

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

“Calidad del Servicio Técnico de EMELEC Inc.”

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

Especialización POTENCIA

Realizada por:

Washington Navil Cume Ortiz

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2004

AGRADECIMIENTO

A todas las personas que de uno u otro modo colaboraron en la realización de este trabajo y en especial al Ing. Jorge Chiriboga, director de Tesis, por su ayuda y colaboración.

DEDICATORIA

A MI MADRE

A MI PADRE

A MIS

HERMANAS

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Hernan Gutierrez V.
SUB-DECANO DE LA FIEC

Ing. Jorge Chiriboga V.
DIRECTOR DE TESIS

Ing. Otto Alvarado M.
MIEMBRO PRINCIPAL

Ing. Leo Salomon F.
MIEMBRO RINCIPAL

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad de los hechos, ideas y doctrina expuestos en esta tesis, me corresponde exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA”.

(Reglamento de Exámenes y Títulos
profesionales de la ESPOL)

.....
WASHINGTON NAVIL CUME ORTIZ

RESUMEN

Este trabajo consiste en realizar una evaluación del servicio técnico prestado por la Empresa Eléctrica del Ecuador EMELEC Inc., en los últimos años.

Se resume la importancia de minimizar el número de interrupciones en el sistema de distribución así como el tiempo en restablecer el servicio eléctrico para mantener los índices de calidad de servicio en valores apropiados.

Se detallan las características generales del Sistema de distribución actual.

Se resume los trabajos que realiza el departamento de distribución así como la importancia de los trabajos con líneas energizadas, como una herramienta para contribuir a mejorar la calidad del servicio en el suministro de energía eléctrica.

Se resume un análisis de las interrupciones ocurridas en los últimos años así como el cálculo de índices de Calidad del Servicio Técnico.

Se resume las alternativas para automatizar el sistema de distribución actual y que beneficios traería esto.

INDICE GENERAL

	Pag.
RESUMEN.....	VI
INDICE GENERAL.....	VII
INDICE DE FIGURAS.....	XII
INDICE DE TABLAS.....	XIV
INTRODUCCIÓN.....	1

CAPITULO 1

1. CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO.....	3
1.1 Áreas de concesión de las empresas distribuidoras.....	4
1.2 Reglamentos y Regulaciones.....	6
1.3 Reglamento del suministro del servicio de electricidad.....	6
1.3.1 Evaluación de la Prestación de Servicio.....	6
1.4 Regulación NO. CONELEC -004/01.....	7
1.4.1 Aspectos Generales.....	8
1.4.1.1 Control.....	8
1.4.1.2 Identificación de las interrupciones.....	9
1.4.1.3 Registro y clasificación de las interrupciones.....	10
1.4.1.4 Interrupciones a ser consideradas.....	12
1.4.1.5 Control del servicio técnico en la Subetapa 1.....	13
1.4.1.5.1 Índices.....	14
1.4.1.5.2 Registro.....	16
1.4.1.5.3 Límites.....	17
1.4.1.5.4 Cálculo de la Energía No Suministrada.....	18
1.4.1.6 Control del Servicio Técnico en la Subetapa 2.....	20
1.4.1.6.1 Índices.....	21

1.4.1.6.2	Registro.....	22
1.4.1.6.3	Limites.....	23
1.4.1.6.4	Cálculo de la Energía No Suministrada.....	24

CAPITULO 2

2. CARACTERISICAS DEL SISTEMA GUAYAQUIL.....26

2.1	Configuración y características generales.....	26
2.2	Puntos de entrega de energía.....	28
2.3	Características del Sistema de Subtransmisión a 69 KV.....	29
2.4	Subestaciones de reducción existentes y características.....	32
2.5	Características de las alimentadoras primarias existentes.....	34
2.6	Características de carga.....	37
2.6.1	Carga del sistema.....	37
2.6.2	Carga de las líneas de subtransmisión.....	39
2.6.3	Carga de Subestaciones.....	42
2.6.4	Carga de Alimentadoras.....	43
2.6.5	Clientes Especiales.....	48
2.7	Esquema de alivio de carga del Sistema Guayaquil.....	49
2.7.1	Antiguo esquema de alivio de carga.....	52
2.7.2	Nuevo esquema de Alivio de carga.....	54

CAPITULO 3

3. TRABAJOS QUE REALIZA EL DEPARTAMENTO DE DISTRIBUCIÓN.....58

3.1	Función del departamento.....	60
------------	--------------------------------------	-----------

3.2	Proceso de recopilación de información al ocurrir una falla.....	60
3.2.1	Información suministrada por clientes.....	60
3.2.2	Información suministrada por S/E y plantas de Generación.....	61
3.2.3	Información del S.N.I. suministrada por el CENACE.....	63
3.2.4	Inspección Visual.....	63
3.3	Registro de información de interrupciones.....	64
3.4	Trabajos que realiza la Guardia Permanente.....	67
3.4.1	Sectores en los que se ha dividido Guayaquil.....	68
3.4.2	Herramientas utilizadas por el personal de la guardia permanente.....	72
3.5	Trabajos con líneas energizadas que se realizan en EMELEC.....	73
3.5.1	Herramientas utilizadas en los trabajos con líneas energizadas.....	74
3.5.2	Trabajos de reparación y mantenimiento que se realizan.....	76
3.5.3	Trabajos de montaje de nuevas instalaciones que se realizan.....	92

CAPITULO 4

4. CLASIFICACION Y ESTADISTICAS DE LAS INTERRUPCIONES DE EMELEC INC. EN LOS ÚLTIMOS AÑOS.....

4.1	Clasificación de interrupciones.....	93
4.1.1	Interrupciones según el nivel de tensión.....	94
4.1.2	Interrupciones según la duración.....	94
4.1.3	Interrupción según el origen.....	95
4.1.3.1	Interrupción de origen interno.....	95
4.1.3.2	Interrupción de origen externo.....	96

4.1.4 Interrupción por distintas causas.....	96
4.1.4.1 Forzada.....	97
4.1.4.2 Programada.....	99
4.2 Análisis estadístico de las interrupciones de EMELEC INC.....	102
4.2.1 Índices de Interrupción de Servicio.....	102
4.2.2 Análisis estadístico de todas las interrupciones ocurridas a nivel de distribución.....	108
4.2.2.1 Cuadros de datos y cálculos de índices de interrupción.....	111
4.2.2.2 Presentación de resultados obtenidos.....	115
4.2.2.3 Energía no suministrada.....	121
4.2.3 Análisis de interrupciones mayores a tres minutos.....	123
4.2.3.1 Cuadros de datos y cálculos de índices de interrupción.....	125
4.2.3.2 Presentación de resultados obtenidos.....	129

CAPITULO 5

5. ALTERNATIVAS DE AUTOMATIZACIÓN DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION.131

5.1 CRITERIOS GENERALES – AUTOMATIZACION E INTEGRACION DE UN SISTEMA DISTRIBUCIÓN.....	132
5.1.1 Automatización a nivel de clientes.....	133
5.1.2 Automatización a nivel de Alimentadoras.....	135
5.1.3 Automatización nivel de Subestaciones.....	138
5.1.4 Integración de las subestaciones.....	140
5.1.5 Sistema SCADA.....	144
5.1.6 Estructura de un centro de control.....	146

5.2	PROPUESTA DE AUTOMATIZACION DE SUBESTACIONES.....	148
5.2.1	Descripción del Sistema.....	148
5.2.1.1	Justificación de la selección.....	149
5.2.1.2	Principios de diseño:.....	150
5.2.1.3	Principios de Arquitectura.....	150
5.2.1.4	Elementos del sistema.....	150
5.2.1.5	Arquitectura del Sistema.....	155
5.2.1.6	Protocolos para Sistemas Abiertos.....	161
5.2.2	Aplicación de la propuesta a la subestación Ceibos.....	162
5.2.2.1	Características Generales.....	162
5.2.2.2	Productos requeridos.....	163
5.2.2.3	Arquitectura del Sistema.....	164
5.2.3	Costos y Beneficios.....	166

CONCLUSIONES.....167

RECOMENDACIONES.....171

ANEXOS

Anexo #1: Herramientas que se utilizan en los trabajos con líneas energizadas.....	176
Anexo #2: Clasificación de las fallas del sistema de distribución de EMELEC basada en los años 1999-2000 y 2001.....	182
Anexo #3: Detalle de las interrupciones ocurridas en los últimos años.....	185
Anexo # 4: Datos técnicos de la subestación Ceibos.....	191
Anexo # 5: Diagrama de una línea de 69 KV del SISTEMA GUAYAQUIL.....	195

BIBLIOGRAFIA

INDICE DE FIGURAS

Pag.

1.1 Empresas distribuidoras y áreas de concesión.....	5
2.1 Diagrama Unificar de 69 KV (ver anexo)	
2.2 Curva de carga del Sistema en un día normal.....	38
2.3 Energía neta Consumida por el Sistema Guayaquil.....	39
2.4 Carga Máxima de las líneas de subtransmisión.....	40
2.5 Cargabilidad de líneas de subtransmisión 69KV salitral.....	41
2.6 Cargabilidad de líneas de subtransmisión 69KV PASCUALES- TRINITARIA-POLICENTRO.....	41
2.7 Curva de carga diaria de una alimentadora de tipo residencial.....	45
2.8 Curva de carga diaria de una alimentadora de tipo industrial.....	46
2.9 Curva de carga diaria de una alimentadora de tipo comercial.....	47
2.10 Frecuencia en estado estable.....	50
2.11 Frecuencia en estado descendente.....	50
2.12 Frecuencia asciende.....	51
4.7 Energía no suministrada en los últimos años.....	122
4.8 Número de interrupciones mayores a 3 minutos.....	124
4.9 Frecuencia de Interrupciones por año.....	130
4.10 Tiempo Total de interrupción del Sistema.....	130

5.1 Medidor Sentinel.....	134
5.2 Condor Estación Remota de telecontrol y protección de poste...136	136
5.3 Dispositivos Electrónicos Inteligentes IED.....139	139
5.4 Caminos de integración.....143	143
5.5 Centro de control ISA (Colombia).....146	146
5.6 Múltiples opciones de conexión con el centro de control.....153	153
5.7 Unidad de control de posición UCP-5.....154	154
5.8 UCP-5 MT.....155	155
5.9 Arquitectura del sistema abierto de protección y control para una subestación grande.....157	157
5.10 Arquitectura del sistema abierto de protección y control para una subestación mediana.....164	164
5.11 Remota ELITEL 5.....165	165

INDICE DE TABLAS

	Pag.
1.1 Límites Subetapa 1 para el sistema.....	17
1.2 Límites Subetapa 1 por consumidor.....	18
1.3 Límites Subetapa 2.....	24
2.1 Longitud de las líneas de subtransmisión 69 KV.....	30
2.2 Capacidad de las líneas de subtransmisión 69 KV.....	31
2.3 Capacidad Instalada en las subestaciones del Sistema Guayaquil.....	33
2.4 Subestaciones y alimentadoras primarias existentes.....	36
2.5 Antiguo esquema de alivio de carga.....	52
2.6 Antiguo esquema de alivio de carga propuesto por el CENACE...53	
2.7 Nuevo esquema de alivio de carga propuesto por el CENACE.....	56
2.8 Nuevo esquema de alivio de carga de EMELEC.....	57
4.1 Clasificación de los Tipos de interrupciones.....	101
4.2 Número total de interrupciones por año.....	108
4.3 Número de interrupciones por mes.....	102
4.4 Frecuencia media de interrupción del sistema.....	115
4.5 Duración media de interrupciones por año.....	118
4.6 Tiempo total de Interrupción del Sistema.....	119
4.7 Energía no suministrada.....	121

INTRODUCCIÓN

Las Empresas Distribuidoras de energía eléctrica tienen la responsabilidad de prestar un servicio continuo y confiable a sus abonados. La Empresa Eléctrica del Ecuador Inc. Suministra el servicio de energía eléctrica a la ciudad de Guayaquil y a sus sectores aledaños, la Calidad del Servicio prestado por la empresa distribuidora, se medirá considerando los aspectos siguientes: Calidad del Producto, Calidad del Servicio Técnico, Calidad del Servicio Comercial.

En el artículo 9 del Reglamento de suministros del servicio de electricidad se indica que: “los distribuidores deberán proporcionar el servicio con los niveles de calidad acordes con lo exigido en la Ley, su Reglamento General, este Reglamento y las Regulaciones pertinentes, para lo cual adecuarán progresivamente sus instalaciones, organización, estructura y procedimientos técnicos y comerciales”. También indica que la calidad del servicio técnico se evaluará considerando la frecuencia de las interrupciones y la duración de las interrupciones.

En el desarrollo del presente trabajo se establecen las principales características del Sistema de Distribución de Guayaquil en la actualidad.

En el capítulo tres se establecen los trabajos que realiza el departamento de distribución y que medidas se pueden tomar para dar un mejor servicio a los abonados. En este capítulo se describe la importancia de los trabajos que realiza el departamento de distribución como una herramienta para contribuir a mejorar la calidad del servicio en el suministro de energía eléctrica. En caso de contingencias el departamento de distribución tiene que dar solución a los inconvenientes en el menor tiempo posible.

En el Capítulo cuatro se presenta un análisis de las interrupciones ocurridas en los últimos años, así como el cálculo de índices de interrupción, encontrando aquí una fuente valiosa para importantes conclusiones.

En el último Capítulo se trata sobre los criterios generales de Automatización de un Sistema de Distribución se presenta también una propuesta de automatización de subestaciones, como una herramienta para mejorar la calidad del servicio prestado por la Empresa.

CAPITULO 1

1. CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO

La calidad del servicio eléctrico depende fundamentalmente de la continuidad y confiabilidad de este. Los clientes reciben un servicio con calidad cuando se minimiza el número de veces que se les interrumpe el suministro de energía eléctrica y el tiempo que dura cada corte. Si en un alto porcentaje de casos los trabajos en las redes de distribución se ejecutan desenergizando las líneas esto contribuye a dar un mal servicio y al reclamo de clientes.

En un futuro cercano las Empresas distribuidoras de nuestro país van a tener que firmar los contratos de concesión con el CONELEC y deberán cumplir con las disposiciones que establece la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, su Reglamento General, el Reglamento de concesiones, permisos y licencias para la prestación del servicio de energía eléctrica, el Reglamento de suministros del servicio de electricidad, las Regulaciones dictadas por el CONELEC y las obligaciones establecidas en los contratos de concesión.

Para garantizar a los Consumidores un suministro eléctrico continuo y confiable, es necesario dictar las Regulaciones relacionadas con los estándares mínimos de calidad y procedimientos técnicos de medición y evaluación a los que deben someterse las Empresas Distribuidoras del Servicio Eléctrico.

En este capítulo sólo se menciona los aspectos relacionados con la calidad del servicio técnico, las disposiciones relacionadas con la calidad del producto y la calidad del servicio comercial no es analizado en el presente trabajo.

1.1 Empresas distribuidoras y áreas de concesión

En el capítulo VI de la ley de régimen del sector eléctrico Art. 34 segundo párrafo se indica que: “El CONELEC otorgará la concesión de distribución, manteniendo un solo distribuidor por cada una de las áreas geográficas fijadas en el Plan Maestro de Electricidad. En el contrato de concesión se establecerán los mecanismos de control de los niveles de calidad de servicio, tanto en lo técnico como en lo comercial, y de identificación de las mejoras de cobertura. En ningún caso el Estado garantizará la rentabilidad del negocio, ni establecerá tratamientos tributarios especiales o diferentes a los que rijan al momento de la celebración del contrato”. Las Empresas Distribuidoras tienen la responsabilidad de prestar el servicio eléctrico

a los Consumidores ubicados en su zona de Concesión, dentro de los niveles de calidad establecidos, en virtud de lo que señala la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, los Reglamentos aplicables, el Contrato de Concesión y las Regulaciones correspondientes.



Figura 1.1

EMPRESAS DISTRIBUIDORAS Y ÁREAS DE CONCESIÓN

1.2 Reglamentos y regulaciones

- ⊕ Ley de Régimen del Sector Eléctrico.
- ⊕ Reglamento de Suministros del Servicio de Electricidad.
- ⊕ Reglamento de Concesiones, permisos y licencias para la prestación del servicio de energía eléctrica.
- ⊕ Regulación 004/01

1.3 Reglamento de suministros del servicio de electricidad

Este reglamento contiene las normas que deben observarse para la prestación del servicio eléctrico de distribución y comercialización; y, regula las relaciones entre el Distribuidor y el Consumidor tanto en los aspectos técnicos como en los comerciales.

Las disposiciones de este reglamento serán complementadas con las regulaciones que apruebe el CONELEC y por instructivos y procedimientos dictados.

Las normas del Reglamento de suministros del servicio de electricidad prevalecen sobre las de cualquier otro reglamento de igual o menor jerarquía, relacionados con la materia que trata este reglamento.

1.3.1 Evaluación de la prestación del servicio

Los Distribuidores deberán proporcionar el servicio con los niveles de calidad acordes con lo exigido en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, su Reglamento General, Reglamento de suministros del servicio de electricidad y las Regulaciones pertinentes, para lo cual adecuarán progresivamente sus instalaciones, organización, estructura y procedimientos técnicos y comerciales.

La evaluación de la prestación del servicio se efectuará considerando los siguientes aspectos:

a) Calidad del producto:

- Nivel de Voltaje.
- Perturbaciones.
- Factor de Potencia.

b) Calidad del Servicio Técnico:

- Frecuencia de Interrupciones.
- Duración de Interrupciones.

c) Calidad del Servicio Comercial:

- Atención de Solicitudes de Servicio.
- Atención y Solución de Reclamos.
- Errores en Medición y Facturación.

1.4 REGULACION NO. CONELEC -004/01

El Art. 1, inciso segundo del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad, establece que las disposiciones de dicho instrumento serán complementadas con regulaciones aprobadas por el CONELEC y por instructivos y procedimientos dictados por los distribuidores de conformidad con este Reglamento.

El objetivo de la presente Regulación es establecer los niveles de calidad de la prestación del servicio eléctrico de distribución y los procedimientos de evaluación a ser observados por parte de las Empresas Distribuidoras.

En caso de que el Distribuidor no cumpla los procedimientos de reposición establecidos por el CENACE y que por esta causa, se

produjeran daños y perjuicios en las instalaciones el consumidor, el Distribuidor estará obligado a resarcir todos los daños.

1.4.1 Aspectos Generales

1.4.1.1 Control

La calidad del servicio técnico prestado se evaluará sobre la base de la frecuencia y la duración total de Interrupción.

Durante la Subetapa 1 (24 meses de duración) se efectuarán controles en función a Índices Globales para el Distribuidor discriminando por empresa y por alimentador de MV. El levantamiento de información y cálculo se efectuará de forma tal que los indicadores determinados representen en la mejor forma posible la cantidad y el tiempo total de las interrupciones que afecten a los consumidores. Para los consumidores con suministros en MV o en AV, se determinarán índices individuales.

En la Subetapa 2 (tendrá su inicio a la finalización de la Subetapa 1), con una duración indefinida. Los indicadores se calcularán a nivel de consumidor, de forma tal de determinar la cantidad de interrupciones y la duración total de cada una de ellas que afecten a cada consumidor.

El período de control será anual, por tanto, los Distribuidores presentarán informes anuales al CONELEC, especificando las interrupciones y los índices de control resultantes.

Sin embargo de lo anterior, los cálculos de los índices de calidad se efectuarán para cada mes del año considerado y para el año completo.

1.4.1.2 Identificación de las Interrupciones

La información relacionada con cada una de las interrupciones que ocurran en la red eléctrica se identificará de la siguiente manera:

- Fecha y hora de inicio de cada interrupción.
- Identificación del origen de las interrupciones: internas o externas
- Ubicación e identificación de la parte del sistema eléctrico afectado por cada interrupción: circuito de bajo voltaje (BV), centro de transformación de medio voltaje a bajo voltaje (MV/BV), circuito de medio voltaje (MV), subestación de distribución (AV/MV), red de alto voltaje (AV).
- Identificación de la causa de cada interrupción.

- Relación de equipos que han quedado fuera de servicio por cada interrupción, señalando su respectiva potencia nominal.
- Número de Consumidores afectados por cada interrupción.
- Número total de Consumidores de la parte del sistema en análisis.
- Energía no suministrada.
- Fecha y hora de finalización de cada interrupción.

Esta información debe tener interrelación con las bases de datos, de tal manera que se permitirá identificar claramente a todos los Consumidores afectados por cada interrupción que ocurra en el sistema eléctrico.

1.4.1.3 Registro y Clasificación de las Interrupciones

El Distribuidor debe llevar, mediante un sistema informático, el registro histórico de las interrupciones correspondientes, por lo menos de los tres últimos años.

El registro de las interrupciones se deberá efectuar mediante un sistema informático, el cual deberá ser desarrollado

previamente a fin de asegurar su utilización durante la Subetapa

1.

En el registro, las interrupciones se pueden clasificar de acuerdo a los parámetros que se indican a continuación, los que deberán tener un código para efectos de agrupamiento y de cálculos:

a) Por su duración

- Breves, las de duración igual o menor a tres minutos.
- Largas, las de duración mayor a tres minutos.

b) Por su origen

- Externas al sistema de distribución.
 - Otro Distribuidor
 - Transmisor
 - Generador
 - Restricción de carga
 - Baja frecuencia
 - Otras
- Internas al sistema de distribución.
 - Programadas
 - No Programadas

c) Por su causa

- Programadas.
 - Mantenimiento
 - Ampliaciones
 - Maniobras
 - Otras
- No programadas (intempestivas, aleatorias o forzadas).
 - Climáticas
 - Ambientales
 - Terceros
 - Red de alto voltaje (AV)
 - Red de medio voltaje (MV)
 - Red de bajo voltaje (BV)
 - Otras

- d) Por el voltaje nominal
 - Bajo voltaje
 - Medio voltaje
 - Alto voltaje

1.4.1.4 Interrupciones a ser Consideradas

Para el cálculo de los índices de calidad que se indican en detalle más adelante, se considerarán todas las interrupciones del sistema con duración mayor a tres (3) minutos, incluyendo las de origen externo, debidas a fallas en transmisión. No serán consideradas las interrupciones con duración igual o menor a tres (3) minutos.

No se considerarán las interrupciones de un Consumidor en particular, causadas por falla de sus instalaciones, siempre que ellas no afecten a otros Consumidores.

Tampoco se considerarán para el cálculo de los índices, pero sí se registrarán, las interrupciones debidas a suspensiones generales del servicio, racionamientos, desconexiones de carga por baja frecuencia establecidas por el CENACE; y, otras causadas por eventos de fuerza mayor o caso fortuito, que deberán ser notificadas al CONELEC, conforme lo establecido en el Art. 36 del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad.

En el caso en que las suspensiones generales del servicio sean producidas por la Empresa Distribuidora, estos si serán registrados.

1.4.1.5 Control del Servicio Técnico en la Subetapa 1

Durante la Subetapa 1, y para los consumidores cuyo suministro sea en Bajo Voltaje, se controlará la calidad del servicio técnico sobre la base de índices que reflejen la frecuencia y el tiempo total que queda sin servicio la red de distribución.

Durante esta Subetapa 1 no se computarán las interrupciones originadas en la red de Bajo Voltaje que queden circunscritas en la misma, es decir aquéllas que no produzcan la salida de servicio del Centro de Transformación MV/BV al que pertenezcan.

Los límites de la red sobre la cual se calcularán los índices son, por un lado el terminal del alimentador MV en la subestación AV/MV, y por el otro, los bornes BV del transformador MV/BV.

Subetapa 1: de 24 meses de duración.

1.4.1.5.1 Índices

Los índices de calidad se calcularán para toda la red de distribución (R_d) y para cada alimentador primario de medio voltaje (A_j), de acuerdo a las siguientes expresiones:

a) Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal Instalado (FMIK)

En un período determinado, representa la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio.

Para toda la red de distribución:

$$FMIK_{R_d} = \frac{\sum_i KVA_i f_{s_i}}{KVA_{inst}} \quad \text{ECUACIÓN 1.1}$$

Para cada alimentador

$$FMIK_{A_j} = \frac{\sum_i KVA_{iA_j} f_{s_i}}{KVA_{instA_j}} \quad \text{ECUACIÓN 1.2}$$

b) Tiempo Total de interrupción por kVA nominal Instalado (TTIK)

En un período determinado, representa el tiempo medio en que el kVA promedio no tuvo servicio.

Para toda la red de distribución

$$TTIK_{Rd} = \frac{\sum_i KVA_{f_{Si}} * Tfs_i}{KVA_{inst}}$$

ECUACIÓN 1.3

Para cada alimentador

$$TTIK_{Aj} = \frac{\sum_i^{Aj} KVA_{f_{SiAj}} * Tfs_i}{KVA_{instAj}}$$

ECUACIÓN 1.4

Donde:

FMIK: Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal instalado, expresada en fallas por kVA.

TTIK: Tiempo Total de Interrupción por kVA nominal instalado, expresado en horas por kVA.

\sum_i : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio "i" con duración mayor a tres minutos, para el tipo de causa considerada en el período en análisis.

\sum_i^{Aj} : Sumatoria de todas las interrupciones de servicio en el alimentador "Aj" en el período en análisis.

Kva fs_i: Cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las interrupciones "i".

KVA inst: Cantidad de kVA nominales instalados.

Tfs_i : Tiempo de fuera de servicio, para la interrupción "i"

R_d : Red de distribución global

A_j : Alimentador primario de medio voltaje "j"

c) Índices para consumidores en AV y MV

Para el caso de consumidores en áreas urbanas cuyo suministro sea realizado en el nivel de Alto y Medio Voltaje no se aplicarán los índices descritos anteriormente, sino

que se controlará la calidad de servicio en función de índices individuales de acuerdo a lo establecido para la Subetapa 2.

1.4.1.5.2 Registro de índices

Será responsabilidad del Distribuidor efectuar el levantamiento y registro de las interrupciones y la determinación de los correspondientes índices.

Para la determinación de los índices se computarán todas las interrupciones que afecten la Red de Medio Voltaje de Distribución, es decir a nivel de alimentadores primarios.

El Distribuidor entregará informes anuales al CONELEC con los resultados de su gestión en el año inmediato anterior, especificando las interrupciones y los indicadores de control resultantes por toda la empresa y por alimentador de MV, y el monto de las Compensaciones en caso de corresponder. El CONELEC podrá auditar cualquier etapa del proceso de determinación de índices, así como exigir informes de los registros de interrupciones, con una periodicidad menor a la anual.

A los efectos del control, el Distribuidor entregará informes mensuales al CONELEC con:

- a) los registros de las interrupciones ocurridas.
- b) la cantidad y potencia de los transformadores de MV/BV que cada alimentador de MV tiene instalado, para una configuración de red normal.
- c) el valor de los índices obtenidos.

1.4.1.5.3 Límites

Los valores límites admisibles, para los índices de calidad del servicio técnico, aplicables durante la Subetapa 1 son los siguientes:

TABLA 1.1

Indice	Lim FMIK (Fallas por KVA)	Lim TTIK (Horas por KVA)
Red	4.0	8.0
Alimentador Urbano	5.0	10.0
Alimentador Rural	6.0	18.0

Los valores límites admisibles para los consumidores en AV y MV durante la Subetapa 1 son los siguientes:

TABLA 1.2

Consumidor	Indice	Valor
Suministro	Lim FAIc (Fallas por KVA)	6,0
En AV	Lim DAIc (Horas por KVA)	4,0
Suministro	Lim FAIc (Fallas por KVA)	10,0
En MV	Lim DAIc (Horas por KVA)	24,0

1.4.1.5.4 Cálculo de la Energía No Suministrada

En caso de haberse excedido los valores límites admisibles de los Indices de Calidad de Servicio, aplicables durante la Subetapa 1, se calculará la Energía No Suministrada (ENS), mediante la aplicación de las siguientes fórmulas:

a) Si: $FMIK > \text{LímFMIK}$ y $TTIK < \text{LímTTIK}$

$$ENS = (FMIK - \text{LímFMIK}) * \frac{TTIK}{FMIK} * \frac{ETF}{THPA}$$

ECUACIÓN 1.5

b) Si: $FMIK < \text{Lím}FMIK$ y $TTIK > \text{Lím}TTIK$

$$ENS = (TTIK - \text{Lím}TTIK) * \frac{ETF}{THPA} \quad \text{ECUACIÓN 1.6}$$

c) Si: $FMIK > \text{Lím}FMIK$ y $TTIK > \text{Lím}TTIK$; y, si

$$\frac{TTIK}{FMIK} < \frac{\text{Lím}TTIK}{\text{Lím}FMIK}$$

$$ENS = (FMIK - \text{Lím}FMIK) * \frac{TTIK}{FMIK} * \frac{ETF}{THPA} \quad \text{ECUACIÓN 1.7}$$

d) Si: $FMIK > \text{Lím}FMIK$ y $TTIK > \text{Lím}TTIK$; y, si

$$\frac{TTIK}{FMIK} \geq \frac{\text{Lím}TTIK}{\text{Lím}FMIK}$$

$$ENS = (TTIK - \text{Lím}TTIK) * \frac{ETF}{THPA} \quad \text{ECUACIÓN 1.8}$$

Donde:

ENS: Energía No Suministrada por Causas Internas o Externas, en kWh.

ETF: Energía Total Facturada a los consumidores en bajo voltaje (BV) conectados a la Red de Distribución Global; o, al alimentador primario considerado, en kWh, en el periodo en análisis.

THPA: Tiempo en horas del periodo en análisis.

FMIK: Índice de Frecuencia media de interrupción por kVA.

TTIK: Índice de Tiempo total de interrupción por kVA.

LimFMIK: Límite Admisible de FMIK.

LimTTIK: Límite Admisible de TTIK

La Energía No Suministrada se calculará para toda la red de distribución y para cada alimentador primario de medio voltaje (MV).

1.4.1.6 Control del Servicio Técnico en la Subetapa 2

Durante la Subetapa 2, la calidad del servicio técnico se controlará al nivel de suministro a cada consumidor, debiendo disponer el Distribuidor de los sistemas que posibiliten la gestión de la totalidad de la red, y la adquisición y procesamiento de información de forma tal de asegurar los niveles de calidad, y la realización de controles previstos para la presente etapa.

Subetapa 2: tendrá su inicio a la finalización de la Subetapa 1, con una duración indefinida.

1.4.1.6.1 Índices

Los índices de calidad antes indicados, serán calculados mediante las siguientes fórmulas:

a) Frecuencia de Interrupciones por número de Consumidores (FAIc)

Representa el número de interrupciones, con duración mayor a tres (3) minutos, que han afectado al Consumidor "c", durante el período de análisis.

$$FAIc = Nc$$

ECUACIÓN 1.9

Donde:

FAIc: Frecuencia de las interrupciones que afectaron a cada Consumidor "c", durante el período considerado.

Nc: Número de interrupciones, con duración mayor a tres minutos, que afectaron al Consumidor "c", durante el período de análisis.

b) Duración de las Interrupciones por Consumidor (DAIc)

Es la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro de electricidad al Consumidor "c", durante el período de control.

$$DAIC = \sum_i (Ki * dic)$$

ECUACIÓN 1.10

Donde:

dic : Duración individual de la interrupción "i" al Consumidor "c"
en horas

Ki : Factor de ponderación de las interrupciones

Ki = 1.0 para interrupciones no programadas

Ki = 0.5 para interrupciones programadas por el Distribuidor, para el mantenimiento o ampliación de las redes; siempre que hayan sido notificadas a los Consumidores con una anticipación mínima de 48 horas, con horas precisas de inicio y culminación de trabajos.

