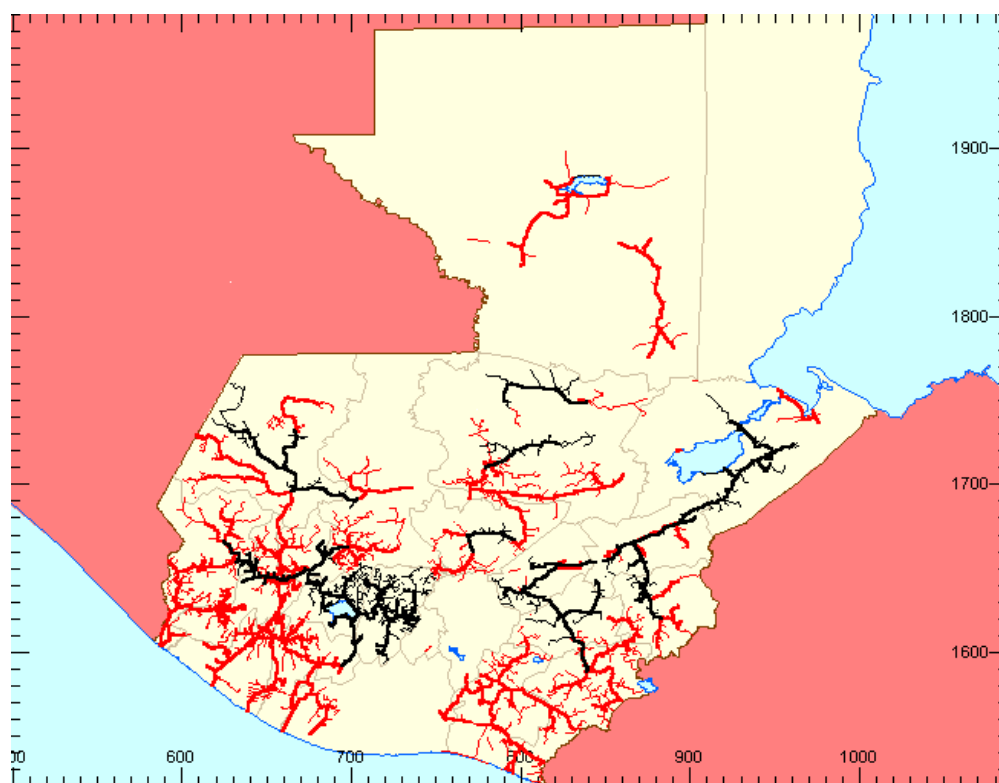
- La región Centroccidente cubre los departamentos de Chimaltenango, Quiché y Sololá con un total de 4 subestaciones, de las cuales 3 son compartidas y 1 propia, con 16 salidas de MT.
- La región Noroccidente cubre los departamentos de Quetzaltenango, Huehuetenango, Totonicapán y parte de San Marcos con un total de 7 subestaciones, de las cuales 4 son compartidas y 3 propias con 18 salidas de MT.
- La región Suroccidente cubre los departamentos de Mazatenango, Retalhuleu, parte de los departamentos de San Marcos, Escuintla y Quetzaltenango con un total de 6 subestaciones de las cuales 4 son compartidas y 2 propias con 20 salidas de MT.

La distribuidora DEORSA cubre varias regiones, las cuales se encuentran divididas en: Centroriente, Nororiente, Suroriente.

- La región Centroriente cubre los departamentos de Santa Rosa, Jalapa y Jutiapa con un total de 5 subestaciones, de las cuales 3 son compartidas y 2 propia, con 16 salidas de MT.
- La región Nororiente cubre los departamentos de Alta y Baja Verapaz, con un total de 5 subestaciones, de las cuales 3 son compartidas y 2 propias con 18 salidas de MT.
- La región Suroriente cubre los departamentos de Izabal, Zacapa y Chiquimula con un total de 6 subestaciones, de las cuales 4 son compartidas y 2 propias con 20 salidas de MT.

A continuación se muestra las dos regiones que cubren las dos empresas, ver figura no. 5, donde aparecen todas las líneas de distribución.

Figura 5. Regiones que cubren las empresas



Fuente: Unidad de **Sistemas Unión Fenosa**

2.2 Subestaciones de distribución

Las empresas DEORSA Y DEOCSA poseen en total 48 subestaciones, de las cuales 14 son propias y 34 compartidas. Esto quiere decir la parte de alta tensión en un voltaje de 69 -138 kV, la salida de mediana tensión del transformador de potencia, la barra de media tensión y sus protecciones, pertenecen a ETCEE; las salidas o alimentadores primarios, recloser de 13.8-34.5 kV pertenecen a las empresas DEORSA Y DEOCSA, solamente algunas subestaciones pertenecen a éstas ya que son voltaje del lado de alta 34.5 kV y 13.8 kV en las salidas, que fueron creadas desde una salida de una subestación de 69 kV/34.5 kV que son transformadas a voltaje de 13.8 kV y solamente dos subestaciones con un rango de 2.4 kV en las salidas. Las subestaciones que se pueden encontrar y clasificar de

acuerdo a su construcción en ETCEE - DEORSA & DEOCSA (ver figura no. 6), son de la siguiente forma:

- Subestaciones de barra simple
- Subestaciones de barra doble
- Subestaciones con barra de transferencia.

Las subestaciones de **barra simple** están previstas para poder ser alimentadas por dos líneas del circuito de transmisión y puede seleccionarse la línea a utilizarse por medio de interruptores 69-138 kV o seccionadores de operación tripolares de 69 kV - 600 A, después de esto, el transformador de potencia que puede ser en el lado de alta 69 kV–138 kV / 13.8 kV-34.5 kV en baja, con capacidad desde 1.5 - 40 MVA, luego un interruptor principal de barra general 13.8 kV - 34.5 kV y sus interruptores recloser con su respectivo control electrónico en las salidas, con todo su equipo de medición y protección como lo son, transformadores de potencial y corriente, pararrayos, relés de protección, diferenciales, sobrevoltaje, sobrecorriente, etc, (ver figura no. 7). Los recloser son la protección de salida hacia la red de distribución, éstos deben interrumpir cualquier falla que se localice dentro de su zona de protección, sus curvas deben ser más rápidas que la curva mínima de disparo del interruptor de barra.

El interruptor de enlace entre los circuitos de salida (by-pass) son de 15 kV y 28 kV tripolares, equipados con cámara interruptiva desionizante, que permiten manualmente poner en paralelo los circuitos primarios, por mantenimiento o falla en el recloser.

Las cuchillas seccionadores de los recloser son monoplares para la operación manual por medio de pértiga y sus características son 15 kV - 600 A, 34.5 kV - 600 A, se utilizan para desenergizar el recloser, siempre que este se encuentre abierto por mantenimiento o falla.

Figura 6. Subestación Shoropin en Chiquimula



Fuente: Unidad de **Operación Unión Fenosa**

Las subestaciones de **dobles barras** se diferencian porque tienen un by-pass entre las dos barras y los cuales contienen las salidas de las mismas separadas, (ver figura no.8).

Las subestaciones con **barra de transferencia** cuentan con una barra extra conectada con la barra principal la cual esta comunicada por un recloser, el cual puede servir si uno de los circuitos sufriera un problema con su interruptor de barra o para mantenimiento en la misma.

Las subestaciones propias en las líneas de 34.5 kV sólo cuentan con el interruptor de entrada del tipo recloser y los interruptores recloser de salida de cada uno de los alimentadores primarios 13.8 kV.

Figura 7. Configuración de barra simple

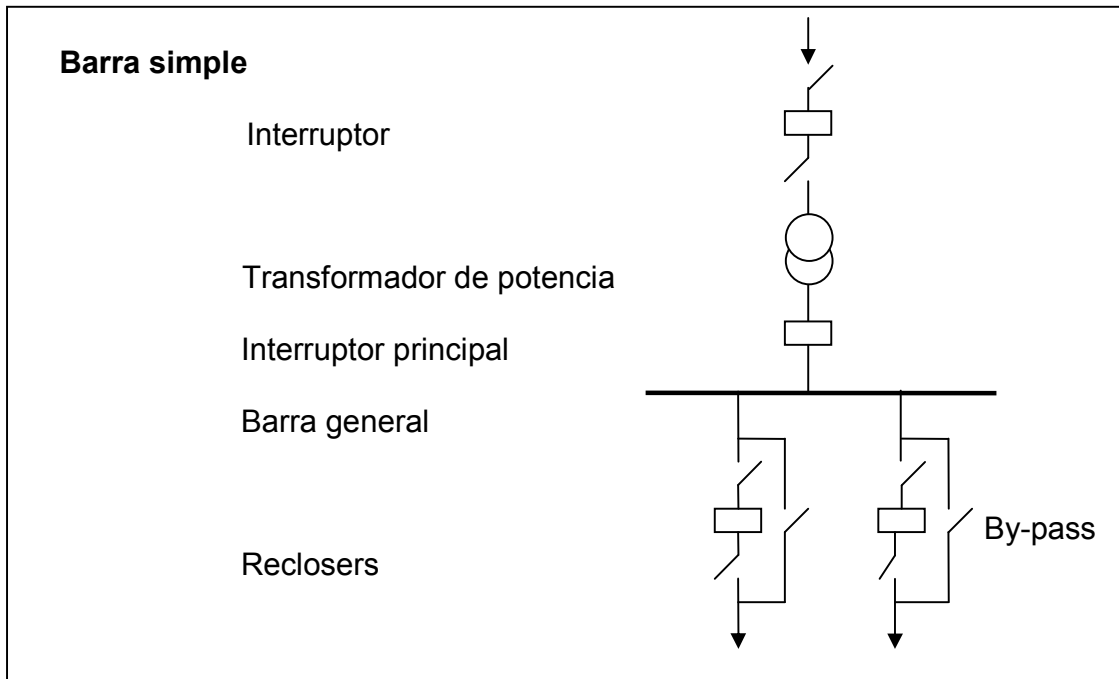
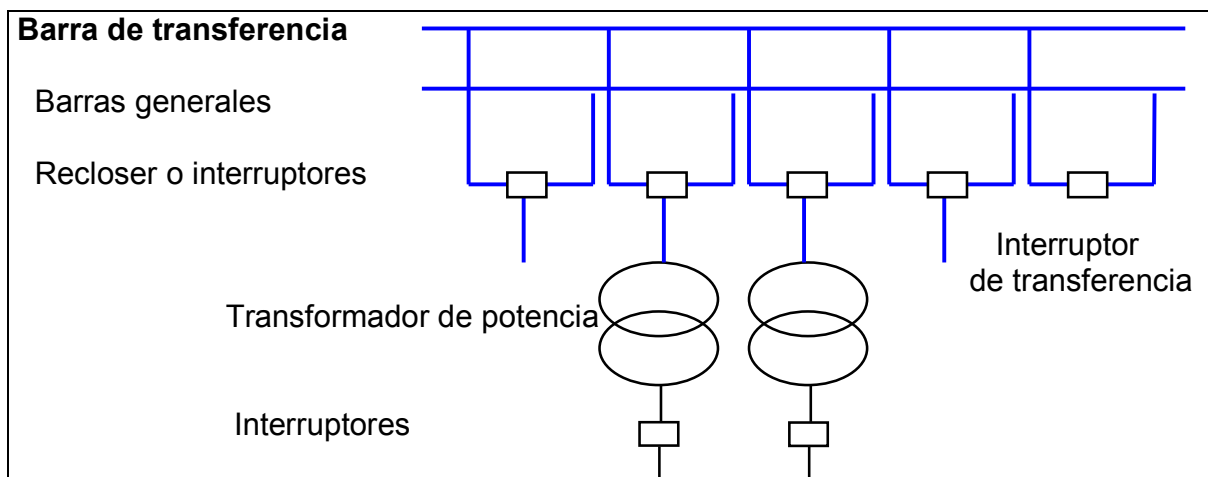


Figura 8. Configuración de barra doble



2.2.1 Capacidad y tensión de las subestaciones

La capacidad de las subestaciones depende mucho de la zona a la que sirvan, por ejemplo, la subestación La Esperanza en Quetzaltenango es una de las de mayor consumo, ya que da servicio a gran parte de la región suroccidental donde hay gran demanda de energía por ser una parte del país con mayor industrialización. A continuación, en las tablas no. I, II, III y IV, se muestran las capacidades de cada una de las subestaciones propias de las empresas y las cinco de mayor capacidad, tensión de las mismas, tensión de entrada y salida, relación de transformación, líneas de salida y ubicación geográfica a la que sirven; en el apéndice A se muestran las tablas de las subestaciones compartidas restantes.

Tabla I. Subestaciones compartidas ETCEE - DEOCSA

No.	Subestación	Relación de transformación	Capacidad MVA	Salidas de MT	Ubicación
1	La Esperanza	69/34.5	20/28	San Marcos	Quetzaltenango
				Totonicapán	
		69/13.8	30/40/50	Salcajá	
				San Carlos Sija	
				San Juan Ostuncalco	
2	Huehuetenango	69/34.5	20/28	Sacapulas	Huehuetenango
				Soloma	
		69/13.8	30/40/50	La Mesilla	
				Chiantla	
				Malacatancito	
3	Chimaltenango	69/34.5	20/28	Chimaltenango	Chimaltenango
				Tecpán	
				El Tejar	
				San Martín Jilotepeque	
				Itzapa	
4	Mazatenango	69/13.8	10/14	Cuyotenango	Mazatenango
				Ciudad	
				San Gabriel	
				San Antonio	
	69/13.8	10/14	Ciudad		
			Samayac		
			San Martín		
5	San Sebastián	69/13.8	20/28	San Sebastián	Retalhuleu
				Cuyotenango	
				Reu	
				San Martín Zapotitlán	
				El Asintal	
				Champerico	

Tabla II. Subestaciones propias DEOCSA

No.	Subestación	Relación de transformación	Capacidad MVA	Salidas de MT	Ubicación
1	Soloma	34.5/13.8	10/14	Soloma	Huehuetenango
				Barrillas	
				San Rafael La In.	
2	Sacapulas	34.5/13.8	10/14	Sacapulas	Quiché
				Nebaj	
3	San Marcos	34.5/13.8	10/14	EEMS.M.	San Marcos
				EEMS.P.	
				Electrificación Rural	
				San Antonio Cucho	
4	La Cuchilla	34.5/13.8	10/14	Tejutla	San Marcos
				Ixchiguán	

Tabla III. Subestaciones compartidas ETCEE - DEORSA

No.	Subestación	Relación de transformación	Capacidad MVA	Salidas de MT	Ubicación
1	Panaluya	69/34.5	20/28	Cabañas	Zacapa
				Morales	
				Chiquimula	
				Río Hondo	
				Teculután	
2	Quezaltepeque	69/13.8	20/28	Zacapa	Chiquimula
				Gualán	
				Esquipulas	
3	La Ruidosa	69/34.5	20/28	Chiquimula	Izabal
				Concepción Las Minas	
4	El Progreso	69/13.8	10/14	Morales	Jutiapa
				Río Dulce	
				Jutiapa	
				Asunción Mita	
				Quezada	
5	Cobán	69/34.5	5	El Progreso	Alta Verapaz
				Monjas	
				Lanquín	
				Cobán	
5	Cobán	69/13.8	10/14	Base Milita	Alta Verapaz
				Carchá	
				Carchá	

Tabla IV. Subestaciones propias DEORSA

No.	Subestación	Relación de transformación	Capacidad MVA	Salidas de MT	Ubicación
1	Jalapa	34.5	0	El Progreso	Jalapa
		34.5/13.8	10/14	EEMJ	
2	Cabañas	34.5	0	Jalapa	Zacapa
				Panaluyá	
		13.8	0	Teculután	
3	Esquipulas	34.5/13.8	10/14	Esquipulas	Chiquimula
4	Guastatoya	34.5/13.8	10/14	EEMG	El Progreso
5	Vado Hondo	34.5/13.8	1.5	Camotan-Jocotán	Chiquimula

2.2.2 Interconexión del sistema INDE – DEORSA Y DEOCSA.

Todas las líneas de 69 kV que transmiten la energía para DEORSA Y DEOCSA pertenecen a la empresa de transporte ETCEE.

