

**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.  
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**CURSOS ABIERTOS**

**SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

**TEMA**

**INTRODUCCIÓN A LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION**

**EXPOSITOR: ING. ROBERTO A. ESPINOSA Y LARA  
PALACIO DE MINERIA  
AGOSTO 2000**

**Palacio de minería**  
**Curso de Sistemas de Distribución**

25 de agosto	24 de agosto	23 de agosto	22 de agosto	21 de agosto	TEMA	PONENTE	HORARIO
					Inauguración	Ing. Roberto Espinosa y Lara	17:00-18:00
					Introducción a los sistemas de Distribución	Ing. Roberto Espinosa y Lara	18:00-19:00
					RECESO		
					Introducción a los sistemas de Distribución	Ing. Roberto Espinosa y Lara	19:30-21:00
					Cálculos fundamentales	Ing. Rubén López Aguilera	17:00-19:00
					RECESO		
					Cálculos fundamentales	Ing. Rubén López Aguilera	19:30-21:00
					Coordinación de aislamiento	Dr. Raúl Velázquez Sánchez	17:00-19:00
					RECESO		
					Coordinación de aislamiento	Dr. Raúl Velázquez Sánchez	19:30-21:00
					Mantenimiento en Líneas Aéreas de Distribución	Ing. Javier Cianeros Mejía	17:00-19:00
					RECESO		
					Mantenimiento en Líneas Subterráneas de Distribución	Ing. Carlos García Gama	19:30-21:00
					Método Monta Carlo	Ing. Javier Castro López	17:00-1
					RECESO		
					Fusibles de mediana tensión	Ing. Fernando Gómez Vargas	19:30-21:00

01 de septiembre	31 de agosto	30 de agosto	29 de agosto	28 de agosto	TEMA	PONENTE	HORARIO
					Ahorro de energía	Ing. Ernesto Niño Solís	17:00-19:00
					RECESO		
					Edificios Verticales	Ing. Ernesto Niño Solís	19:30-21:00
					Visita Red Central	Ing. Gilberto Díaz Pérez	17:00-19:00
					RECESO		
					Cables de energía	Ing. David Bautista Ortiz	19:30-21:00
					Obras Civiles de Distribución	Arg. Alberto Mondragón Castillo	17:00-19:00
					RECESO		
					Cables	Ing. Roberto Espinosa y Lara	19:30-21:00
					Sistemas de tierra	Ing. Guillermo López Monroy	17:00-19:00
					RECESO		
					Sistemas de tierra	Ing. Guillermo López Monroy	19:30-21:00
					Confiabilidad en los sistemas de Distribución	Ing. Gustavo Robles Peña	17:00-19:00
					RECESO		
					Clausura	Ing. Roberto Espinosa y Lara	19:30-21:00

Ago-Sep-2000

# **SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN**



## *Prefacio*

Aunque los sistemas de distribución han sido siempre parte esencial de cualquier proyecto de generación y venta de energía eléctrica, por muchos años su diseño se consideró más arte que ciencia.

Es relativamente reciente, sobre todo en los países latinoamericanos, la convicción de que es necesaria la aplicación de una cuidadosa tecnología eléctrica de distribución, destacando en este último decenio el uso de las computadoras digitales y analógicas, tradicionalmente aplicadas sólo a los sistemas de potencia para la solución de problemas cada vez más complejos de ingeniería de distribución.

Por tanto, no sólo debido a la importancia de los sistemas de distribución de las grandes ciudades sino por la dificultad en el diseño, el campo de desarrollo del ingeniero de distribución es prometedor e interesante, ya que su posición dentro de una empresa de generación y venta de energía adquiere cada vez mayor importancia debido a que sus decisiones influirán en las de dicha empresa.

La ingeniería de distribución requiere conocimientos fundamentales de ingeniería eléctrica, ingeniería económica, computación y una base firme de análisis de operaciones. El autor resume en esta obra la aplicación de tales conocimientos.

Sin hacer una reseña histórica de las prácticas anteriores o actuales aplicadas al diseño y operación de los sistemas de distribución, el autor ejemplifica las razones y conceptos fundamentales de ingeniería de distribución, indicando o sugiriendo algunos métodos para solucionar los problemas presentados durante el desarrollo del texto, aclarando que cada lector debe buscar la solución específica para los problemas que se le presenten aplicando estos conceptos.

La ingeniería de distribución, así como otras ciencias, están evolucionando en forma dinámica; por ello la finalidad del texto es establecer los conceptos fundamentales de la materia.

El contenido de este libro no son sólo los años de experiencia del autor, sino la recopilación de la numerosa y valiosa literatura que ha sido publicada por espe-

cialistas en la materia tanto del país como del extranjero y que aparece en la bibliografía de los capítulos de esta obra.

Deseo sinceramente que la presente obra sea útil al estudiante de la materia como texto y al ingeniero de distribución como material de referencia.

ING. ROBERTO A. ESPINOSA Y LARA



---

# Contenido

Prefacio .....	5
----------------	---

---

## CAPÍTULO 1

---

### *INTRODUCCIÓN* .....

---

13

1.1 Sistemas de distribución industriales .....	15
1.2 Sistemas de distribución comerciales .....	16
1.3 Parques industriales .....	16
1.4 Sistemas de distribución urbanos y residenciales .....	17
1.5 Distribución rural .....	17

---

## CAPÍTULO 2

---

### *ESTRUCTURAS FUNDAMENTALES* .....

---

21

2.1 Generalidades .....	21
2.2 Estructuras de mediana tensión .....	23
2.3 Estructuras de baja tensión .....	38
2.4 Alimentación de energía eléctrica a grandes concentraciones de carga .....	44
2.5 Análisis de costo-confiabilidad .....	49
2.6 Cuestionario .....	49
2.7 Bibliografía .....	52

---

## CAPÍTULO 3

---

<b><i>CARACTERÍSTICAS DE LA CARGA</i></b>	<b>55</b>
<hr/>	
3.1 Generalidades .....	55
3.2 Clasificación de las cargas .....	57
3.3 Características generales. Definición de los principales factores .....	59
3.4 Ejemplos resueltos .....	95
3.5 Cuestionario y problemas .....	112
3.6 Bibliografía .....	116

---

## CAPÍTULO 4

---

<b><i>PRINCIPIOS FUNDAMENTALES PARA LA PLANEACIÓN Y EL CÁLCULO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN</i></b>	<b>117</b>
<hr/>	
4.1 Antecedentes .....	117
4.2 Cálculos en redes de corriente directa .....	118
4.3 Concepto de impedancia .....	143
4.4 Aspectos generales para la planeación .....	146
4.5 Cálculo de pérdidas $I^2R$ en alimentadores de distribución primarios .....	174
4.6 Problemas .....	183
4.7 Bibliografía .....	191

---

## CAPÍTULO 5

---

<b><i>REDES AUTOMÁTICAS DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA</i></b>	<b>193</b>
<hr/>	
5.1 Generalidades .....	193
5.2 Características generales .....	195

5.3	Límites de empleo y aplicación .....	198
5.4	Elementos constitutivos .....	198
5.5	Principios básicos de operación .....	199
5.6	Diseño eléctrico de una red automática .....	203
5.7	Protectores de red automática .....	222
5.8	Cálculo de la corriente de cortocircuito en baja tensión .....	225
5.9	Manchas de red .....	241
5.10	Ventajas de los sistemas de distribución en red automática .....	247
5.11	Cuestionario y problemas .....	253
5.12	Bibliografía .....	254

---

## CAPÍTULO 6

---

### *PLANEACIÓN Y PRINCIPIOS*

### *ECONÓMICOS BÁSICOS*

### *APLICADOS A LOS*

### *SISTEMAS DE*

### *DISTRIBUCIÓN*

255

6.1	Introducción .....	255
6.2	Selección del calibre económico de un conductor .....	255
6.3	Cálculo del costo de pérdidas .....	258
6.4	Estudio de alternativas .....	264
6.5	Principios técnico-económicos .....	276
6.6	Técnicas actuales para el análisis de alternativas de inversión .....	279
6.7	Cálculos económicos en un medio inflacionario .....	289
6.8	Evaluación de las inversiones .....	299
6.9	Comparación de alternativas .....	307
6.10	Análisis del problema de reemplazo .....	315
6.11	Problemas .....	320
6.12	Apéndice .....	322
6.13	Bibliografía .....	329



---

## CAPÍTULO 7

---

### *PRINCIPIOS BÁSICOS DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN*

---

		<b>331</b>
7.1	Introducción .....	331
7.2	Conceptos básicos del control de calidad .....	337
7.3	Definición de grados de continuidad de acuerdo con el tipo de consumidores atendidos .....	340
7.4	Principios estadísticos aplicados a la evaluación de equipos .....	347
7.5	Análisis práctico y cálculo de los índices de confiabilidad .....	373
7.6	Evaluación de la confiabilidad en sistemas de distribución subterráneos .....	390
7.7	Problemas .....	414
7.8	Bibliografía .....	416
7.9	Apéndice .....	417

---

## CAPÍTULO 8

---

### *CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO Y PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTES*

---

		<b>419</b>
8.1	Introducción .....	419
8.2	Fundamentos para el cálculo de cortocircuito .....	420
8.3	Conceptos básicos .....	447
8.4	Interruptores .....	452
8.5	Características generales de los relevadores .....	462
8.6	Restauradores .....	473
8.7	Seccionalizadores .....	478
8.8	Fusibles de baja y mediana tensión .....	490
8.9	Coordinación de dispositivos de protección en serie ..	527
8.10	Ejemplos de aplicación .....	546
8.11	Problemas y cuestionario .....	551
8.12	Bibliografía .....	551

---

## CAPÍTULO 9

---

<b>ORIGEN DE LAS SOBRETENSIONES Y</b>		
<b>MÉTODOS DE PROTECCIÓN</b>		
<b>553</b>		
9.1	Introducción . . . . .	553
9.2	Sobretensiones de origen interno . . . . .	555
9.3	Clasificación de sistemas . . . . .	557
9.4	Origen y características de sobretensiones externas . . .	558
9.5	Efectos de las descargas atmosféricas en sistemas aéreos . . . . .	561
9.6	Elementos de protección de líneas aéreas . . . . .	564
9.7	Características y operación de los apartarrayos autovalvulares . . . . .	573
9.8	Selección y aplicación de apartarrayos autovalvulares	583
9.9	Características de los apartarrayos de óxido de zinc (ZnO) . . . . .	590
9.10	Métodos alternos para proteger acometidas aero-subterráneas . . . . .	595
9.11	Métodos empleados para la protección de circuitos aéreos . . . . .	601
9.12	Protección de equipo eléctrico contra sobretensiones .	607
9.13	Coordinación de aislamiento . . . . .	614
9.14	Ejemplos de aplicación . . . . .	627
9.15	Problemas . . . . .	634
9.16	Bibliografía . . . . .	636

---

## CAPÍTULO 10

---

<b>PROPAGACIÓN DE ONDAS DE</b>		
<b>SOBRETENSIÓN Y FENÓMENO DE</b>		
<b>FERRORRESONANCIA EN</b>		
<b>SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>		
<b>637</b>		
10.1	Introducción . . . . .	637
10.2	Sobretensiones internas . . . . .	640
10.3	Ondas de sobretensión y su propagación . . . . .	654

10.4	Análisis de los fenómenos de resonancia y ferrorresonancia .....	666
10.5	Circuitos ferrorresonantes en sistemas de distribución .....	673
10.6	Cálculo de la capacitancia del circuito .....	685
10.7	Análisis de los circuitos propuestos .....	688
10.8	Desarrollo de las ecuaciones fundamentales .....	691
10.9	Operación monofásica de fusibles de alta tensión .....	696
10.10	Cálculo de la distancia mínima permisible .....	697
10.11	Problemas resueltos .....	705
10.12	Problemas y cuestionario .....	710
10.13	Bibliografía .....	712

# CAPITULO 1

---

## *Introducción*

Uno de los componentes más importantes de los sistemas eléctricos, ya sea que pertenezcan a empresas privadas o estatales, es el sistema de distribución. En todos los casos la energía que vende cualquier compañía pasa por su sistema de distribución, siendo por ello importante el buen diseño y enfoque de tales sistemas. Éstos pueden variar desde una simple línea aérea que conecte un generador con un solo consumidor, hasta un sistema malla o de red automática que alimente la zona más importante de una ciudad. En la figura 1.1 se puede observar que parte de un sistema de energía eléctrica, incluyendo la generación, corresponde a los sistemas de distribución.

Durante muchos años ha sido un tema controvertido definir la división entre los llamados sistemas de potencia, en donde se incluyen las líneas de transmisión, y los sistemas de distribución; aun en la actualidad es difícil establecer esta línea. Sin embargo, para mostrar la importancia que tienen estos últimos se indicará qué parte o porcentaje de las inversiones totales corresponden a los sistemas de distribución.

Las inversiones que se realizan en los sistemas de distribución dentro de cualquier empresa de suministro de energía eléctrica, comparados con los que se efectúan en otras áreas como las de generación y transmisión, sorprenden muchas veces aun a los mismos ingenieros de potencia de las empresas eléctricas. En la figura 1.2 se muestra el porcentaje, en forma aproximada, de la relación de inversiones de estos importantes rubros.

Se debe recordar que las estadísticas de que se dispone no incluyen los sistemas de distribución privados existentes en los grandes predios comerciales o industriales. Por tanto, cualquier país, independientemente de que sea industrializado o en desarrollo, utiliza el 50% o más de su consumo de energía eléctrica en su industria o en procesos productivos, los cuales tienen en sí mismos sistemas de distribución de importancia considerable, como empresas petroquímicas, automovilísticas, etc.

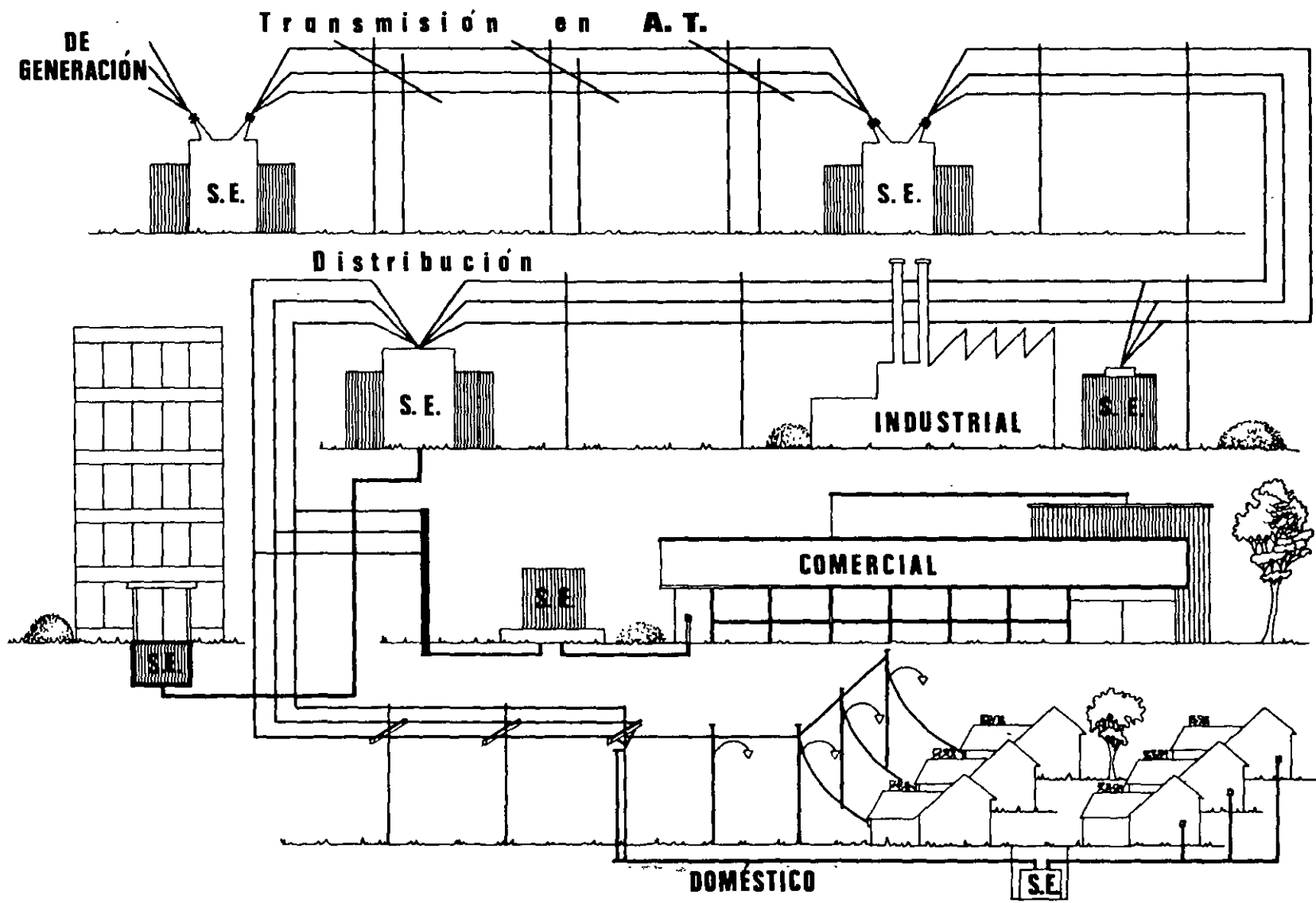


Figura 1.1 Sistema de distribución (aéreo y subterráneo).

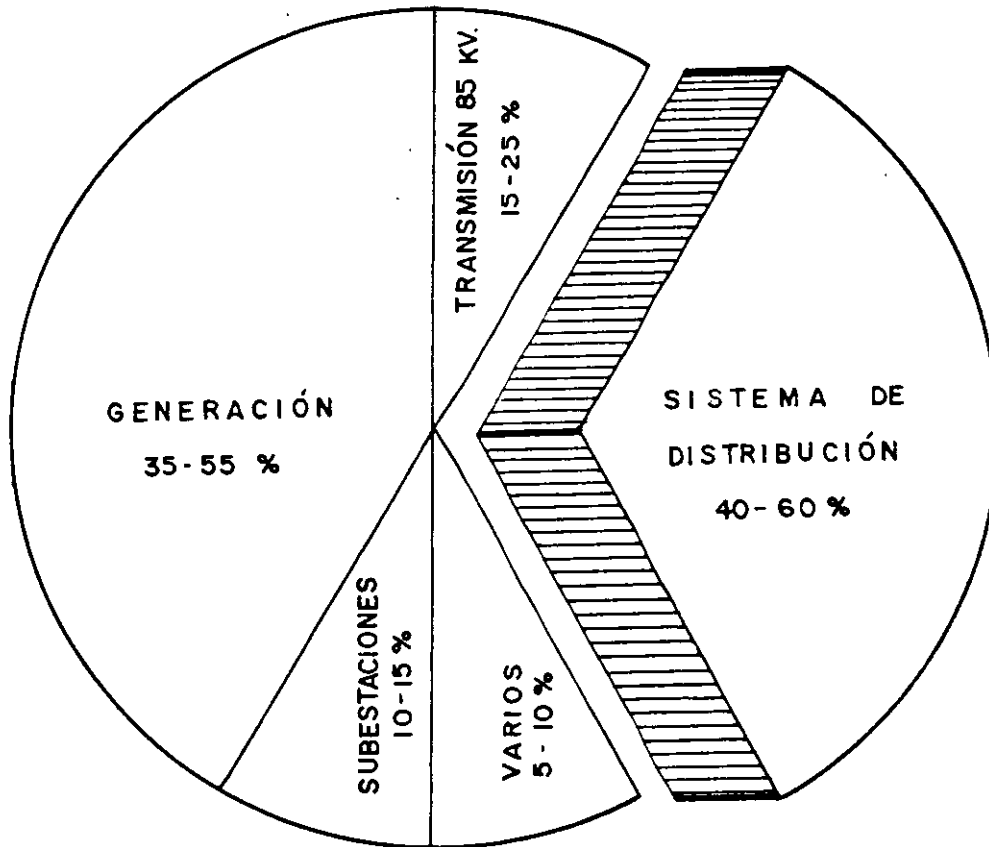


Figura 1.2 Inversiones en un sistema de energía eléctrica.

¿Qué es lo que en realidad significa el término sistemas de distribución? Tal vez no esté perfectamente definido internacionalmente; sin embargo, comúnmente se acepta que es el conjunto de instalaciones desde 120 volts hasta tensiones de 34.5 kV encargadas de entregar la energía eléctrica a los usuarios.

En el nivel de baja tensión por lo general hay confusiones con las instalaciones internas o cableado de predios comerciales o grandes industrias y en tensiones mayores de los 34.5 kV, como es el caso de cables de subtransmisión de 85 kV que se traslapan con tensiones mayores, especialmente en países industrializados en que la población urbana es alta, y se consideran estas tensiones como de distribución. Dependiendo de los métodos de operación, las estructuras de las redes y el equipo que se use se clasifican en cinco campos principales de desarrollo (tabla 1.1).

## 1.1 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN INDUSTRIALES

Estos sistemas representan grandes consumidores de energía eléctrica, como plantas petroquímicas, de acero, de papel y otros procesos industriales similares.

Tabla 1.1 Áreas de distribución.

Sistemas de distribución industriales	P
Sistemas de distribución comerciales	P
Parques industriales	E
Distribución urbana y residencial	E
Distribución rural	E
P Propiedad privada E Propiedad estatal	

Estos sistemas, aunque son de distribución, deben ser alimentados a tensiones más elevadas que las usuales, es decir, 85 kV o mayores. Con frecuencia el consumo de energía de estas industrias equivale al de una pequeña ciudad, generando ellas mismas, en algunas ocasiones, parte de la energía que consumen por medio de sus procesos de vapor, gas o diesel, según el caso.

La red de alimentación y la estructura de la misma deberá tomar en cuenta las posibilidades o no de su interconexión con la red o sistema de potencia, ya que esto determinará la confiabilidad del consumidor, que en este caso es muy importante debido al alto costo que significa una interrupción de energía:

Dentro de las diferentes industrias existe una gran variedad de tipos de carga y por tanto del grado de confiabilidad que cada una de ellas requiere; así, es muy importante el papel de la ingeniería de distribución en este caso, ya que solamente ésta podrá ayudar a definir el tipo de alimentación, su estructura, su tensión y, en consecuencia, el grado de confiabilidad que este consumidor requiera.

## 1.2 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN COMERCIALES

Estos sistemas son los que se desarrollan para grandes complejos comerciales o municipales como rascacielos, bancos, supermercados, escuelas, aeropuertos, hospitales, puertos marítimos, etc. Este tipo de sistema posee sus propias características por el tipo de demanda de energía que tiene con respecto a la seguridad tanto de las personas como de los inmuebles. En estos casos se cuenta con generación local, en forma de plantas generadoras de emergencia, mismas que son parte importante en el diseño del sistema de alimentación en este tipo de servicios.

## 1.3 PARQUES INDUSTRIALES

Esta área se refiere a la alimentación, en zonas definidas denominadas parques industriales, a pequeñas o medianas industrias localizadas por lo general en las afueras de las ciudades o centros urbanos. Las estructuras pueden ser similares a las anteriores; sin embargo, los requisitos de continuidad varían, siendo en algunos casos no muy estrictos. Por lo general la tensión de alimentación en estas

zonas es mediana por lo que el desarrollo de las redes de baja tensión es mínimo. La planeación de estos sistemas se debe considerar con gran flexibilidad ya que la expansión en estas zonas industriales es grande, en especial en zonas nuevas en países en desarrollo. En la mayoría de los casos estas estructuras son desarrolladas y operadas por las compañías de distribución estatales.

#### **1.4 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN URBANOS Y RESIDENCIALES**

Estos sistemas por lo general son también responsabilidad directa de las compañías suministradoras de energía eléctrica, y consisten en la mayoría de los casos en grandes redes de cables subterráneos o aéreos desarrollados en zonas densamente pobladas. En grandes centros urbanos las cargas con frecuencia son considerables, aunque nunca comparables con las cargas industriales. Por otra parte, en zonas residenciales las cargas son ligeras y sus curvas de carga muy diferentes a las de las zonas urbanas comerciales o mixtas; por tanto, las estructuras de alimentación para estas zonas son distintas y los criterios con los que se debe diseñar son exclusivos para este tipo de cargas.

#### **1.5 DISTRIBUCIÓN RURAL**

Esta área de la distribución es la que tiene la densidad de carga más baja de las mencionadas y por ello requiere soluciones especiales que incluyan tanto las estructuras como los equipos. Las grandes distancias y las cargas tan pequeñas representan un costo por kW-h muy elevado, por lo que en muchas zonas es preferible generar la energía localmente cuando menos al inicio de las redes.

Las cinco categorías en que se dividieron los sistemas de distribución y que figuran en la tabla 1.1 presentan un panorama general de la ingeniería de distribución. Sin embargo, es conveniente subrayar que las dos primeras, los sistemas de distribución industriales y comerciales, por lo general las diseñan y operan las propias empresas a las que pertenecen, y las últimas tres son responsabilidad de las empresas de distribución en la mayoría de los países. Son en estas tres áreas en las que principalmente se ha basado este libro.

El porcentaje de las inversiones que dentro de los sistemas de distribución tiene una compañía de energía eléctrica, en forma muy general, ya que esto puede cambiar según el país, se ilustra en la figura 1.3. Sin embargo, es importante señalar que en todos los casos el renglón de baja tensión es el que representa la inversión más fuerte. Es oportuno señalar que cualquier innovación o mejora a este nivel de tensión repercutirá en forma considerable en las inversiones de todo el sistema.

En la tabla 1.2 se resumen los procedimientos para la planeación y diseño de los sistemas de distribución. Estos están divididos en tres grandes rubros: consideraciones generales, diseño del sistema y diseño del equipo. Como se señalan en esta tabla, tales conceptos consideran muchos aspectos no sólo de ingenie-



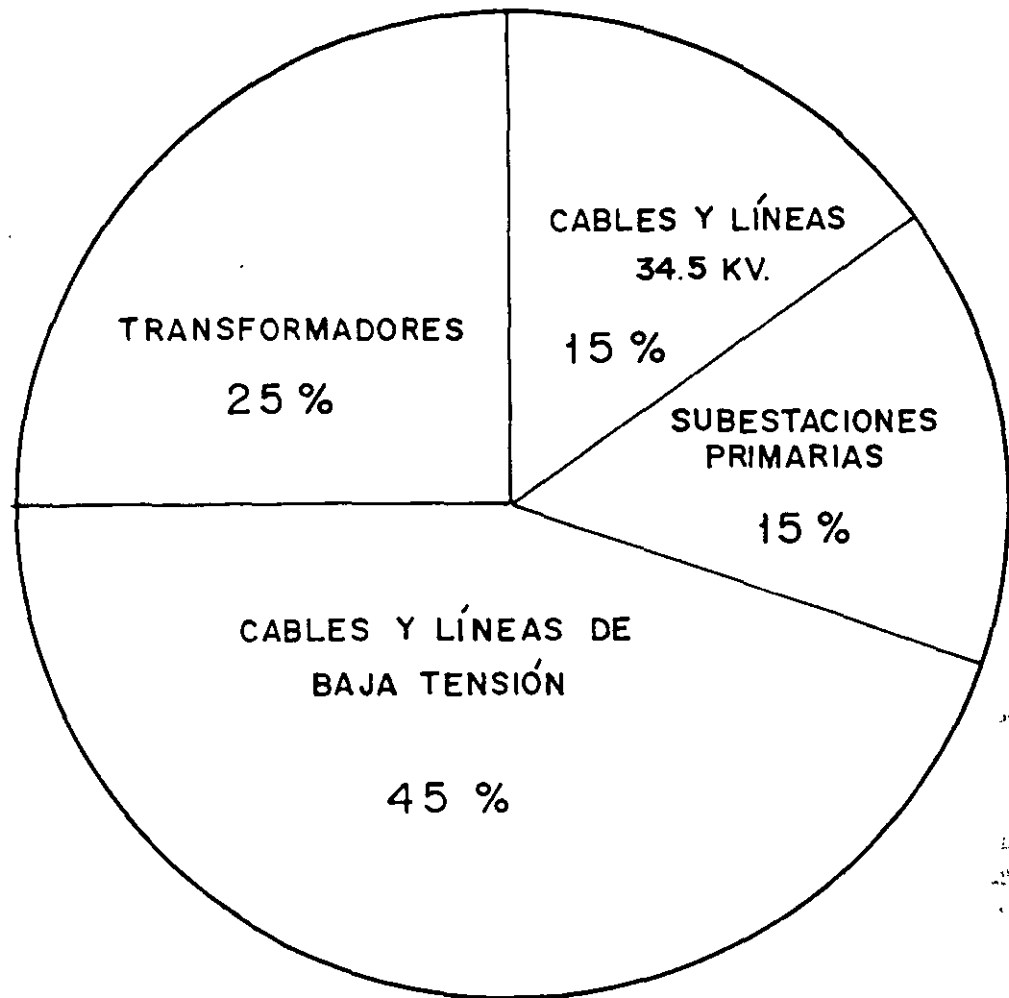


Figura 1.3 Inversiones en los sistemas de distribución.

ría eléctrica sino también mecánica y civil, lo que hace necesario el empleo cada vez más frecuente de métodos de ingeniería de sistemas y administración. Sin embargo, ante todo es necesaria la aplicación tanto de buen sentido como de la experiencia adquirida en las empresas. Es en este punto en donde es necesario recalcar que un ingeniero de distribución requiere del conocimiento amplio de variadas disciplinas para el desempeño de su función.

Cuando los sistemas eléctricos de distribución se diseñan para países en desarrollo se deben considerar las diferencias que existen entre éstos y los países industrializados. Así, deberá empezarse con el adiestramiento del personal o fuerza de trabajo que va a mantener y operar los sistemas, ya que en forma general estarán menos capacitados para sostener redes muy complicadas en cuanto a su operación.

Otra diferencia importante es la continuidad en el servicio; por lo general en los países altamente industrializados se exige un alto grado de confiabilidad, que en la mayoría de los casos se logra con diseños redundantes con costos elevados, lo

Tabla 1.2 Planeación y diseño de sistemas de distribución.

<i>Consideraciones generales</i>	<i>Diseño del sistema</i>	<i>Diseño del equipo</i>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Normas nacionales y/o internacionales.</li> <li>• Seguridad del personal y equipo.</li> <li>• Simplicidad.</li> <li>• Condiciones climáticas.</li> <li>• Mantenimiento-política de piezas de repuesto.</li> <li>• Adiestramiento del personal.</li> <li>• Confiabilidad de los componentes.</li> <li>• Facilidades de la alimentación desde el sistema de potencia.</li> <li>• Optimización de costos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Automatización del sistema.</li> <li>• Tasas de crecimiento y características de la carga.</li> <li>• Selección de las estructuras de AT, MT y BT.</li> <li>• Localización óptima de las subestaciones de distribución.</li> <li>• Selección de la tensión de alimentación.</li> <li>• Análisis de cortocircuito.</li> <li>• Diseño de la protección, relevadores y fusibles.</li> <li>• Protección contra sobrevoltajes (descargas atmosféricas).</li> <li>• Diseño del sistema de tierras.</li> <li>• Corrección al factor de potencia.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Diseño de las subestaciones de distribución, incluyendo interruptores, transformadores y edificios.</li> <li>• Selección y diseño de claves para líneas aéreas y sistemas subterráneos y optimización del calibre.</li> <li>• Equipo para supervisión de la carga y automatización del sistema para la operación en condiciones normales y anormales.</li> </ul>

que muchas veces los países en desarrollo no pueden afrontar. Es opinión de los ingenieros de distribución en estos países simplificar las redes de alimentación tanto en su estructura como en el equipo que se emplea para su construcción.

En cargas importantes como las de hospitales y aeropuertos, en ocasiones se prefiere generar en el propio lugar la energía de emergencia para tener un respaldo en caso de falla de la alimentación normal, tratando de elevar, con un mantenimiento estricto, la continuidad de las redes de distribución, ya que en ciertos países la mano de obra es menos costosa.

Otro problema grave que influye muchas veces en la planeación de las redes de distribución en países en vías de desarrollo es la falta de normas nacionales que impiden un desarrollo acorde con las normas internacionales, ya que la influencia de fabricantes o normas extranjeras con frecuencia tiende a imponer criterios de operación o diseño que influyen de manera nociva en los sistemas de distribución del país.

Es importante indicar aquí la necesidad y obligación que tienen los ingenieros de distribución de los países en desarrollo y las empresas que fabrican equipos para estos sistemas observar siempre las normas nacionales, y en caso de que no las hubiese preferir las normas internacionales, que en este caso pueden ser las indicadas por la Comisión Internacional Electrotécnica (IEC), que resume el consenso internacional de métodos y equipos aplicados a la Ingeniería de Distribución.

Existen tres tipos de ingeniería en los que es posible dividir el diseño de los sistemas de distribución:

- Diseño eléctrico.
- Diseño mecánico.
- Diseño económico.

Es muy difícil encasillar un problema específico en uno de estos tres tipos solamente, ya que siempre se encontrará interrelacionado con los otros dos, debiendo considerar su parte correspondiente para el resultado óptimo en el diseño final.

El diseño eléctrico tiene que ver principalmente con el comportamiento eléctrico satisfactorio del sistema y todos los aparatos que intervienen en el mismo. Enfocado desde este único punto de vista, cualquier sistema que ofrezca resultados satisfactorios será adecuado, es decir, un sistema de distribución que transmita la energía necesaria a un consumidor con una continuidad aceptable será un sistema satisfactorio, sin importar el costo. Sin embargo, es evidente que la consideración económica desempeña un papel importante en el diseño.

El diseño mecánico forma parte del estudio de las obras civiles y elementos metálicos, de concreto, madera o material sintético en las que se instalan los sistemas, incluyendo la selección de materiales adecuados que reúnan los requisitos indispensables de resistencia mecánica, seguridad, apariencia, durabilidad y mantenimiento, por mencionar algunos factores.

El diseño económico debe comprender la investigación de los costos relativos, es decir, donde sea posible escoger más de un diseño que satisfaga al sistema desde el punto de vista eléctrico y mecánico; la decisión final se debe basar siempre en un cuidadoso estudio económico que optimice el resultado final.

Se debe entender que no necesariamente la misma inversión inicial en un proyecto de distribución es la óptima debido a que el estudio económico debe intervenir en los costos de operación, que usualmente serán mayores que el costo inicial, ya que una red de distribución en promedio se debe diseñar para una vida útil de cuando menos 30 años.

Otro aspecto que debe considerarse en el estudio económico y que cada vez adquiere mayor importancia es la calidad del servicio, en la que está inherente la confiabilidad del sistema.

El presente texto trata en diversos capítulos los tres aspectos de ingeniería fundamentales para el diseño de los sistemas de distribución que se mencionaron anteriormente, aunque sin profundizar en ninguno de ellos, debido a la complejidad que representa su diseño; sin embargo, sólo por razones didácticas se pone mayor énfasis en el diseño eléctrico.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.  
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**CURSOS ABIERTOS**

**SISTEMAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA**

**TEMA**

**CARACTERÍSTICAS DE LA CARGA**

**EXPOSITOR: ING. ROBERTO A. ESPINOSA Y LARA  
PALACIO DE MINERIA  
AGOSTO 2000**

---

## *Características de la carga*

### **3.1 GENERALIDADES**

El conocimiento de las características eléctricas de un sistema de distribución y la aplicación de los conceptos fundamentales de la teoría de la electricidad son quizá los requisitos más esenciales para diseñar y operar un sistema de esta naturaleza. Por tanto, es necesario que el ingeniero de distribución posea conocimientos claros de las características de la carga del sistema que va a alimentar para diseñarlo y operarlo en forma óptima. Desafortunadamente, aunque el ingeniero que planea un sistema de distribución tiene libertad en la selección de muchos factores que intervienen en el diseño del sistema, no la tiene en uno de los más importantes: la carga, ya que ésta no queda dentro del entorno del sistema de distribución, siendo definitivamente la más importante y decisiva variable exógena tanto para el diseño como en la operación del sistema (figura 3.1).

Un estudio de las cargas y sus características abarca no solamente los diversos tipos de aparatos que se usan y su agrupación para conformar la carga de un consumidor individual, sino también el grupo de consumidores que integran la carga de una zona. Por ejemplo, un equipo de aire acondicionado se debe estudiar como una carga residencial que por lo general se utiliza sólo en algunas zonas, y sus características de carga se deben entender perfectamente para después reflejar su efecto en la carga total del consumidor; de tal punto se deberá partir para analizar esta carga residencial tipo y su efecto en el sistema de distribución que la alimenta. Finalmente, se deberán estudiar las diferentes clases de carga de tipo residencial combinadas con otros tipos de carga, para observar la influencia que tendrán en la carga general de un alimentador y éste a su vez en la carga total de una subestación.

Antes de proceder al estudio de cada uno de los tipos de carga es necesario subrayar nuevamente la importancia de conocer las características de la carga y

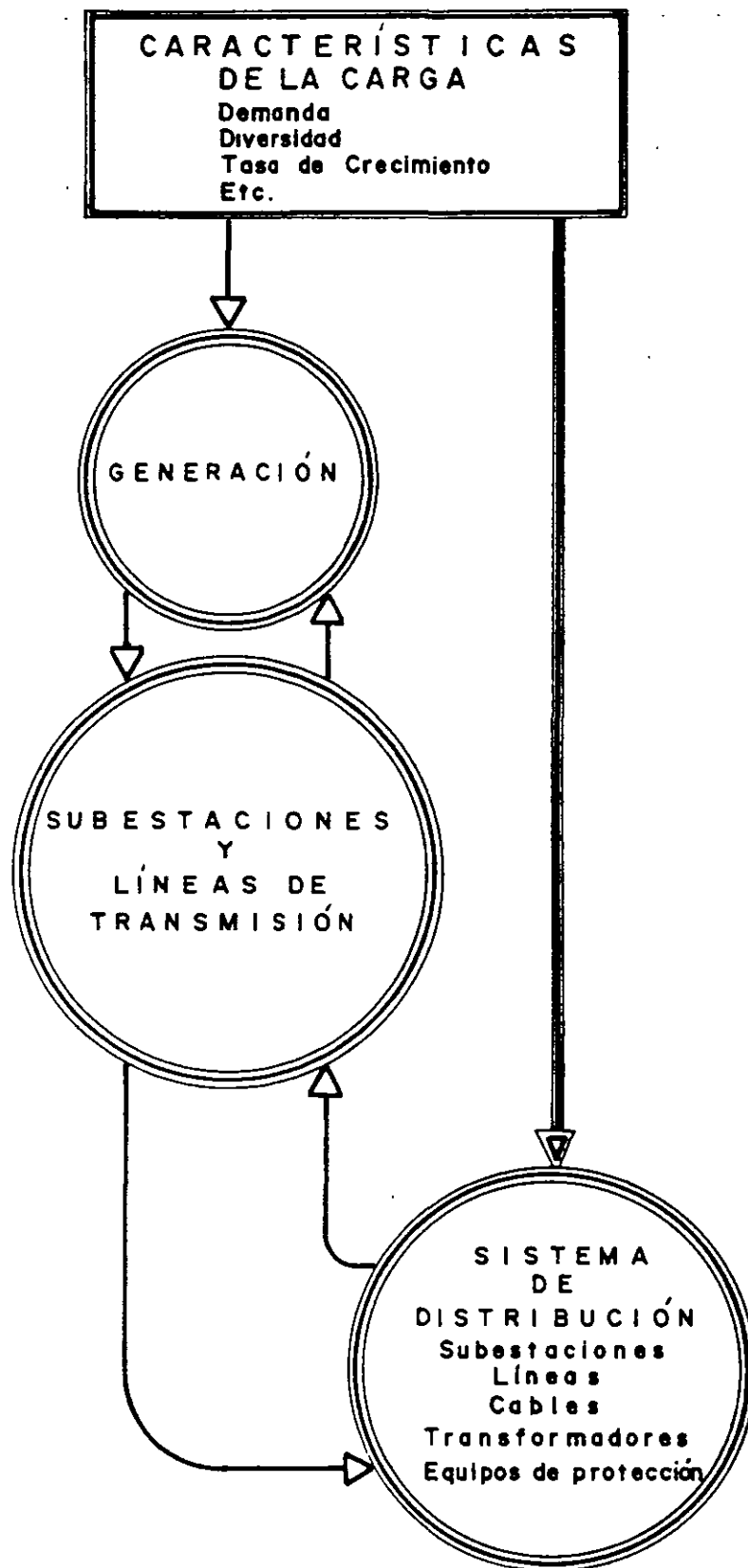


Figura 3.1 Las características de la carga influyen en los sistemas de potencia y distribución, mas no a la inversa.

cómo afectan al diseño del sistema en general. Este capítulo pretende explicar con detalle las características que pueden presentar las cargas, definiendo cada una de ellas.

### 3.2 CLASIFICACIÓN DE LAS CARGAS

Existen diversos criterios para la clasificación de las cargas, entre los cuales destacan:

- a) Localización geográfica.
- b) Tipo de utilización de la energía.
- c) Dependencia de la energía eléctrica (confiabilidad).
- d) Efecto de la carga en el sistema de distribución (ciclo de las cargas).
- e) Tarifas.
- f) Especiales.

#### a) Localización geográfica

Un sistema de distribución debe atender a usuarios de energía eléctrica, tanto los localizados en ciudades como en zonas rurales; por tanto, es obvia una división del área que atiende el sistema de distribución en zonas.

La carga de cada usuario se clasificará de acuerdo con su localización geográfica, destacando peculiaridades típicas de cada zona. Así, por ejemplo, en la zona urbana central de cualquier ciudad se tendrá una elevada densidad de carga, con consumidores constituidos por edificios de oficinas y comercios; asimismo, en una zona urbana habrá densidades de carga menores que en zonas centrales urbanas, predominando las cargas de tipo residencial. Sin embargo, hay algunas zonas que originan cargas de valor elevado con cargas de tipo industrial medio. En la tabla 3.1 se muestran algunos valores de densidades características por zona.

**Tabla 3.1.** Densidades típicas por zona.

Zonas	$MVA/km^2$ densidad
Urbana central	40-100
Semiurbana	3-5
Urbana	5-40
Rural	< 5

**b) Tipo de utilización de la energía**

Las aplicaciones que da el usuario al consumo de energía eléctrica pueden servir como parámetros para clasificar las cargas; así, de éstas se tienen, por ejemplo:

- Cargas residenciales.
- Cargas de iluminación en predios comerciales.
- Cargas de fuerza en predios comerciales.
- Cargas industriales.
- Cargas de municipios o gubernamentales.
- Cargas hospitalarias.

**c) Dependencia de la energía eléctrica (confiabilidad)**

Considerando los perjuicios que pueden causar las interrupciones de energía eléctrica en las cargas, es posible clasificar éstas en:

- Sensibles.
- Semisensibles.
- Normales.

Se entiende por cargas sensibles aquéllas en que una interrupción de alimentación de energía eléctrica, aunque sea momentánea, causa perjuicios considerables; por ejemplo, si hay una interrupción en el proceso de fabricación de hilo rayón, ocurrirá el rompimiento del hilo y por tanto pérdida de producción.

Se consideran cargas semisensibles aquéllas en que una interrupción de energía durante corto tiempo, no mayor de 10 minutos, no causa grandes problemas en la producción o servicios en general.

Finalmente, cargas normales son aquéllas en que una interrupción en un tiempo más o menos largo ( $1 \text{ h} \leq t \leq 5 \text{ h}$ ) no causa mayores perjuicios a la producción o al servicio.

**d) Efecto de la carga en el sistema de distribución y ciclo de trabajo de las cargas**

Conforme al ciclo de trabajo, las cargas se pueden clasificar en:

- Transitorias cíclicas.
- Transitorias acíclicas.
- Normales.

Las primeras son aquellas que no funcionan continuamente y efectúan un ciclo de trabajo periódico, desarrollando las segundas un ciclo de trabajo no periódico.



dico, no así las normales que trabajan continuamente. La existencia de cargas transitorias impone soluciones más elaboradas, en especial tratándose de cargas de gran potencia, ya que ocasionan perturbaciones en el sistema y deben evitarse.

#### e) Tarifas

Otro criterio de clasificación es la tarifa o la manera de cobro de la energía que se suministra. Para ello las compañías eléctricas acostumbran catalogar a sus consumidores de acuerdo con el tipo de carga que consumen. Evidentemente, esto dependerá del criterio de cada compañía. En la tabla 3.2 se muestra un ejemplo de esta clasificación.

#### f) Especiales

Dentro de las cargas especiales se distinguen las que introducen asimetrías al sistema y lo desequilibran, por ejemplo: hornos monofásicos eléctricos.

También se pueden considerar especiales las cargas grandes cuya alimentación altera las condiciones de funcionamiento de un sistema, como el Sistema de Transporte Colectivo (Metro), los centros petroquímicos, etc.

### 3.3 CARACTERÍSTICAS GENERALES. DEFINICIÓN DE LOS PRINCIPALES FACTORES

Mediante algunos aparatos de medición debidamente instalados y sincronizados es posible obtener cantidades de energía eléctrica que permitan definir de ma-

Tabla 3.2 Clasificación de las cargas por tarifas\*.

• Tarifa No. 1	- Servicios domésticos.
• Tarifa No. 1-A	- Servicio doméstico con clima muy cálido.
• Tarifa No. 2	- Servicio general hasta 25 kW de demanda.
• Tarifa No. 3	- Servicio general para más de 25 kW de demanda.
• Tarifa No. 4	- Servicio para molinos de nixtamal y tortillerías.
• Tarifa No. 5	- Servicio de alumbrado público.
• Tarifa No. 6	- Servicio para bombeo de aguas potables o negras.
• Tarifa No. 7	- Servicio temporal.
• Tarifa No. 8	- Servicio general en alta tensión.
• Tarifa No. 9	- Servicio para bombeo de agua para riego agrícola.
• Tarifa No. 10	- Servicio en alta tensión para reventa.
• Tarifa No. 11	- Servicio en alta tensión para explotación y beneficio de minerales.
• Tarifa No. 12	- Servicio general para 5000 kW o más de demanda a tensiones de 66 kW o superiores.

\*Publicación del DIARIO OFICIAL del lunes 2 de agosto de 1982.

nera adecuada una carga o un conjunto de cargas, así como determinar y aun predecir el efecto que pueden tener en un sistema de distribución. Sin embargo, el uso de este tipo de tablas o gráficas así obtenidas en muchas ocasiones no basta para definir las características de una carga.

En ingeniería eléctrica de distribución existen algunos términos que explican claramente las relaciones de cantidades eléctricas que pueden ayudar a precisar las características de una manera sencilla; asimismo, estas relaciones son útiles para determinar los efectos que la carga puede causar en el sistema. A continuación se presenta una breve definición de las relaciones más importantes y útiles para el diseño de un sistema de distribución.