1.4.1.6.2 Registro

El sistema de gestión de red a implementar por el Distribuidor, que permita el control de la calidad del servicio técnico a nivel del suministro al consumidor, deberá como mínimo almacenar la siguiente información:

- Datos de las interrupciones, indicando inicio y fin de las mismas, equipos afectados, y equipos operados a consecuencia de la interrupción a fin de reponer el suministro (identificación de las modificaciones transitorias al esquema operativo de la red).

- Esquema de alimentación de cada consumidor, de forma tal que permita identificar el número de consumidores afectados ante cada interrupción en cualquier punto de la red. La información deberá contemplar las instalaciones que abastecen a cada consumidor con el siguiente grado de detalle.

- circuito o ramal de BV
- centro de transformación MV/BV
- alimentador MV
- transformador AV/MV
- subestación AV/MV
- red AV

El sistema deberá permitir el intercambio de información con los archivos de facturación, de forma tal de posibilitar el cálculo de la energía no suministrada a cada uno de los consumidores.

1.4.1.6.3 Límites

Los valores límites admisibles, para los índices de calidad del servicio técnico, aplicables durante la Subetapa 2 son los siguientes:

TABLA 1.3

Indice	Lim FAIc (Fallas por año)	Lim DAIc (Horas por año)
Consumidores en AV	6.0	4.0
Consumidores en MV Urbano	8.0	12.0
Consumidores en MV Rural	10.0	24.0
Consumidores en BV Urbano	10.0	16.0
Consumidores en BV Rural	12.0	36.0

1.4.1.6.4 Cálculo de la Energía No Suministrada

En caso de haberse excedido los valores límites admisibles de los Indices de Calidad de Servicio, aplicables durante la Subetapa 2, se calculará la Energía No Suministrada (ENS), mediante la aplicación de las siguientes fórmulas:

a) Si: $FAIc > \text{LímFAIc}$ y $DAIc < \text{LímDAIc}$

$$ENS = (FAIc - \text{LímFAIc}) * \frac{DAIc}{FAIc} * \frac{ETF}{THPA} \quad \text{ECUACIÓN 1.11}$$

b) Si: $FAIc < \text{LímFAIc}$ y $DAIc > \text{LímDAIc}$

$$ENS = (DAIc - \text{LímDAIc}) * \frac{ETF}{THPA} \quad \text{ECUACIÓN 1.12}$$

c) Si: FAIc > LímFAIc y DAIc > LímDAIc; y, si

$$\frac{DAIc}{FAIc} < \frac{LimDAIc}{LimFAIc}$$

$$ENS = (FAIc - LimFAIc) * \frac{DAIc}{FAIc} * \frac{ETF}{THPA}$$

ECUACIÓN 1.13

d) Si: FAIc > LímFAIc y DAIc > LímDAIc; y, si $\frac{DAIc}{FAIc} \geq \frac{LimDAIc}{LimFAIc}$

$$ENS = (DAIc - LimFAIc) * \frac{ETF}{THPA}$$

ECUACIÓN 1.14

Donde:

ENS: Energía No Suministrada por Causas Internas o Externas, en kWh.

ETF: Energía Total Facturada a los Consumidores del nivel de voltaje que se esté considerando, en kWh, en el periodo en análisis.

THPA: Tiempo en horas del periodo en análisis.

FAIc: Índice de Frecuencia anual de interrupción por consumidor "c".

DAIc: Índice de Duración anual de interrupción por Consumidor "c".

Lim FAIc: Límite Admisible de FAIc.

Lim DAIc: Límite Admisible de DAIc

CAPITULO 2.

2. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL SISTEMA

GUAYAQUIL

2.1 Configuración y características generales.

Los sistemas de distribución pueden ser aéreos y/o subterráneos y a su vez pueden tener un recorrido radial o en anillo, en este desarrollo se mencionara sólo los sistemas de distribución radiales.

Las alimentadoras del Sistema Guayaquil tienen un recorrido radial, (con excepción en la ciudadela Santa Cecilia que hay un anillo) de cuya operación, distribución y comercialización se ha encargado la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc. Se encuentra constituido en la actualidad por 7 puntos de entrega de energía a 69 kv del Mercado Eléctrico Mayorista, se tiene una red de sub-transmisión de 69 kv, esta red sirve a las subestaciones de transformación reductoras.

De las barras de las subestaciones parten las diferentes alimentadoras, las cuales llevan el fluido eléctrico a las diferentes zonas de carga preestablecidas, estas alimentadoras son trifásicas y se las denomina alimentadoras principales o troncales; de estas alimentadoras principales parten derivaciones o ramales que a su vez pueden ser trifásicos, bifásicos o monofásicos. Además de estos

mismos ramales trifásicos o bifásicos pueden partir sub-ramales bifásicos o monofásicos, respectivamente. De los ramales se energizan los transformadores reductores de 7620 (V) A 120-240 (V) los cuales alimentan a los circuitos secundarios.

Toda alimentadora, ramal o subramal, tiene elementos de protección ya sean estos para eventos de sobrecorriente o sobrevoltaje que puedan ocurrir en el sistema.

Entre los elementos de protección contra sobre corrientes tenemos los fusibles los cuales dan protección a transformadores convencionales y a los arranques, reconectores automáticos de circuito.

El primer dispositivo de protección de una alimentadora es un reconector automático ubicado en la subestación. Para la protección contra sobre voltajes se tienen pararrayos de 10 KV (voltaje de línea a neutro).

La causa principal de los sobre voltajes en los sistemas de distribución son los rayos.

Están protegidos los ramales para poder aislar las fallas y también ayuda a señalar el lugar de la falla.

En los puntos de interconexión a nivel de 69KV y 13.8 KV hay instalados interruptores por medio de un manubrio instalado en la parte posterior de los postes y equipados con rompe carga para la operación bajo carga, estos son operados bajo condiciones de emergencia, normalmente se encuentran en la posición de abierto, hay 53 interruptores a nivel de 69 KV.

Para el seccionamiento hay cuchillas y switches los cuales se las puede abrir con la alimentadora en frío o en caliente dependiendo de la corriente.

2.2 PUNTOS DE ENTREGA

La Empresa Eléctrica del Ecuador Inc. suministra el servicio de energía eléctrica a la ciudad de Guayaquil y a sus sectores aledaños.

Recibe la energía eléctrica del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en 7 puntos de entrega:

⇒ Electroecuador : Central a Vapor Guayaquil (actualmente no genera)

Central Termoeléctrica Aníbal Santos
Central Termoeléctrica Álvaro Tinajero

⇒ Transelectric : S/E Pascuales
S/E Trinitaria
S/E Policentro
S/E Gonzalo Cevallos

El Sistema de Distribución Guayaquil cuenta con tres puntos de generación propia

(Electroecuador) y cuatro puntos de compra de energía en bloque al Sistema Nacional Interconectado (Transelectric).

La Planta Termoeléctrica Aníbal Santos cuenta con cinco turbinas a gas con una capacidad instalada total de 106.5 Mw. Los cuales están repartidos de la siguiente forma: dos turbinas generadoras de 21Mw, tres unidades de 21.5 Mw.

La Planta Álvaro Tinajero cuenta con una capacidad instalada de 78 Mw. Los cuales están repartidos de la siguiente manera, una unidad con una capacidad de 40 Mw. y otra de 38 Mw.

2.3 CARACTERISTICAS DEL SISTEMA DE SUBTRASMISIÓN A 69 KV

El sistema Guayaquil cuenta actualmente con 18 líneas de subtransmisión.

Hay un total de 163,19 Km. De línea de subtransmisión por conductor, siendo sus calibres los siguientes 477 MCM 26/7 ACSR, 477 MCM 18/1 ACSR, 336.4 MCM 18/1 ACSR, 4/0 AWG 6/1 ACSR, 4/0 AWG AL 5005, 465.4 MCM 5005, 2/0 ACSR.

El diagrama unifilar muestra el sistema de subtransmisión **figura 2.1** (ver en anexo), el cual tiene instalado en varios puntos interruptores en aire, para puntos de seccionamiento e interconexión.

En la TABLA 2.1 se tiene la longitud de las líneas de subtransmisión así como el calibre de los conductores y las subestaciones a las que sirven esas líneas.

En todas las subestaciones y en la salida de las subtransmisiones hay interruptores en aire para la línea y para conexión a tierra de la línea.

**TABLA 2.1
LONGITUD DE LAS LINEAS DE SUBTRANSMISION**

LINEAS DE 69 KV					
SUBTRANSMISION		LONGITUD EN KM	CONDUCTORES	SUBESTACIONES SERVIDAS	TOTAL EN KM DE LA LINEA
NO.	NOMBRE				
1	GUASMO	6,35	477 MCM 26/7 ACSR	GUASMO	12,05
		4,55	4/0 AWG 6/1 ACSR	PORTUARIA	
		1,15	2/0 ACSR		
2	PRADERA	5,97	477 MCM 26/7 ACSR	PRADERA	6,4
		0,43	4/0 AWG 6/1 ACSR		
3	CHAMBERS	6,58	477 MCM 26/7 ACSR	PADRE CANALS	8,6
		0,27	4/0 AWG 6/1 ACSR	PUERTO LIZA	
		1,58	4/0 AWG AL 5005		
		0,17	465.4 MCM 5005		
4	MOLINERA	5,71	477 MCM 26/7 ACSR	EL UNIVERSO	5,71
5	PORTETE	7,21	477 MCM 26/7 ACSR	ESMERALDAS	12,34
		2,57	465.4 MCM 5005		
		2,56	336,4 MCM 18/1 ACSR		
6	SUR	3,3	336,4 MCM 18/1 ACSR	LA TORRE	7,22
		3,92	477 MCM 26/7 ACSR		
7	GARAY	13,08	477 MCM 26/7 ACSR	GARAY	16,29
		1,68	336,4 MCM 18/1 ACSR	AYACUCHO	
		1,53	465.4 MCM 5005		
8	CEMENTO	4,61	477MCM 26/7 ACSR	CERRO BLANCO	12,61
		8	4/0 AWG AL 5005		
9	PROSPERINA	8,34	477 MCM 26/7 ACSR	CUMBRES MAPASINGUE	8,34
10	CEIBOS	4,97	477 MCM 18/1 ACSR	CEIBOS	12,46
		3,51	336,4 MCM 18/1 ACSR		
		1,28	336,4 MCM 18/1 ACSR	AMERICA	
		2,7	477 MCM 18/1 ACSR		
11	NORTE	4,98	477 MCM 18/1 ACSR	BOYACA	14,17
		7,38	477 MCM 26/7 ACSR	ATARAZANA	
		1,81	336,4 MCM 18/1 ACSR	BIEN PUBLICO	
12	PIEDRAHITA	0,5	477 MCM 26/7 ACSR	KENNEDY NORTE	0,5
13	CRISTAVID	4,01	477 MCM 26/7 ACSR	ALBORADA	5,23
		1,22	4/0 AWG		
14	ORELLANA	5,61	477 MCM 26/7 ACSR	GUAYACANES	8,05
		2,05	336,4 MCM 18/1 ACSR	GARZOTA	
		0,39	4/0 AWG 6/1 ACSR		
15	CERVECERIA	4,63	477 MCM 26/7 ACSR	EL SAUCE	5,19
		0,56	4/0 AWG 6/1 ACSR		
16	VERGELES	10,64	477 MCM 26/7 ACSR	VERGELES	23,49
		5	4/0 AWG 6/1 ACSR	GERMANIA	
		0,8	4/0 ACSR	ORQUIDEAS	
17	TRES CERRISTOS	2,05	477 MCM 18/1 ACSR		2,05
18	PADRE CANALS	2,49	477 MCM 26/7 ACSR	TRINITARIA	2,49
			TOTAL		163,19

TABLA 2.2

CAPACIDAD DE LINEAS DE 69 KV		
SUBTRANSMISION	CONDUCTORES	CAPACIDAD EN MVA
1 GUASMO	477 MCM 26/7 ACSR	72
	4/0 AWG 6/1 ACSR	39
2 PRADERA	477 MCM 26/7 ACSR	72
	477 MCM 26/7 ACSR	72
3 CHAMBERS	477 MCM 26/7 ACSR	72
	477 MCM 26/7 ACSR	72
	477 MCM 26/7 ACSR	72
	465,4 MCM 5005	61
4 MOLINERA	477 MCM 26/7 ACSR	72
5 PORTETE	477 MCM 26/7 ACSR	72
	465,4 MCM 5005	61
	336,4 MCM 18/1 ACSR	59
6 SUR	336,4 MCM 18/1 ACSR	59
	477 MCM 26/7 ACSR	72
7 GARAY	477 MCM 26/7 ACSR	72
	336,4 MCM 18/1 ACSR	59
	465,4 MCM 5005	61
8 CEMENTO	4/0 AWG AL5005	59
	477MCM 26/7 ACSR	72
9 PROSPERINA	477 MCM 26/7 ACSR	72
10 CEIBOS	477 MCM 18/1 ACSR	72
	336,4 MCM 18/1 ACSR	59
11 NORTE	477 MCM 18/1 ACSR	72
	477 MCM 26/7 ACSR	72
	336,4 MCM 18/1 ACSR	59
12 PIEDRAHITA	477 MCM 26/7 ACSR	72
	336,4 MCM 18/1 ACSR	59
	477 MCM 18/1 ACSR	72
13 CRISTAVID	477 MCM 26/7 ACSR	72
14 ORELLANA	477 MCM 26/7 ACSR	72
	336,4 MCM 18/1 ACSR	59
	477 MCM 26/7 ACSR	72
15 CERVECERIA	477 MCM 26/7 ACSR	72
	477 MCM 26/7 ACSR	72
16 VERGELES	477 MCM 26/7 ACSR	72
	477 MCM 26/7 ACSR	72
	477 MCM 26/7 ACSR	72
TRES		
17 CERRISTOS	477 MCM 18/1 ACSR	72
18 PADRE CANALS	477 MCM 26/7 ACSR	72

En la Tabla 2.2 podemos observar los datos de los calibres de las líneas de subtransmisión con su capacidad de carga en MVA.

2.4 Subestaciones de reducción existentes y características

En la actualidad (Noviembre del 2003) el sistema de distribución de EMELEC cuenta con 29 subestaciones de reducción de 69 KV a 13.8 KV con 39 transformadores de poder, repartidos de la siguiente manera 10 subestaciones con dos transformadores y 19 con un transformador. Las dos Subestaciones más recientes que se han instalado son ORQUIDEAS y FLOR DE BASTION, esto se debe al incremento de carga en los sectores aledaños a la Vía a Duale Km. 8 en adelante.

En la tabla 2.2 esta la capacidad instalada en el Sistema Guayaquil con los transformadores de reducción con su capacidad a 55 grados centígrados de elevación de temperatura del devanado, para las condiciones de enfriamiento OA (Enfriamiento por Inmersión en Aceite), como para el enfriamiento forzado FA (Aire Forzado), y la etapa de enfriamiento FOA (Aire Forzado e inmersión en Aceite).

El sistema cuenta también con alimentadoras cuyas salidas se encuentran en la barra de generación de la planta: Anibal Santos, a 13.8 kv.

TABLA 2.3

EMPRESA ELECTRICA DEL ECUADOR Inc.					
CAPACIDAD INSTALADA EN LAS SUBESTACIONES DE REDUCCION DEL SISTEMA GUAYAQUIL					
No.	SUBESTACION	NO.	MVA		
			ENFRIAMIENTO		
			OA	FA	FOA-FA
1	ALBORADA	1	18	24	
2	AMERICAS	2	18	24	
3	ATARAZANA	3	18	24	
4	AYACUCHO	4	18	24	
5	BIEN PUBLICO	5	10		
6	BOYACA	6	18	24	
		7	18	24	
7	LOS CEIBOS	8	18	24	
		9	18	24	
8	CERRO BLANCO	10	12	16	
9	LA CUMBRE	11	12	16	
10	ESMERALDAS	12	18	24	
		13	18	24	
		14	18	24	
11	GARAY	15	18	24	
12	GARZOTA	16	18	24	
13	GERMANIA	17	18	24	
14	GUASMO	18	18	24	
		19	18	24	
15	GUAYACANES	20	18	24	
16	KENNEDY NORTE	21	18	24	
		22	18	24	
		23	18	24	
17	MAPASINGUE	24	18	24	
18	PADRE CANALS	25	18	24	
19	P.GUAYAQUIL	26	16,5	22	27,5
20	PORTUARIA	27	12	16	
21	PRADERA	28	18	24	
22	PTO. LISA	29	18	24	
23	EL SAUCE	30	18	24	
		31	18	24	
24	LA TORRE	32	12	16	
		33	12	16	
25	EL UNIVERSO	35	12	16	20
26	VERGELES	36	18	24	
27	ORQUIDEAS	37	12	16	NUEVA
28	TRINITARIA	38	10		
29	FLOR DE BASTION	39	12	16	NUEVA

2.5 Alimentadoras primarias existentes

El sistema primario de distribución de Guayaquil esta constituido por 130 alimentadoras con un nivel de tensión de 13.800 voltios, teniendo la configuración radial.

La tabla 2.3 muestra las subestaciones y las alimentadoras que parten de las diferentes subestaciones, las cuales llevan el fluido eléctrico a las diferentes zonas de carga preestablecidas.

Todos los ramales y subramales llevan la energía eléctrica lo más cerca posible del usuario que lo requiera.

Por lo general las alimentadoras del sistema son aéreas en la totalidad de su recorrido, con ciertas excepciones que sirven al centro de la ciudad. Los calibres de conductor normalizados para la parte aérea son el 336.4 MCM – ACSR en troncales de alimentadoras, el 3/0 AWG-AI Y EL 2 AWG-AL para los ramales principales y secundarios, respectivamente.

Para las salidas de las alimentadoras subterráneas desde las subestación hasta el punto donde se hacen aéreas el conductor normalizado es el 500 MCM Cu., aunque existen algunas con 350 MCM Cu., y también 750 MCM Al con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) para 15.000 voltios y con neutro concéntrico exterior.

Para aumentar la confiabilidad del Sistema de Distribución es necesario tener un adecuado sistema de seccionamiento e interconexión.

El sistema subterráneo en lo que a troncal de alimentadora se refiere, tiene instalado en los centros de distribución principales interruptores en aceite de operación y ahora en SF6 para interconexión con otras alimentadoras y seccionamiento de las mismas.

La longitud de las redes de media tensión a diciembre del 2001 total es de 1102, 16 KM incluyendo arranques monofásicos, bifásicos, trifásicos.

Tabla

SUBESTACIONES Y ALIMENTADORAS									
EMPRESA ELECTRICA DEL ECUADOR									
ALIMENTADORAS									
NO. SUBESTACIONES	#	1	2	3	4	5	6	7	8
1	ALBORADA	4	ALBORADA	SAMANES	SATIRION	T.MARENGO			
2	AMERICAS	4	MH.ALCIVAR	KENNEDY	OLIMPO	P.DAÑIN			
3	ANIBAL SANTOS	2	CERRO AZUL	SANEDUARDO					
4	ATARAZANA	3	ATARAZANA1	ATARAZANA2	ATARAZANA3				
5	AYACUCHO	4	LUQUE	PICHINCHA	C.ROMERO	CENTRO PARK			
6	BIEN PUBLICO	3	JMASCOTE	QUISQUIS	EL CISNE				
7	BOYACA	8	MVA. BOYACA	MALECON	MENDEBURO	P.SOLANO	PANAMA	ROCAFUERTE	PREVISORA
8	CEIBOS	6	CARLOS JULIO	CEIBOS	LOMAS	MIRAFLORES	URDESA		
9	CERRO BLANCO	3	CHONGON	OOEBRECHT	PUERTO AZUL				
10	CUMBRES	3	CEIBOS MORTE	CELOPLAST	STA. CECILIA				
11	ESMERALDAS	8	ACACIAS	AV DEL EJERCITO	TRUJILLO	TULCAN	ANTEPARA	4 DE NOVIEMBRE	VENEZUELA
12	GARAY	8	AGUIRRE	COLON	HURTADO	SALADO	DELTA	10 DE AGOSTO	HUANCABILCA
13	GARZOTA	3	AEROPUERTO	COMEGUA	A.FREIRE				
14	GERMANIA	4	COBRE	PASCUALES	ROSAYIN	LA TOMA			
15	GUASMO	7	ACERIAS	CUBA	UDE BANANEROS	FLORESTA	G.CENTRO	G.SUR	FERTISA
16	GUAYACANES	4	GUAYACANES1	GUAYACANES2	GUAYACANES3	GUAYACANES4			
17	KENNEDY NORTE	6	LAS CAMARAS	CENTRUM	URDENOR	PLAZA DEL SOL	J.CASTILLO	V.T.C	SANIMARINO
18	MAPASINGUE	7	MAPASINGUE1	MAPASINGUE2	MAPASINGUE3	MAPASINGUE4	MAPASINGUE5	MAPASINGUE6	MAPASINGUE7
19	P.Y. GUAYAQUIL	6	ALFARO	CORONEL	CHILE	ESMERALDAS	EL ORO	RUMICHACA	
20	PADRE CANALS	4	SUBURBIO1	SUBURBIO2	SUBURBIO3	SUBURBIO4			
21	PORTUARIA	2	CARTONERA	25 DE JULIO					
22	PRADERA	3	LOS ESTEROS	DEL MAESTRO	VALDIVIA				
23	PTO. LIZA	2	BARRIO LINDO	LA CHALA					
24	EL SAUCE	5	EL SAUCE #1	TORRE #2	EL SAUCE #3	EL SAUCE #4	EL SAUCE #5		
25	TORRE	6	TORRE1	TORRE2	TORRE3	TORRE4	TORRE5	TORRE6	
26	UNIVERSO	3	D.COMIN	UNIVERSO	LA SAIBA				
27	VERGELES	4	BASTION	LOS ROSALES	TELENTE ORTIZ	VERGELES4			
28	ORQUIDEAS	2	LOS RANCHOS	ORQUIDEAS					NUEVA
29	TRINITARIA	3	TRINITARIA NORTE	TRINITARIA SUR	BANAMA PUERTO				
30	FLOR DEBASTION	2	F. DE BASTIONESTE	F. DE BASTION OESTE					

130

TABLA 2.4

2.6 Características de carga

El sistema cuenta con una capacidad instalada 1.213.243 KVA (año 2002).

La empresa tiene un total de 338.148 abonados, distribuidos de la siguiente manera:

Residenciales :	285.629
Industriales :	3.153
Comerciales :	47.944
Entidades oficiales:	435
Asistencial social:	927
Bombeo de agua:	10
Alumbrado público:	24
Escenarios deportivos:	26

(Información facilitada por el departamento de Planificación)

2.6.1 Curva de carga del sistema

Es la figura podemos observar la curva de carga de un día lunes en la cual se registra el pico de carga a las 19:00 con un valor de 454.362,00 MW-H y un mínimo a las 04:15 a.m. con un valor 163.632,00 MW-H, el promedio fue 317.159 MW-H. El factor de carga diario que es la relación de la carga promedio y la carga máxima fue 69,8%.

CURVA DE CARGA DIARIA LUNES 1 DE JULIO DEL 2002

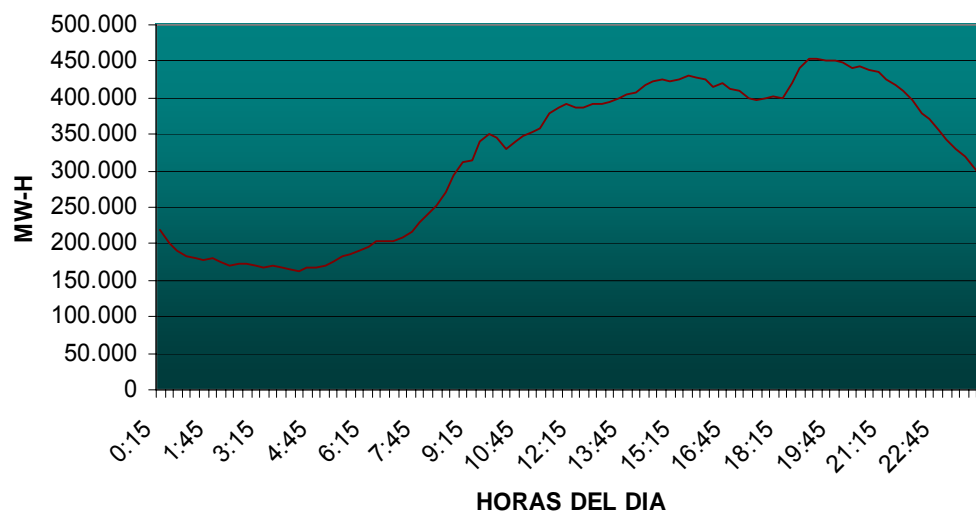


FIGURA 2.2
CURVA DE CARGA DIARIA DEL SISTEMA EN UN DIA NORMAL

Los datos de carga de los puntos de entrega de energía son enviados al departamento de planificación e ingeniería para obtener este tipo de curva.

En la figura 2.3 podemos observar la energía consumida por el sistema EMELEC en el mes de julio del 2002, los días que se tiene la menor demanda fueron los sábados y los domingos.

ENERGIA NETA CONSUMIDA POR EL SISTEMA GUAYAQUIL.

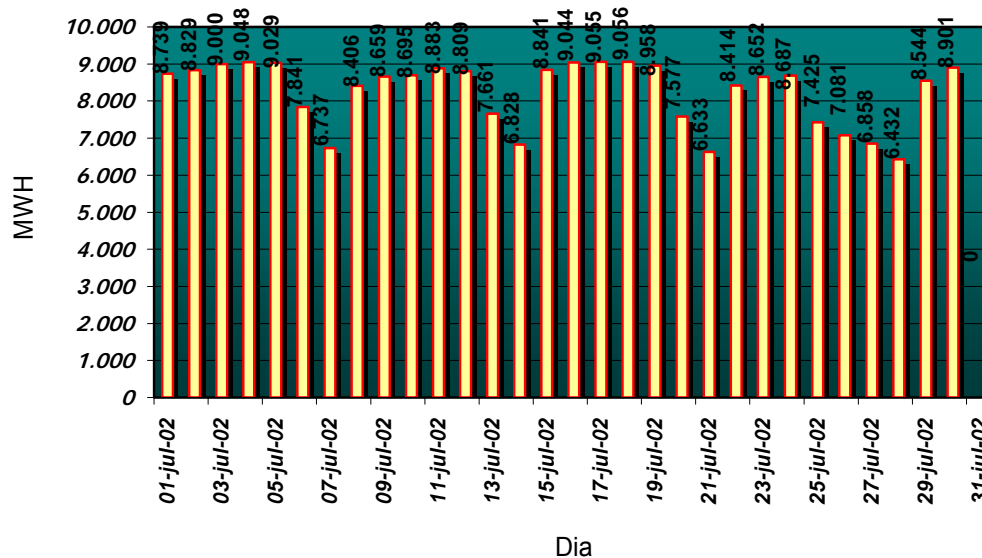
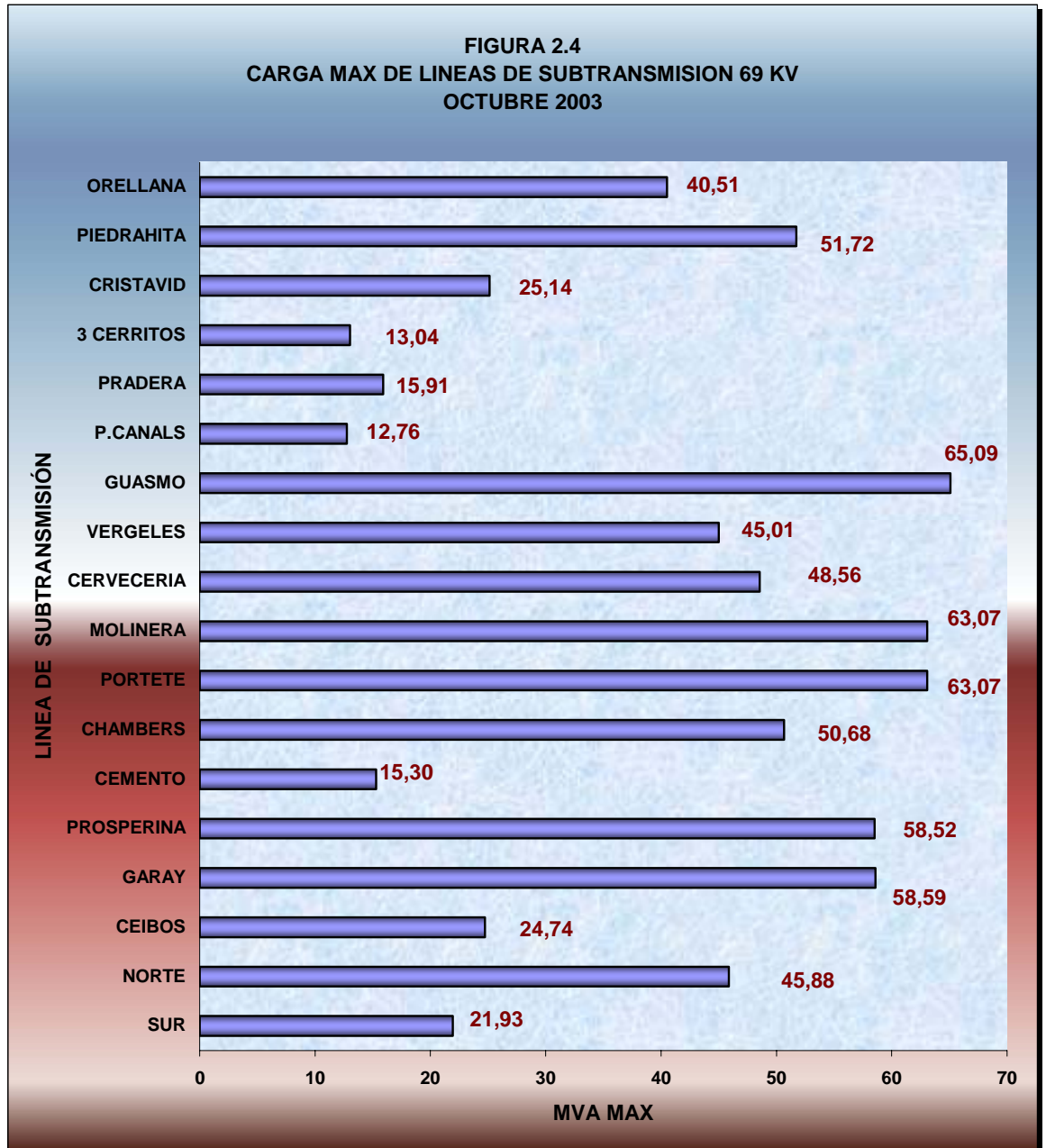


FIGURA 2.3

2.6.3 Carga de las líneas de subtransmisión

Es necesario conocer la capacidad de la línea de subtransmisión como la carga que tiene en condiciones normales y sobre todo en las horas de máxima demanda, por cuanto se torna más complicado el realizar transferencias en caso de contingencias. En la figura 2.5 y figura 2.6 se puede observar la carga de las líneas de subtransmisión en el mes de octubre del 2003. Estas curvas fueron obtenidas con los valores máximos en cada día del mes.

En la figura 2.4 se puede observar el valor máximo de carga que se registro en las líneas de subtransmisión.