Las mismas salen de las principales subestaciones de transmisión de ETCEE, con lo cual se conectan al sistema nacional; también hay algunas líneas de transmisión de 69 kV que están conectados algunos generadores.

2.2.3 Interconexión de subestaciones en media tensión en la red

De las salidas de las subestaciones compartidas en 69 kV/34.5 kV están conectadas las subestaciones propias, las líneas en 34.5 kV que las alimentan tienen algunos usuarios colgados de ésta antes de llegar a las subestaciones. La interconexión del sistema entre subestaciones en 34.5 kV alimentan varias salidas en 13.8 kV importantes, por lo que hay una fuerte caída de tensión, por lo que se hace necesario bancos de capacitores y reguladores para mejorar la tensión.

2.3 Red de distribución eléctrica

La red de distribución de las empresas DEORSA Y DEOCSA comienza desde las salidas o alimentadores primarios de las subestaciones y tiene tres tipos de líneas:

- Urbana
- Rural
- Mixta

Las líneas urbanas, las que se definen porque están cerca de las ciudades principales y donde se encuentran la mayoría de las subestaciones, se podría decir que su red es radial y donde se concentra gran parte de la carga que están llevando a cada una de las subestaciones, aunque no se cuenta con un diseño definido para cada una de las redes de las líneas urbanas.

Las líneas rurales son, por lo general, líneas extremadamente largas y monofásicas y muy pocas veces tienen una gran densidad de carga.

Las líneas mixtas son aquellas en las que las líneas alimentan a ciertas poblaciones importantes y donde parte de la línea es trifásica; a la hora de la salida de las poblaciones gran parte de las líneas se convierten en monofásicas exceptuando su línea troncal.

2.3.1 Características generales de las líneas de distribución

Las líneas no cuentan con conductores apropiados para la carga que están llevando ya que en algunos casos la carga que están soportando sobrepasa su punto de corriente máxima (Ampacidad).

Sólo actualmente, las empresas DEORSA Y DEOCSA tienen definido un estilo de arquitectura de red el cual consta en que la línea principal y sus derivadas

sean trifásicas; así como que todas las líneas estén bastante balanceadas debido a que no habría problema si en una derivación está soportando bastante carga monofásica si la línea que lo está llevando está conectada a la principal, en un servicio trifásico.

2.3.2 Tipos de estructuras en la red

La red con la cual cuentan las dos empresas se podría decir que es una línea con una gran extensión de derivaciones monofásicas, en las cuales se utilizan varios tipos de estructuras, postes de concreto y madera por la tipología de los terrenos y por lo factible van a variar los tipos de estructuras con los que se extiende. La red de distribución varía dependiendo de la tipología del terreno de la factibilidad de la colocación de la estructura, por lo general para la red urbana son de concreto y para el área rural de madera.

2.3.3 Características generales de los conductores

La característica general de los conductores va estar definida por la carga que están llevando así como la capacidad futura considerada en la región, el problema es que gran parte de los conductores ya tienen más de 30 años de servicio, lo que provoca demasiadas roturas de los conductores por el envejecimiento de los mismos.

2.3.4 Tipos de demanda urbana y rural

Los tipos de carga varían demasiado de las redes urbanas a rurales, ya que la red urbana toda la demanda está concentrada en una pequeña densidad de área, mientras que para la red rural la carga está extendida en una gran extensión de área lo que dificulta el manejo de la línea cuando ésta es solo monofásica debido

a que, para el balanceo de la línea principal o troncal, las fases dependen de una derivada monofásica y la única manera para balancear es realizar extensiones o conversiones de línea monofásica a trifásica o bifásica.

2.4 Transformadores de distribución

Los transformadores de distribución se utilizan para transmitir el nivel de voltaje de los circuitos primarios a un voltaje de utilización, para DEORSA Y DEOCSA se utilizan 3 tipos de transformadores de distribución los cuales son:

- Autoprotegido
- Convencional
- Sumergible

Los transformadores autoprotegidos (CSP) poseen un sistema de protección incorporado contra sobrevoltajes, fallas secundarias, sobrecargas severas y proporciona aviso visual de la existencia de condiciones antieconómicas de carga. El sistema también evita que fallas internas en el transformador afecten el fusible del alimentador o subalimentador primario, logrando que la falla sea aislada en el transformador fallado y sólo afecte a los clientes que son servidos por él. El componente central de la protección de los transformadores autoprotegidos es el interruptor magnético, de baja tensión el cual interrumpe sólo la baja tensión por cualquier tipo de falla que haya en la red de baja tensión.

Para protección contra fallas internas, el transformador CSP posee un fusible de expulsión en serie con la bobina primaria normalmente dentro del aislador primario. El fusible primario y el interruptor secundario ya vienen coordinados adecuadamente de fábrica. Los CSP también incluyen un pararrayos que generalmente está montado directamente en el tanque del transformador y su función es la de proteger al transformador contra daños del aislamiento, provocados por sobretensiones inducidas por rayos; las capacidades de éstos por lo general son de 5 kVA – 100 k VA, con tensiones de 7.6 – 19.8 kV en las monofásicas, en las

cuales son voltaje de salida en el secundario es 120-240 V y que regularmente es utilizado para servicios residenciales o comerciales con bajo consumo.

Los transformadores convencionales no traen equipo de protección incorporado, por lo que para protegerlos se les instala un fusible primario y un pararrayos; éstos se utilizan frecuentemente para construir bancos de transformadores trifásicos, la capacidad de éstos varía de 5 kVA – 337.5 kVA, con tensiones de 13.8 kV – 34.5 kV. Para DEORSA Y DEOCSA, cada transformador individual o grupo de transformadores instalados se denominan Centro de Transformación CT y para identificarlos se enumeran de acuerdo a su línea, con una matrícula que identifica al CT en una base de datos. La gran mayoría de los transformadores de distribución son monofásicos no convencionales ya que la mayoría del consumo que las empresas distribuyen es monofásico.

2.5 Circuitos secundarios de baja tensión

Los circuitos secundarios son generalmente aéreos que van generalmente en los postes y donde se podrían denominar una red de baja tensión debido a que las distancias que regularmente cubren son bastantes extensas. La capacidad de los transformadores regularmente varía dentro de 5 y 100 kVA, de los circuitos secundarios se derivan los servicios de los consumidores residenciales que generalmente llevan conductores dúplex y triplex, de varios calibres, dependiendo de la carga del consumidor final.

3. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE INCIDENCIAS

3.1 Generalidades

El Sistema de Gestión de Incidencias SGI es un software, exclusivo de UNIÓN FENOSA Internacional, el cual es utilizado por todas las empresas pertenecientes al grupo que se dedican al negocio eléctrico específicamente al de distribución de energía eléctrica. Éste ha sido implantado en DEORSA Y DEOCSA para facilitar el manejo de la operación y despacho en un sistema de distribución, el cual es utilizado para un control y correcta gestión de incidencias en una red de distribución eléctrica, desde el recibimiento de un aviso de falta o problema con algún sistema eléctrico de la red. Éste comienza desde el recibimiento de un aviso por medio de un usuario, SCADA o terceros de la falta de servicio eléctrico o problema en alguna parte o en toda la red eléctrica.

Lo que conlleva a realizar un gestionamiento del aviso verificando la autenticidad de que no tenga servicio, pasando el aviso a ser una incidencia, realizándole un seguimiento a la misma hasta restablecer el servicio o solucionar el problema a los usuarios en tiempo real. El SGI está en la capacidad de establecer interfaces y trabajar junto a varios sistemas para poder facilitar el manejo de la operación y lo más importante es ayudar a restablecer el servicio eléctrico.

3.1.1 Introducción al SGI

El Sistema de Gestión de Incidencias, SGI consiste en un programa de gestionamiento de fallas o incidencias en la red eléctrica de distribución, que habitualmente es utilizado para tener un mejor control en la solución de las fallas. El SGI se apoya también en los sistemas que están interfazados con este los cuales son: SCADA, BDI, SGT y el módulo de operación.

Este posee una gran cantidad de información relacionada con todos los usuarios o clientes que tienen las empresas, así como localización de éstos, una base de datos y un mapa de la red del lugar. Por medio del SGI se proporciona toda la información técnica y no técnica relacionada con ellos, esto quiere decir información personal del usuario, asociación desde sus acometidas con el centro de transformación, con la línea de mediana tensión, derivación o línea principal y salida de la subestación, que le proporciona el servicio.

Para llevar el control de los avisos se cuenta con un listado específico con las posibles fallas que podría tener la red, los cuales son proporcionados por el afectado, o no necesariamente éste, sino una persona que indique que esta ocurriendo un problema en cualquier punto de la red, o también si fuera el caso por el sistema SCADA, en la cual se le pueda dar un seguimiento al aviso si se verifica que es cierto lo anterior, entonces el aviso pasa a ser una incidencia a la cual se le da un seguimiento en tiempo real de trabajo donde el sistema proporciona todas las herramientas para guiar a las cuadrillas de la mejor manera posible para la pronta resolución de la misma, así el gestionamiento de las mismas se realiza de la mejor manera y en el menor tiempo real de trabajo; además, el sistema asocia todos los tipos de falla ocurridos por línea, para llevar un control de que línea de mediana tensión, subestación o área, tiene el mayor número de incidencias asociadas y así poder programarle un mantenimiento preventivo y correctivo a la misma para tener explotando la red el mayor tiempo posible; con esto se trata de reducir el número de fallas y mejorar el servicio.

También genera informes de cada una de las actividades que realiza el sistema, por ejemplo: generación de informes de incidencias resueltas un día anterior, el cual podría llevar tiempo de duración de la incidencia, causante, clientes importantes afectados, así como hora de inicio y fin, fecha inicio y fin, observaciones de la incidencia. Esto para llevar un control de lo que paso un día anterior o que problemas actualmente todavía no están resueltos asociándole dependiendo de lo que le solicitemos al sistema de cual es la causa o estimación esperada de la resolución, brigada que la está atendiendo o tiempo climático que se encuentra en la región.

Además, y lo que más nos interesa en este proyecto, el sistema control y gestor nos proporciona una base de datos en modo **EXCEL** para calcular los índices de frecuencia media de interrupción por kVA afectados **FMIK** y tiempo total de interrupción por kVA afectados **TTIK**, o interrupción por cada cien kilómetros **IKR**, disponibilidad promedio del sistema **DPS**, duración promedio de interrupción **DPI**, por subestación, línea y por empresa. Estos índices son los de calidad de energía que son medidos por las distribuidoras, cada cierto período y en la cual se mide la calidad de servicio que están prestando a sus usuarios (el menor tiempo posible de interrupción del servicio), y en el cual los dos primeros son los más importantes a la hora de realizar una evaluación del servicio técnico prestado a los usuarios, ya que estos dos son presentados a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica CNEE.

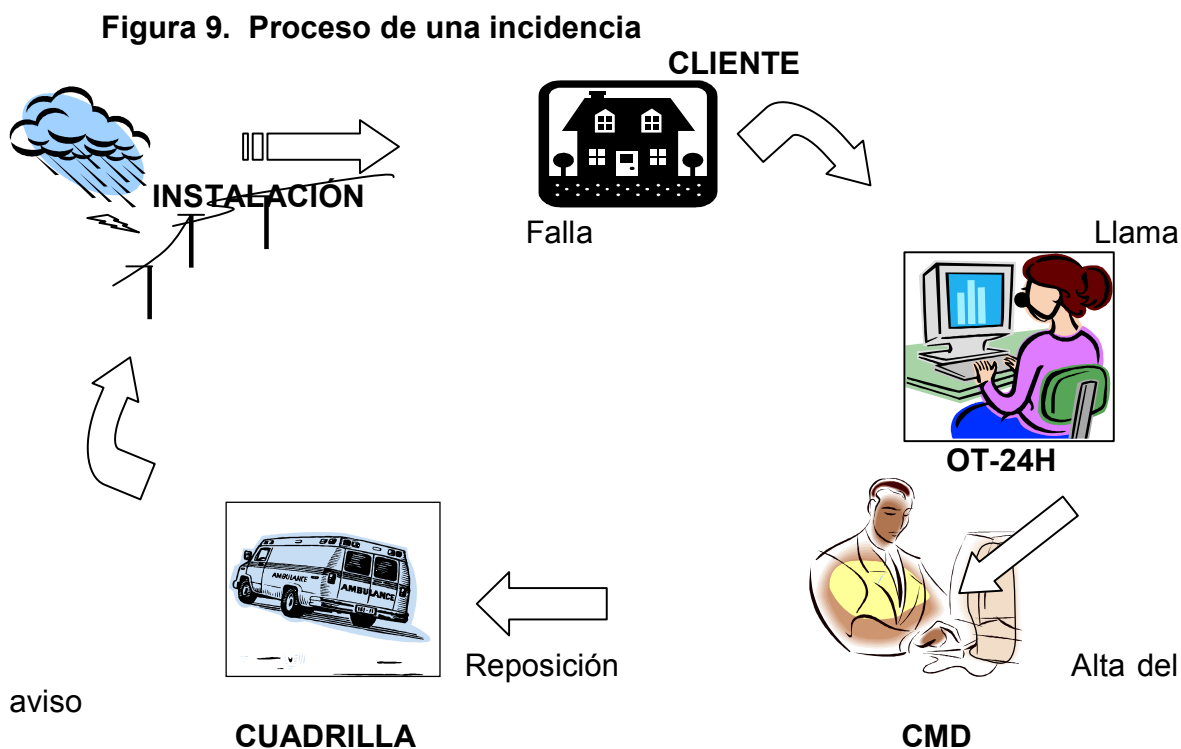
Ademas son los índices penalizables si su rango no se encuentra en lo establecido por la **CNEE** para empresas distribuidoras de electricidad.

3.1.2 Usos del programa en las empresas

En las empresas DEORSA Y DEOCSA del grupo UNIÓN FENOSA el SGI sirve para las unidades de mantenimiento, operación, control energético y comercial, pero los únicos que tienen que ver directamente con la utilización del programa son:

- La Oficina Telefónica OT-24H del área Comercial.
- El Centro de Operaciones e Interrupciones CMD del área de Operación.

La primera gestiona los avisos de interrupción o problemas eléctricos de la red de distribución, para lo cual lleva un control de los avisos de qué región o área están siendo afectados; filtra la información dependiendo de los datos que tenga, por ejemplo; si es una suspensión programada del servicio o si se está llevando una interrupción. El segundo gestiona los avisos y los da como procedentes o improcedentes, tratando de resolver el problema suscitado apoyándose en las herramientas de operación, SGI SCADA, BDI, y personal de operación correctivo designado en el área, dependiendo de si el aviso efectivamente está afectando o tiene afectada parte de la red de distribución eléctrica, los avisos pasan a ser una incidencia en la red, solucionándose con las herramientas que se cuentan; si el problema es externo, por ejemplo en la empresa de transporte ETCEE, la comunicación con ellos es continua hasta que se solucione el problema, (ver figura 9) proceso de una incidencia.



3.1.2.1 Gestionamiento de avisos Oficina Telefónica-24 Horas

La función primordial de la Oficina Telefónica 24 horas (OT-24H) es la recepción de llamadas de todo tipo, desde una consulta de saldo, servicios nuevos, reconexiones, y reclamación de servicio y otros, (ver figura no. 10). Las llamadas son recibidas de la forma más rápida posible tratando de tener una duración máxima de 3 min.

Por ser la encargada de recibir las llamadas de la falta o problema de energía eléctrica en la red de distribución, realiza un cuestionario para filtrar las llamadas como procedentes o improcedentes, proporciona toda la información disponible a los usuarios, si el problema ya es conocido programado o no programado, por ejemplo, si es un mantenimiento en la línea, subestación, u operación. Si éste es

procedente entonces la OT-24H le solicita al usuario su número de identificación de suministro NIS, que es como lo identifica la empresa si es una falta de reporte que no tiene servicio eléctrico; el otro es cuando un tercero informa que en alguna parte de la red está ocurriendo un problema, por lo cual es seleccionado como un aviso de ayuda que luego se trata de averiguar la autenticidad del mismo para darle de alta al mismo por lo cual pasa al centro de maniobras de distribución. A la hora de ingresar la OT-24H, el aviso de sin alimentación de cierto suministro o ayuda, aparece en el aviso el departamento, municipio, localidad, zona, calle, nombre del cliente, tipo del aviso ejemplo, líneas rotas, cortocircuito, tensión irregular, con lo cual el usuario detalla y da referencia de una posible causa, que también es filtrada en la OT-24 H, la cual le da seguimiento hasta que el problema sea solucionado.