#### a) Potencia eléctrica

La potencia eléctrica representa la razón a la cual el trabajo se efectúa en un circuito eléctrico. La unidad que por lo regular se usa es el watt o kilowatt. El término "razón a la cual el trabajo se efectúa" introduce un elemento de tiempo en la definición de potencia eléctrica, de tal manera que un kilowatt para un periodo definido representa una razón específica a la cual el trabajo se puede efectuar. El kilowatt-hora representa la potencia eléctrica de un kilowatt actuando en un intervalo de una hora; así pues, éste representa una medida del trabajo total que realiza un circuito eléctrico. Si, por ejemplo, el circuito entrega 60 kW en un minuto, esa misma cantidad de trabajo realizará un kilowatt-hora, es decir:

$$1 \text{ kWh} = 60 \text{ kW} \times \frac{1}{60} \text{ h}$$

Sin embargo, la razón a la que el circuito está haciendo el trabajo será sesenta veces mayor. En consecuencia, una potencia eléctrica define la razón a la cual se requiere que el sistema de alimentación efectúe el trabajo.

#### b) Demanda

La demanda de una instalación o sistema es la carga en las terminales receptoras tomada en un valor medio en determinado intervalo. En esta definición se entiende por carga la que se mide en términos de potencia (aparente, activa, reactiva o compleja) o de intensidad de corriente. El periodo durante el cual se toma el valor medio se denomina intervalo de demanda y es establecido por la aplicación específica que se considere, la cual se puede determinar por la constante térmica de los aparatos o por la duración de la carga.

La carga puede ser instantánea, como cargas de soldadoras o corrientes de arranque de motores. Sin embargo, los aparatos pueden tener una constante térmica en un tiempo determinado, de tal manera que los intervalos de demanda pueden ser de 15, 30, 60 o más minutos, dependiendo del equipo de que se trate. Se pue-

de afirmar entonces que al definir una demanda es requisito indispensable indicar el intervalo de demanda, ya que sin esto el valor que se establezca no tendrá ningún sentido práctico.

Por ejemplo, si se quiere establecer el valor de demanda en amperes para la selección o ajuste de fusibles o interruptores se deberán utilizar valores instantáneos de corriente de demanda; sin embargo, esta situación no se presenta en la mayoría de los equipos eléctricos, pues, como ya se mencionó, su diseño en cuanto a capacidad de carga se basa en la elevación de temperatura que pueden alcanzar dentro de los márgenes de seguridad, y este cambio de temperatura no es instantáneo ni depende simplemente de la carga que se aplique sino también del tiempo.

Como ejemplos de lo anterior se pueden mencionar los cables y transformadores, que tienen una constante de tiempo térmico considerable y por tanto poseen una capacidad de almacenamiento térmico también considerable.

Dado que en muchas partes de un sistema eléctrico las cargas varían entre picos comparativamente agudos y valles profundos, y que la capacidad de estos equipos se basa en carga continua, los conductores y transformadores tendrán una capacidad de sobrecarga considerable.

Si la carga de la figura 3.2 consiste principalmente en un motor de inducción, el valor instantáneo de la corriente de arranque será cinco o seis veces la corriente normal de plena carga y probablemente muchas veces mayor que la corriente que por lo regular tome el transformador que lo alimente; sin embargo, se sabe que durará un intervalo muy pequeño, usualmente menor que un segundo.

Dado que la capacidad de carga de un transformador se basa en la elevación de temperatura con carga continua, y esta última está determinada por energía calorífica que se puede medir en watts-hora o kilowatts-hora, los valores altos de corriente de corta duración no producirán elevaciones de temperatura conside-

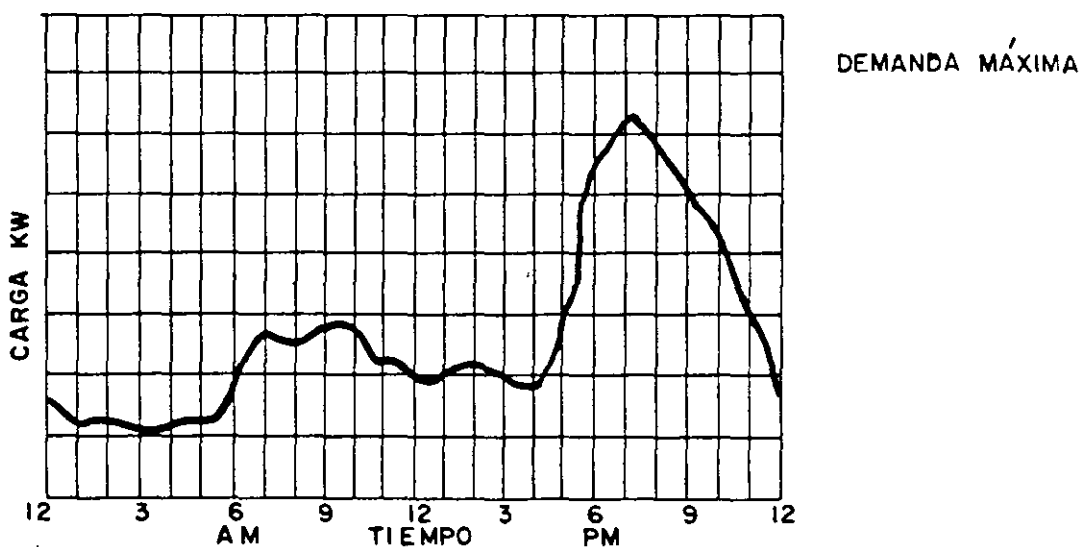


Figura 3.2 Curva típica de un transformador conectado a un sistema de distribución.

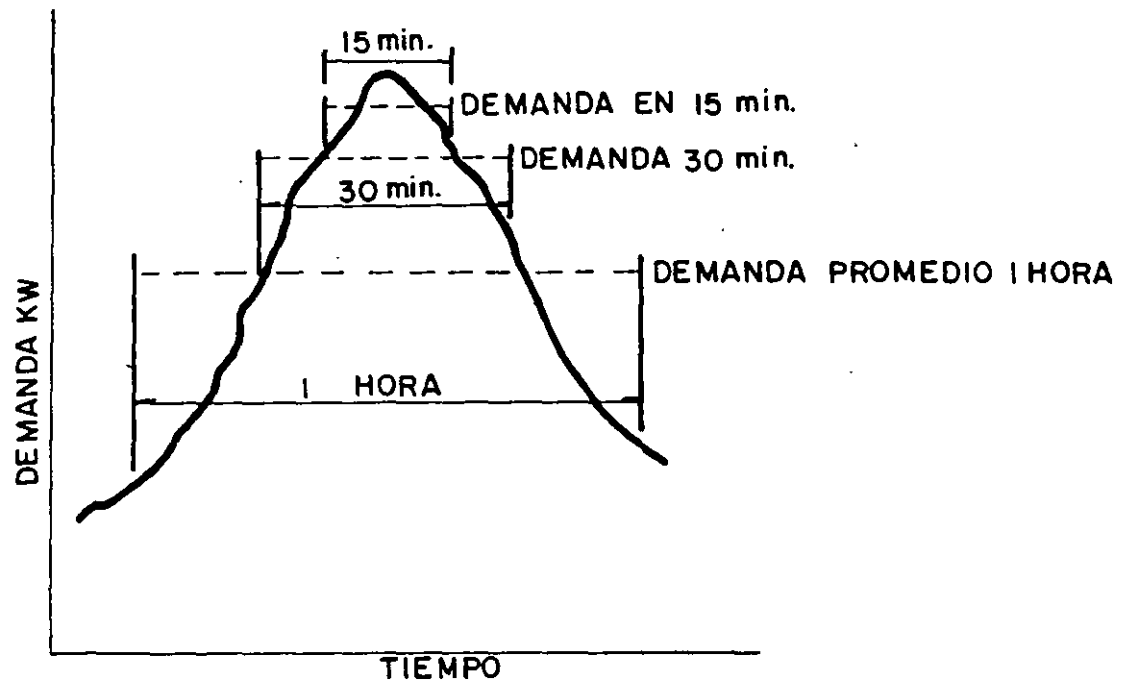


Figura 3.3 La magnitud de la demanda máxima varía con el periodo fijado para su medición; a medida que el intervalo se incrementa el valor decrece.

rables y consecuentemente será antieconómico determinar la capacidad del transformador que se requiere debido a estas altas corrientes de corta duración.

Como ya se mencionó, los intervalos en los que usualmente se mide la demanda son de 15, 30 ó 60 minutos. Los intervalos de 15 ó 30 minutos se aplican por lo general para la facturación o determinación de capacidad de equipo. En la figura 3.3 la curva de carga se eleva rápidamente y cae en forma brusca. Si en vez de mostrar los valores instantáneos la curva se dibujase con base en sus demandas promedio, por ejemplo intervalos de 15 minutos, la curva indicaría demandas menores e incluiría una demanda máxima menor, apareciendo asimismo valores menores si se utilizaran intervalos mayores de 30 ó 60 minutos.

Los términos kilowatt y kilowatt-hora se confunden. Es conveniente recordar nuevamente que un kilowatt representa la razón a la cual el trabajo se puede efectuar, mientras que un kilowatt-hora representa la cantidad de energía o de trabajo que se efectúa en un intervalo. La demanda promedio en cualquier periodo es igual al número de kilowatt-hora consumidos, divididos entre el número de horas en el periodo.

### c) Demanda máxima

Las cargas eléctricas por lo general se miden en amperes, kilowatts o kilovolt-amperes. Para que un sistema eléctrico o parte de éste se construya eficientemente se debe saber la demanda máxima del mismo.

Como ya se ha mencionado, en general las cargas eléctricas rara vez son constantes durante un tiempo apreciable, o sea que fluctúan de manera continua. La figura 3.2 muestra una curva de carga de 24 horas de un transformador de distribución. La carga varía entre un máximo a las 19.30 horas durante la noche y un mínimo a las 3.30 de la mañana. Aunque los valores cambien, este tipo de curva se repetirá constantemente. Así, se presentarán variaciones similares de máximo y mínimo en todas las partes del sistema.

El valor más elevado en la figura 3.2 se denomina pico o demanda máxima del transformador durante el día o en un intervalo de 24 horas. Si, por ejemplo, se obtuvieran las curvas de siete días consecutivos, la carga máxima mostraría la demanda máxima o pico de carga del transformador durante una semana. De modo semejante, la carga mayor en un mes o un año será la máxima demanda o pico de carga en un mes o en un año.

El valor de la demanda máxima anual es el valor que con más frecuencia se usa para la planeación de la expansión del sistema. El término demanda a menudo se usa en el sentido de máxima demanda para el periodo que se especifique. Por supuesto, es necesaria la determinación exacta de la máxima demanda de una carga individual cuando en la facturación del cliente se incluye el valor que tome de demanda máxima.

El conocimiento de la demanda máxima de un grupo de cargas y su efecto combinado en el sistema eléctrico es también de gran importancia, dado que la demanda máxima del grupo determinará la capacidad que requiera el sistema. De igual modo, la demanda máxima combinada de un grupo pequeño de consumidores determina la capacidad del transformador que se requiere; así, las cargas que alimenta un grupo de transformadores dan por resultado una demanda máxima, la cual determinará el calibre del conductor y la capacidad del interruptor o del regulador que formen parte de un alimentador primario. La máxima demanda combinada de un grupo de alimentadores primarios determinará la capacidad de la subestación hasta llegar a determinar consecuentemente la capacidad de generación necesaria para todo el sistema.

Como se puede observar, en todos los casos la determinación de la demanda máxima es de vital importancia, y si no se pueden obtener medidas precisas de la demanda es necesario estimar su valor de la mejor manera posible para poder usar estos datos correctamente en el proceso de planeación del sistema.

#### **d) Carga conectada**

La carga conectada es la suma de los valores nominales de todas las cargas del consumidor que tienen probabilidad de estar en servicio al mismo tiempo para producir una demanda máxima. La carga conectada se puede referir tanto a una parte como al total del sistema y se puede expresar en watts, kilowatts, amperes, HP, kilovolt-amperes, etc., dependiendo de las necesidades o requerimientos del estudio.

La carga conectada representa la demanda de carga máxima posible. Si, por ejemplo, un consumidor tiene una carga conectada trabajando simultáneamente consistente en:

20 lámparas . . . . .	100 watts
30 lámparas . . . . .	250 watts
1 motor . . . . .	<u>80 HP</u>
Carga total . . . . .	69.2 kW

expresada en kVA, la carga conectada en kW se deberá convertir dividiendo su valor entre el factor de potencia del sistema. Por ejemplo, si el factor de potencia es de 0.8:

$$\text{Carga conectada} = \frac{69.3}{0.8} = 86.5 \text{ kVA}$$

#### e) Factor de carga

Se define como factor de carga la relación entre la demanda promedio en un intervalo dado y la demanda máxima que se observa en el mismo intervalo. Con base en lo anterior puede expresarse el concepto en forma matemática:

$$F_c = \frac{D_m}{D_{ms}} = \frac{D_m \times \Delta \delta}{D_{ms} \times \Delta \delta} = \frac{\text{energía absorbida en el intervalo } \Delta \delta}{D_{ms} \times \Delta \delta} \quad (3.1)$$

El pico de carga puede ser el máximo instantáneo o el máximo promedio en un intervalo (demanda máxima). En esta definición el pico de carga por lo regular se entiende como la mayor de todas las cargas promedio en un intervalo específico. El promedio y las cargas máximas instantáneas se deben expresar en las mismas unidades para que el factor de carga sea adimensional. La definición del factor de carga debe ser específico en el establecimiento del intervalo de la demanda, así como el periodo en que la demanda máxima y la carga promedio se apliquen.

Para una carga dada, excepto una en que el ciclo de carga esté compuesto de ciclos idénticos, un periodo mayor dará un factor de carga más pequeño, dado que el consumo de energía se distribuye en un tiempo mayor. El factor de carga anual influido por las estaciones del año será considerablemente menor que el de un factor de carga diario o semanal. Asimismo, el factor de carga semanal será menor que un factor de carga diario.

Por tanto, es importante observar que cuando se quieran comparar diversos factores de carga característicos esto se debe o puede hacer siempre y cuando los intervalos sean idénticos, por ejemplo  $f_c$  diaria  $\neq$   $f_c$  semanal. Por tanto, los límites que puede observar el factor de carga serán:

$$0 < F_c \leq 1$$

Una carga constante durante un periodo tendrá un factor de carga de 1.0 debido a que la carga promedio y el pico de carga son iguales. Por lo general el factor de carga es mucho menor. Un reloj eléctrico tiene un factor de carga 1.0; sin embargo, su carga es insignificante en términos de la demanda máxima y los kWh que se consumen.

El factor de carga indica básicamente el grado en que el pico de carga se sostiene durante el periodo. Ciclos de carga de varias formas y diferentes picos de carga pueden tener factores de carga iguales. El único requisito para tener factores de carga iguales es que la relación de los respectivos promedios a los picos de carga sean iguales.

La figura 3.4 ilustra el factor de carga para un ciclo de carga cualquiera. En cuanto a problemas concernientes a sistemas de distribución, el factor de carga por sí solo no es usualmente tan importante como la curva de carga de la cual se deriva; la curva muestra las fluctuaciones de la carga de hora a hora o de día a día a través del periodo que se considere.

Una curva típica es la de la figura 3.4, la cual muestra una carga arbitraria; en las figuras 3.5, 3.6 y 3.7 aparecen algunas curvas de carga típicas. El factor de carga es un índice de la eficiencia del sistema o parte de un sistema, siendo el 100% de factor de carga o 24 horas por día con pico de carga constante el máximo posible.

f) Demanda diversificada y factor de diversidad

Al proyectar un alimentador para determinado consumidor se debe tomar en cuenta su demanda máxima debido a que ésta es la que impondrá las condiciones

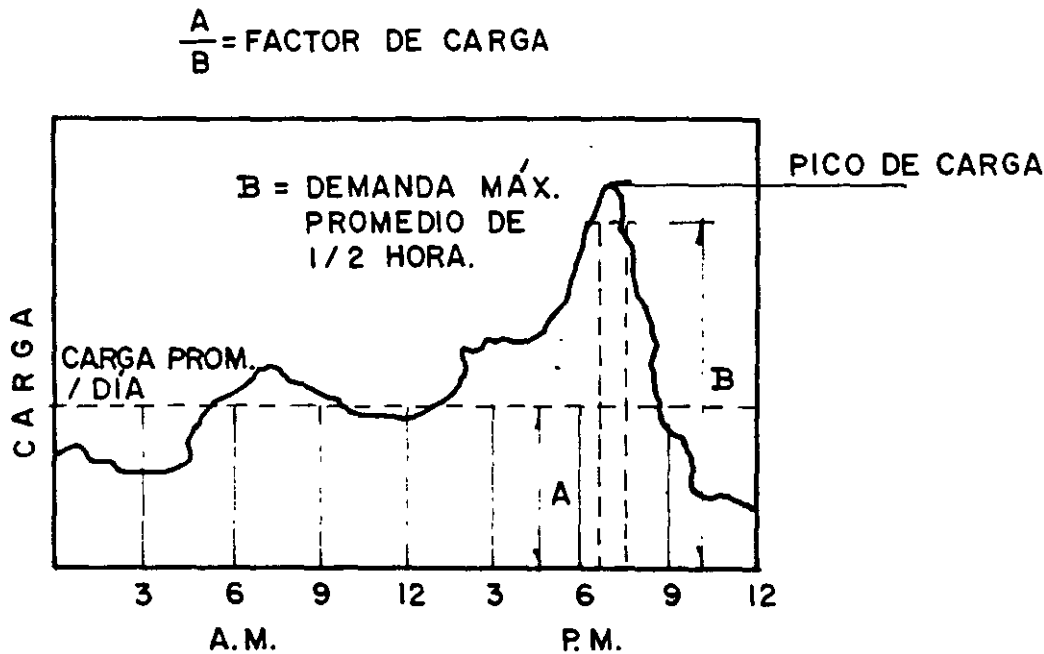


Figura 3.4 Factor de carga  $F_c$ .

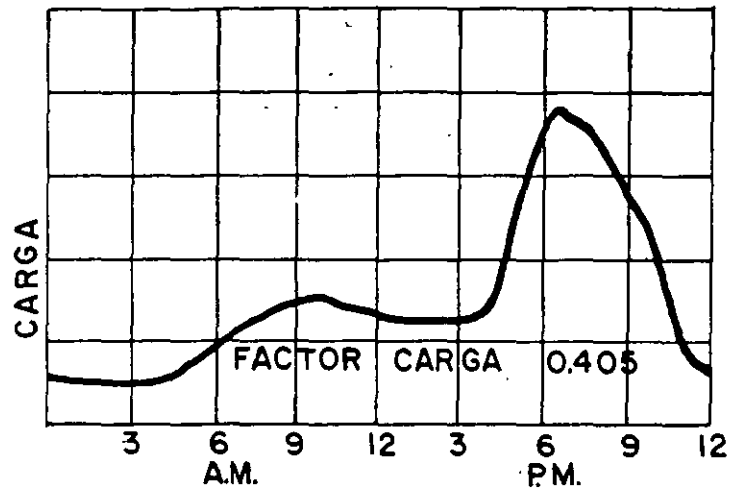


Figura 3.5 Curva de carga habitacional.

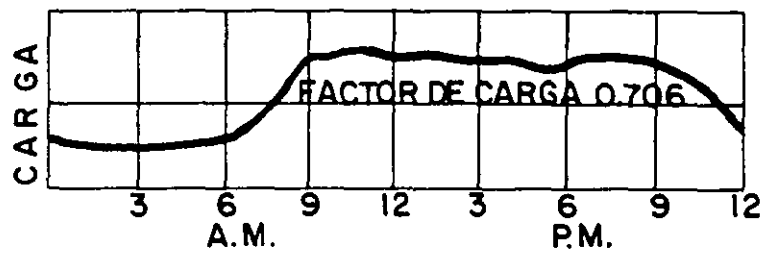


Figura 3.6 Curva de carga comercial.

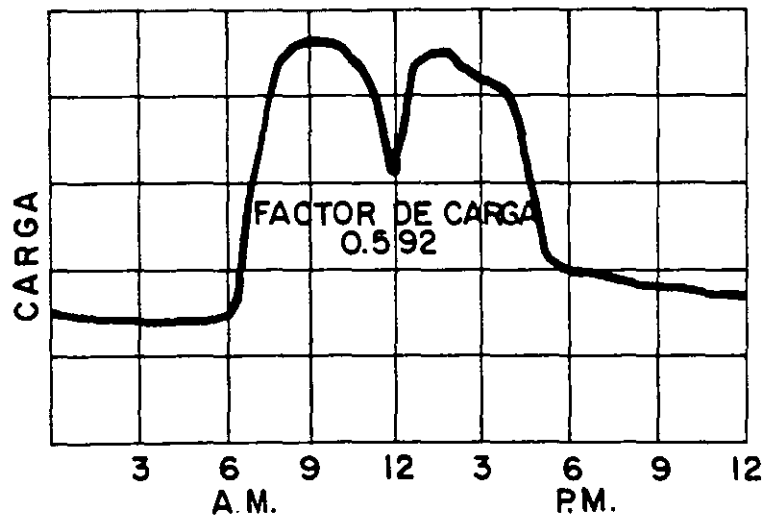


Figura 3.7 Curva de carga industrial.



más severas de carga y caída de tensión; sin embargo, surge inmediatamente una pregunta: ¿será la demanda máxima de un conjunto de consumidores igual a la suma de las demandas máximas individuales? Desde luego la respuesta es no, pues en todo el sistema existe diversidad entre los consumidores, lo que hace que por regla general la demanda máxima de un conjunto de cargas sea menor que la suma de las demandas máximas individuales.

En la ejecución de un proyecto no interesará el valor de cada demanda individual sino la del conjunto. Se define entonces que demanda diversificada es la relación entre la sumatoria de las demandas individuales del conjunto en un tiempo ( $ta$ ) entre el número de cargas. En particular la demanda máxima diversificada será la relación de la sumatoria de las demandas individuales del conjunto cuando se presente la demanda máxima del mismo ( $tmáx$ ) y el número de cargas; la demanda máxima diversificada es la que se obtiene para la demanda máxima del conjunto.

Se define la demanda máxima no coincidente de un conjunto de cargas como la relación entre la suma de las demandas máximas de cada carga y el número de cargas, lo que matemáticamente se puede expresar así:

$$D_{div} = \frac{\sum_{i=1}^n D_{i, ta}}{n} \quad (3.2)$$

$$D_{mnc} = \frac{\sum_{i=1}^n D_{mi}}{n} \quad (3.3)$$

donde:

- $D_{div}$  -demanda diversificada del conjunto en el instante  $ta$ .
- $D_i(ta)$  -demanda de la carga  $i$  en el instante  $ta$  ( $i = 1, 2, \dots n$ ).
- $D_{mnc}$  -demanda máxima no coincidente del conjunto.
- $D_{mi}$  -demanda máxima de la carga  $i$ .

La diversidad entre las demandas máximas se mide por el factor de diversidad, que se puede definir como la relación entre la suma de las demandas máximas individuales entre la demanda máxima del grupo de cargas. El factor de diversidad se puede referir a dos o más cargas separadas o se pueden incluir todas las cargas de cualquier parte de un sistema eléctrico o de un sistema complejo; esto se puede expresar matemáticamente como sigue:

$$F_{div} = \frac{\sum_{i=1}^n D_{mi}}{D_{ms}} \quad (3.4)$$

En la mayoría de los casos el factor de diversidad es mayor que la unidad ( $F_{div} \geq 1$ ).

Si se conocen las demandas máximas individuales de cualquier grupo de cargas y el factor de diversidad, la demanda del grupo será igual a la suma de las demandas individuales divididas entre el factor de diversidad: éste se usa para determinar la máxima demanda resultante de la combinación de un grupo individual de cargas, o de la combinación de dos o más grupos. Estas combinaciones podrían representar un grupo de consumidores alimentados por un transformador, un grupo de transformadores cuyo suministro proviene de un alimentador primario o un grupo de alimentadores primarios dependientes de una subestación.

En ocasiones se prefiere un factor de multiplicación más que de división, por lo que se definió lo que se conoce como factor de coincidencia, que será entonces el recíproco del factor de diversidad, de tal manera que la demanda máxima se puede calcular multiplicando la suma de un grupo de demandas por el factor de coincidencia.

### Ejemplo 3.1

Una carga *a* tiene una máxima demanda de 50 kW, varía como se muestra en la figura 3.8 y se combina con otra carga que tiene también una demanda máxima de 50 kW y se indica en la curva *b* de la misma figura.

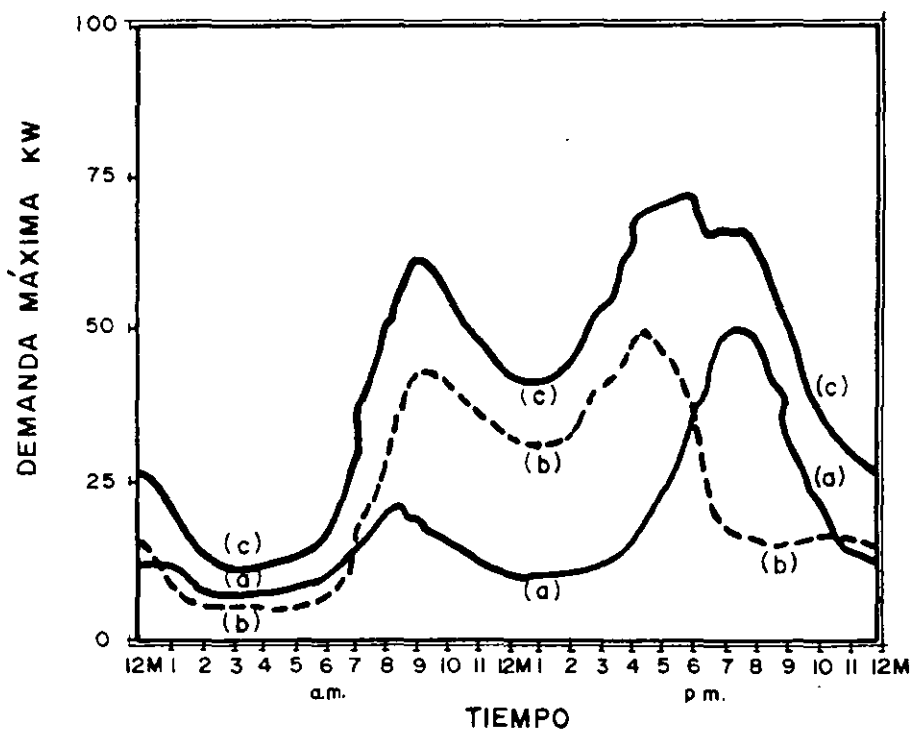


Figura 3.8 En cualquier instante la carga total *c* es igual a la suma de las cargas *a* y *b*. Debido a la diversidad, el máximo de la carga *c* será menor que la suma de los máximos de las cargas *a* y *b*.

La suma de estas dos cargas tiene una máxima demanda de 72.5 kW, como se indica en la curva *c*. En cualquier instante la curva *c* es igual a la curva *a* más la curva *b*; el factor de diversidad para las dos cargas es:

$$F_{div} = \frac{50 + 50}{72.5} = 1.38$$

La demanda promedio de la carga *a* es de 17.75 kW y el factor de carga es de 35.5%. La demanda promedio de la carga *b* es de 23.25 kW y el factor de carga es de 46.5%. Combinando las cargas *a* y *b* dará resultados *c* en demanda promedio de 41 kW y un factor de carga de 56.5%.

El factor de carga más alto de *c* resulta de la falta de coincidencia entre las demandas máximas de *a* y *b*. Si las cargas *a* y *b* se deben alimentar separadamente por transformadores individuales, cada uno de ellos requerirá una capacidad de 50 kW o una capacidad total de 100 kW. Por otro lado, si *a* y *b* se alimentaran desde una fuente común, solamente se requerirían 72.5 kW de capacidad. Como se puede observar, se ahorrarán 27.5 kW de capacidad.

Del ejemplo se tendría:

$$\text{Factor de coincidencia} = \frac{72.5 \text{ kW}}{50 \text{ kW} + 50 \text{ kW}} = 0.725$$

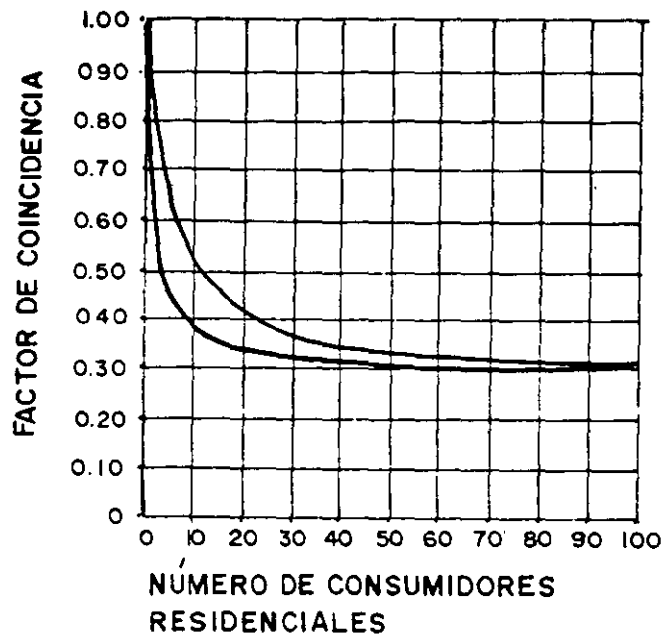
$$\text{Factor de coincidencia} = \frac{1}{\text{factor de diversidad}} = \frac{1}{1.38} = 0.725$$

Mientras que el factor de diversidad nunca es menor que la unidad, el factor de coincidencia nunca es mayor que la unidad. El factor de coincidencia puede considerarse como el porcentaje promedio de la demanda máxima individual de un grupo que es coincidente en el momento de la demanda máxima del grupo, o la contribución de cada carga individualmente, en porciento de su demanda, para la demanda total combinada.

Los factores de diversidad y coincidencia se afectan por el número de cargas individuales, el factor de carga, las costumbres de vida de la zona, etc. El factor de diversidad tiende a incrementarse con el número de consumidores en un grupo con rapidez al principio y más lentamente a medida que el número es mayor (figura 3.9). Por otra parte, el factor de coincidencia decrece rápidamente en un principio y con más lentitud a medida que el número de consumidores se incrementa.

Si el factor de carga de una carga individual es bajo, la máxima demanda será de corta duración y pico pronunciado. Si un grupo de cargas individuales se combina de tal manera que haya sólo una pequeña diferencia en el tiempo en que se presentan las máximas demandas individuales, producirán un alto grado de diversidad o falta de coincidencia y el factor de diversidad será alto.

Si los valles en la curva de carga no son profundos en extremo, la diferencia entre el promedio y la máxima demanda no será grande; si se eleva la curva de



**Figura 3.9** Estas curvas muestran los límites de variación del factor de coincidencia para grupos diversos de consumidores residenciales.

tal manera que la máxima demanda sea menos pronunciada y el grado de coincidencia entre las máximas demandas sea mayor, el factor de diversidad será menor o el factor de coincidencia será mayor. La razón por la cual la diversidad cambia con el factor de carga es bastante rápida para factores de carga individuales de 30%; más allá de este punto los cambios de diversidad son más pequeños.

La diversidad entre las cargas individuales o grupos separados tiende a incrementarse si las características de la carga difieren, de tal manera que si un grupo de cargas individuales tiene normalmente su demanda máxima por la tarde (como las cargas residenciales) y se combina con un grupo formado por cargas individuales que normalmente tienen sus demandas máximas en la mañana (como en pequeñas o medianas industrias), el factor de diversidad será mayor que si todas las cargas tuvieran su máxima demanda en la tarde o todos sus máximos en las mañanas (tabla 3.3).

**Tabla 3.3** Factores de diversidad.

<i>Equipo/sistema</i>	<i>Factor diversidad</i>	<i>Factor coincidencia</i>
Entre transformadores de distribución	1.2-1.35	74-83.5
Entre alimentadores primarios.	1.08-1.2	83.3-92.5
Entre subestaciones de distribución	1.05-1.25	80-95.5

La figura 3.9 muestra el rango aproximado de coincidencia para consumidores residenciales con base en demandas máximas anuales. Las curvas de la figura representan los límites de los rangos aproximados de los factores de coincidencia para grupos compuestos de consumidores residenciales promedio. Los hábitos locales y las características locales de cargas residenciales pueden causar estas variaciones de diversidad. Dado que el factor de carga de iluminación comercial y cargas de potencia y de iluminación industrial y cargas de potencia usualmente es mayor que la iluminación residencial y las cargas de aparatos electrodomésticos, el valor de la diversidad entre tales cargas por lo general es apreciablemente menor que la diversidad entre las cargas residenciales.

El factor de coincidencia para cargas comerciales o industriales puede ser hasta del doble que para cargas residenciales. El factor de coincidencia promedio mensual usualmente será mayor que el factor correspondiente para un año. Esto se debe a los cambios de estación en la carga y a que la diversidad anual se basa en 12 diferentes demandas máximas durante el año, mientras que la diversidad mensual se apoya únicamente en la más grande de ésta. En la estimación de carga para el diseño de un sistema por lo general se emplea el factor de coincidencia o diversidad anual.

Si gran número de pequeños transformadores se combina, por ejemplo, en un alimentador de tipo rural, el factor de diversidad entre los transformadores será mayor que entre un grupo de transformadores grandes de tipo urbano alimentando cargas residenciales fuertes o de tipo ligero de iluminación o de potencia comercial e industrial. En general la diversidad oscilará entre los límites que se muestran en la tabla 3.2.

La diversidad total iguala el producto de estos factores por las partes componentes hasta el punto de alimentación. Suponiendo entonces que el factor de diversidad entre las cargas individuales de un transformador de distribución fuera 3, entre transformadores de un mismo alimentador 1.25, entre alimentadores primarios de una misma subestación 1.11 y entre subestaciones 1.08, el factor de diversidad total desde los consumidores a un punto común de alimentación será:

$$3.0 \times 1.25 \times 1.11 \times 1.08 = 4.50$$

$$F_{\text{coincidencia}} = \frac{1}{4.5} = 0.2222 \text{ ó } 22.22\%$$

Esto significa que por cada kilowatt de demanda máxima individual de estos consumidores la generación o el sistema de alimentación tendrá necesidad de alimentar solamente 0.2222 kW cuando se presente la demanda máxima en el sistema completo.

### g) Factor de demanda

El factor de demanda en un intervalo  $\delta$  de un sistema o de una carga es la relación entre su demanda máxima en el intervalo considerado y la carga total

**Tabla 3.4 Factores de demanda.**

<b>CARGAS SERVICIOS HABITACIONALES</b>	
• Asilos y casas de salud	45%
• Asociaciones civiles	40%
• Casas de huéspedes	45%
• Servicios de edificio residencial	40%
• Estacionamientos o pensiones	40%
• Hospicios y casas de cuna	40%
• Iglesias y templos	45%
• Servicio residencial s/aire acondicionado	40%
• Servicio residencial c/aire acondicionado	55%
<b>CARGAS COMERCIALES</b>	
• Tiendas y abarrotes	65%
• Agencias de publicidad	40%
• Alfombras y tapetes	65%
• Almacenes de ropa y bonetería	65%
• Artículos fotográficos	55%
• Bancos	50%
• Baños públicos	50%
• Boticas, farmacias y droguerías	50%
• Cafeterías	55%
• Camiserías	65%
• Centros comerciales. Tiendas de descuento	65%
• Colegios	40%
• Dependencias de gobierno	50%
• Embajadas, consulados	40%
• Gasolineras	45%
• Imprentas	50%
• Jugueterías	55%
• Papelerías	50%
• Mercados y bodegas	50%
• Molinos de nixtamal	70%
• Panaderías	40%
• Peluquerías, salas de belleza	40%
• Restaurantes	60%
• Teatros y cines	50%
• Zapaterías	60%
<b>EQUIPOS DE FUERZA</b>	
• Hornos de arco e inducción	100%
• Soldadoras de arco y resistencia	60%
• Motores para: bombas, compresoras, elevadores, máquinas, herramientas, ventiladores.	60%
• Motores para: operaciones semicontinuas en fábricas y plantas de proceso.	70%
• Motores para: operaciones continuas tales como fábricas textiles.	80%

instalada. Obviamente el factor de demanda es un número adimensional; por tanto, la demanda máxima y la carga instalada se deberán considerar en las mismas unidades. El factor de demanda generalmente es menor que 1 y será unitario cuando durante el intervalo  $\delta$  todas las cargas instaladas absorban sus potencias nominales.

Formalmente se tendrá entonces:

$$Fd = \frac{Dms}{Pins} \quad (3.5)$$

donde:

$Fd$  = Factor de demanda del sistema.

$Dms$  = Demanda máxima del sistema en un intervalo ( $\delta$ )

$Pins$  = Carga total instalada en el sistema.

En la tabla 3.4 se enlistan los factores de demanda reales de servicios industriales, comerciales y residenciales más comunes que se deben utilizar para el diseño de los sistemas de distribución.

#### **h) Factor de utilización**

*El factor de utilización de un sistema es la relación entre la demanda máxima y la capacidad nominal del sistema.* El factor de utilización es adimensional; por tanto, la demanda máxima y la capacidad del sistema se deberán expresar en las mismas unidades. Se puede decir entonces que mientras el factor de demanda expresa el porcentaje de potencia instalada que está siendo alimentada, el de utilización establece qué porcentaje de la capacidad del sistema está siendo utilizado durante el pico de carga. Esto se puede expresar entonces de la siguiente manera:

$$Fu = \frac{Dms}{Cs} \quad (3.6)$$

donde:

$Fu$  = Factor de utilización del sistema

$Dms$  = Demanda máxima del sistema

$Cs$  = Capacidad del sistema

#### **i) Factor de contribución**

*El factor de contribución de una de las cargas del conjunto se define como la relación entre la contribución de esta carga a la demanda máxima del conjunto y la demanda máxima de esta carga, es decir, la contribución de esta carga a la demanda máxima del conjunto.*

Considerando la figura 3.10, en la que se representan las curvas de demanda de las cargas y del conjunto, se tendrá:

$D_1$  = Contribución de la carga 1 para la demanda máxima del conjunto.

$D_2$  = Contribución de la carga 2 para la demanda máxima del conjunto.

$D_{\text{máx } 1}$  = Demanda máxima de la carga 1

$D_{\text{máx } 2}$  = Demanda máxima de la carga 2

Aplicando la definición se obtendrán los factores de contribución  $C_1$  y  $C_2$  de las cargas 1 y 2:

$$C_1 = \frac{D_1}{D_{\text{máx } 1}} \dots D_1 = C_1 D_{\text{máx } 1}$$

$$C_2 = \frac{D_2}{D_{\text{máx } 2}} \dots D_2 = C_2 D_{\text{máx } 2}$$

y generalizando

$$C_n = \frac{D_n}{D_{\text{máx } n}} \quad (3.7)$$

Para las cargas 1 y 2 consideradas se tendrá:

$$D_{\text{máx } s} = D_1 + D_2 = C_1 D_{\text{máx } 1} + C_2 D_{\text{máx } 2}$$

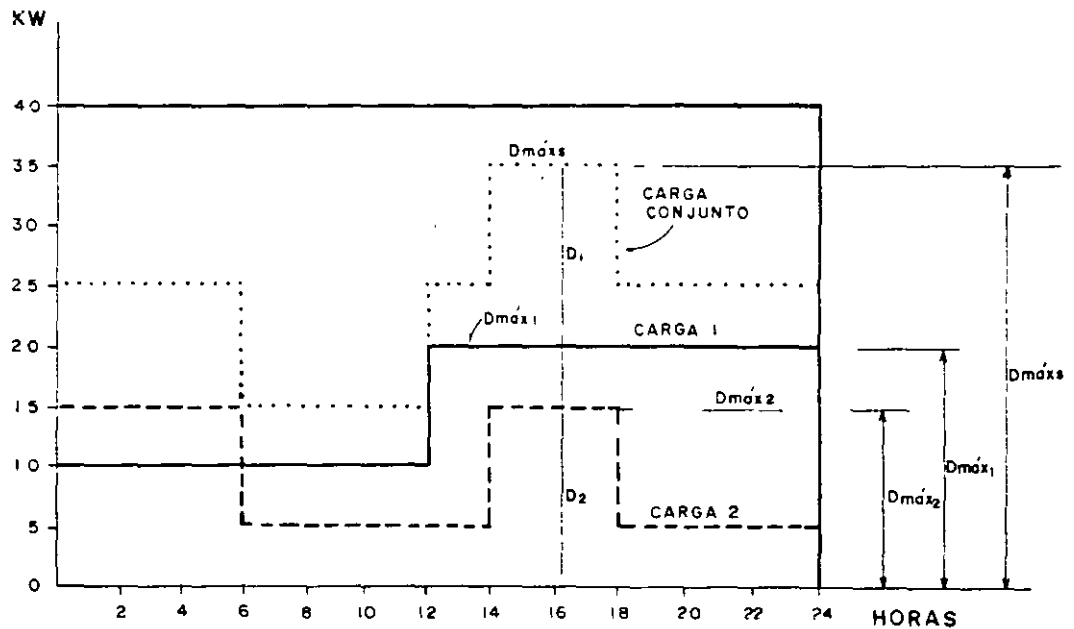


Figura 3.10 Factor de contribución.



Generalizando, si se tuviera  $n$  cargas:

$$D_{\text{máxs}} = C_1 D_{\text{máx } 1} + C_2 D_{\text{máx } 2} + \dots + C_n D_{\text{máx } n}$$

$$D_{\text{máxs}} = \sum_{i=1}^n C_i D_{\text{máx } i} \quad (3.8)$$

Por tanto, se puede expresar el factor de coincidencia como:

$$F_{\text{coinc}} = \frac{\sum_{i=1}^n C_i D_{\text{máx } i}}{\sum_{i=1}^n D_{\text{máx } i}} \quad (3.9)$$

Se analizan dos casos particulares para explicar más claramente el concepto *cargas con demandas máximas iguales* ( $D_{\text{máx } i} = D$ ) y *cargas con factores de contribución iguales* ( $C_i = C$ ):

a)  $D_{\text{máx } i} = D$

$$F_{\text{coinc.}} = \frac{D \sum_{i=1}^n C_i}{n D} = \frac{\sum_{i=1}^n C_i}{n} \quad (3.10)$$

$$F_{\text{coinc.}} = C_{\text{MEDIO}}$$

b)  $C_i = C$

$$F_{\text{coinc.}} = \frac{C \sum_{i=1}^n D_{\text{máx } i}}{\sum_{i=1}^n D_{\text{máx } i}} = C \quad (3.11)$$

En las relaciones anotadas se advierte que cuando el conjunto de las cargas tiene demandas máximas iguales el factor de coincidencia es igual al valor medio del factor de contribución, y cuando el conjunto de cargas tiene demandas máximas diferentes pero factores de contribución iguales el factor de coincidencia es igual al factor de contribución.

Como aplicación considérese un conjunto de residencias, admitiendo que la carga sea solamente una regadera eléctrica. En estas condiciones la demanda máxima de cada residencia será la misma, pero debido a las diversas costumbres de

las personas el instante en que ocurre esa demanda máxima no es la misma; asimismo, los factores de contribución serán diferentes y por tanto se estará en el caso *a*. Como ejemplo del caso *b* tómese nuevamente este conjunto de residencias, suponiendo ahora que la única carga sean refrigeradores de potencias distintas.

Debido a que tienen diversas capacidades, en este caso las demandas máximas residenciales difieren entre sí, pero debido al ciclo de funcionamiento los factores de contribución de los refrigeradores serán próximos a 1; en el caso *b* el factor de coincidencia es unitario. Con este mismo razonamiento es posible analizar todas las cargas que existen en una residencia y se tendrá una idea del valor del factor de diversidad y de coincidencia.

### j) Diversidad de carga

*La diversidad de carga es la diferencia entre la suma de los picos de dos o más cargas individuales y el pico de la carga combinada.* Dado que la diversidad de carga es la diferencia entre dos cantidades de unidades similares, se expresa en las unidades de las dos demandas que se están comparando.

Si se llama *LD* a la diversidad de carga, es posible expresar el concepto matemáticamente en la siguiente forma:

$$\begin{aligned} LD &= D_{\text{máx } 1} + D_{\text{máx } 2} + \dots + D_{\text{máx } n} - D_{\text{máxs}} \\ LD &= (F_{\text{div}} - 1) D_{\text{máxs}} \end{aligned} \quad (3.12)$$

### k) Balanceo

Cuando se emplean circuitos polifásicos las cargas de cada una de las fases rara vez son iguales; si por ejemplo se llevan cargas monofásicas, en general es muy difícil obtener y mantener una repartición de carga perfecta entre las fases. Las corrientes desbalanceadas producirán voltajes desbalanceados y por tanto caídas de voltaje diferentes en las líneas, transformadores, etc., y, en consecuencia, se desbalancearán las tensiones aplicadas en las cargas. El desbalance en las tensiones tiende a agravar las condiciones debido a que producen corrientes desbalanceadas que se aplicarán a motores polifásicos conectados. Es deseable una expresión de desbalance simple o factor de balance; sin embargo, es sumamente difícil encontrar una expresión sencilla que refleje la situación real del sistema.

El desbalance en voltaje algunas veces se expresa como la máxima divergencia de cualquier fase con respecto al promedio de todas las fases. Por ejemplo, en un sistema trifásico con 112, 115 y 117 volts en cada una de las fases, se podrá decir que el sistema tiene un desbalance de:

$$\frac{112 + 115 + 117}{3} = 114.7$$

$$\frac{114.7 - 112}{114.7} = 2.35\%$$

Este método no indica ninguna relación entre las fases; sin embargo, en ciertas condiciones sirve como medida conveniente de desbalance del sistema. Como regla general, en problemas de distribución interesan más las corrientes reales y las tensiones que una expresión compuesta de desbalance. En sistemas monofásicos de tres hilos el desbalance ocurre también frecuentemente entre las cargas en los dos lados del circuito, produciendo con esto tensiones desbalanceadas.