CARGABILIDAD DE LINEA SUBTRANSMISION (69 KV) DE SALITRAL
OCTUBRE 2003

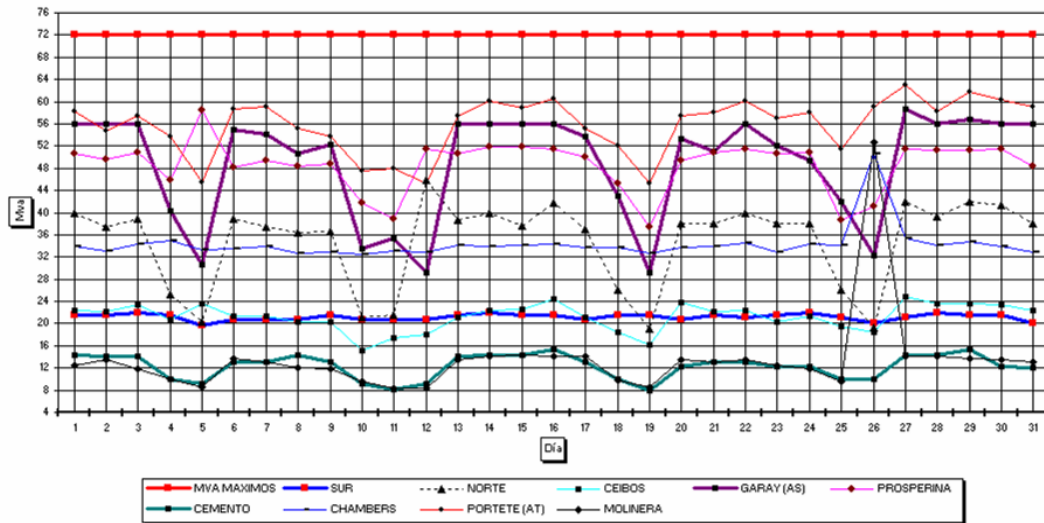


Figura 2.5

CARGABILIDAD DE LINEA SUBTRANSMISION (69 KV) DE PASCUALES - TRINITARIA - POLICENTRO
OCTUBRE 2003

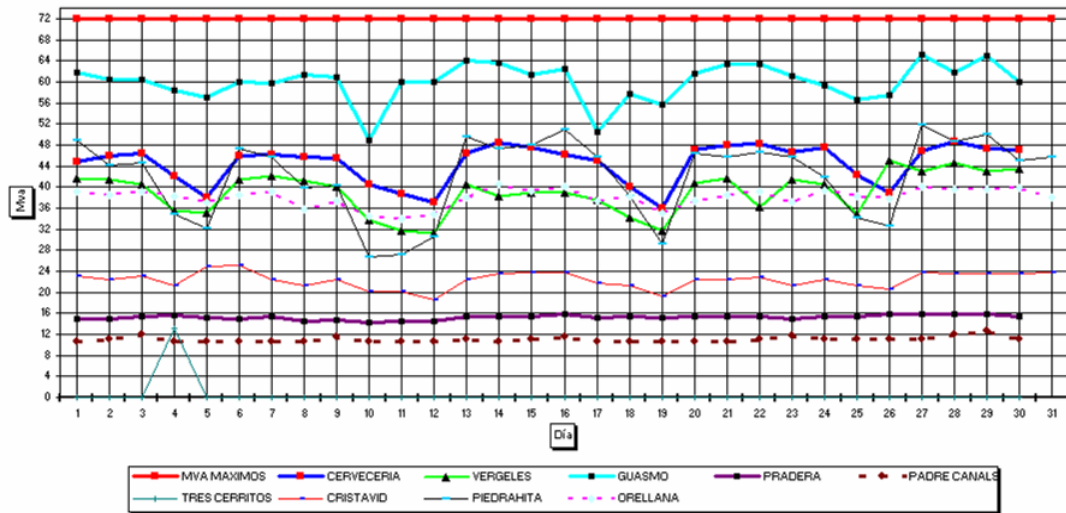


Figura 2.6

En la Figura 2.5 podemos observar la carga de las líneas de subtransmisión que salen del Salitral y en la Figura 2.6 las que salen de Pascuales, Trinitaria y Policentro en el mes de octubre. La línea de subtransmisión Tres Cerritos sirve de interconexión entre Anibal Santos y Policentro, normalmente no toma carga.

2.6.4 Carga de Subestaciones

Es necesario conocer la capacidad de cada uno de los transformadores de las distintas subestaciones, por cuanto se ejecutan transferencias de carga entre alimentadoras que tengan su origen en diferentes subestaciones, es necesario conocer la carga a la hora pico.

Los datos de la capacidad de los transformadores de poder de las subestaciones están en la tabla 2.2.

A continuación se muestran los datos de carga de la subestación alborada del día jueves 30 de Octubre del 2003.

La información presentada a continuación fue facilitada por el departamento de Subestaciones.

EMPRESA ELECTRICA DEL ECUADOR - DEPARTAMENTO SUBESTACIONES
DATOS DE CARGA DE S/E ALBORADA - OCTUBRE 2003

HORAS	ALIM ALBORADA				ALIM SAMANES				ALIM SATIRION				ALIM T. MARENGO				TOTAL
	MVA	F1(A)	F2(A)	F3(A)	MVA	F1(A)	F2(A)	F3(A)	MVA	F1(A)	F2(A)	F3(A)	MVA	F1(A)	F2(A)	F3(A)	
01H00	3,60	137	143	166	3,39	158	126	136	3,43	137	117	172	2,18	93	90	87	12,80
02H00	3,41	129	135	158	3,08	145	114	122	3,40	136	117	168	2,25	96	93	90	12,14
03H00	3,26	124	131	149	2,86	133	107	114	3,32	133	115	164	2,20	94	92	87	11,64
04H00	3,19	121	130	144	2,71	124	101	108	3,32	132	114	163	2,09	89	87	82	11,31
05H00	3,12	118	127	140	2,63	122	97	106	3,32	134	114	163	2,03	86	85	80	11,10
06H00	3,18	121	126	144	2,73	126	101	108	3,47	140	118	170	1,89	80	79	73	11,27
07H00	3,09	117	122	140	2,66	126	96	104	3,49	137	122	169	1,99	86	80	78	11,23
08H00	3,21	123	127	146	2,63	120	98	106	3,73	144	136	180	2,29	106	87	89	11,86
09H00	4,02	162	161	176	2,98	130	119	120	4,35	169	163	208	2,53	121	94	98	13,88
10H00	4,66	189	191	205	3,84	163	163	154	4,59	182	174	220	2,75	132	101	110	15,84
11H00	5,01	206	204	223	4,47	189	189	185	4,61	183	176	222	2,99	144	112	121	17,08
12H00	5,24	214	214	234	4,66	196	194	197	4,66	186	176	226	3,11	151	116	125	17,67
13H00	5,28	212	218	237	4,77	200	202	200	4,63	183	176	226	3,14	151	116	128	17,82
14H00	5,33	217	223	239	4,87	208	206	204	4,73	189	181	232	3,22	157	120	132	18,15
15H00	5,48	222	227	246	5,01	216	210	208	4,83	190	183	240	3,10	153	114	127	18,42
16H00	5,62	230	232	251	5,13	220	216	214	4,78	188	182	237	3,18	154	118	131	18,71
17H00	5,61	227	231	251	5,28	226	220	220	4,69	186	176	231	3,18	152	118	131	18,76
18H00	5,54	223	228	250	5,19	221	214	220	4,59	187	170	222	3,00	143	113	124	18,32
19H00	5,95	241	246	270	5,85	254	236	253	5,38	220	194	270	3,13	148	122	128	20,31
20H00	5,58	223	226	254	5,58	246	221	236	5,33	216	188	267	3,21	152	126	129	19,70
21H00	4,98	195	199	228	4,87	218	186	204	5,11	204	179	255	3,07	140	121	122	18,03
22H00	4,68	180	188	214	4,53	206	188	188	4,69	188	162	233	2,81	127	111	112	16,71
23H00	4,29	164	173	198	4,31	198	159	180	4,23	169	145	212	2,32	102	94	92	15,15
24H00	3,84	148	154	178	3,77	174	141	156	3,61	145	124	182	2,44	107	100	98	13,66

El valor pico se registro a las 19h00 con una carga de 20,31 MVA.

2.6.5 Carga de Alimentadoras

Las alimentadoras a 13.8 kv cuya salida es aérea y el conductor es 336.4 MCM ACSR. Tiene una capacidad de 11.8 MVA y las alimentadoras con salida subterránea cuyo conductor es 500 MCM Cu. Tiene una capacidad aproximada de 9 MVA.

El operador de la subestación tiene que indicar cuando una alimentadora tenga un amperaje cercano a los 400 (A) en alguna fase, para que el ingeniero de distribución tome las medidas correspondientes, realizar alguna transferencia de carga.

Las alimentadoras tienen carga de tipo residencial, comercial o industrial.

La curva de carga de las alimentadoras se la puede obtener con los datos que se registran en las subestaciones los cuales son enviados al departamento de subestaciones.

Las alimentadoras que salen de las subestaciones ALBORADA, GUAYACANES, VERGELES, tienen carga predominantemente residencial, en las cuales se registra el pico alrededor de las 19h00 (Ver figura).

Las alimentadoras que salen de la subestación BOYACA tienen carga predominantemente comercial, su pico se registra entre las 11 a 12 horas (Ver figura).

Las alimentadoras que salen de las subestaciones MAPASINGUE, GERMANIA, EL SAUCE estas tienen carga de tipo industrial (Ver Figura).

a) Curva de carga diaria de una alimentadora residencial

La alimentadora **ALBORADA** es predominantemente residencial. El recorrido de esta alimentadora es el siguiente Alborada 6ta, 3ra, 5ta, 9na, 4ta, y parte de la 7ma, partiendo de la subestación **ALBORADA** ubicada en la 6ta. Etapa de la alborada y la salida es aérea. La demanda máxima de esta alimentadora se registro a las 19h00 con un valor de 5.95 MVA y la demanda mínima se registro las 07h00 con un valor de 3.09 MVA. Se puede apreciar las características de la forma de la curva de carga de esta alimentadora en la figura 2.7



FIGURA 2.7

b) Curva de carga diaria de una alimentadora industrial

La alimentadora **COBRE** es del tipo industrial por la carga que esta tiene y su recorrido es el siguiente sale de la subestación GERMANIA ubicada en el Km. 16.5 de la vía a Daule, pasa por el Parque Industrial Ecuatoriano y da a alguna industrias como: ETERNIT, TECNOMADERA, FILOSAN, Pinturas unidas; La demanda máxima se registro a las 12h00 con un valor de 3.65 MVA y la mínima se registro a las 07h00 con 1.78 MVA. Ver Figura 2.8

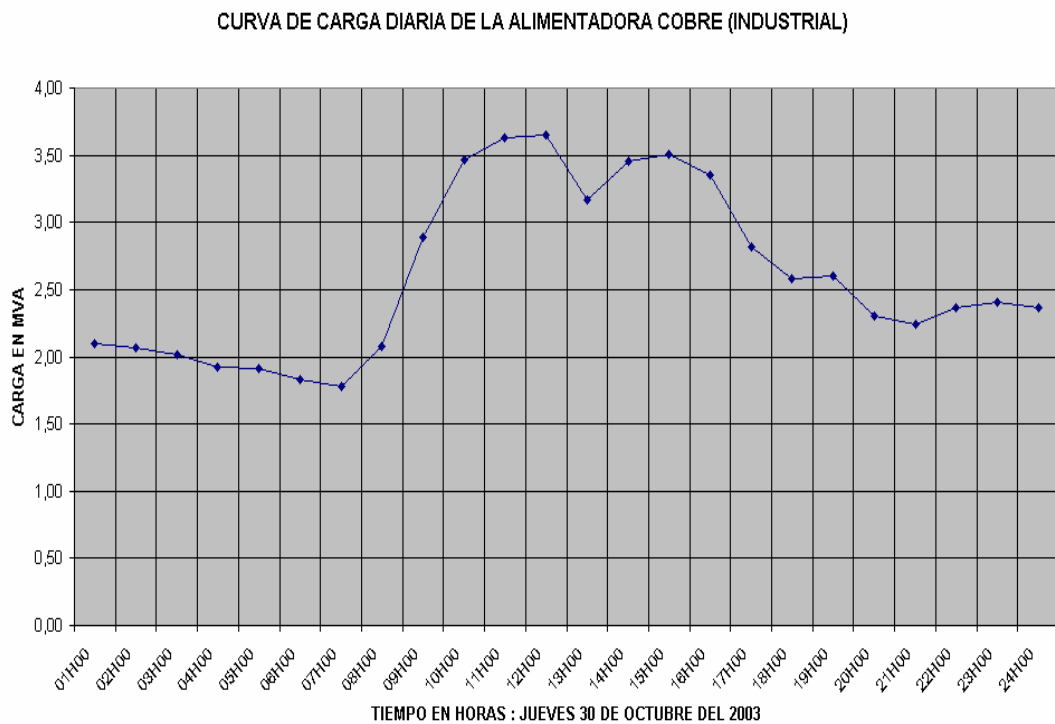


Figura 2.8

c) Curva de carga diaria de una alimentadora comercial

La alimentadora **ROCAFUERTE** es del tipo COMERCIAL por la carga que esta tiene y su recorrido es el siguiente sale de la subestación BOYACA del transformador # 2 ubicada en Boyaca y Julian Coronel, Va por la calle Vicente de Piedrahita desde Boyaca hasta Rocafuerte y luego va por Rocafuerte, alimenta a varios locales comerciales y también a bancos como el Bco. del Pacífico, Bco. Central etc.

La demanda máxima se registro a las 12h00 con un valor de 3.49 y la mínima se registro a las 04H00 con un valor de 1.16 MVA. Ver Figura 2.9

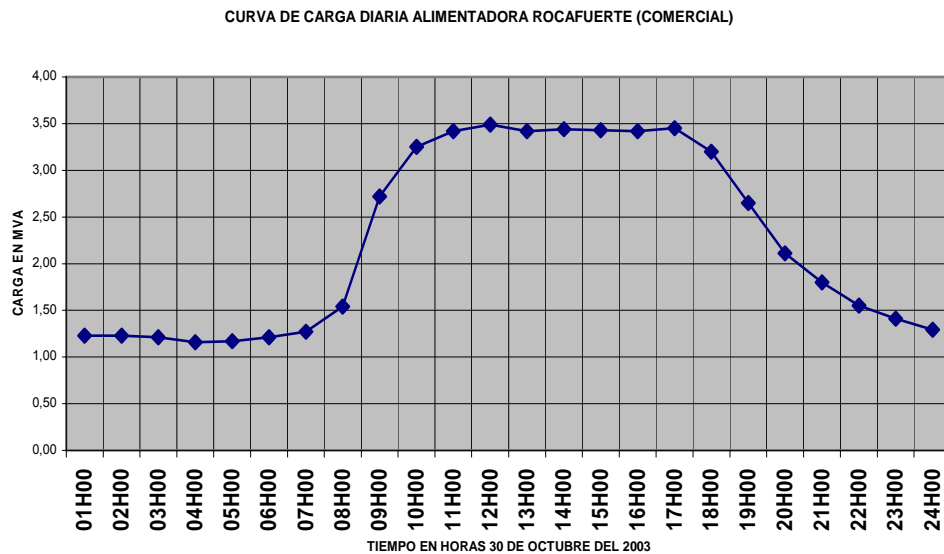


Figura 2.9

2.6.5 Clientes especiales a nivel de 69 KV

SUB-TRANSMISION	CLIENTES ESPECIALES
GUASMO	BASE NAVAL
	PUERTO MARITIMO
	CARTONERA
	FUNASA
MOLINERA SUR	LA FAVORITA
	LA UNIVERSAL
	INDUSTRIAL MOLINERA
PIEDRAHITA	CLINICA ALCIVAR
	MALL DEL SOL
CEMENTO	POLICENTRO
	EPAP
CRISTAVID	CALCAREOS HUAYCO
	CRISTAVID
ORELLANA	EL CAFÉ
VERGELES	T. TERRESTRE
	AGA
	PLASTICOS DEL LITORAL
	FISA
	UNILEVER
	FAVORITA NORTE
	SACOS DEL LITORAL
CERVECERIA	CERVECERIA ANDINA
CERVECERIA	CRIDESA
	CERVECERIA NACIONAL

2.7 Esquema de alivio de carga del Sistema Guayaquil

A continuación una breve explicación de las posibles causas por las que se pueden presentar variaciones en la frecuencia del Sistema de Distribución. Y luego se presenta el esquema de alivio de carga antiguo y el actual.

El Sistema de potencia se encuentra en operación estable cuando la potencia mecánica total de entrada a los generadores es igual a la suma de las cargas conectadas más las pérdidas en el sistema, la frecuencia del sistema depende del continuo balance entre la generación y la demanda.

En la Tabla 2.6 se puede observar el antiguo esquema de alivio de carga por baja frecuencia que tenía la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc. A medida que la frecuencia cae se tiene que desconectar un porcentaje de la carga. En la subestaciones se tienen relés de baja frecuencia que desconectan las alimentadoras cuando la frecuencia llega a un determinado valor.

En la Tabla 2.5 se tiene el nuevo esquema de alivio de carga por baja frecuencia que se adoptó luego de la interconexión con Colombia.

1 Frecuencia en estado estable

La frecuencia del sistema depende del continuo balance de potencia activa entre generación y demanda.

Cuando en el sistema la carga conectada es satisfactoria con respecto a la generación instalada, ósea se satisface la demanda, entonces se dice que el sistema tiene una frecuencia constante y normal la misma que es de 60 Hz en nuestro sistema.

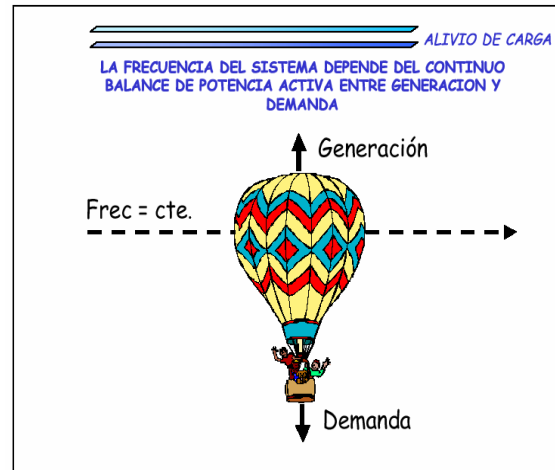


Figura 2.10

2 frecuencia en estado descendente

Ante un desequilibrio la frecuencia deja de ser constante, esto se puede dar ya sea por un aumento de demanda o una disminución de generación en el sistema, este desequilibrio de frecuencia se convertirá en una disminución de la frecuencia del sistema ocasionando que la frecuencia se encuentre en valores menores a lo normal.

Las principales causas de baja

frecuencia son:

- ☐ Fallas en el Sistema de Transmisión.
- ☐ Desconexión de Generación



Figura 2.11

3 frec asciende

En el sistema la frecuencia sufre un desequilibrio y deja de ser constante, esto se da por cuanto aumenta la generación o a disminuido la demanda del sistema si esto ocurre entonces con respecto a la frecuencia se vera esta afectada ya que la frecuencia del sistema entonces aumentara por valores sobre la frecuencia normal del sistema.

Figura 2.12



a) ANTIGUO ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA

TABLA 2.5

EMPRESA ELECTRICA DEL ECUADOR								
DEPARTAMENTO DE DISTRIBUCION								
REVISION 20 DE OCTUBRE DEL 2001								
ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA (E.A.C)					PERIODO SECO			
PASO	HZ.	SUBTRANSMISIÓN	SUBESTACIÓN	ALIMENTADORA	CANTIDAD	TOTAL	% CARGA	
1	59,2	CHAMBERS	P.CANALS	SUBURBIO #2				
				SUBURBIO #3				
				SUBURBIO #4				
		GUASMO	GUASMO 1	UNION DE BANANEROS	4	4	3%	
2	59	GUASMO	GUASMO 2	FERTISA				
				FLORESTA				
				GUASMO CENTRO				
		SUR	TORRE 1	TORRE #1				
				TORRE #2				
				TORRE #3	6	10	6%	
3	58,8	CHAMBERS	PTO.LISA	LA CHALA				
				BARRIO LINDO				
		ORELLANA	GUAYACANES	GUAYACANES #2				
				GUAYACANES #3				
		PRADERA	PRADERA	ESTEROS				
				VALDIVIA				
		CEIBOS	CEIBOS 1	CEIBOS				
				CARLOS JULIO	8	18	12%	
4	58,6	CEIBOS	CEIBOS 2	MIRAFLORES				
				NORTE				
				CELOPLAST	3	21	15%	
5	58,4	PORTETE	ESMERALDAS 1	TULCAN				
				AV.DEL EJERCITO				
				TRUJILLO				
				ACACIAS				
				ESMERALDAS 2	VENEZUELA			
					ANTEPARA			
				4 DE NOVIEMBRE	7	28	19%	
6	58,2	GUASMO	PORTUARIA	CARTONERA				
				25 DE JULIO				
		VERGELES	VERGELES	ORQUIDEAS				
				BASTION				
				LOS ROSALES	5	33	26%	

OBSERVACIONES: EN TODOS LOS PASOS EL TIEMPO DE ACTUACIÓN DEL RELE FUE DE 12 ciclos

ANTIGUO ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA PROPUESTO POR EL CENACE

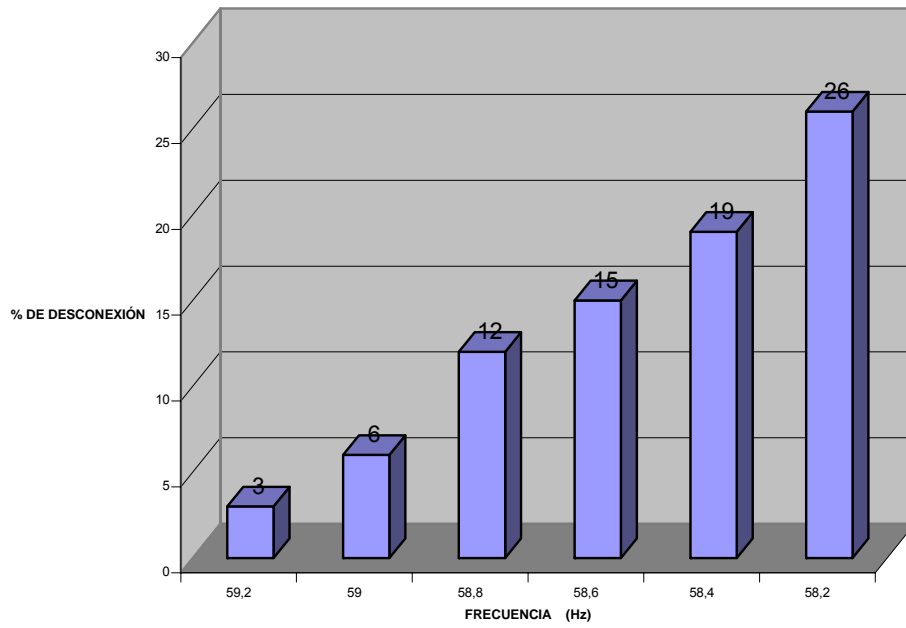


FIGURA 2.13

TABLA 2.6

ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA PROPUESTO POR EL CENACE				
PASO	FRECUENCIA	TIEMPO DE ACTUACION CICLOS	% DE DESCONEXIÓN	% ACUMULADO
1	59,2	12	3	3
2	59	12	3	6
3	58,8	12	6	12
4	58,6	12	3	15
5	58,4	12	4	19
6	58,2	12	7	26

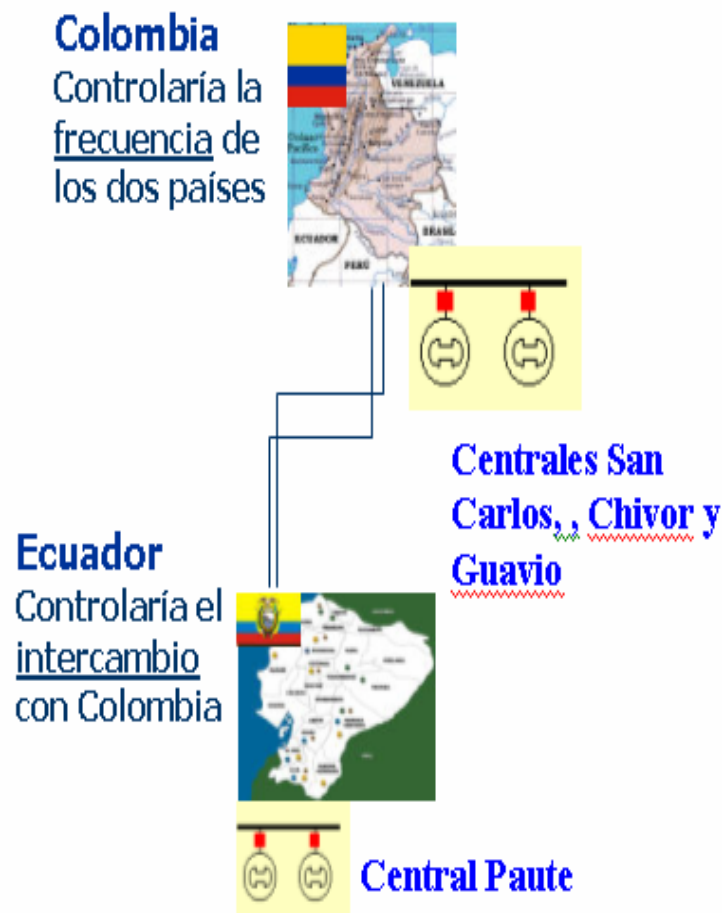
El porcentaje de la carga que se desconecta del sistema es en base a la carga conectada en ese momento:

b) NUEVO ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA

Los Centros de Despacho establecen los umbrales y los porcentajes de carga a ser considerados en las diferentes etapas de los Esquemas de Desconexión de carga. Es responsabilidad de cada Centro Nacional de Despacho la coordinación para la implementación en su país de los referidos esquemas.

- ↳ En la operación de sistemas eléctricos interconectados debe mantenerse el balance: generación vs. carga. El balance generación – carga está determinado por la frecuencia. Luego de la interconexión Ecuador-Colombia se fijo un nuevo esquema de alivio de carga.
- ↳ Se debe mantener el intercambio neto de potencia activa entre Ecuador y Colombia en el valor programado ante situaciones de desbalance carga-generación en el lado ecuatoriano.

Colombia-Ecuador



MODO DE OPERACIÓN DE LA INTERCONEXION ECUADOR-COLOMBIA
FIGURA 2.14

TABLA 2.7
NUEVO ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA PROPUESTO POR EL
CENACE

ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA PROPUESTO POR EL CENACE 2003				
PASO	FRECUENCIA	TIEMPO DE ACTUACION CICLOS	% DE DESCONEXIÓN	% ACUMULADO
1	59,4	12	7	7
2	59,2	12	10	17
3	59,0	12	12	29
4	58,8	12	7	36
5	58,6	12	7	43
6	58,4	12	7	50

El porcentaje de la carga que se desconecta del sistema es en base a la carga conectada en ese momento:

NUEVO ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA

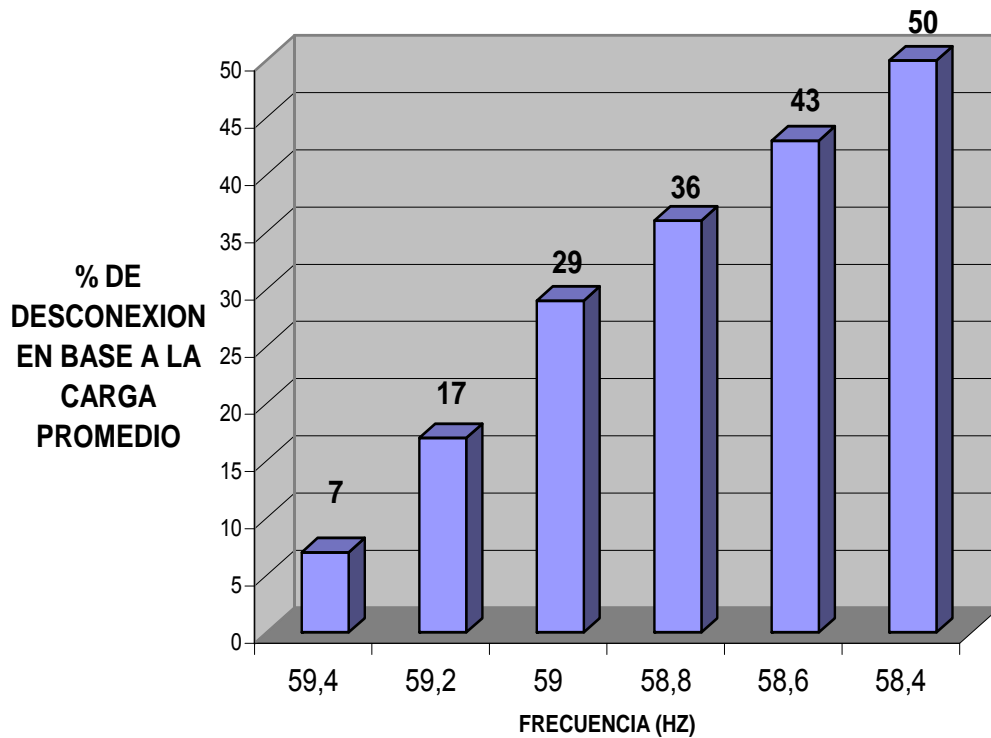


FIGURA 2.15

EMPRESA ELECTRICA DEL ECUADOR ESQUEMA DE ALMO DE CARGA							
PERIODO : OCTUBRE 2003 MARZO 2004 (INTERCONEXION ELECTRICA-COLOMBIA)							
FECHA: 05-MARZO DEL 2003							
PASO 1	HZ.	SUBTRANSMISIÓN	SUBESTACIÓN	ALIMENTADORA	CANTIDAD	TOTAL	% de carga desconectado
1	58,4	CHAMBERS	PADRE CANALS	SUBURBIO 2, 3, 4	7	7	7%
		GUASMO	GUASMO 1	UNION DE BANANEROS			
			GUASMO 2	FERTISA, FLORESTA, GUASMO CENTRO			
2	58,2	SUR	TORRE 1	TORRE 1, 2, 3	14	21	17%
			TORRE 2	TORRE 4, 5, 6			
		CHAMBERS	PTO.LISA	LA CHALA, BARRIO LINDO			
		GUASMO	PORTUARIA	CARTONERA, 25 DE JULIO, ABDON CALDERON			
3	59	OPELLANA	GUAYACANES	GUAYACANES 1, 2, 3, 4	16	37	29
		VERGELES	VER GELES	ORQUIDEAS, BASTION, LOS ROSALES			
			ORQUIDEAS	LOS RANCHOS			
		PORTETE	ESMERALDAS 1	TULCAN, AV. DEL EJERCITO, TRUJILLO, ACACIAS			
			ESMERALDAS 2	VENEZUELA, ANTEPARA, 4 DE NOVIEMBRE			
4	58,8	PADRE CANALS	ISLA TRINITARIA	TRINITARIA NORTE, TRINITARIA SUR	10	47	36
		PRADERA	PRADERA	ESTEROS, VALDIVIA			
		PROSPERINA	CUMBRES	CELOPLAST, CEIBOS NORTE			
		CRISTAVD	ALBORADA	TANCA MARENGO, SATIRION, SAMANES			
5	58,6	NORTE	BOYACA 1	MENDIBURO, PADRE SOLANO, NUEVA BOYACA	12	59	43
			BOYACA 2	CORDOVA, PANAMA, ROCAFUERTE			
		CEIBOS	AMERICA	KENNEDY, MIGUEL H. ALCIVAR			
		NORTE	ATARAZANA	ATARAZANA 1, 2			
6	58,4	GARAY	GARAY 1	AGUIRRE, EL SALADO, HURTADO	13	72	50
			GARAY 2	10 DE AGOSTO, HUANCABILCA, DELTA			
		P.V.GUAYAQUIL		CHILE, RUMICHACA, ESMERALDAS, ALFARO, CORONEL			

TABLA 2.8

CAPITULO 3

3. TRABAJOS QUE REALIZA EL DEPARTAMENTO DE DISTRIBUCIÓN

3.1 Función del departamento.

En este capítulo se describe la importancia de los trabajos que realiza el departamento de distribución como una herramienta para contribuir a mejorar la calidad del servicio en el suministro de energía eléctrica.