Figura 10. Oficina Telefónica OT 24 H



Fuente: Unidad de **Comunicación Unión FENOSA**

3.1.2.2 Gestionamiento de incidencias Centro de Maniobras de Distribución

El Centro de Maniobras de Distribución CMD es el encargado de operar las redes de distribución de las dos empresas DEORSA Y DEOCSA, (ver figura no. 11), en la cual se verifica de la autenticidad de la falta de servicio por medio de información de apertura de una línea o por problemas con sectores o de toda la red o por medio del sistema SGI, por lo cual se encarga de gestionar cada uno de los avisos y proporcionar la mayor información de la autenticidad que por sus medios él tiene para la verificación, los cuales pueden ser por aperturas de línea las cuales le son informadas por la cantidad de llamadas que recibe de un sector donde informan los usuarios que no tienen servicio, o por medio del sistema SCADA para cada una de las salidas de mediana tensión SMT, o por la comunicación del CENADO el centro de operaciones de ETCEE donde una línea de transmisión ha salido de servicio por lo cual afecta a varias subestaciones, o por medio de los operadores que ellos tienen donde indican que subestación o línea ha salido de servicio, quizás por desbalance, ramas sobre la línea, accidente, etc, esto para las subestaciones que no están telecontroladas.

El CMD, por medio del SGI, tiene la información grafica y alfanumérica de las instalaciones: subestaciones, líneas, centros de transformacion, elementos de corte, elementos frontera, pasos de falta, conectividad, elementos telecontrolados. Así como la información diaria de la red: Información de incidencias, suspensiones programadas, detección de alarmas en la red y interrupciones en tiempo real.

El SCADA de (siemens) y la BDI están interfazados al SGI por lo cual le proporciona por medio de sus alarmas y las representación gráfica los lugares que están siendo afectados. También se lleva un control estadístico de las incidencias producidas, información de aviso de clientes procedentes de OT-24 H, información de las actividades programadas, así como problemas que están siendo solucionados.

Figura 11. Centro de maniobras de distribución



Fuente: Unidad de **comunicación, Unión FENOSA.**

3.2 Recolección de datos en las empresas

La recolección de datos de las empresas se llevó a cabo para saber el número exacto de usuarios que tienen las empresas DEORSA Y DEOCSA, por lo que se debe estar de acuerdo en que se tuvo que realizar una campaña de levantamiento de datos que comprende a gran parte del país que es el área que cubren las dos empresas. En estas campañas, como se les denominó, se obtuvieron todos los datos alfanuméricos de los usuarios, así como de las instalaciones, que les prestan el servicio.

3.2.1 Usuarios

Cada uno de los usuarios de la empresa ahora está en una base de datos que está cargado al Sistema de Gestionamiento de Incidencias SGI, y otros que llevan el control y crecimiento de los mismos, como el sistema SGT, los cuales se encuentran interfasados ya que el SGI utiliza parte de la base de datos de los usuarios, mientras que el otro es un sistema comercial para saber el estado de cuenta de los mismos, en esta base está el nombre del usuario, si es cliente importante u usuario normal, dirección, tipo de servicio contratado, transformador de baja tensión, conductor de media tensión, línea que le sirve y subestación a la que pertenece. El usuario cuenta con un número de identificación de suministro NIS con el cual la empresa lo identifica como usuario.

3.2.2 Red de distribución por GPS

Para realizar el levantamiento gráfico de la red del sistema de distribución eléctrico, se utilizó el Sistema Global de Posicionamiento GPS. Por medio de los 24 satélites libres para la utilización de este sistema y por medio de un receptor de GPS, vía satélite, se sabe la coordenada donde está situado el o los puntos exactos de la red en el territorio nacional, Por ejemplo desde la representación gráfica de las líneas de baja tensión de los usuarios, el punto exacto donde el transformador de distribución se sitúa en el territorio nacional o en la red así como el punto donde está en la línea de distribución, que tiene una representación grafica por medio de las estructuras que utiliza, también la subestación de la cual se encuentra servida la línea.

3.2.2.1 Subestaciones

La localización de las subestaciones en el sistema es una de las partes importantes de la red ya que es de ella desde donde el sistema toma su fuente para la red de distribución, por lo que es un elemento importante en la misma, cada una de las subestaciones de DEORSA Y DEOCSA como un elemento fuente principal han sido tomadas sus coordenadas por medio de GPS, además de esto en el sistema se tiene toda la información técnica y no técnica de cada uno de los componentes que las conforman. En ésta se describe la línea de la cual esta servida, tensión origen, capacidad de la misma, tipos de salida de tensión y todos los componentes que se encuentran en la misma, materiales, configuraciones.

3.2.2.2 Líneas

Todas las líneas de mediana tensión están gráficamente representadas en el SGI por medio de la interfase del sistema BDI, ya que cada estructura donde las líneas de distribución pasan fue tomado un punto GPS de coordenadas para el seguimiento de la línea por donde esta atraviesa, su tipo de tensión. 34.5, 13.8 kV si ésta tiene elementos de corte, tipo de cable, estructura, carga si es monofásica, bifásica o trifásica, la capacidad instalada. El sistema BDI contiene en representación grafica, con curvas de nivel y coordenadas, ríos, volcanes, carreteras principales y secundarias, ubicación exacta de todas las poblaciones en el país desde caseríos, aldeas, municipios departamentos, etc, que son de mucha ayuda para saber donde pasa una línea.

3.2.2.3 Transformadores

Así como los demás elementos, los transformadores de distribución fueron tomados los puntos GPS en los cuales se le realizó un levantamiento de datos al transformador de distribución en donde se etiquetó y se le dio un número de identificación, si son del tipo convencional o autoprotegido; cómo está constituido si es un banco bifásico o un trifásico; la configuración en la cual están, estrella delta u otro tipo; la línea y tensión de la cual se encuentra alimentado, así como el sector al que alimentan si es residencial, comercial o industrial, también con lo que respecta a que usuarios se sirven del él.

3.3 Descripción del lugar de la implementación

El lugar para la implementación del Sistema de Gestión de Incidencias, SGI, es el Centro de Operaciones e Interrupciones CMD de las redes de distribución DEORSA Y DEOCSA. Como a continuación se describe, el CMD es donde se realizan las operaciones de distribución, por lo cual están todos los sistemas SCADA, BDI, módulo de operación y comunicación vía radio con el personal Operativo de corrección en las diferentes áreas, con el AMM y CENADO - ETCEE.

3.4. Descripción general del sistema

El sistema general de distribución eléctrica cuenta con todas las subestaciones de distribución interconectadas al sistema nacional interconectado por las líneas de transmisión, así el sistema SGI proporciona mucho apoyo para realizar la gestión de la red eléctrica de la mejor manera, ya que a la hora de estar interfazado con el SCADA, se conoce en tiempo real, los problemas que se están suscitando en la red, sobrecargas, cortes, demanda, tipos de falla, etc. Así también

la interfase con la BDI le proporciona gráficamente la red, y que partes son afectadas, y por último la OT-24H le ingresa los problemas que no logra detectar, por lo que el SGI facilita en gran manera la operación de la red.

4. DETERMINACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CALIDAD A PARTIR DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE INCIDENCIAS

4.1 Generalidades de los índices de calidad para el área de distribución FMIK, TTIK, INK, DPS, DPI.

Según resolución de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, No. 09 - 99. La cual establece, que el servicio eléctrico de distribución debe prestarse con calidad, continuidad, y sin distorsiones que menoscaben la calidad del servicio al usuario final, debiéndose, en todo caso, actualizar las normas de calidad que han de exigirse para que se cumpla con estos requerimientos.

La CNEE crea las normas del Servicio Técnico de Distribución, para establecer derechos y obligaciones de los prestatarios y usuarios, las cuales tienen el objetivo de calcular y auditar índices de calidad del servicio eléctrico de distribución, índices o indicadores de referencia para calificar la calidad con que se proveen los servicios de energía eléctrica tanto en el punto de entrega como en el punto de utilización de tales servicios, tolerancias permisibles métodos de control indemnizaciones sanciones, y o multas respecto de los siguientes parámetros:

- a) Calidad del producto suministrado por el distribuidor:
 - Regulación de tensión
 - Desbalance de tensión en servicios trifásicos
 - Distorsión armónica
 - Flicker

- b) Incidencia del usuario en la calidad del producto
 - Distorsión armónica
 - Flicker
 - Factor de potencia

- c) Calidad del servicio técnico
Interrupciones
- d) Calidad del servicio comercial
Calidad del servicio comercial del distribuidor
Calidad de la atención al usuario.

Los incisos a), b), comienzan a regir después del décimo tercer mes de iniciada la etapa de régimen; el inciso c), y el d) aplica para la resolución de problemas en la red.

En la norma creada para el servicio técnico de distribución por la CNEE obligatoria para todos los participantes que hacen uso de los sistemas de distribución de energía eléctrica, se establece que será calificada por medio del sistema de medición y control de la calidad del servicio eléctrico de distribución.

El objetivo del sistema de medición y control de la calidad del servicio eléctrico de distribución es que todo distribuidor disponga de un sistema auditable que permita el análisis y tratamiento de las mediciones realizadas para la verificación de la calidad del producto y del servicio técnico, cuyo desarrollo debe contemplar como mínimo lo que establece la CNEE:

- a). La relación entre los registros de mediciones y las tolerancias previstas respecto de los parámetros que intervienen en el cálculo de los índices o indicadores de calidad del producto y del servicio técnico establecidos.
- b). El cálculo de las indemnizaciones.
- c). El establecimiento del número y localización de los beneficiados por las indemnizaciones.
- d). La adecuación y actualización de los sistemas informáticos existentes respecto de las exigencias que estas normas especifican.

- e). La realización de los procedimientos y/o mecanismos utilizados para la recopilación de la información.
- f). La implementación y utilización de mecanismos de transferencia de información requeridos por la comisión.
- g). Las pruebas pertinentes que permitan realizar auditorías del funcionamiento del sistema.

4.1.1 Índices de calidad para el servicio técnico

Los índices de calidad para el servicio técnico o interrupciones, que se dan en la red de distribución eléctrica de MT y BT donde hayan kVA afectados, serán evaluados mediante los siguientes índices o indicadores globales: frecuencia media de interrupción por kVA, FMIK y tiempo total de interrupción por kVA, TTIK: y por índices o indicadores individuales: frecuencia de interrupción por usuario FIU y tiempo de interrupción por usuario TIU. Estos dos últimos en proceso de entrada en vigencia ya que como lo indican las normas para el servicio de distribución, entraran el treceavo mes después de la entrada de la etapa de régimen permanente de los indicadores globales FMIK Y TTIK, lo cual para las empresas DEORSA Y DEOCSA fue el 01-01-2001, según la CNEE. Pero se presentan otros tres índices que son de utilidad para éstas, los cuales son: interrupción por cada cien Km de línea INK, disponibilidad promedio del sistema DPS, disponibilidad promedio por cada Interrupción DPI, para los dos y tres últimos se darán unos ejemplos de cómo se utilizan en las empresas, para luego obtener los datos requeridos, tomando como base la red de la figura no. 12 se dará un ejemplo de utilización para obtener el FMIK y TTIK.

A continuación se describe la definición de los índices a utilizar.

➤ **FMIK**

Frecuencia Media de Interrupción por kVA. Representa la cantidad de veces promedio que el kVA sufrió una interrupción del servicio. Se contabilizan solamente las interrupciones mayores o iguales a 3 minutos excluyendo las causadas por fuerza mayor.

$$FMIK = \frac{\sum_{j=1}^n Q_j}{Q_T}$$

Donde:

$\sum_{j=1}^n$: Sumatoria de todas las interrupciones (n) del servicio durante el semestre.

Q_j : Potencia en kVA's fuera de servicio en la interrupción j.

Q_T : Potencia total instalada en kVA.

➤ **TTIK**

Tiempo Total de Interrupción por kVA. Representa el tiempo total promedio, en horas, en que cada kVA estuvo fuera de servicio. Se contabilizan solamente las interrupciones mayores o iguales a 3 minutos excluyendo las causadas por fuerza mayor.

$$TTIK = \frac{\sum_{j=1}^n Q_j * T_j}{Q_T}$$

Donde:

$\sum_{j=1}^n$: Sumatoria de todas las interrupciones (n) del servicio durante el semestre.

Q_j : Potencia en kVA's fuera de servicio en la interrupción j.

Q_T : Potencia total instalada en kVA.

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

➤ **IKR**

Número de incidencias por cada 100 km de línea. Las incidencias son de origen interno, no programadas y de duración mayor o igual a 3 minutos.

➤ **DPS (Disponibilidad Promedio del Sistema)**

Indica el % del tiempo en que el servicio de energía eléctrica estuvo disponible, en un periodo considerado:

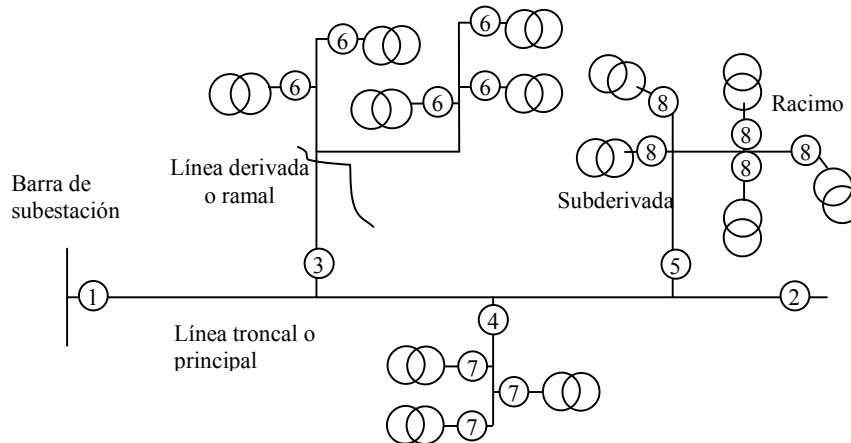
$$DPS \text{ [%]} = 1 - \frac{TTIK \text{ acumulado en el periodo}}{\text{Número de horas del periodo}}$$

Para este cálculo se incluyen las interrupciones con causa de fuerza mayor.

➤ **DPI (Duración Promedio de cada Interrupción)**

Indica el tiempo promedio, en minutos, de cada interrupción. Se consideran solamente las interrupciones de origen interno, no programadas y de duración mayor o igual a 3 minutos.

Figura 12. Diagrama de la Red Eléctrica del ramal El Tejar



La posición no. 1, se refiere a salida principal, con no. 2, 3, 4, y 5 a derivaciones trifásicas con fusibles y las últimas son Centro de Transformación de diferente kVA, no. 6 CT de 10 kVA, no. 7 CT de 25 kVA, no. 8 CT de 35 kVA, suponiendo que la falla ocurre después de la posición no. 3, con tiempo de reposición de 30 min para la posición 3, y 5 min para las demás, entonces tenemos:

$$FMIK = \frac{\sum_{j=1}^n Q_j}{Q_T} \frac{\text{kVA afectados en la interrupción}}{\text{kVA totales del sistema}}$$

$$FMIK = \frac{50 \text{ kVA}}{312.5 \text{ kVA}} = 0.16$$

$$TTIK = \frac{\sum_{j=1}^n Q_j * T_j}{Q_T} \frac{\text{Tiempo total de interrupción de los kVA}}{\text{kVA totales del sistema}}$$

$$\text{TTIK} = \frac{50 \text{ kVA} * (30/60) + 75 \text{ kVA} * (5/60) + 187.5 \text{ kVA}(5/60)}{312.5 \text{ kVA}}$$

$$\text{TTIK} = 0.15$$

4.2 Generación de la base de datos para la contabilización de los índices de calidad

Para generar la base de datos se traslada del programa fuente del sistema SGI a modo EXCEL, para poder realizar los cálculos de los índices, donde aparecen los datos más importantes, transformadores afectados, líneas de MT a las que pertenecen, subestación, si la interrupción afectará completamente a la línea, subestación o toda la red, solamente aparecerá la capacidad instalada, kVA totales afectados. También aparece la fecha de inicio y fin, tiempo de inicio y fin, tiempo total de la interrupción, causa que la provocó; si el caso fue fuerza mayor, agente involucrado si fue interno o externo.