1) Distribución y densidad de carga

Como ocurre comúnmente en un sistema de distribución, un consumidor individual se puede considerar como una carga concentrada en relación con ese sistema, o sea que se conecta al sistema en un punto y hasta ese punto la conexión del servicio actúa como una carga unificada sin que interese cómo esté subdividida dentro del servicio. Un grupo de cargas individuales, como un bloque o con-

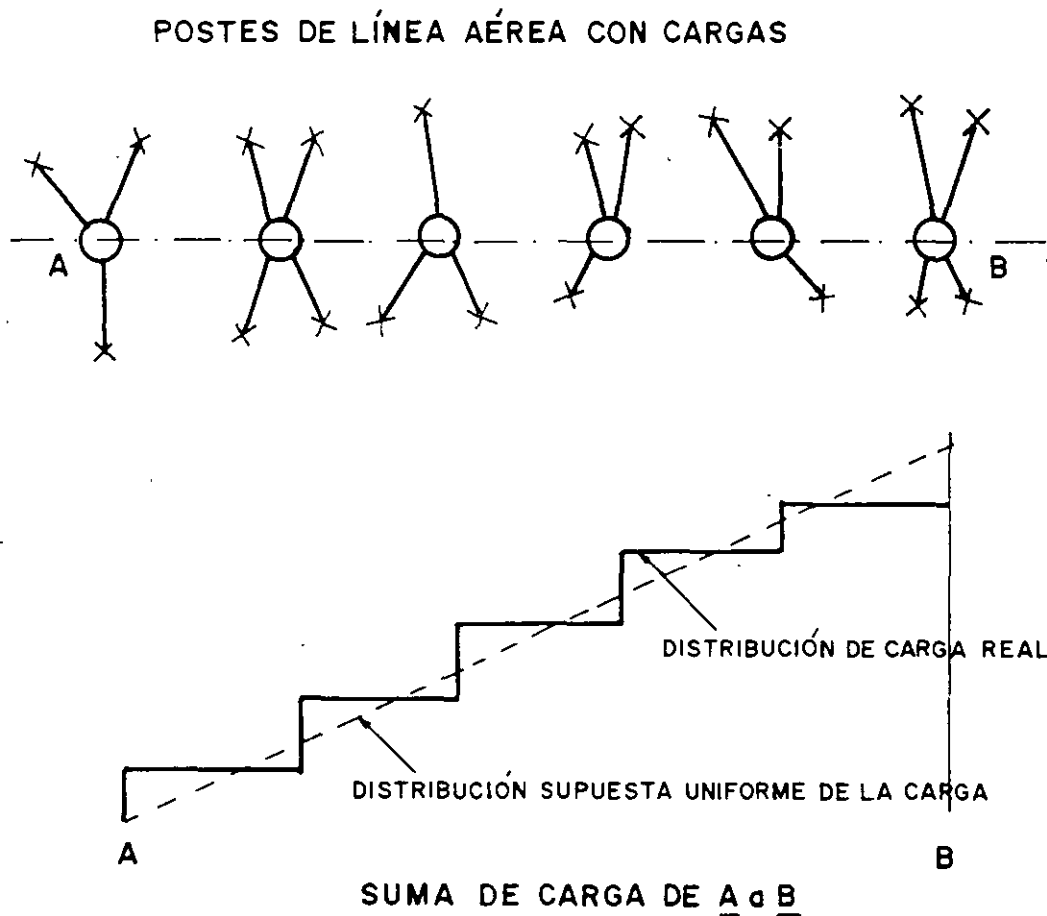


Figura 3.11 Distribución de la carga.

junto de residencias, puede producir una carga compuesta esparcida a lo largo de la línea, la cual para el propósito de diseño se puede considerar de manera conveniente como una carga más o menos uniformemente distribuida.

Los servicios se pueden concentrar en grupos y unos cuantos por poste; sin embargo, si las cargas son del mismo tipo y de capacidad semejante por lo regular, es más fácil tratarlas como cargas uniformemente distribuidas a lo largo de la línea (figura 3.11).

En la mayoría de los casos el error que se introduce es despreciable aunque hay ciertos problemas en que es preferible considerar las cargas concentradas en un punto. Es posible tomar como carga distribuida a la carga conectada en el secundario, para cargas de transformadores conectados a lo largo de alimentadores primarios y también para cargas totales distribuidas a lo largo de áreas mayores, como una área servida por una subestación.

La mayoría de los problemas en que intervienen cargas distribuidas se simplifican por la conversión de éstos en sus valores equivalentes de carga concentrada. Las pérdidas de potencia en una línea que tiene cargas uniformemente distribuidas desde la alimentación hasta el final del circuito equivalen a las pérdidas que se pudieran producir por una carga total concentrada en la tercera parte de la distancia. La caída de voltaje al extremo final de esta línea es equivalente al que pueda causar una carga concentrada en la mitad de la línea. La demostración de esto se analiza en capítulos posteriores.

En la práctica, cargas de diferente tipo y tamaño se impondrán a un grupo que de otra manera se podría considerar como de cargas uniformemente distribuidas. Este caso se puede observar como carga concentrada agregada a una línea cargada de manera uniforme. Tal es el caso, por ejemplo, de un gran edificio de departamentos en un distrito en que están construidas de manera primordial casas pequeñas o medianas.

Cuando se habla de cargas uniformemente distribuidas, el término densidad de carga por lo regular se usa para describir su magnitud. La densidad de carga se ha definido como un valor representativo de una zona dado en kilovolt-amperes entre una unidad de superficie, pudiendo ser, por ejemplo,  $kVA/km^2$ .

### *m) Crecimiento de carga*

Una de las cuestiones más importantes que se deben considerar en la planeación de un sistema de distribución es el crecimiento de carga de dicho sistema. Es muy raro el caso en que un sistema se puede diseñar sobre la base de las cargas reales actuales. Como regla general se debe considerar alguna tasa de crecimiento de carga. Por lo regular esto se hace tanto para la capacidad de reserva para el diseño actual como para prevenir futuras adiciones o modificaciones.

En general el crecimiento de carga es atribuible a varios factores: nuevos lotes o zonas que se anexan al sistema, nuevos consumidores que se encuentran en la zona del sistema o aumentos de carga de los consumidores actuales. Estos factores son aplicables a diferentes partes del sistema y en distintos grados, por lo

que no es aconsejable una estimación generalizada de crecimiento de carga para todos los casos. En general el incremento de carga en la industria oscila entre 10 y 15% por año. Estimar una razón o valor específico de tasa de crecimiento no es recomendable, ya que se tornará impráctica y fuera de la realidad para algunas zonas o épocas debido al dinamismo del sistema.

En el crecimiento de carga influyen condiciones locales en gran medida, por ejemplo: condiciones económicas de la zona, hábitos de los consumidores, condiciones económicas reales de la empresa suministradora, etc. Los crecimientos en diversas partes del sistema en general serán muy diferentes entre sí y distintos entre las tasas de crecimiento de cada una de las zonas en particular y la tasa de crecimiento de cada una de las zonas en particular y la tasa del sistema de distribución en general. Así pues, se considera conveniente recalcar que solamente un estudio cuidadoso y continuado de los diferentes factores que afectan al crecimiento de carga en todas las zonas del sistema en cuestión dará datos básicos adecuados al ingeniero de planeación de sistema de distribución con los cuales pueda estimar con propiedad el futuro crecimiento de la carga. A pesar de lo anterior, es realmente imposible llegar a una solución con un alto grado de exactitud.

Estadísticas y datos detallados del comportamiento pasado del sistema, año con año y mes con mes, serán de gran ayuda en la predicción del futuro comportamiento del sistema. Algunos de estos datos se enlistan a continuación:

- a) Carga total del sistema
- b) Carga total de varios tipos (iluminación, potencia, etc.)
- c) Carga en las subestaciones
- d) Carga individual de alimentadores de distribución
- e) Pruebas anuales en transformadores de distribución

Cuando se dispone de estos datos pueden hacerse estimaciones más razonables. La figura 3.12 ilustra cómo proyectar la curva de carga del año pasado para utilizarla en una futura proyección.

Qué carga futura se debe tomar anticipadamente en la instalación de la capacidad presente siempre será un aspecto de tipo económico. Ello incluye una consideración del costo de instalar capacidad en exceso hasta que ésta sea necesaria, contra el costo de reemplazar pequeñas unidades por unas mayores cuando se requiera. El uso de un número limitado de capacidades estandarizadas de diversos materiales y equipo a menudo hace que la condición teóricamente más económica no siempre se pueda aplicar en la práctica.

Es recomendable no instalar capacidad en exceso con cargas de crecimiento lento dado que la naturaleza o tipo de carga que aparecerá en lo futuro es totalmente incierto. En general se recomienda considerar, para estos casos, términos de no más de cuatro o cinco años.

Por otro lado, con cargas de crecimiento rápido se debe ser un poco menos conservador, ya que el reemplazo de equipos con mucha frecuencia puede exceder fácilmente el costo adicional de instalar un porcentaje de capacidad extra. En

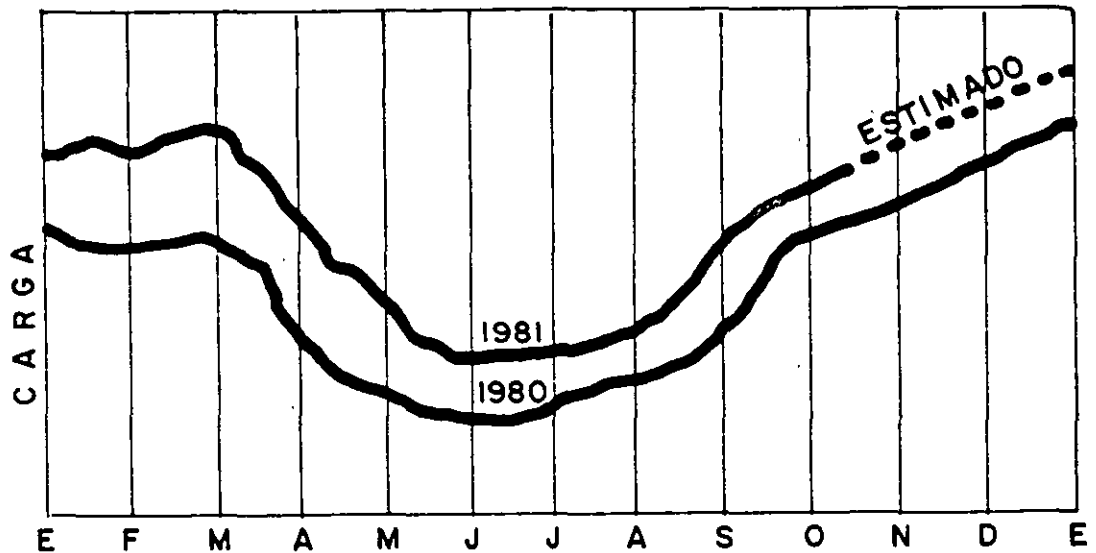


Figura 3.12 Predicción de carga.

estos casos es más difícil predecir la tasa de crecimiento, lo que da lugar a que la capacidad de reserva con que se debe contar en un periodo largo sea mucho mayor. Así pues, es conveniente hacer estimaciones por periodos más pequeños (de 2 ó 3 años solamente en vez de 5 años).

Si se conoce la tasa de crecimiento, el incremento en la carga en un periodo determinado de años se puede determinar aproximadamente con la siguiente ecuación:

$$L_n = (1 + r)^n L_i \quad (3.13)$$

donde:

$L_n$  = Carga posterior a un periodo de carga inicial.

$L_i$  = Carga inicial.

$r$  = Tasa periódica de crecimiento de carga por unidad.

$n$  = Número de periodos.

La tasa anual de crecimiento de carga necesaria para que la carga se incremente en una cantidad específica es también muy interesante. Las curvas que se muestran en la figura 3.13 representan esta relación para un crecimiento de carga específico.

El crecimiento de carga es de suma importancia en un diseño económico, que a su vez tiene repercusiones tanto en el diseño eléctrico como en el mecánico.

Debido a la influencia del crecimiento de la carga en el costo de operación, de inversiones y otros factores, las características de las cargas constituyen un elemento primordial en el diseño y operación del sistema. Independientemente de

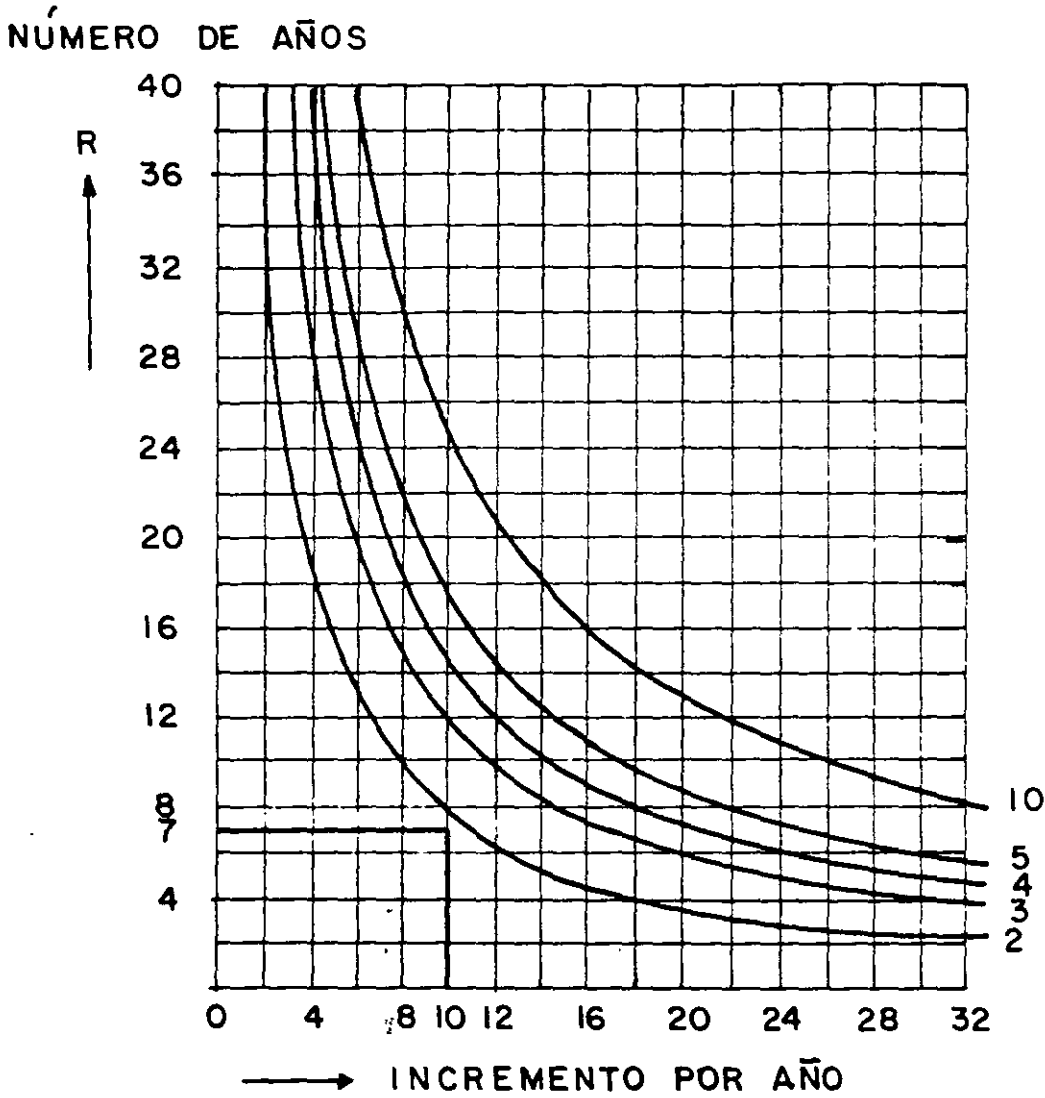


Figura 3.13 Tasa de crecimiento.

la forma en que los principios económicos se apliquen para diseñar el sistema, siempre se debe considerar el crecimiento de carga; éste se puede usar para indicar cambios en cualquiera de las características de las cargas conocidas. Con respecto a un factor en particular, el crecimiento de carga puede afectar un incremento en la demanda máxima, consumo de energía o ambos.

Según la zona y el tipo de construcciones que se deban alimentar, se puede calcular el incremento por año, mencionando en forma generalizada que se puede aplicar entre el 2 y el 5% en zonas ya construidas, entre el 5 y el 8% en lugares donde existan lotes baldíos pequeños (entre 200 y 1 000 m<sup>2</sup>) sin construir, y más del 10% en zonas periféricas con lotes baldíos extensos (más de 1 000 m<sup>2</sup>), nuevas vialidades y gran actividad de construcción. Si se sabe o se establece la tasa de crecimiento utilizando las curvas de la figura 3.13 se puede encontrar el número de años en que aumentará la carga en un factor determinado; por ejem-

plo, utilizando la curva 2 de la citada figura 3.13 es posible observar que con un incremento del 10% anual en 7 años se tendrá una duplicación en la carga.

#### n) Factor de potencia

Aunque el significado de factor de potencia de cargas fijas y concentradas es fácilmente comprensible, esta misma definición no se puede aplicar en toda su extensión para cargas variables y distribuidas.

El factor de potencia se define básicamente como la relación entre la potencia activa y la potencia aparente. Cuando se aplica a circuitos polifásicos en que el voltaje y la corriente son senoidales y balanceados, el circuito se analiza por fase; así, el factor de potencia está dado de la siguiente manera:

$$f_p = \cos (\alpha - \beta) \quad (3.14)$$

$$f_p = \cos \theta \quad (3.15)$$

donde  $\alpha$  y  $\beta$  son los ángulos de fase del voltaje y corriente, respectivamente, y  $\theta$  es el ángulo de atraso de la corriente con respecto a la caída de tensión en la carga.

La definición anterior por lo general no es aplicable a la carga distribuida o a un grupo de cargas individuales, las cuales cambian continuamente. En este caso el factor de potencia se debe aplicar a una condición particular de la carga, tal como un pico de carga.

Si es necesario considerar el factor de potencia en un punto más cercano a las cargas individuales, entonces se debe calcular el factor de potencia del grupo existente en cada carga. Tal consideración puede conducir a un error; por lo tanto, se debe saber cuáles son las cargas que conforman ese grupo, dado que el factor de potencia del grupo se puede deber a una carga muy grande que no representa adecuadamente a las cargas individuales.

Para suponer que un factor de potencia del grupo es aplicable a cada carga de manera individual es esencial suponer a su vez que las potencias totales aparentes, activas y reactivas, se distribuyen de manera similar a lo largo del alimentador. De la misma manera, se considera razonable determinar el factor de potencia promedio más que un factor de potencia para una condición de carga en particular. Este caso es frecuente cuando se consideran servicios industriales y comerciales en que por lo general existen cláusulas que muestran valores mínimos de factores de potencia. Para estas condiciones el factor de potencia promedio se determina por la potencia promedio activa y la potencia promedio reactiva, las cuales serán proporcionales a los kWh y los kilovars-h. La figura 3.14 ilustra la relación entre la corriente y el voltaje fuera de fase, así como la representación de sus valores vectoriales.



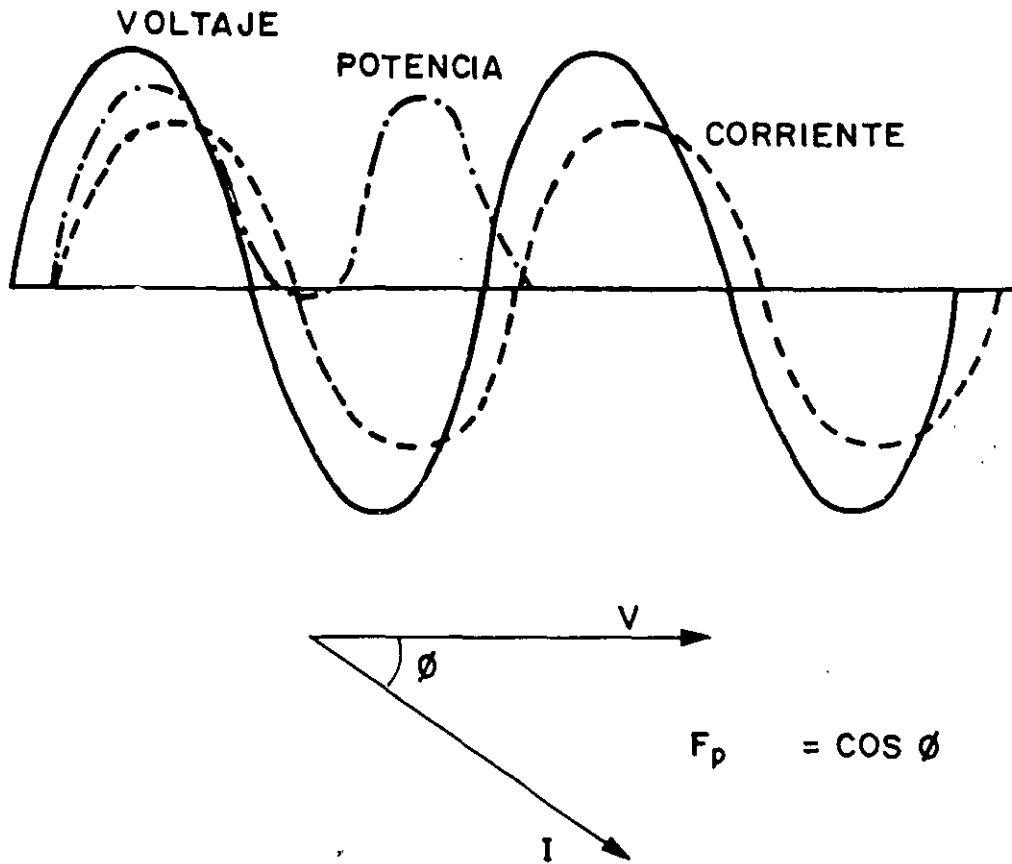


Figura 3.14 Factor de potencia.

ñ) Factor de pérdidas

Para un sistema el factor de pérdidas se define como la relación entre el valor medio y el valor máximo de potencia disipada en pérdidas en un intervalo dado. Esto se puede representar matemáticamente así:

$$F_p = \frac{\text{pérdidas medias en } \Delta \delta}{\text{pérdidas máximas en } \Delta \delta} = \frac{P_m}{P_M} \tag{3.16}$$

donde:

$P_m$  = Valor medio de la potencia activa perdida en un intervalo  $\Delta \delta$ .

$P_M$  = Valor máximo de la potencia activa disipada en el sistema durante un intervalo  $\Delta \delta$ .

Multiplicando el numerador y el denominador del segundo miembro de la ecuación anterior por  $\Delta \delta$  se tiene:

$$F_p = \frac{P_m \Delta \delta}{P_M \Delta \delta} \quad (3.17)$$

Haciendo:

$$E_p = P_m \Delta \delta = \text{Energía perdida en el sistema durante el intervalo } \Delta \delta$$

El valor  $E_p$  se podrá determinar al sustituir  $P_m = F_p P_M$  por la expresión:

$$E_p = P_M F_p \Delta \delta \quad (3.18)$$

Se define *número de horas equivalentes (H.E.)* como el número de horas que la instalación debe funcionar con pérdidas máximas a fin de que la energía que se pierde en el sistema sea la misma que se considera en el ciclo de carga. Por lo tanto, la ecuación anterior se puede expresar:

$$E_p = P_M (H.E.) \quad (3.19)$$

donde:

$$H.E. = \text{Número de horas equivalentes} = F_p \Delta \delta \quad (3.20)$$

#### o) Relación entre el factor de pérdidas y el factor de carga

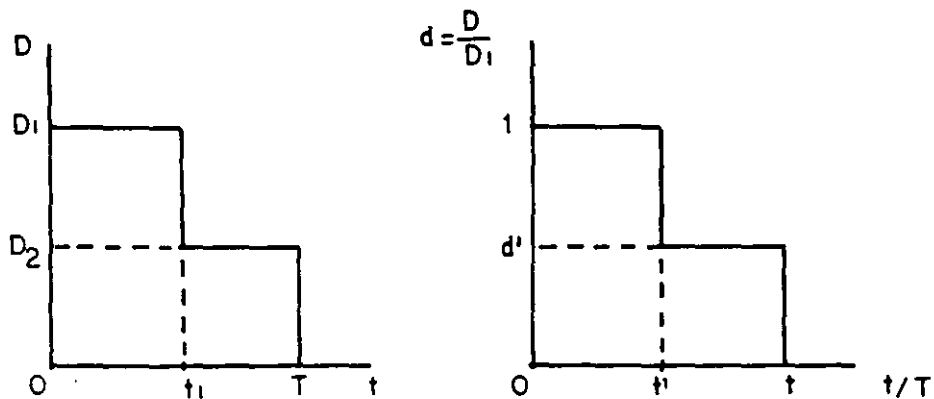
En muchas ocasiones el cálculo del factor de pérdidas se torna muy difícil, sobre todo cuando el factor de potencia de la carga varía constantemente. Es posible simplificar este cálculo buscando una relación entre el factor de carga y el factor de pérdidas, y para ello se puede suponer que una carga tenga una curva de demanda en un intervalo  $T$ , como se muestra en la figura 3.15, donde

$$\begin{aligned} D &= D_1 \text{ para } 0 < t < t_1 \\ D &= D_2 \text{ para } t_1 < t < T \end{aligned}$$

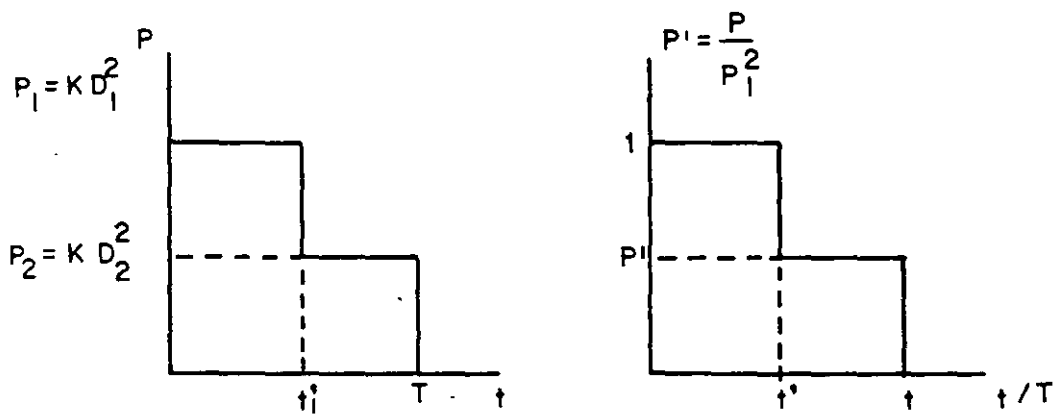
De esta manera el factor de carga estará dado por:

$$\begin{aligned} F_c &= \frac{D_{\text{media}}}{D_{\text{máxima}}} = \frac{\frac{D_1 t_1 + D_2 (T - t_1)}{T}}{D_1} = \frac{D_1 t_1 + D_2 (T - t_1)}{D_1 T} \\ F_c &= \frac{t_1}{T} + \frac{D_2}{D_1} \left(1 - \frac{t_1}{T}\right) \end{aligned}$$

Como las pérdidas varían con el cuadrado de la intensidad de corriente, y suponiendo el factor de potencia y la tensión constantes, se puede afirmar entonces que las pérdidas están dadas por:



CURVA DE DEMANDA



CURVA DE PÉRDIDAS

Figura 3.15

$$P = k D^2$$

Luego el factor de pérdidas estará dado por:

$$F_p = \frac{KD_1^2 t_1 + KD_2^2 (T - t_1)}{KD_1^2 T} = \frac{D_1^2 t_1 + D_2^2 (T - t_1)}{TD_1^2}$$

$$F_p = \frac{t_1}{T} + \left(\frac{D_2}{D_1}\right)^2 \left(1 - \frac{t_1}{T}\right)$$

Expresando los valores de tiempo y de demanda por unidad y tomando como base el valor de la demanda máxima  $D$  y el tiempo de intervalo  $T$ , resulta:

$$d' = \frac{D_2}{D_1} \quad t' = \frac{t_1}{T}$$

en que  $d'$  y  $t'$  son números que expresan el valor de la demanda y del tiempo en que ésta representa una fracción de los valores máximos respectivos.

Sustituyendo estos valores en las ecuaciones generales se tiene entonces finalmente:

$$F_c = t' + d' (1 - t') = (1 - d')t' + d' \quad (3.21)$$

$$F_p = t' + d'^2 (1 - t') = (1 - d'^2) t' + d'^2 \quad (3.22)$$

Adoptándose  $d'$  como parámetro, las curvas que expresan los factores de carga y de pérdidas en el sistema de coordenadas cartesianas ortogonales serán familias de rectas.

### Gráficas de las relaciones entre el factor de pérdidas y el factor de carga

Tomando a  $d'$  como parámetro, dándole valores y sustituyendo en las ecuaciones de  $F_p$  y  $F_c$ , se tiene:

$d'$	$F_c$	$F_p$
0.0	$t'$	$t'$
0.2	$0.8 t' + 0.2$	$0.96 t' + 0.04$
0.4	$0.6 t' + 0.4$	$0.84 t' + 0.16$
0.6	$0.4 t' + 0.6$	$0.64 t' + 0.36$
0.8	$0.2 t' + 0.8$	$0.36 t' + 0.64$
1.0	1	1

De tal manera que dando valores a la serie de ecuaciones anteriores es posible construir la curva.

Denominando

$$F_{c_1}, F_{p_1}, F_{c_2}, F_{p_2} \dots \dots \dots F_{c_5}, F_{p_5},$$

a todas las relaciones necesarias para construir las curvas se tendría:

$t'$	$F_{c1}$	$F_{p1}$	$F_{c2}$	$F_{p2}$		$F_{c5}$	$F_{p5}$
0.0	0.0	0.0	0.20	0.040		0.80	0.640
0.2	0.2	0.2	0.36	0.232		0.84	0.712
0.4	0.4	0.4	0.52	0.424		0.88	0.784
0.6	0.6	0.6	0.68	0.616		0.92	0.856
0.8	0.8	0.8	0.84	0.808		0.96	0.928
1.0	1.0	1.0	1.00	1.000		1.00	1.000

Estos valores se representan gráficamente en las figuras 3.16 y 3.18. De la misma manera es posible construir las curvas para los factores  $F_p$  y  $F_c$  en función de  $d'$ , tomando como parámetro  $t'$  las gráficas de las figuras 3.17 y 3.19, muestran estas relaciones.

En estas curvas se advierte que las condiciones extremas ocurren cuando  $d' = 0$  y  $t' \neq 0$ , y cuando  $d' \neq 0$  y  $t' = 0$ ; lo anterior significa que:

- a)  $d' = 0$  para  $t' \neq 0$   
 $F_c = t'$  y  $F_p = t'$

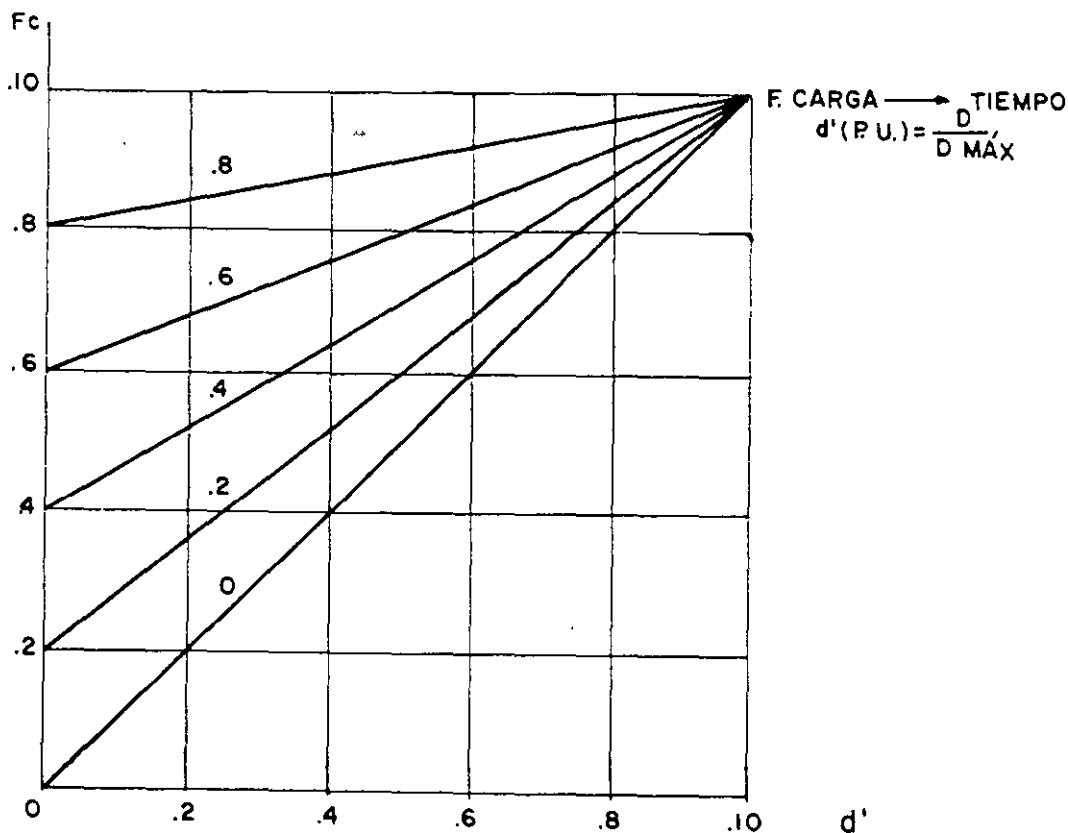


Figura 3.16 Relación de  $F_c$  y  $d'$ .

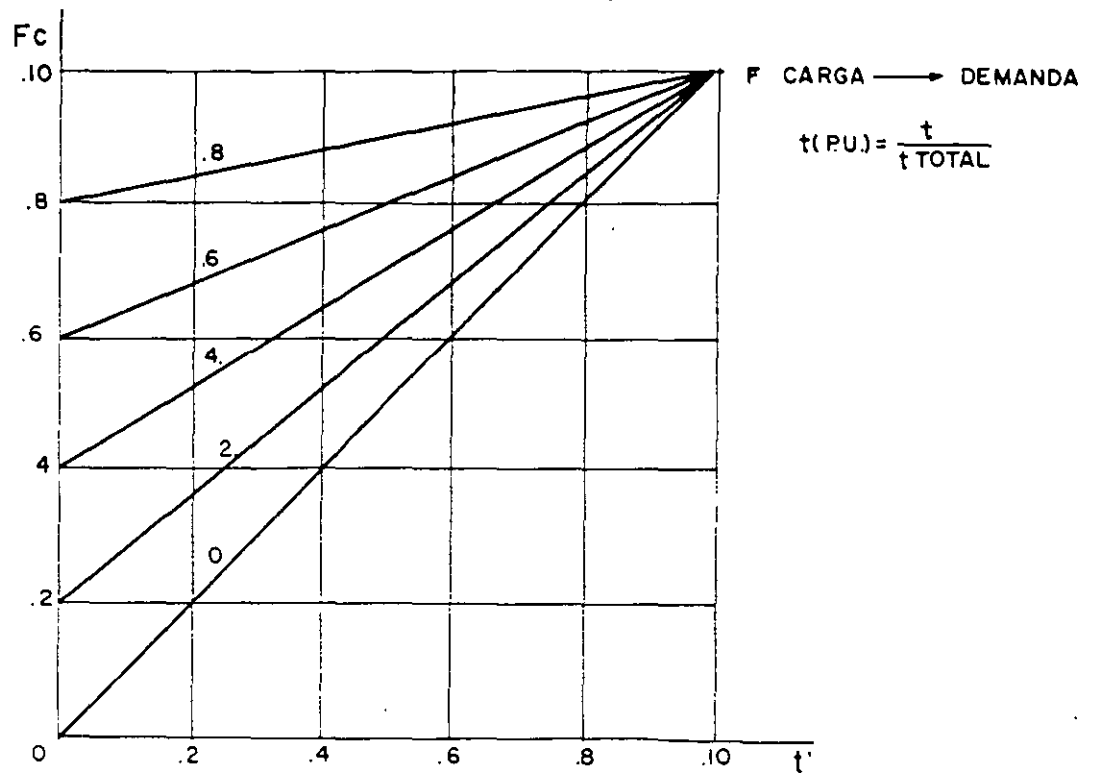


Figura 3.17 Relación entre  $F_c$  y  $t'$ .

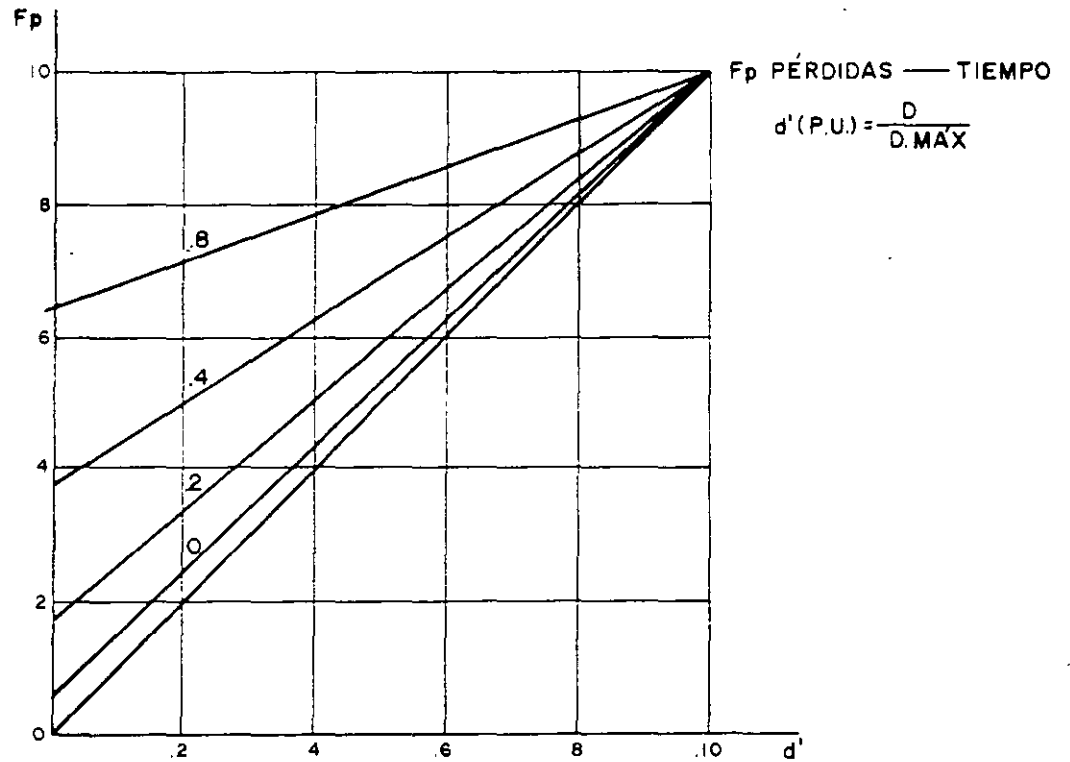


Figura 3.18 Relación entre  $F_p$  y  $d'$ .

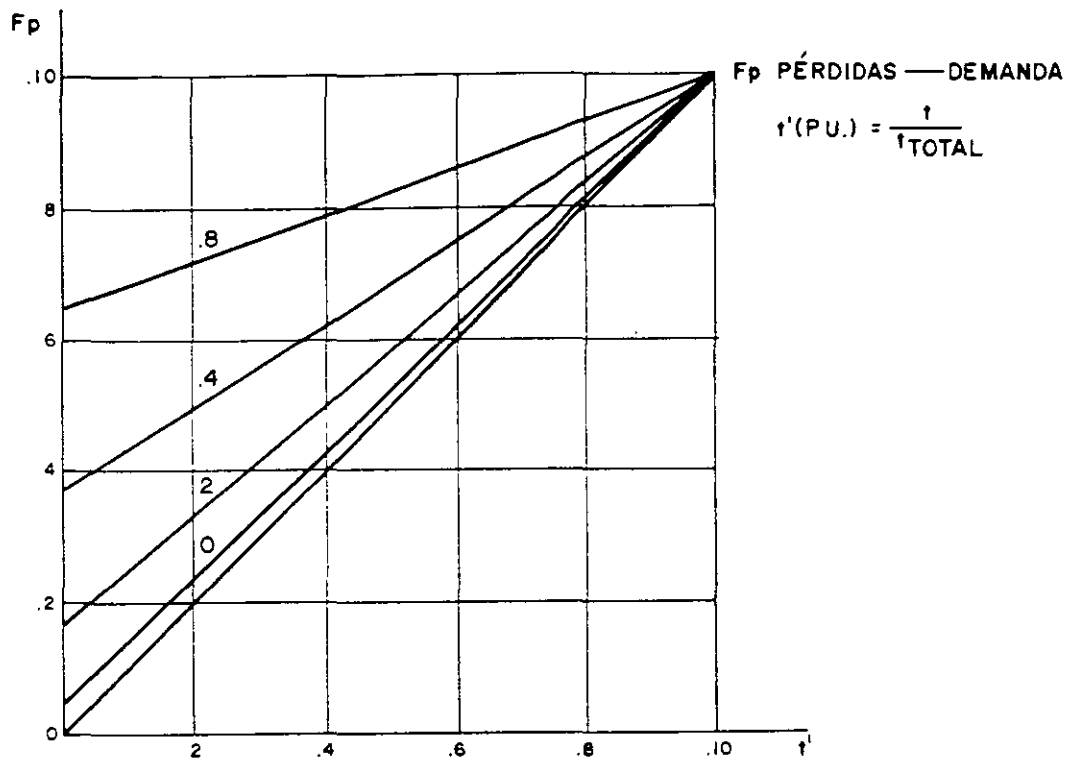


Figura 3.19 Relación entre  $F_p$  y  $t'$ .

luego:

$$F_c = F_p \tag{3.23}$$

b)  $t' = 0$  para  $d' \neq 0$

En este caso resultará:

$$\begin{aligned} F_c &= d' \text{ y } F_p = d'^2 \\ F_p &= F_c^2 \end{aligned} \tag{3.24}$$

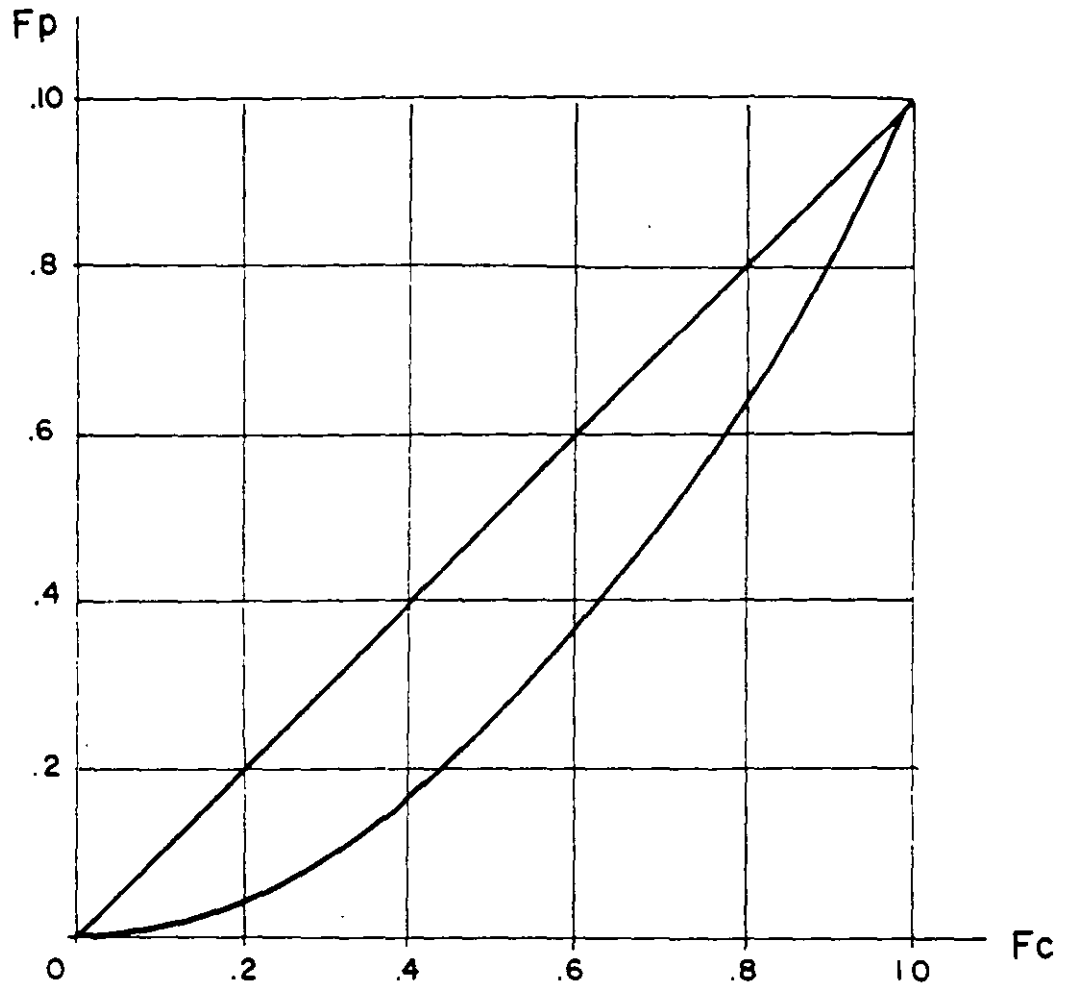
A medida que  $d'$  y  $t'$  se apartan de estos dos límites, la relación entre el factor de pérdidas y el factor de carga pasará a tener un valor intermedio. En la figura 3.20 se presenta un factor de pérdidas en función del de la carga para sus dos condiciones extremas.

Existen algunas relaciones empíricas tales como:

$$F_p = 0.3 F_c + 0.7 F_c^2 \tag{3.25}$$

$$F_p = 0.4 F_c + 0.6 F_c^2 \tag{3.26}$$

que se han establecido y que dependen naturalmente del sistema de estudio. La primera de ellas se ha generalizado en Estados Unidos y fue establecida por F.



VALORES EXTREMOS  $F_c = F_p = 1$   
 $F_c = d', F_p = d'^2 \therefore F_p = F_c^2$

V. gr.  $F_p = 0.3 F_c + 0.7 F_c^2$  ----- BULLER

Figura 3.20 Relación entre  $F_p$  y  $F_c$ .

H. Buller y P. A. Wodrow; la segunda se usa más en los sistemas europeos, especialmente en Gran Bretaña.

El factor de pérdidas es sumamente importante en estudios económicos para determinar la energía que se pierde en los sistemas.

**p) Demanda máxima diversificada. Promedio por consumidor**

La demanda máxima de un grupo de cargas se puede representar con las siguientes ecuaciones:



$$D_{MN} = \frac{D_{M1} + D_{M2} + \dots + D_{Mn}}{(F_{div})_N}$$

$$D_{MN} = \frac{\sum_{n=1}^n D_{Mn}}{(F_{div})_N} \quad (3.27)$$

o bien:

$$D_{MN} = (F_{coinc})_N (D_{M1} + D_{M2} + \dots + D_{Mn})$$

$$D_{MN} = (F_{coinc})_N \sum_{n=1}^n D_{Mn} \quad (3.28)$$

donde:

- $D_{Mi}$  = Demanda máxima de una carga individual o grupo de cargas individuales del mismo tipo.
- $D_{Mn}$  = Demanda máxima de la carga enésima.
- $D_{MN}$  = Demanda máxima de un grupo de  $N$  cargas o demanda máxima del sistema.
- $(F_{div})_N$  = Factor de diversidad de un grupo de  $N$  cargas.
- $(F_{coinc})_N$  = Factor de coincidencia de un grupo de  $N$  cargas.

Estas ecuaciones se pueden representar en P. U. dividiendo entre el número de cargas y convirtiendo en lo que se denomina demanda máxima diversificada. Lo anterior expresado en forma algebraica quedaría:

$$\frac{D_{MN}}{N} = \frac{\text{Demanda máxima individual promedio}}{(F_{div})_N} =$$

$$= \frac{D_{M1} + D_{M2} + \dots + D_{Mn}}{N} \frac{1}{(F_{div})_N}$$

o bien

$$\frac{D_{MN}}{N} = (F_{coinc})_N (\text{Dem. Máx. Ind. promedio}) \quad (3.29)$$

Este concepto ha tenido su mayor aplicación en cargas de tipo residencial o mixto, en que es indispensable saber la carga que tendrá que llevar el transformador de distribución. Aunque las cargas de servicios residenciales pueden ser similares hasta en lo relativo a sus demandas máximas, la carga real que soportará el transformador se verá afectada por los hábitos propios de cada uno de los consumidores conectados a ese transformador.