El departamento de distribución realiza trabajos de reparación, mantenimiento preventivo, mantenimiento correctivo y montaje de nuevas instalaciones en frío o con las líneas energizadas. En caso de contingencias el departamento de distribución tiene que dar solución a los inconvenientes en el menor tiempo posible.

EMELEC es una de las pocas empresas distribuidoras que realiza trabajos con líneas energizadas, la importancia de los trabajos con líneas energizadas radica en que nos permiten entregar una buena calidad de servicio a los clientes.

Los clientes reciben un buen servicio cuando se minimiza el número de veces que se les interrumpe el suministro de energía eléctrica y el tiempo que dura cada corte. Sí en un alto porcentaje de casos los trabajos en las redes de distribución se ejecutan desenergizando las líneas esto contribuye a dar un mal servicio y al reclamo de los clientes.



DEPARTAMENTO DE DISTRIBUCIÓN

FIGURA 3.1

3.2 Proceso de recopilación de información al ocurrir una falla

Al ocurrir una falla se necesita toda la información posible para ubicar la falla, aislar el tramo afectado y normalizar el servicio al mayor número de abonados, la cual puede ser suministrada por los clientes, por el CENACE, por los operadores de subestaciones-plantas y por el personal del departamento de distribución.

Aquí jugando un papel muy importante el trabajo en equipo el cual va de la mano con la dirección técnica, la información suministrada por los clientes, la capacitación, su experiencia, los equipos y materiales con que cuenta el personal en general de este departamento con un solo objetivo que es el de dar un mejor servicio al usuario.

3.2.1 Información suministrada por clientes.

La información suministrada por los clientes es valiosa porque ahorra el tiempo de ubicación de la falla, lo que en parte reduce el tiempo para restablecer el sistema. Cuando se produce un daño los clientes llaman al call center (centro de llamadas) e indican la novedad presentada en su sector o un lugar en particular, esta información se la entrega a la central de radio, luego la central de radio le comunica a la unidad del sector para

que en conjunto ubiquen el daño en el menor tiempo posible y se pueda restablecer el sistema de suministro de energía eléctrica.

3.2.2 Información suministrada por operadores de S/E y Plantas de Generación.

Se trabaja en conjunto con los operadores de las S/E y Plantas de Generación.

Los operadores de las subestaciones y plantas tienen la obligación de comunicar vía radio lo siguiente:

🚦 Perdida de carga en alguna de las fases de una alimentadora.

🚦 Exceso de carga en alguna de las fases de una alimentadora.

🚦 Operaciones (interrupciones de 15 segundos) que realiza cada alimentadora, indicando el nombre de la alimentadora, la hora, la fase que opero y el amperaje.

🚦 Desconexiones de las alimentadoras, indicando el nombre de la alimentadora, la hora y el amperaje.

🚦 Desconexiones por baja frecuencia indicando el nombre de las alimentadoras que quedaron fuera de servicio.

🚦 Nivel de voltaje en barras de la subestación.

En la figura 3.2 se observa el procedimiento que se sigue en situación de emergencia.

PROCEDIMIENTO OPERATIVO EN SITUACIÓN DE EMERGENCIA

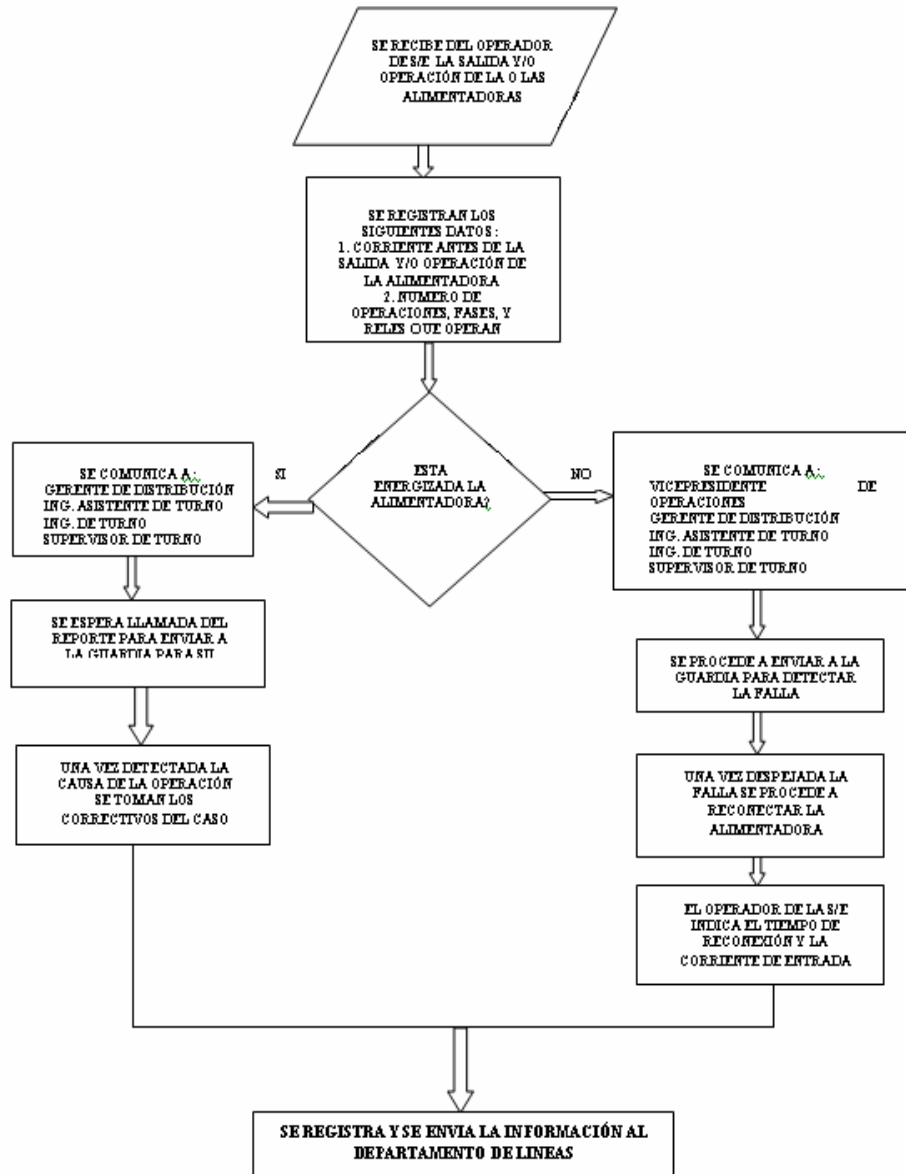


FIGURA 3.2

3.2.3 Información del S.N.I. suministrada por el CENACE.

En caso de que se presente alguna desconexión a nivel de subtransmisión 69 KV hay que establecer comunicación con el CENACE para confirmar si la falla es interna o externa, en caso de que la falla sea externa al sistema de distribución se tiene que coordinar con el CENACE para poder normalizar el sistema cuando ellos indiquen, en caso de que la falla sea interna hay que proceder a la revisión para ubicar el daño, su inmediata reparación y luego se coordina con el CENACE para normalizar el sistema.

En caso de presentarse alguna desconexión por baja frecuencia, el CENACE tiene que indicar la causa, hasta que valor descendió la frecuencia y si se puede normalizar la carga.

3.2.4 Inspección Visual.

Cuando se presentan emergencias como desconexiones de alimentadoras, es obligación de el personal de la guardia permanente, camiones de líneas, ingenieros, y

supervisores de turno recorrer la alimentadora hasta ubicar la falla para poder aislar el tramo afectado, para dar solución al problema y luego restablecer el servicio.

3.3 REGISTRO DE LAS INTERRUPCIONES.

Actualmente se están efectuando controles en función a Índices Globales discriminando por alimentador de medio voltaje.

Durante la presente Administración se ha dado especial impulso al desarrollo del “Módulo de Calidad del Servicio Técnico”, el cual va a permitir agilizar los procesos de toma de datos de las interrupciones, revisión y cálculos de índices de control.

Se encuentra instalado el módulo desarrollado en la Central de Radio de la Empresa Eléctrica del Ecuador y se están obteniendo los primeros resultados de las Interrupciones ocurridas en el Sistema, lo cual permitirá en muy corto tiempo obtener el cálculo de los índices de forma automática.

El Módulo desarrollado contempla los lineamientos generales establecidos por el CONELEC, para la Identificación de las Interrupciones de la siguiente manera:

- Fecha y hora de inicio de cada interrupción.
- Identificación del origen de las interrupciones: internas o externas
- Ubicación e identificación de la parte del sistema eléctrico afectado por cada interrupción: circuito de medio voltaje (MV), subestación de distribución (AV/MV), red de alto voltaje (AV).
- Identificación de la causa de cada interrupción.
- Relación de equipos que han quedado fuera de servicio por cada interrupción, señalando su respectiva potencia nominal.
- Número de Consumidores afectados por cada interrupción.
- Número total de Consumidores de la parte del sistema en análisis.
- Fecha y hora de finalización de cada interrupción.

En lo que respecta al cálculo individual de los índices el módulo contempla una interfase para que cuando se tenga completo el plan de digitalización del Sistema se

pueda aprovechar esta información para cumplir con las siguientes mediciones de acuerdo a los requerimientos del CONELEC en cuanto a índices individuales y calculo de energía no servida.

Esta información es almacenada en una base de datos mediante un sistema diseñado para registrar las interrupciones

EMPRESA ELECTRICA DEL ECUADOR INC.

Proceso Editar Consultar Bloque Registrar Campo Ventana Ayuda

CCST_INTER

Interrupciones

Inter.	Fecha Inicio	Fecha Fin	Alimentadora	Sub- Est.	Sub- Trans.	FaseA	FaseB	FaseC	Reles	Causa
4225	01-09-2003 01:11:00	01-09-2003 01:11:15	120 MAPASINGUE 7	24	15	56	96	120	A Y T	6 DESCONO
4226	01-09-2003 08:00:00	01-09-2003 08:00:15	24 PADRE SOLANO	7	9	75	80	70	A C	6 DESCONO
4227	01-09-2003 11:54:00	01-09-2003 11:54:15	107 SAUCES 5	32	3	135	140	170	A TIERRA	6 DESCONO
4228	01-09-2003 12:23:00	01-09-2003 13:00:00	73 LAS CAMARAS	22	12	173	173	182	A	43 RAMA CA
4229	01-09-2003 13:10:00	01-09-2003 13:10:15	107 SAUCES 5	32	3	200	190	225	C	6 DESCONO
4230	01-09-2003 13:50:00	01-09-2003 13:50:15	107 SAUCES 5	32	3	120	120	135	C TIERRA	6 DESCONO
4231	01-09-2003 16:44:00	01-09-2003 17:42:00	80 MAPASINGUE 1	25	15	0	0	0		43 RAMA CA
4232	01-09-2003 16:44:00	01-09-2003 17:42:00	81 MAPASINGUE 2	25	15	0	0	0		43 RAMA CA
4233	01-09-2003 16:44:00	01-09-2003 17:42:00	82 MAPASINGUE 3	25	15	0	0	0		43 RAMA CA
4234	01-09-2003 16:44:00	01-09-2003 17:42:00	83 MAPASINGUE 4	24	15	0	0	0		43 RAMA CA
4235	01-09-2003 16:44:00	01-09-2003 17:42:00	84 MAPASINGUE 5	24	15	0	0	0		43 RAMA CA
4236	01-09-2003 16:44:00	01-09-2003 17:42:00	85 MAPASINGUE 6	25	15	0	0	0		43 RAMA CA

[F4] Duplicar Registro [F7] Modo Consulta [F10] Grabar

[F9] Lista de Valores [F8] Ejecutar Consulta

REGISTRO DE LAS INTERRUPCIONES EN EL MODULO DE CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO
FIGURA 3.3

3.4 Trabajos que realiza la Guardia Permanente

La Guardia Permanente tiene como misión atender primordialmente las quejas de los usuarios.

Se realizan los siguientes trabajos:

- Recepción y ejecución de quejas.
- Normalización de servicio suministrado a los clientes.
- Revisión de líneas de transmisión y alimentadoras.
- Prueba de voltaje y corriente en transformadores y banco de transformadores.
- Ejecución de maniobras en A.T. y M.T. con el ingeniero de turno.
- Apertura y cierre de cajas de medio tensión solicitadas por ingenieros particulares.
- Cambio de fusibles de M.T. en transformadores y arranques de circuitos.
- Revisión de bancos de transformadores en bóvedas y cuartos de transformación.

Para realizar estos trabajos la empresa cuenta con un personal calificado, el cual previamente ha sido capacitado y debidamente seleccionado, se tienen parejas de trabajo formadas por un chofer-electricista y un electricista los cuales tienen la experiencia necesaria adquirida en la empresa trabajando como linieros.

Para atender con eficacia y eficiencia las quejas de los usuarios se ha dividido a Guayaquil en 7 sectores, a cada sector se envía una unidad para atender las quejas de los usuarios y de los sectores que se ven afectados.

3.4.1 Los sectores en los que se ha dividido a Guayaquil

son:

1	NORTE
2	SUR
3	OESTE
4	CENTRO
5	GUASMO
6	CARRETERO
7	ALBORADA

■ **Guardia Norte:** Abarca las siguientes ciudadelas Garzota, Urdesa, Simón Bolívar, Atarazana, Kennedy, Miraflores, El Paraíso, Cdla Quisquis, La Fae, Urdenor. Los límites son: La cdla. Quisquis, A partir de la Av. Agustín Freire hacia el Sur hasta el Cerro Santa Ana.

■ **Guardia Sur:** Los límites son los siguientes la calle Fco. De Marcos al Norte, la Av, Ernesto Albán al Sur, El Este el río Guayas y al Oeste la calle 11.

■ **Guardia Oeste:** Abarca el suburbio Oeste, Bellavista, San Eduardo, Puerto azul y la vía a la costa. Los límites son la Calle Fco. De Marcos al Norte, al sur la Av. Ernesto Albán, La Calle 11 al este y llega hasta el km. 23 de la Vía a la Costa.

■ **Guardia Guasmo:** Abarca las cooperativas del Guasmo Oeste, Guasmo Este, Trinitaria, Unión de Bananeros, Pradera, Los Esteros. Comienza a partir de la Av. Ernesto Albán y limita al Oeste con la ría.

■ **Guardia Carretero:** Abarca Av Martha Bucaram de Roldós (Vía a Daule) desde el km 4 ½ hasta el km.26, Av Perimetral, Av Juan Tanca Marengo Lado Oeste (incluye Facultad de Ingeniería Industrial-Universidad Estatal, Martha de Roldos, Cdla. Santa Adriana, Cdla. San Felipe, Colegio Americano, Av. Gómez Gaúl, cooperativas entrando por Jardines de la Esperanza pasando Lotización Satirión: Juan Montalvo), Bastión Popular. Av. Del Bombero Lado Oeste hasta la Leopoldo Carrera Calvo.

■ **Guardia Alborada:** Abarca todas las etapas de la alborada, los sauces, guayacanes, el condor, los samanes.



MAPA DE LOS SECTORES DE GUAYAQUIL
FIGURA 3.4

3.4.2 Herramientas utilizadas por el personal de la guardia permanente

La eficacia y eficiencia de la guardia permanente también depende de los equipos y materiales que utiliza el personal de electricistas que se encargan de realizar los trabajos de reparación, estos realizándose con el sistema energizado o desenergizado. Para realizar estos trabajos de reparación los materiales a utilizar deben cumplir con normas de seguridad y calidad, de esta manera se protegería al personal evitando accidentes y retrasos al realizar reparaciones en el sistema.

- escaleras telescópicas
- pértigas telescópicas
- palo universal
- rompecarga
- caimanete
- guantes de alta tensión
- guantes de baja tensión
- cascos
- tijeras aisladas

- herramientas varias (alicates, destornilladores, cuchillos, multimetros, etc..)
- vehículos (camionetas, varias marcas)
- reflectores

Ver figuras en el anexo de herramientas:

3.5 TRABAJOS CON LINEAS ENERGIZADAS QUE SE REALIZAN EN EMELEC



**Trabajos con líneas Energizadas
(Instalación de un interruptor de 600 amperios 15 kv).**

Figura 3.5

En la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc. Se realizan trabajos de reparación, mantenimiento preventivo, mantenimiento correctivo y montaje de nuevas instalaciones con las líneas energizadas.

La importancia de los trabajos con líneas energizadas radica en que nos permiten entregar una buena calidad de servicio a los clientes. Los clientes reciben un buen servicio cuando se minimiza el número de veces que se les interrumpe el suministro de energía eléctrica y el tiempo que dura cada corte. Sí en un alto porcentaje de casos los trabajos en las redes de distribución se ejecutan desenergizando las líneas esto contribuye a dar un mal servicio y al reclamo de los clientes.

3.5.1. Herramientas utilizadas en los trabajos con líneas energizadas

En los trabajos con líneas energizadas se utilizan las siguientes herramientas:

- carros canastas
- escaleras
- pértigas telescópicas
- guantes de alta tensión

- protectores de guantes de alta tensión
- mangas de alta tensión
- cascos
- protectores de línea
- mangueras flexibles para proteger líneas
- protectores de aisladores tipo pin
- protectores de aisladores de suspensión
- protectores de cruceta
- protectores de postes
- protectores de cajas portafusibles
- mantas aisladas
- puentes aislados
- tecles aislados
- tijeras aisladas
- bastones de soporte
- silletas para bastones
- pértigas para amarrar
- pértigas de enlace
- crucetas auxiliares
- portaconductores
- plataforma aislada
- máquina hidráulica manual aislada
- herramientas varias (alicates, destornilladores, cuchillos, llaves, etc); Ver figuras de herramientas en el anexo:

3.5.2 Los trabajos de reparación y mantenimiento que se realizan son:

A continuación se describen los trabajos de reparación y mantenimiento con líneas energizadas de 13.800 voltios que se realizan en la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc.

- cambio de crucetas dañadas tipo centrada y volada sencillas
- cambio de crucetas dañadas tipo centradas y voladas dobles, tanto en cortes como terminales
- reparación de interruptores
- reparación de cuchillas
- reparación de puentes
- cambio de cajas portafusibles
- reparación de líneas dañadas
- cambio de postes deteriorados o chocados
- corte de ramas
- cambio de aisladores

A continuación los métodos y herramientas que se utilizan en cada tipo de trabajo.

■ CAMBIO DE CRUCETAS CENTRADA Y VOLADA SENCILLA:

En el sistema de distribución hay todavía muchas crucetas de madera las cuales se van cambiando por crucetas metálicas a medida que se van deteriorando.

Para realizar estos trabajos se utilizan 3 métodos:

- El método de la cruceta auxiliar de varas aisladas
- El método del carro canasta y la duplicación de la cruceta
- El método del carro canasta utilizando su cruceta auxiliar.

■ Cambio de crucetas centrada y volada sencilla con el método de la cruceta auxiliar de varas aisladas:

Se utiliza este método para cambiar crucetas deterioradas en cualquier situación y en especial en lugares en los cuales no ingresa el carro canasta y se debe trabajar con escaleras. Se realiza con una cuadrilla de linieros.

Para cambiar la cruceta se procede con el siguiente método:

- se desconecta el mecanismo de recierre automático en el reconectador correspondiente en la subestación,
- se protegen las líneas y los aisladores tipo pin utilizando los protectores adecuados,
- se arma la cruceta auxiliar en el poste con la vara horizontal, la vara vertical, los diagonales, las silletas, el aparejo, los portalíneas,
- se eleva la cruceta auxiliar y se interceptan los conductores con los portalíneas,
- se procede a cerrar los seguros de los portalíneas,
- se desatan las amarras de las líneas con las pértigas de amarre utilizando los protectores de cruceta,
- se eleva la cruceta auxiliar con los conductores en los portalíneas dejando la cruceta dañada libre,
- se retira la cruceta deteriorada,
- se procede a instalar la nueva cruceta,
- se baja la cruceta auxiliar hasta que las líneas coinciden con los aisladores tipo pin,
- se colocan las amarras en los aisladores tipo pin,
- se abren los seguros de los portalíneas,
- se baja completamente la cruceta auxiliar,

- se retira la protección,
- se normaliza el mecanismo de recierre automático del reconectador.

■ Cambio de crucetas centrada y volada sencillas con el método del carro canasta y la duplicación de la cruceta:

Se utiliza este método para cambiar crucetas deterioradas cuando se tiene acceso con el carro canasta. Este es el método más utilizado por la facilidad del trabajo y se realiza con un solo carro canasta.

Para cambiar la cruceta se procede con el siguiente método:

- se desconecta el mecanismo de recierre automático en el reconectador correspondiente en la subestación,
- se protegen las líneas y los aisladores tipo pin utilizando los protectores correspondientes,
- se arma la nueva cruceta en el lado contrario en el cual está instalada la cruceta deteriorada,
- se desatan las amarras de las líneas en los aisladores tipo pin en la cruceta deteriorada,

- se transfieren las líneas con los aisladores tipo pin desde la cruceta deteriorada hacia la nueva cruceta, este trabajo se realiza fase por fase y se utilizan protectores de crucetas,
- se retira la cruceta deteriorada,
- se retira la protección,
- se normaliza el mecanismo de recierre automático en el reconectador.

■ Cambio de crucetas centrada y volada sencilla con el método de la cruceta auxiliar del carro canasta:

Se utiliza este método para cambiar crucetas deterioradas cuando se tiene acceso con el carro canasta, no es un método muy utilizado y se realiza con un solo carro canasta.

Para cambiar la cruceta se procede con el siguiente método:

- se desconecta el mecanismo de recierre automático en el reconectador correspondiente en la subestación,
- se protegen las líneas y los aisladores tipo pin utilizando los protectores correspondientes,

- se arma la cruceta auxiliar en el brazo del carro canasta con la vara horizontal, la vara vertical, los diagonales, los porta líneas,
- se eleva la cruceta auxiliar y se interceptan los conductores con los porta líneas,
- se desatan las amarras de las líneas utilizando los protectores de cruceta,
- se eleva la cruceta auxiliar con los conductores en los porta líneas dejando la cruceta libre,
- se retira la cruceta deteriorada y se instala la nueva cruceta,
- se baja la cruceta auxiliar hasta que las líneas coinciden con los aisladores tipo pin,
- se colocan las amarras,
- se abren los porta líneas y se baja completamente la cruceta auxiliar.
- se retira la protección,
- se normaliza el mecanismo de recierre automático en el reconector.

■ CAMBIO DE CRUCETAS CENTRADAS DOBLES Y VOLADAS DOBLES CON CORTES:

Se utiliza este método para cambiar crucetas dobles deterioradas con cortes. Se realiza normalmente con 2 carros canasta debido a la complejidad del trabajo.

Para cambiar la cruceta se procede con el siguiente método:

- se desconecta el mecanismo de recierre automático en el reconectador correspondiente en la subestación,
- se protegen las líneas, los puentes, los aisladores tipo pin y los aisladores de suspensión utilizando los protectores correspondientes,
- se colocan puentes aislados de acuerdo a la capacidad de amperaje de la línea por la parte inferior de la cruceta,
- se retiran los puentes de la línea,
- se instala la nueva cruceta sobre la cruceta deteriorada,
- se transfieren las líneas fase por fase y en los dos lados al mismo tiempo desde la cruceta deteriorada hacia la cruceta nueva. Se utilizan los tecles aislados y

las pértigas eslabón en espiral para colocarlos entre la cruceta y el tecla aislado,

- se reinstalan los puentes de la línea,
- se retiran los puentes aislados,
- se retira la cruceta deteriorada,
- se retira la protección,
- se normaliza el mecanismo de recierre automático del reconector.

■ CAMBIO DE CRUCETAS CENTRADAS Y VOLADAS DOBLES TERMINALES:

Se utiliza este método para cambiar crucetas dobles terminales deterioradas y cuando ingresa el carro canasta. Se realiza normalmente con 1 carro canasta.

Para cambiar la cruceta se procede con el siguiente método:

- se desconecta el mecanismo de recierre automático en el reconector correspondiente en la subestación,

- se protegen las líneas y los aisladores de suspensión utilizando los protectores correspondientes,
- se instala la nueva cruceta sobre la cruceta deteriorada,
- se transfieren las líneas fase por fase desde la cruceta deteriorada hacia la cruceta nueva, utilizándose los teclas aislados y la pértiga eslabón en espiral que se coloca entre la cruceta y el tecla aislado,
- se transfieren los tensores desde la cruceta deteriorada hacia la nueva cruceta,- se retira la cruceta deteriorada,
- se retira la protección,
- se normaliza el mecanismo de recierre automático del reconectador.

■ CAMBIO DE PUENTES:

Se utiliza este método para cambiar puentes deteriorados de interruptores, cuchillas, troncales de alimentadoras, cajas portafusibles, etc. Se realiza con 1 o 2 carros canasta dependiendo del largo de los puentes a cambiar y de la complejidad del trabajo. Para realizar el trabajo se sigue el siguiente procedimiento:

- se desconecta el mecanismo de recierre automático en el reconectador correspondiente en la subestación,
- se protegen las líneas, los puentes, los aisladores tipo pin y los aisladores de suspensión utilizando los protectores correspondientes,
- se coloca el puente aislado de acuerdo a la capacidad de amperaje de la línea,
- se retira el puente dañado de la línea, cajas portafusibles, interruptores o cuchilla,
- se coloca el nuevo puente,
- se retira el puente auxiliar aislado,
- se retira la protección,
- se normaliza el mecanismo de recierre automático del reconectador.

■ **CAMBIO DE CAJAS PORTAFUSIBLES:**

Se utiliza este método para cambiar cajas portafusibles deterioradas o para instalar cajas en un corte donde existen puentes fijos. Se realiza con 1 o 2 carros canasta dependiendo de la complejidad del trabajo.

Para realizar el trabajo se sigue el siguiente procedimiento:

- se desconecta el mecanismo de recierre automático en el reconectador correspondiente en la subestación,
- se protegen las líneas, los aisladores tipo pin y los aisladores de suspensión utilizando los protectores correspondientes,
- se coloca el puente auxiliar aislado de acuerdo a la capacidad de amperaje de la línea,
- se retira la caja porta fusible defectuosa,
- se coloca la nueva caja porta fusible,
- se retira el puente auxiliar aislado,
- se retira la protección,
- se normaliza el mecanismo de reconexión automático del reconectador.

■ INSTALACION DE INTERRUPTORES Y CUCHILLAS:

Se utiliza este método para instalar interruptores o cuchillas. Se realiza con 2 carros canasta debido a la complejidad del trabajo. Este mismo método se utiliza

cuando se desea reparar o retirar un interruptor o cuchilla.

El trabajo se realiza de la siguiente manera:

- se desconecta el mecanismo de recierre automático en el reconectador correspondiente en la subestación,
- se protegen las líneas y los aisladores tipo pin con los protectores adecuados,
- se arma la cruceta auxiliar en el poste con la vara horizontal, vara vertical, diagonales, los portalíneas, silletas, etc,
- se elevan las líneas con la cruceta auxiliar y se retira la cruceta existente,
- se baja la cruceta auxiliar con las líneas para dejar despejada la punta del poste,
- se instala el interruptor o cuchillas en la punta del poste,
- se sube la cruceta auxiliar de forma que las líneas protegidas queden en la parte inferior de la estructura del interruptor o cuchilla,
- se colocan los tres puentes aislados de acuerdo a la capacidad de amperaje de la línea por la parte inferior de la estructura del interruptor o cuchilla,

- se instalan los tecles aislados en las grapas terminales colocadas en los aisladores de suspensión en ambos lados del interruptor para la primera fase,
- se suspende una línea con los tecles, se realiza el corte de la línea y se la introduce en las grapas terminales, este procedimiento se realiza fase por fase y se utilizan los protectores de aisladores de suspensión,
- se retira la cruceta auxiliar,
- se instala el mecanismo de maniobra del interruptor,
- se calibra y se prueba la operación correcta del interruptor,
- se instalan los puentes de la línea al terminal del interruptor fase por fase y
- se van retirando los puentes aislados,
- se retira la protección,
- se normaliza el mecanismo de recierre automático del reconectador.

■ REPARACION DE LINEAS DAÑADAS:

Se utiliza este método para reparar líneas picadas o dañadas normalmente a consecuencia de un mal contacto o por una falla. Se realiza con 1 carro canasta.

Se presentan dos casos: cuando el daño es pequeño presentando la línea pocos hilos rotos y cuando el daño es grande presentando la línea muchos hilos arrancados.

En el primer caso se procede de la siguiente manera:

- se desconecta el mecanismo de recierre automático en el reconectador correspondiente en la subestación,
- se protegen las líneas y aisladores según sea el caso,

- se coloca la manga de reparación correspondiente al calibre de la línea,
- se comprime la manga de reparación utilizando la máquina hidráulica manual aislada,
- se retira la protección,
- se normaliza el mecanismo de recierre automático del reconectador.

En el segundo caso se procede de la siguiente manera:

- se desconecta el mecanismo de recierre automático en el reconectador correspondiente en la subestación,
- se protegen las líneas y los aisladores según sea el caso,
- se coloca el teclé aislado para retirar la tensión de la línea en el tramo a reparar,
- se coloca un puente aislado de acuerdo a la capacidad de amperaje de la línea,
- se realiza el corte de la línea en la zona dañada,
- se coloca la unión de acuerdo al calibre de la línea,
- se comprime la unión utilizando la máquina hidráulica manual aislada,
- se retira el puente auxiliar aislado y el teclé aislado,
- se retira la protección,
- se normaliza el mecanismo de recierre automático del reconectador.

■ CAMBIO DE POSTES DETERIORADOS O CHOCADOS:

Se utiliza este método cuando hay que cambiar un poste dañado o chocado. Se utiliza uno o dos carros canastas dependiendo de la complejidad del trabajo y un carro grúa.

Para ejecutar el trabajo se utiliza el siguiente procedimiento:

- se desconecta el mecanismo de recierre automático en el reconectador correspondiente en la subestación,
- se realiza la protección de las líneas y aisladores con los protectores correspondientes,
- se coloca el nuevo poste utilizando los protectores de poste,
- se arma la nueva cruceta en el nuevo poste,
- se desamarran las líneas de los aisladores tipo pin en la cruceta del poste a cambiar y
- se transfieren fase por fase hacia la nueva cruceta en el nuevo poste,
- se retira la cruceta del poste a cambiar,
- se retira el poste a cambiar,
- se retira la protección,
- se normaliza el mecanismo de recierre automático del reconectador.