Todos estos datos que son ingresados y activados desde el momento que han sido afectados en tiempo real, ya sea automáticamente por el SCADA o manualmente, son con los que se trabajan para hacer los cálculos de índices de calidad, los cuales son filtrados para obtener el FMIK, TIC. Estos son los índices para la CNEE para medir la calidad del servicio técnico prestado a los usuarios y para DEORSA Y DEOCSA para programar y corregir, en base a los índices su mantenimiento preventivo, correctivo o sus mejoras a la red.

4.3 Reportes de índices de calidad FMIK Y TTIK a través de la base de datos

Para generar los índices de calidad globales del servicio técnico por empresa, interno, externo, programado, no programado en los cuales se ven afectados los kVA promedio por empresa, así como el tiempo promedio que éstos estuvieron fuera de servicio, se presenta la tabla no. 6 con los índices y tolerancias permitidos por la CNEE para el régimen permanente. Seguidamente, las tablas del cálculo de los indicadores globales FMIK, TTIK, de la empresas con su respectivas gráficas de barra figuras no. 13, 14, 15 y 16, después un resumen de los otros índices INK, DPS, DPI.

Tabla V. Índices globales

Etapa de régimen	FMIK		TTIK	
	URBANO	RURAL	URBANO	RURAL
INTERRUPCIONES ATRIBUBLES A DISTRIBUCIÓN	2.5	3.5	8	10
INTERRUPCIONES ATRIBUIBLES A CAUSAS EXTERNAS A LA DISTRIBUCIÓN	4		12	

Figura 13. Evolución mensual FMIK DEOCSA 2002

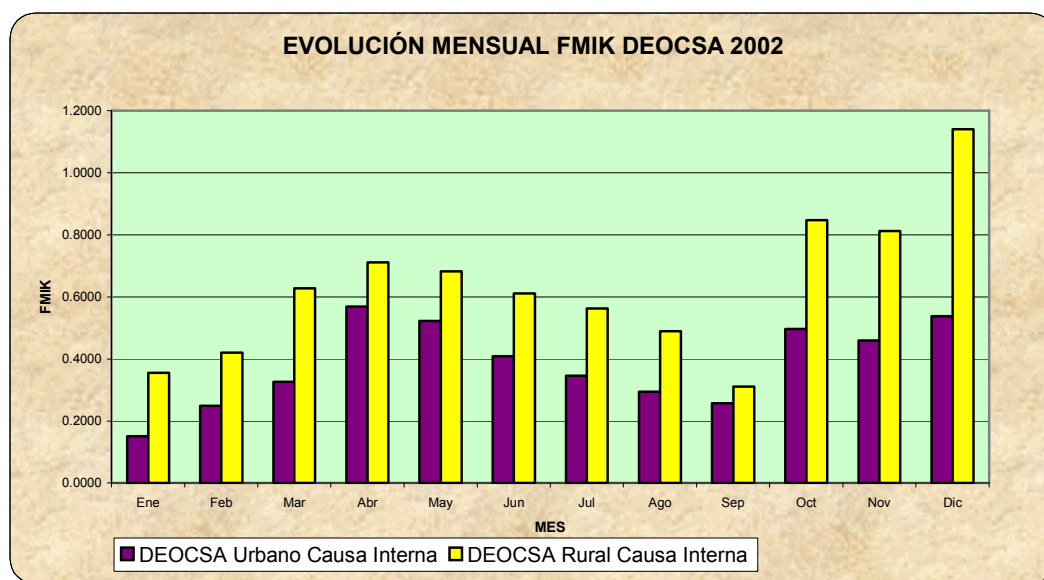


Tabla VI. Evolución mensual del FMIK – DEOCSA 2002

FMIK	Urbano Causa Interna	Rural Causa Interna	Acumulativo
Ene	0.1507	0.3555	0.5062
Feb	0.2490	0.4205	0.6695
Mar	0.3260	0.6275	0.9535
Abr	0.5691	0.7105	1.2796
May	0.5226	0.6824	1.2050
Jun	0.4088	0.6115	1.0203
Jul	0.3463	0.5625	0.9088
Ago	0.2939	0.4891	0.7830
Sep	0.2566	0.3108	0.5674
Oct	0.4969	0.8473	1.3442
Nov	0.4595	0.8122	1.2717
Dic	0.5383	1.1405	1.6788
Total año	4.6177	7.5703	12.1880

Figura 14. Evolución mensual FMIK DEORSA 2002

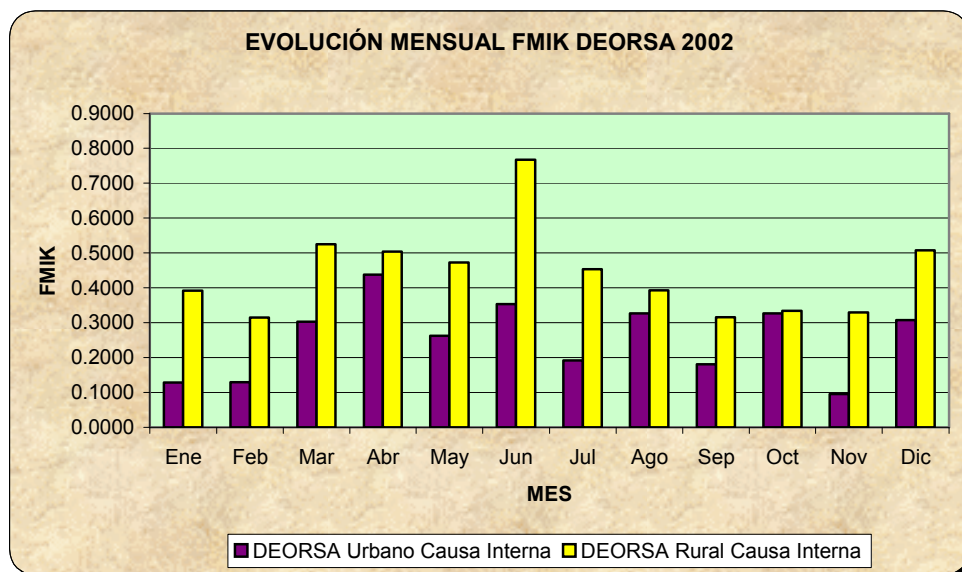


Tabla VII. Evolución mensual del FMIK – DEORSA 2002

FMIK	Urbano Causa Interna	Rural Causa Interna	Acumulativo
Ene	0.1284	0.3920	0.5204
Feb	0.1291	0.3152	0.4443
Mar	0.3031	0.5251	0.8282
Abr	0.4379	0.5035	0.9414
May	0.2624	0.4726	0.7350
Jun	0.3539	0.7667	1.1206
Jul	0.1918	0.4533	0.6451
Ago	0.3271	0.3926	0.7197
Sep	0.1800	0.3165	0.4965
Oct	0.3267	0.3338	0.6605
Nov	0.0956	0.3299	0.4255
Dic	0.3068	0.5067	0.8135
Total año	3.0428	5.3079	8.3507

A continuación se muestran los índices de TTIK mensuales para el periodo 2002.

Figura 15. Evolución mensual TTIK DEOCSA 2002

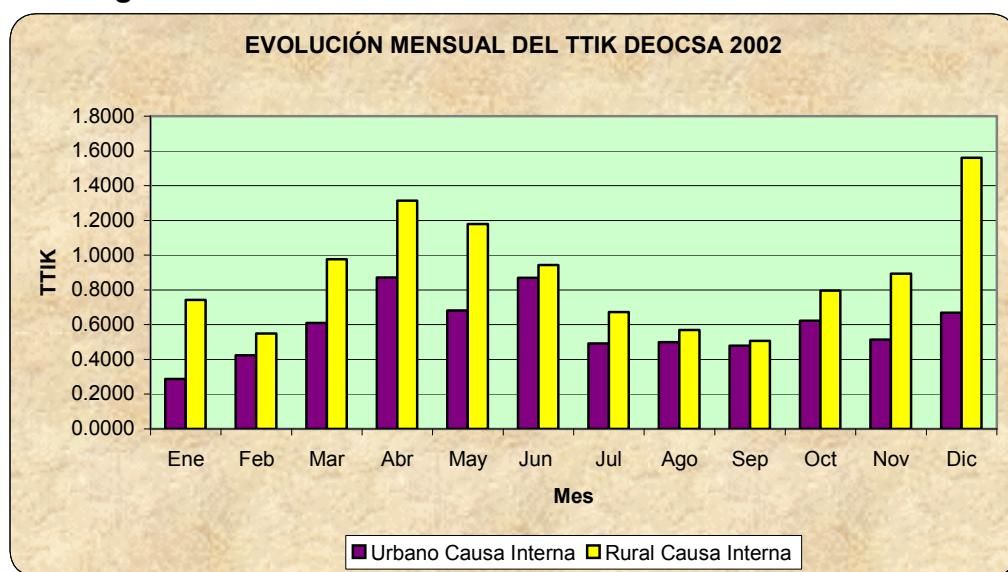


Tabla VIII. Evolución mensual TTIK DEOCSA 2002

TTIK	Urbano Causa Interna	Rural Causa Interna	Total año
Ene	0.2860	0.7418	1.0278
Feb	0.4234	0.5489	0.9723
Mar	0.6099	0.9753	1.5852
Abr	0.8712	1.3131	2.1843
May	0.6804	1.1779	1.8583
Jun	0.8688	0.9422	1.8110
Jul	0.4907	0.6725	1.1632
Ago	0.4990	0.5691	1.0681
Sep	0.4788	0.5052	0.9840
Oct	0.6213	0.7953	1.4166
Nov	0.5134	0.8927	1.4061
Dic	0.6682	1.5599	2.2281
Total año	7.0111	10.6939	17.7050

Figura 16. Evolución mensual TTIK DEORSA 2002

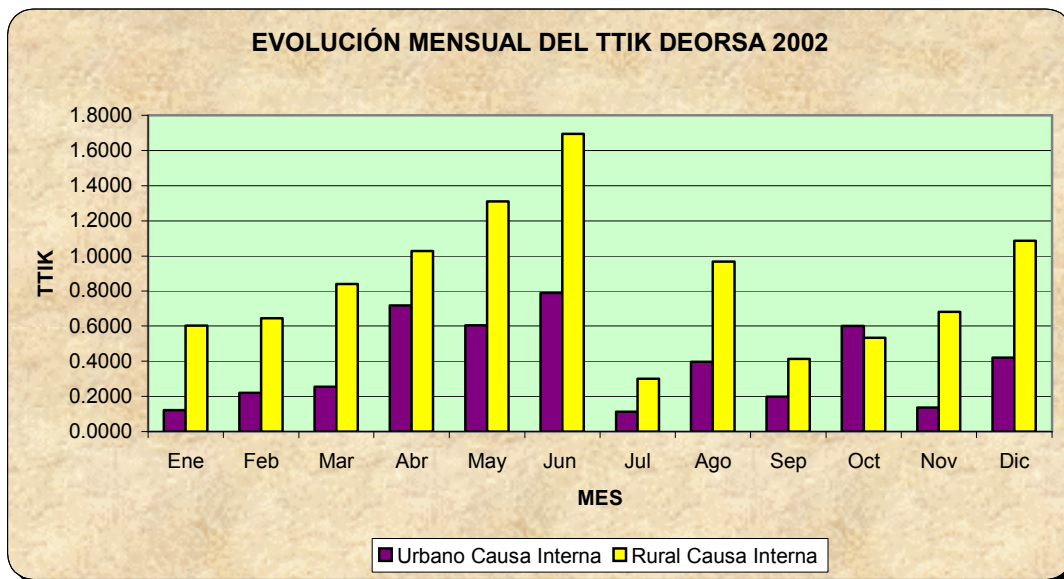


Tabla IX. Evolución mensual del TTIK DEORSA 2002

TTIK	Urbano Causa Interna	Rural Causa Interna	Total año
Ene	0.1231	0.6025	0.7256
Feb	0.2197	0.6454	0.8651
Mar	0.2552	0.8399	1.0951
Abr	0.7182	1.0273	1.7455
May	0.6047	1.3119	1.9166
Jun	0.7881	1.6961	2.4842
Jul	0.1132	0.3008	0.4140
Ago	0.3974	0.9668	1.3642
Sep	0.1988	0.4124	0.6112
Oct	0.6003	0.5335	1.1338
Nov	0.1371	0.6829	0.8200
Dic	0.4223	1.0862	1.5085
Total año	4.5781	10.1057	14.6838

4.4 Resumen estadístico de la explotación de la red a través de la BD

A continuación mostramos un resumen estadístico a través de la base de datos BD, en el cual, por medio de la tabla de Excel para los indicadores globales, obtenemos:

4.4.1. Evolución del número de incidencias

La evolución se basa en el número de incidencias ocurridas mensualmente en cada una de las empresas en la cual se observa el comportamiento que éstas han tenido, por subestación, línea o región, con el fin de llevar un control histórico o base de datos que puedan ayudar a determinar las causas que las provocan, para poder analizar cuál tiene el mayor FMIK y TTIK, mensual, trimestral, semestral, anual y por temporada climática o época del año. Con el comportamiento se puede analizar las causas que las provocan, por ejemplo, si falló el mantenimiento por componentes, personal, modo de realizarlo, por tiempo en su realización o por la necesidad de reconfigurar la red.

Figura 17. Evolución de incidencias DEOCSA Y DEORSA 2002

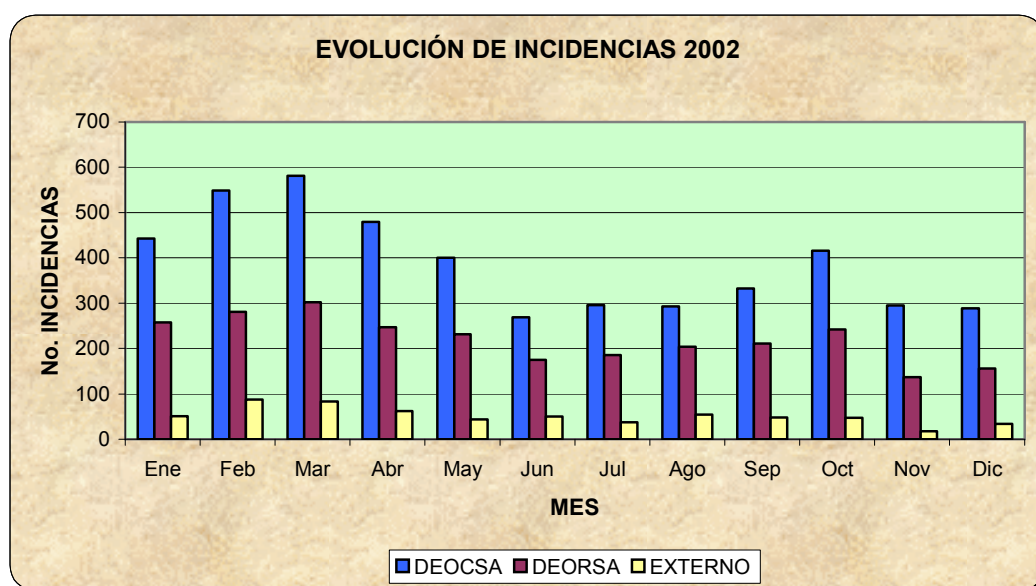


Tabla X. Evolución del número de incidencias 2002

ORIGEN	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	TOTAL
DEOCSA	443	549	581	479	400	269	296	293	332	416	295	289	4642
DEORSA	258	281	302	247	232	175	186	204	211	242	137	156	2631
EXTERNO	51	87	83	62	43	50	37	54	48	47	17	34	613
TOTAL	752	917	966	788	675	494	519	551	591	705	449	479	7886

4.4.2. Evolución del número de incidencias por cada 100 kilómetros de línea mensual (IKR)

Esté determina el número de incidencias ocurridas por cada 100 kilómetros de línea, con lo cual se determina cuántas fallas ocurren por cada 100 km de línea y refleja también la calidad del servicio prestado. El resultado determinado fue: 37.8 fallas/100 km de línea al año, para DEOCSA y 34.7 fallas/100 km de línea al año para DEORSA.