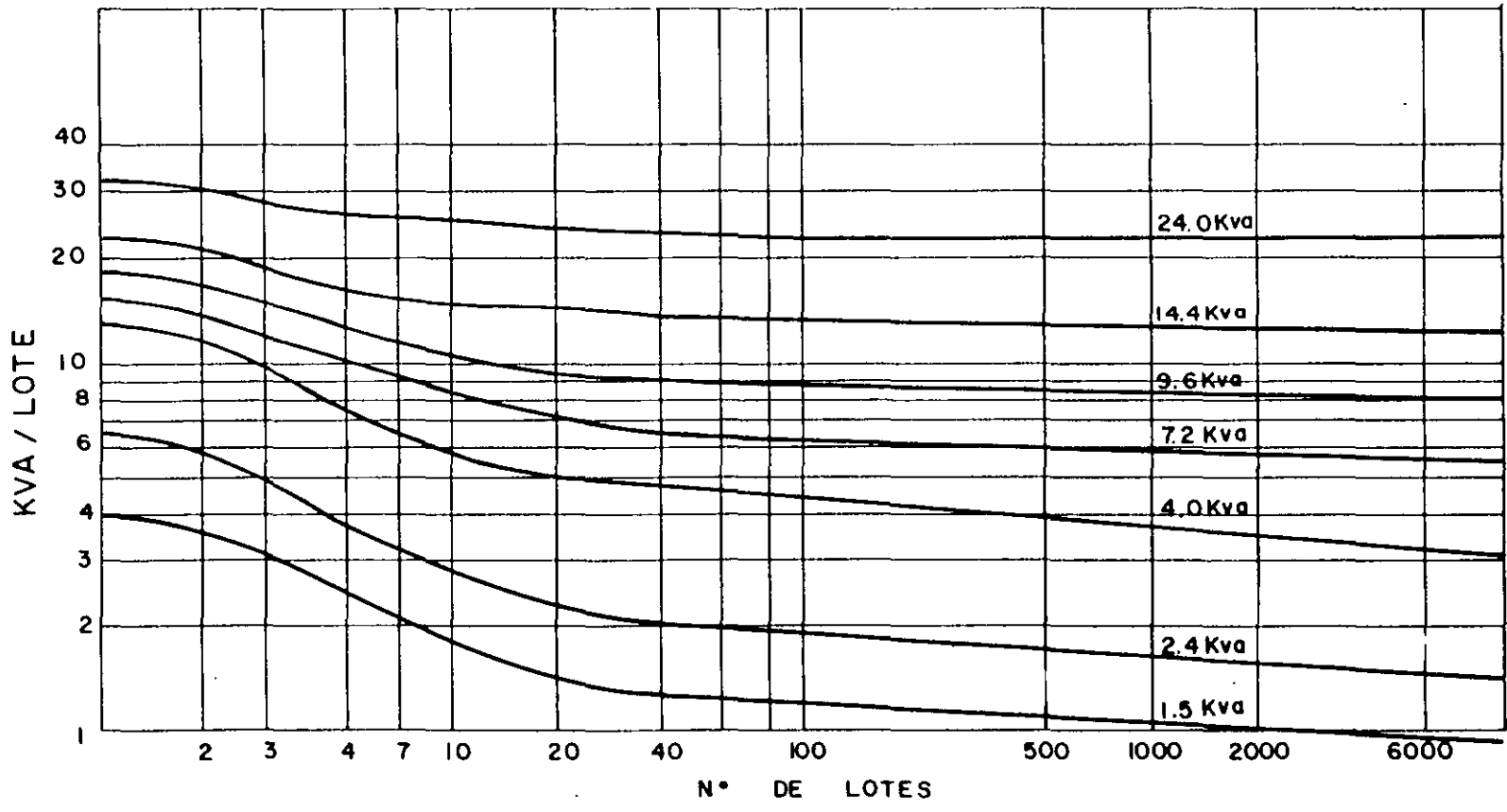


Figura 3.21 Máxima demanda diversificada probable para cargas residenciales.

Para incluir los efectos de estas diferencias se puede utilizar el concepto de demanda máxima diversificada. Un ejemplo de esta aplicación se puede observar en la figura 3.21, en donde la curva de 2.4 kVA representa el promedio de clientes más comunes para este caso. Las curvas de 4.8 y 7.2 kVA representan consumidores con diferentes equipos de aire acondicionado y las demás curvas corresponden a casas con calentadores eléctricos. Por ejemplo, se puede observar que en la curva de 2.4 kVA para 40 casas los kilovolts diversificados por casa son dos y, por tanto, la demanda coincidente para el grupo de 40 casas será:

$$40 \times 2 = 80 \text{ kVA.}$$

La suma de las demandas máximas individuales, suponiendo 6.5 kVA/lote de acuerdo con la curva, será:

$$6.5 \times 40 = 260 \text{ kVA}$$

Con estos valores es posible encontrar tanto el factor de diversidad como el de coincidencia del conjunto, ya que

$$F_{\text{coinc}} = \frac{80}{260} = 0.3$$

y

$$F_{\text{div}} = \frac{260}{80} = 3.25$$

Son estos factores, encontrados por medio del concepto de demanda máxima diversificada, los que se deben emplear para encontrar la carga que realmente deberá soportar el equipo, es decir, el transformador, los cables, etc., y escoger su capacidad adecuada.

#### q) Curva de duración de carga

Las curvas de carga diaria de un sistema no son idénticas durante el año, de tal manera que la curva de carga de verano será distinta a la de invierno.

A fin de obtener una indicación correcta del trabajo de un sistema es necesario estimar el consumo de energía durante un año, así como los factores de carga, la diversidad, las pérdidas, etc. Un método para obtener estos datos consiste en construir curvas de carga diaria. Sin embargo, el proceso es lento y tedioso. Un método mucho más simple es el de construir curvas de duración de la carga.

Se define como curva de duración de carga para un intervalo la que proporciona el porcentaje de tiempo en que las demandas del sistema no son inferiores a determinado valor. Así, por ejemplo, en un año 8 760 horas representarán el 100%. De esta manera se pueden construir curvas de duración de carga semana-

les, mensuales o anuales. Para ilustrar estos conceptos se desarrolla el siguiente ejemplo:

Supóngase que las siguientes cargas las suministra un sistema de distribución durante una semana:

Día	kW	hr	kW	hr	kW	hr	kW	hr	kW	hr
1	800	4	3 000	3	300	8	1 000	4	900	5
2	900	3	2 000	4	800	6	300	5	800	6
3	1 000	5	3 000	5	900	5	800	5	300	4
4	900	7	1 000	5	4 000	1	800	8	300	3
5	800	6	3 000	4	900	3	800	7	100	4
6	1 000	5	900	7	1 000	7	3 000	2	800	3
7	2 000	4	3 000	3	900	4	1 000	7	300	6

Con estos datos es posible construir una curva de duración de carga semanal.

a) Una semana tiene:

$$24 \times 7 = 168 \text{ horas} - - - - 100\%$$

b) La demanda máxima es de 4 000 kW. Con estos datos se puede construir la siguiente tabla, que representará las cargas y los porcentajes de tiempo en que éstas ocurren.

Carga kW	Horas de la semana	Porcentaje de tiempo
4 000	1	0.595
≥ 3 000	19	11.3
≥ 2 000	27	16.0
≥ 1 000	60	35.7
≥ 900	93	55.5
≥ 800	138	82.0
≥ 300	164	97.6
≥ 100	168	100.0

La curva de duración de carga se puede graficar con los datos de esta tabla.

El factor de carga se puede obtener de la curva de duración de carga, pues el área bajo la curva representa la demanda del sistema, es decir, la energía total que se consume en el intervalo considerado.

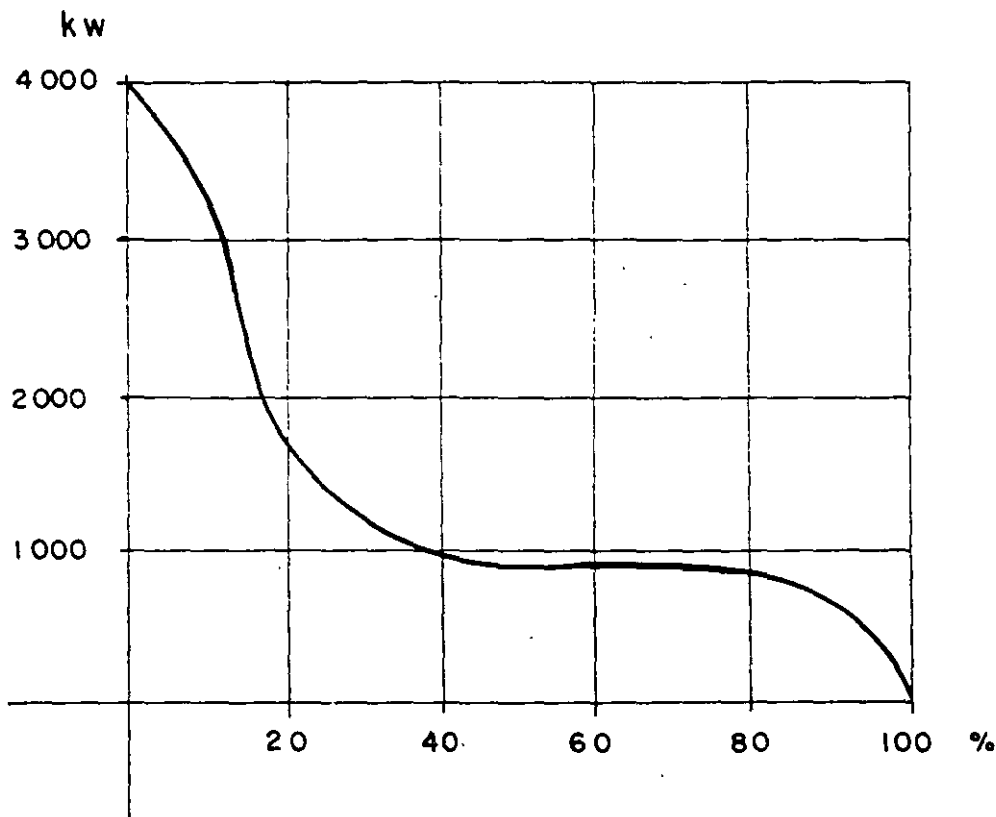


Figura 3.22 Curva de duración de carga.

### 3.4 EJEMPLOS RESUELTOS

A continuación se presentan ejemplos resueltos que muestran en forma más clara los conceptos que se han desarrollado acerca de las características de la carga.

#### *Ejemplo 1*

Un consumidor industrial tiene una carga que absorbe del sistema 20 kW durante dos minutos, al final de los cuales bruscamente pasa a 30 kW, se mantiene constante durante otros dos minutos y continúa aumentando de 10 en 10 kW cada dos minutos hasta llegar a 70 kW durante otros dos minutos, pasando también bruscamente hasta 20 kW, para iniciar nuevamente el ciclo.

Se precisa determinar la demanda media de esa carga para los intervalos de 10, 15 y 30 minutos, admitiéndose que el instante inicial sea correspondiente a los 0 minutos (figura 3.23).

#### *Solución*

Energía absorbida en los primeros 10 minutos:

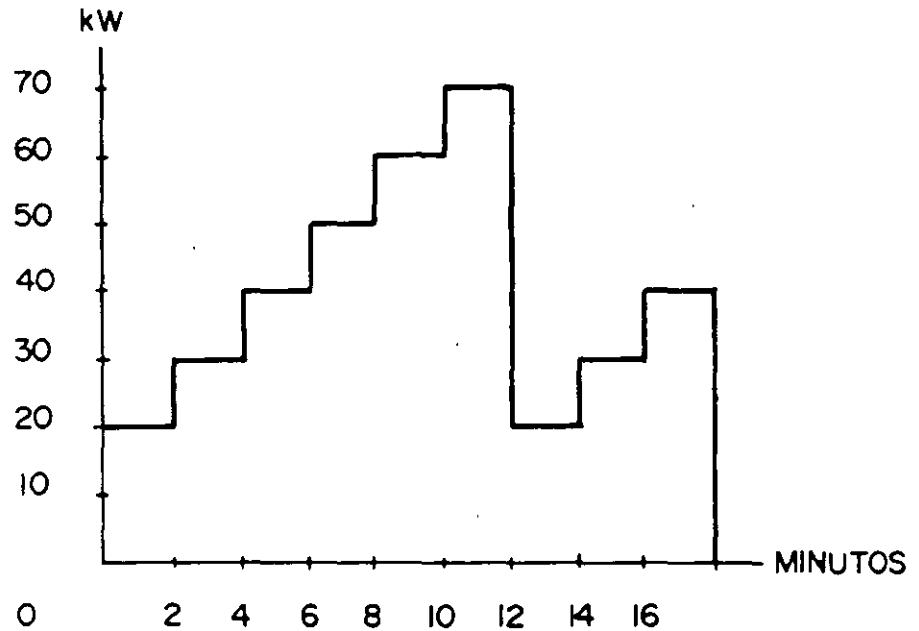


Figura 3.23

$$E_{10} = 2(20 + 30 + 40 + 50 + 60) = 400 \text{ kW-minuto.}$$

Demanda de la carga en los primeros 10 minutos:

$$D_{10} = \frac{400}{10} = 40 \text{ kW.}$$

Energía absorbida en los primeros 15 minutos:

$$E_{15} = 400 + 2(70 + 20) + 30 \times 1 = 610 \text{ kW-minuto.}$$

Demanda de la carga en los primeros 15 minutos:

$$D_{15} = \frac{610}{15} = 40.6 \text{ kW.}$$

Energía absorbida en los primeros 30 minutos

$$E_{30} = 2 [2(20 + 30 + 40 + 50 + 60 + 70)] + 2(20 + 30 + 40) = 1260 \text{ kW-minuto}$$

Demanda de la carga en los primeros 30 minutos

$$D_{30} = \frac{1260}{30} = 42 \text{ kW.}$$

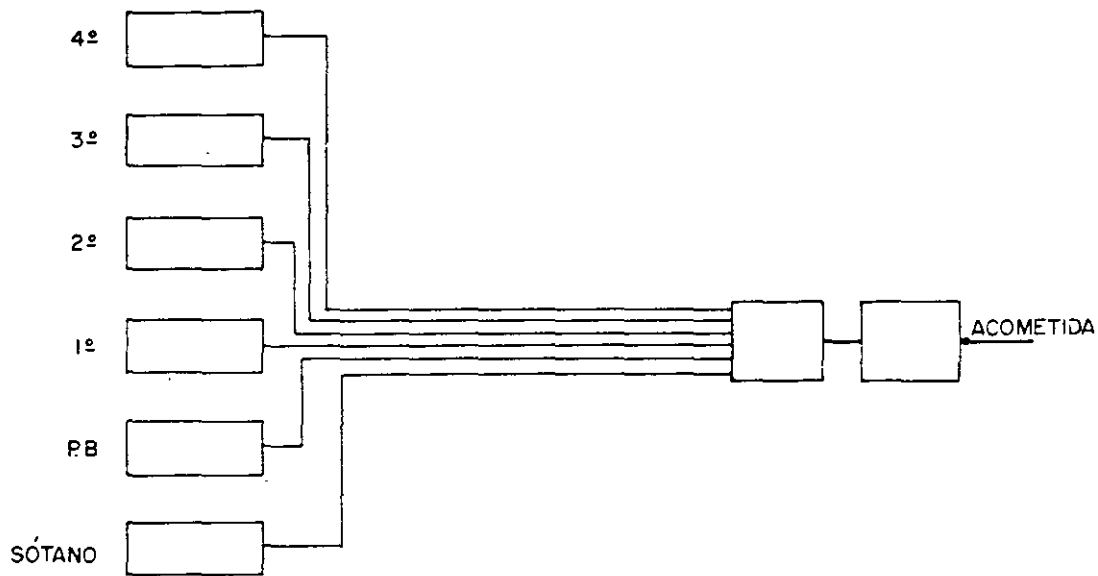


Figura 3.24

**Ejemplo 2**

Se tiene un edificio de cuatro pisos, planta baja y sótano, con cargas en cada uno de los pisos. La medición se hace en la planta baja (figura 3.24).

Se instalan dispositivos de protección de cada uno de los alimentadores en la siguiente forma (figura 3.25).

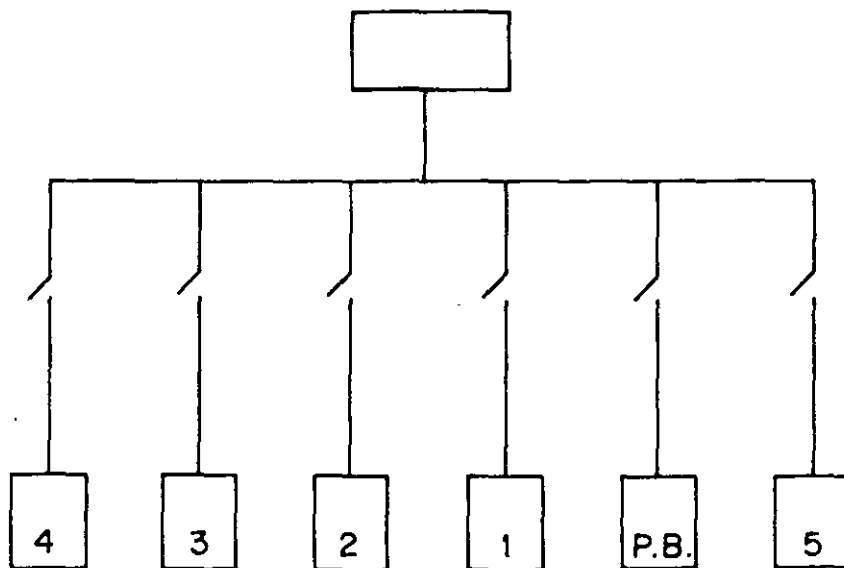


Figura 3.25

Una vez hecha la instalación en cada uno de los alimentadores se colocarán wathorímetros registradores y después de algún tiempo de utilización de la instalación se determinaron los valores de demanda máxima que aparecen en la tabla siguiente. Con base en los valores medidos encontrar los factores de demanda para completar la tabla de características de la carga del edificio.

<i>Piso Nº</i>	<i>kW</i>	<i>Cos θ</i>	<i>D<sub>máx</sub></i>	<i>* Factor de demanda</i>
4	20	0.9	14	0.7
3	15	1.0	9	0.6
2	36	1.0	18	0.5
1	25	0.9	15	0.6
P.B.	12	0.9	7.2	0.6
Sótano	9	0.9	3.6	0.4
	117	0.96	58.5**	0.5

\* Factores encontrados después de las mediciones efectuadas por medio de cálculo.  
\*\* Por medición.

$$F_{D(4)} = \frac{14}{20} = 0.7 = \frac{\text{Demanda máxima}}{\text{Carga conectada}}$$

Por lo tanto, se puede concluir que los alimentadores no se deben diseñar con base en la potencia total instalada sino con la demanda máxima de la carga.

### Ejemplo 3

Una línea trifásica de 22 kV alimenta un conjunto de cargas. Se sabe lo siguiente: la impedancia en serie de la línea  $Z_1 = 10 + j 20 \Omega$  y la curva de demanda de carga diaria que aparece en la gráfica.

Encontrar el factor de pérdidas y la energía perdida y dibujar la curva de pérdidas del sistema.

#### a) Cálculo del factor de pérdidas

$$P = 3 RI^2 \text{ (pérdida instantánea)}$$

$$S = \sqrt{3} VI, \therefore I = \frac{S}{\sqrt{3} V} \text{ (I - valor eficaz)}$$

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} 22} = \frac{S}{38} \text{ amperes}$$



La curva de pérdidas se puede obtener directamente de la curva de carga.

$$P_1 = 3 R I^2 = \frac{3R}{(38)^2} S^2 = \frac{3 \times 10}{(38)^2} 38^2$$

$$P_1 = 30 \text{ kW}$$

$$P_2 = \frac{3 \times 10}{(38)^2} (57)^2$$

$$P_2 = 67.5 \text{ kW}$$

$$P_4 = \frac{3 \times 10}{(38)^2} \times (114)^2$$

$$P_4 = 270 \text{ kW}$$

b) *Energía perdida*

$$E_p = 30 \times 6 + 67.5 \times 6 + 30 \times 6 + 270 \times 6 = 2\,385$$

$$E_p = 2\,385 \text{ kWh}$$

c) *Factor de pérdidas*

$$F_p = \frac{2\,385}{270 \times 24} = 0.368$$

$$F_p = 36.8\%$$

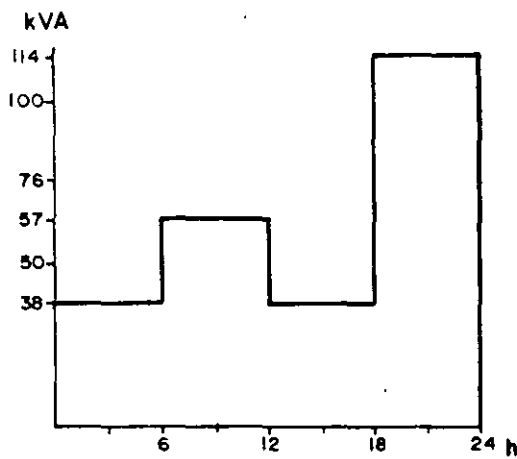


Figura 3.26 Curva de carga.

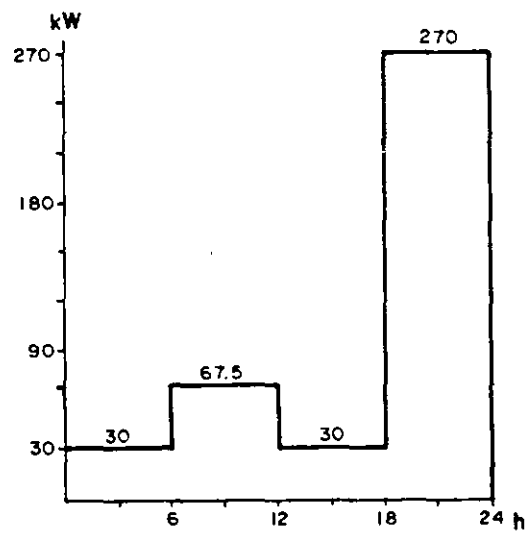


Figura 3.27 Curva de pérdida.

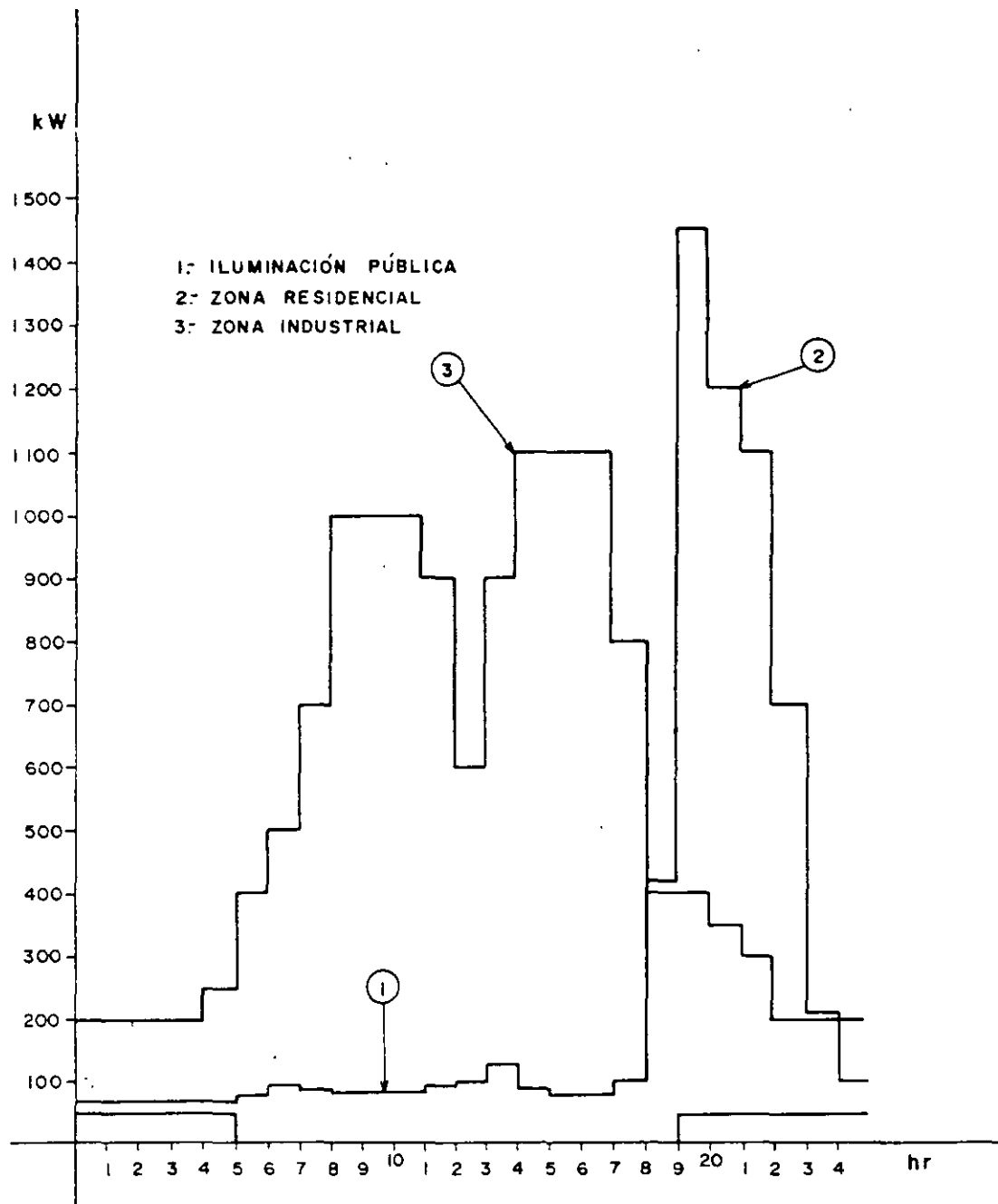


Figura 3.28 Curva diaria de consumidores.

#### Ejemplo 4

En un sistema de distribución la relación entre la demanda máxima no coincidente y la demanda máxima diversificada es 3. Sabiendo que la demanda máxima del conjunto es de 1 000 kW y que se tienen cuatro consumidores, calcúlese:

- La diversidad de carga.
- El factor de coincidencia.

- c) La demanda máxima no coincidente.
- d) La suma de las demandas máximas individuales.
- e) El factor de diversidad.

$$f_{div} = \frac{\text{Demanda máxima no coincidente}}{\text{Demanda máxima diversificada}}$$

$$f_{div} = 3.0 \text{ --- } e$$

$$f_{coincidencia} = \frac{1}{3} \text{ --- } b$$

$$\text{Diversidad de carga} = LD = (f_{div} - 1) D_M \text{ --- } a$$

$$LD = (3 - 1) 1\,000$$

$$LD = 2\,000 \text{ kW}$$

$$F_{div} = \frac{\Sigma D_{M_i}}{1\,000}$$

$$\Sigma D_{M_i} = 3 \times 1\,000 = 3\,000 \text{ --- } d$$

Finalmente la demanda máxima no coincidente sería:

$$\frac{3\,000}{4} = 750 \text{ kW --- } c$$

### Ejemplo 5

Un sistema de distribución alimenta una pequeña unidad habitacional que tiene cargas de iluminación pública residencial e industrial; la potencia que absorbe este sistema se anota en la tabla y está dada en kW. El alimentador que lleva estas cargas es de 3 MVA. La potencia instalada es de 50 kW, 2 500 kW, 1 600 kW, de iluminación pública, residencial e industrial, respectivamente. Considerando un  $fp = 1$ , encontrar:

1. Demandas máximas individuales.
2. Demanda máxima del conjunto.
3. Demanda diversificada máxima a las 19 horas.
4. Demanda máxima no coincidente.
5. Factor de demanda de cada carga.
6. Factor de demanda de toda la unidad.
7. Factor de utilización.
8. Factor de carga de cada tipo de carga del conjunto.
9. Factor de contribución de cada carga.
10. Factor de coincidencia.
11. Factor de diversidad.
12. Factor de pérdidas de cada carga y del conjunto, así como la energía perdida parcial y total del sistema.

1.  $D_{\text{máx}}$  individuales: De la figura:

$$D_{\text{máx}} \text{ IP} = 50 \text{ kW}; D_{\text{máx}} \text{ RES.} = 1\,450 \text{ kW}; D_{\text{máx}} \text{ IND.} = 1\,110 \text{ kW}$$

2.  $D_{\text{máx}} \text{ del conjunto} = 50 + 1\,450 + 400 = 1\,900 \text{ kW (19 hr)}$

3. Demanda máx. diversificada (19 hr) =  $\frac{50 + 1\,450 + 400}{3} = 633.33 \text{ kW/cons.}$

4. Demanda máx no coinc. =  $\frac{50 + 1\,450 + 1\,100}{3} = 866.66 \text{ kW/c}$

5. Fac. de demanda (IP) =  $\frac{50}{50} = 1 \therefore 100\%$

$$\text{Fac. de demanda (RES.)} = \frac{1\,450}{2\,500} = 0.58 \therefore 58\%$$

Hora Tipo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Iluminación pública	50	50	50	50	50	-	-	-	-	-	-	-
Residencial	70	70	70	70	80	95	90	85	85	85	95	100
Industrial	200	200	200	350	400	500	700	1000	1000	1000	900	600
Conjunto	320	320	320	470	530	595	790	1085	1085	1085	995	700

Hora Tipo	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Iluminación pública	-	-	-	-	-	-	50	50	50	50	50	50
Residencial	130	90	80	80	100	420	1450	1200	1000	700	200	50
Industrial	900	1100	1100	1100	800	400	400	350	300	200	200	200
Conjunto	1030	1190	1180	1180	900	820	1900	1600	1350	950	450	300

$$\text{Fac. de demanda (IND)} = \frac{1\,100}{1\,600} = 0.68 \therefore 68\%$$

$$\begin{aligned} 6. \text{ Fac. de demanda de conj.} &= \frac{50 + 1\,450 + 400}{50 + 2\,500 + 1\,600} \\ &= \frac{1\,900}{4\,150} = 0.458 \therefore 45.8\% \end{aligned}$$

$$7. \text{ Factor de utilización} = \frac{D_{\text{máx. sist.}}}{\text{Cap. del sist}} = F_u$$

$$F_u = \frac{1\,900}{3\,000} = 0.634 \therefore 63.4\%$$

8. Factor de carga =  $F_c$

$$\text{Energía consumida } I.P = E_{\text{cap}} = 11 \times 50 = 550 \text{ kWh}$$

$$F_{\text{cIP}} = \frac{550}{24 \times 50} = 0.458$$

$$E_{\text{cres}} = (70 \times 4) + (80 \times 3) + (95 \times 2) + (90 \times 2) + (85 \times 3) \\ + (100 \times 2) + (130 \times 1) + (420 \times 1) + 1\,450 + 1\,200 \\ + 1\,000 + 700 + 200 + 50$$

$$E_{\text{cres}} = 280 + 240 + 190 + 180 + 255 + 200 + 5\,150 = 6\,495 \text{ kWh}$$

$$F_{\text{cres}} = \frac{6\,495}{1\,450 \times 24} = 0.186$$

$$EC_{\text{ind}} = 14\,100 \text{ kWh}$$

$$F_{\text{Cind}} = \frac{14\,100}{24 \times 1\,100} = 0.53$$

$$E_{\text{Cconj}} = 550 + 6\,495 + 14\,100 = 21\,145 \therefore F_{\text{Cconj}} = \frac{21\,145}{1\,900 \times 24} \\ = 0.463$$

9. Factor de contribución =  $F_{\text{cont.}}$

$$F_{\text{cont. ind.}} = \frac{400}{1\,100} = 0.365$$

$$\text{Factor}_{\text{cont. res.}} = \frac{1\,450}{1\,450} = 1$$

$$\text{Factor de cont. IP} = 1$$

10. Factor de coincidencia.

$$11. \text{ Factor de diversidad} = \frac{50 + 1\,450 + 1\,100}{1\,900} = 1.37$$

$$\text{Por tanto, fac. coincidencia} = \frac{1}{1.37} = 0.72992$$

Admítase que el factor de potencia y voltaje son constantes y las pérdidas para demanda máxima fuesen para cada carga:

$$P_{ip} = 2.5 \text{ kW}$$

$$P_{res} = 58 \text{ kW}$$

$$P_{ind} = 44 \text{ kW}$$

$$P_{alim} = 56.5 \text{ kW}$$

Calcular la energía diaria perdida de las tres cargas y la del conjunto, aplicando la fórmula de Buller.

$$FP = 0.7 Fc^2 + 0.3 Fc$$

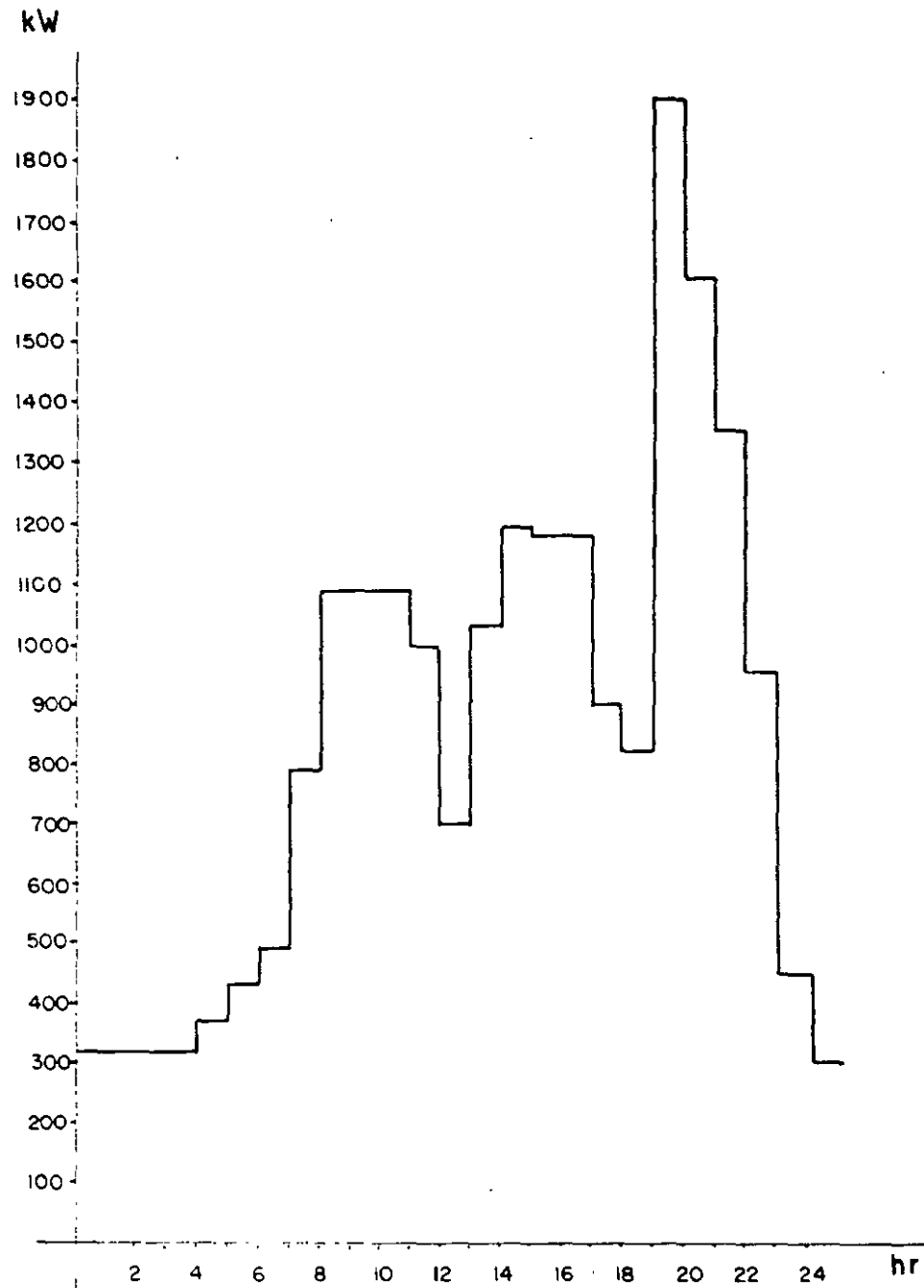


Figura 3.29 Curva de demanda del conjunto.

Para la carga de iluminación pública:

$$F_{PIP} = 0.7 \times 0.458^2 + 0.3 \times 0.458$$

$$F_{PIP} = 0.146 + 0.137 = 0.283$$

$$F_{PRES} = 0.7 \times 0.186^2 + 0.3 \times 0.186$$

$$F_{PRES} = 0.024 + 0.055 = 0.079$$

$$F_{PIND} = 0.7 \times 0.53^2 + 0.3 \times 0.53$$

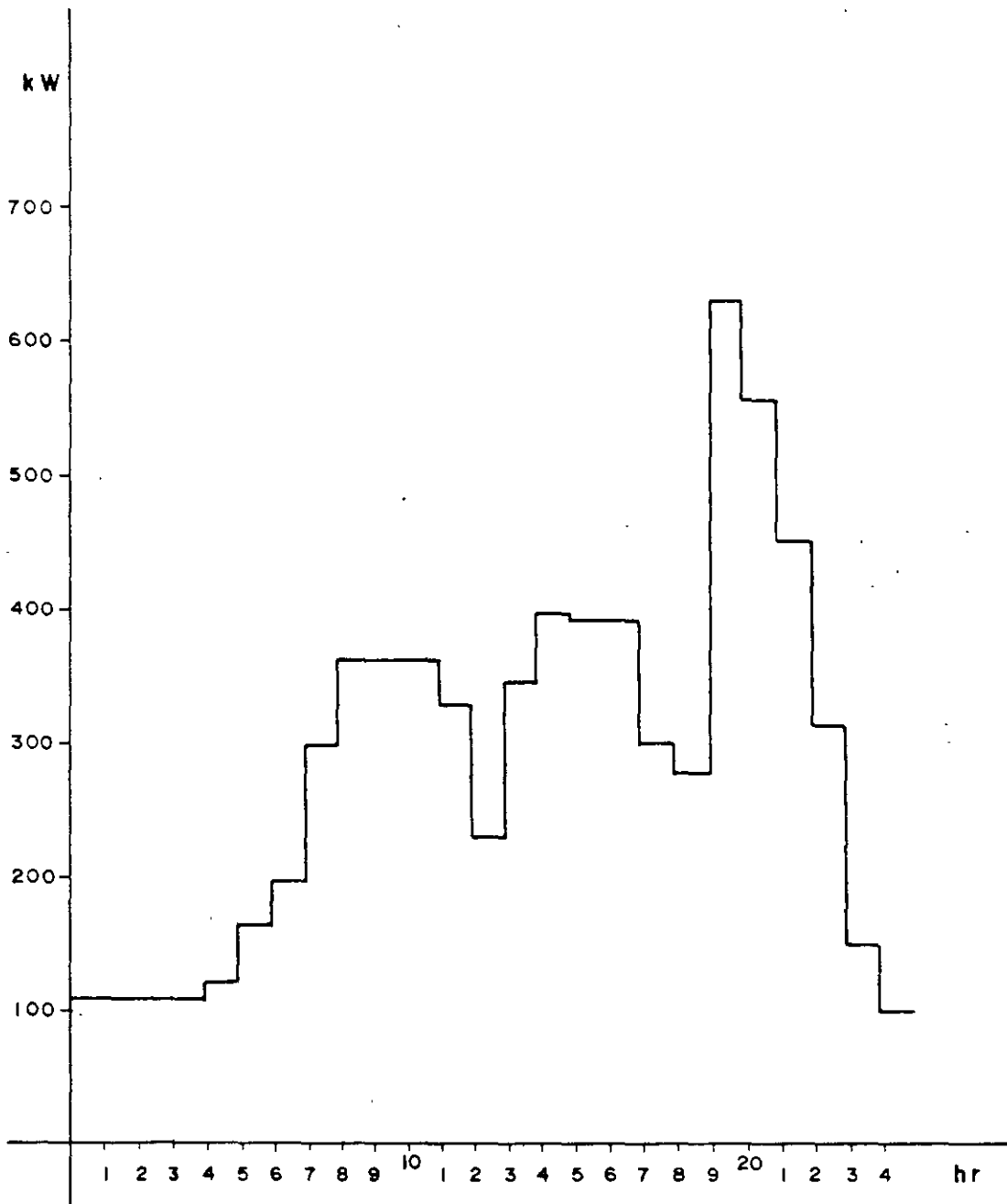


Figura 3.30 Curva de demanda diversificada.

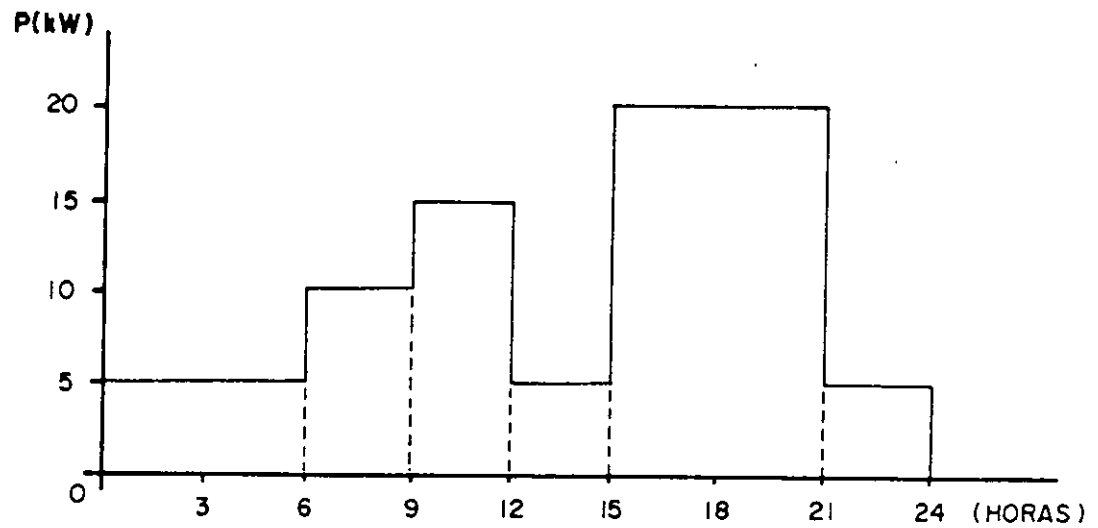


Figura 3.31 Curva de carga diaria.

$$F_{\text{PIND}} = 0.196 + 0.159 = 0.355$$

$$F_{\text{pconj}} = 0.7 \times 0.463^2 + 0.3 \times 0.463$$

$$F_{\text{pconj}} = 0.15 + 0.138 = 0.288$$

Sabiendo que:

$$H. E. = FP \times \Delta \delta$$

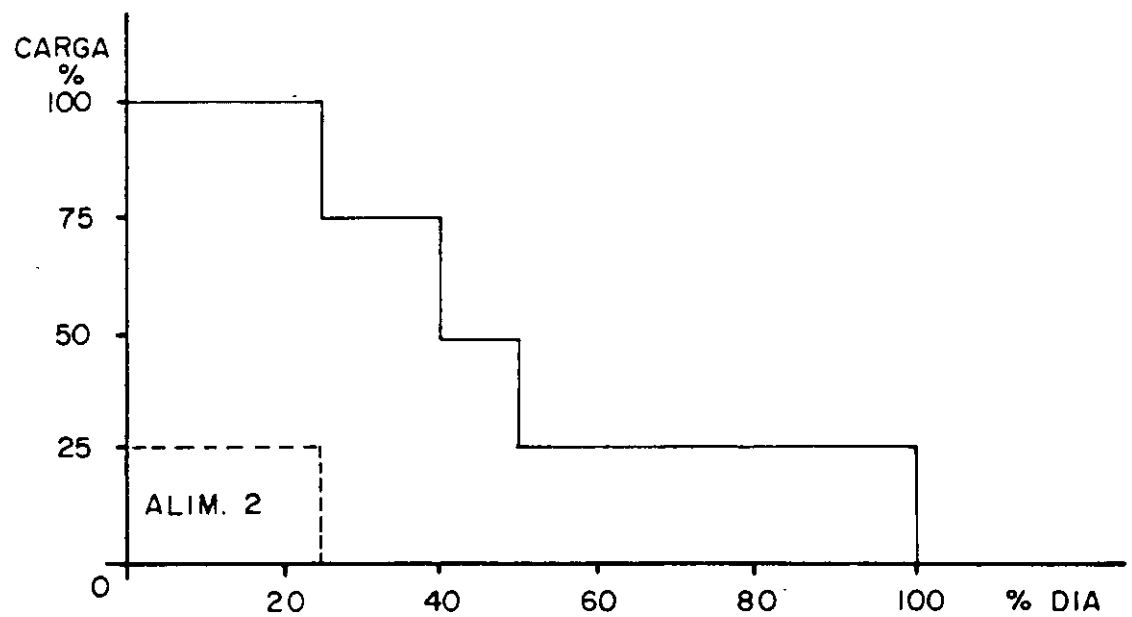


Figura 3.32 Curva de duración de carga.



se tiene

$$HE_{IP} = 0.283 \times 24 = 6.79$$

$$HE_{RES} = 0.079 \times 24 = 1.89$$

$$HE_{IND} = 0.355 \times 24 = 8.52$$

$$HE_{Conj} = 0.288 \times 24 = 6.91$$

La energía perdida debido a cada carga y al conjunto será:

$$EP = Pm (H.E.)$$

$$E_{PIP} = 2.5 (6.79) = 16.97 \text{ kWh}$$

$$E_{PRES} = 58 (1.89) = 109.62 \text{ kWh}$$

$$E_{PIND} = 44 (8.52) = 374.88 \text{ kWh}$$

$$E_{PALIM} = 6.91 (56.5) = 390.41 \text{ kWh}$$

$$E_{PTOTAL} = 16.97 + 109.62 + 374.88 + 390.41$$

$$E_{PTOTAL} = 891.88 \text{ kWh}$$

### Ejemplo 6

Una carga tiene dos alimentadores con capacidades de 15 kW y 7 kW que deben suministrar energía de acuerdo con una curva de carga diaria, tal como se muestra en la figura 3.31. Funcionando el alimentador de 15 kW como "base de carga" durante el día, el de 7 kW sólo entrará en servicio cuando la carga supere la capacidad del alimentador mayor. Se pide calcular los factores de carga de los dos alimentadores y la curva de duración de carga (figura 3.32).