3.5.3 Los trabajos de montaje de nuevas instalaciones que se realizan son:

- instalación de crucetas centradas y voladas sencillas
- instalación de crucetas centradas y voladas dobles
- instalación de interruptores
- instalación de cuchillas
- instalación de cortes en líneas de distribución
- instalación de puentes
- instalación de cajas portafusibles y puentes fijos
- instalación de nuevos postes

Las técnicas, métodos, equipos y herramientas utilizados para los trabajos de reparación y mantenimiento son las mismas que se aplican para el montaje de nuevas instalaciones con líneas energizadas.

CAPITULO 4

4. CLASIFICACION Y ESTADISTICAS DE LAS INTERRUPCIONES DE EMELEC INC EN LOS ÚLTIMOS AÑOS.

4.1 Clasificación de interrupciones

En lo que se refiere a la clasificación de las interrupciones para los distintos abonados o consumidores al presentarse problemas en los equipos o componentes del sistema eléctrico, las interrupciones deben de clasificarse tomando en cuenta ciertos criterios para de esta manera facilitar el análisis de los distintos tipos de interrupciones en el sistema.

Para conocer el tipo de falla que se presenta en el sistema se deben de relacionar las interrupciones con el nivel de tensión de los componentes que han fallado o que por alguna razón salieron fuera de servicio tomando en cuenta la duración de las mismas.

En lo que se refiere a las distintas clases de interrupciones se deben de llevar un registro en la base de datos en las cuales constaran:

origen, duración, causas y condiciones climáticas esta ultima importante en el momento de ocurrencia de la falla.

4.1.1 Interrupciones según el nivel de tensión

- ❖ Interrupciones a nivel de sutransmisión: son las ocasionadas por la desconexión de líneas con un nivel de voltaje de 69 KV., quedando sin servicio una o varias subestaciones, esto significa que grandes sectores quedan sin servicio eléctrico.

- ❖ Interrupciones a nivel de alimentadoras primarias 13.8 KV: Esto ocurre cuando al producirse una falla en las propias redes del sistema estas incidan fuertemente sobre las protecciones de la alimentadora, a la cual queda conectado todo un sector quitando el suministro de electricidad este.

- ❖ Interrupciones a nivel de baja tensión: Estas son interrupciones menores que dejan sin servicio de electricidad a un abonado a a pocos, estos ocasionados por problemas en las acometidas de baja tensión, o a nivel de secundario.

4.1.2 Interrupciones según la duración.

Interrupciones momentáneas:

Son aquellas cuya duración es menor o igual a 3 minutos, a este se atribuyen las operaciones de los equipos de protección como reconectores cuyas operaciones son instantáneas.

Interrupciones sostenidas:

Estas interrupciones son las que su duración es mayor de los 3 minutos.

4.1.3 Interrupción según el origen por distintas causas.

Aquí encontramos dos tipos de interrupciones estas son:

4.1.3.1 Interrupciones de origen interno.

Son aquellas que resultan de la salida de operación de algunos de los equipos o de las líneas de transmisión del sistema de transmisión o sea esta interrupción se produce por acción o falla dentro del sistema de la distribuidora, así tenemos interrupciones de dos tipos:

Forzada:	Causa Propia
	Causa Ajena
Programada:	Causa Propia
	Causa Ajena

4.1.3.2 Interrupciones de origen externo.

Estas interrupciones ocurren cuando se produce la desconexión de líneas de transmisión, debido a una falla en el exterior del sistema de distribución ya sea por desconexiones centrales de generación, fallas en el S.N.I., pérdida de Interconexión Ecuador-Colombia, por maniobras o pedido del CENACE, el sistema se ve afectado provocando la interrupción.

Forzada: Causa Generación

Causa S. N. I

Causa Interconexión Ecuador-Colombia

Programada: Causa a pedido del CENACE

4.1.4 Interrupción por distintas causas.

En lo que se refiere a las interrupciones originadas por distintas causas se tienen que tomar en consideración la operación normal del sistema y su mejora en el servicio del mismo por cuanto se pueden presentar interrupciones de tipo forzadas y programadas, estas ya sean accidentales o naturales.

Para lo cual analizaremos distintas circunstancias en las que se pueden presentar este tipo de interrupciones:

4.1.4.1 Interrupción por causa forzada:

Este tipo de interrupciones se originan por la presencia de fallas, las cuales por su naturaleza son imprevistas y no pueden ser postergadas, al existir la presencia de este tipo de interrupciones los dispositivos de protección actúan y de ninguna manera se puede indicar con anticipación a los consumidores.

A continuación se procederá a presentar algunos tipos de interrupciones forzadas por distintas causas:

- a. Interrupción forzada por causa propia del sistema de distribución de EMELEC. INC

Son debidas a problemas, error de operación o falla humana, sobrecarga en el sistema, mala utilización y operación de los equipos de protección.

Fallas producidas en los elementos que conforman la red tales como líneas, aisladores, grilletes, abrazaderas, etc; y, estas se deben a que en el montaje o mantenimiento de

las mismas no se las hayan instalado bien o estén flojas y falte de ajustar.

b. Interrupción forzada debido al medio ambiente.

Estas son debidas a contaminación en el aire, vientos fuertes, o a características de la zona climática, también a los deslizamientos de tierra, descargas atmosféricas, inundaciones en las bóvedas, caída de ramas a causa del viento, crecimiento de árboles, presencia de animales como gatos, pájaros, etc.

c. Interrupción forzada por causa ajena.

Estas son producidas por personas ajenas a la empresa estas ya sean accidentales o provocadas, así tenemos:

Accidentes automovilísticos provocando la caída de los postes, daños producidos por otras empresas como son: de telefonía, de servicio televisión por cable, etc.

4.1.4.2 Interrupción por causa programada

Son aquellas que se las realiza por voluntad propia basado en decisiones tomadas por el departamento de distribución de la empresa, aislando del servicio uno o más componentes para dar mantenimiento, reparación, expansión, por maniobras o por racionamientos, todo esto se lo realiza bajo la decisión y la responsabilidad de los operarios y técnicos de la empresa eléctrica.

A continuación se presentan algunas causas de interrupciones programadas:

a) Interrupción de causa programada por mantenimiento.

Son aquellas que se las realiza por la necesidad de dar tanto mantenimiento preventivo y correctivo a los diferentes componentes que conforman el sistema de la distribuidora EMELEC.

b) Interrupción de causa programada por alteración.

Estas interrupciones se dan por cuanto se necesita hacer mejoras o ampliaciones en el sistema para dar un mejor servicio al consumidor y evitar problemas posteriores en el sistema.

c) Interrupción de causa programada por maniobra.

Este tipo de interrupciones se dan por cuanto las operaciones que se necesitan hacer en el sistema necesariamente se las debe realizar en frío, así como la apertura, el cierre de interruptores o cuchillas. Siendo estas de gran importancia para eficiencia de operación del sistema.

d) Interrupción de causa por racionamiento.

Este se por cuanto existen problemas en lo que es generación ya sea por estiaje u otro factor entonces en presencia de esta falta de generación existe una interrupción en la entrega de energía eléctrica en el sistema.

CLASIFICACIÓN DE LOS TIPOS DE INTERRUPCIONES

Tabla 4.1

CLASIFICACIÓN	TIPO	DENOMINACION
DURACION	MOMENTANEA	son menores o igual a 3 minutos: atribuidas a conexión y reconexión de equipos
	SOSTENIDA	son mayores a 3 minutos
ORIGEN	INTERNA	falla dentro del sistema de distribución de EMELEC.INC
	EXTERNA	falla que se presenta afuera del sistema de EMELEC.INC
CAUSAS	FORZADA	Por : reparación mantenimiento mejoramiento ampliación maniobra
	PROGRAMADA	Por : racionamiento mejoramiento ampliación maniobra racionamiento

4.2 Análisis estadístico de las interrupciones de EMELEC. INC

Para realizar el presente análisis estadístico de la Empresa Eléctrica del Ecuador .INC se tomo los datos recogidos y almacenados en los registros que lleva el departamento de planificación y control de calidad, los cuales están archivados junto con los datos y características de los tipos de fallas y el tiempo de la interrupción esto es desde el momento que el daño fue reportado hasta que este fue restablecido.

Para el cálculo de índices se realizo 2 análisis el primero considerando todas las interrupciones, inclusive las ocasionadas por baja frecuencia y las menores a 3 minutos, en el segundo análisis sólo se consideran todas las interrupciones con duración mayor a 3 minutos, incluyendo las de origen externo tal como se establecen en las regulaciones dadas por el CONELEC (Sub-etapa 1).

4.2.1 Índices de Interrupción de Servicio

El cálculo de los índices que se realizo es valido para la sub-etapa 1.

Bajo el punto de vista del sistema:

Las expresiones siguientes se refieren al consumidor medio del sistema, considerando su Potencia Instalada con relación a la Potencia Total instalada del Sistema de Distribución que se está analizando.

A.-) FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCION DEL SISTEMA (FMIK Rd)

Representa el número de interrupciones que afectaron al consumidor medio del sistema en análisis durante el periodo considerado.

$$FMIK_{Rd} = \frac{\sum_i KVA_{fs_i}}{KVA_{inst}} \quad \text{ECUACIÓN 1.1}$$

en que:

FMIK: Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal instalado, expresada en fallas por kVA.

\sum_i : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio "i", para el tipo de causa considerada en el período en análisis.

Kva fs_i: Cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las interrupciones "i".

KVA inst: Cantidad de kVA nominales instalados.

R_d : Red de distribución global

FRECUENCIA

Caracteriza la vulnerabilidad del sistema frente al medio ambiente degradación del sistema por envejecimiento y / o falta de mantenimiento adecuado, etc. Generalmente este esta relacionado con el nivel de inversiones de la empresa.

B.-) DURACION MEDIA DE LAS INTERRUPCIONES DEL SISTEMA

En el departamento de planificación a parte de los índices de Frecuencia Media y Tiempo Total de las Interrupciones del sistema se toma en cuenta también a la Duración Media de las Interrupciones las cuales se presentan a continuación.

Representa el periodo de tiempo en que el consumidor medio del sistema en análisis, quedo privado del suministro de energía eléctrica, durante el periodo considerado,

$$DMIK_{Rd} = \frac{\sum_i KVA_{fs_i} * Tfs_i}{KVA_{int}} \quad \text{ECUACIÓN 4.1}$$

Donde:

DMIK: Duración Media de las Interrupciones, expresado en horas.

\sum_i : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio "i", para el tipo de causa considerada en el período en análisis.

Kva fs_i: Cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las interrupciones "i".

KVA int: Cantidad de kVA nominales interrumpidos.

Tfs_i : Tiempo de fuera de servicio, para la interrupción "i"

R_d : Red de distribución global

DURACIÓN

Esta íntimamente ligado a los recursos humanos y materiales, así como a las facilidades existentes para recuperar el sistema después de cada interrupción (vehículos, comunicación, entretenimiento, calidad del personal, instrumentos y método de trabajo, etc.) En general son factores relacionados con el nivel de gastos realizados.

C.-) TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCION DEL SISTEMA

Tiempo Total de interrupción por kVA nominal Instalado (TTIK)

En un período determinado, representa el tiempo medio en que el kVA promedio no tuvo servicio.

$$TTIK_{Rd} = \frac{\sum_i KVA_{f_{S_i}} * T_{f_{S_i}}}{KVA_{inst}}$$

ECUACIÓN 1.4

Donde:

TTIK: Tiempo Total de Interrupción por kVA nominal instalado, expresado en horas por kVA.

\sum_i : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio "i", para el tipo de causa considerada en el período en análisis.

Kva fs_i: Cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las interrupciones "i".

KVA inst: Cantidad de kVA nominales instalados.

Tfs_i : Tiempo de fuera de servicio, para la interrupción "i"

R_d : Red de distribución global

TIEMPO:

Es un indicador gerencial y comprende a los dos anteriores por la siguiente expresión:

$$T = F \times D$$

ECUACIÓN 4.2

4.2.2 Análisis estadístico de todas las interrupciones ocurridas a nivel de distribución.

Para el presente análisis se tomo en consideración las interrupciones suscitadas durante los años 1999, 2000, 2001, 2002, hasta abril del 2003 las cuales son de origen interno y externo del sistema de distribución de la empresa en análisis, esta información fue útil para realizar los cálculos de los índices establecidos por el CONELEC. Se ha registrado todas las interrupciones incluyendo las interrupciones momentáneas es decir las que han tenido una duración menor a 3 minutos.

A continuación se presenta información en la cual se puede observar el número de interrupciones totales ocurridas en el sistema.

NUMERO TOTAL DE INTERRUPCIONES POR AÑO

Tabla 4.2

AÑO	1999	2000	2001	2002
Total DE INTERRUPCIONES	3618	3507	3736	3724

En los últimos años se han registrado interrupciones con un número superior a las 3500 a nivel de alimentadoras de 13.8 KV, en el año 2001 se registra el mayor número de interrupciones con un valor de 3736.

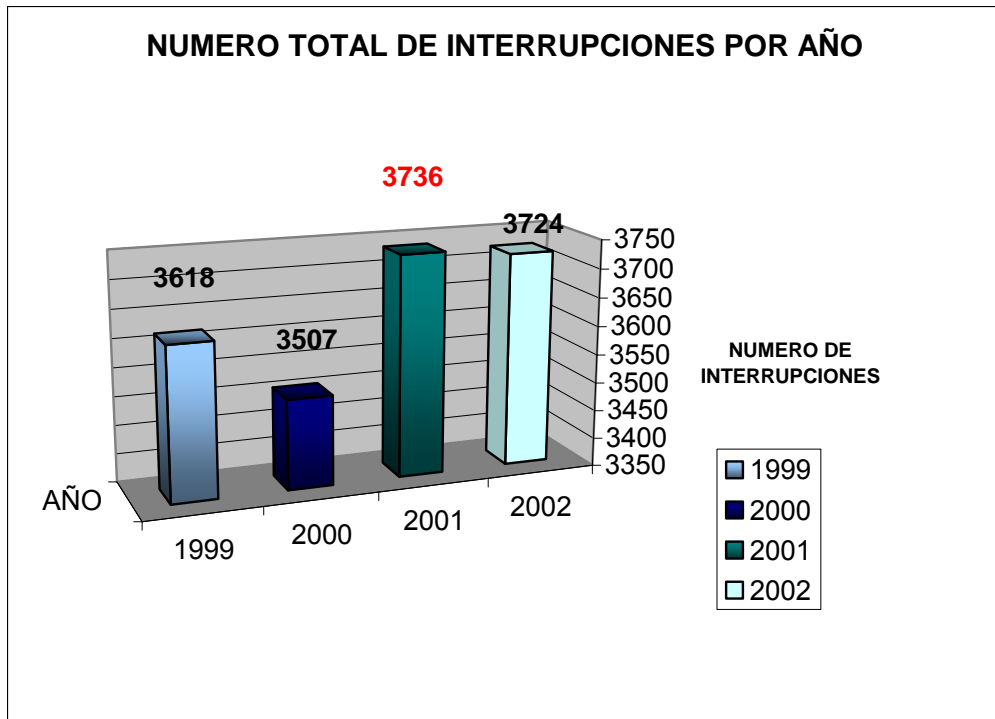


FIGURA 4.1

TABLA 4.3

NUMERO TOTAL DE INTERRUPCIONES OCURRIDAS POR MES

	1999	2000	2001	2002	2003
ENE	319	321	474	494	467
FEB	330	302	377	410	415
MAR	356	478	459	469	672
ABR	361	445	333	364	341
MAY	169	415	248	323	
JUN	184	222	158	239	
JUL	203	176	299	194	
AGO	259	178	247	211	
SEP	362	232	197	274	
OCT	305	218	453	255	
NOV	286	273	271	203	
DIC	484	247	220	288	
Total	3618	3507	3736	3724	1895

RED DISTRIBUCIONEEE (13.8KV)
No Total de Interrupciones por MES

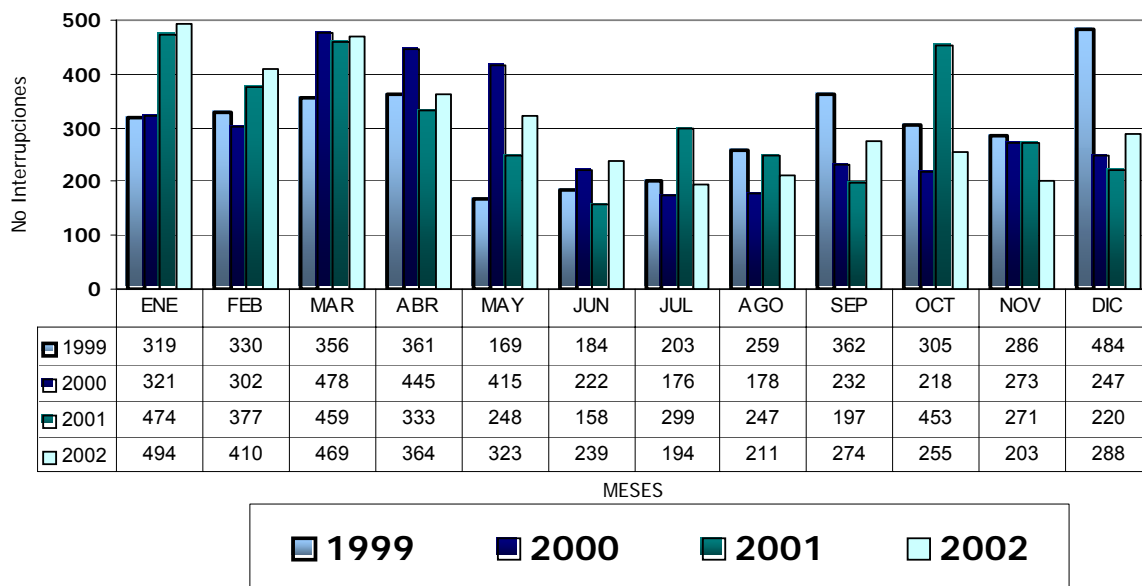


FIGURA 4.2

Podemos observar que los meses donde se registra el mayor número de interrupciones fueron Enero, Febrero, Marzo, Abril y Diciembre; El menor número de interrupciones se registra desde Mayo hasta Noviembre.

Durante los meses en que se presentan más interrupciones se procede a tomar medidas como contratar mayor personal e incrementar las guardias para que se pueda restablecer en el menor tiempo posible el servicio eléctrico al presentarse las interrupciones.

4.2.2.1 Cuadros de datos y cálculos de índices de interrupción

Utilizando los KVA instalados en el sistema y los Kva. Interrumpidos en el sistema. esta información se pudo calcular los índices de interrupción del sistema y con estos resultados realizar el análisis.

CALCULO DE INDICES DE INTERRUPCION

Cálculo realizado para un año

Año 1999

Parámetros

Demanda en KVA instalados 1.160.577

KVA INTERRUMPIDOS

INTERNOS FORZADA

Causa propia Media Tensión 7.685.700

Causa ajena Media Tensión 1.643.412

INTERNOS PROGRAMADA

Causa propia Media Tensión 720.486

Causa ajena Media Tensión 73.674

EXTERNOS FORZADA

Causa Generación 267.093

Causa S.N.I. 911.061

EXTERNOS PROGRAMADA 9.370

TOTAL KVA INTERRUMPIDOS 11.310.795

Σ KVAh INTERRUMPIDOS 2.669.999

Frecuencia Media Anual (Fi)

$$F_i = \frac{\Sigma \text{KVA afectados}}{\Sigma \text{KVA instalados}} = \frac{11.310.795}{1.160.577} = 9,75$$

Duración Media Anual (Di)

$$D_i = \frac{\Sigma \text{KVAh interrumpidos}}{\Sigma \text{KVA afectados}} = \frac{2.669.999}{11.310.795} = 0,24 \text{ Horas}$$

Tiempo medio Total Anual (Ti)

$$T_i = \frac{\Sigma \text{KVAh interrumpidos}}{\Sigma \text{KVA instalados}} ; T_i = F_i \times D_i \quad 2,30 \text{ Horas}$$

CALCULO DE INDICES DE INTERRUPCION

Cálculo realizado para un año

Año 2000

Parámetros

Demanda en KVA instalados 1.183.860

KVA INTERRUMPIDOS

INTERNOS FORZADA

Causa propia Media Tensión 6.442.384

Causa ajena Media Tensión 1.087.510

INTERNOS PROGRAMADA

Causa propia Media Tensión 901.763

Causa ajena Media Tensión 30.236

EXTERNOS FORZADA

Causa Generación 970.715

Causa S.N.I. 494.021

EXTERNOS PROGRAMADA 0

TOTAL KVA INTERRUMPIDOS 9.926.629

S KVAh INTERRUMPIDOS 2.952.140

Frecuencia Media Anual (Fi)

$$F_i = \frac{\Sigma \text{KVA afectados}}{\Sigma \text{KVA instalados}} = \frac{9.926.629}{1.183.860} = 8,38$$

Duración Media Anual (Di)

$$D_i = \frac{\Sigma \text{KVAh interrumpidos}}{\Sigma \text{KVA afectados}} = \frac{2.952.140}{9.926.629} = 0,30 \text{ Horas}$$

Tiempo medio Total Anual (Ti)

$$T_i = \frac{\Sigma \text{KVAh interrumpidos}}{\Sigma \text{KVA instalados}} ; T_i = F_i \times D_i \quad 2,49 \text{ Horas}$$

CALCULO DE INDICES DE INTERRUPCION

Cálculo realizado para un año

Año 2001

Parámetros

Demanda en KVA instalados 1.213.243

KVA INTERRUMPIDOS

INTERNOS FORZADA

Causa propia Media Tensión 6.932.507

Causa ajena Media Tensión 1.647.986

INTERNOS PROGRAMADA

Causa propia Media Tensión 608.902

Causa ajena Media Tensión 16.461

EXTERNOS FORZADA

Causa Generación 403.770

Causa S.N.I. 959.359

EXTERNOS PROGRAMADA 0

TOTAL KVA INTERRUMPIDOS 10.568.984

S KVAh INTERRUMPIDOS 2.715.186

Frecuencia Media Anual (Fi)

$$F_i = \frac{\Sigma \text{KVA afectados}}{\Sigma \text{KVA instalados}} = \frac{10.568.984}{1.213.243} = 8,71$$

Duración Media Anual (Di)

$$D_i = \frac{\Sigma \text{KVAh interrumpidos}}{\Sigma \text{KVA afectados}} = \frac{2.715.186}{10.568.984} = 0,26 \text{ Horas}$$

Tiempo medio Total Anual (Ti)

$$T_i = \frac{\Sigma \text{KVAh interrumpidos}}{\Sigma \text{KVA instalados}} ; T_i = F_i \times D_i \quad 2,24 \text{ Horas}$$

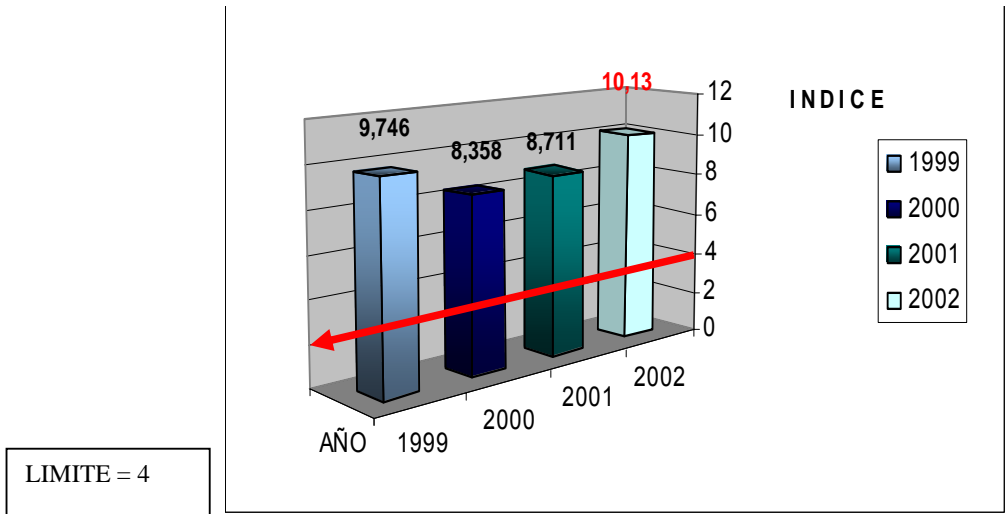
En el ANEXO de interrupciones se puede observar el detalle de las interrupciones, número de interrupciones, KVA instalados, KVA, interrumpidos en el sistema.

4.2.2.2 Presentación de resultados obtenidos

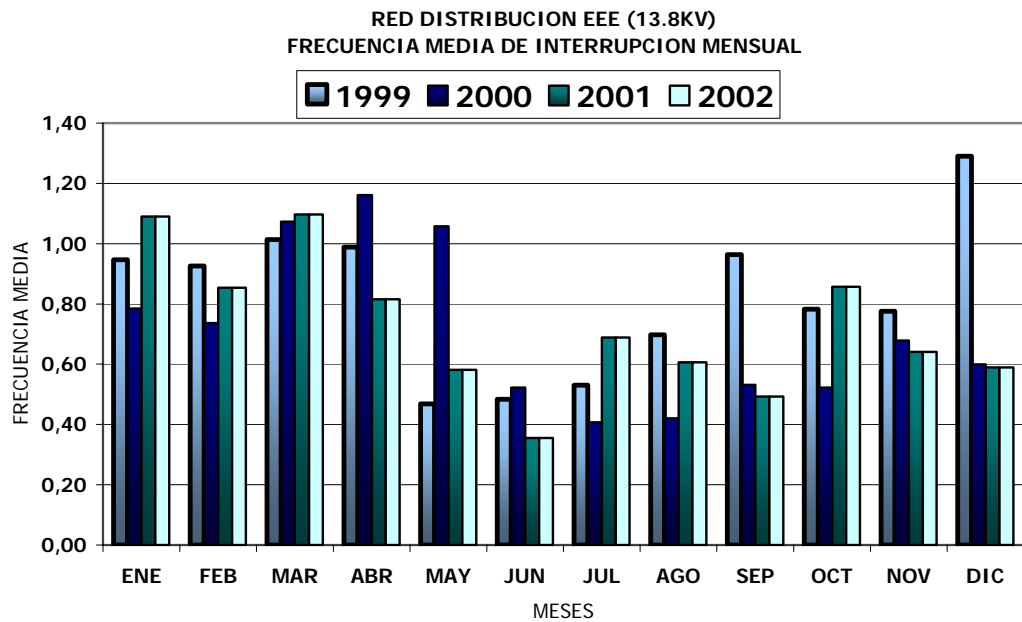
A continuación se presentan los índices calculados según los datos anteriores de las interrupciones presentadas en el sistema de distribución, tomando en cuenta las interrupciones interna de tipos forzadas y programadas:

TABLA 4.4
Frecuencia Media de Interrupcion Del Sistema

	1999	2000	2001	2002
ENE	0,947	0,784	1,090	1,425
FEB	0,925	0,736	0,854	1,106
MAR	1,014	1,072	1,097	1,299
ABR	0,989	1,161	0,816	1,124
MAY	0,468	1,058	0,581	0,940
JUN	0,483	0,522	0,355	0,695
JUL	0,530	0,407	0,688	0,509
AGO	0,698	0,420	0,606	0,464
SEP	0,963	0,532	0,492	0,729
OCT	0,782	0,523	0,857	0,631
NOV	0,775	0,678	0,64	0,576
DIC	1,290	0,599	0,589	0,788
Total	9,746	8,358	8,711	10,13



**FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCIONES
FIGURA 4.3**

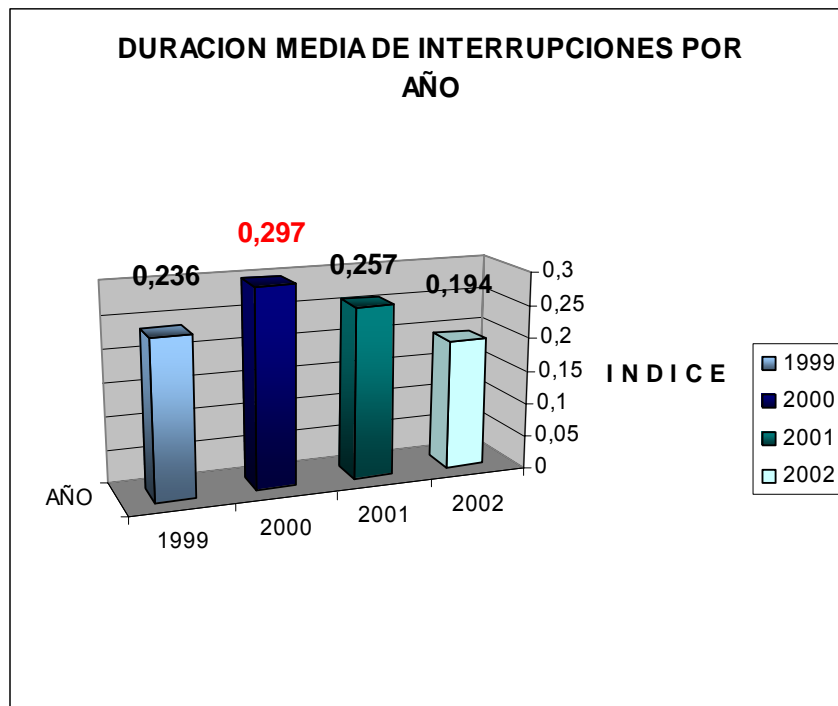


**FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCIONES MENSUAL
FIGURA 4.4**

❖ Al comparar la Frecuencia Media de Interrupción (*FMIK*) obtenida con los valores límites admisibles aplicados por el CONELEC **TABLA 1.1 (LIM FMIK= 4 para la red de distribución)** , encontramos que los calculados para este sistema de distribución en estudio están por arriba de lo admisible, ya que sobrepasa el 50 % de lo permitido, cabe resaltar que anteriormente se incluían para el cálculo de los índices todas las interrupciones incluyendo las menores a 3 minutos, las de origen externo y las interrupciones ocasionadas por baja frecuencia. El año en que se tiene la mayor frecuencia de interrupciones fue el 2002 con un valor de 10,13.

TABLA 4.5
Duración Media de la Interrupciones del
Sistema en Horas

	1999	2000	2001	2002
ENE	0,265	0,201	0,197	0,168
FEB	0,253	0,268	0,285	0,139
MAR	0,170	0,466	0,190	0,177
ABR	0,262	0,394	0,328	0,134
MAY	0,143	0,507	0,173	0,242
JUN	0,189	0,199	0,147	0,208
JUL	0,287	0,161	0,272	0,199
AGO	0,322	0,219	0,184	0,086
SEP	0,084	0,209	0,155	0,297
OCT	0,150	0,093	0,54	0,137
NOV	0,031	0,245	0,226	0,4028
DIC	0,099	0,153	0,214	0,2175
Total	0,236	0,297	0,257	0,194



DURACION MEDIA DE INTERRUPCIONES POR AÑO (1)
FIGURA 4.5

- ❖ La duración media de las interrupciones representa el periodo de tiempo en que el consumidor medio del sistema en análisis, quedo privado del suministro de energía eléctrica, durante el periodo considerado, en el año 2000 se registro el valor mayor 0,297 .