Figura 18. Evolución de IKR DEOCSA Y DEORSA 2002

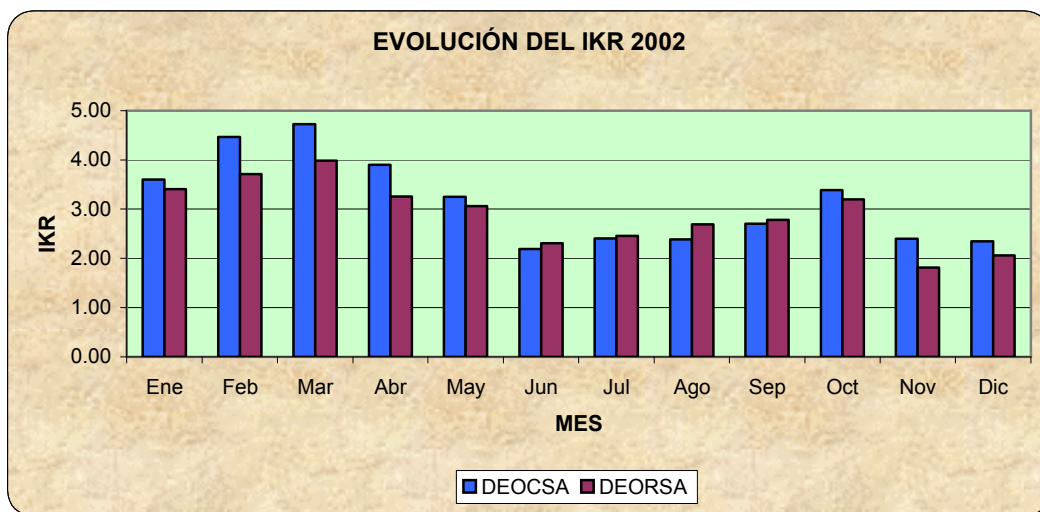


Tabla XI. Evolución de IKR 2002

ORIGEN	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	TOTAL
DEOCSA	3.60	4.47	4.73	3.90	3.25	2.19	2.41	2.38	2.70	3.38	2.40	2.35	37.8
DEORSA	3.41	3.71	3.99	3.26	3.06	2.31	2.46	2.69	2.79	3.19	1.81	2.06	34.7
Total	7.01	8.18	8.71	7.16	6.32	4.50	4.86	5.08	5.49	6.58	4.21	4.41	72.5

A continuación se dan los km de línea de las dos empresas en las tensiones utilizadas.

Km de LMT 34.5 kV DEOCSA	3357.0
Km de LMT 13.8 kV DEOCSA	8936.8
Km de LMT 34.5 kV DEORSA	1935.0
Km de LMT 13.8 kV DEORSA	5640.1

Km de línea totales DEOCSA	12293.80
----------------------------	----------

Km de línea totales DEORSA	7575.10
----------------------------	---------

4.4.3 Evolución promedio de cada interrupción mensual (DPI)

Esto es con el fin de conocer el promedio de interrupción del servicio por cada incidencia ocurrida, tiempo por falla.

Figura 19. Evolución de DPI DEOCSA Y DEORSA 2002

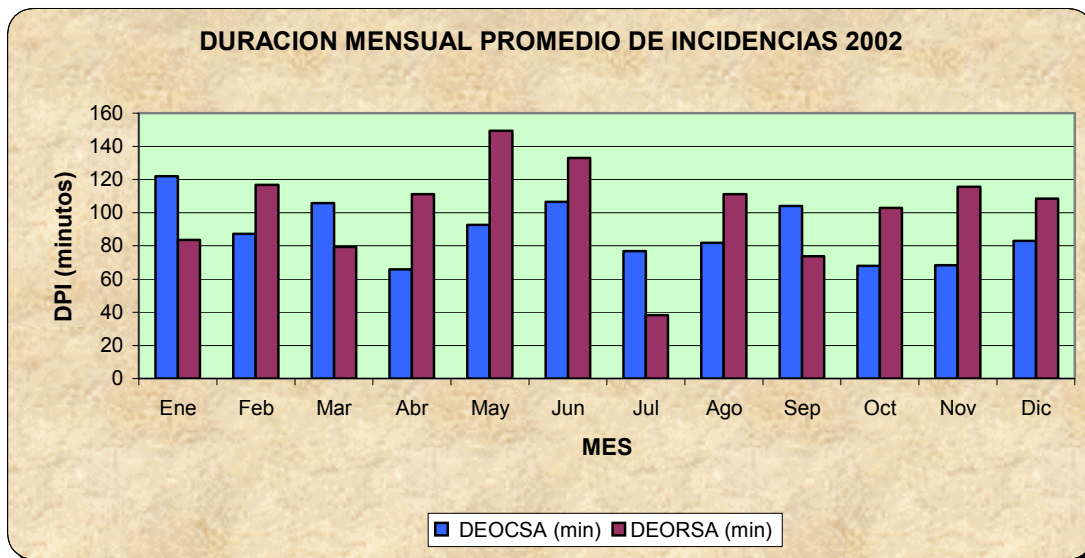


Tabla XII. Duración promedio de cada interrupción en min por incidencias

DPI	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
DEOCSA (min)	122	87	106	66	93	107	77	82	104	68	68	83
DEORSA (min)	84	117	79	111	149	133	38	111	74	103	116	109

4.4.4 Evolución de disponibilidad del sistema mensual (DPS)

Disponibilidad promedio del sistema, el cual representa la cantidad de tiempo promedio mensual que el sistema de distribución eléctrico en su totalidad esta en servicio.

La cantidad de kVA fuera mensual con respecto al sistema, puede ser calculada por el porcentaje teniendo la potencia total instalada.

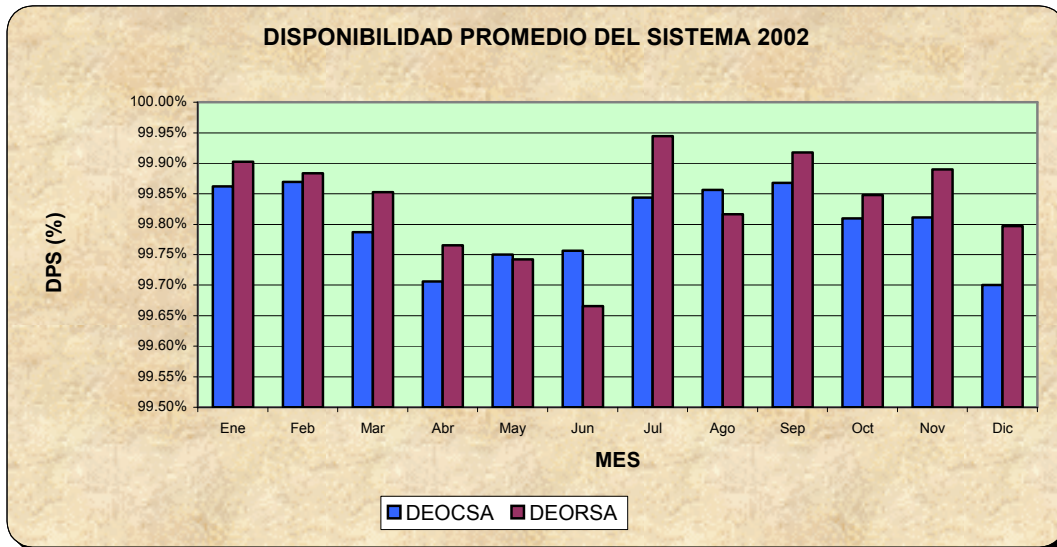
Figura 20. Disponibilidad promedio del sistema 2002

Tabla XIII. Disponibilidad mensual del sistema 2002

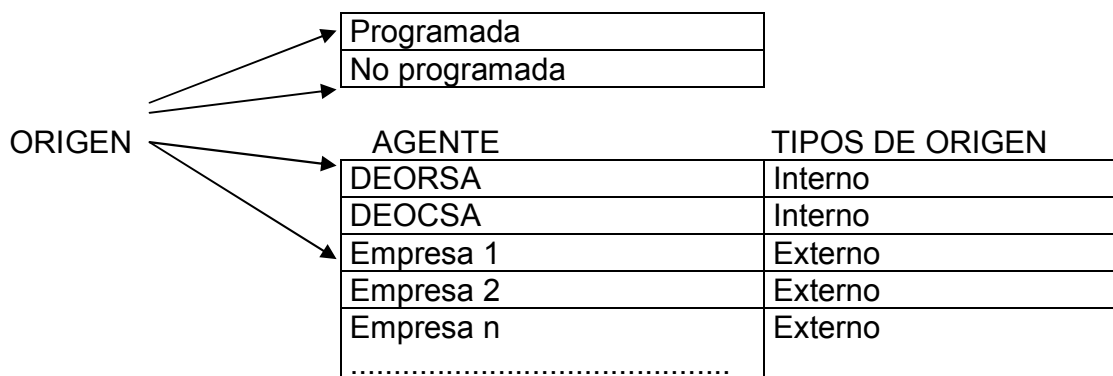
OPS	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	N
OCOSA	99.86%	99.87%	99.79%	99.71%	99.75%	99.76%	99.84%	99.86%	99.87%	99.81%	99.
ORSA	99.90%	99.88%	99.85%	99.77%	99.74%	99.67%	99.94%	99.82%	99.92%	99.85%	99.

5. APLICACIONES TÉCNICAS DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE INCIDENCIAS

5.1 Tipos de causas de incidencia más frecuentes asociadas a la red eléctrica

La causa es uno de los elementos más importantes para encontrar la raíz del problema, en este caso las fallas en el sistema de distribución eléctrica, el cual puede verse afectado por problemas internos, externos, programados o no programados, medio ambiente y ubicación que pudieran afectar para la prestación de un buen nivel de calidad de servicio de energía eléctrica a los usuarios. La CNEE clasifica en tres tipos que son: causas, causantes, agentes involucrados; la primera como interrupciones penalizables y no penalizables, ya que no son tomadas en cuenta las interrupciones de servicio menores a tres minutos y las de fuerza mayor; la segunda quién provocó la causa de la interrupción del fluido eléctrico, el propietario de la instalación u otro agente, y tercero qué otras empresas fueron afectadas con el servicio.

A continuación se presenta los tipos de causas mas frecuentes de incidencia o falla en un una red de distribución eléctrica.



NATURALEZA
PRIMARIA

Descripción de la CAUSA

Propias de la RED	Sobrecargas
	Desbalances
	Errores de operación
	Errores de mantenimiento
	Descoordinación de la protección
	Actuación de relee de tensión
	Actuación de relee de baja frecuencia
	Requerimiento operativo
	Localización de falla
	Racionamiento
	Mantenimiento en LMT
	Mantenimiento aguas abajo en la LMT
	Mantenimiento aguas arriba en la LMT
	Mejoras
	Ampliaciones
Trabajos originados por terceros	

Animales y medio ambiente	Animales
	Vegetación
	Incendio
	Descargas Atmosféricas
	Fuerte Viento
	Inundaciones o Desbordes de Ríos
	Deslizamiento de Terrenos
	Corrosión o Contaminación
	Erosiones
	Sismos Temblores o Terremotos
	Huracanes Ciclones o Tornados

Intempestiva de componentes de línea	Rotura por fatiga de conductor o guarda
	Rotura por fatiga de poste o cruceta
	Rotura de empalmes, puentes o conexiones
	Rotura de aislador(es)
	Diseño defectuosos de línea
	Aislador(es) flameados

Falla intempestiva de equipos	Otros componentes de subestación
	Transformador de potencia
	Transformador de distribución
	Transformador de tensión (PTs)
	Transformador de corriente (CTs)
	Pararrayo o descargador
	Cortacircuito
	Seccionador
	Seccionalizador
	Interruptor
	Reconectador
Capacitor y servicios auxiliares	
Terceros	Excavaciones
	Vehículos
	Tala de Árboles
	Otros Accidentes

5.2 Aporte porcentual de indicadores de calidad por línea para asociación de mantenimiento

El aporte porcentual de cada una de las líneas a los indicadores globales se muestran a continuación en lo cual se observa cuáles son las de mayor aportación, por empresa y sector, su tipo de origen, interno y mayores a 3 min., esto se realiza mensual trimestral y semestralmente con el fin de observar los cambios de éstos para cada línea, analizar las variaciones y dependiendo de esto ver la necesidad del mantenimiento.

La siguiente tabla muestra las cinco líneas que mayor aporte promedio semestral de FMIK dan a los índices de DEOCSA.

Tabla XIV. Aporte promedio semestral de FMIK DEOCSA

Sector	Subestación	Línea asociada	FMIK Urb	FMIK Rur	FMIK Total
NOR-OCCIDENTE	SE LA CUCHILLA	TEJUTLA	0.331564895	0.70842003	1.039984925
SUR-OCCIDENTE	SE MAZATENANGO	SAN ANTONIO	0.508950186	0.223188643	0.732138828
NOR-OCCIDENTE	SE HUEHUETENANGO	LA MESILLA	0.14843157	0.563097777	0.711529347
CEN-OCCIDENTE	SE CHIMALTENANGO	TECPÁN	0.280437246	0.408403678	0.688840924
NOR-OCCIDENTE	SE SAN MARCOS	SAN CRISTÓBAL CUCHO	0.237964077	0.315237274	0.553201351

La siguiente tabla muestra las cinco líneas con mayor aporte promedio semestral de índice FMIK por sector, para DEOCSA.

Tabla XV. Aporte promedio semestral de FMIK por sector DEOCSA

Sector	Subestación	Línea asociada	FMIK Urb	FMIK Rur	FMIK Total
SUR-OCCIDENTE	SE MAZATENANGO	SAN ANTONIO	0.508950186	0.223188643	0.732138828
SUR-OCCIDENTE	SE SAN SEBASTIÁN	SAN SEBASTIÁN	0.069678357	0.363220608	0.432898965
SUR-OCCIDENTE	SE LA NORIA	TIQUISATE	0.224417539	0.182110068	0.406527608
SUR-OCCIDENTE	SE COATEPEQUE	LAS PALMAS	0.140230685	0.169910078	0.310140763
SUR-OCCIDENTE	SE MAZATENANGO	SAN GABRIEL	0.180124851	0.129904193	0.310029045
NOR-OCCIDENTE	SE LA CUCHILLA	TEJUTLA	0.331564895	0.70842003	1.039984925
NOR-OCCIDENTE	SE HUEHUETENANGO	LA MESILLA	0.14843157	0.563097777	0.711529347
NOR-OCCIDENTE	SE SAN MARCOS	SAN CRISTÓBAL CUCHO	0.237964077	0.315237274	0.553201351
NOR-OCCIDENTE	SE SOLOMA	SOLOMA 13.8 KV	0.127442445	0.378560563	0.506003008
NOR-OCCIDENTE	SE LA ESPERANZA	SAN MARCOS 34.5 KV	0.043273386	0.426742616	0.470016002
CEN-OCCIDENTE	SE CHIMALTENANGO	TECPÁN	0.280437246	0.408403678	0.688840924
CEN-OCCIDENTE	SE CHIMALTENANGO	EL TEJAR	0.43001862	0.060332215	0.490350836
CEN-OCCIDENTE	SE QUICHÉ	SANTA CRUZ, EL QUICHÉ	0.254509202	0.197478695	0.451987897
CEN-OCCIDENTE	SE SOLOLÁ	PANAJACHEL	0.189015817	0.121159549	0.310175365
CEN-OCCIDENTE	SE SOLOTÁ	SOLOLÁ	0.139775904	0.118435807	0.258211711

La siguiente tabla muestra las cinco líneas que mayor aporte promedio semestral de FMIK dan a los índices de DEORSA.