### Solución:

De la curva de carga diaria (figura 3.31) se puede elaborar la siguiente tabla:

Carga			
Curva <sub>1</sub>	Curva <sub>2</sub>	Horas del día	% del día
kW	p.u.		
20	1.0	6	25.0
≥ 15	0.75	9	37.5
≥ 10	0.50	12	50.0
> 5	0.25	24	100.0
Base de 20 kW			

La energía total que entregan los alimentadores se puede determinar por la curva de carga diaria:

$$E = [(6 \times 5) + (3 \times 10) + (3 \times 15) + (3 \times 5) + (6 \times 20) + (3 \times 5)] 10^3$$

$$E = 255\ 000 \text{ watts-hora}$$

De la curva de duración de carga y de la tabla se deduce que el alimentador de 7 kW suministrará en p.u.

$$\text{Carga en p.u.} = \frac{5}{20} = 0.25$$

$$\text{Horas en p.u.} = \frac{6}{24} = 0.25$$

Por lo tanto, la energía suministrada por éste, tomando como base

$$E_{\text{base}} = 20\ 000 \times 24 = 480\ 000 \text{ watts-hora}$$

será:

$$E_2 = 0.25 \times 0.25 \times 480\ 000$$

$$E_2 = 30\ 000 \text{ watts-hora}$$

$$fc_2 = \frac{30}{5 \times 24} = 0.25 \text{ ó } 25\%$$

La energía suministrada por el alimentador de 15 kW será:

$$E_1 = 255\ 000 - 30\ 000 = 225\ 000 \text{ watts-hora}$$

$$fc_1 = \frac{225}{15 \times 24} = 0.625 \text{ ó } 62.5\%$$

### **Ejemplo 7**

Un sistema de distribución tiene un factor de coincidencia de 0.66 y una demanda máxima de 1 000 kW. Sabiendo que existen 10 cargas en el sistema se concluye que la demanda máxima no coincidente y el factor de diversidad son respectivamente:

- a) 130 kW y 1.5
- b) 150 kW y 2.5
- c) 140 kW y 1.5

- d) 150 kW y 1.5
- e) Ninguna

**Solución:**

$$F_{\text{coinc}} = 0.66$$

$$F_{\text{div}} = \frac{1}{0.66} = 1.5$$

$$D_{M1} = 1.50 \times 1\,000 = 1\,500 \text{ kW}$$

Existiendo diez cargas la demanda máxima no coincidente sería:

$$D_{\text{mnc}} = \frac{1\,500}{10} = 150 \text{ kW}$$

La respuesta *d* sería la correcta.

### Ejemplo 8

Cuatro consumidores tienen diferentes demandas de carga a distintas horas. El consumidor No. 1 tiene una demanda media de 1 kW y su demanda máxima es de 5 kW a las 20 horas. El consumidor No. 2 tiene una demanda máxima de 2 kW a las 21 horas, una demanda de 1.6 kW a las 20 horas y un factor de carga diaria de 15%. El consumidor No. 3 tiene una demanda máxima de 2 kW al mediodía, una demanda de 1 kW a las 20 horas y una demanda media de 500 W. El consumidor No. 4 tiene una demanda máxima de 10 kW a las 17 horas, una demanda de 5 kW a las 20 horas y un factor de carga diaria de 25%. La demanda máxima del sistema ocurre a las 20 horas. Se pide:

- a) El factor de diversidad.
- b) El factor de carga individual y del conjunto.
- c) La diversidad de carga.
- d) La demanda máxima no coincidente.
- e) La demanda máxima diversificada.
- f) Los factores de contribución.

**Solución:**

a) *Factor de diversidad*

Como la demanda máxima del sistema ocurre a las 20 horas.

$$D_{\text{mc}} = D_1 + D_2 + D_3 + D_4$$

A las 20 horas

$$D_{mc} = 5 + 1.6 + 1.0 + 5.0 = 12.6 \text{ kW}$$

$$\Sigma D_{mi} = D_{máx1} + D_{máx2} + D_{máx3} + D_{máx4}$$

$$\Sigma D_{mi} = 5 + 2 + 2 + 10 = 19$$

$$f_{div} = \frac{\Sigma D_{mi}}{D_{mc}} = \frac{19}{12.6} = 1.5$$

b) Factores de carga

$$F_c = \frac{D \text{ media}}{D \text{ máxima}}$$

$$F_{c1} = \frac{1}{5} = 0.20 \text{ - - } 20\%$$

$$f_{c2} = 15\% \text{ - - dato}$$

$$f_{c3} = \frac{0.5}{2} = 0.25 \text{ - - - } 25\%$$

$$f_{c4} = 25\% \text{ - - dato}$$

Factor de carga del conjunto:

$$D_m = D_{m1} + D_{m2} + D_{m3} + D_{m4}$$

$$D_m = 1.0 + 0.3 + 0.5 + 2.5 = 4.3$$

$$D_{m2} = F_{c2} D_{máx2} = 0.15 \times 2 = 0.3$$

$$D_{m4} = F_{c4} D_{máx4} = 0.25 \times 10 = 2.5$$

$$F_c = \frac{4.3}{12.6} = 0.34$$

Diversidad de carga:

$$LD = 19 - 12.6 = 6.4 \text{ kW}$$

Demanda máxima no coincidente:

$$D_{mnc} = \frac{\sum_{i=1}^n D_{mi}}{n} = \frac{19}{4} = 4.75 \text{ kW}$$

Demanda máxima diversificada:

$$D_{md} = \frac{D_{mc}}{n} = \frac{12.6}{4} = 3.15 \text{ kW}$$

Factores de contribución:

$$C_1 = \frac{D_1}{D_{\text{máx } 1}} = \frac{5}{5} = 1$$

$$C_2 = \frac{1.6}{2} = 0.8$$

$$C_3 = \frac{1}{2} = 0.5$$

$$C_4 = \frac{5}{10} = 0.5$$

### Ejemplo 9

Suponiendo que la demanda máxima sea de 2 000 kW, que la demanda media diaria del conjunto sea 1 000 kW y que las pérdidas máximas correspondientes a la demanda del conjunto sean 20 kW, se concluye que la energía perdida diariamente y el número de horas equivalentes son respectivamente:

- a) 156.0 kWh y 7.8 h.
- b) 240.0 kWh y 12 h.
- c) 130.0 kWh y 6.4 h.
- d) 240.0 kWh y 10 h.
- e) Ninguna.

$$fc = \frac{D_m}{D_M} = \frac{1\,000}{2\,000} = 0.5$$

Utilizando la fórmula de Buller se tiene:

$$fp = 0.3 fc + 0.7 fc^2$$

$$fp = 0.3 \times 0.5 + 0.7 \times 0.5^2$$

$$fp = 0.15 + 0.175$$

$$fp = 0.325$$

$$fp = \frac{E_p}{P_M \times 24}$$

$$E_p = 0.325 \times 20 \times 24 = 156 \text{ kWh}$$

Por definición se sabe que

$$H.e = fp \times 24$$

$$H.e = 0.325 \times 24$$

$$H.e = 7.8 \text{ h}$$

Por tanto, la respuesta correcta es la del inciso a.

### 3.5 CUESTIONARIO Y PROBLEMAS

#### Problema 1

Un sistema de distribución posee una curva de carga como se ilustra en la figura 3.33. Sabiendo que la potencia instalada es de 20 kW, se concluye que un factor de demanda diario será:

- a) 1.0 . . .
- b) 0.8 . . .
- c) 1.2 . . .
- d) 1.4 . . .
- e) Ninguno. . .

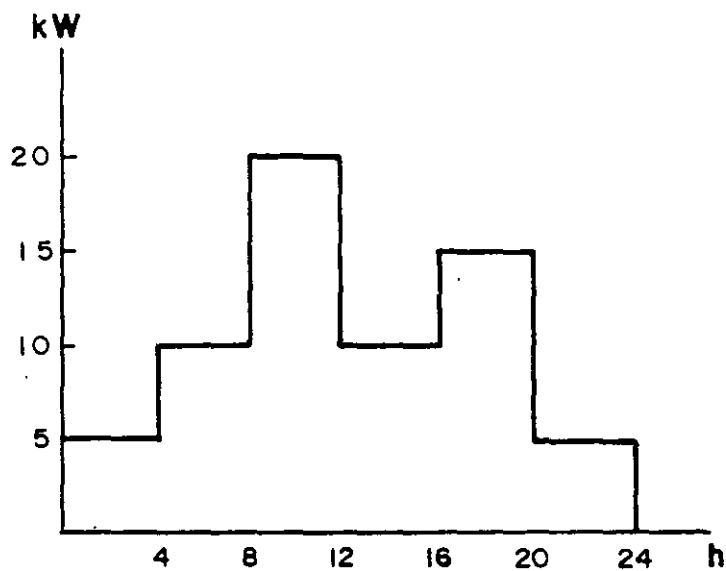


Figura 3.33

#### Problema 2

Para el problema anterior las demandas para los intervalos de demanda de 6 horas, 12 horas y 24 horas, admitiendo que el instante inicial sea a las cero horas, serán respectivamente:

- a) 5.0 kW, 10.0 kW, 12 kW.
- b) 6.6 kW, 11.6 kW, 10.8 kW.
- c) 6.6 kW, 10.0 kW, 12.4 kW.
- d) 5.0 kW, 12.0 kW, 16.0 kW.

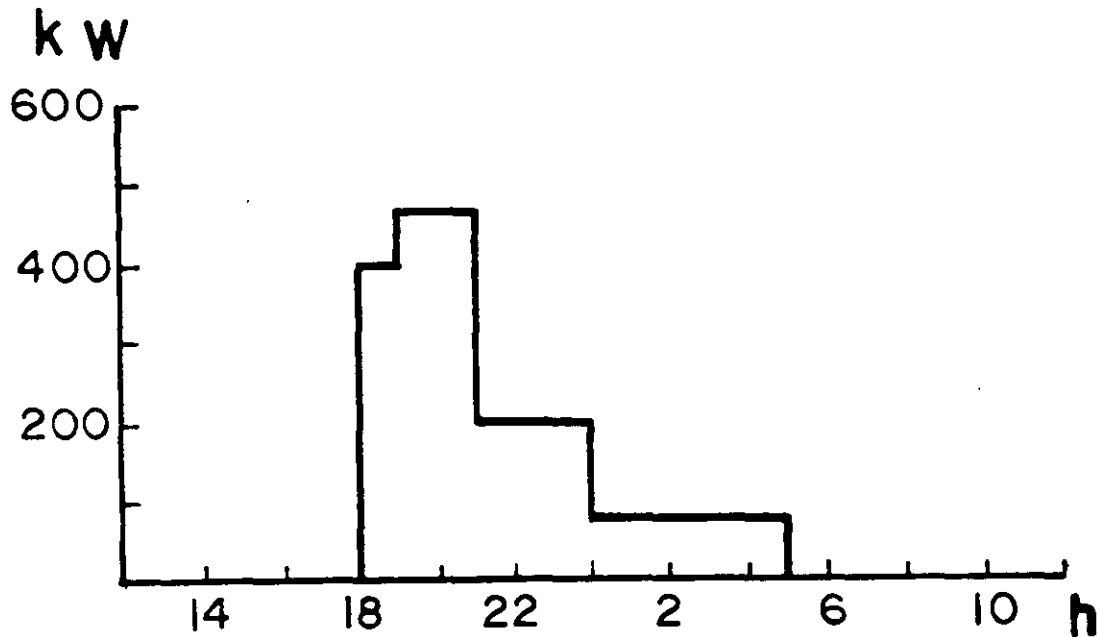


Figura 3.34

**Problema 3**

Un consumidor residencial posee una potencia instalada de 600 watts y su demanda es la siguiente:

De medianoche a las 5 horas . . .	80 Watts
De las 5 horas a las 18 horas . . .	Sin carga
De las 18 horas a las 19 horas . . .	400 Watts
De las 19 horas a las 21 horas . . .	460 Watts
De las 21 horas a medianoche . . .	200 Watts

Se pide:

- a) El factor de demanda.
- b) El factor de carga diaria.
- c) Su demanda para 6 horas, 12 horas y 24 horas.

Suponer que el instante inicial sea a medianoche.

**Problema 4**

Una subestación de distribución contiene cuatro transformadores, cada uno de los cuales alimenta a un grupo de consumidores cuyas cargas son las que se muestran en la siguiente tabla:

<i>Transformador</i>	<i>Alimentadores</i>				
	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>	<i>d</i>	<i>e</i>
1	10 HP, 5 kW	7.5 HP, 4 kW	15 HP	5 HP, 2 kW	-
2	4 kW	5 kW	8 kW	15 kW	20 kW
3	10 kW, 5 HP	8 kW, 25 HP	4 kW	-	-
4	15 kW	5 kW	2 kW	5 kW	-

Considérese la eficiencia de los motores de 72%.

El transformador No. 1 se utiliza para abastecer las cargas de iluminación comercial y servicios generales, el No. 2 es para la iluminación residencial, el No. 3 para la iluminación pública y fuerza y el No. 4 para iluminación pública.

Se pide determinar las demandas máximas de cada alimentador y de la subestación.

#### Factores típicos de diversidad

	<i>Iluminación residencial</i>	<i>Iluminación comercial</i>	<i>Instalaciones de fuerza</i>
Entre consumidores	3-4	1.5	1.5
Entre transformadores	1.3	1.3	1.3
Entre alimentadores	1.2	1.2	1.2
Entre subestaciones	1.1	1.1	1.1

#### Factores típicos de demanda

<i>Tipo de consumidor</i>	<i>Carga</i>	<i>Factor</i>
Iluminación residencial	0.25 kW	1.00
	0.50 kW	0.60
	> 1.0 kW	0.50
Iluminación comercial	Restaurantes	0.7
	Oficinas	0.7
	Teatros	0.6
	Pequeñas industrias	0.6
	Escuelas, iglesias	0.55
	Hoteles	0.5
Instalaciones de fuerza	0 - 10 HP	0.75
	12-20 HP	0.65
	22-100 HP	0.55
	> 100 HP	0.50



**Problema 5**

Tres consumidores residenciales tienen instalados los siguientes aparatos:

Aparatos	1er. consumidor	2º consumidor	3er. consumidor
Lámparas 100 W	9	7	5
Lámparas 60 W	5	4	2*
Horno 500 W	1*	1	1*
Radio 100 W	2	1*	1*
Refrigerador 300 W	1*	1*	1*
Lavadora 700 W	1*	1*	1
Televisión 200 W	1	1*	1

Sabiendo que en la hora de la demanda máxima del conjunto (16 horas) están conectados solamente los aparatos señalados con asterisco (\*), se pide calcular:

- a) La demanda de cada consumidor a las 16 horas.
- b) La carga conectada en cada consumidor.
- c) El factor de demanda de cada consumidor para la hora de la demanda máxima del conjunto.
- d) La demanda diversificada a las 16 horas.

**Problema 7**

Un generador alimenta 2 000 kWh a las cargas A y B. La carga A está constituida por dos hornos trifásicos: uno de 50 kW siempre conectado y otro de 20 kW que se conecta sólo algunas horas al día. Al final de un día se verifica que la carga A absorbió 1 400 kWh. La carga B está constituida por dos máquinas: una de 20 kW siempre conectada y otra cuya carga varía linealmente con el tiempo (ver figura). Sabiendo que la demanda

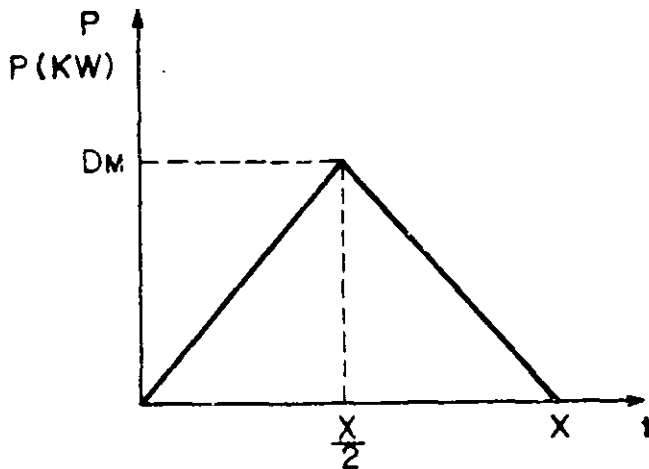


Figura 3.35

máxima de la carga  $B$  ocurre a las 12 horas y que su factor de carga es 0.5, que la demanda máxima del conjunto ( $A$  y  $B$ ) es de 110 kW y ocurre en algún tiempo  $t$  durante la jornada de la tarde, obtener:

- a) Las curvas de demanda de  $A$  y  $B$  y del conjunto.
- b) El factor de coincidencia.
- c) Los factores de carga ( $A$  y  $B$ ).
- d) La diversidad de carga.
- e) Los factores de contribución.

### 3.6 BIBLIOGRAFÍA

1. Howard, P. Seelye. *Electrical Distribution Engineering*. McGraw-Hill Co., 1930.
2. Westinghouse Electric Co. *Distribution Systems*. 1965.
3. F. H. Buller y C.A. Woodrow. *Load Factor Equivalent Hour Values Compared*. *Electrical World*, 14 de julio de 1928. Vol. 92, No. 2.
4. R. H. Sarikas y H. B. Thacker. *Distribution Systems Load characteristics and their use in Planning and Design*. AIEE Transactions, Power Apparatus and Systems. Vol. 76.
5. Universidade de São Paulo. *Características das Cargas*. Departamento de Engenharia de Electricidade. 1975.
6. *Economic Principles and Calculations*. University of Sussex Press. Inglaterra. 1971.
7. Espinosa y Lara, R. A. *Apuntes clase de Sistemas de Distribución*. F. I. UNAM. 1986.
8. Instrucción No. 3.0055. Norma L y F., 1981.
9. Lothar, Heinhold. *Power cables and their application*. Siemens Aktiengesellschaft. Berlin y Munich. 1970.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.  
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**CURSOS ABIERTOS**

# **SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

**TEMA**

**ESTRUCTURAS FUNDAMENTALES**

**EXPOSITOR: ING. ROBERTO A. ESPINOSA Y LARA  
PALACIO DE MINERÍA  
AGOSTO 2000**

# CAPITULO 2

---

## *Estructuras fundamentales*

### 2.1 GENERALIDADES

Los sistemas de distribución se pueden desarrollar en estructuras diversas. La estructura de la red de distribución que se adopte tanto en mediana como baja tensión depende de los parámetros que intervengan en la planeación de la red, tales como:

- Densidad.
- Tipo de cargas:
  - Residencial.
  - Comercial.
  - Industrial.
  - Mixta.
- Localización geográfica de la carga.
- Área de expansión de la carga.
- Continuidad del servicio.

Un punto importante en la decisión tanto del tipo de construcción como de la estructura del sistema de distribución que se va a desarrollar depende considerablemente de la calidad del servicio que se desee, pudiéndose subdividir ésta en dos partes fundamentales:

- Continuidad del servicio.
- Regulación de tensión.

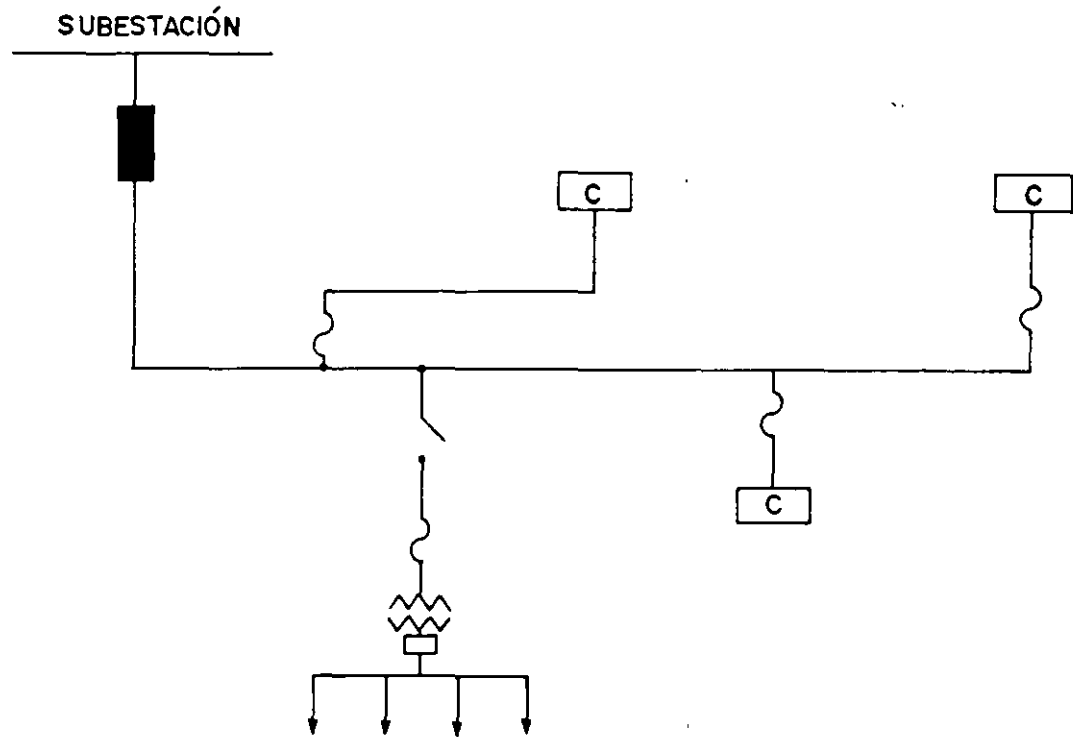


Figura 2.1 Red de operación radial sirviendo cargas en mediana y baja tensión.

La topología del sistema tendrá una influencia decisiva en la continuidad del sistema y un impacto menor en la regulación de tensión.

En cuanto a su operación, hay sólo dos tipos fundamentales de redes de distribución:

- Radial.
- Paralelo.

Por definición, un sistema de operación radial es aquel en que el flujo de energía tiene una sola trayectoria de la fuente a la carga, de tal manera que una falla en ésta produce interrupción en el servicio.

Este sistema de servicio de energía eléctrica es probablemente el más antiguo y comúnmente usado en la distribución de energía eléctrica. Debido a su bajo costo y sencillez, las redes de operación radial se seguirán usando, pero tratando también de mejorar sus características de operación para hacerlas más confiables. La figura 2.1 muestra una alimentación de este tipo. En un sistema de operación en paralelo el flujo de energía se divide entre varios elementos, teniendo más de una trayectoria.

La operación en paralelo se utiliza sobre todo en redes de baja tensión. Con este tipo de redes se tiene una estructura sencilla en la red primaria, donde las

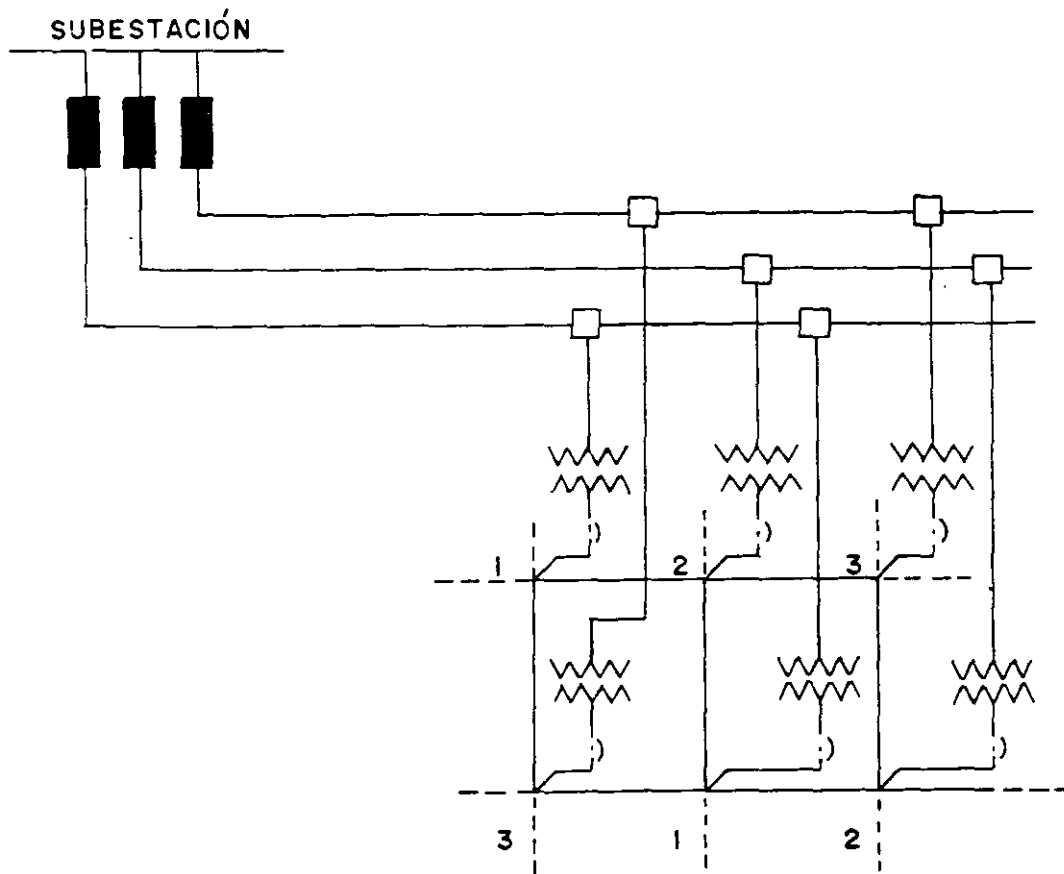


Figura 2.2 Red de operación en paralelo en la baja tensión.

subestaciones están conectadas en simple derivación radial. La continuidad está asegurada en la red de baja tensión por medio de la operación en paralelo. Las protecciones sólo existen en la salida de los alimentadores de red y a la salida de los transformadores. La eliminación de las fallas en los cables de la red de baja tensión se hace por autoextinción o bien con fusibles limitadores colocados en los extremos de los cables. En este caso el nivel de continuidad desciende hasta las derivaciones a los servicios. En la figura 2.2 se muestra una red de este tipo.

Cada una de estas redes tiene algunas variaciones y modificaciones; por tanto, es conveniente establecer una clasificación funcional de las diferentes estructuras, así como de sus combinaciones posibles.

## 2.2 ESTRUCTURAS DE MEDIANA TENSIÓN

En forma generalizada es posible enumerar las diferentes estructuras de mediana tensión que más se emplean en la actualidad en los sistemas de distribución como sigue:

- Estructura radial: Aérea, mixta y subterránea.
- Estructura en anillos: Abierto, cerrado.
- Estructura en mallas.
- Estructura en doble derivación.
- Estructura en derivación múltiple.
- Estructura de alimentadores selectivos.

### **Estructura radial**

La estructura radial es la que más se emplea, como se mencionó en párrafos anteriores, aunque su continuidad se encuentra limitada a una sola fuente; su sencillez de operación y bajo costo la hacen muy útil en muchos casos.

Esta estructura radial se emplea en los tres tipos de construcción que existen:

- Red aérea.
- Red mixta.
- Red subterránea.

#### *Red aérea*

Este tipo de construcción se caracteriza por su sencillez y economía (figura 2.3), razón por la cual su empleo está muy generalizado. Se adapta principalmente para:

1. Zonas urbanas con:
  - a) Carga residencial.
  - b) Carga comercial.
  - c) Carga industrial baja.
2. Zonas rurales con:
  - a) Carga doméstica.
  - b) Carga de pequeña industria (bombas de agua, molinos, etc.).

Los elementos principales en esta red (transformadores, cuchillas, seccionadores, cables, etc.) se instalan en postes o estructuras de distintos materiales. La configuración más sencilla que se emplea para los alimentadores primarios es del tipo arbolar; consiste en conductores de calibre grueso en la troncal y de menor calibre en las derivaciones o ramales. Cuando se desea mayor flexibilidad y continuidad es posible utilizar configuraciones más elaboradas.

Los movimientos de carga se realizan con juegos de cuchillas de operación con carga, que se instalan de manera conveniente para poder efectuar maniobras tales como: trabajos de emergencia, ampliaciones de red, nuevos servicios, etc.

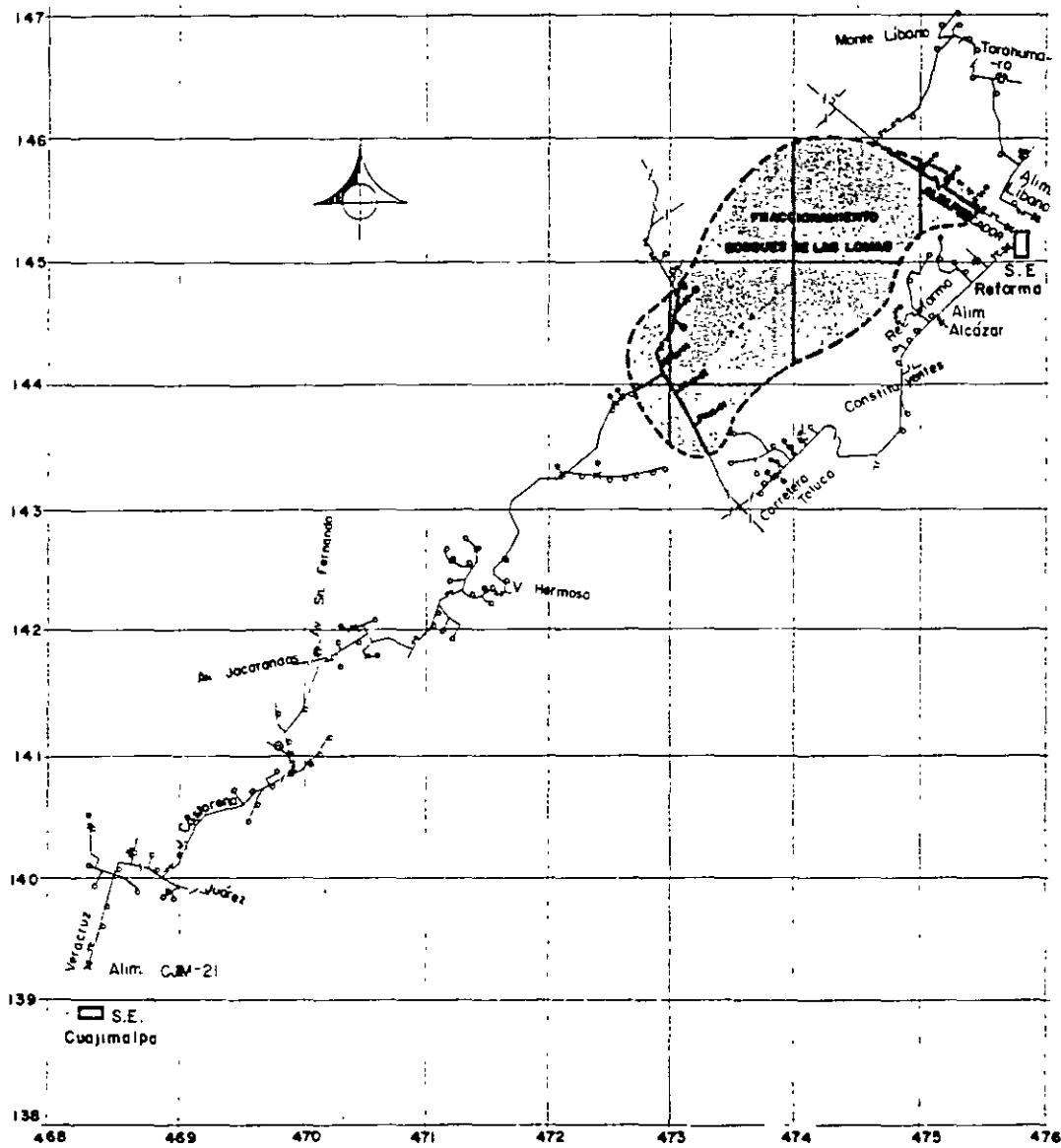


Figura 2.3 Alimentador radial aéreo típico.

En servicios importantes como hospitales, edificios públicos o fábricas, que por la naturaleza del proceso no permiten falta de energía eléctrica en ningún momento, se les dota de doble alimentación, ya sea con dos alimentadores de la misma subestación o de otra, independientemente de que la mayoría de estos servicios cuentan con plantas de emergencia con capacidad suficiente para alimentar sus servicios propios más importantes.

En este tipo de red está muy generalizado el empleo de seccionadores, restauradores y fusibles, como protección del alimentador, para eliminar la salida de todo el circuito cuando hay fallas transitorias, las cuales representan un gran porcentaje del total de fallas.



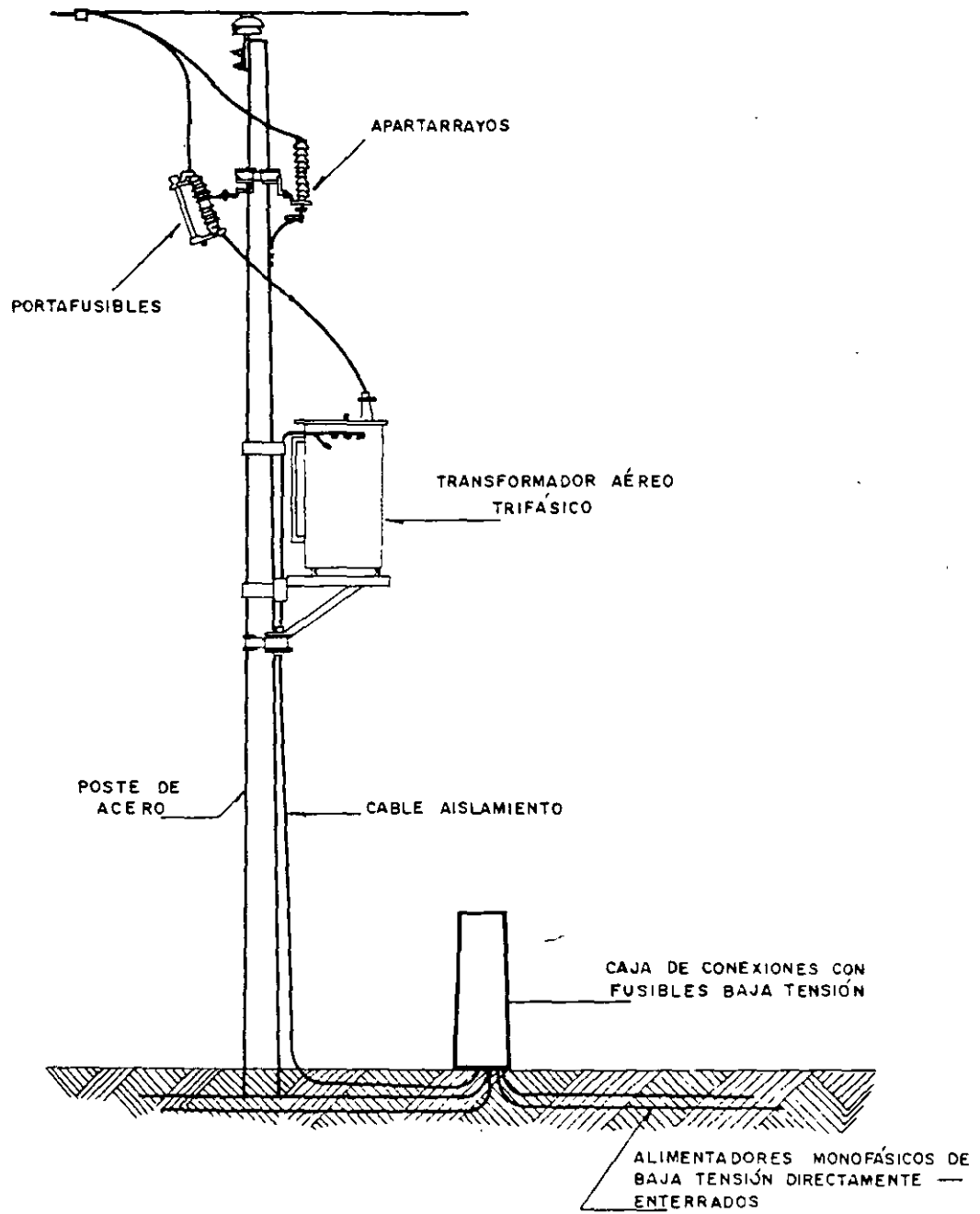


Figura 2.4 Red mixta.

### *Red mixta*

Es muy parecida a la red aérea; difiere de ésta sólo en que sus alimentadores secundarios en vez de instalarse en la postería se instalan directamente enterrados.

Esta red tiene la ventaja de que elimina gran cantidad de conductores aéreos, favoreciendo con esto la estética del conjunto y disminuyendo notablemente el nú-

mero de fallas en la red secundaria, con lo que aumenta por consecuencia la confiabilidad del sistema. El tipo de cable que por lo general se emplea es de aislamiento extruido directamente enterrado. En la figura 2.4 se puede observar un montaje típico en una red mixta, con un transformador en poste alimentado desde una línea aérea y la bajada del cable al bus pedestal, desde donde se distribuye la energía a los servicios a través de cables secundarios directamente enterrados.

### Red subterránea

Esta estructura se constituye con cables troncales que salen en forma "radiante" de la S.E. y con cables transversales que ligan a las troncales. La sección de cable que se utiliza debe ser uniforme, es decir, la misma para los troncales y para los ramales.

La aplicación de este tipo de estructura es recomendable en zonas extendidas, con altas densidades de carga ( $15$  a  $20$  MVA/km<sup>2</sup>) y fuertes tendencias de crecimiento.

En operación normal cada alimentador lleva una carga  $P$  funcionando en forma radial, operando normalmente abiertos los elementos de seccionamiento con que cuenta la estructura. En caso de emergencia los alimentadores deberán soportar la carga adicional que se les asigne, de acuerdo con la capacidad del equipo y del cable. Por esta razón la estructura se constituye con cable de igual sección.

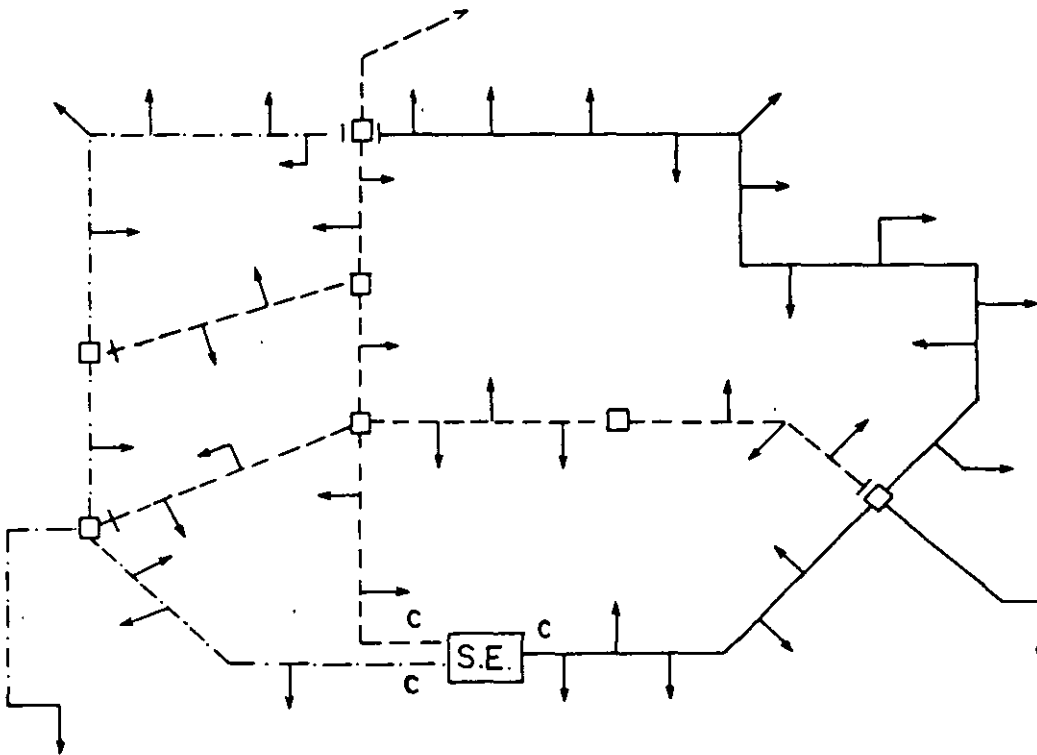


Figura 2.5a Seccionamiento de una estructura radial subterránea.

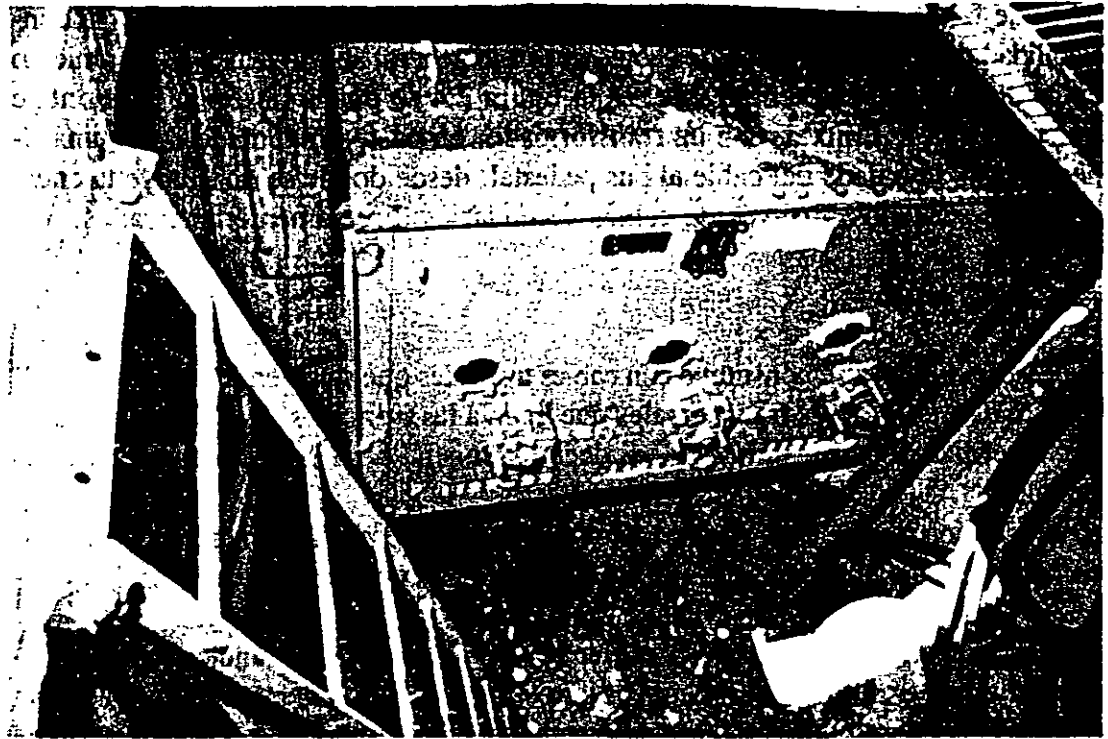


Figura 2.5b Equipo de seccionamiento.

En la figura 2.5a se muestra esta estructura y en la figura 2.5b el equipo de seccionamiento.

El resto de las estructuras enumeradas se emplean de manera primordial en redes subterráneas debido principalmente a las zonas en que se implantan.

Las redes subterráneas han visto favorecida su expansión en las zonas urbanas de alta densidad de carga debido a las ventajas que presentan ante las redes aéreas. Las principales son la confiabilidad de servicio y la limpieza que estas instalaciones proporcionan al medio. Naturalmente, este aumento en la confiabilidad y en la estética forma parte del incremento en el costo de las instalaciones y en la especialización del personal encargado de construir y operar este tipo de redes. Los principales factores que se deben analizar al implantar una estructura de red subterránea son:

- Densidad de carga.
- Costo de la instalación.
- Grado de confiabilidad.
- Facilidad de operación.
- Seguridad.
- Estéticos.

Todos estos factores son importantes, y en la selección final del tipo de red influirá notablemente la experiencia que se tenga en equipos, materiales y especialización del personal.

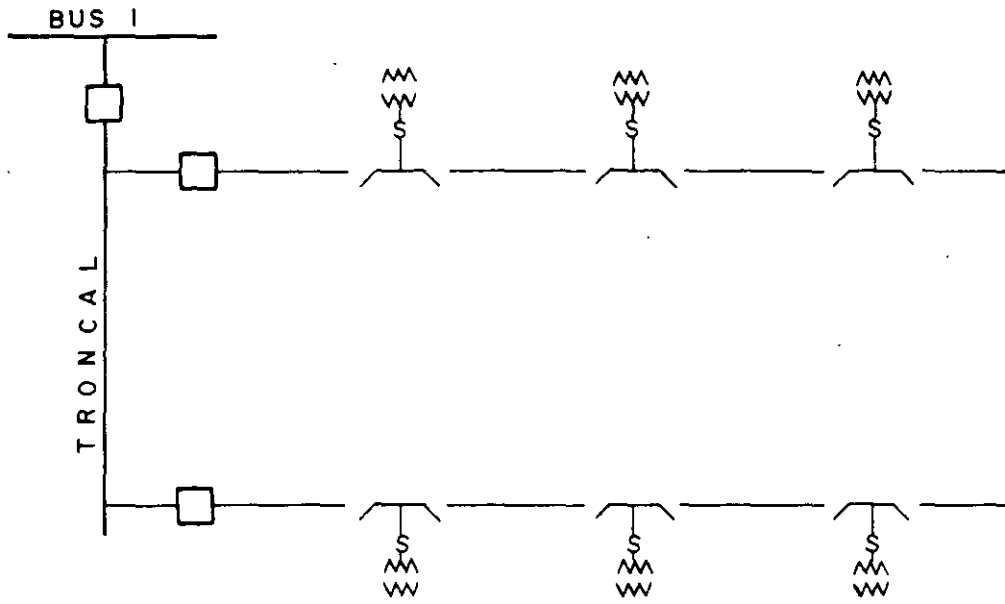


Figura 2.6a Red en anillo con una fuente de alimentación

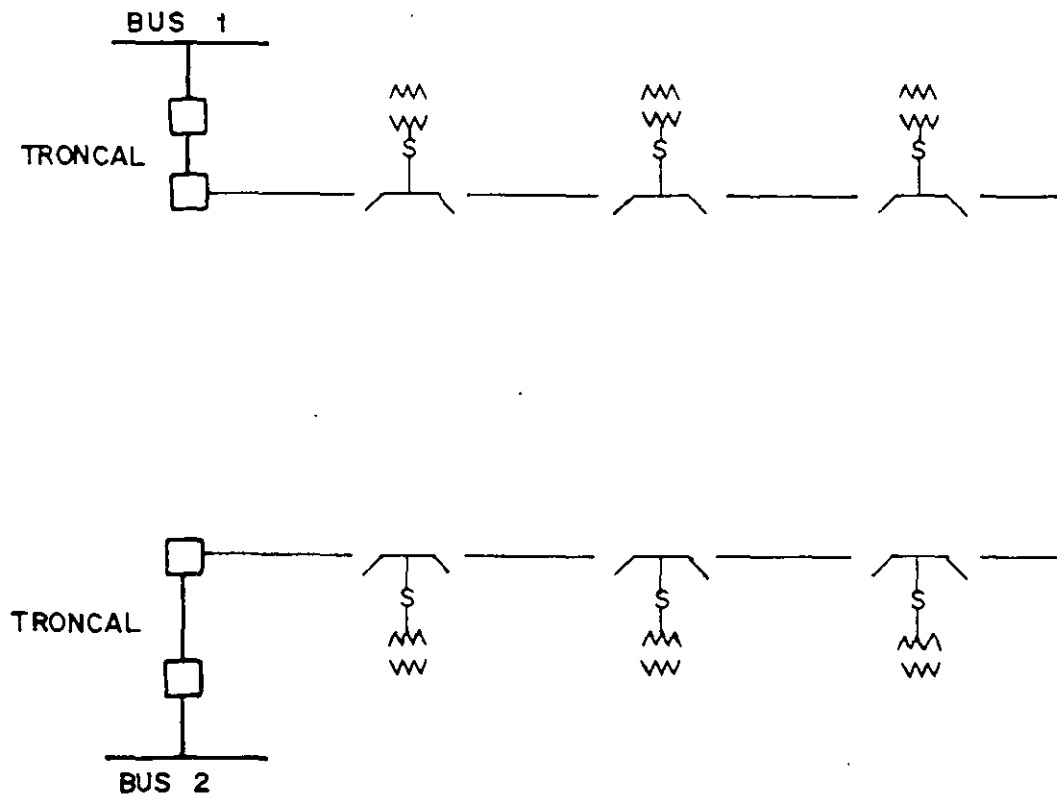


Figura 2.6b Red en anillo con dos fuentes de alimentación.