TABLA 4.6

Tiempo Total de Interrupcion del Sistema

Horas

	1999	2000	2001	2002
ENE	0,251	0,157	0,214	0,240
FEB	0,234	0,197	0,243	0,154
MAR	0,172	0,499	0,209	0,230
ABR	0,259	0,457	0,268	0,150
MAY	0,067	0,536	0,101	0,228
JUN	0,091	0,104	0,052	0,145
JUL	0,152	0,066	0,187	0,101
AGO	0,225	0,092	0,111	0,040
SEP	0,081	0,111	0,076	0,216
OCT	0,117	0,048	0,463	0,086
NOV	0,024	0,166	0,144	0,232
DIC	0,128	0,091	0,126	0,171
Total	2,301	2,484	2,238	1,967

Tiempo Total de Interrupción del Sistema

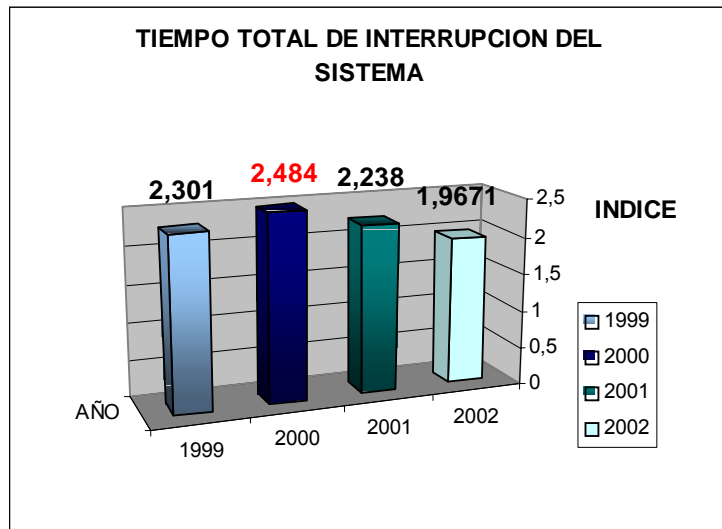


FIGURA 4.6

❖ Al comparar el Tiempo Total de Interrupción del sistema (TTIK) con los valores límites admisibles dados por el CONELEC **TABLA 1.1 (LIM TTIK=8)** encontramos que estos si cumplen por cuanto los valores obtenidos en los cálculos están por debajo de estos, el valor más alto se registró en el año 2000 el cual fue de 2.484, esto quiere decir que el tiempo en reestablecer el suministro de energía eléctrica en el transcurso de los periodos analizados es corto, y que en este aspecto la empresa cumple con prontitud en la atención del cliente normalizando el suministro de la energía.

4.2.2.3 Energía no suministrada

A continuación se presentan los valores de energía no suministrada en los últimos años.

Los cuales fueron obtenidos de la siguiente manera:

$$ENS = \sum_i KVAH_i * fp. \quad fp=0.97 \quad \text{ecuación 4.3}$$

TABLA 4.7

ENERGÍA NO SUMINISTRADA (KWH)

	1999	2000	2001
ENE	276.527	177.281	247.196
FEB	257.577	222.637	280.590
MAR	189.829	563.827	240.771
ABR	286.828	516.325	309.572
MAY	74.387	606.178	116.473
JUN	103.330	122.508	62.242
JUL	169.900	74.398	217.526
AGO	250.789	103.967	126.014
SEP	250.829	126.162	89.228
OCT	317.411	55.214	626.345
NOV	131.924	189.756	169.585
DIC	280.568	105.329	148.188
Total	2.589.899	2.863.580	2.633.730

ENERGÍA NO SUMINISTRADA EN LOS ÚLTIMOS AÑOS

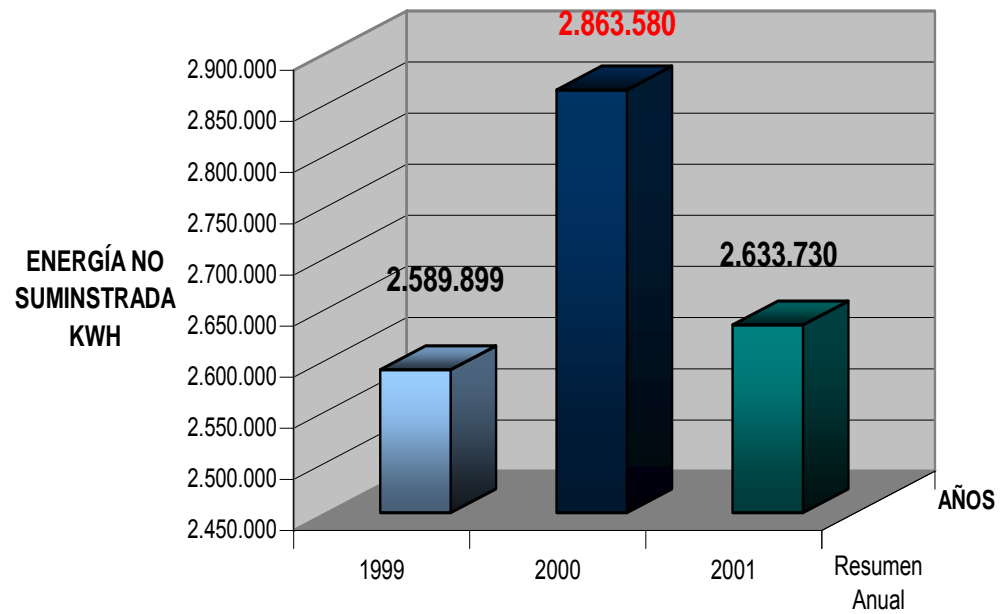


FIGURA 4.7

Para el cálculo de la Energía no suministrada se tendría que utilizar esta expresión :

$$FMIK > LímFMIK \text{ y } TTIK < LímTTIK$$

$$ENS = (FMIK - LímFMIK) * \frac{TTIK}{FMIK} * \frac{ETF}{THPA}$$

ECUACIÓN 1.5

4.2.3 Análisis de interrupciones mayores a tres minutos.

Para el cálculo de los índices de calidad de servicio se consideraron todas las interrupciones del sistema con duración mayor a tres (3) minutos, incluyendo las de origen externo, debidas a fallas en transmisión.

No se consideraron las interrupciones de un Consumidor en particular, causadas por falla de sus instalaciones.

Tampoco se consideraron para el cálculo de los índices, pero sí se registraron, las interrupciones debidas a suspensiones generales del servicio, racionamientos, desconexiones de carga por baja frecuencia establecidas por el CENACE; y, otras causadas por eventos de fuerza mayor o caso fortuito.

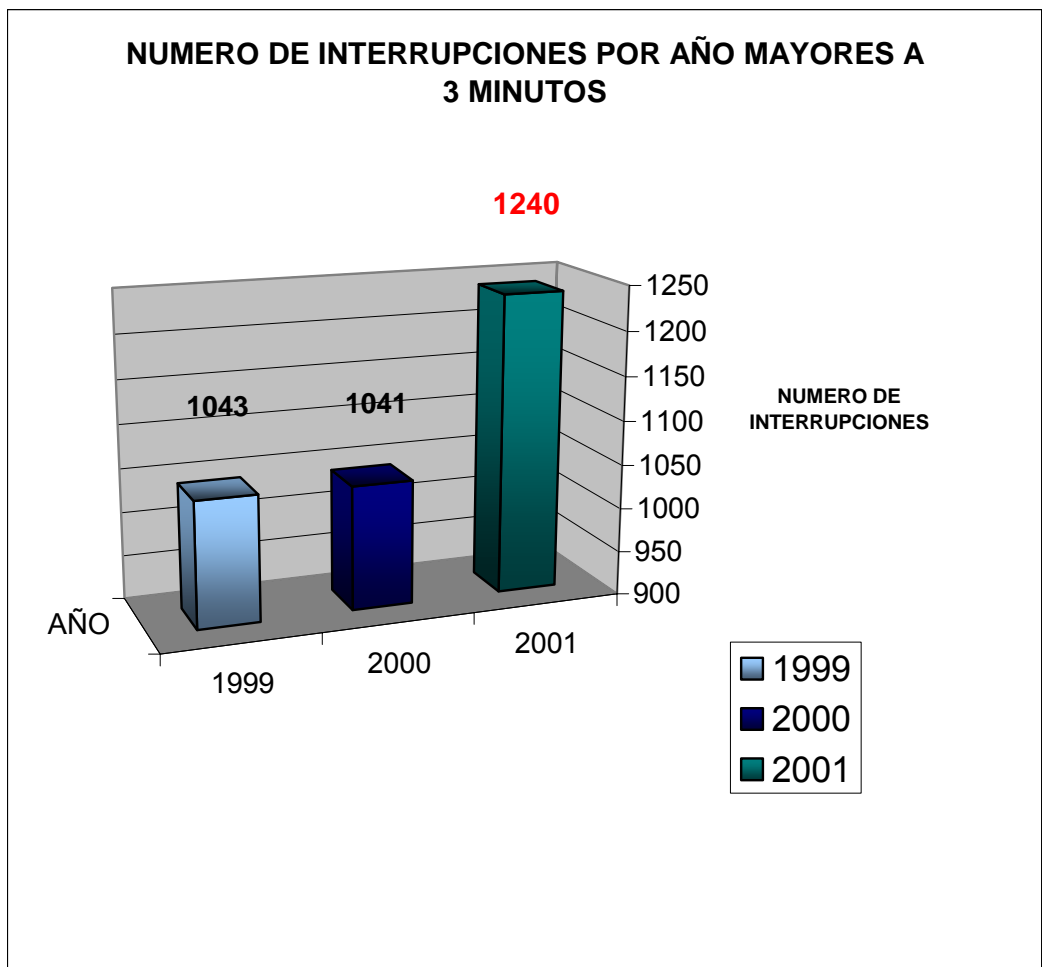
A continuación se presenta el número de interrupciones por año:

NUMERO DE INTERRUPCIONES POR AÑO

AÑO	NUMERO DE INTERRUPCIONES
1999	1043
2000	1041
2001	1240

Podemos observar que el número de las interrupciones se redujo casi a la tercera parte del total de las interrupciones ocurridas.

Esto quiere decir que las interrupciones momentáneas se presentan en gran número.



NUMERO DE INTERRUPCIONES MAYORES A 3 MINUTOS

FIGURA 4.8

4.2.3.1 Cuadros de datos y cálculos de índices de interrupción.

En el ANEXO de interrupciones se puede observar el detalle de las interrupciones mayores a 3 minutos, número de interrupciones, KVA instalados, KVA, interrumpidos en el sistema. A continuación se presentan los resultados tomando en cuenta las interrupciones mayores a tres minutos, es decir las restricciones solicitadas por el CONELEC para el posterior cálculo de los índices. Tampoco se tomarán en cuenta las interrupciones ocurridas por baja Frecuencia.

CALCULO DE INDICES DE INTERRUPCION

Cálculo realizado para un año

Año 1999

Parámetros

Demanda en KVA instalados 1.160.577

KVA INTERRUMPIDOS

INTERNOS FORZADA

Causa propia Media Tensión 1.388.086

Causa ajena Media Tensión 839.681

INTERNOS PROGRAMADA

Causa propia Media Tensión 353.555

Causa ajena Media Tensión 52.234

EXTERNOS FORZADA

Causa Generación 31.878

Causa S.N.I. 438.321

EXTERNOS PROGRAMADA

9.370

TOTAL KVA INTERRUMPIDOS

3.113.124

Σ KVAh INTERRUMPIDOS

2.395.552

Frecuencia Media Anual (Fi)

$$F_i = \frac{\Sigma \text{KVA afectados}}{\Sigma \text{KVA instalados}} = \frac{3.113.124}{1.160.577} = 2,68$$

Duración Media Anual (Di)

$$D_i = \frac{\Sigma \text{KVAh interrumpidos}}{\Sigma \text{KVA afectados}} = \frac{2.395.552}{3.113.124} = 0,77 \text{ Horas}$$

Tiempo medio Total Anual (Ti)

$$T_i = \frac{\Sigma \text{KVAh interrumpidos}}{\Sigma \text{KVA instalados}} ; T_i = F_i \times D_i \quad 2,06 \text{ Horas}$$

CALCULO DE INDICES DE INTERRUPCION

Cálculo realizado para un año

Año 2000

Parámetros

Demanda en KVA instalados 1.183.860

KVA INTERRUMPIDOS

INTERNOS FORZADA

Causa propia Media Tensión 1.317.874

Causa ajena Media Tensión 631.674

INTERNOS PROGRAMADA

Causa propia Media Tensión 609.137

Causa ajena Media Tensión 18.038

EXTERNOS FORZADA

Causa Generación 60.059

Causa S.N.I. 350.650

EXTERNOS PROGRAMADA 0

TOTAL KVA INTERRUMPIDOS 2.987.431

S KVAh INTERRUMPIDOS 2.189.906

Frecuencia Media Anual (Fi)

$$F_i = \frac{\sum \text{KVA afectados}}{\sum \text{KVA instalados}} = \frac{2.987.431}{1.183.860} = 2,52$$

Duración Media Anual (Di)

$$D_i = \frac{\sum \text{KVAh interrumpidos}}{\sum \text{KVA afectados}} = \frac{2.189.906}{2.987.431} = 0,73 \text{ Horas}$$

Tiempo medio Total Anual (Ti)

$$T_i = \frac{\sum \text{KVAh interrumpidos}}{\sum \text{KVA instalados}} ; T_i = F_i \times D_i \quad 1,85 \text{ Horas}$$

CALCULO DE INDICES DE INTERRUPCION

Cálculo realizado para un año

Año 2001

Parámetros

<i>Demanda en KVA instalados</i>	1.213.243
<i>KVA INTERRUMPIDOS</i>	
<i>INTERNOS FORZADA</i>	
Causa propia Media Tensión	1.178.575
Causa ajena Media Tensión	1.080.866
<i>INTERNOS PROGRAMADA</i>	
Causa propia Media Tensión	269.729
Causa ajena Media Tensión	12.296
<i>EXTERNOS FORZADA</i>	
Causa Generación	55.919
Causa S.N.I.	879.011
<i>EXTERNOS PROGRAMADA</i>	
	0
<i>TOTAL KVA INTERRUMPIDOS</i>	3.476.396
<i>S KVAh INTERRUMPIDOS</i>	3.037.349

Frecuencia Media Anual (Fi)

$$F_i = \frac{\sum \text{KVA afectados}}{\sum \text{KVA instalados}} = \frac{3.476.396}{1.213.243} = 2,87$$

Duración Media Anual (Di)

$$D_i = \frac{\sum \text{KVAh interrumpidos}}{\sum \text{KVA afectados}} = \frac{3.037.349}{3.476.396} = 0,87 \text{ Horas}$$

Tiempo medio Total Anual (Ti)

$$T_i = \frac{\sum \text{KVAh interrumpidos}}{\sum \text{KVA instalados}} ; T_i = F_i \times D_i \quad 2,50 \text{ Horas}$$

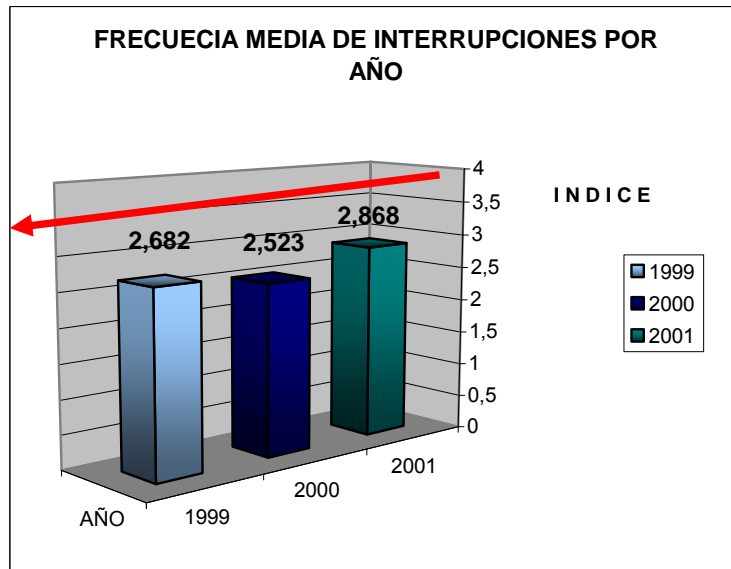
4.2.3.2 Presentación de resultados obtenidos.

Al comparar la Frecuencia Media de Interrupción (*FMIK*) obtenida con los valores límites admisibles aplicados por el CONELEC, debemos destacar lo siguiente:

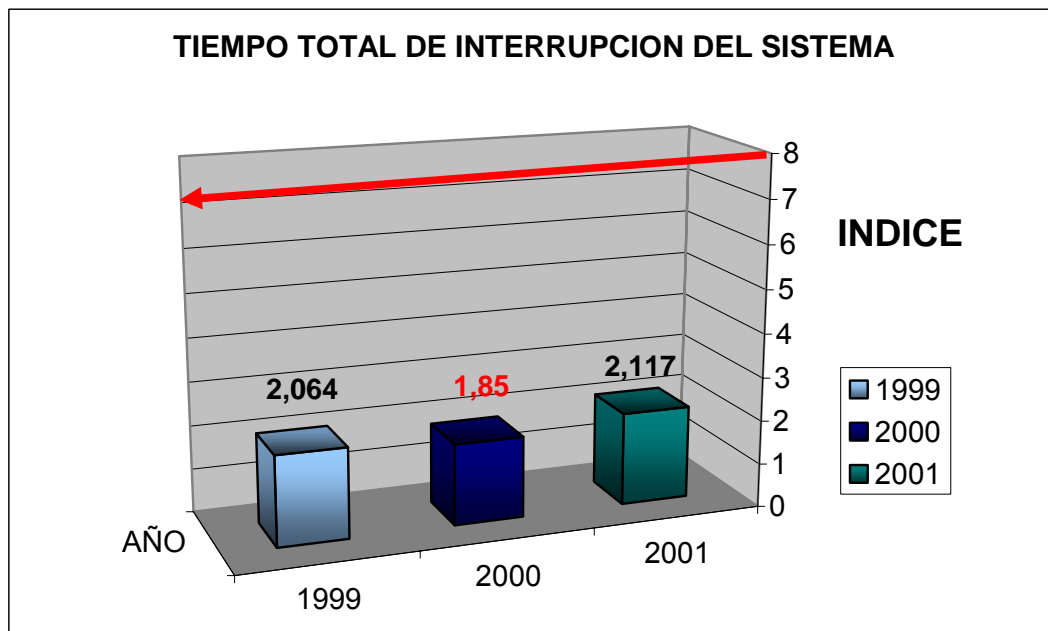
- ❖ Al comparar el valor de índice de (*FMIK*) calculado se observa que el valor calculado esta por debajo de los valores límites (LIMITE *FMIK*= 4) dados por el CONELEC. La empresa cumple con los índices de calidad exigidos con respecto a la parte técnica.

- ❖ Al comparar el Tiempo Total de Interrupción del sistema (*TTIK*) con los valores límites admisibles dados por las reglamentaciones dadas por el CONELEC, encontramos que estos si se cumplen por cuanto lo valores obtenidos de nuestros cálculos están por debajo de estos, por lo cual se puede observar que si se cumple con la reglamentación dada para este índice de interrupción de servicio.

- ❖ No es necesario calcular la energía no suministrada ya que los índices no sobrepasan los límites establecidos.



**FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCIONES POR AÑO
FIGURA 4.9**



**TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCION DEL SISTEMA
FIGURA 4.10**

CAPITULO 5

5. ALTERNATIVAS DE AUTOMATIZACIÓN DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION.

Las altas exigencias en la calidad del servicio de energía obligan cada vez más a las empresas de energía a disponer de sistemas más flexibles y seguros que garanticen la menor interrupción posible en el fluido eléctrico. Para lograr este objetivo la automatización de los sistemas de distribución es prácticamente indispensable y ha producido excelentes resultados en las empresas de energía que la han implementado

5.1 CRITERIOS GENERALES - AUTOMATIZACION E INTEGRACION DE UN SISTEMA DISTRIBUCIÓN

Un Sistema Automatizado de Distribución - **SAD**- es una combinación de sistemas automatizados que le permite a una empresa, planear, coordinar, operar y controlar algunos o todos los componentes de su sistema eléctrico, en tiempo real o fuera de línea.

Los principales elementos que componen un Sistema Automático de Distribución pueden clasificarse así:

- Equipos de Maniobra (Reconectores, Seccionalizadores y Seccionadores)
- Sistema de Control Supervisado y Adquisición de Datos (SCADA).
- Sistema de comunicación.
- Hardware instalado en centros de control.
- Paquetes de aplicación (Software).

La infraestructura constituida por los elementos mencionados puede ser costosa, pero tiene la ventaja de permitir normalmente una inversión por etapas que representan desde el comienzo una muy alta relación beneficio/costo. Por esto la mayoría de países desarrollados y algunos de los que están en vía de desarrollo han implementado, en

muchos casos de manera parcial al menos, Sistemas Automatizados de Distribución.

En un Sistema de Distribución hay 3 áreas donde la automatización puede llevarse a cabo; a nivel de clientes, en las alimentadoras y en las subestaciones. Cada área tiene ventajas y desventajas, pero las subestaciones son los puntos focales típicos porque ellos son la fuente más grande de información. Las tres áreas de automatización de la distribución deben ser consideradas desarrollando un plan de aplicación estratégico. Esta es una apreciación rápida cada uno:

5.1.1 Automatización a nivel de clientes

Hay equipos tales como el medidor de lectura Automático (automatic meter reading AMR), que están ganando popularidad. El AMR registra periódicamente la lectura del consumo de energía y esta información es enviada para emitir la facturación. Se lo instala en la locación del cliente, El AMR reemplaza a un lector humano. Es especialmente eficaz en vecindarios del alto-crimen donde el personal de la Empresa puede encontrarse en peligro.

El gasto primario involucrado en el AMR no es el propio medidor, más bien son las comunicaciones, normalmente se necesita una línea telefónica o conexión inalámbrica que transmite a la oficina de la empresa de cada situación del usuario individual. Para centros comerciales grandes y los clientes industriales que tienen una demanda elevada, este gasto se reembolsa rápidamente, pero para miles de clientes residenciales, el costo es difícil de justificar.



Medidor SENTINEL™ de Schlumberger

Incluye Modem Interno Std.

Figura 5.1

5.1.2 Automatización a nivel de las Alimentadoras.

Automatizar las alimentadoras, lleva a la instalación de dispositivos de seccionamiento, o interruptores, a lo largo del alimentador. Cuando hay un problema con el alimentador, se enviarán datos de la subestación al centro de control para el análisis. Una vez que se ha identificado el problema, se puede activar el interruptor remotamente para aislar el segmento que causa el problema y dar el servicio al resto de la sección, o este proceso puede hacerse automáticamente.

El desafío financiero de la automatización de las alimentadoras, es similar al del AMR, es costoso y se extiende encima de las áreas geográficas grandes, el mantenimiento y las comunicaciones lo hace una propuesta cara. Como resultado, se limita a menudo la automatización de todas las alimentadoras. Concentrándose en las alimentadoras más problemáticas, las empresas distribuidoras gastan menos dinero y pueden garantizar que su inversión de automatización se pagará en un corto tiempo.

**Cóndor Estación Remota de Telecontrol y Protección de Poste
de la compañía ELIOP**

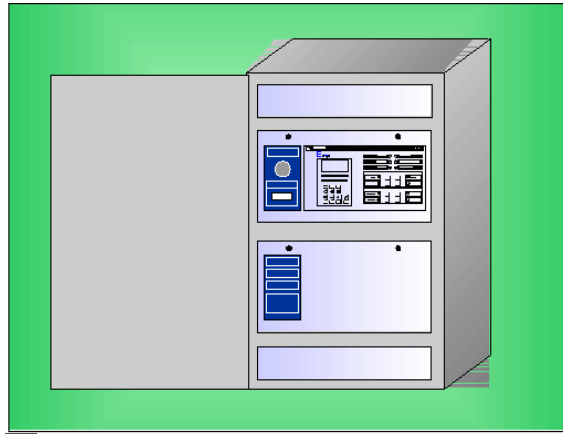


FIGURA 5.2

Cóndor Características

- υ CPU de 16-bits
- υ Capacidad de lectura directa con muestreo de alta velocidad
- υ Manejo de entradas digitales
- υ Panel local para control y configuración
- υ Funciones de Protección
- υ Detección de fallas
- υ Automatismos locales para servicios de reposición
- υ Carga remota de configuraciones y automatismos
- υ Funciones de auto-prueba
- υ Comandos de apertura y/o cierre

- υ Comunicaciones con un Centro de Control
- υ Modem interno y opcionalmente radio
- υ Indicador de estados local y remoto
- υ Carga de configuraciones y ajustes local y remoto
- υ Configuración de número de fallas consecutivas antes de la apertura
- υ Servicio automático de restauración luego de un período ajustable de seguridad
- υ Detección de cierres en condiciones de falla

El dispositivo se adhiere a un poste de distribución y queda encargado de la gestión integral del interruptor correspondiente, vigilando las sobre corrientes en distintas fases y en tierra y actuando en consecuencia con las pautas programadas. También permite tele medida y telecontrol del interruptor o seccionador desde el despacho de distribución.

Existen dos versiones :

-Cóndor para reconectores: Cóndor-R

-Cóndor para seleccionadores: Cóndor-S

En el primer caso se puede cortar y cerrar corriente en falla y elaborar la estrategia de reconexión que incluye la reconexión

secuencial de los diferentes elementos existentes en la línea de distribución.

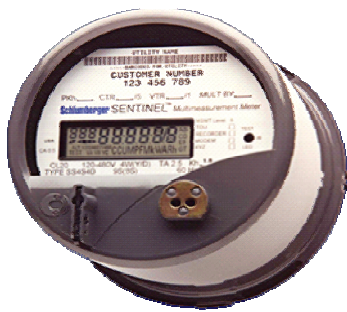
En el segundo caso se puede cortar la línea a corriente nominal y cerrar en la falla.

La diferencia del mecanismo de control es tan solo funcional.

5.1.3 Automatización de las Subestaciones.

La automatización e integración se enfocan aquí típicamente porque la subestación es donde esta la información principal. Muchas empresas dan prioridad a la automatización a nivel de la subestación y a la implementación del dispositivo electrónico inteligente (IED).

Dispositivo Electrónico inteligente (IED) : Cualquier dispositivo que tiene uno o mas procesos con la capacidad de enviar o recibir dato/control a una fuente externa (medidores electrónicos multifuncionales, reles digitales, controladores)



Medidor Electrónico



Relé Digital



Controlador

Dispositivos Electrónicos Inteligentes

Figura 5.3

Desde finales de los años ochenta, los avances en tecnología del microprocesador han ido eliminando los equipos de función electromecánica en favor del multifuncional IED.

Hace años, se requirieron relés electromecánicos de protección contra sobrecorriente y bajo voltaje. Hoy un dispositivo basado en microprocesadores puede realizar el trabajo de los relés electromagnéticos y pueden almacenar en su memoria datos, pueden identificar cuando una falla ocurrió y la serie de eventos que eran el resultado de esta. Un error al ejecutar un proyecto de integración de las subestaciones normalmente es no seguir una integración estratégica y un plan de automatización. A

menudo un ingeniero acepta una propuesta de automatización de la subestación con ciertas características y la ha instalado, luego un vendedor diferente ofrece otra propuesta con rasgos diferentes, y también la instala, a final el ingeniero se da cuenta que tiene varias subestaciones operando con arquitecturas de la subestación de cinco vendedores diferentes. Ninguna Empresa tiene los recursos para usar y apoyar semejante variedad de equipo y arquitecturas. Por lo tanto se recomienda tener un plan estratégico.

5.1.4 INTEGRACION DE LAS SUBESTACIONES

Los sistemas de integración de la subestación son una combinación de software y hardware que reúnen dispositivos automatizados de protección, de control y adquisición de datos dentro de un número mínimo de plataformas con lo cual se reducen los costos de operación, el espacio del cuarto de control y se elimina el equipo redundante. Cada arquitectura de integración es diferente, pero todas explotan los tres caminos de integración dentro y fuera de las subestaciones para aprovechar las instalaciones del IED.

Los caminos de la integración consisten en tener acceso a los datos del sistema en operación normal, en condiciones no operacionales como fallas y acceso remoto a los IEDs.

EI PRIMERO: CONSISTE EN TENER ACCESO A LOS DATOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA, está relacionado con la integración de las subestaciones, sistemas de automatización y el sistema SCADA. El SCADA es programado para revisar automáticamente los dispositivos en la subestación, en pocos segundos recibe valores instantáneos de voltaje, corriente y otros datos. La operación esta establecida para enviar datos continuamente. Varios factores deben ser considerados en este camino.

-Primero, la integración de la subestación y sistemas de automatización deben tener la capacidad de interfase con sistemas de SCADA más viejos y su protocolo.

-Segundo, el ancho de banda de las comunicaciones de la infraestructura escogida para este camino debe soportar los requisitos del SCADA y de la integración de la subestación y del sistema de automatización.

El SEGUNDO: Involucra tener acceso a la información no-operacional (CONTINGENCIAS) en el IED (Acceso remoto al IED). Los datos no-operacionales incluyen el registro de las fallas, la información de armónicos e información sobre calidad de energía como voltaje sags , swells y la información es transferida a una base de datos donde pueden recuperarla para el análisis.

Cada dispositivo diferente en la subestación opera típicamente con un protocolo diferente para este camino de datos no-operacionales. Los datos en este camino son sobre-demanda, los problemas protocolares son más complicados. Normalmente se, necesita un ancho de banda de por lo menos 56 kbps puede ser una fibra óptica.

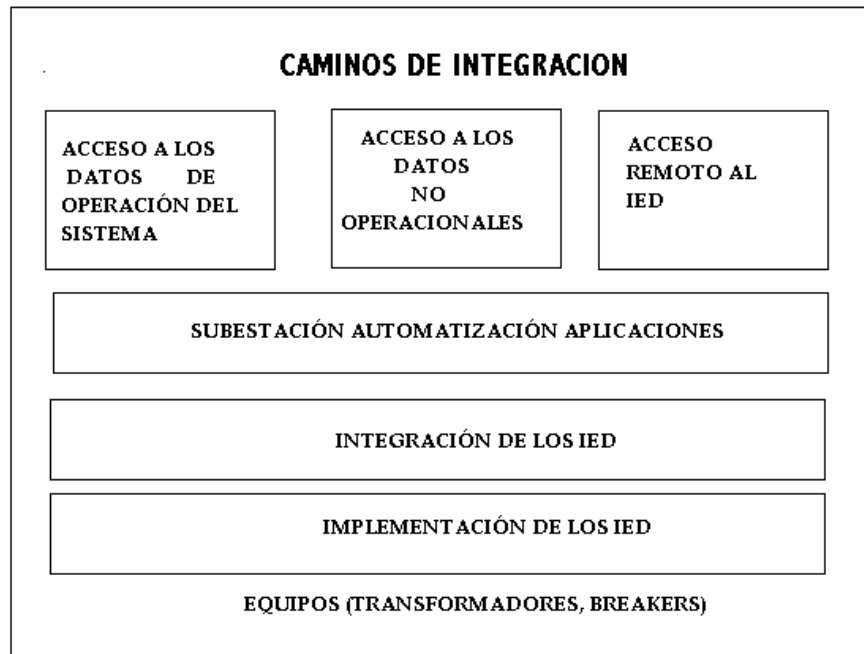


FIGURA 5.4

EL TERCER CAMINO es el acceso remoto que permite a un usuario fuera de la subestación acceder al IEDs. Con seguridad apropiada, el operador podría revisar la información del dispositivo, así como transmitir los datos del IED para el análisis. El camino de comunicación es típicamente una línea telefónica o la fibra especializada conexión óptica. El usuario puede acceder al sistema mediante un MODEM, ingresando un código.