Tabla XVI. Aporte promedio semestral de FMIK DEORSA

Sector	Subestación	Línea asociada	FMIK Urbano	FMIK Rural	FMIK Total
NOR-ORIENTE	SE PUERTO BARRIOS	LIVINGSTON	0.484680829	0.124970752	0.609651581
SUR-ORIENTE	SE LOS ESCLAVOS	CUILAPA	0.094688828	0.37791188	0.472600708
NOR-ORIENTE	SE SANARATE	JALAPA - SANARATE 34.5 KV	0.093593727	0.299378853	0.39297258
NOR-ORIENTE	SE LA RUIDOSA	MORALES	0.183439624	0.179648262	0.363087886
SUR-ORIENTE	SE EL PROGRESO	SANTA CATARINA MITA	0.118740239	0.197791569	0.316531808

La siguiente tabla muestra las cinco líneas con mayor aporte promedio semestral de índice FMIK por sector, para DEORSA.

Tabla XVII. Aporte promedio semestral de FMIK por sector DEORSA

Sector	Subestación	Línea asociada	FMIK Urbano	FMIK Rural	FMIK Total
CEN-ORIENTE	SE SANTA ELENA	SAN JERONIMO	0.081799285	0.077330457	0.159129742
CEN-ORIENTE	SE SAN JULIÁN	TACTIC	0.03754496	0.088050203	0.125595164
CEN-ORIENTE	SE COBÁN	COBÁN	0.090485273	0.002720748	0.09320602
CEN-ORIENTE	SE COBÁN	LANQUÍN	0.042191998	0.029764982	0.07195698
CEN-ORIENTE	SE COBÁN	CARCHÁ	0.044416209	0.020194751	0.06461096
NOR-ORIENTE	SE PUERTO BARRIOS	LIVINGSTON	0.484680829	0.124970752	0.609651581
NOR-ORIENTE	SE SANARATE	JALAPA - SANARATE 34.5 KV	0.093593727	0.299378853	0.39297258
NOR-ORIENTE	SE LA RUIDOSA	MORALES	0.183439624	0.179648262	0.363087886
NOR-ORIENTE	SE SANARATE	CABANAS - SANARATE 34.5 KV	0.072439912	0.190314954	0.262754866
NOR-ORIENTE	SE PANALUYA	CABANAS - PANALUYA	0.001850109	0.187845875	0.189695984
SUR-ORIENTE	SE LOS ESCLAVOS	CUILAPA	0.094688828	0.37791188	0.472600708
SUR-ORIENTE	SE EL PROGRESO	SANTA CATARINA MITA	0.118740239	0.197791569	0.316531808
SUR-ORIENTE	SE LOS ESCLAVOS	ORATORIO	0.07443286	0.22122401	0.29565687
SUR-ORIENTE	SE CHIQUIMULILLA	CHIQUIMULILLA	0.047517862	0.194002928	0.241520789
SUR-ORIENTE	SE EL PROGRESO	ASUNCION MITA	0.092131325	0.1276915	0.219822825

La siguiente tabla muestra las cinco líneas que mayor aporte promedio semestral de TTIK dan a los índices de DEOCSA.

Tabla XVIII. Aporte promedio semestral de TTIK DEOCSA

Sector	Subestación	Línea asociada	TTIK Urb	TTIK Rur	TTIK Total
NOR-OCCIDENTE	SE HUEHUETENANGO	LA MESILLA	0.621465587	2.466406278	3.087871865
NOR-OCCIDENTE	SE LA CUCHILLA	TEJUTLA	0.665352284	1.36835795	2.033710235
CEN-OCCIDENTE	SE CHIMALTENANGO	TECPAN	1.112702536	0.542870493	1.655573029
SUR-OCCIDENTE	SE MAZATENANGO	SAN ANTONIO	0.486155051	0.71522223	1.201377281
CEN-OCCIDENTE	SE SOLOLÁ	SOLOLÁ	0.193021002	0.333399013	0.526420015

La siguiente tabla muestra las cinco líneas con mayor aporte promedio semestral de índice TTIK por sector, para DEOCSA.

Tabla XIX. Aporte promedio semestral de TTIK por sector DEOCSA

Sector	Subestación	Línea asociada	TTIK Urb	TTIK Rur	TTIK Total
CEN-OCCIDENTE	SE CHIMALTENANGO	TECHAN	1.112702536	0.542870493	1.655573029
CEN-OCCIDENTE	SE SOLOLÁ	SOLOLÁ	0.193021002	0.333399013	0.526420015
CEN-OCCIDENTE	SE QUICHÉ	SANTA CRUZ, EL QUICHÉ	0.221102154	0.189890446	0.4109926
CEN-OCCIDENTE	SE CHIMALTENANGO	EL TEJAR	0.057112548	0.224640563	0.281753112
CEN-OCCIDENTE	SE SOLOLÁ	PANAJACHEL	0.059135516	0.137651698	0.196787214
NOR-OCCIDENTE	SE HUEHUETENANGO	LA MESILLA	0.621465587	2.466406278	3.087871865
NOR-OCCIDENTE	SE LA CUCHILLA	TEJUTLA	0.665352284	1.36835795	2.033710235
NOR-OCCIDENTE	SE SAN MARCOS	SAN CRISTÓBAL CUCHO	0.221505607	0.240702154	0.462207761
NOR-OCCIDENTE	SE LA ESPERANZA	SAN MARCOS 34.5 KV	0.029196024	0.24506253	0.274258554
NOR-OCCIDENTE	SE SOLOMA	SOLOMA 13.8 KV	0.055058224	0.144204497	0.199262721
SUR-OCCIDENTE	SE MAZATENANGO	SAN ANTONIO	0.486155051	0.71522223	1.201377281
SUR-OCCIDENTE	SE SAN SEBASTIÁN	SAN SEBASTIÁN	0.372218644	0.069574984	0.441793628
SUR-OCCIDENTE	SE LA NORIA	TIQUISATE	0.186013439	0.091494656	0.277508095
SUR-OCCIDENTE	SE COATEPEQUE.	LAS PALMAS	0.13260083	0.14333407	0.275934899
SUR-OCCIDENTE	SE MAZATENANGO	SAN GABRIEL	0.09399834	0.040447895	0.134446235

La siguiente tabla muestra las cinco líneas que mayor aporte promedio semestral de TTIK dan a los índices de DEORSA.

Tabla XX. Aporte promedio semestral de TTIK DEORSA

Sector	Subestación	Línea asociada	TTIK Urbano	TTIK Rural	TTIK Total
NOR-ORIENTE	SE LA RUIDOSA	MORALES	0.43503795	0.380337404	0.815375354
NOR-ORIENTE	SE PUERTO BARRIOS	LIVINGSTON	0.524555997	0.22078597	0.745341966
SUR-ORIENTE	SE LOS ESCLAVOS	ORATORIO	0.184002365	0.51316978	0.697172145
SUR-ORIENTE	SE LOS ESCLAVOS	CUILAPA	0.142615936	0.534254783	0.676870718
NOR-ORIENTE	SE SANARATE	CABANAS - SANARATE 34.5 KV	0.193810548	0.43806154	0.631872088

La siguiente tabla muestra las cinco líneas con mayor aporte promedio semestral de índice TTIK por sector, para DEORSA.

Tabla XXI. Aporte promedio semestral de TTIK por sector DEORSA

Sector	Subestación	Línea asociada	TTIK Urbano	TTIK Rural	TTIK Total
CEN-ORIENTE	SE COBÁN	CARCHÁ	0.329839326	0.155883549	0.485722876
CEN-ORIENTE	SE SAN JULIÁN	TACTIC	0.122123444	0.235796336	0.35791978
CEN-ORIENTE	SE SANTA ELENA	SAN JERONIMO	0.204958132	0.104692678	0.30965081
CEN-ORIENTE	SE COBÁN	COBÁN	0.275996066	0.008712288	0.284708354
CEN-ORIENTE	SE COBÁN	LANQUÍN	0.077165398	0.035974635	0.113140033
NOR-ORIENTE	SE LA RUIDOSA	MORALES	0.43503795	0.380337404	0.815375354
NOR-ORIENTE	SE PUERTO BARRIOS	LIVINGSTON	0.524555997	0.22078597	0.745341966
NOR-ORIENTE	SE SANARATE	CABANAS - SANARATE 34.5 KV	0.193810548	0.43806154	0.631872088
NOR-ORIENTE	SE SANARATE	JALAPA - SANARATE 34.5 KV	0.147342782	0.394484228	0.541827009
NOR-ORIENTE	SE PANALUYA	CABANAS - PANALUYA	0.000718277	0.124067305	0.124785582
SUR-ORIENTE	SE LOS ESCLAVOS	ORATORIO	0.184002365	0.51316978	0.697172145
SUR-ORIENTE	SE LOS ESCLAVOS	CUILAPA	0.142615936	0.534254783	0.676870718
SUR-ORIENTE	SE CHIQUIMULILLA	CHIQUIMULILLA	0.126475212	0.488679308	0.61515452
SUR-ORIENTE	SE EL PROGRESO	ASUNCION MITA	0.270453222	0.311238367	0.581691589
SUR-ORIENTE	SE EL PROGRESO	SANTA CATARINA MITA	0.03570222	0.166666327	0.202368547

En la siguiente tabla se muestra el aporte mensual por sector a los índices de calidad de DEORSA & DEOCSA, del primer semestre.

Tabla XXII. Índices mensuales de DEORSA Y DEOCSA

		MES	FMIK urb	FMIK rur	FMIK Total	TTIK urb	TTIK rur	TTIK Total
DEOCSA	Centro Occ	Enero	0.0102	0.0085	0.0187	0.0218	0.0381	0.0599
		Febrero	0.0321	0.0153	0.0474	0.0963	0.0482	0.1445
		Marzo	0.0264	0.0465	0.0729	0.0766	0.1404	0.2170
		Abril	0.1838	0.1316	0.3155	0.2787	0.3132	0.5918
		Mayo	0.2155	0.1498	0.3653	0.2208	0.2163	0.4370
		Junio	0.0740	0.0604	0.1344	0.0238	0.0181	0.0420
	Nor Occ	Enero	0.0994	0.2778	0.3772	0.1723	0.5161	0.6884
		Febrero	0.1103	0.2089	0.3192	0.1558	0.2088	0.3646
		Marzo	0.1543	0.3835	0.5378	0.2449	0.3743	0.6192
		Abril	0.1456	0.3281	0.4737	0.2360	0.4720	0.7080
		Mayo	0.1132	0.3256	0.4388	0.0807	0.3243	0.4049
		Junio	0.1504	0.3472	0.4977	0.1774	0.3369	0.5143
	Sur Occ	Enero	0.0403	0.0675	0.1078	0.0910	0.1846	0.2756
		Febrero	0.1054	0.1941	0.2994	0.1692	0.2890	0.4582
		Marzo	0.1439	0.1943	0.3382	0.2871	0.4560	0.7432
		Abril	0.2376	0.2471	0.4847	0.3522	0.5209	0.8730
		Mayo	0.1927	0.2039	0.3967	0.3788	0.6359	1.0147
		Junio	0.1833	0.2008	0.3840	0.6646	0.5823	1.2469
Total DEOCSA	Enero	0.1500	0.3537	0.5037	0.2850	0.7389	1.0239	
	Febrero	0.2478	0.4182	0.6660	0.4213	0.5460	0.9673	
	Marzo	0.3246	0.6243	0.9489	0.6087	0.9707	1.5794	
	Abril	0.5670	0.7069	1.2739	0.8669	1.3060	2.1729	
	Mayo	0.5214	0.6793	1.2007	0.6802	1.1764	1.8566	
	Junio	0.4077	0.6084	1.0161	0.8658	0.9373	1.8031	
DEORSA	Centro Or	Enero	0.0332	0.0203	0.0535	0.0135	0.0085	0.0220
		Febrero	0.0152	0.0304	0.0456	0.0151	0.0265	0.0416
		Marzo	0.0576	0.1126	0.1702	0.1146	0.2007	0.3153
		Abril	0.0114	0.0148	0.0262	0.0212	0.0255	0.0466
		Mayo	0.0147	0.0120	0.0267	0.0274	0.0123	0.0397
		Junio	0.0745	0.0475	0.1220	0.4158	0.2328	0.6487
	Nor Or	Enero	0.0163	0.0674	0.0837	0.0063	0.0528	0.0592
		Febrero	0.0415	0.0907	0.1322	0.0748	0.1477	0.2225
		Marzo	0.0922	0.1851	0.2773	0.0570	0.3871	0.4442
		Abril	0.2298	0.1289	0.3587	0.2403	0.1847	0.4250
		Mayo	0.1731	0.2799	0.4530	0.5202	0.7530	1.2732
		Junio	0.2126	0.3632	0.5758	0.3176	1.0500	1.3676
	Sur Or	Enero	0.0755	0.3045	0.3800	0.1026	0.5412	0.6438
		Febrero	0.0704	0.1941	0.2645	0.1303	0.4744	0.6047
		Marzo	0.1301	0.2159	0.3460	0.0759	0.2498	0.3256
		Abril	0.1090	0.3379	0.4469	0.3574	0.7887	1.1462
		Mayo	0.0508	0.1783	0.2291	0.1027	0.5315	0.6342
		Junio	0.0875	0.3638	0.4513	0.0938	0.4282	0.5219

	Petén	Enero	0.0036	0.0000	0.0036	0.0008	0.0000	0.0008
		Febrero	0.0024	0.0011	0.0035	0.0002	0.0001	0.0003
		Marzo	0.0235	0.0119	0.0354	0.0099	0.0060	0.0159
		Abril	0.0922	0.0269	0.1191	0.1068	0.0369	0.1438
		Mayo	0.0333	0.0078	0.0410	0.0207	0.0243	0.0450
		Junio	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	Total DEORSA	Enero	0.1285	0.3922	0.5207	0.1232	0.6026	0.7258
		Febrero	0.1295	0.3163	0.4457	0.2204	0.6487	0.8690
		Marzo	0.3033	0.5255	0.8288	0.2574	0.8436	1.1010
		Abril	0.4424	0.5086	0.9509	0.7257	1.0359	1.7616
		Mayo	0.2720	0.4779	0.7499	0.6711	1.3211	1.9922
		Junio	0.3746	0.7745	1.1491	0.8273	1.7109	2.5382

En la siguiente tabla se muestra el aporte mensual por sector a los índices de calidad de DEORSA & DEOCSA, del segundo semestre.