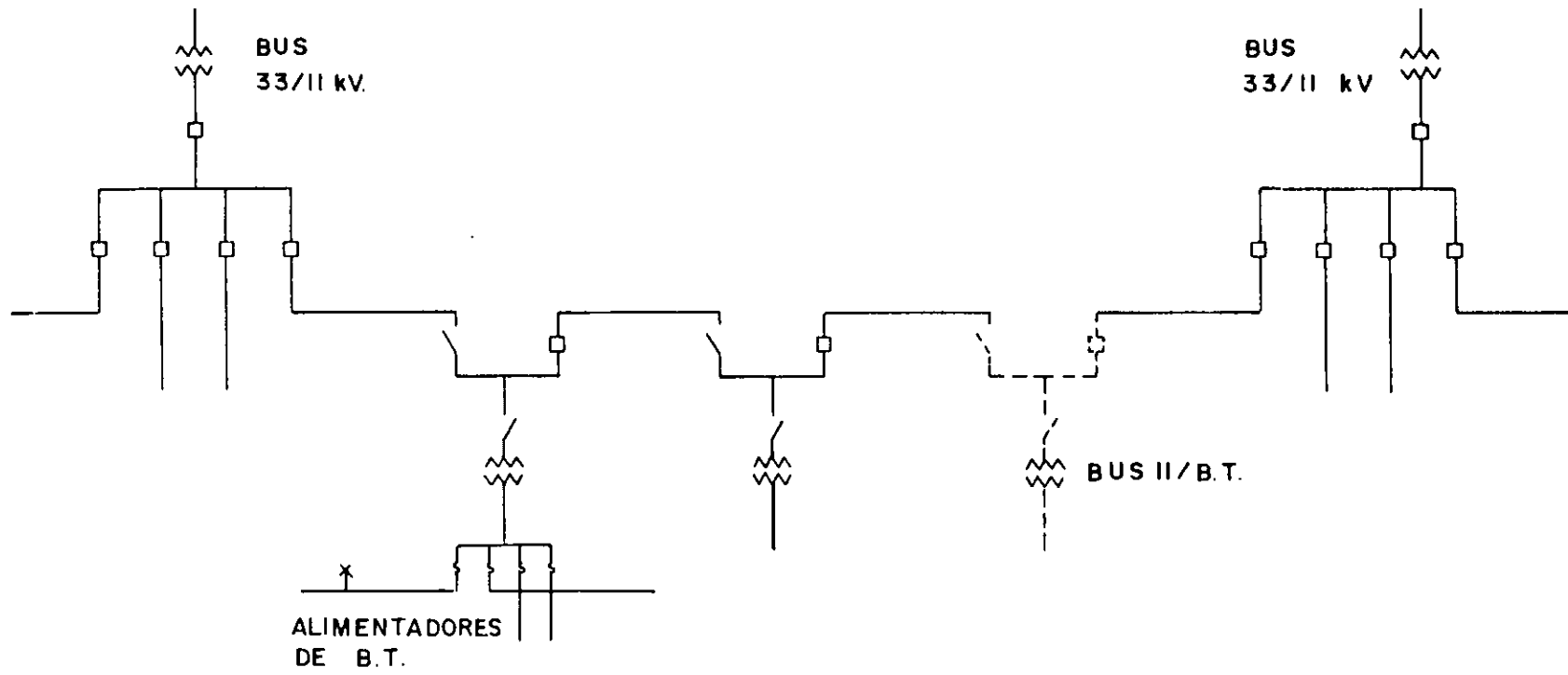


Figura 2.7 Redes en anillo cerrado.

## Estructuras en anillo

### a) Estructuras en anillo abierto

Este tipo de esquema se constituye a base de bucles de igual sección, derivados de las subestaciones fuente.

Las subestaciones de distribución quedan alimentadas en seccionamiento exclusivamente.

Las redes en anillo normalmente operan abiertas en un punto que por lo general es el punto medio, razón por la cual se les conoce como redes en anillo abierto. Al ocurrir una falla dentro de un anillo se secciona el tramo dañado para proceder a la reparación, siguiendo una serie de maniobras con los elementos de desconexión instalados a lo largo de la subtronal.

Esta estructura es recomendable en zonas con densidades de carga entre 5 y 15 MVA/km<sup>2</sup> y en donde el aumento de la carga es nulo o muy pequeño, de tal manera que se pueda absorber fácilmente con la estructura inicial, sin que sea necesario realizar trabajos para modificar la configuración de la red. Como ejemplo de estos casos se tienen las electrificaciones a conjuntos habitacionales. La estructura fundamental se presenta en las figuras 2.6a y 2.6b.

### b) Estructuras en anillo cerrado

El esquema de esta estructura es semejante a la anterior, y varía únicamente en que no existe un punto normalmente abierto. Esta estructura tiene gran aplicación en zonas amplias; se desarrolla en cable subterráneo por la facilidad que se tiene de incrementar la capacidad instalada paulatinamente sin afectar la estructura fundamental de la red. En la figura 2.7 se presenta la evolución natural de una red de 33/11 kV con una estructura en anillo cerrado. La operación de una red de este tipo es un poco más complicada que la anterior por el tipo de protección (figura 2.8), pero es indudable que la confiabilidad del sistema aumenta en forma considerable.

Existen otras ventajas en la implantación de este tipo de estructuras, como un factor de utilización mayor del 60% y un mejor control del nivel de cortocircuito.

## Estructura en mallas

En esta estructura las subestaciones de distribución están conectadas en seccionamiento, y junto con el cable constituyen anillos de igual sección. Estos anillos operan en forma radial, para lo cual se opera normalmente abierto uno de los medios de seccionamiento, interruptor o cuchillas, en la subestación que queda aproximadamente a la mitad. Existen ligas entre los anillos para asegurar una alimentación de emergencia. En caso de un incidente interno en el anillo, se resuelve con los propios recursos haciendo maniobras entre grupos de subestaciones, por lo cual la capacidad de la malla corresponde a la del cable. Esta estructura

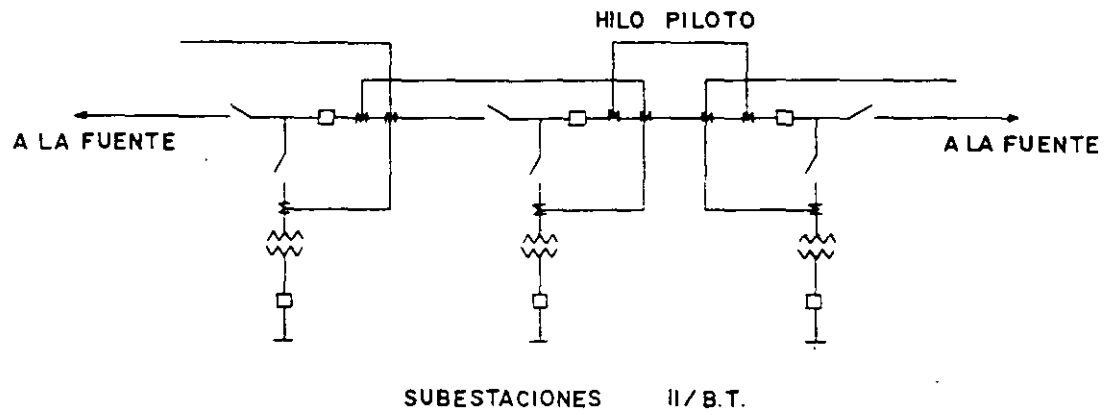


Figura 2.8 Diagrama esquemático de la protección de un anillo cerrado.

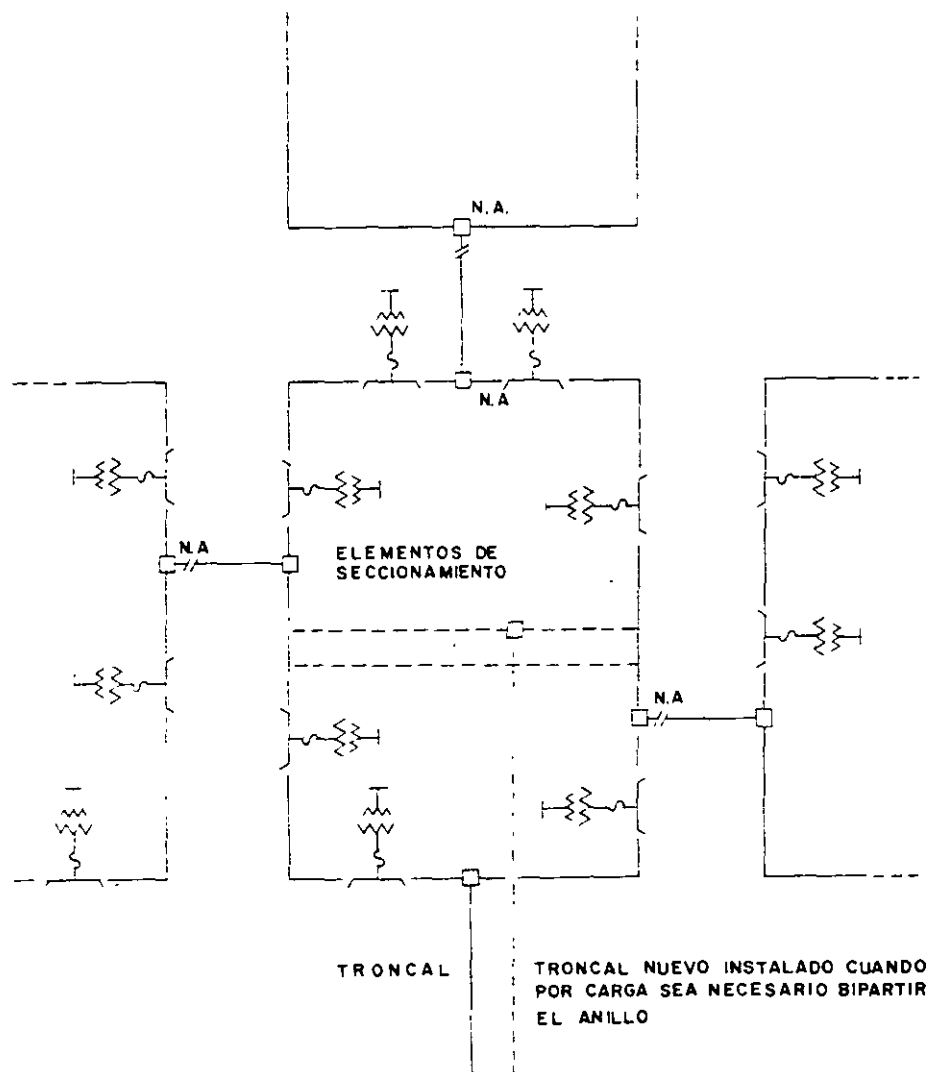


Figura 2.9 Esquema básico de una estructura en mallas de mediana tensión.

es recomendable en zonas de crecimiento acelerado y de cargas no puntuales, debido a sus características de posibilidad de expansión y reparto de carga. Su aplicación se recomienda en zonas comerciales importantes con densidades superiores a 20 MVA/km<sup>2</sup>. La figura 2.9 muestra este tipo de estructura.

### Estructura en doble derivación

La disposición de los cables en el caso de esta estructura se hace por pares, siendo las secciones uniformes para los cables troncales y menores para las derivaciones a la subestación y servicios, los cuales quedan alimentados en derivación. Es una estructura que resulta conveniente en zonas concentradas de carga y con densidades de carga del orden de 5 a 15 MVA/km<sup>2</sup>.

La aplicación más específica puede ser en zonas industriales, comerciales o turísticas de configuración extendida, en las que se tiene necesidad de doble alimentación para asegurar una elevada continuidad y que presenten características de carga y geometría concentradas.

La operación de este tipo de estructura se hace con base en un esquema de alimentadores preferentes y emergentes con transferencias manuales o automáticas, siguiendo el principio de cambio de alimentación.

La operación se puede analizar de dos maneras distintas: la primera, haciendo trabajar todo el alimentador emergente sin carga, y la segunda, haciéndolo con

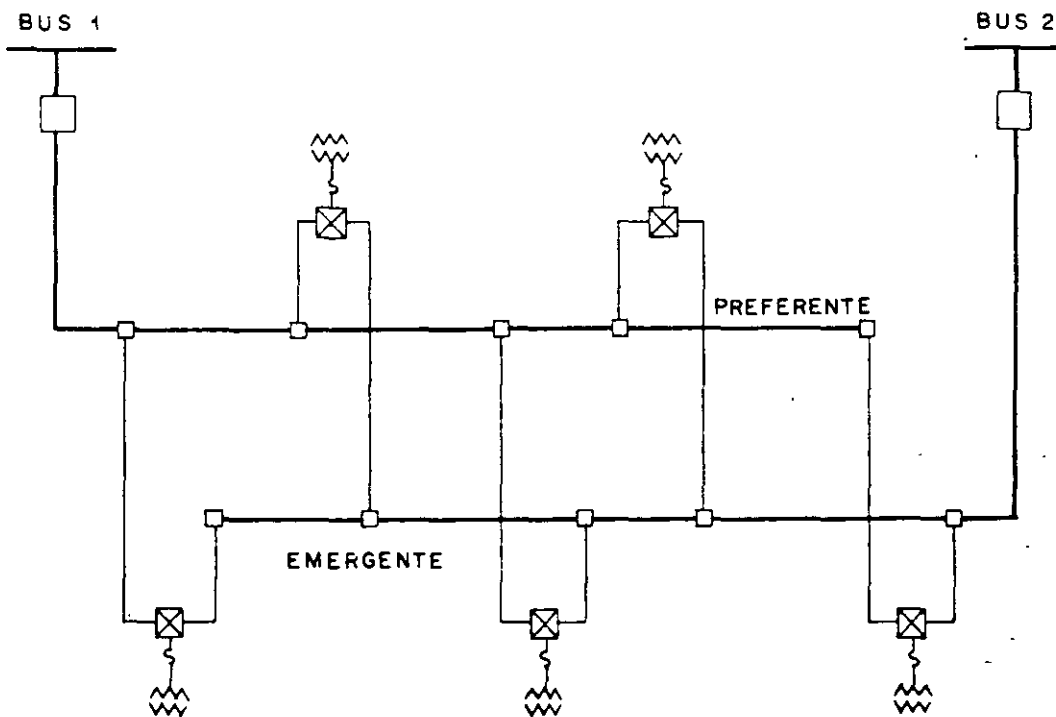


Figura 2.10 Estructura en doble derivación.



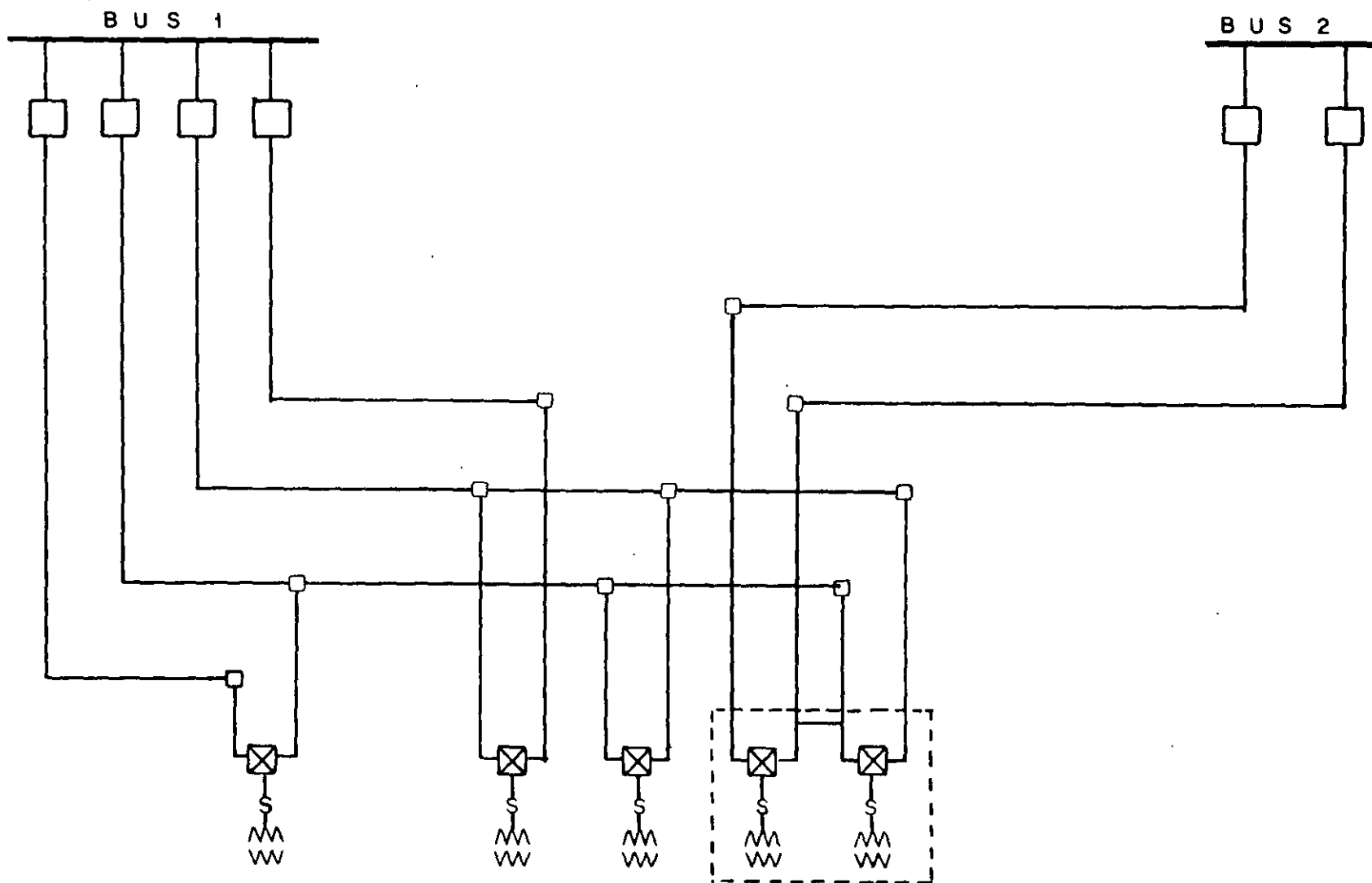


Figura 2.11 Red en derivación múltiple.

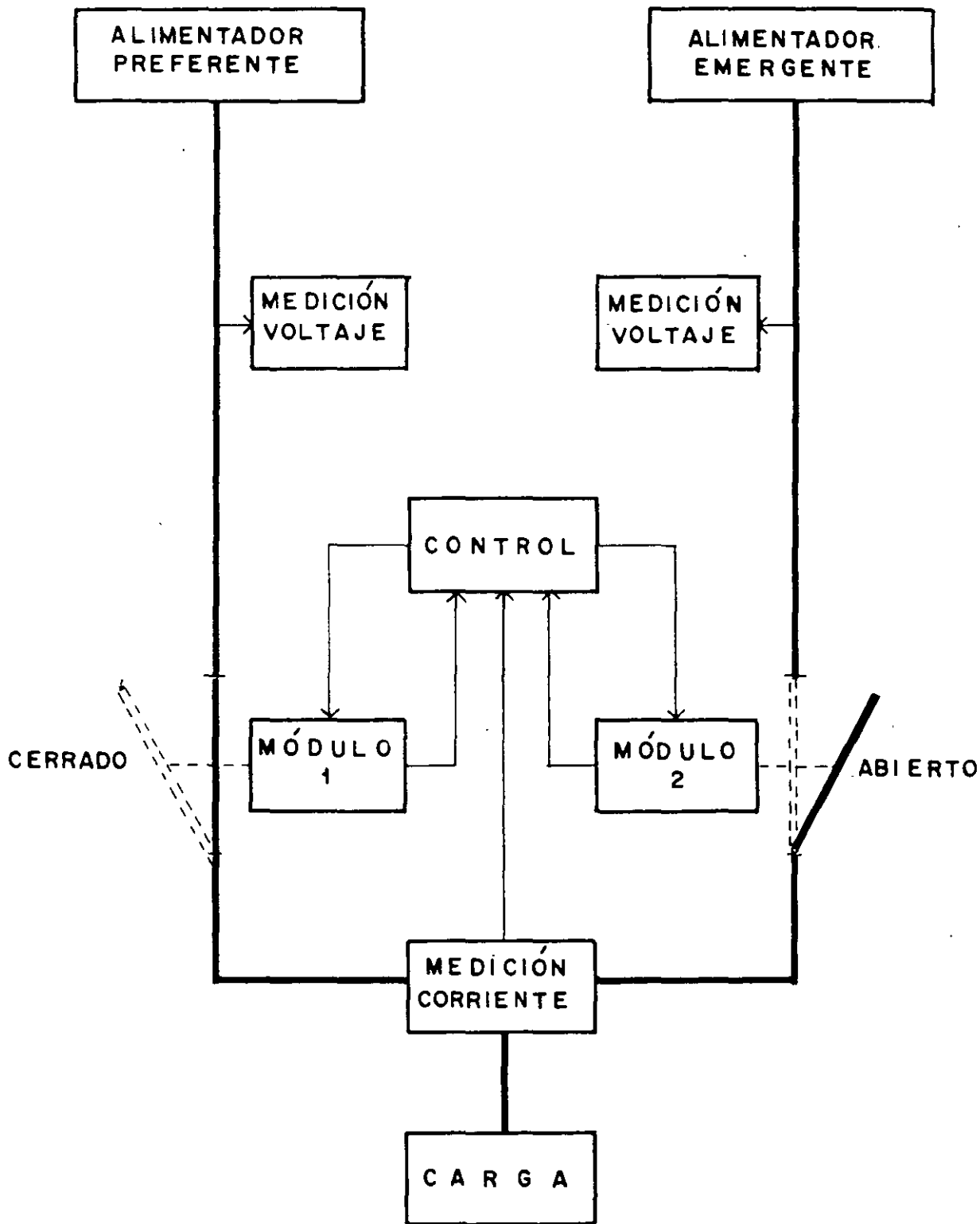


Figura 2.12 Diagrama de bloques de operación de un interruptor de transferencia.

sólo la mitad de la carga total. La primera tiene la desventaja de que mientras un circuito trabaja al mínimo, pues sólo está energizado, el otro está trabajando al máximo de su capacidad, mientras que en la segunda opción los dos alimentadores trabajan en iguales condiciones.

Dentro de las normas de diseño que caracterizan a este tipo de redes se tienen las dos siguientes, que son muy importantes:

1. El equipo de transferencias debe tener un mecanismo que impida la operación en paralelo de los dos alimentadores.
2. Para obtener mayor confiabilidad de servicio es conveniente instalar los circuitos en rutas diferentes.

En la figura 2.10 aparece una estructura en doble derivación.

### **Estructura en derivación múltiple**

Esta red se constituye por un número determinado de alimentadores que contribuyen simultáneamente a la alimentación de la carga. En realidad estas redes son una variación de las redes en derivación doble, ya que siguen el mismo principio, sólo que este tipo de red permite alimentar una área más amplia debido al mayor número de alimentadores. Esta red se debe diseñar dejando un margen de capacidad de reserva en los alimentadores de mediana tensión, de tal manera que al quedar fuera de servicio uno de ellos la carga se reparte a los restantes por medio de transferencia automática (figura 2.11).

Estas redes tienen aplicación en zonas que presentan cargas concentradas muy fuertes, en las que es necesario proporcionar una alta continuidad a los servicios; además, tienen la ventaja de que permiten proporcionar servicio a consumidores tanto en mediana como en baja tensión.

Esta estructura resulta conveniente en zonas de grandes concentraciones de carga, de configuración extendida y con densidades de carga de más de 30 MVA/km<sup>2</sup>. En la figura 2.12 se muestra el diagrama de bloques de operación de los interruptores de transferencia utilizados en este tipo de estructuras, y en la figura 2.13 aparece un equipo de esta clase.

### **Estructura de alimentadores selectivos**

Esta red se constituye por cables troncales que salen preferentemente de subestaciones diferentes y llegan hasta la zona por alimentar; de estas troncales se derivan cables ramales de menor sección que van de una troncal a otra enlazándolas, siguiendo el principio de la doble alimentación. Las subestaciones o transformadores de distribución se reparten entre parejas de alimentadores troncales que quedan conectadas en seccionamiento (figura 2.14).

La protección de esta red consiste en interruptores que se instalan en la subestación de potencia a la salida de cada alimentador troncal y fusibles tipo limitador

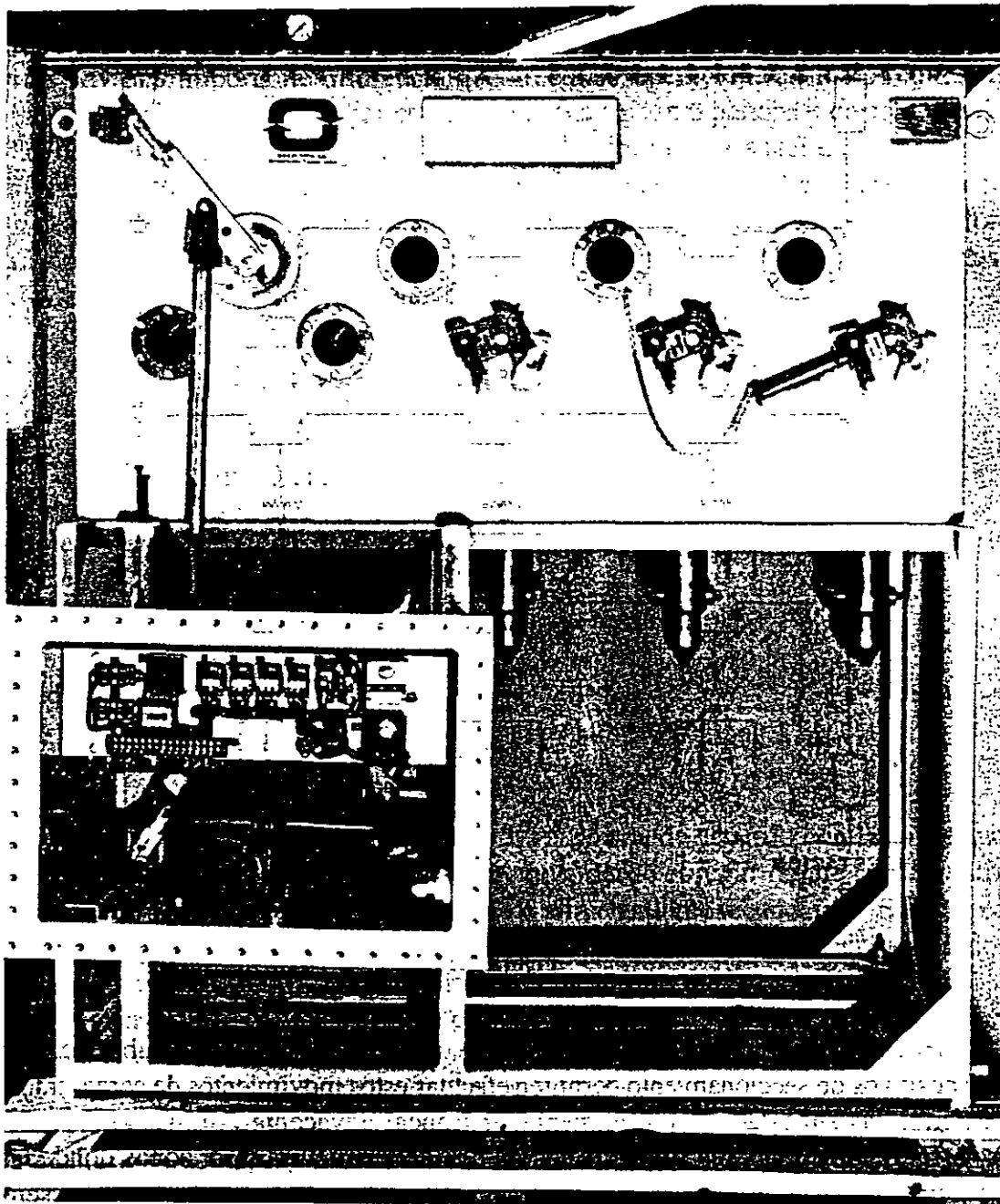


Figura 2.13 Interruptor de transferencia de carga.

para proteger al transformador y dar mayor flexibilidad a la operación de la estructura. Es posible dotar de interruptores a los puntos de derivación de las subtruncas, aun cuando su aplicación se debe apoyar en un estudio técnico-económico que lo justifique.

En condiciones normales de operación las S.E.'s se alimentan de las subtruncas con un punto normalmente abierto en la subtrunca que permita balancear

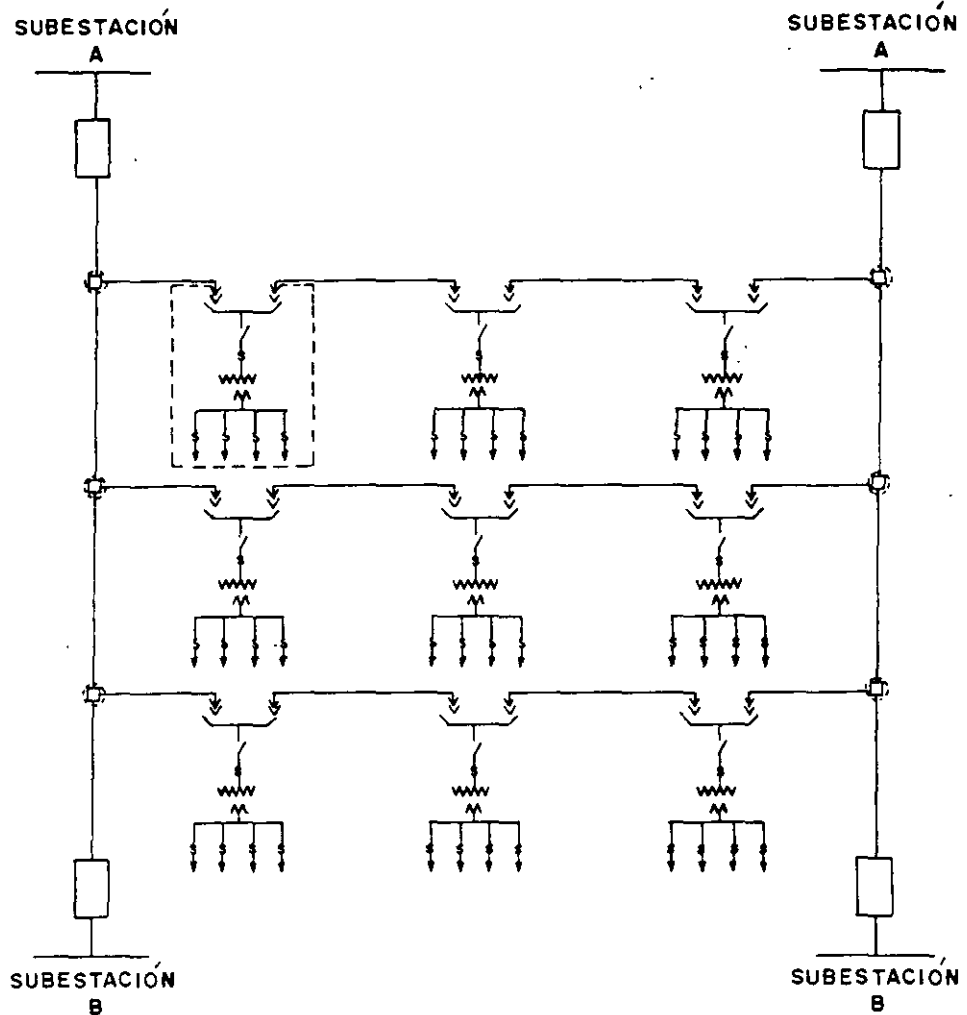


Figura 2.14

la carga en cada una de ellas. Cuando ocurre una falla en la troncal o subtroncal los dispositivos de seccionamiento permiten efectuar estos movimientos de carga, transfiriendo las subestaciones al alimentador troncal adyacente.

Es recomendable la implementación de esta estructura para zonas donde las construcciones existentes estén siendo sustituidas por edificaciones que representen grandes concentraciones de carga y requieren un alto grado de confiabilidad, siendo conveniente entonces pensar en implantar esta estructura en zonas de rápido crecimiento y densidades mayores a 15 MVA/km<sup>2</sup>.

### 2.3 ESTRUCTURAS DE BAJA TENSIÓN

Las redes secundarias constituyen el último eslabón en la cadena entre la estación de generación y los consumidores. Al igual que los sistemas de distribución

en mediana tensión, los sistemas de baja tensión tienen diversos arreglos en sus conexiones y por lo general se siguen manteniendo los mismos principios de operación que en aquellos. Sin embargo, entre los circuitos primarios y los secundarios hay una importante diferencia que afecta su operación: en los circuitos de baja tensión es posible trabajar con la línea viva sin tanto peligro y costo teniendo las debidas precauciones, lo que da mayor flexibilidad al sistema.

Este sistema, al igual que el sistema de distribución en mediana tensión, consiste en alimentadores secundarios que tienen su origen en la B.T. de los transformadores, en cajas de distribución o en los buses de las subestaciones secundarias, llevando la energía hasta el lugar de consumo.

Hay tres estructuras de redes secundarias en el sistema de distribución:

1. Red radial sin amarres.
  - Red subterránea.
  - Red aérea.
2. Red radial con amarres.
3. Red mallada o red automática en baja tensión.

### **Red radial sin amarres**

#### *Red subterránea*

En este tipo de red, cables de sección apropiada de acuerdo con la carga que alimentarán, parten en diferentes direcciones, desde el lugar donde se encuentra instalado el transformador constituyendo los alimentadores secundarios. En esta red una falla en el transformador o en alguno de los cables dejará sin servicio a todos los consumidores que alimenta la instalación.

Aun en este arreglo tan sencillo es posible tener un grado de seccionalización, ya que si el problema es en los cables, una vez que la falla se localiza el cable se puede cortar, aislando el lado dañado del lado en buen estado, y si éste está conectado a la fuente puede ser normalizado y una parte de la carga volverá al servicio mientras se realiza la reparación.

El cable de baja tensión se protege a la salida de los transformadores por medio de fusibles y se instala directamente enterrado, acometiendo a los servicios haciendo empalmes en "T" sobre él. Las figuras 2.15 *a* y *b* representan una red radial de baja tensión sin amarres; esta estructura por lo general se presenta en redes subterráneas residenciales.

#### *Red aérea*

Los circuitos secundarios conectan el secundario de cada transformador de distribución a los servicios que alimenta ese transformador siguiendo también

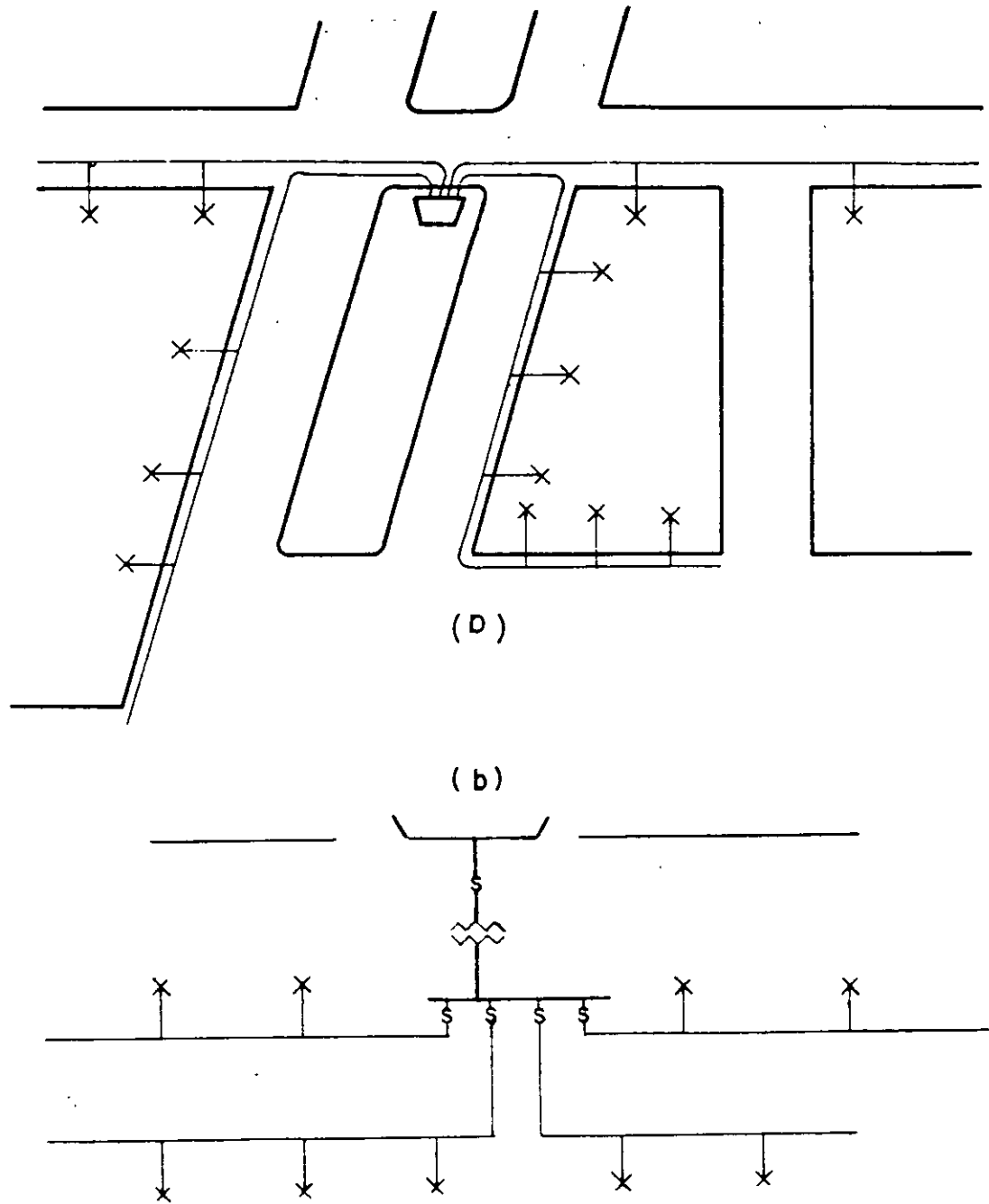


Figura 2.15 a y b Red radial subterránea sin amarres.

una disposición radial, aunque en algunos casos se interconecten los secundarios de transformadores adyacentes.

### Red radial con amarres

En el sistema anterior una falla en el alimentador primario o en el transformador da por resultado una interrupción de toda el área alimentada por éstos, hasta

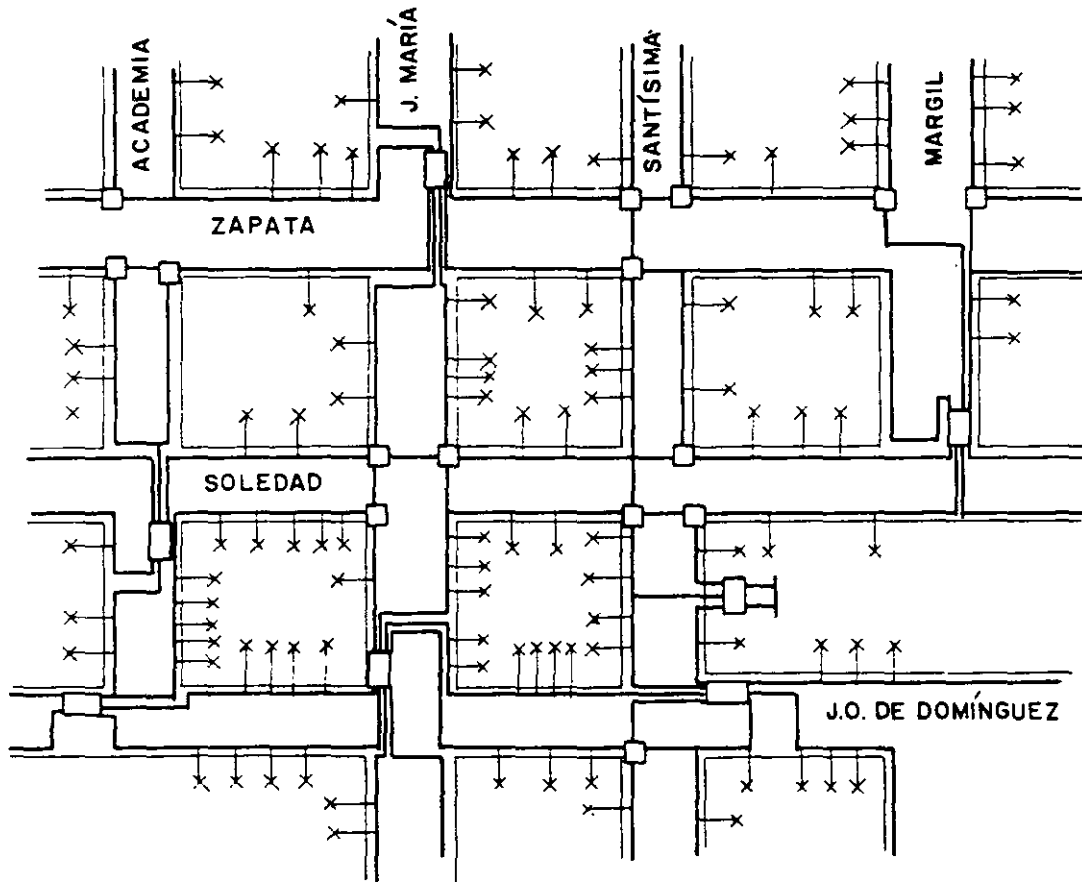


Figura 2.16 Red radial de baja tensión con amarres.

que el daño se repara o el transformador se reemplaza. Para solucionar esta situación, así como para facilitar la restauración del servicio cuando hay problemas en los cables secundarios, se instalan cajas de seccionamiento intercaladas en los cables que van de un transformador a otro. Normalmente se colocan en las esquinas con objeto de darles mayor flexibilidad en su conexión al poder recibir hasta cuatro cables (figura 2.16). Un buen estudio respecto a la forma en que se repartirán las cargas de los servicios para cada transformador permitirá determinar la colocación de estos medios de amarre y seccionalización y dará mayor libertad en la reparación de fallas en alta tensión, puesto que la carga del transformador dañado se puede transferir por la baja tensión a los transformadores adyacentes. En la figura 2.17 se muestra un esquema de este tipo de cajas de seccionamiento, comúnmente conocidas como cajas de banqueta, que se utilizan con cable de aislamiento de papel y en la figura 2.18 se muestran dos tipos de buses de seccionamiento que se emplean cuando los cables secundarios son de aislamiento extruido.

Al efectuar la construcción de la baja tensión se debe tener cuidado de que la secuencia de fases en todos los transformadores sea la misma con el fin de que al hacer la transferencia de carga de uno a otro la secuencia no se invierta, lo



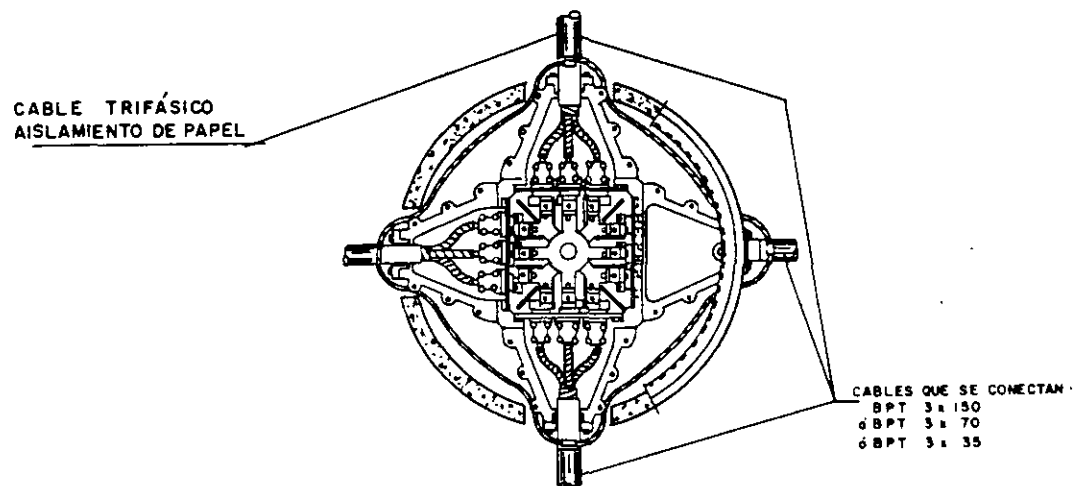


Figura 2.17 Caja de seccionamiento para redes con amarres en baja tensión, cable trifásico aislamiento de papel.

cual perjudicaría a los consumidores. Los cables de baja tensión se protegen a la salida de los transformadores por medio de fusibles, instalándose directamente enterrados a lo largo de las calles y conectando directamente a los servicios.

Los transformadores se podrán instalar en locales de edificios designados para el equipo eléctrico, o bien en bóvedas construidas en la calle, dependiendo del tipo de local y el equipo que se instale, pudiendo ser del tipo interior para locales en edificios y del tipo sumergible para bóvedas.

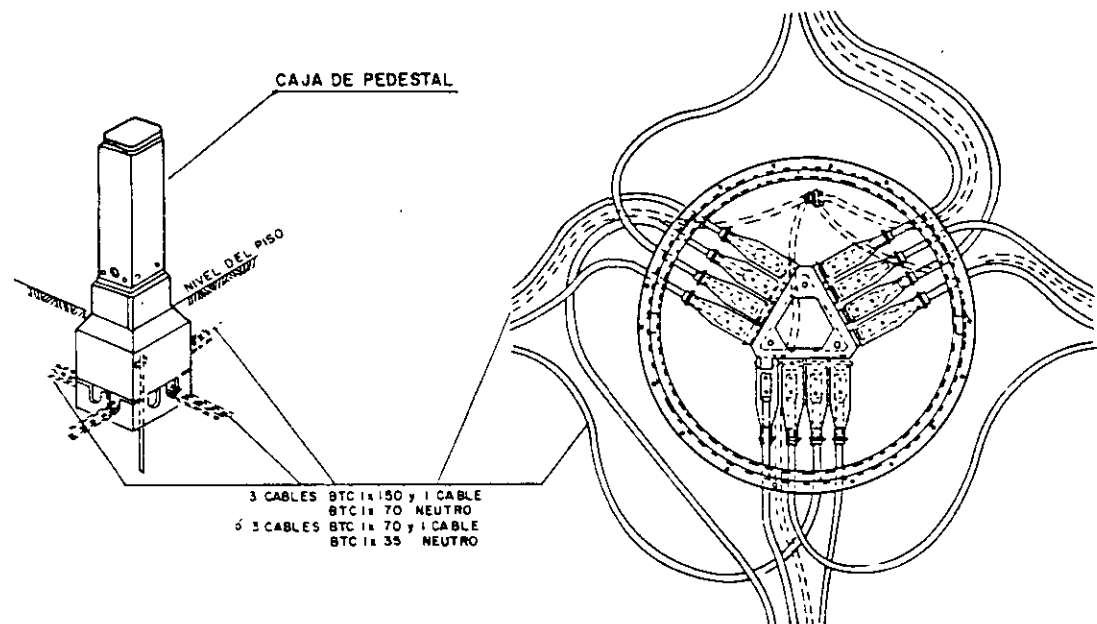


Figura 2.18 Cajas o buses de seccionamiento para redes con amarres en baja tensión, cables monofásicos aislamiento extruido.