5.1.5 SISTEMA SCADA

SCADA viene de las siglas de “Supervisory Control And Data Acquisition”. Se trata de una aplicación especialmente diseñada para el control, proporcionando comunicación con los dispositivos de campo desde la pantalla del ordenador. La solución SCADA es un sistema de adquisición, almacenamiento y procesamiento de datos e información en tiempo real, asociada a variables que inciden en procesos productivos, relacionados con la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, tanto en las empresas de servicios, como en la industria.

La solución incluye sistemas que estén ubicados en áreas confinadas o geográficamente extensas puesto que el fin de estos equipos es el de centralizar los procesos de control.

El scada integra de una manera fácil, el manejo de la energía, las protecciones, el control y la medición de los parámetros eléctricos de la S/E. Así el sistema SCADA presta muchas ventajas y facilidades, a continuación se presentan las características principales, que nos ayudará a un mejor entendimiento:

- Supervisión en tiempo real.
- Adquisición de información local y remota.
- Centralización de la información.
- Facilidad de operación y de control

Beneficios adquiridos con el sistema SCADA:

- Reducción de costos de operación y control.
- Reducción de costos de mantenimiento.
- Mejoramiento de la coordinación con el área de mantenimiento.
- Se dispone de información precisa para efectos de estudio, análisis y estadística.

Cuando se diseña el sistema de control de una subestación, los objetivos principales son la confiabilidad y la reducción de costos. Actualmente la utilización de la tecnología disponible, basada en el uso de *IEDs* de tecnología de microprocesadores y las facilidades de comunicación utilizando redes *LAN* de alta velocidad, permiten desarrollar un nuevo concepto para los sistemas de control, protección y monitoreo en una subestación eléctrica. La comunicación a su vez permite la integración del control, la protección y el monitoreo en un sistema integrado

común, brindando diversas ventajas en comparación a los sistemas convencionales.



Centro de Control de ISA (Colombia)

Figura 5.5

5.1.6 ESTRUCTURA DE UN CENTRO DE CONTROL.

Proponemos a continuación las pautas de lo que hoy puede ser un moderno centro de control para una compañía que quiera dar cumplimiento a sus necesidades actuales y permitir su crecimiento y evolución futura.

Arquitectura Distribuida:

- **Servidores y Estaciones de trabajo**, con distintas capacidades y equipamientos que puedan incorporar sistemas-aplicaciones integrados de distintos tipos en un entorno multivendedor.
- **Red de area local (LAN)**, simple o redundante para interconexión de equipos, con mayor o menor capacidad de transferencia de datos, separación de tramos, etc., en función de cada necesidad y con posibilidad de expansión sencilla.
- **Red de área extendida (WAN)**, simple o redundante para conexión a centros remotos, otras áreas corporativas, etc., ajustada a la capacidad de las vías de comunicación de que se disponga.
- **Equipos de comunicación**, simples o redundantes, inteligentes o multiplexores con capacidad de integrar distintos canales de captura de información de las estaciones de campo síncronos, asíncronos, radio, fibra, etc.
- **Periféricos**, impresoras terminales de operación, etc.

5.2 Propuesta de automatización de subestaciones

5.2.1 Descripción del Sistema

Fundamentalmente es indispensable realizar un estudio detallado de todas y cada una de las Subestaciones así como de todo el sistema subtransmisión para poder dimensionar adecuadamente el alcance del sistema.

Un estudio específico de telecomunicaciones es necesario realizar para definir el sistema más adecuado y que será dependiente de la topografía de las áreas a cubrir.

Se ha seleccionado el Sistema Abierto de protección y control para subestaciones de la compañía ELIOP.

Esta solución esta basada en estos principios básicos:

1. La utilización de productos de alta calidad y adecuados para su uso en sistemas de control de subestaciones, productos de varios fabricantes.
2. Arquitectura abierta orientada a conceptos de interoperabilidad.

Un Sistema Abiertos es un medio evolutivo para un sistema de mando, basado en el uso de un Software e Interfaces del Hardware que permitan futuras mejoras, disponibilidad de múltiples vendedores a bajo costo y posibilidad de integración

con relativa facilidad. Es un sistema computarizado que incluye normas de vendedores-independientes para que el software pueda aplicarse en muchas plataformas diferentes e inter-opere con otras aplicaciones en sistemas locales y remotos. El concepto de Arquitectura Abierta se fundamenta en integrar productos basados en las últimas tecnologías disponibles.

5.2.1.1 Justificación de la selección del sistema de Automatización

Se selecciono esta propuesta debido a los diferentes proyectos que esta compañía ha realizado alrededor del mundo incluyendo Ecuador.

Los proyectos de la compañía ELIOP que están presentes en nuestro país son los siguientes.

- CUENCA Cliente:** Empresa Eléctrica Regional Centro Sur
 - **Proyecto:** Sistema de Telecontrol SCADA, RTUs y Comunicaciones.
- QUITO Cliente:** Empresa Eléctrica Quito
 - Proyecto:** Sistema de Telecontrol de Subestaciones
- AMBATO Cliente:** Empresa Eléctrica de Ambato
 - Proyecto:** Sistema de Telecontrol de Subestaciones

5.2.1.2 Principios de Diseño

–Integración de todas las necesidades de supervisión, control y protección de la subestación.

–Separación de las funciones de control y protección al nivel de posición en equipos especializados diferentes.

–Aplicación de los principios de Sistemas Abiertos

–Orientación a la interoperabilidad según norma IEC-61850

5.2.1.3 Principios de Arquitectura

–Arquitectura Abierta: Utilización de estándares para facilitar la integración de equipos de múltiples fabricantes.

–Utilización de Protocolos Normalizados de amplia aceptación en el mercado.

–Escalable, Modular y Distribuida, permite adaptarse a cualquier configuración de subestación.

–Estructurada bajo el concepto de Red

5.2.1.3 Elementos del Sistema

❖ Unidad de Control de Subestación

❖ Puesto de Control Local

- ❖ Acceso Remoto a nivel de Subestación
- ❖ Red de comunicaciones
- ❖ Red de sincronización (opcional)
- ❖ IEDs, Unidades de Control de Posición o Unidades terminales remotas (ELITEL-5)
- ❖ Relés de Protección y Equipos de Medida

● **Unidad de Control de Subestación - UCS**

- Realiza las funciones de adquisición de datos desde las UCPs (unidad de control de posición) así como las de ejecución de mandos sobre los equipos de la subestación.
- Se encarga de la ejecución de los automatismos de subestación cuando abarcan diferentes posiciones.
- Sirve de interfaz entre la subestación y los Puestos de Operador como el Scada del Centro de Control y el Puesto de Control Local.
- Posibilidad de redundancia a nivel de equipos.
- Modelos UCS-5A y 5B, elevada capacidad de procesamiento y comunicaciones, captación directa de señales, etc...

● **Puesto de Control Local : Sistema SCADA SHERPA /**

SE: es una aplicación de ELIOP, dotada de funciones específicamente orientadas al Puesto de Mando Local de Subestaciones.

- Plataforma abierta: PC bajo Windows 2000
- Diagramas Unifilares del Sistema.
- Operación sobre sinópticos y diagramas.
- Listas de eventos y alarmas del Sistema.
- Gráficas de tendencia de valores analógicos
- Ejecución de las aplicaciones de parametrización y oscilografía de los relés de protección. Conexión por puerto transparente.
- Gestión del Mantenimiento
- Históricos e Informes
- Modelos SHERPA /SE y /TO

● **Acceso Remoto a nivel de subestaciones**

- Visualización y operación del Sistema, parametrización y configuración

Múltiples opciones de conexión con el Centro de Control:

Cable Inalámbricas	Discontinua RTC GSM	Continua ADSL / WAN (Ethernet) Radio / GPRS / Satélite
-----------------------	---------------------------	--

**Múltiples opciones de conexión con el Centro de Control
FIGURA 5.6**

● **Red de Comunicaciones:**

Diferentes topologías, incluyendo anillo redundante de fibra óptica

Conexión con el Centro de Control

- Conexión desde la UCS hacia múltiples Centros de Control
- Diferentes protocolos de comunicaciones desde la subestación hacia el nivel superior: IEC-60870-5-101, IEC-60870-5-104, DNP3,

● **Unidad de Control de Posición UCP-5**

- Integra las comunicaciones con los relés de protección, medidores y registradores de la posición, remitiendo la información a la UCS.
- Recoge las señales de control y realiza los automatismos del nivel de posición bajo normativa IEC-61131-3.
- Permite la visualización mediante panel gráfico de la posición, así como realizar actuaciones sobre la misma de forma local.



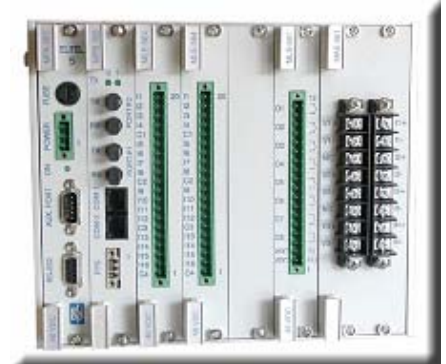
Unidad de Control de Posición UCP-5

FIGURA 5.7

● **Unidad de Control y Protección para Media Tensión**
UCP-5/MT

Integra en el mismo equipo las funciones de protección y control para alimentadores en media tensión.

Funciones de relé de protección para alimentadores:
sobreintensidad instantánea, temporizada, fallo de interruptor, etc...



Unidad de Control y Protección para Media Tensión

UCP-5/MT

FIGURA 5.8

- **Relé de protección y Equipo de Medida:** Puede ser la UCP-5 / MT u otro equipo de la clase requerida.
- **ELITEL-5:** Es un equipo remoto, para ser telecontrolado desde remotas de cabecera o directamente desde un centro de control, por comunicación vía cable, radio, comunicador GSM/SMS/GPRS o similar, fibra óptica, Ethernet (par trenzado, fibra óptica).

5.2.1.5 Arquitectura del Sistema

Arquitectura Abierta: Utilización de estándares para facilitar la integración de equipos de múltiples fabricantes.

- Utilización de Protocolos Normalizados de amplia aceptación en el mercado.
- Escalable, Modular y Distribuida, permite adaptarse a cualquier configuración de subestación.
- Estructurada bajo el concepto de Red

La arquitectura del sistema abierto de protección y control para subestaciones integra los siguientes elementos:

1. CPS (CONTROLADOR PRINCIPAL DE LA SUBESTACIÓN)
 - SHERPA / SE
 - UCS-5B
2. DEIs puede ser la UCP-5, ELITEL-5:
3. Equipos de Medida Eléctrica.

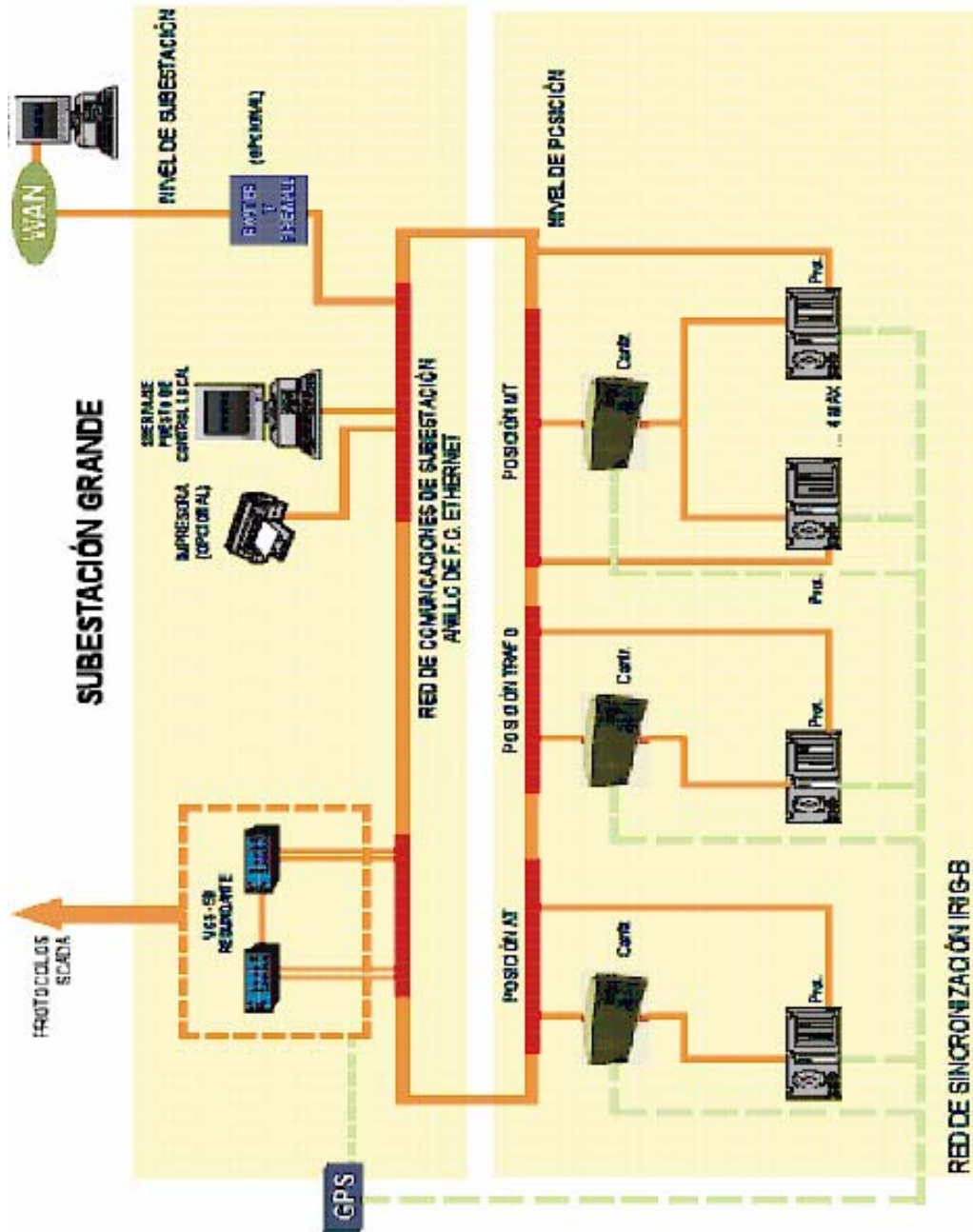


FIGURA 5.9

ARQUITECTURA DEL SISTEMA ABIERTO DE PROTECCION
Y CONTROL PARA UNA SUBESTACIÓN GRANDE

- **CPS:** Controlador Principal de Subestación, formado por dos componentes básicos: La Unidad de Control de Subestación UCS-5B y el SCADA local SHERPA/SE:
 - **SHERPA / SE:** Se utiliza la aplicación SHERPA/SE como Puesto de Mando Local de Subestación sobre una plataforma de ordenador personal, con funciones de adquisición y presentación de todos los datos de Telecontrol, así como el mando de la instalación. Se comunica con la UCS-5B mediante conexión Ethernet con protocolo IEC-60870-5-104 para recibir toda la información en tiempo real procedente de los DEIs de campo.

Además comunica directamente con las protecciones digitales de la subestación, por medio de los protocolos que éstas disponen y recupera información propia de protecciones como los Archivos oscilográficos (formato Comtrade) o los archivos de fallas, relacionando dicha información con la de Telecontrol recibida desde la UCS-

5B. SHERPA/SE dispone de herramientas integradas para la visualización y análisis de Archivos de Oscilografía.

SHERPA/SE incorpora una aplicación específica para la gestión de los mantenimientos de tipo preventivo y correctivo. Para ello avisa con tiempo de antelación programable las necesidades de mantenimiento de los diferentes elementos de la subestación, y al detectar que se ha producido una determinada condición tal como número de actuaciones, tiempo transcurrido en un estado, etc.

El Sistema **SAPyC** integra en el SCADA local de subestación las aplicaciones de los diferentes fabricantes de las protecciones. Con ello se dispone de toda la funcionalidad ofrecida por el fabricante, quedando todas las aplicaciones integradas en un mismo ambiente de trabajo.

- **UCS-5B:** La Unidad de Control de Subestación UCS-5B es el equipo de la SERIE 5 de ELIOP encargado de

actuar como Concentrador de Comunicaciones entre los equipos de captación de señales y protecciones digitales de campo (**DEIs**) y el Puesto de Mando Local SHERPA/SE.

Dispone de un potente procesador Pentium con memoria SDRAM de 32MB y disco de almacenamiento de tipo flash. Puede disponer de varios puertos Ethernet 10/100, RS232, RS485 y Fibra Óptica. Dispone de reloj de tiempo real con precisión de un milisegundo y posibilidad de sincronización por GPS o por la red de comunicaciones de la subestación. En su aplicación a los sistemas SAPyC, las comunicaciones de la UCS-5B con SHERPA/SE son vía red Ethernet. La comunicación con los DEIs es por bus RS485 o vía serie de Fibra Óptica. También es posible establecer una red Ethernet sobre fibra óptica desde la UCS-5B a los equipos en campo para aplicaciones de alto rendimiento.

- **DEIs:** El sistema integra equipos de protección de diferentes fabricantes de acuerdo a los requerimientos del cliente, incluyendo el tipo UCP-5 de ELIOP. Las

comunicaciones en tiempo real se realizan con el CPS a través de la UCS-5B y a través del puerto transparente con SHERPA/SE para labores de mantenimiento, configuración y transmisión de ficheros de oscilografía y de faltas.

- **ELITEL-5:** Estas Unidades de Control Distribuido de la SERIE 5 de ELIOP se utilizan para la captación y actuación sobre el resto de señales no tratadas por los equipos de protección.

- **Equipos de Medida Eléctrica:** la comunicación con los mismos se realiza desde la UCS-5B en tiempo real, lo mismo que con otros equipos en campo como las remotas de poste.

5.2.1.6 Protocolos para Sistemas Abiertos

El sistema abierto de protección y control para subestaciones esta basado en los siguientes protocolos:

- ⊕ **IEC-60870-5-104**
- ⊕ **IEC-60870-5-101**
- ⊕ **DNP 3.0**

Estos protocolos han sido tomados en base al amplio soporte que existe en los equipos de mercado.

La elección de los medios de comunicación utilizados como Ethernet han sido realizados para facilitar la implantación del futuro estándar IEC- 61850

5.2.2 Aplicación de la propuesta a la subestación Ceibos

A continuación se presentan las características de la subestación Ceibos, los equipos que existen en la misma, así como los equipos que se necesitan para su automatización.

Para esta subestación el problema de automatización se lo puede resolver, utilizando un sistema distribuido utilizando pequeños sistemas inteligentes como IED's o pequeñas UTR como es el caso de ELITEL - 5 de ELIOP y un concentrador de la misma serie. Esta opción es la más utilizada actualmente ya que permite medir y controlar individualmente cada primario y crecer con facilidad cuando se modifica la estructura eléctrica de la Subestación.

5.2.2.1 Características generales de la subestación Ceibos

Ubicación: Km. 5 Vía la Costa, junto al teatro Sociedad Femenina de Cultura

Area terreno (m²): 5000.00

La Subestación Ceibos cuenta con 2 transformadores de poder marca ABB con capacidad 18/24 MVA (OA/FA) de los cuales de cada uno salen 3 alimentadoras.

Del transformador número 1 salen las siguientes alimentadoras (CARLOS JULIO, LAS LOMAS, LOS CEIBOS).

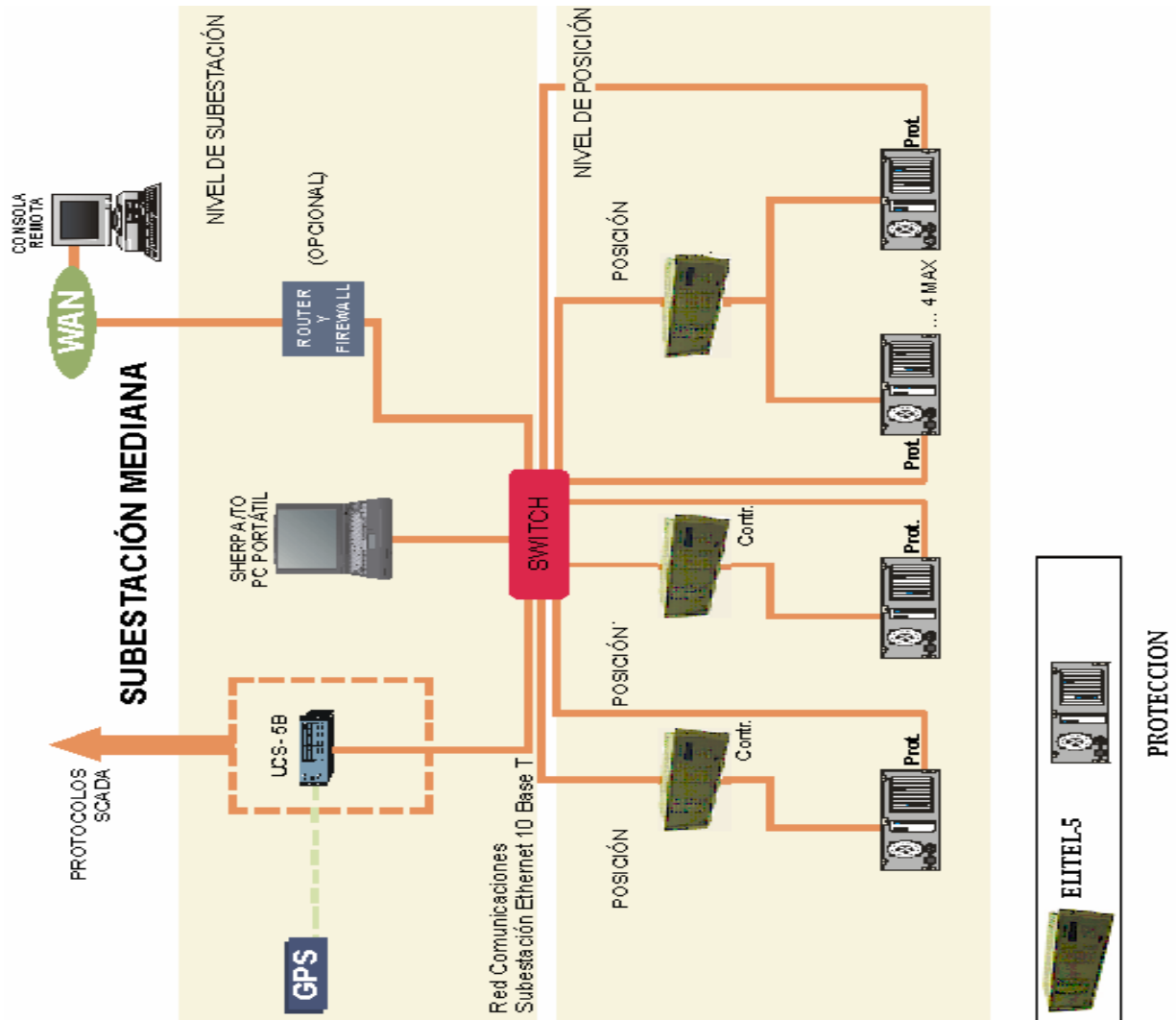
Del Transformador número 2 salen las siguientes alimentadoras (URDESA, MIRAFLORES, NORTE).

Toda la información técnica de la subestación se encuentra en el ANEXO.

5.2.2.2 Productos requeridos

- Red de comunicaciones
- Puesto de Control Local :**Sistema SCADA SHERPA / SE**
- Unidades terminales remotas ELITEL-5
- Unidad de Control de Subestación:
 - La Unidad de Control de Subestación UCS-5B

5.2.2.3 Arquitectura del Sistema



ARQUITECTURA DEL SISTEMA ABIERTO DE PROTECCION Y CONTROL PARA UNA SUBESTACIÓN MEDIANA

FIGURA 5.10

5.2.2.4 Análisis de Costos y Beneficios

- ❖ En el caso de un sistema distribuido se podrá considerar aproximadamente unos USD\$ 7.000 por cada mini sistema de control (Primario por ejemplo) (ELITEL-5).



FIGURA 5.11

- ❖ USD\$ 10.000 por subestación para el concentrador de datos de las Subestación.
- ❖ . Si se desea tener un mini-scada en la Subestación añadir \$15.000 (ELITEL 5 S/E)

PRESUPUESTO DE AUTOMATIZACIÓN SUBESTACIÓN CEIBOS			
UNIDADES ELITEL-5			
	CANTIDAD	ALIMENTADORA	VALOR
TRAFO #1	1	CARLOS JULIO AROSEMENA	\$7.000,00
	1	LOS CEIBOS	\$7.000,00
	1	LAS LOMAS	\$7.000,00
TRAFO #2	1	URDESA	\$7.000,00
	1	MIRAFLORES	\$7.000,00
	1	NORTE	\$7.000,00
TOTAL			\$42.000,00
UNIDAD DE CONTROL DE LA SUBESTACIÓN			\$10.000,00
MINI SCADA EN LA SUBESTACIÓN			\$15.000,00
TOTAL			\$109.000,00

TABLA 5.1

BENEFICIOS

- *Reduce el tiempo en encontrar y reparar fallas de energía*
- *Reduce costos de cableado redundante y equipo (subestaciones nuevas)*
- *Reduce el tiempo de interrupción a los usuarios*
- *Capacidad de decisión más rápida al contar con más información*
- *Mejora el acceso a la información de la subestación*
- *Mejora de la Calidad del Servicio*
- *Mejora de la imagen de la Compañías Eléctrica*

CONCLUSIONES

- ❖ En lo que respecta al número de interrupciones que se han presentado en los últimos años, los resultados fueron los siguientes:

Año	1999	2000	2001	2002
Total DE INTERRUPCIONES	3618	3507	3736	3724

Interrupciones con duración mayor a 3 minutos:

Año	1999	2000	2001
Total DE INTERRUPCIONES	1043	1041	1240

El número de interrupciones mayores a 3 minutos esta alrededor de un 28% del número total de interrupciones por año.

En la Tabla 4.3 se observo que los meses en los que se presentaron más interrupciones fueron enero, febrero marzo, abril, octubre, noviembre y diciembre. Esto se atribuye a las condiciones climáticas como lluvias y temperaturas elevadas.

❖ Causas de las interrupciones en porcentajes:

Año 1999

INTERNA FORZADA

CAUSA PROPIA MEDIA TENSIÓN 66%

CAUSA AJENA MEDIA TENSIÓN 15%

INTERNA PROGRAMADA

CAUSA PROPIA MEDIA TENSIÓN 7%

CAUSA AJENA MEDIA TENSIÓN 1%

EXTERNA FORZADA

CAUSA GENERACIÓN 2%

CAUSA S.N.I. 9%

Año 2000

INTERNA FORZADA

CAUSA PROPIA MEDIA TENSIÓN 65%

CAUSA AJENA MEDIA TENSIÓN 11%

INTERNA PROGRAMADA

CAUSA PROPIA MEDIA TENSIÓN 9%

CAUSA AJENA MEDIA TENSIÓN 0%

EXTERNA FORZADA

CAUSA GENERACIÓN 9%

CAUSA S.N.I. 6%

Año 2001

INTERNA FORZADA

CAUSA PROPIA MEDIA TENSIÓN 65%

CAUSA AJENA MEDIA TENSIÓN 16%

INTERNA PROGRAMADA

CAUSA PROPIA MEDIA TENSION 6%
CAUSA AJENA MEDIA TENSION 0%
EXTERNA FORZADA
CAUSA GENERACION 4%
CAUSA S.N.I. 9%

- ❖ En lo que respecta al cálculo de índices de interrupciones obtuvo los siguientes valores:

**Frecuencia Media de Interrupción Del
Sistema**

1999	2000	2001	2002
9,746	8,358	8,711	10,13

Estos valores están por arriba de lo admisible, ya que sobrepasa el 50% de lo permitido, por el CONELEC.

Tabla 1.1 (LIM FMIK = 4 para la red de distribución), cabe resaltar que para este cálculo se incluían todas las interrupciones incluyendo las menores a 3 minutos, las de origen externo y las interrupciones ocasionadas por baja frecuencia. El año en que se tiene la mayor frecuencia de interrupciones fue el 2002 con un valor de 10,13.

Se realizó un segundo análisis sin considerar las interrupciones menores a 3 minutos ni las bajas frecuencias y se encontró que el índice FMIK estuvo dentro de los límites permitidos por el CONELEC.

Frecuencia Media de Interrupción Del Sistema

1999	2000	2001
2,682	2,523	2,868

Tabla 1.1 (LIM FMIK = 4 para la red de distribución),

- ❖ Al comparar índice del Tiempo Total de Interrupción del sistema (TTIK) con los valores límites admisibles dados por el CONELEC **TABLA 1.1 (LIM TTIK=8)** encontramos que estos si cumplen por cuanto los valores obtenidos están por debajo del límite, esto quiere decir que el tiempo en reestablecer el suministro de energía eléctrica en el transcurso de los periodos analizados es corto, y en este aspecto la empresa cumple con prontitud en la atención del cliente normalizando el suministro de energía eléctrica.

Considerando todas las interrupciones

	1999	2000	2001	2002
TTIK	2,301	2,484	2,238	1,967

Considerando sólo las Interrupciones mayores a 3 minutos.

	1999	2000	2001
TTIK	2,064	1,85	2,117

RECOMENDACIONES

- ❖ Para disminuir el número de interrupciones que se presentan es necesario tener una campaña de mantenimiento constante al sistema de distribución como corte de ramas, árboles, enredaderas que sean futuras causas de interrupciones, cambio de postes, crucetas en mal estado en el menor tiempo posible, divisiones de circuito por incrementos de carga, lavado de aisladores a nivel 69KV y de subestaciones, es decir dar un mantenimiento continuo al sistema de distribución con personal calificado.

- ❖ En lo que respecta a los trabajos que realiza la guardia permanente del departamento de distribución de la Empresa Eléctrica, el tiempo de atención de quejas se podría disminuir reconfigurando las divisiones de los sectores ya que la guardia que toma el sector Oeste es demasiado extensa y esto ocasiona que el tiempo de atención de quejas se incremente. Actualmente se han adquirido nuevos vehículos, se ha contratado nuevo personal y se piensa reconfigurar los sectores para que se disminuya el tiempo promedio de atención de quejas.

- ❖ En lo que respecta a los trabajos con líneas energizadas, trabajos de reparación, mantenimiento y montaje de nuevas instalaciones que realiza

el departamento de distribución, han sido, son y serán una herramienta muy importante para entregar una excelente calidad de servicio en el suministro de energía eléctrica a los consumidores.

- a. Con las nuevas exigencias de los contratos de concesión se hace prioritario para todas las empresas distribuidoras el desarrollar o perfeccionar las técnicas de trabajos con líneas energizadas para mejorar la calidad del servicio técnico, disminuyendo el número de interrupciones y la duración de las mismas.
- b. Esto permitirá cumplir con todas las exigencias de los contratos de concesión y evitar el reclamo de nuestros clientes y el pago de las multas y sanciones. Para realizar los trabajos con líneas energizadas se necesita personal capacitado y herramientas adecuadas. Si una empresa no tiene los recursos económicos para comprar las herramientas adecuadas, dar los cursos apropiados y dar mantenimiento a las herramientas es preferible no empezar el programa para realizar los trabajos con las líneas energizadas.