Tabla XXIII. Índices mensuales de DEORSA Y DEOCSA

		MES	FMIK urb	FMIK rur	FMIK Total	TTIK urb	TTIK rur	TTIK Total
DEORSA	Centro Occ	Julio	0.1528	0.1391	0.2919	0.0680	0.0348	0.1028
		Agosto	0.0352	0.0202	0.0554	0.0579	0.0303	0.0882
		Septiembre	0.0243	0.0440	0.0683	0.0842	0.1271	0.2113
		Octubre	0.2396	0.2654	0.5050	0.1291	0.0570	0.1861
		Noviembre	0.1845	0.3513	0.5358	0.1411	0.3780	0.5191
		Diciembre	0.1321	0.2890	0.4211	0.0957	0.2443	0.3400
	Nor Occ	Julio	0.0710	0.2258	0.2968	0.0322	0.1878	0.2200
		Agosto	0.1488	0.3135	0.4623	0.2109	0.2811	0.4920
		Septiembre	0.0424	0.1240	0.1664	0.0403	0.1354	0.1757
		Octubre	0.0997	0.3436	0.4433	0.1578	0.4707	0.6285
		Noviembre	0.1131	0.1655	0.2786	0.1138	0.2016	0.3154
		Diciembre	0.2224	0.4860	0.7084	0.3117	0.6540	0.9657
	Sur Occ	Julio	0.1225	0.1976	0.3201	0.3906	0.4499	0.8405
		Agosto	0.1100	0.1554	0.2654	0.2302	0.2576	0.4878
		Septiembre	0.1899	0.1428	0.3327	0.3543	0.2428	0.5971
		Octubre	0.1575	0.2383	0.3958	0.3343	0.2676	0.6019
		Noviembre	0.1619	0.2953	0.4572	0.2585	0.3131	0.5716
		Diciembre	0.1838	0.3657	0.5495	0.2606	0.6616	0.9222
	Total DEOCSA	Julio	0.3463	0.5625	0.9088	0.4908	0.6725	1.1633
		Agosto	0.2940	0.4891	0.7831	0.4990	0.5690	1.0680
		Septiembre	0.2566	0.3108	0.5674	0.4788	0.5053	0.9841
		Octubre	0.4968	0.8473	1.3441	0.6212	0.7953	1.4165
		Noviembre	0.4595	0.8121	1.2716	0.5134	0.8927	1.4061
		Diciembre	0.5383	1.1407	1.6790	0.6680	1.5599	2.2279
DEORSA ntro	Julio	0.0016	0.0004	0.0020	0.0041	0.0020	0.0061	

	Agosto	0.1284	0.1069	0.2353	0.1121	0.1943	0.3064
	Septiembre	0.0516	0.0327	0.0843	0.0526	0.0383	0.0909
	Octubre	0.2150	0.1202	0.3352	0.4167	0.1754	0.5921
	Noviembre	0.0056	0.0076	0.0132	0.0033	0.0038	0.0071
	Diciembre	0.0190	0.0587	0.0777	0.0349	0.1290	0.1639
Nor Or	Julio	0.1007	0.1445	0.2452	0.0496	0.0545	0.1041
	Agosto	0.1350	0.1071	0.2421	0.1835	0.3339	0.5174
	Septiembre	0.0573	0.1431	0.2004	0.0889	0.1815	0.2704
	Octubre	0.0983	0.1360	0.2343	0.2510	0.2125	0.4635
	Noviembre	0.0501	0.1164	0.1665	0.0633	0.2854	0.3487
	Diciembre	0.0830	0.1440	0.2270	0.1440	0.2979	0.4419
Sur Or	Julio	0.0895	0.3084	0.3979	0.0595	0.2443	0.3038
	Agosto	0.0324	0.1653	0.1977	0.0737	0.4255	0.4992
	Septiembre	0.0486	0.1282	0.1768	0.0535	0.1905	0.2440
	Octubre	0.0198	0.0764	0.0962	0.0301	0.1493	0.1794
	Noviembre	0.0315	0.1952	0.2267	0.0320	0.2710	0.3030
	Diciembre	0.0848	0.2605	0.3453	0.1465	0.6252	0.7717
Petén	Julio	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	Agosto	0.0313	0.0132	0.0445	0.0281	0.0131	0.0412
	Septiembre	0.0225	0.0126	0.0351	0.0037	0.0021	0.0058
	Octubre	0.0274	0.0032	0.0306	0.0352	0.0044	0.0396
	Noviembre	0.0084	0.0107	0.0191	0.0386	0.1227	0.1613
	Diciembre	0.1202	0.0434	0.1636	0.0897	0.0340	0.1237
Total DEORSA	Julio	0.1918	0.4533	0.6451	0.1132	0.3008	0.4140
	Agosto	0.3271	0.3925	0.7196	0.3974	0.9668	1.3642
	Septiembre	0.1800	0.3166	0.4966	0.1987	0.4124	0.6111
	Octubre	0.3605	0.3358	0.6963	0.7330	0.5416	1.2746
	Noviembre	0.0956	0.3299	0.4255	0.1372	0.6829	0.8201
	Diciembre	0.3070	0.5066	0.8136	0.4151	1.0861	1.5012

5.2.1 Aporte porcentual por asociación a tipo según la CNEE

La CNEE requiere el registro de todas las interrupciones que se han dado en el sistema de distribución eléctrica, por lo cual solicita el registro separado por tipo, los cuales son:

- Iguales o mayores de tres minutos
- Menores de tres minutos

➤ Fuerza mayor

Con las tablas que se presentan a continuación la CNEE puede determinar, los índices y comparaciones con otros datos de otros agentes, según causa, causante y agente involucrado.

5.2.2 Aporte porcentual por asociación a causa

El aporte porcentual de cada causa a los índices de calidad en el cual se puede determinar cuáles son las mayores causas y las que aportan el mayor número. A continuación se presentan las 12 causas más frecuentes, ver figura no. 21 y 22, que representan el 94 % de las causas que ocurren en DEORSA & DEOCSA, siendo distintamente para cada una de las empresas.

Figura 21. Causas frecuentes de Incidencias DEORSA

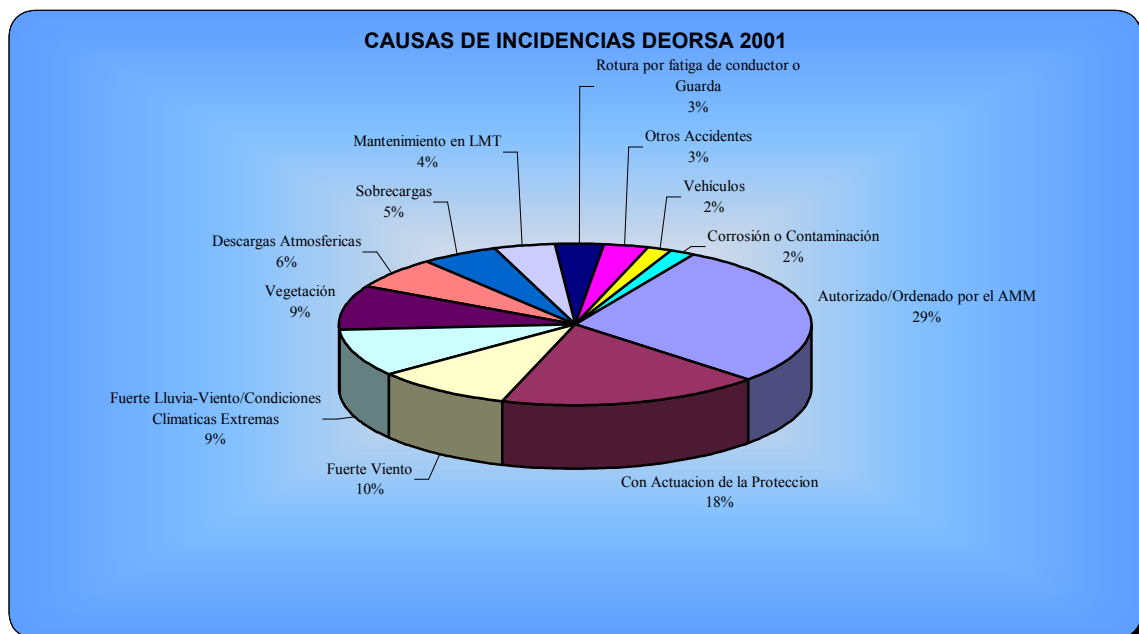
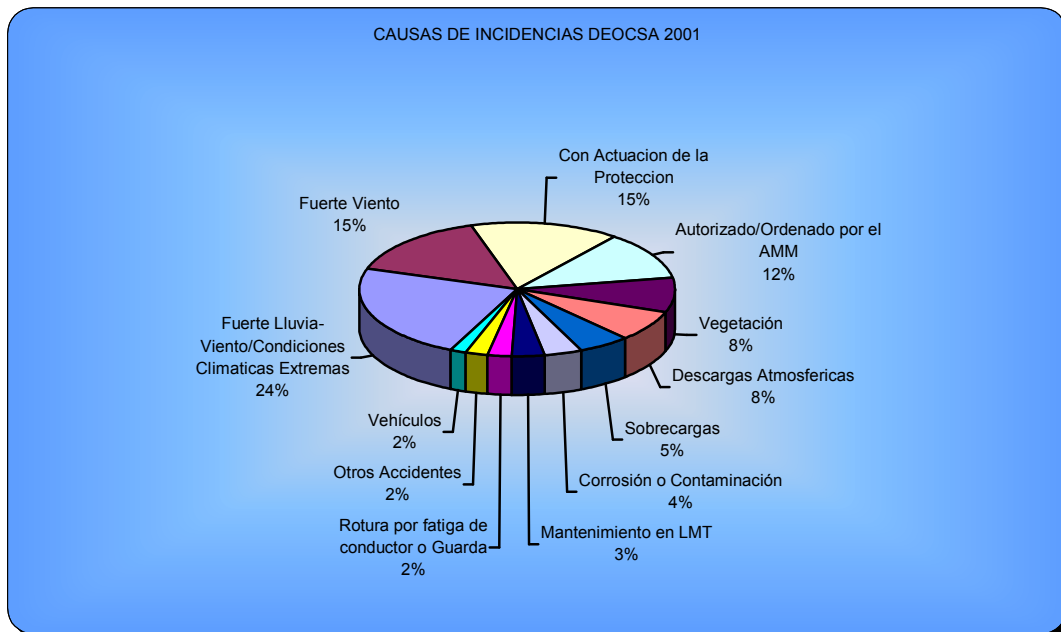


Figura 22. Causas frecuentes de Incidencias DEOCSA



5.3 Evaluación de efectividad del mantenimiento ejecutado por línea

La efectividad del mantenimiento es verificada por medio de los dos principales índices de calidad los cuales son, FMIK y TTIK en los cuales se observa la evolución del mantenimiento desarrollado, mensualmente, trimestralmente, semestralmente y anualmente. Con los índices se evalúa las medidas adoptadas, y la buena calidad del mantenimiento por empresa. Como ejemplo evaluaremos las medidas adoptadas del mantenimiento realizado para la línea El Tejar, subestación Chimaltenango, Sector Centro-Occidente, DEOCSA, con el apoyo del sistema SGI y los índices de calidad para observar el comportamiento que tuvo la línea.

Tabla XXIV. Causas ocurridas ramal El Tejar

El Tejar		34
Actuación de rele de baja tensión y de frecuencia y actuación de protección		4
Programadas: Autorizado/Ordenado por el AMM y Mejora		4
Cond. Climáticas extremas-fuerte lluvia-viento, descargas atmosféricas		7
Trabajo originado por terceros, vandalismo, vehículos y otros accidentes		4
Corrosión y contaminación, cortacircuito, desbalanceo, jumper abierto		10
Vegetación		5

Figura 23. Causas mas frecuentes ramal El Tejar 2002

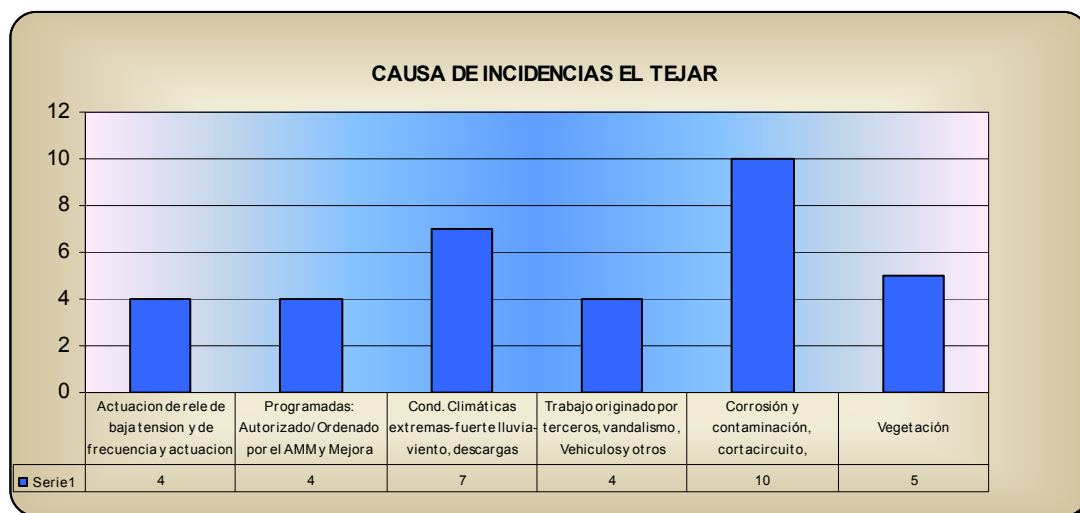


Tabla XXV. Tiempos de respuesta de incidencias ramal el Tejar

INDICADORES	APROXIMACIONES
-% duración real descargos / duración programada	91%
-Tiempo de envío de brigada	1 hora con 20 minutos
-Tiempo medio de localización de incidencias (*)	1 hora con 25 minutos
-Tiempo medio de reposición del servicio (**)	42 minutos

Datos al 31/12/2002

(*) Tiempo (en horas) desde que la brigada es enviada hasta que se localiza la incidencia

(**) Tiempo (en horas) desde que se localiza hasta que se repone el servicio

5.4 Recomendaciones de utilización de los indicadores para el área de mantenimiento

La reparación preventiva o correctiva de los fallos se denomina mantenimiento. Desde el punto de vista de fiabilidad, la mantenibilidad de un sistema es la probabilidad de que un aparato en fallo sea restaurado completamente a su nivel operacional dentro de un período de tiempo dado, cuando la acción de reparación se efectúa de acuerdo con procedimientos preestablecidos, desde el punto de vista matemático, se define como la probabilidad de restaurar el sistema a su servicio normal en un tiempo t.

$$M = 1 - e^{-\mu t}$$

Siendo:

M	Mantenibilidad
m	número promedio de operaciones de mantenimiento efectuado en un tiempo t.
t	tiempo máximo disponible para reparación.

Así, el tiempo medio invertido en las operaciones de mantenimiento es el siguiente:

$$T = \frac{\sum f_i t_i}{\sigma^* f_i}$$

Siendo:

f_i	frecuencia de las operaciones de mantenimiento
t_i	duración de las operaciones de mantenimiento

Para un número elevado de operaciones, el valor de T se aproxima a una cantidad constante. De este modo, considerando una distribución exponencial, la mantenibilidad, es decir, la probabilidad de que pueda efectuarse el mantenimiento

dentro de un tiempo máximo permisible t , vendrá dada por: $F(M(t))$ densidad de tiempo de M .

$$M(t) = \int_0^{\infty} \mu * e^{-\mu * t} dt = 1 - e^{-\mu * t}$$

Esta ecuación, aplicada a un número determinado de componentes que hubieran fallado, representa el porcentaje de componentes que pueden restaurarse para el servicio dentro del período de tiempo especificado. En cambio, si la fórmula se aplica a un solo componente, representa la probabilidad de que pueda efectuarse el trabajo dentro de un tiempo máximo permisible t .

El Mantenimiento Preventivo: consiste en la inspección periódica del aparato o dispositivo y en su reparación o sustitución, incluso aunque no muestre signos de mal funcionamiento. De este modo se intenta conseguir que la tasa de fallos se mantenga constante en la etapa de operación normal o de fallos aleatorios, antes de la entrada en la etapa final de desgaste o envejecimiento.

El mantenimiento preventivo puede realizarse de tres formas:

1. *Potencial fijo* de revisión de componentes con intervalos de tiempo iguales entre revisiones, donde el componente se desmonta antes de haber fallado, y se restaura a cero horas. Equipos de Protección.
2. *Según condición* de los componentes en inspecciones periódicas. Se revisan cuando exceden los límites de operación. Es el mantenimiento a componentes eléctricos y electrónicos y en los instrumentos.
3. *Control de actuaciones* donde se realizan operaciones de desmontaje de componentes para su examen. Utilizado donde no hay forma de predecir los fallos.

El Mantenimiento Correctivo: consiste en reparar un componente solo cuando falla por completo (fallo catastrófico) o cuando su coste de servicio es extremadamente alto, es decir, cuando está en su fase de desgaste. El mantenimiento correctivo se aplica en sistemas muy complejos, donde no hay forma

de predecir los fallos. Se entiende que el fallo se hace evidente al operador, es decir, que no queda oculto.

La sustitución de un componente averiado restaura la curva de densidad de fallos del mantenimiento correctivo a otro valor.

6. APLICACIONES ECONÓMICAS DE LOS ÍNDICES DE CALIDAD DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE INCIDENCIAS

6.1. Cálculo de la indemnización marginal del TTIK Y FMIK

La indemnización representa una compensación debido a las incidencias, presentadas en cada una de las líneas por medio de los índices globales, el cálculo de la indemnización marginal, es proporcional al aumento de los índices de calidad, para el régimen permanente, dependiendo del período de evaluación, según la CNEE.

La determinación de la indemnización a los usuarios por incumplimiento a las tolerancias establecidas para cada indicador, se realizará por medio de la aplicación de las siguientes formulas, de acuerdo al período que se éste considerando.