**Red mallada o red automática en baja tensión**

Este sistema de distribución en baja tensión se utiliza en zonas importantes de ciudades donde existe gran concentración de cargas uniformemente repartidas a lo largo de las calles. Este sistema garantiza un servicio prácticamente continuo, ya que las fallas en alta tensión y en los secundarios no afectan a los usuarios.

Los componentes básicos de una red automática en B. T. se indican en el diagrama de la figura 2.19. Una fuente de potencia, normalmente una subestación de distribución, es el punto de origen de dos o más alimentadores radiales sin enlace entre ellos. Estos alimentadores van hasta los centros de carga en el área de la red, en donde son seccionados por medio de cajas de desconexión o interruptores para llevar los ramales que alimentarán directamente a los transformadores de la red.

Los transformadores de red (*T*) están conectados a los cables primarios de tal manera que transformadores adyacentes queden energizados por alimentadores diferentes. La finalidad de este arreglo es que al existir una falla en uno de los alimentadores de alta tensión o "primera contingencia" no disminuya la regula-

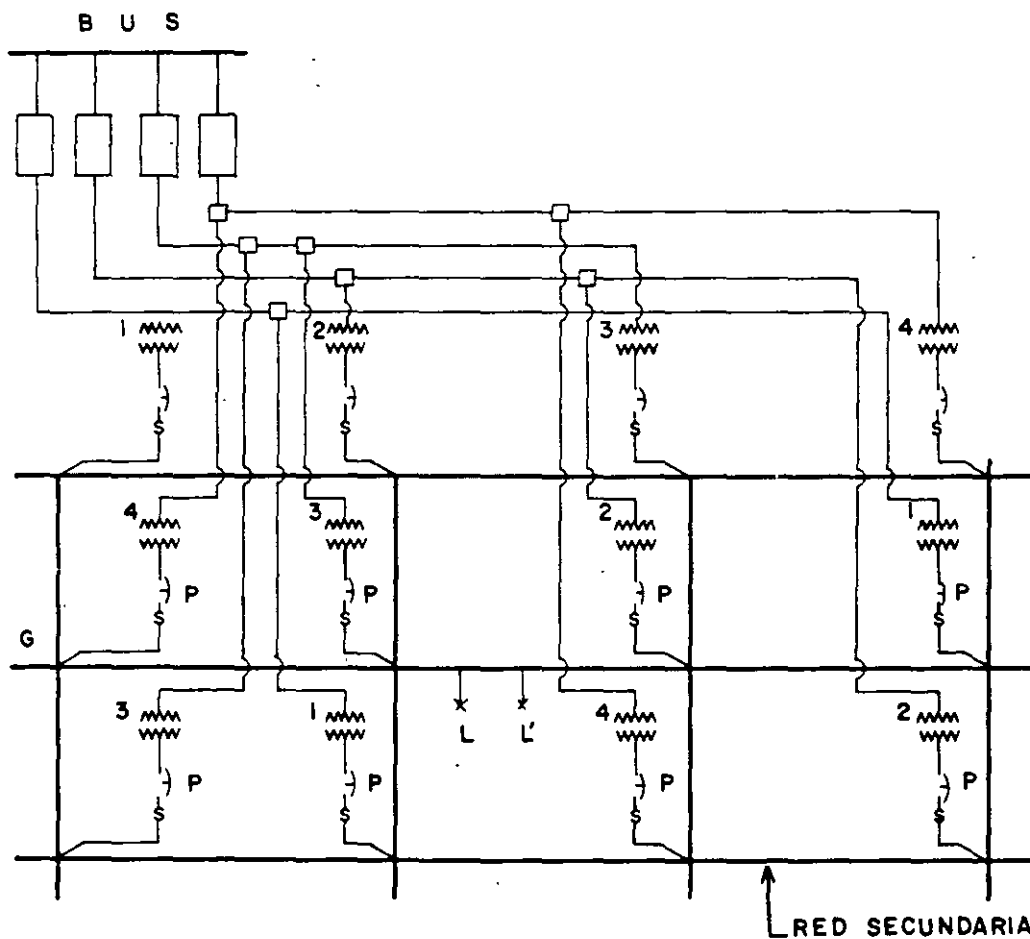


Figura 2.19 Red mallada de baja tensión.

ción de voltaje en la red y la carga del alimentador dañado sea absorbida a través de la red secundaria por los transformadores de los otros alimentadores. Por esta razón el diseño de los alimentadores en alta tensión debe ser adecuada para que permita absorber el aumento de carga cuando uno de ellos falle.

Un dispositivo desconector, llamado protector  $P$ , se instala en el lado secundario de cada transformador. Este dispositivo tiene como finalidad evitar un retorno de energía de red de baja tensión a un punto de falla en alta tensión, ya que cuando un alimentador primario falla el protector inmediatamente desconecta el transformador de la red de baja tensión; el lado carga del protector de red se conecta a la red secundaria. Las cargas  $L$  y  $L'$  están conectadas a los cables secundarios que van por las calles enterrados, o bien a las terminales del protector o a los buses de baja tensión instalados en las bóvedas o subestaciones de edificios.

Cuando ocurre una falla en la red de baja tensión el cortocircuito es alimentado por todos los transformadores, provocándose una corriente de cortocircuito suficiente para evaporar en ese lugar el material de cobre de los conductores, trozándose el cable en una reducida longitud y en un corto tiempo, quedando así aislada la falla sin provocar interrupciones, a menos que dicha falla sea directamente en la acometida de un servicio. La importancia que tiene esta estructura requiere un tratamiento especial, por lo que se trata con más detalle posteriormente.

## 2.4 ALIMENTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A GRANDES CONCENTRACIONES DE CARGA

### Generalidades

La seguridad en el suministro de energía eléctrica a un usuario, cualquiera que sea la finalidad que éste dé a la energía, será siempre un factor importante que defina la manera de alimentar una gran concentración de carga.

La comodidad y bienestar de los usuarios de un edificio, cualquiera que sea el tipo de carga, encontrará en la energía eléctrica un factor siempre presente, deseable por sus múltiples usos y costos relativamente bajos.

En grandes edificios o edificaciones destinadas a fines residenciales o comerciales, o ambos, para los cuales la demanda de energía prevista sobrepase los 300 kVA, la alimentación de esta energía, así como su utilidad racional, constituye en la mayoría de los casos un problema cuya solución no siempre es compatible con los intereses comunes cuando de un lado se considera a la compañía suministradora y del otro lado a los usuarios o consumidores.

A continuación se presentan los esquemas más usuales de alimentación a grandes edificios, anotando las comparaciones económicas y de continuidad. Desde el punto de vista de alimentación, la energía llega al consumidor por medio de cables subterráneos o línea aérea en baja tensión.

El sistema de distribución de la energía interna en el edificio dependerá sobre todo de las características de las cargas que se conecten, la configuración del edi-

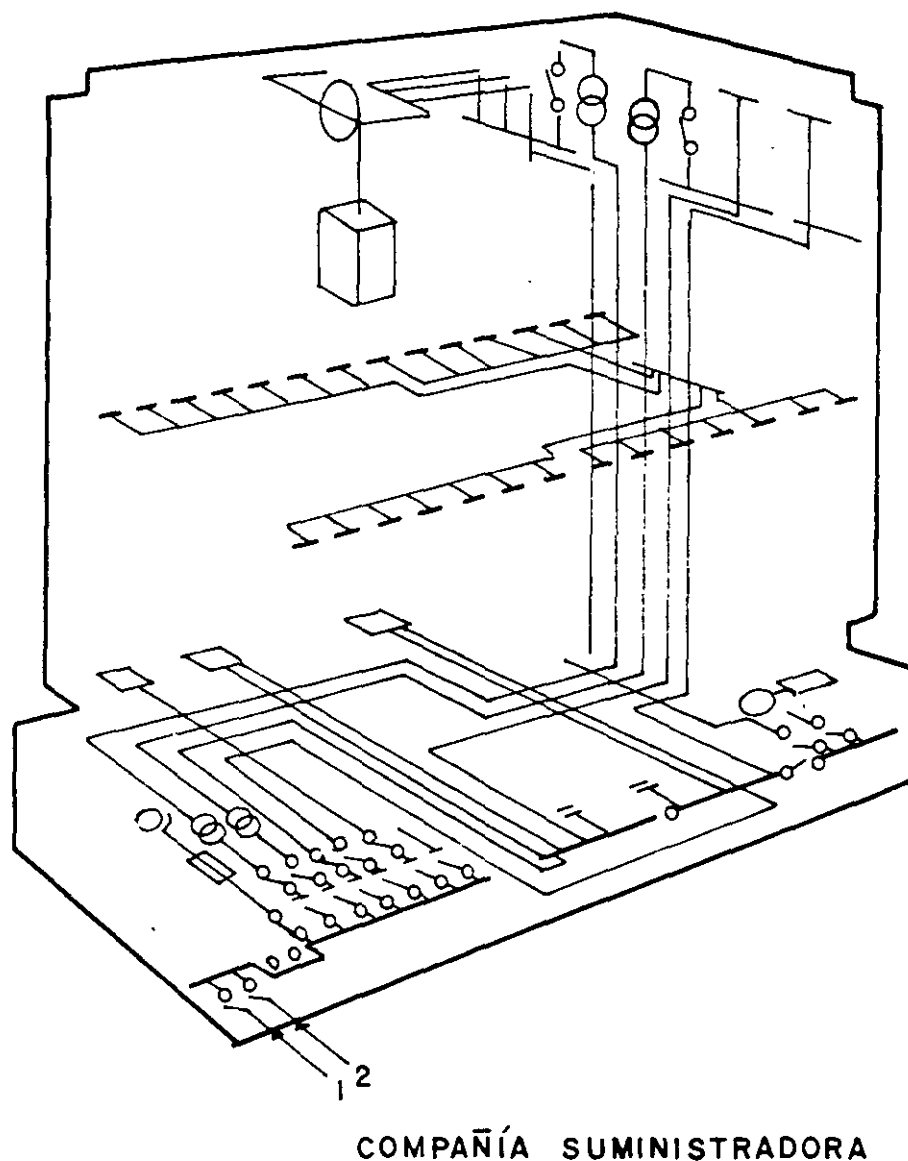


Figura 2.20 Alimentación en baja tensión a un edificio y su sistema interno de distribución.

ficio y el grado de confiabilidad y calidad que se requiera. Unido esto al tipo de suministro de la compañía se podrá obtener una alimentación de energía eléctrica adecuada para cada caso. En la figura 2.20 se presenta en forma esquemática la alimentación interna y la acometida a una concentración de carga importante.

### Estimación de la carga

Los usuarios de energía eléctrica, para efecto de control de tarifas, son clasificados por las compañías en diferentes clases, por ejemplo: residenciales, comerciales, etc., conforme a sus respectivas actividades.

Para cada clase de consumidores se debe disponer de índices estadísticos, fórmulas teóricas y empíricas que permitan evaluar la demanda estándar de cada consumidor a partir de su carga instalada o la demanda de un grupo de consumidores pertenecientes a la misma clase. Para esto es necesario desarrollar un estudio detallado que incluya levantamiento de carga instalada, iluminación, motores, aire acondicionado, conocimiento de planos urbanísticos, perspectivas de crecimiento del área y otros factores que directa e indirectamente puedan afectar a la demanda estimada, que será un elemento fundamental para la formulación de la carga y el diseño final de la red eléctrica.

Las alternativas de alimentación de energía eléctrica para un edificio las deberá analizar la compañía. Entre los factores que se deben considerar para alimentación a grandes cargas comerciales, están los siguientes:

- Zona geográfica: Líneas aéreas o cables subterráneos.
- Carga eléctrica: Tipo de carga y MVA.
- Tensión preferente: Mediana o baja tensión.
- Nivel de cortocircuito.
- Confiabilidad: Sensible, semisensible, normal.
- Arquitectura del inmueble: Área construida, niveles, sótanos, etc.
- Medición: Tarifas aplicables.
- Factores: Factor de carga, diversidad, etc.
- Costos: % de contribución del usuario.

Después del estudio técnico y análisis económico de las alternativas que debe incluir la modificación que esta carga tenga en la estructura de la zona, se podrá seleccionar el tipo de alimentación óptimo para la carga.

En las estructuras normalizadas que se utilizan figuran:

- Radial.
- Anillo abierto.
- Secundario selectivo.
- Primario selectivo.
- Mancha de red.

La aplicación de un diseño en particular se determinará por el tipo de cargas que se alimentarán y la zona en que se encuentre localizada ésta. Los diagramas esquemáticos de este tipo de alimentaciones de la compañía suministradora se ilustran en la figura 2.21.

Cada uno de estos sistemas presenta características definidas que a continuación se describen:

- *Radial.* La alimentación radial aérea o subterránea a un servicio de este tipo es naturalmente la menos compleja y su aplicación es limitada a servi-

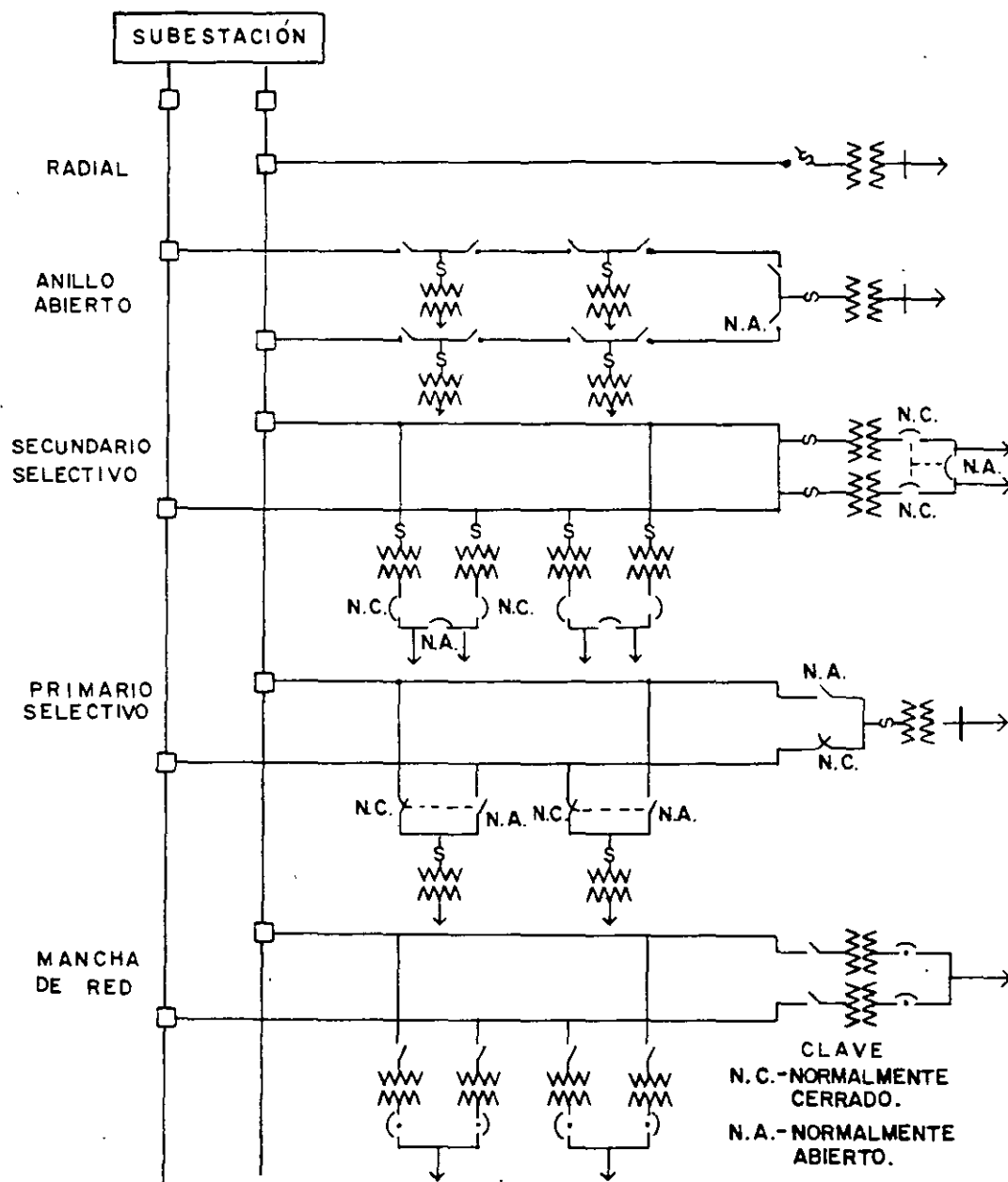


Figura 2.21 Estructuras de alimentación.

cios que no requieren gran continuidad, debido a que una falla en cualquier componente del sistema de alimentación primaria afectará a todos los consumidores conectados hasta que se localice y se repare. En algunas ocasiones este diseño se emplea para alimentar consumidores aislados con transformadores tipo pedestal o sumergible.

- *Anillo abierto.* Este diseño ha sido empleado extensamente para alimentar cargas comerciales y pequeñas cargas industriales importantes. Consta de dos alimentadores radiales que se unen en un interruptor normalmente abierto

dentro de la S.E. del consumidor. Una falla en un componente de la red primaria puede ser seccionada o aislada de manera manual. El interruptor en el punto normalmente abierto se puede cerrar para reenergizar el servicio interrumpido.

Tabla 2.1 Comparación de costos de alimentación a grandes cargas concentradas.

Sistema tipo	Capacidad (kVA)	Costos (P.U.)			
		Alimentación por cables		Alimentación por líneas aéreas	
		Para equipo sumergible	Para equipo no sumergible	Para equipo sumergible	Para equipo no sumergible
1	300	0.62	0.49	0.12	0.21
2		0.92	0.78	0.18	0.27
3		0.94	0.80	0.26	0.35
4		1.24	0.97	0.30	0.48
5		1.28	0.99	—	—
1	500	0.68	0.54	0.39	0.26
2		0.97	0.82	0.45	0.32
3		0.99	0.84	0.53	0.40
4		1.35	1.06	0.84	0.57
5		1.39	1.09	—	—
1	750	0.73	0.68	0.44	0.41
2		1.02	0.97	0.50	0.46
3		1.04	0.99	0.58	0.54
4		1.45	1.35	0.94	0.87
5		1.52	1.40	—	—
1	1000	0.83	0.73	0.54	0.45
2		1.12	1.02	0.60	0.51
3		1.16	1.05	0.70	0.61
4		1.65	1.45	1.15	0.96
5		1.72	1.56	—	—
1	2000	* 1.00	1.25	0.75	0.97
2		1.29	1.54	0.81	1.03
3		1.34	1.57	0.91	1.13
4		2.06	2.49	1.56	2.01
5		2.13	2.60	—	—

1 Radial  
2 Anillo  
3 Primario selectivo  
4 Secundario selectivo  
5 Mancha de red

\* Base = sistema radial subterráneo con equipo sumergible con carga 2000 kVA

- *Primario selectivo.* En este diseño dos circuitos independientes se llevan al centro de carga y se conectan al transformador por medio de un dispositivo automático denominado interruptor de transferencia. Uno de estos circuitos se denomina preferente y el otro emergente.
- *Secundario selectivo.* Este sistema se emplea principalmente en sistemas de distribución industrial y su uso es poco frecuente en redes de distribución urbana. Son indispensables dos transformadores con un interruptor en el lado de baja tensión. La duplicidad de transformadores, así como el resto del equipo, reduce considerablemente el tiempo de interrupción, ya que es factible hacer la transferencia de carga de manera automática cuando se detecta pérdida de potencial en uno de los extremos receptores del alimentador, que por lo regular opera a media carga.
- *Mancha de red.* Este sistema es uno de los más flexibles y confiables que existen. Su empleo se restringe a zonas en que ya se tiene una red subterránea implantada y en que la zona tiene una elevada densidad de carga. Requiere la utilización de dos alimentadores con un mínimo de dos transformadores y sus respectivos protectores de red que alimentan un bus secundario común energizado permanentemente. El protector previene que uno de los alimentadores primarios retroalimente corriente de falla al otro en el caso de cortocircuito de un transformador o en cualquier otro elemento de la red primaria.

## 2.5 ANÁLISIS DE COSTO—CONFIABILIDAD

Cada uno de los sistemas descritos tendrá un costo relativo a la importancia y la naturaleza de la carga por alimentar.

Para escoger la mejor alternativa se requerirá un análisis técnico-económico detallado de los diversos sistemas, compatibles al servicio que se desee.

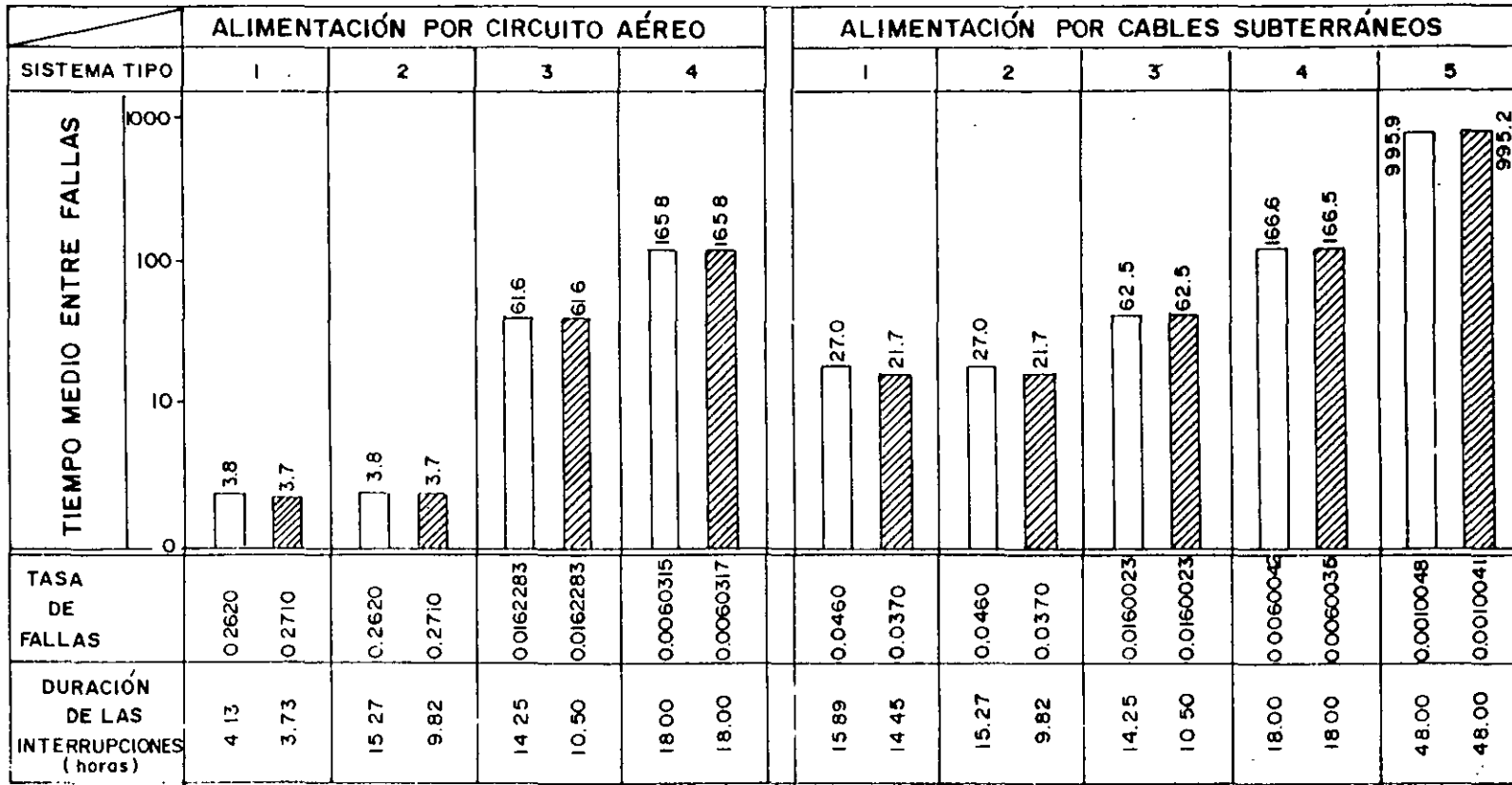
En la tabla 2.1 se presenta como ejemplo una tabla de costos comparativos en p.u. de cada uno de los sistemas mencionados y en la figura 2.22 se ilustra el análisis comparativo gráficamente.

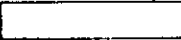
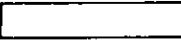
Cada arreglo o sistema de alimentación tiene una confiabilidad característica que combinada con el costo permitirá escoger el más adecuado según las necesidades. En el capítulo 6 de esta obra se trata este tema con mayor detalle.

## 2.6 CUESTIONARIO

1. ¿Cuáles son los principales parámetros que se deben tomar en cuenta en el diseño de una red de distribución?
2. Por su operación, ¿cómo se pueden clasificar las redes de distribución? Explicar con detalle cada una de ellas y citar ejemplos o aplicaciones.
3. En lo referente a su estructura, ¿cómo se pueden clasificar las redes de mediana tensión subterránea? Indicar brevemente las características de cada una de ellas.





 EQ SUMERGIBLE  
 EQ NO SUMERGIBLE

- 1- RADIAL
- 2- ANILLO
- 3- PRIMARIO SELECTIVO
- 4- SECUNDARIO SELECTIVO
- 5- MANCHA DE RED

Figura 2.22 Abastecimiento de energía eléctrica a grandes edificios.

4. Indicar cuáles son los factores principales que deciden cuándo se debe instalar una red subterránea en vez de aérea.
5. ¿En qué caso se debe recomendar la instalación de una red de baja tensión radial subterránea con amarres?
6. Enumerar algunos de los factores que se deben considerar para alimentar grandes cargas comerciales.
7. Dibujar las estructuras con las que se puede alimentar un edificio de 2.5 MVA de carga instalada.
8. Desde el punto de vista de confiabilidad, ¿qué estructura de alimentación interna será la más confiable para suministrar energía eléctrica a un centro hospitalario compuesto de cinco grandes centros de carga independientes? Dibujar en un croquis sencillo la estructura más conveniente y explicar brevemente su operación.
9. Sabiendo el funcionamiento de una estructura en doble derivación, ¿se considera que la posición de los fusibles de M. T. en cada una de las cinco cargas de la red de distribución subterránea que aparece en la figura 2.23 es la correcta? En cualquiera de los dos casos posibles (contestación afirmativa o negativa), explicar la razón de la respuesta.  
( $l_1 = 10$  m.,  $l_2 = 200$  m.,  $l_3 = 250$  m.,  $l_4 = 15$  m.,  $l_5 = 300$  m.).

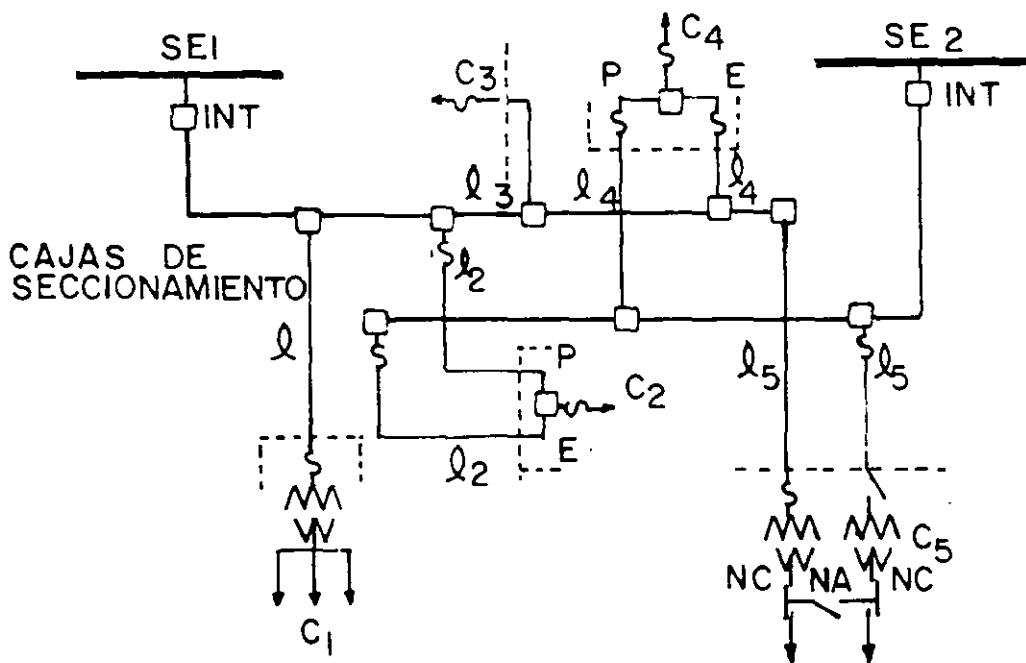


Figura 2.23

10. Suponiendo que sólo existiese automatismo contra detección de falla en el interruptor de transferencia y en los interruptores de la S.E., ¿se recomendaría instalar fusibles? Si la pregunta es afirmativa, ¿en dónde? y ¿por qué? (ver figura 2.24.)

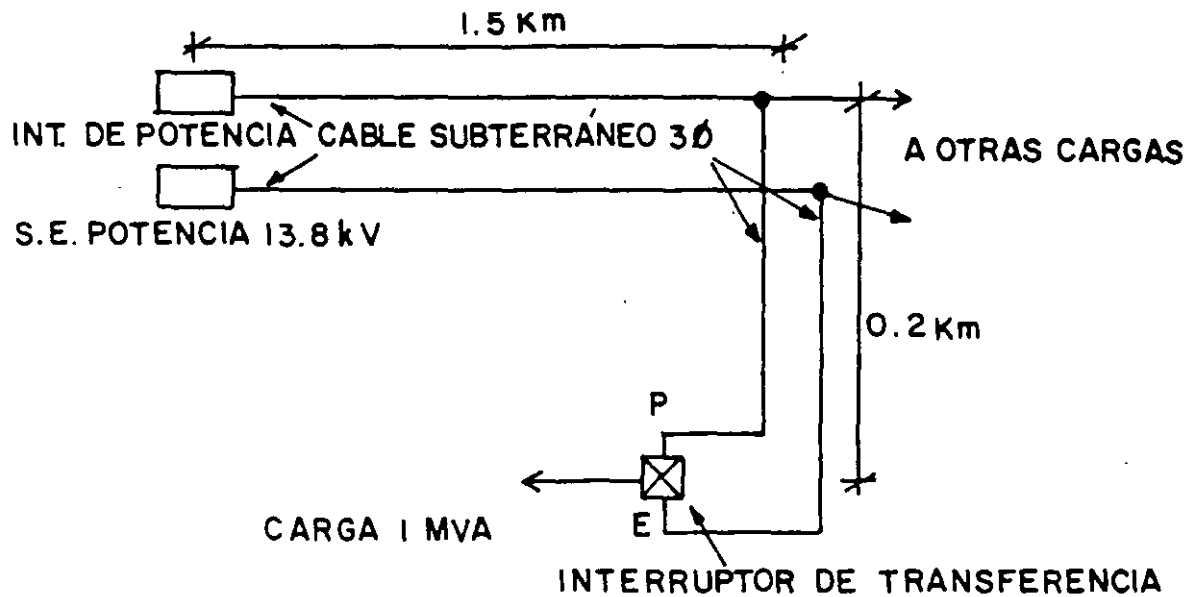


Figura 2.24

11. Suponiendo una estructura en baja tensión como la que aparece en la figura 2.25, demostrar la conveniencia de trabajar los transformadores en paralelo (ejemplo: una red automática) en vez de alimentar la carga A desde una sola bóveda (ejemplo: red radial con amarres). Suponer  $Z_1 = Z_2 = Z_3 = Z_4 = 0.5$ , Voltaje = 220 volts,  $I_A = 10$  amp.

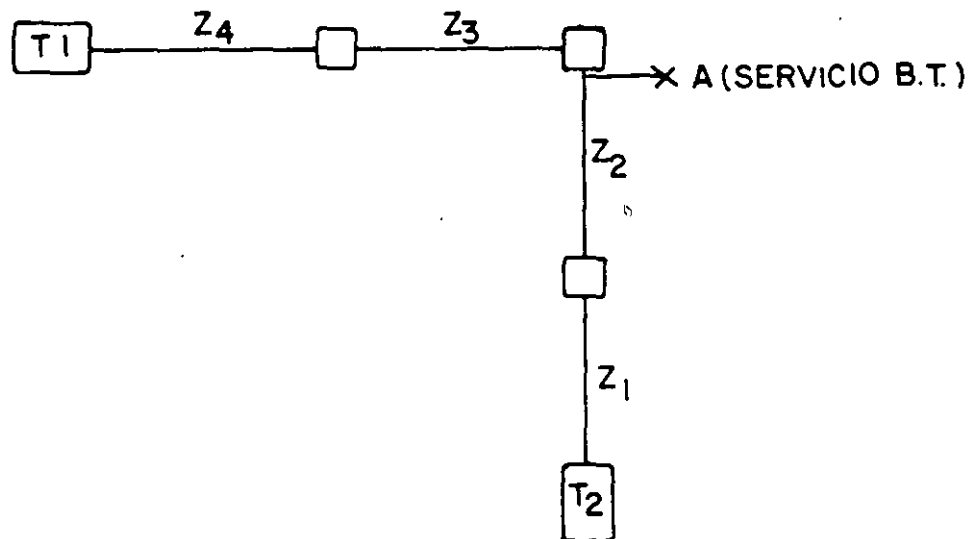


Figura 2.25

## 2.7 BIBLIOGRAFÍA

1. Distribution Systems. *Electric Utility Engineering Reference Book*. Westinghouse Electric Co., East Pittsburgh, Pa.

2. R. Espinosa y H. Adelman. *Fornecimiento de energía eléctrica a grandes edificios*. IV CEDIS, Universidad do Mackenzie. Sao Paulo, 1976.
3. IEEE Power Systems Engineering Committee Report. *Proposed definitions of terms for reporting and analysing outages of electrical transmission and distribution facilities and interruptions*. IEEE. Transactions on PAS.
4. N.E.Chang. *Cost-Reliability index of underground distribution systems*. IEEE 1974. Underground T E D Conference Record.
5. N.E.Chang. *Cost-Reliability evaluation of comercial and industrial underground distribution system design*. PES Winter Meeting, Nueva York. febrero de 1979.
6. R. Espinosa. *Redes de distribución subterránea en fraccionamientos y conjuntos habitacionales*. Primera Reunión de Distribución Subterránea. IEEE-UIA, México. D.F. 1974.
7. R. Espinosa. *Breve análisis economico y de confiabilidad de alimentación a grandes edificios*. MEXICON-1978. IEEE. México. D.F.
8. R. Espinosa. *Confiabilidad de sistemas de distribución subterránea*. Quinta Reunión de Distribución y Transmisión Subterránea. Ixtapa, Guerrero, 1981.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.  
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**CURSOS ABIERTOS**

**SISTEMAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA**

**TEMA**

**PRINCIPIOS BÁSICOS DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION**

**EXPOSITOR: ING. ROBERTO A. ESPINOSA Y LARA  
PALACIO DE MINERIA  
AGOSTO 2000**

# CAPITULO 7

## *Principios básicos de confiabilidad en sistemas de distribución*

### 7.1 INTRODUCCIÓN

La dependencia cada vez mayor de todas las actividades humanas del suministro de energía eléctrica ha traído como consecuencia que la continuidad y calidad del servicio sea más exigido a las empresas eléctricas por los usuarios en todos los niveles de tensión ofrecidos; sin embargo, sólo hasta décadas recientes del modelado y evaluación de la confiabilidad en los sistemas de distribución ha recibido el mismo interés que se le ha dado en los sistemas de potencia. La razón principal de esta situación radica en que tanto las centrales eléctricas como las líneas de transmisión representan cantidades mucho mayores en cuanto a inversión inicial, que las de un sistema de distribución, y una falla en ellas significa en muchas ocasiones situaciones catastróficas debido a la energía tan grande que generan y transportan. En consecuencia, se había resaltado en gran medida el asegurar la confiabilidad de esta parte de los sistemas eléctricos.

Un sistema de distribución es relativamente barato y sus interrupciones tienen un efecto muy localizado; es por esto que hasta ahora se han dedicado menos esfuerzos en la estimación cuantitativa de la confiabilidad de las estructuras y equipo empleado en su construcción. Sin embargo, un análisis de las estadísticas de falla demuestra que el sistema de distribución tiene la mayor contribución individual en la indisponibilidad del suministro a los usuarios. En la tabla 7.1 se mues-

Tabla 7.1 Análisis de fallas

<i>Sistema de distribución</i>	<i>Sistema de generación y transmisión</i>	<i>Total del sistema</i>
34.81 h 87.52%	4.96 h 12.48%	39.77 h 100%

tra el tiempo de interrupción por usuario (TIU) de un sistema eléctrico nacional en un lapso de un año

La calidad del servicio eléctrico se define como la capacidad del sistema para proporcionar, dentro de los límites establecidos, un suministro aceptable; las variables que se deben tomar en cuenta para su evaluación son:

- Tensión
- Frecuencia
- Forma de onda.
- Relación entre fases.
- Confiabilidad.

De éstas, los disturbios más comunes y que más afectan a los usuarios son la tensión y las interrupciones, las cuales —como se mostró anteriormente— ocurren en su mayoría en los sistemas de distribución. En la actualidad esta situación se reconoce plenamente, y un número creciente de empresas eléctricas en todo el mundo están introduciendo y empleando técnicas cuantitativas de confiabilidad.

Las técnicas que se requieren para analizar un sistema de distribución dependen del tipo de sistemas que se considere y de la profundidad del análisis; sin embargo, muchas estructuras son básicamente radiales y por tanto su análisis se simplifica

La verificación continua de la calidad de suministro de energía eléctrica se basa en la comparación de los valores previamente fijados por las compañías de distribución de energía eléctrica y los que se presentan en la operación real de los sistemas a través del tiempo; estas metas son conocidas como *metas de calidad*. El establecimiento de estas metas constituye por ende un factor esencial en el proceso de planeación de un sistema de distribución, ya que con ellas es posible establecer criterios de diseño, por ejemplo: de localización de subestaciones y equipos de seccionamiento automático, configuración en las estructuras, conversión de líneas aéreas a subterráneas, etc.

Cabe señalar que las metas de calidad deben ser fijadas en función de las necesidades de suministro de los consumidores, tomando en cuenta siempre las inversiones necesarias que deberán erogarse en el equipo y su mantenimiento. La consideración de estas metas debe ser establecida a través de índices numéricos conocidos como *índices de confiabilidad*. A continuación se resumen los más usuales.

1. **Tiempo de interrupción por usuario (TIU).** Este índice está definido como:

$$TIU = \frac{\sum_{i=1}^T \sum_{l=1}^{M_i} Dh_{li} UA_{li}}{\sum_{i=1}^T NU_i} \quad (7.1)$$

en donde:

- $Dh_{li}$  = Duración de la interrupción (l) en minutos acaecida durante el mes (i) en un circuito de distribución de la zona de que se trata.  
 $UA_{li}$  = Usuarios afectados por la interrupción (l) acaecida durante el mes de (i) en un circuito de distribución de la zona de que se trata.  
 $NU_i$  = Número total de consumidores del sistema o alimentador.  
*i* = Mes de que se trata, variando desde 1 hasta *T*, en donde 1 corresponde al mes del inicio del periodo y *T* al término.  
*l* = Número ordinal en que aconteció la interrupción (l) durante el mes (i), variando desde 1 hasta  $M_i$ , en donde  $M_i$  es la última interrupción acaecida durante el mes (i).

En la figura 7.1 se muestra el tiempo de interrupción por usuario (TIU) de un sistema de distribución real de una empresa eléctrica durante los años de 1987 y 1988.

2. **Interrupciones por cada 100 km de línea (FIL).** Este índice está definido como:

$$FIL = \frac{IS}{LP} \times 100 \quad (7.2)$$

en donde:

- $IS$  = Total de interrupciones sostenidas y no continuas, acaecidas durante el periodo especificado, en los circuitos de distribución de la zona de que se trata.  
 $LP$  = Longitud total en km de líneas primarias en operación, al último día del mes (i), de la zona de que se trata.

3. **Porcentaje de índice de disponibilidad.** Este índice está definido como:

$$PID = \frac{MM NU - MU}{MM NU} \times 100 \quad (7.3)$$

en donde:

- $MU$  = Total de minutos usuario no disponibles debido a las interrupciones acaecidas durante el periodo especificado.  
 $MM NU$  = Total de minutos usuarios demandados durante el periodo especificado, en los circuitos de distribución de la zona de que se trata

4. **Interrupciones por cada 1000 usuarios (FIU).** Este índice está definido como:

$$FIU = \frac{IS}{NU} \times 1000 \quad (7.4)$$

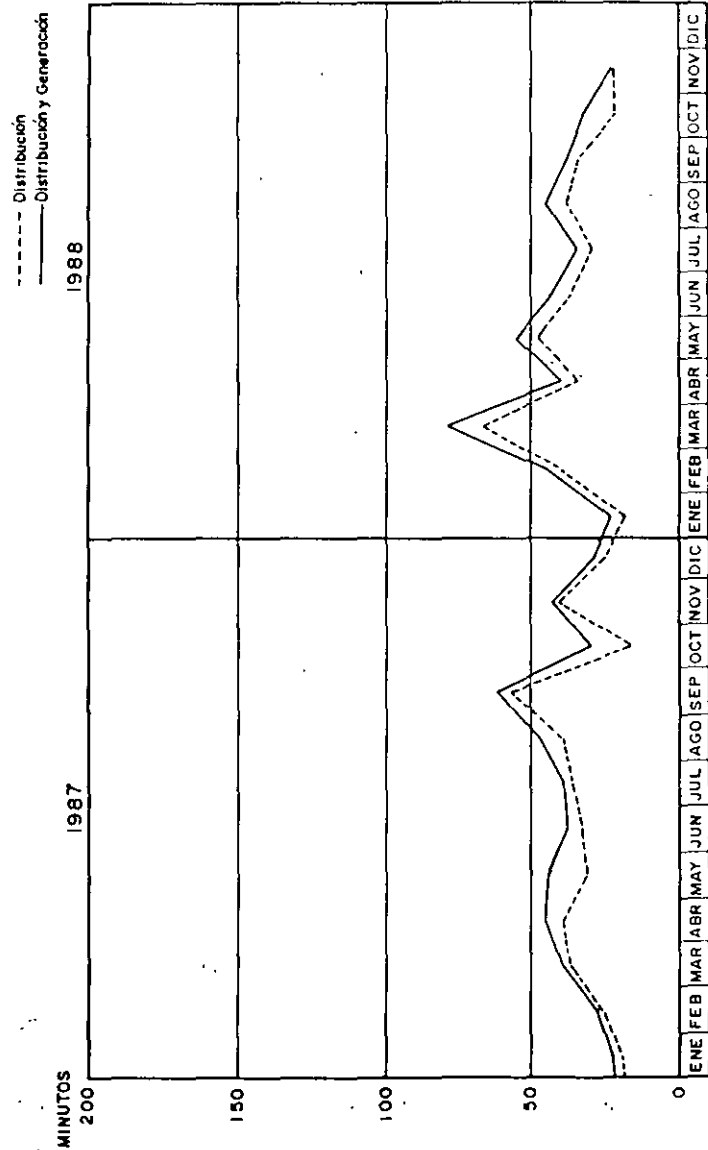


Figura 7.1 Tiempo de interrupción por usuario (TIU).

en donde:

- $IS$  = Total de interrupciones sostenidas y no continuadas, acaecidas durante el periodo especificado, en los circuitos de distribución de la zona de que se trata.
- $NU$  = Total de número de usuarios al día último de los meses del periodo especificado de las zonas de que se trata.

5. Interrupciones por circuito (FIC). Este índice está definido como:

$$FIC = \frac{IS}{NC} \tag{7.5}$$

en donde:

- $IS$  = Total de interrupciones sostenidas y no continuadas, acaecidas durante el periodo especificado, en los circuitos de distribución de la zona de que se trata.
- $NC$  = Total del número de circuitos en operación durante los meses del periodo especificado de la zona de que se trata.

6. Tiempo de interrupción promedio por disturbio (TIPDI). Este índice está definido de la siguiente manera:

$$TIPDI = \frac{\sum_{i=1}^n Dli}{\sum_{i=1}^n NDi} \tag{7.6}$$

en donde:

- $Dli$  = Duración en minutos de la interrupción (1) acaecida en un circuito de distribución de la zona de que se trata
- $NDi$  = Número de disturbios durante el mes en el sector considerado.

7 Frecuencia equivalente de interrupción por consumidor.

$$FEC = \frac{\sum_{j=1}^m \lambda_{nj} C_{aj}}{C_s} \tag{7.7}$$



en donde:

- $C_s$  = Número total de consumidores del sistema (equivalente a  $NU_i$ ).  
 $\lambda_j$  = Tasa de falla de la componente  $j$ , en fallas/unidad/año o fallas/km/año.  
 $n_j$  = Número de componentes  $j$  existentes en el sistema, en unidades o km en caso de alimentadores.  
 $C_{aj}$  = Número de consumidores afectados en la interrupción por una falla en la componente  $j$  (equivalente a  $U_{A_i}$ ).  
 $m$  = Número de diferentes tipos de componentes.

8. Duración equivalente de la interrupción por consumidor en horas. Esta expresión es similar a la del  $TIU$ ; sin embargo, en este caso estará expresada en función del tiempo medio de reparación  $r$  de la componente y de su tasa de falla  $\lambda$  característica, quedando la expresión como sigue:

$$DEC = \frac{\sum_{j=1}^m \lambda_j n_j r_j C_{aj}}{C_s} \quad (7.8)$$

Tabla 7.2 Índices de confiabilidad.

Periodo: 1º al 31 de mayo de 1988		Tensión: 23 KV		
Índice	Líneas aéreas			
	Norte	Sur	Oriente	
TIU (Tiempo en minutos)	13 30	48.80	19.40	
FIL (I.M./100 km)	2.73	5.19	2.84	
PID (%)	99.97	99.89	99.95	
FIU (I.M./1000 usuarios)	0.08	0.16	0.05	
FIC (I.M./circuitos)	0.40	1.00	0.67	
TIPDI (Min. I.M./interr.)	28.24	48.00	27.75	
I.M.	21	53	32	
Interrupciones instantáneas	83	94	128	
Alimentador en servicio	53	53	48	
Tiempo de interrupción (Min.)	593	2544	888	
km. de circuito	769.4	1021	1128	
No. de usuarios	267 384	324 687	590 231	

I.M. = Interrupciones mayores: > de 5 minutos

en donde:

$$r_j = \text{Tiempo medio de restablecimiento de la componente } j, \text{ en horas.}$$

En la tabla 7.2 se muestra un ejemplo de algunos de estos índices de un sistema real de distribución aérea.