- ❖ En un Sistema de Distribución hay 3 áreas donde la automatización puede llevarse a cabo; a nivel de clientes, en las alimentadoras y en las subestaciones. Cada área tiene ventajas y desventajas, pero las subestaciones son los puntos focales típicos porque ellos son la fuente más grande de información. Las tres áreas de automatización de la distribución deben ser consideradas desarrollando un plan de aplicación estratégico. Con la automatización se reduce el tiempo en encontrar y reparar fallas de energía, se reduce el tiempo de interrupción a los usuarios, capacidad de decisión más rápida al contar con más información, mejora el acceso a la información de la subestación, mejora la Calidad del Servicio.

- ❖ La presente Administración se ha dado especial impulso al desarrollo del “Módulo de Calidad del Servicio Técnico”, el cual va a permitir agilizar los procesos de toma de datos de las interrupciones, revisión y cálculos de índices de control.

ANEXOS

- Anexo #1: herramientas que se utilizan en los trabajos con líneas energizadas.

- Anexo #2: Clasificación de las fallas del sistema de distribución de EMELEC basada en los años 1999-2000 y 2001.

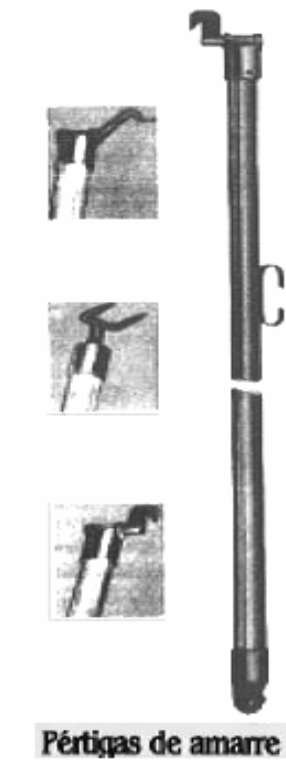
- Anexo #3: Detalle de las interrupciones ocurridas en los últimos años.

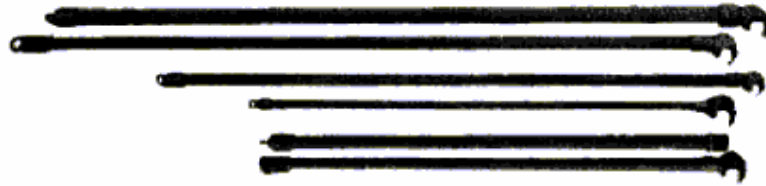
- Anexo # 4: Datos técnicos de la subestación Ceibos.

- Anexo # 5: Diagrama de una línea de 69 KV del SISTEMA GUAYAQUIL.

ANEXO #1

A continuación se presentan las herramientas utilizadas en los trabajos con líneas energizadas:





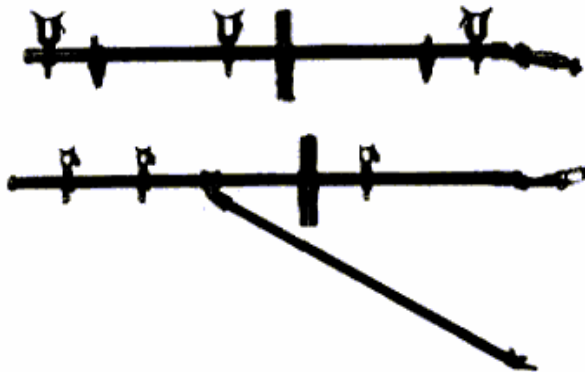
Bastones de Soportes



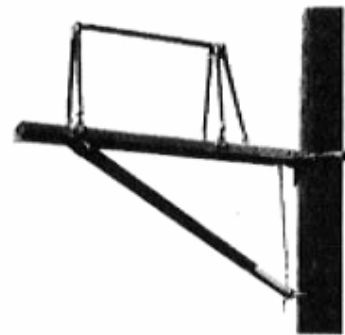
Silletas para bastones de soporte



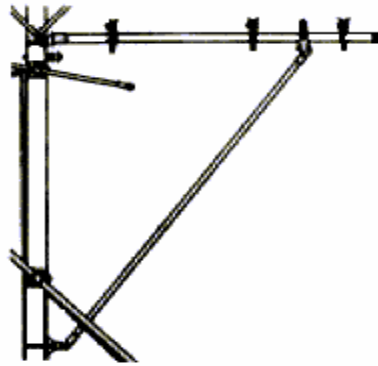
Prensa hidráulica



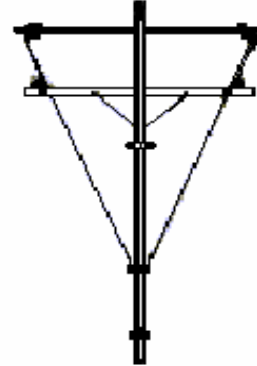
Crucetas auxiliares tipo centrada y volada



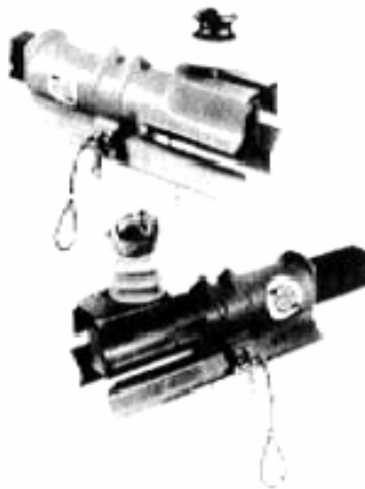
Plataforma aislada



Cruceata auxiliar volada



Cruceata auxiliar centrada



Protector de crucetas



Tecle aislado



Protectores de poste



Protectores de líneas tipo manguera



Protectores de líneas



Tijera aislada



Puente auxiliar aislado



Protector de aisladores tipo pin



CAMION CANASTA



CAMION PARAPOSTES



CARRO DE LA GUARDIA PERMANENTE

■ Anexo #2: Clasificación de las fallas del sistema de distribución de EMELEC basada en los años 1999-2000 y 2001.

ORIGEN INTERNO: **TIPO FORZADA**

FORZADA	
CAUSA PROPIA	CAUSA AJENA
Acometida en alta en mal estado	Andamio cayó y tocó línea primaria
Al cerrar caja fusible	Bóveda EMELEC llena de agua
Banco capacitor incendiado	Incendio
Caja porta fusible en mal estado	Lluvia
Cruceta en mal estado	Montacargas topó línea
Cruceta quemada	Poste chocado
Desconocida	Rama cayó sobre línea de alta
Fusible quemado	Rata topó línea de alta
Grilletes sulfatadas	Se estaban parando postes de 69 kv.
Hilo de guarda cayó sobre línea de 13.8KV	Una antena cayó sobre primario
Línea 69kv. topó con poste de 11 mts.	Una tolda ha topado con puente de alta
Línea de 13.8KV en el suelo	Caja sobre línea de primario
Línea primaria arrancada	Poste topa línea primaria
Maniobra equivocada	
No acciona braker	
Para normalizar alimentadora	
Pararrayo en mal estado	
Puente de alta arrancado	
Puente de alta picado	
Puente de pararrayo sobre cruceta	
Puente vertical topa con la línea	
Reajustar pothead unipolar	
Relés de capacitores reventaron	
Sobrecarga Línea de Transmisión	
Switch tenía un rompecarga trabado	
Tapa portafusible quemada	
Temperatura Alta en el Transformador de Poder	
Tensor arrancado	
Tensor sobre primario	
Transformador quemado	
Vela portafusible rota	
Mala calibración de rele	
Falla del operador	
Sobrecarga del transformador	

ORIGEN INTERNO:

TIPO PROGRAMADA

PROGRAMADA	
CAUSA PROPIA	CAUSA AJENA
A pedido de Aníbal Santos	Por construcción de paso a desnivel
Abrir swicht de 69 KV.	Trabajo de corrida de línea de 69 kv.
Cambiar recloser defectuoso	Reubicación de líneas
Colocar Cajas portafusibles	Solicitado por Odebrecht
Colocar puentes en pothead	Para pasar comboy
Cortar puentes	Trabajo para montaje de vigas
Para cambiar cruceta	
Para maniobrar switches	
Para reparar cuchilla de alimentador	
Por trabajos en l/t Piedrahita-Orellana	
Realizar mantenimiento en la s/e	
Reparar línea primaria subterránea	
Reparar líneas primarias	
Reparar puente de alta	
Transferencia de cargas entre alimentadoras	
Retiro de salida de alimentadora	
Trabajo switch de 13000	
Elevar líneas de 13.8 kv	
Arreglar línea de alta	
Racionamiento del transformador	
Corte de ramas	
Maniobra de switch	
Desconectar caja	
Dejar en vacío transformador	
Cambiar conductores	
Alta temperatura en el transformador	
Instalar poste	
Cambiar grilletes	
Retirar puentes	
Cerrar switch	

ORIGEN EXTERNO :

TIPO FORZADA

FORZADA	
CAUSA GENERACION	CAUSA S.N.I.
Problemas en la Generación	Racionamiento
Salida por Baja Frecuencia	Problemas en s/e INECEL
	Falla en barra de 69 kv ,Pascuales

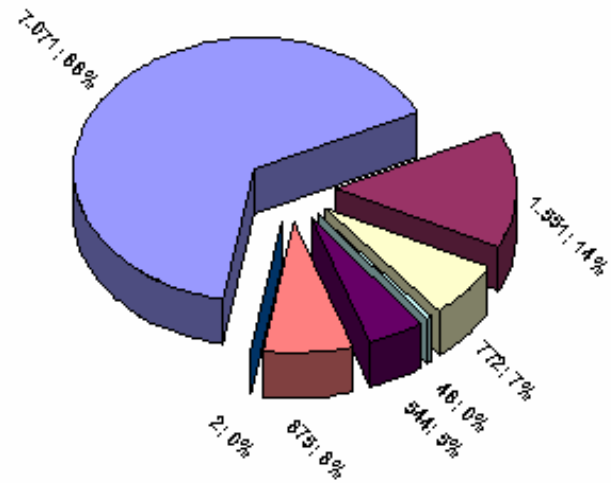
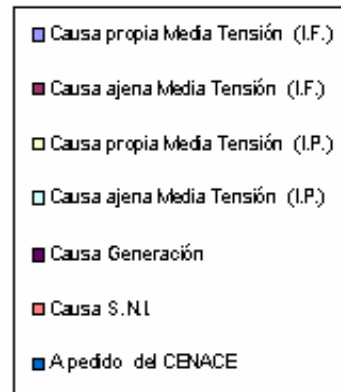
ORIGEN EXTERNO

TIPO PROGRAMADA

PROGRAMADA
Mantenimiento
A pedido del CENACE

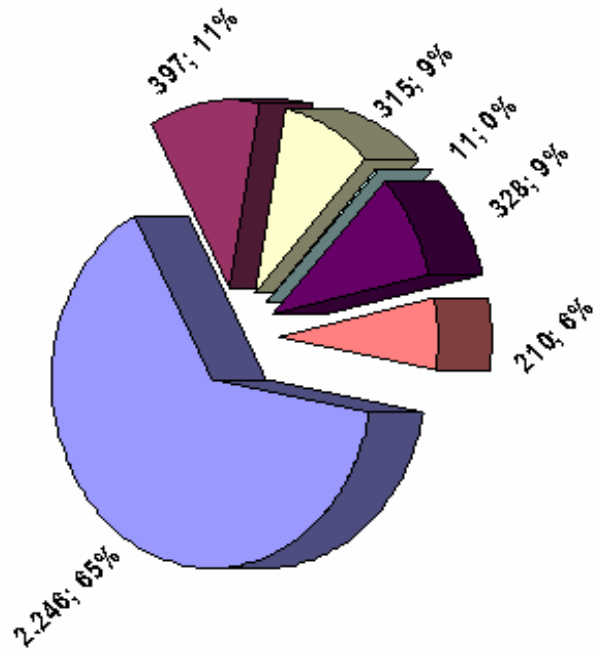
ANEXO # 3 Detalle de las interrupciones ocurridas en los últimos años

INTERRUPCIONES OCURRIDAS EN EL AÑO 1999



I.F. = Interna Forzada
I.P. = Interna Programada
E.F.= Externa Forzada
E.P.= Externa Programada

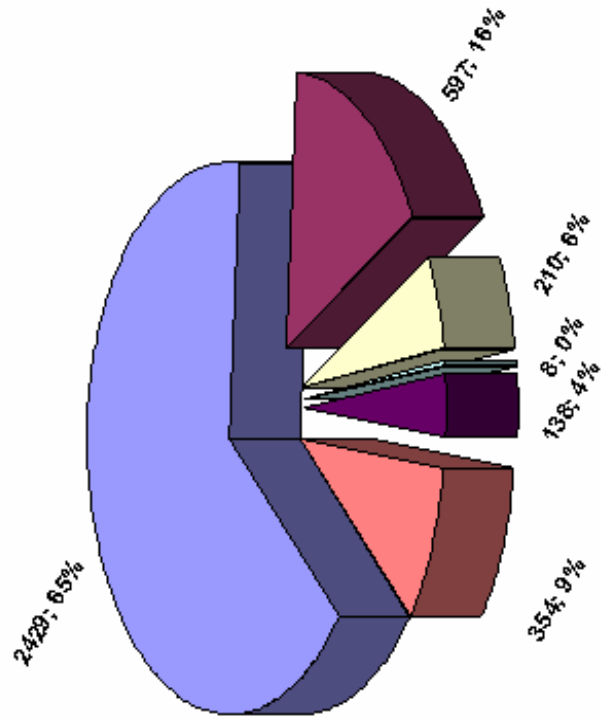
INTERRUPCIONES OCURRIDAS EN EL AÑO 2000



■ Causa propia Media Tensión (I.F.)
 ■ Causa ajena Media Tensión (I.F.)
 □ Causa propia Media Tensión (I.P.)
 □ Causa ajena Media Tensión (I.P.)
 ■ Causa a Generación
 ■ Causa S.N.I.

I.F. = Interna Forzada
 I.P. = Interna Programada
 E.F. = Externa Forzada
 E.P. = Externa Programada

INTERRUPCIONES OCURRIDAS EN EL AÑO 2001



■	Causa propia Media Tensión (I.F.)
■	Causa ajena Media Tensión (I.F.)
■	Causa propia Media Tensión (I.P.)
■	Causa ajena Media Tensión (I.P.)
■	Causa Generación (E.F.)
■	Causa S.N.I. (E.F.)

I.F. = Interna Forzada
 I.P. = Interna Programada
 E.F. = Externa Forzada
 E.P. = Externa Programada

CALCULO DE INDICES DE INTERRUPCION DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE EMELEC
AÑO 1999

MESES	DETALLE DE INDICES MENSUAL												
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	1999
KVA INSTALADOS en el Sistema	1.135.295	1.136.400	1.137.675	1.140.078	1.142.272	1.143.662	1.147.465	1.149.846	1.151.139	1.154.747	1.156.437	1.160.577	1.160.577

NUMERO DE INTERRUPCIONES OCURRIDAS

TIPO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	1999
INTERNOS FORZADA													
Causa propia Media Tension	247	243	292	219	135	132	139	143	224	155	169	298	2.396
Causa ajena Media Tension	57	18	58	56	23	28	12	37	86	22	51	109	557
INTERNOS PROGRAMADA													
Causa propia Media Tension	14	9	4	30	6	20	22	24	26	16	30	46	247
Causa ajena Media Tension	1	4	2	2	1	4	3	5	2	1	1	1	27
EXTERNOS FORZADA													
Causa Generación	0	56	0	12	0	0	4	0	3	0	0	3	78
Causa S.N.I.	0	0	0	42	4	0	23	48	21	111	35	27	311
EXTERNOS PROGRAMADA													
	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	2
TOTAL DE INTERRUPCIONES	319	330	356	361	169	184	203	259	362	305	286	484	3.618

FRECUENCIA MEDIA (fi)	0,947	0,925	1,014	0,989	0,468	0,483	0,530	0,698	0,963	0,782	0,775	1,290	9,746
DURACION MEDIA (Di) (Horas)	0,265	0,253	0,170	0,262	0,143	0,189	0,287	0,322	0,084	0,150	0,031	0,099	0,236
TIEMPO TOTAL (Ti) (Horas)	0,251	0,234	0,172	0,259	0,067	0,091	0,152	0,225	0,081	0,117	0,024	0,128	2,301

Resumen Anual

CALCULO DE INDICES DE INTERRUPCION DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE EMELEC
AÑO 2000

MESES	DETALLE DE INDICES MENSUAL												
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	2000
KVA INSTALADOS en el Sistema	1.161.442	1.162.729	1.164.257	1.164.792	1.165.943	1.166.465	1.168.914	1.168.914	1.169.794	1.172.496	1.175.197	1.183.860	1.183.860

NUMERO DE INTERRUPCIONES OCURRIDAS

TIPO INTERRUPCIONES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	2000
INTERNOS FORZADA	255	236	267	259	216	158	119	112	137	154	163	170	2.246
Causa propia Media Tension	27	37	41	52	25	21	41	35	44	16	27	31	397
Causa ajena Media Tension	18	26	31	33	42	16	11	15	40	27	27	29	315
INTERNOS PROGRAMADA	1	0	0	1	1	0	1	0	3	3	0	1	11
Causa propia Media Tension	14	0	0	98	131	0	4	4	8	18	41	10	328
Causa ajena Media Tension	6	3	139	2	0	27	0	12	0	0	15	6	210
EXTERNOS FORZADA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Causa Generación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Causa S.N.I.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EXTERNOS PROGRAMADA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

TOTAL DE INTERRUPCIONES	321	302	478	445	415	222	176	178	232	218	273	247	3.507
FRECUENCIA MEDIA (F)	0,784	0,736	1,072	1,161	1,058	0,522	0,407	0,421	0,533	0,524	0,680	0,601	8,385
DURACION MEDIA (D) (Hors)	0,201	0,268	0,466	0,394	0,507	0,199	0,161	0,219	0,209	0,093	0,000	0,153	0,297
TIEMPO TOTAL (TI) (Hors)	0,157	0,197	0,499	0,457	0,536	0,104	0,066	0,092	0,111	0,049	0,000	0,092	2,494

Resumen Anual

CALCULO DE INDICES DE INTERRUPCION DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE EMELEC
AÑO 2001

MESES	DETALLE DE INDICES MENSUAL												
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	2001
KVA INSTALADOS en el Sistema	1.188.798	1.189.753	1.189.901	1.191.553	1.194.689	1.195.726	1.200.274	1.201.696	1.203.574	1.207.767	1.209.997	1.213.243	1.213.243

NUMERO DE INTERRUPCIONES OCURRIDAS

TIPO INTERRUPCIONES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	2001
INTERNOS FORZADA													
Causa propia Media Tension	359	244	338	251	185	122	186	145	142	144	157	156	2.429
Causa ajena Media Tension	51	57	89	47	46	29	29	64	31	36	94	24	597
INTERNOS PROGRAMADA													
Causa propia Media Tension	18	34	16	19	10	7	6	17	20	34	10	19	210
Causa ajena Media Tension	0	1	1	1	3	0	1	0	0	1	0	0	8
EXTERNOS FORZADA													
Causa Generación	8	20	15	0	4	0	22	21	4	24	0	20	138
Causa S.N.I.	38	21	0	15	0	0	55	0	0	214	10	1	354
EXTERNOS PROGRAMADA													
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL DE INTERRUPCIONES	474	377	459	333	248	158	299	247	197	463	271	220	3.736
FRECUENCIA MEDIA (FI)	1,090	0,854	1,097	0,816	0,591	0,355	0,688	0,606	0,492	0,857	0,640	0,589	8,711
DURACION MEDIA (Dd) (Horse)	0,197	0,285	0,190	0,328	0,173	0,147	0,272	0,184	0,155	0,540	0,226	0,214	0,257
TIEMPO TOTAL (Td) (Horse)	0,214	0,243	0,209	0,268	0,101	0,052	0,187	0,111	0,076	0,463	0,144	0,126	2,338

Resumen Anual

■ Anexo # 4: Datos técnicos de la subestación Ceibos.

DATOS TECNICOS SUBESTACION CEIBOS.

Cerramiento: Cerca perimetral de malla con 1 puerta de malla abatible para acceso vehicular y 1 puerta de malla para acceso de personal

Vivienda del Guardian operador: Edificación de una planta de hormigón de 121 m², con 3 dormitorios, 1 sala, 1 comedor, 1 cocina y 1 baño.

Cuarto del operador: No hay cuarto de operador. Hay un escritorio dentro de la cabina metálica.

Edificios del departamento de alumbrado público: Dentro de la subestación hay un conjunto de edificaciones que pertenecen al Departamento de Alumbrado Público.

PATIO DE 69 KV PARA MANIOBRAS DE LINEAS DE SUBTRANSMISION

Estructuras : Estructura consistente de 11 torres de 0.70*0.70* 6 m , separadas 8m y unidas con bandejas horizontales para soportar dos niveles de barras, a través de las cuales se interconectan las líneas de subtransmisión Norte, Ceibos y 3 Cerritos, además se alimentan las subestaciones Ceibos 1 y 2. Existe una posición adicional que antes interconectaba la subtransmisión Quinto Guayas, que actualmente esta libre.

Las torres descansan sobre bases de hormigón armado, sujetas con pernos de acero empotrados.

SUBESTACIÓN CEIBOS 1

	DESCRIPCION	CANTIDAD
AISLADORES Y HERRAJES	Aisladores de 69 kv de 6 discos para estructura terminal	33
	grapa terminal	33
	Terminales tipo talon 700 MCM	24
CONDUCTORES	336 ACSR AL DESNUDO	225 m

INTERRUPTOR EN GAS SF6 (GCB) PARA ANTIGUA LINEA DE SUBTRANSMISION 5TO. GUAYAS	
MARCA	SIEMENS
TIPO	sp-72,5
SERIE	44524-2
BIL (KV)	350
Icontinua (A)	1200
KV max	72,5
I interr max	31,5
año FABR.	1989

TRANSFORMADOR TRIFASICO DE POTENCIAL Y DE CORRIENTE							
# DE FASES		MARCA	TIPO	RELACION	BIL (KV)	SERIE	VOLTAJE (KV)
CORRIENTE	3	WESTINGHOUSE	MTP 350	150-300/5	350	7721403	
POTENCIAL	2	WESTINGHOUSE	MTP 350	350-1	350	7721403	40,25

PARARRAYOS EN ESTRUCTURA 69KV								
FASE	MARCA	TIPO	# SERIE	Id max (KA)	Vnominal (KV)	MCOV	año	# unidad aplicada
A	EMP	CM60	K226-9		60	47	1974	1
B	EMP	CM60	K226-7		60	47	1974	1
C	EMP	CM60	K226-12		60	47	1974	1

CONDUCTORES		
USADO PARA	INTERCONEXION TRANSFORMADOR-SWCTHGEAR	BARRA 13.8 EN INTERIOR DE SWITCHGEAR
TIPO DE CONDUCTOR	TUBO DE COBRE DE 11/2 DE DIAMETRO	BARRA DE COBRE PARA 1200 A
LONGITUD (METROS)	12	13,5

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE DENTRO DEL SWITCHGEAR:						
ALIMENTADORA	CUBICULO	MARCA	TIPO	RELACION	USO	CANTIDAD
PRINCIPAL	3	WESTINGHOUSE	INTERIOR	1200/5	PROTECCION	3 EN DELTA
PRINCIPAL	3	WESTINGHOUSE	INTERIOR	1200/5	MED. PROTEC	3
CARLOS JULIO	4	WESTINGHOUSE	INTERIOR	600/5	MED. PROTEC	3
LOS CEIBOS	5	WESTINGHOUSE	INTERIOR	600/5	MED. PROTEC	3
LAS LOMAS	6	WESTINGHOUSE	INTERIOR	600/5	MED. PROTEC	3
INTERCONEXION	7	WESTINGHOUSE	INTERIOR	600/5	MED. PROTEC	3

TRANSFORMADORES DE POTENCIAL FUERA DEL SWITCHGEAR:						
FASE	MARCA	TIPO	RELACION (70 :1)	BIL	SERIE	BURDEN (VA)
A			8400/120	110	5667472	1200
B						
C			8400/120	110	5667467	1200

Están montados sobre una estructura aérea, a la salida de la alimentadora Carlos Julio. Se los usa para medición.

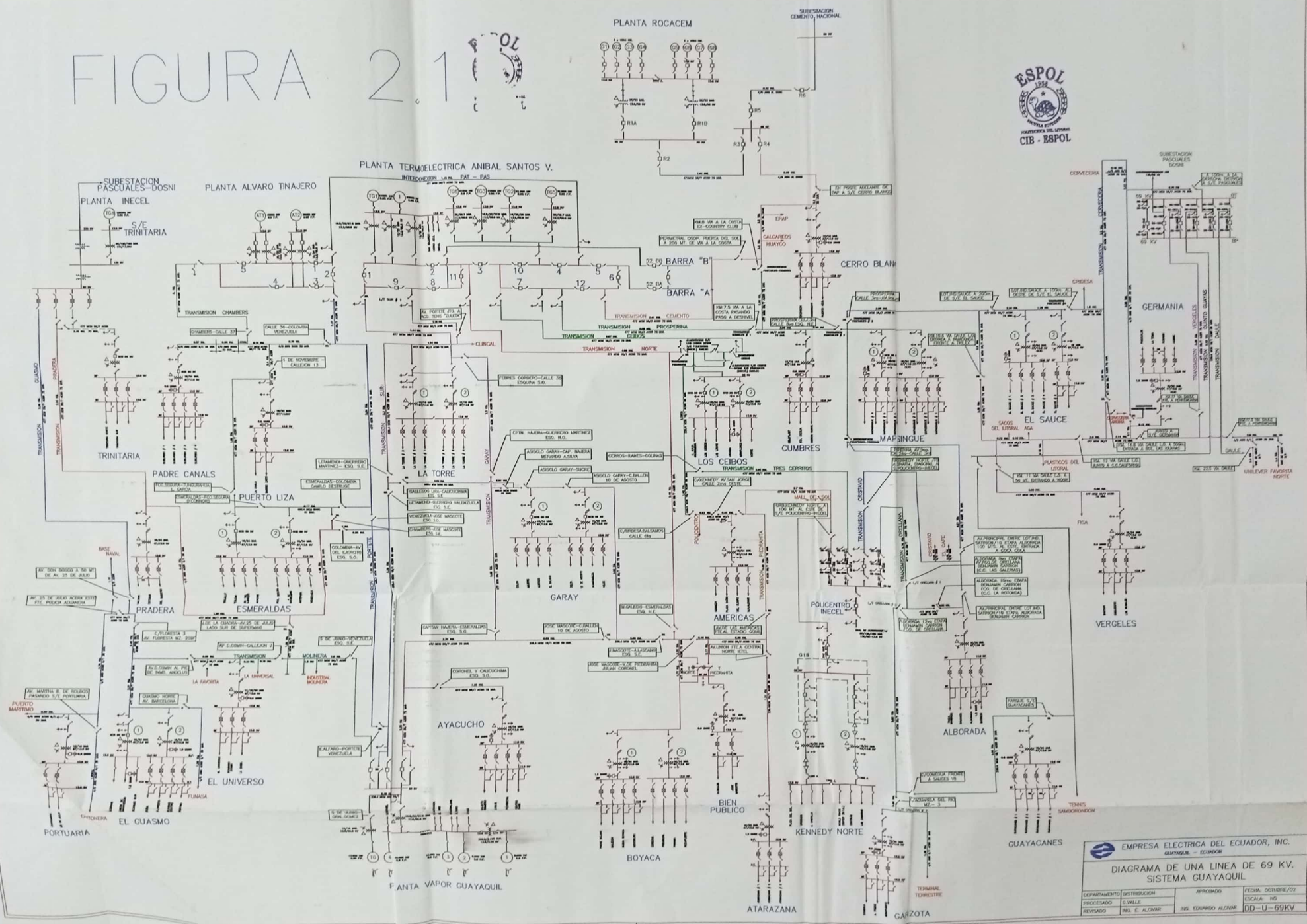
TRANSFORMADOR DE POTENCIAL DENTRO DEL SWITCHGEAR:						
ALIMENTADORA	CUBICULO	MARCA	TIPO	RELACION	BURDEN	CANTIDAD
	2	WESTINGHOUSE	INTERIOR	13800/120	1500	3
PRINCIPAL	3	WESTINGHOUSE	INTERIOR	8400/120		1
CARLOS JULIO	4	WESTINGHOUSE	INTERIOR	8400/120		1
LOS CEIBOS	5	WESTINGHOUSE	INTERIOR	8400/120		1
LAS LOMAS	6	WESTINGHOUSE	INTERIOR	8400/120		1
INTERCONEXION	7	WESTINGHOUSE	INTERIOR	8400/120		1

TRANSFORMADOR DE AUXILIARES FUERA DEL SWITCHGEAR:				
MARCA	TIPO	CAPACIDAD (KVA)	RELACION	SERIE
	CSP		7620/120-240 V	

TRANSFORMADOR DE AUXILIARES DENTRO DEL SWITCHGEAR				
MARCA	TIPO	CAPACIDAD (KVA)	RELACION	SERIE
G.E.	SECO	15	7200/120-240 V	97T28Y5423

Está conectado a la salida de la alimentadora Carlos Julio.

FIGURA 2.1



EMPRESA ELECTRICA DEL ECUADOR, INC. GUAYACANES - ECUADOR			
DIAGRAMA DE UNA LINEA DE 69 KV. SISTEMA GUAYAQUIL			
DEPARTAMENTO	DISTRIBUCION	APROBADO	FECHA: OCTUBRE/72
PROYECTADO	EL VALLE	ING. EDUARDO ALZARIN	ESCALA: NO
REVISADO	ING. E. ALZARIN		DD-U-69KV

BIBIOGRAFIA

- *Fundamentals of Supervisory Systems*, IEEE Tutorial 94 EH0392-1 PWR, 1994
- *IEEE Std C37.1-1994 : IEEE Standard Definition, Specification, and Analysis of Systems Used for Supervisory Control, Data Acquisition, and Automatic Control*
- *IEEE Std. 1525 - Substation Integrated Protection, Control and Data Acquisition Communications*
- *Manual de Ingeniería Eléctrica; Mc Graw Hill*
- McDonald, J, and Saxton, T., "Understanding Today's Protocol Standardization Efforts", *Utility Automation*, September/October 1997, edition of utility automation.
- McDonald, J, and Saxton, T., "Successful Integration and Automation Relies on Strategic Plan", *Electric Energy T&D Magazine*, January-February 2003.
- *ELIOP NOTICIAS No. 21-3er. Trimestre 96.*
- *ELIOP NOTICIAS No. 22-4to. Trimestre 96.*
- *ELIOP NOTICIAS No. 30- 3er. Trimestre 99.*
- *SALISBURY & CO., Salisbury Line Equipment, Siebe, Illinois, USA, 1991*
- *HUBBELL-CHANCE, T95 Catálogo de Herramientas, Centralia, Missouri, USA, 1995*
- *A.B. CHANCE CO., Manual para el mantenimiento de líneas vivas, Centralia, Missouri, USA, 1980*

Direcciones de Internet

<http://www.conelec.gov.ec>

<http://www.monografias.com>

<http://www.eliop.es>

<http://www.schlumberger.com>

<http://www.kemainc.com>