Índices Globales:

$$\begin{aligned} \text{INIG} &= \text{ENS sistema} * \text{CENS} \\ \text{ENS sistema} &= \text{D sistema} [(\text{TTIK} - \text{TTIK limite}) / 8760] \\ \text{ENS sistema} &= \text{D sistema} [((\text{FMIK} - \text{FMIK limite})(\text{TTIK} / \text{FMIK})) / 8760] \end{aligned}$$

En donde:

INIG	=	Indemnización para ser distribuida globalmente, (Q). Cada usuario recibe una Indemnización proporcional a su consumo semestral de energía eléctrica, con respecto al consumo total semestral de todos los usuarios del distribuidor.
ENS sistema	=	Energía no suministrada al sistema, calculada por TTIK y por FMIK, (kWh).
D sistema	=	Demanda de energía facturada durante el periodo de control para el sistema del distribuidor, (kWh).
CENS	=	Costo de la energía no suministrada, [Q / kWh]. 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).

Tabla XXV. Índices de la Comisión

Índices Globales

Etapa de Régimen	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	

Como se mostrará a continuación dependiendo de los resultados obtenidos con la base de datos del Sistema de Gestión de Incidencias se podrá calcular la indemnización por índice, interno, externo y por empresa, así como se verá el comportamiento de la demanda de energía facturada.

Tabla XXVI. Índices de las empresas DEORSA Y DEOCSA

Índices Globales
DEORSA

Etapa de Régimen	FMIK		TTIK	
	URBANO	RURAL	URBANO	RURAL
INTERRUPCIONES ATRIBUBLES A DISTRIBUCION (1er. Semestre)	1.6502	2.995	2.8251	6.1627
INTERRUPCIONES ATRIBUBLES A DISTRIBUCION (2do. Semestre)	1.462	2.3347	1.9946	3.9906
Total anual	3.1122	5.3297	4.8197	10.1533
INTERRUPCIONES CAUSAS EXTERNAS A DISTRIBUCIÓN	2.9212		7.453	

Índices Globales
DEOCSA

Etapa de Régimen	FMIK		TTIK	
	URBANO	RURAL	URBANO	RURAL
INTERRUPCIONES ATRIBUBLES A DISTRIBUCION (1er. Semestre)	2.2185	3.3908	3.7278	5.6753
INTERRUPCIONES ATRIBUBLES A DISTRIBUCION (2do. Semestre)	2.3915	4.1625	3.2712	4.9947
Total anual	4.61	7.5533	6.999	10.67
INTERRUPCIONES CAUSAS EXTERNAS A DISTRIBUCIÓN	7.8515		8.0125	

Tabla XXVII. Demanda en Kwh por empresa con la tarifa de BTS

Etapa de Régimen	Demanda de Energía Kwh		Tarifa de BTS (Q/Kwh)	Tipo de cambio (Q/\$ us)
	DEOCSA	DEORSA		
Demanda Primer Semestre	272,609,104	214,913,766	1.2872	7.75
Demanda Segundo Semestre	272,609,104	214,913,766		
Total anual	545,218,208	429,827,532		

Tablas XXVIII. Indemnización por empresas a la CNEE

Indemnización Global por empresa
FMIK

EMPRESA	FMIK urbano	FMIK rural	FMIK externo	Total
DEOCSA	157747.84	303032.85	287945.88	748,726.56
DEORSA	45769.30	136792.05	0.00	182,561.35

Total 931,287.91

Indemnización Global por empresa
TTIK

EMPRESA	TTIK urbano	TTIK rural	TTIK externo	Total
DEOCSA	0.00	50090.55	0.00	50,090.55
DEORSA	0.00	11461.02	0.00	11,461.02

Total 61,551.56

Indemnización
Total

931,287.91 61,551.56

\$
992,839.47

Indemnización por Empresa Índices Internos

EMPRESA	FMIK urbano	FMIK rural	TTIK urbano	TTIK rural	Total
DEOCSA	157,747.84	303,032.85	-	50,090.55	510,871.23
DEORSA	45,769.30	136,792.05	-	11,461.02	194,022.36
					\$ 704,893.60

Potencia reportada a Junio 2002

DEOCSA 525,807.40

DEORSA 377,736.00

Potencia reportada a Diciembre

2002

DEOCSA 568,584.30

DEORSA 413,964.90

6.2. Aporte porcentual de indemnización por fallas más frecuentes

Es el aporte de las diferentes causas ocurridas en la red, hacia las indemnizaciones de los índices globales de calidad, los tipos de causas que provocan las interrupciones, en las siguientes figuras no. 25 y 26 se observa a las 8 causas con la mayor compensación por empresa.

Figura 24. Indemnización por causas DEORSA

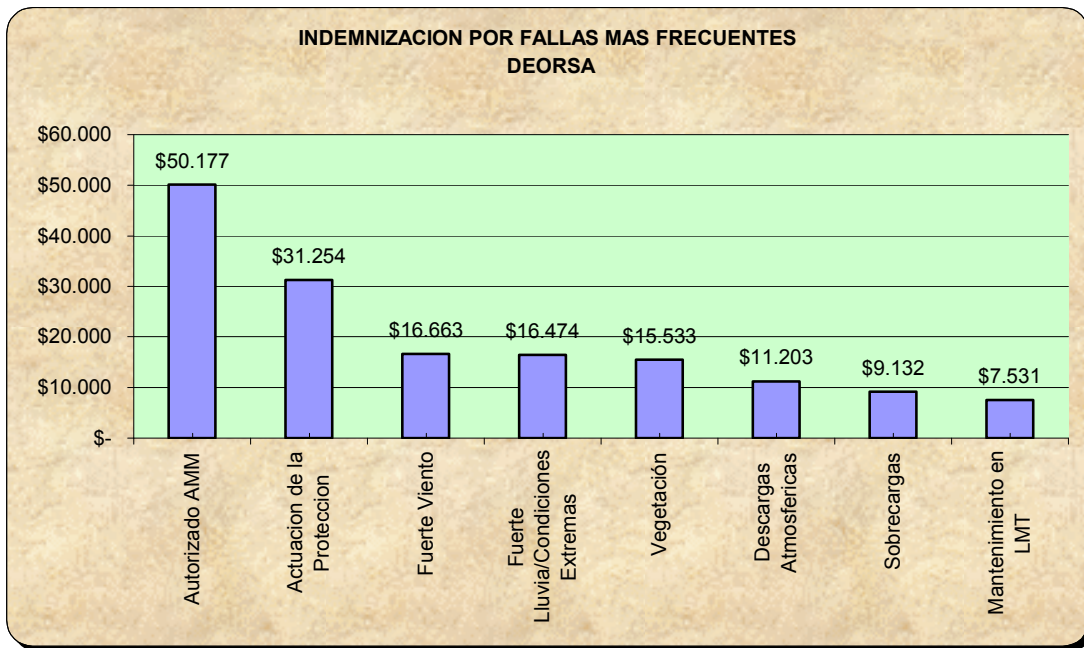


Figura 25. Indemnización por causas DEOCSA



6.3. Aporte porcentual de indemnización por actividad de mantenimiento

Las incidencias atribuibles a mantenimiento, por actividad se refieren a la causa que provocó la interrupción y la cual es asociada a una actividad del mantenimiento, como lo son: Poda, Termografía, Mejora y puesta a tierra, Inspección y mantenimiento resultante, en cada una de las actividades se desglosan alguna de las causas, como se muestran en las tablas no. 29 y 30.

Tabla XXIX. Actividad DEOCSA

Actividad	Causa	Indemnización
Poda	Fuerte Viento	69,561.75
	Vegetación	37,469.67
	Tala de Árboles	1,040.82
Termografía	Rotura de Empalmes, Puentes o Conexiones	1,214.29
Mejora	Diseño defectuosos de línea	173.47
	Mejoras	6,591.89
Inspección	Corrosión o Contaminación	18,387.89
	Rotura de Aislador(es)	1,040.82
	Rotura por fatiga de conductor o Guarda	11,102.13
	Rotura por fatiga de poste o cruceta	693.88
	Total	\$147,276.63

La actividad asociada al mantenimiento representa, 28.82% de la indemnización total de índices internos \$ 510,871.23

Tabla XXX. Actividad DEORSA

Actividad	Causa	Indemnización
Poda	Fuerte Viento	16,662.76
	Vegetación	15,533.09
	Tala de Árboles	847.26
Termografía	Rotura de Empalmes, Puentes o Conexiones	188.28
Mejora	Diseño defectuosos de línea	0
	Mejoras	376.56
Inspección	Corrosión o Contaminación	2,918.34
	Rotura de Aislador(es)	1,412.10
	Rotura por fatiga de conductor o Guarda	5,742.53
	Rotura por fatiga de poste o cruceta	564.84
Total		\$ 44,245.76

La actividad asociada al mantenimiento representa, 22.80% de la indemnización total de índices internos \$ 194,022.36

6.4. Análisis económico global

Para realizar un análisis económico completo, se requiere un estudio profundo sobre gastos y salarios del personal técnico, costos de mantenimiento actual, horas hombre de trabajo del personal de mantenimiento preventivo y correctivo, así como costo por kilómetro de una instalación nueva, así como el costo operativo de las instalaciones.

Al realizar el análisis económico total de la indemnización de los índices de calidad, la cual asciende aproximadamente, \$ 704,893.60 de origen interno, se observa los beneficios económicos que perdería la corporación, por no realizar una buena gestión de mantenimiento y operación.

Utilizar los parámetros de la CNEE, para índices de calidad son una gran herramienta con los datos obtenidos y que son aplicables, para realizar planteamientos estratégicos para la reducción de los mismos, lo cual da como resultado, mejores evaluaciones de mantenimiento, operación y arquitectura de la red, que redundan en un mayor beneficio económico para las empresas y un mejor servicio a los usuarios que es el objetivo principal.

CONCLUSIONES

1. El Sistema de Gestión de Incidencias SGI, diseñado por Unión Fenosa Internacional, permite tener un control, para la recepción de avisos de falta de servicio de todo tipo, un apoyo para una correcta gestión de operación de la redes de distribución eléctrica de DEORSA Y DEOCSA, que hace mas fácil y rápida la solución de la situaciones que se presentan, en tiempo real
2. El conocimiento físico de las instalaciones y equipos, asi como la correcta utilización de los mismos, es necesario por parte del personal del CMD para realizar una mejor gestión operativa, que redundará en beneficios.
3. La aplicación técnica del sistema, se basa sobre los resultados de los índices de calidad, los cuales aplicados sobre el mantenimiento preventivo y correctivo, son de gran apoyo para realizarlo de la mejor manera.
4. La periódica evaluación económica de los resultados de los índices de calidad en los cuales se determina la indemnización, hace posible optimizar el destino de los recursos hacia un servicio considerado en el país como ininterrumpible.
5. El Sistema de Gestión de Incidencias, permite realizar muchas aplicaciones que utilizándose correctamente son de beneficio para una mejor calidad del servicio.

6. Es labor del ingeniero formular, analizar y evaluar todos los proyectos alternativos de solución para un determinado propósito y poder así tomar decisiones considerando los aspectos económicos y de ingeniería, logrando un balance de costo / beneficio adecuado a los recursos económicos y humanos disponibles.

RECOMENDACIONES

1. Las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben mejorar la calidad de servicio hacia sus clientes observando los estándares de sus parámetros de servicio técnico en la red distribución, ya que además de poder ser sancionados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, puede traer como consecuencia un aumento de pérdidas que redundan en menos beneficios económicos.
2. Aunque la mayoría de las líneas de distribución son del tipo rural, se deben evaluar los aspectos técnicos teniendo como base un criterio de lealtad hacia el cliente para poder mejorar el servicio.
3. Con el fideicomiso del PER se tiene grandes oportunidades de mejorar el servicio con una buena arquitectura de red, que traerá como resultado más clientes y una mejora en la red.
4. Las causas que provocan la interrupción del servicio (en su mayoría la vegetación y la fuerte lluvia) deben ser reducidas por medio de un estudio sistemático del entorno cercano al nodo eléctrico y la aplicación de programas preventivos periódicos resultantes de dicho análisis.
5. La unidad de Operaciones, habiendo obtenido los resultados de los índices de calidad, debe transmitir dicha información a las unidades de Mantenimiento y de Arquitectura de Red para facilitar la planeación estratégica de la corporación, beneficiando a los usuarios con una

respuesta más rápida, con mejor calidad de servicio y a la organización con mayores utilidades anuales.

BIBLIOGRAFÍA

1. AHUJA, Hira y Michael Walsh. **Ingeniería de costos y administración de proyectos**. España: Editorial Alfa omega, 1989.
2. ESPINOSA, Roberto. **Sistemas de distribución**. Primera edición. México: Editorial Limusa, 1990.
3. FINK, Donald y Wayne Beaty, **Manual de Ingeniería Eléctrica**. Decimotercera edición. México: Editorial McGraw-Hill, 1996.
4. PANSINI, Anthony. **Electrical Distribution Engineering**. Singapore: Editorial Mcgraw-Hill 1986.
5. RIGGS, James. **Ingeniería económica**. España: Editorial Alfa Omega, 1990.
6. TAYLOR, George. **Ingeniería económica**. 2°. Edición. México: Editorial Limusa 1990.
7. FENOSA, Union. **Manual de arquitectura de Red**, 1ra. Edición. España.
8. FENOSA, Union. **Manual de arquitectura de Red**.
9. CNEE, **Normas para el servicio técnico**. 5ta. Edición. Guatemala.

APÉNDICE

Tabla I Subestaciones compartidas ETCEE - DEOCSA

No.	Subestación	Relación de Transformación	Capacidad MVA	Salidas de MT	Ubicación
1	Santa Maria	69/13.8	10/14	Patzulin	Quetzaltenango
				Geotermico	
2	Tonicapan	34.5 kV	0	El Quiche	Tonicapan
				Toto 4160	
		69/13.8	5/6.25	Alaska	
				Ciudad	
3	Pologua	69/13.8	5/6.25	San Cristobal	Tonicapan
				Momostenango	
				Pologua	
4	Solola	69/34.5	10/14	Cabrican	Solola
				Solola	
				Panajachel	
				Santa Clara La Laguna	
5	El Quiche	69/13.8	10/14	Los Encuentros	El Quiche
				Santa Cruz Quiche	
				Chichicastenango	
				Chiche-Chinique	
				Patzite	
6	Cocales	69/34.5	5	San Pedro Jocopilas	Escuintla
		69/13.8	2.5	Pochuta	
				Rio Bravo	
7	La Noria	69/13.8	5, 4	Sicasa	Escuintla
				Tiquisate	
8	San Felipe	50/2.4	1	Nueva Concepcion	Retalhuleu
				Fincas	
				Cafetal Hamburgo	
				San Felipe	
				El Palmar	
9	Coatepeque	69/13.8	20/28	Pueblos	Quetzaltenango
				Coatepeque 1	
				Coatepeque 2	
				Coatepeque 3	
				Las Palmas	
				Flores Genova	
10	Melendrez	69/13.8	20/28	Colomba	San Marcos
				Pajapita	
				Tecun Uman	
				Zanjon San Lorenzo	
11	Malacatan	69/13.8	5/7	San Pablo	San Marcos
				Malacatan	
				El Carmen	
12	El Porvenir	69/13.8	4.2	El Porvenir	San Marcos
				Tocache	

Tabla II Subestaciones Compartidas ETCEE - DEORSA

No.	Subestacion	Relacion de Transformacion	Capacidad MVA	Salidas de MT	Ubicación
1	Sanarate	69/34.5	20/28	Cabañas	
				Jalapa	
2	Chiquimula	69/34.5	5/7	Circuito 1	Chiquimula
				Circuito 2	
3	Ipala	69/13.8	5/7	Ipala	Chiquimula
				Agua Blanca	
4	Puerto Barrios	69/13.8	20/28	Livigston	Izabal
5	Chiquimulilla	138/13.8	20/28	Taxisco	Chiquimulilla
				Chiquimulilla	
				Pedro de Alvarado	
6	Arimany	69/13.8	5/7		
7	Los Esclavos	69/13.8	10/14	Oratorio	Santa Rosa
				Santa Maria Ixhuatan	
				Cuilapa-Soledad Grande	
				Barberena	
8	Santa Elena	69/13.8	5/7	Salama	Baja Verapaz
9	San Julian	69/13.8	10	Tactic	Baja Verapaz
				Tamahu	
10	Secacao	69/13.8	6	Purulha	Alta Verapaz
				Senahu	
11	Yupiltepeque	69/13.8	5/7	Atescatempa	Jutiapa
				Yupiltepeque	
				Zapotitlan	