## 7.2 CONCEPTOS BÁSICOS DEL CONTROL DE CALIDAD

El control de calidad de cualquier empresa de manufactura o servicios, tal como los de una compañía suministradora de energía eléctrica, debe ser una de sus principales preocupaciones y objetivos; por tanto, ésta debe fijar sus niveles de confiabilidad relacionándolos con los usuarios que debe atender. Aunque exista un departamento o gerencia directamente responsable de la calidad de los equipos y materiales que entran a la empresa y finalmente se instalan en los circuitos de distribución, la calidad del servicio debe ser entendida como la responsabilidad de todos los miembros de la organización, desde el director general hasta los obreros o trabajadores que mantienen el sistema. Un control total de la calidad de un producto o servicio será únicamente posible hasta que exista una mentalidad de calidad y por ende de la responsabilidad que ésta representa en todos los escalones o niveles de jerarquía de los miembros de la organización. Todo esto llevará a una producción de bienes o servicios a niveles más económicos, proporcionando con ello la completa satisfacción de los usuarios.

A medida que la industria en general se ha tornado más compleja, el control de calidad de los servicios o bienes se ha vuelto prioritario, y, siendo la industria eléctrica tan importante para el desarrollo y sostenimiento de toda actividad humana, no puede ser la excepción a estos conceptos. En la figura 7.2 se observa que el hombre al inicio de su desarrollo moderno era tanto productor como consumidor; luego, el hombre producía y vendía sus productos a terceros, como se muestra en la figura 7.3. Sin embargo, la necesidad de un intermediario se hizo

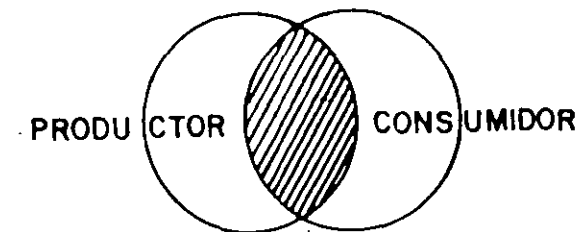


Figura 7.2 El hombre primitivo era tanto el productor como el consumidor

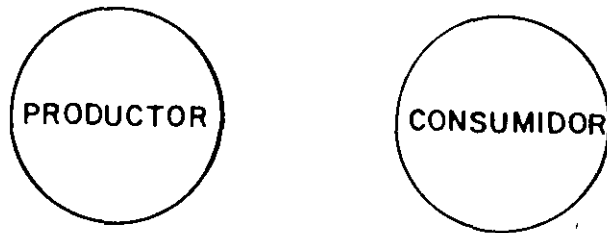


Figura 7.3 El productor y el consumidor se separan con los posteriores desarrollos

indispensable a medida que las necesidades y empresas se expandieron (figura 7.4), requiriéndose con ello una reorganización total, ya que un solo hombre o grupo no es capaz de controlar la calidad de los servicios ofrecidos. Por tanto, las empresas eléctricas han formado ingenieros de diseño, creado laboratorios de prueba y grupos de expertos para controlar la calidad tanto de los equipos que se instalan en los circuitos como del servicio de energía eléctrica que se ofrecen a los usuarios.

El problema de la calidad ofrecido por las empresas eléctricas puede ser resumido como sigue:

- Estudio del mercado.
- Ingeniería de proyecto o diseño de los sistemas y protección.
- Compras.
- Instalación.
- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.
- Operación.

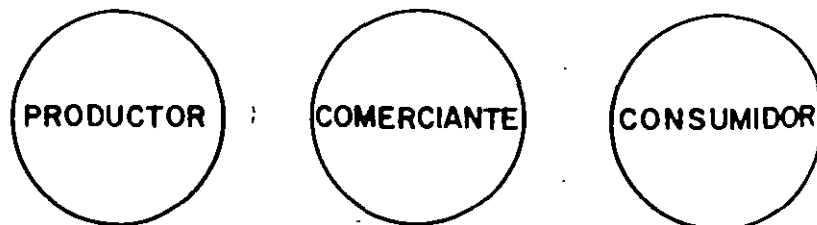


Figura 7.4 Con la revolución industrial surgió la necesidad del intermediario o comerciante

### *Estudio de mercado*

Es indispensable que los niveles de continuidad se establezcan de acuerdo con las necesidades de los consumidores, por lo que es necesario aplicar correctamente todos los conceptos referentes a las características de la carga definidas en el capítulo 3.

### *Ingeniería de proyecto*

A este respecto, el diseño de una estructura adecuada y su protección son indispensables para ofrecer un servicio de energía eléctrica conforme a las necesidades de los consumidores (consultar los capítulos 3 y 4).

Asimismo, dentro de la ingeniería del proyecto deben considerarse como indispensables la creación y establecimiento de las especificaciones adecuadas de todo el equipo que se instale en los circuitos de distribución e instructivos de operación adecuados a los equipos y estructuras diseñadas.

### *Compras*

Como en cualquier empresa, la calidad del servicio ofrecido dependerá también de la selección cuidadosa de los proveedores de material y equipo, debiéndose complementar esta medida con un control adecuado de los bienes recibidos.

### *Instalación*

La construcción adecuada de los circuitos y equipos jugará, por supuesto, un papel fundamental en el control de calidad del servicio ofrecido a los usuarios.

### *Operación*

La operación correcta de los equipos y circuitos de acuerdo con las especificaciones y manuales de operación será garantía que la calidad del servicio de energía se mantenga dentro de los niveles de continuidad establecidos.

### *Mantenimiento preventivo*

Todos los trabajos y programas de mantenimiento preventivo serán indispensables para conservar y operar el sistema en forma adecuada y, por ende, respetar los niveles de continuidad establecidos.

### *Mantenimiento correctivo*

Como se mencionó anteriormente, el sistema de distribución se encuentra sujeto por su naturaleza a muchas causas de falla; sin embargo, una rápida y adecuada atención y reparación cuando esto suceda redundará en la calidad del servicio.

La calidad en el suministro de energía ofrecido por una empresa no podrá mantenerse dentro de los límites ofrecidos sin considerar estas siete variables o funciones en conjunto, es decir, como componentes de un sistema global y no individualmente, debiendo tener en cuenta siempre que la calidad deberá comprender desde el proyecto hasta el servicio y atención prestados a los usuarios.

### 7.3 DEFINICIÓN DE GRADOS DE CONTINUIDAD DE ACUERDO CON EL TIPO DE CONSUMIDORES ATENDIDOS

No es difícil aceptar el principio de que el grado de continuidad de suministro debe ser función del tipo, importancia y características específicas de la carga servida. De acuerdo con esta premisa, los niveles de continuidad deberán ser establecidos de acuerdo a estos tres factores, independientemente de su localización; sin embargo, la consideración de otros factores importantes, tales como aspectos económicos, características propias de los sistemas de distribución, localización de cargas con características totalmente diferentes en la misma zona, etc., obligan en la mayoría de los casos a establecer los grados de continuidad en función de la zona típica del mercado. Entonces, para poder definir o fijar los grados de continuidad requeridos en términos globales y que puedan ser comparados con los índices obtenidos en diversos sistemas de distribución, es necesario establecerlos por bloques de consumidores que representen las diversas zonas atendidas. La adopción de estos índices de referencia permiten el análisis crítico comparativo entre la situación real de operación de un sistema de distribución y sus índices establecidos, o bien con los de otros sistemas similares.

Existen varios criterios para el establecimiento de estos grados de continuidad, mismos que dependerán de las políticas de diseño, servicio y operación de cada empresa. A continuación, y a manera de ejemplo, se presenta uno de estos criterios, normalizado ya por grandes empresas de distribución de Latinoamérica. Los grados de continuidad se establecieron dentro de una escala de 1 a 4, siendo el valor más bajo o deficiente el grado 4, límite inferior mínimo que para este caso debe cumplirse.

En la clasificación que a continuación se presenta las zonas fueron divididas en seis tipos diferentes. Los parámetros utilizados para la clasificación reflejan más la energía requerida o suministrada en esta zona que la confiabilidad requerida; sin embargo, esto es justificable, dada la correlación que existe entre las grandes concentraciones de carga y sus necesidades de alto grado de continuidad

#### Zona tipo A

Son zonas que se caracterizan básicamente por tener un mínimo de consumidores mayor a 50 000, o un consumo de carga industrial superior a los 100 000 MWh/año; otras características típicas encontradas en estas zonas son:

#### DEFINICIÓN DE GRADOS DE CONTINUIDAD

- Alta densidad demográfica  $\geq 2000$  hab./km<sup>2</sup>.
- Área urbana  $> 100$  km<sup>2</sup>.
- Crecimiento vertical acentuado.
- Densidades de carga  $> 1.5$  MVA/km<sup>2</sup>.
- Grandes centros comerciales o industrias importantes.

Los sistemas eléctricos de alimentación presentan normalmente las siguientes características:

- Alimentación a las redes de distribución desde tres o más subestaciones de potencia localizadas en la misma zona
- Alimentación de estas subestaciones desde líneas de transmisión o cables de potencia (85 ó 230 kV) interconectados y que permiten soportar una o más contingencias.

#### Zona tipo B

Estas zonas se caracterizan por tener un número de consumidores entre 15 000 y 50 000, o un consumo de carga industrial entre 25 000 MWh/año y 100 000 MWh/año.

Otras características encontradas en estas zonas son:

- Densidad demográfica entre 1500 a 2000 hab./km<sup>2</sup>.
- Área urbana entre 40 a 100 km<sup>2</sup>.
- Inicio de crecimiento vertical, es decir, edificios de más de cinco niveles.
- Construcción de algunos centros comerciales o industriales.

Los sistemas eléctricos de alimentación presentan normalmente las siguientes características:

- Alimentación a la red de distribución por dos o más subestaciones localizadas en la misma zona.
- Suministro a estas subestaciones por líneas o cables de potencia interconectados y con posibilidad de admitir una contingencia.

#### Zona tipo C

Son zonas que se caracterizan por tener un número de consumidores entre 5 000 a 15 000, o un consumo industrial entre 10 000 a 25 000 MWh/año.

Otras características típicas son:

- Baja densidad demográfica (de 1 000 a 1 500 hab./km<sup>2</sup>)
- Área urbana entre 10 y 40 km<sup>2</sup>.

Los sistemas eléctricos presentan las siguientes características:

- Alimentación desde una subestación de potencia localizada en la misma zona de carga.
- Alimentación a las subestaciones sin recursos para soportar contingencias.

#### Zona tipo D

Estas se caracterizan por tener entre 1 000 y 5 000 consumidores industriales, o un consumo industrial entre 2 500 a 10.000 MWh/año.

Otras características típicas son:

- Baja densidad demográfica (entre 1 000 a 1 500 hab./km<sup>2</sup>).
- Área urbana entre 3 a 10 km<sup>2</sup>.

Los sistemas eléctricos presentan las siguientes características:

- Alimentación desde subestaciones de potencia no siempre localizadas en la misma zona de carga.
- Alimentación a estas subestaciones sin recursos para absorber contingencias.

#### Zona tipo E

Son zonas que se caracterizan básicamente por tener un número de consumidores comprendidos entre 200 y 1 000, y además:

- Baja densidad urbana (entre 500 a 1 000 hab./km<sup>2</sup>).
- Área urbana entre 1 a 3 km<sup>2</sup>.

Las características de alimentación son:

- Suministro a través de subestaciones no localizadas en la misma zona de carga a distancias a veces mayores de 10 km, sin recursos para absorber contingencias.

#### Zona tipo F

Zonas rurales que se caracterizan por tener menos de 200 consumidores. Baja densidad demográfica (menor a 500 hab./km<sup>2</sup>) y área urbana desarrollada inferior a 1 km<sup>2</sup>.

La alimentación se efectúa por una sola subestación alejada de la zona de carga de hasta 20 km, sin posibilidad de soportar contingencias. En la tabla 7.3 se muestra un resumen de la clasificación de zonas.

Tabla 7.3 Clasificación de zonas

Tipo	Características básicas <sup>1</sup>		Características urbanas <sup>2</sup>				Sistema eléctrico <sup>3</sup>		
	Número de consumidores	Consumo industrial MWh/año	Densidad demográfica	Área urbana	Crecimiento vertical	Densidad MVA/km <sup>2</sup>	Otras características	Subestaciones	Transmisión
A	> 50 000	> 100 000	> 2 000	> 100	Acumulado	> 1.5	Existencia de centros comerciales y/o industrias	≥ 3	Acepta contingencias
B	15 000-50 000	25 000-100 000	1 500-2 000	40-100	Se inicia	—	Inicio de centros comerciales y/o industrias	≥ 2	Acepta contingencias
C	5 000-15 000	10 000-25 000	1 000-1 500	10-40	—	—	—	≥ 1	No acepta contingencias
D	1 000-5 000	2 500-10 000	1 000-1 500	3-10	—	—	—	No siempre existe en la zona de carga	✓
E	200-1 000	< 2 500	500-1 000	1-3	—	—	—	Normalmente no existe en la zona de carga	✓
F	< 200	< 2 500	< 500	< 1	—	—	—	✓	✓

Área

<sup>1</sup> Para poder clasificar una zona, basta cumplir con una condición.  
<sup>2</sup> Características normalmente encontradas.  
<sup>3</sup> Características generales de los sistemas eléctricos normalmente usados.

Tabla 7.4 Grados de continuidad anuales en sistemas de distribución.

Tipo de zonas	VALORES DE GRADOS ANUALES							
	1		2		3		4	
	TIU horas	FEC	TIU horas	FEC	TIU horas	FEC	TIU horas	FEC
A Centros comerciales, industriales y residenciales concentrados	≤ 1	≤ 2	> 1-5	> 2-10	— 15*	— 20*	> 15*	> 20*
A Parte restante	≤ 5	≤ 10	> 1-10	> 20-10	> 10-30	> 20-45	> 30	> 45
B (15 000 a 50 000)	≤ 10	≤ 20	> 10-20	> 20-35	> 20-40	> 35-50	> 40	> 50
C (5 000 a 15 000)	≤ 15	≤ 20	> 15-25	> 20-35	> 25-50	> 35-60	> 50	> 60
D (1 000 a 5 000)	≤ 35	≤ 30	> 35-50	> 30-45	> 50-70	> 45-70	> 70	> 70
E (200 a 1 000)	≤ 45	≤ 30	> 45-65	> 30-45	> 65-120	> 45-90	> 120	> 90
F Menos de 200 consumidores rurales	≤ 60	≤ 40	> 60-90	> 40-60	> 90-120	> 60-90	> 120	> 90

\* Para zonas en red automática subterránea

\*\* Para zonas en red radial subterránea

Los grados de continuidad son fijados para cada zona y sirven como referencia en el proceso de planeación y diseño de las redes.

- **Grado 1.** Es un valor que se considera ideal y una vez alcanzado requiere mínimas mejoras o instalación de equipo en la red.
- **Grado 2.** Significa que el sistema, a pesar de tener un buen desempeño, admite mejoras o instalación de equipo que permita mayor flexibilidad en la operación y, por ende, menor número de consumidores afectados y menor tiempo de reparación.
- **Grado 3.** Éste se define como el número requerido para suministrar un servicio aceptable; un sistema de distribución con estas características admite mejoras sustanciales y su objetivo será siempre llegar al grado superior.
- **Grado 4.** Éste define una condición de suministro indeseable y significa que el sistema requiere mejoras sustanciales en su diseño, operación y mantenimiento.

En la tabla 7.4 se resumen estos grados de continuidad y las características de las zonas en donde se aplican.

Como ya se mencionó, estos grados de continuidad son aplicados a un conjunto de consumidores; sin embargo, es de utilidad establecer parámetros mínimos que deben observarse a nivel de consumidor individual. En la tabla 7.5 se resumen estos índices, que pueden servir de referencia para tal efecto.

#### Escala de prioridades para consumidores en situaciones de emergencia

Todos los procesos de producción o actividades de los consumidores son dependientes en mayor o menor grado de la continuidad del suministro de energía. En consecuencia, los niveles de referencia definidos en función de las zonas atendidas, como los mencionados anteriormente, no siempre satisfacen los requisitos de continuidad necesarios para consumidores con procesos de producción o actividades especiales, por lo que los índices de confiabilidad no siempre reflejan el comportamiento del sistema a nivel de consumidor individual; por lo tanto, en ocasiones es necesario calcular la duración total y frecuencia de las interrupciones a consumidores especiales. Bajo estas observaciones, las empresas eléctricas proyectan sus redes de tal manera que se puedan atender por escala de prioridades en situaciones de emergencia a algunos de estos consumidores. A continuación se resume, a manera de ejemplo, una posible clasificación de prioridades:

#### Consumidores con prioridad A

Son aquellos para los cuales cualquier interrupción no programada, aunque ésta sea instantánea, le ocasiona:

- Paralización total de sus actividades principales o de su proceso de producción, que ocasiona pérdidas de su producto; por tanto en cualquiera de es-

Tabla 7.5 Límites máximos de duración y frecuencia para consumidores individuales.

Consumidor	Duración anual de interrupción horas	Frecuencia anual de interrupción
Suministro de energía por una red subterránea	30	35
Suministro en tensiones de transmisión o subtransmisión ( $V > 69$ kV)	30	40
Suministro en tensiones de transmisión o subtransmisión ( $V < 69$ kV) o tensión primaria de distribución con consumos mayores a los de una zona rural	80	70
Suministro en tensiones secundarias de distribución en zonas de más de 1 000 consumidores con consumos de energía mayores a los de una zona rural	100	80
Localizado en zona rural, atendido por línea aérea o perteneciente a un conjunto de consumidores menor a 1 000	150	120

Nota. Se consideran únicamente interrupciones de más de tres minutos.

tos casos representará perjuicios sociales para la comunidad o daños financieros para las empresas.

- Riesgos serios contra la vida humana.
- Dificultad en el retorno a las actividades normales del consumidor una vez que se restablezca la energía.

Como ejemplo se pueden citar: fábricas de cables, de papel, leche en polvo o café, industrias del vidrio, centros de procesamiento de datos, industrias textiles, emisoras de radio y televisión, hospitales y sistemas eléctricos de transporte colectivo (Metro).

#### Consumidores con prioridad B

Son todos aquellos para los cuales las interrupciones no programadas ocasionan:

- Paralización de sus actividades principales, o en su proceso de producción, pérdidas del producto, en cualquiera de estos casos con pérdidas financieras importantes. *Ejemplo:* industrias con altos hornos, bancos, estaciones de bombeo y órganos gubernamentales.

Para este tipo de consumidores las interrupciones programadas deben ser las mínimas posibles.

#### Consumidores con prioridad C

Son aquellos para los cuales una interrupción instantánea no les afecta; sin embargo, la falta de energía prolongada sí representa daños serios en sus procesos de producción o actividades principales. En estos casos se encuentran: instituciones gubernamentales no encuadradas en el tipo B, centros comerciales importantes, hoteles, cines y teatros, etc.

#### Consumidores con prioridad D

Son todos los consumidores no considerados en las clasificaciones anteriores; generalmente serán consumidores domésticos o pequeños comercios.

### 7.4 PRINCIPIOS ESTADÍSTICOS APLICADOS A LA EVALUACIÓN DE EQUIPOS

La aplicación de técnicas estadísticas en la evaluación de la operación de los equipos eléctricos juega un papel muy importante para obtener conclusiones sobre su comportamiento, una vez instalados en las redes de distribución; analizando estos factores es posible establecer la vida útil de cada uno de ellos, y por tanto aplicar programas de mantenimiento preventivo que ayuden a mejorar la calidad del servicio ofrecido a los usuarios.

El control de calidad de los equipos reviste importancia fundamental en la garantía de continuidad o confiabilidad de los sistemas. Por tanto, es necesario mantener un control rígido y sistemático en las inspecciones y recepción de los mismos.

La calidad en la ejecución de un buen diseño y correcta especificación de los equipos que se utilizarán dependerá de la observancia estricta de las normas aplicadas, y, en consecuencia, la confiabilidad del sistema será directamente proporcional a la calidad de los equipos y materiales y a su adecuada instalación y mantenimiento. Por esto, el control en su recuperación y la evaluación a su desempeño durante la operación son de suma importancia.

En la misma proporción que crece un sistema de distribución crece también la necesidad de los ingenieros de distribución de familiarizarse con las técnicas de control y evaluación del desempeño de los materiales y equipos instalados en los circuitos. Generalmente las técnicas que se utilizan han sido desarrolladas en el área de la probabilidad y estadística. Esto induce a pensar erróneamente que es preciso conocer al detalle todos los aspectos de estas técnicas, bastando tan sólo con conocer la correcta aplicación de los métodos de cálculo para obtener información valiosa y útil para la evaluación de confiabilidad de un sistema.

El conocimiento de las características de los equipos es fundamental para realizar una adecuada:

- Inspección en la recepción
- Prueba de calidad.
- Instalación y operación normal y en emergencia.
- Seguimiento de su comportamiento en el sistema.

#### Determinación de la operación de los equipos

En los sistemas de distribución actuales se puede encontrar una gran cantidad y diversidad de equipos y materiales, que representan en sí un porcentaje considerable en la inversión de un sistema eléctrico.

Las fallas y mantenimiento de éstos son proporcionales a las cantidades existentes, significando erogaciones importantes en los presupuestos de las compañías. Este gasto puede aumentar considerablemente si uno o más equipos fallan por arriba de las tasas de falla establecidas para ellos. Generalmente se tienen listados mensuales de causas de falla, tal como aparecen en las tablas 7.6 y 7.7; sin embargo, esta información por sí sola no es de utilidad si no se emplean los conocimientos del análisis estadístico para su correcta interpretación.

Si se tuviese un número muy grande de equipo, por ejemplo transformadores (30 000 instalados en la ciudad de México), es muy difícil llevar un seguimiento exacto de su comportamiento en el sistema. Una ventaja del análisis estadístico es que permite un estudio o análisis con sólo un conjunto de los elementos seleccionados aleatoriamente. Esta parte se llama *muestra*. Sobre esta muestra de tamaño reducido es posible establecer datos sobre uno o más aspectos de operación del equipo que se desea estudiar; si, por ejemplo, existe interés en determinar la vida útil o duración de un dispositivo, se deberá determinar a través de los elementos de la estadística la ley que rige su duración, es decir, ajustar los datos de la muestra a un modelo teórico, el cual por inferencia estadística determinará el comportamiento de todo el conjunto mediante una muestra reducida.

Si hubiera interés en determinar si uno o más factores están influyendo significativamente en el comportamiento de un conjunto de equipos, se haría un análisis de varianza. Si la razón del estudio es conocer la vida media de algún dispositivo cuya información aparece en cantidades reducidas, sería necesario emplear, a partir de fallas iniciales, el método cuantitativo para muestras incompletas.

Los fenómenos naturales siguen siempre una ley aleatoria o una prefijada por causa-efecto. En el primer caso es denominada ley probabilística, es decir, estará en función de la probabilidad de la causa. En el segundo caso se tiene una ley matemática que define de manera precisa su dependencia de una causa-efecto.

Tabla 7.6 Causas de disturbio con tiempo de interrupción.

Causas		Tensión 23 kV			
		Norte	Sur	Oriente	
Imputables al sistema	No.	15	25	20	
	Min.	461	1235	1442	
Existencia del sistema	Fenómenos climatológicos	No.	60	28	133
		Min.	287	731	1063
	Ocasionados por terceros	No.	6	3	4
		Min.	106	182	201
	Ocasionados por el ambiente	No.	4	10	18
		Min.	287	699	1172
Ignoradas	No.	48	27	78	
	Min.	35	202	160	
Generación y suministro	No.	3	11	42	
	Min.	185	190	282	
Total	No.	136	104	295	
	Min.	1361	3239	4320	

Como primer paso será necesario ajustar siempre una curva de una serie de datos acumulados, dibujando una gráfica adecuada para observar qué distribución presenta. Este concepto se ilustra en las figuras 7.5 y 7.6.

En el primer caso se procurará aplicar los métodos matemáticos de ajuste de curvas, y en el segundo el ajuste podrá realizarse por medio de las leyes de probabilidad.

A continuación se resumen las distribuciones más comunes: binomial, normal y de Poisson, debiéndose consultar la bibliografía anotada en este capítulo si se requiere una información más completa de este tema.

Tabla 7.7 Causas más comunes de disturbio por departamento ejecutante.

Periodo. 1º al 31 de octubre de 1988 Tensión: 23 kV			
Causas	Líneas aéreas		
	Norte	Sur	Oriente
Falso contacto	3	1	2
Falla de aislamiento	1	4	6
Objetos extraños sobre las líneas	0	0	0
Ramas sobre las líneas	0	1	0
Cruzamiento por líneas colgadas	0	1	0
Lluvia, rayos, viento, . . .	2	1	4
Ignoradas	38	51	64
Operación o maniobra errónea	5	1	4
Poste chocado o golpeado	1	5	2
Falla en equipo del cliente	0	0	0
Sobrecarga	0	1	0
Baja frecuencia	0	0	0
Falta de potencial	6	48	28
Falta de energía por bancos fuera	1	0	2
Propagación por falla de equipo o material cercano	0	1	0
Cruzamiento con otras líneas	0	0	0
Equipo desajustado	0	0	2
Personal o equipo ajeno	0	0	1
Hundimiento, sismo, derrumbe, explosión, . . .	0	0	0
Total	57	115	115

**Distribuciones de frecuencia**

Se mencionó anteriormente que el control de calidad existe debido a la variación de las características que todos los productos manufacturados tienen. Es conocido el hecho de que las características de operación de un apartarrayado dado por su fabricante es un promedio estadístico que éste hace de su producto, es decir, es imposible tener en la realidad dos apartarrayados idénticos; este es el caso de todos los equipos que se instalan en un circuito eléctrico. Los procedimientos de

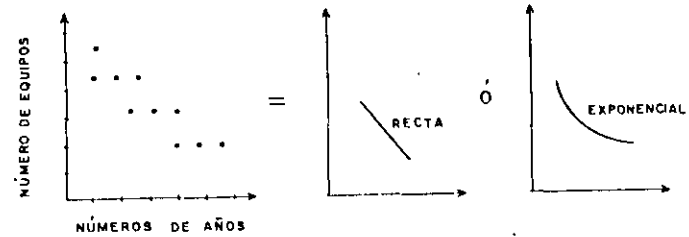


Figura 7.5

control estadístico de calidad permiten que se concentre la atención más que en un elemento individual en todo el proceso de fabricación de un conjunto de estos dispositivos.

**Ejemplo 1**

Suponiendo que se tiene un transformador que fue diseñado para dar 10.0 volts a la salida de baja tensión y la medición de 40 transformadores fabricados con el mismo diseño y proceso dan una tensión de salida de:

Tabla 7.8

10.3	9.5	9.9	10.1	10.1	9.8	9.4	9.7
9.9	10.0	10.2	10.0	10.0	10.1	9.4	10.5
10.1	10.3	10.3	10.7	10.4	10.1	10.0	9.8
9.6	10.4	10.6	9.9	9.7	10.2	10.7	10.2
10.1	9.5	9.6	10.1	10.2	9.8	10.4	10.1
Σ 50							

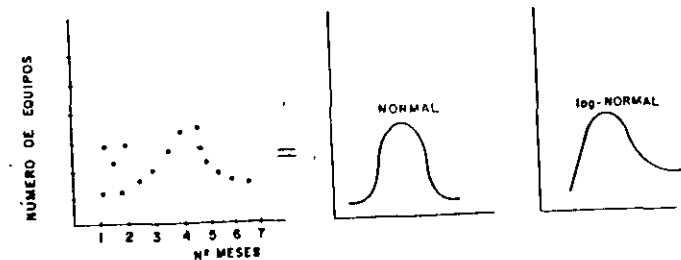


Figura 7.6



Tabla 7.9

Tensión medida	Veces	Frecuencia
9.4	II	2
9.5	II	2
9.6	II	2
9.7	II	2
9.8	III	3
9.9	III	3
10.0	IIII	5
10.1	IIIIII	7
10.2	IIII	4
10.3	III	3
10.4	III	3
10.5	I	1
10.6	I	1
10.7	II	2

Se torna imposible visualizar estos datos como un todo y consecuentemente no se puede establecer sólo con ellos la calidad de los transformadores manufacturados. Esta visualización se puede obtener construyendo un histograma como el de la tabla 7.9.

Este histograma muestra el proceso como método pudiéndose establecer el comportamiento de un conjunto de datos; en forma gráfica este histograma se puede dibujar como sigue:

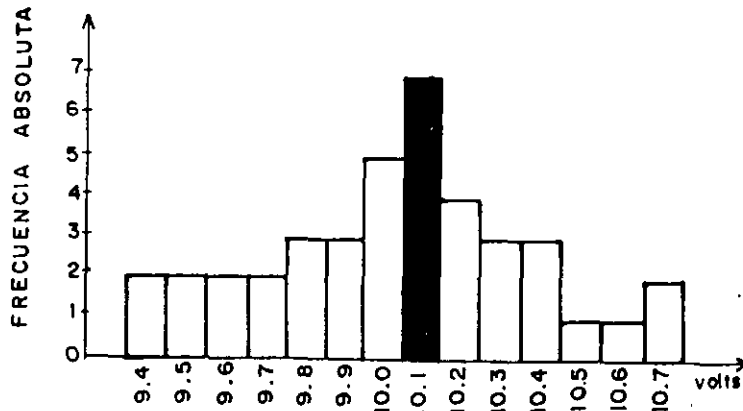


Figura 7.7 Histograma de pruebas de tensión

De la figura puede concluirse que las frecuencias tienden a aumentar en torno al valor central o más frecuente (10.1 volts, en este ejemplo); asimismo, da también una idea de dispersión de los datos. Sin embargo, es necesario y útil establecer definiciones matemáticas para estos conceptos; utilizando el mismo ejemplo se tiene:

- *Media aritmética.* Es simplemente la media de las observaciones, es decir, el total de las observaciones derivado entre el número de las mismas; por ejemplo, la media de las primeras cinco mediciones será:

$$\text{Media} = \bar{x} = \frac{\sum x}{n} \quad (7.9)$$

$$\bar{x} = \frac{50}{5} = 10 \text{ volts}$$

- *Mediana.* Si las observaciones fuesen colocadas en orden creciente, la mediana será simplemente el valor del término medio de esa ordenación, es decir:

$$9.6 \ 9.9 \ \underline{10.1} \ 10.1 \ 10.3$$

Cuando el número de términos sea par, la mediana será el valor medio de los dos términos centrales.

- *Medidas de dispersión.* Se definirán dos fundamentales: Amplitud es la más simple y se define como la diferencia entre el valor mayor y menor observado o medido; del ejemplo anterior se tendrá:

$$a = 10.3 - 9.6 = 0.7 \text{ volts.}$$

Este concepto, aunque muy sencillo, tiene mucha aplicación por la facilidad para su cálculo; sin embargo, contiene las siguientes restricciones:

- Utiliza únicamente una parte de las observaciones y su valor no se modificará aunque varíen el número de éstas, si se conservan inalterables al máximo y mínimo de la muestra.
- Si esta última condición no se da, el valor de la amplitud dependerá del número de las observaciones; del ejemplo anterior, si se consideraran las cuarenta mediciones:

$$a = 10.7 - 9.4 = 1.3 \text{ volts.}$$

**Desviación estándar**

Esta es una medida de dispersión que no presenta las desventajas arriba anotadas. Este concepto considera todas las observaciones efectuadas, dando una idea más clara de las variaciones con respecto a la media o mediana. Considerando el ejemplo anterior, se tiene para las primeras cinco mediciones:

**Tabla 7.10**

(1) X	(2) (X - $\bar{X}$ )	(3) (X - $\bar{X}$ ) <sup>2</sup>
10.3	0.3	0.09
9.9	-0.1	0.01
10.1	0.1	0.01
9.6	-0.4	0.16
10.1	0.1	0.01
$\Sigma X = 50.0$ $\bar{X} = 10.0$	0	0.28
<sup>(1)</sup> Observación. <sup>(2)</sup> Desvíos <sup>(3)</sup> Desvíos al cuadrado		

La desviación estándar de la muestra estará dada por la raíz cuadrada de la media de los desvíos al cuadrado, es decir:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\Sigma (x - \bar{x})^2}{n}} \tag{7.10}$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{0.28}{5}} = 0.24$$

Cuando una muestra es usada para estimar la naturaleza de un proceso, esta medida subestima la desviación estándar del proceso. Para corregir este error la  $\Sigma (x - \bar{x})^2$  debe ser dividida entre  $(n - 1)$  en vez de las  $n$  observaciones, es decir:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\Sigma (x - \bar{x})^2}{n - 1}} \tag{7.11}$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{0.28}{4}} = 0.26$$

**Métodos de ajuste a una ley matemática**

Considerando el ejemplo de la figura 7.8, se puede observar que los puntos pueden ser representados por una recta o una curva exponencial. El método que se emplea para ajustar una curva a partir de los datos observados se denomina método de mínimos cuadrados

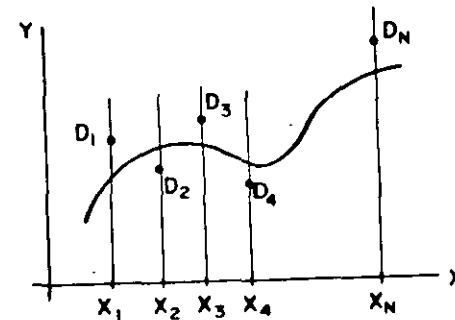
La curva que mejor se ajuste o represente estos datos será una curva cuya suma de distancias ( $D_1 + D_2 + D_3 + D_4 + \dots + D_n$ ) sea un mínimo. Para neutralizar la influencia de los valores de desvío negativo, cuando se toma como referencia la media se usa el cuadrado de los desvíos; pero esto se llama método del mínimo cuadrado. Así, si es una recta será recta de mínimos cuadrados y parábola de mínimos cuadrados, etc. Matemáticamente, esto puede expresarse así:

$$(D_1)^2 + (D_2)^2 + (D_3)^2 + (D_4)^2 + \dots + (D_n)^2 \quad (\text{mínimo}) \tag{7.12}$$

En algunos casos es factible que se confundan dos o más curvas si éstas se encuentran muy próximas.

Para la selección de la mejor curva ajustada existe el criterio de la línea de regresión del mínimo cuadrado, que consiste en obtener las ecuaciones normales de la ecuación inversa, es decir, si la ecuación del mínimo cuadrado fuera  $y = f(X)$ , la ecuación de la línea de regresión del mínimo cuadrado será  $X = f(y)$ . Si todos los puntos estuviesen en la curva ajustada, también estarán en la de su curva de regresión.

Cuanto más alejados se encuentren los puntos tanto menos ajustada estará la curva. De esto ha surgido el concepto de correlación o coeficiente de correlación  $r$ , que será óptimo cuando  $r = \pm 1$ , siendo un ajuste deficiente cuanto más se aleje de  $\pm 1$ , variando de  $-1 \leq r \leq +1$ . En la tabla 7.11 se presenta un resumen de las ecuaciones más empleadas en este método y su cálculo a partir de los datos obtenidos.



**Figura 7.8**

Tabla 7.11

Tipo de curva	Fórmula	Ecuaciones normales de la curva de mínimo cuadrado
Recta	$Y = a_0 + a_1X$	$\Sigma Y = a_0N + a_1\Sigma X$ $\Sigma XY = a_0\Sigma X + a_1\Sigma X^2$
Exponencial	$Y = AB^X$	$\Sigma Y = Na + b\Sigma X$ $\Sigma X y = a\Sigma X + b\Sigma X^2$ $\log Y = y; \log A = a; \log B = b$
Parábola	$Y = a_0 + a_1X + a_2X^2$	$\Sigma Y = a_0N + a_1\Sigma X + a_2\Sigma X^2$ $\Sigma XY = a_0\Sigma X + a_1\Sigma X^2 + a_2\Sigma X^3$ $\Sigma X^2 Y = a_0\Sigma X^2 + a_1\Sigma X^3 + a_2\Sigma X^4$

La ecuación de regresión tendrá la misma forma, siendo necesario sólo invertir la posición de las variables. Por ejemplo, las ecuaciones normales del mínimo cuadrado quedarán:

$$\Sigma Y = a_0N + a_1\Sigma X \tag{7.13}$$

$$\Sigma YX = a_0\Sigma X + a_1\Sigma X^2$$

Las ecuaciones normales de regresión quedarán:

$$\Sigma X = b_0N + b_1\Sigma Y \tag{7.14}$$

$$\Sigma XY = b_0\Sigma Y + b_1\Sigma Y^2$$

El coeficiente de correlación  $r$  estará dado por:

$$r = \frac{\Sigma xy}{\sqrt{(\Sigma x^2)(\Sigma y^2)}} \tag{7.15}$$

donde:

$$\bar{X} = \frac{\Sigma X}{N} \tag{7.16}$$

$$\bar{Y} = \frac{\Sigma Y}{N} \tag{7.17}$$

$$x_i = X_i - \bar{X} \tag{7.18}$$

$$y_i = Y_i - \bar{Y} \tag{7.19}$$

para valores discretos.

Para valores agrupados  $r$  quedará:

$$r = \frac{\Sigma x_i y_i - \frac{\Sigma x_i \Sigma y_i}{N}}{\left[ \left( \Sigma x_i^2 - \frac{(\Sigma x_i)^2}{N} \right) \left( \Sigma y_i^2 - \frac{(\Sigma y_i)^2}{N} \right) \right]^{\frac{1}{2}}} \tag{7.20}$$

Ejemplo 2

Construir una recta que se aproxime a los datos de operación consignados en la tabla de un dispositivo instalado en una red subterránea y encontrar la ecuación que lo represente; ajustar la recta por el método de mínimos cuadrados.

Los datos y la gráfica quedan:

Tabla 7.12

X	Y
1	1
3	2
4	4
6	4
8	5
9	7
11	8
14	9
$\Sigma 56$	$\Sigma 40$

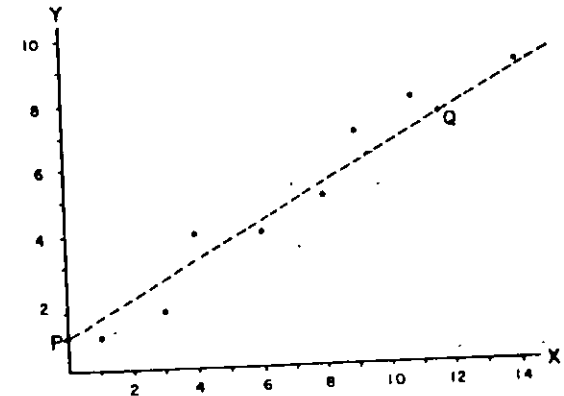


Figura 7.9

La ecuación de la recta será:

$$Y = a_0 + a_1X$$

Las ecuaciones normales de la tabla 7.12 serán:

$$\Sigma Y = a_0N + a_1\Sigma X$$

$$\Sigma YX = a_0 \Sigma X + a_1 \Sigma X^2$$

De los datos proporcionados se tiene:

Tabla 7.13

X <sup>2</sup>	XY
1	1
9	6
16	16
36	24
64	40
81	63
121	88
196	126
$\Sigma 524$	$\Sigma 364$

Dado que existen ocho pares de valores de (X, Y), las ecuaciones normales quedarán:

$$40 = 8 a_0 + 56 a_1$$

$$364 = 56 a_0 + 524 a_1$$

Resolviendo este sistema de ecuaciones

$$a_0 = 0.545 \text{ y } a_1 = 0.636$$

La recta de mínimos cuadrados quedará:

$$y = 0.545 + 0.636 X$$

Ejemplo 3

Encontrar la ecuación que represente la tendencia de falla de los transformadores de distribución tipo poste instalados en el sector sur de la ciudad de México, a partir de los datos encontrados durante los últimos ocho años de operación.

Estableciendo Y = 6, 11, 16 . . . 37 (transformadores fallados y X = 1, 2, 3 . . . 8 número de años en servicio se pueden graficar los puntos en un plano X - Y (ver figura 7.10).

Utilizando las ecuaciones de la tabla 7.11 se puede elaborar la tabla 7.15, y de ésta se pueden establecer las ecuaciones normales de la recta de mínimos cuadrados.

Tabla 7.14

Transformadores fallados	Años de servicio
37	1
27	2
16	3
15	4
16	5
11	6
6	7
6	8

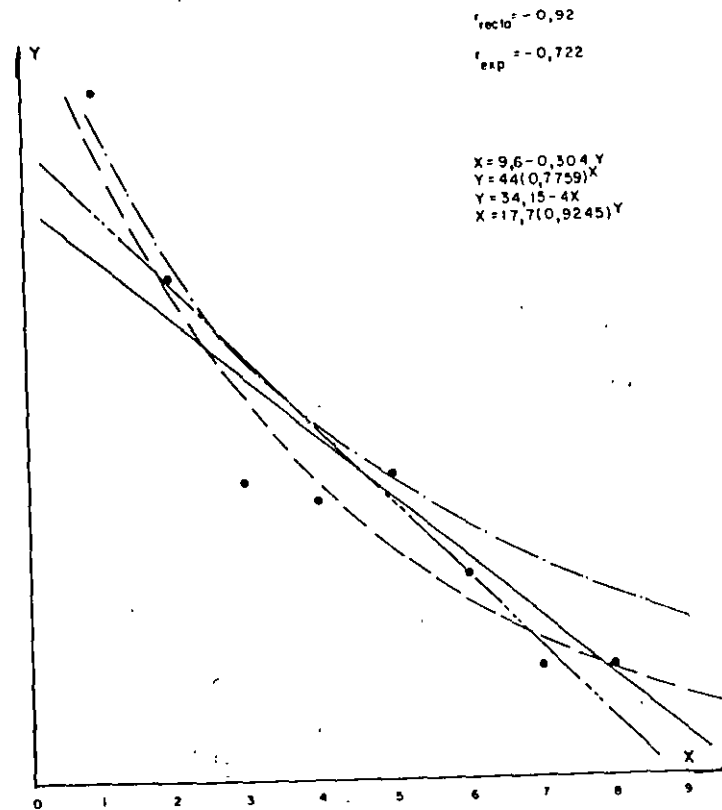


Figura 7.10

$$\begin{aligned} 8a_0 + 36a_1 &= 134 \\ 36a_0 + 204a_1 &= 435 \end{aligned}$$

Resolviendo este sistema de ecuaciones:

$$\begin{aligned} a_0 &= 34.75 \\ a_1 &= -4 \end{aligned}$$

de donde la ecuación quedará:

$$y = 34.75 - 4X \quad (\text{curva 1, figura 7.10})$$

Para verificar la calidad de ajuste se calculará el coeficiente de correlación  $\bar{r}$ .

$$\bar{r} = \frac{\Sigma xy}{\{(\Sigma x^2)(\Sigma y^2)\}^{\frac{1}{2}}}$$

En este caso:

$$\bar{X} = \frac{\Sigma X}{N} = \frac{36}{8} = 4.5$$

$$\bar{Y} = \frac{\Sigma Y}{N} = \frac{134}{8} = 16.75$$

Por tanto en la tabla 7.15  $\begin{cases} x = X_i - \bar{X} \\ y = Y_i - \bar{Y} \end{cases}$

Sustituyendo valores se tiene:

$$\begin{aligned} X_1 &= 1 - 4.5 = -3.5 \\ Y_1 &= 37 - 16.75 = 20.25 \end{aligned}$$

Tabla 7.15

X	Y	X <sup>2</sup>	XY	Y <sup>2</sup>	X	Y	XY	X <sup>2</sup>	Y <sup>2</sup>
1	37	1	37	1369	-3.5	20.25	-70.875	12.25	410.06
2	27	4	54	729	-2.5	10.25	-25.625	6.25	105.06
3	16	9	48	256	-1.5	-0.75	1.125	2.25	0.56
4	15	16	60	225	-0.5	-1.75	0.875	0.25	3.06
5	16	25	80	256	0.5	-0.75	-0.375	0.25	0.56
6	11	36	66	121	1.5	-5.75	-8.625	2.25	33.06
7	6	49	42	36	2.5	-10.75	-25.625	6.25	115.56
8	6	64	48	36	3.5	-10.75	-37.625	12.25	115.56
36	134	204	435	2797			-167.624	42	783.5

$$\begin{aligned} X_2 &= 2 - 4.5 = -2.5 \\ Y_2 &= 27 - 16.75 = 10.25 \end{aligned}$$

El resto de los valores aparecen en la tabla, así como los valores de  $\Sigma X^2$  y  $\Sigma Y^2$ , con los cuales se puede encontrar  $\bar{r}$ :

$$\bar{r} = \frac{-167.624}{\sqrt{42 \times 783.5}} = -0.92$$

Por tanto, se puede considerar un buen ajuste; sin embargo, para verificar se calculará a continuación la recta de regresión:  $X = f(Y)$  sustituyendo en:

$$\begin{aligned} \Sigma X &= b_0 N + b_1 \Sigma Y \\ \Sigma XY &= b_0 \Sigma Y + b_1 \Sigma Y^2 \end{aligned}$$

quedando:

$$\begin{aligned} 8b_0 + 134b_1 &= 36 \\ 134b_0 + 2797b_1 &= 435 \end{aligned}$$

Resolviendo:  $b_0 = 9.6$  y  $b_1 = -0.304$ , la ecuación de regresión será entonces:  $X = 9.6 - 0.304 Y$ ; dibujando esta ecuación con la anteriormente encontrada se puede observar que son casi coincidentes (ver curva 2, figura 7.10).

Se ajustarán ahora los datos como segundo paso a una ecuación exponencial, partiendo de las ecuaciones de la tabla 7.11.

$$\text{Para: } Y = AB^X$$

$$\begin{aligned} \Sigma y' &= Na + b \Sigma X \\ \Sigma X y' &= a \Sigma X + b \Sigma X^2 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \log Y &= y' \\ \log A &= a \\ \log B &= b \end{aligned}$$

Sustituyendo valores se tiene:

$$\left. \begin{aligned} y'_1 &= \log 37 = 1.568 \\ y'_2 &= \log 27 = 1.43 \end{aligned} \right\} \text{(ver tabla 7.16)}$$

Calculados los productos  $y'X$  se tiene:

$$\left. \begin{aligned} 1 \times 1.568 &= 1.568 \\ 2 \times 1.431 &= 2.862 \\ 3 \times 1.204 &= 3.612 \\ &\text{etc.} \end{aligned} \right\} \text{(ver tabla 7.16)}$$

Tabla 7.16

$Y'$	$Y'X$	$X'$	$X'Y'$	$\dot{y}$	$X\dot{y}$
1.568	1 568	0 0	0	0.421	-1 473
1 431	2 862	0.301	8.127	0 284	-0.710
1 204	3 612	0 477	7.632	0 057	-0 085
1.176	4.704	0.602	9.030	0.029	-0 014
1.204	6.020	0.699	11 182	0.57	-0 028
1 041	6 248	0 778	8.579	0.106	-0.159
0.778	5.447	0 845	5.071	0.369	-0 922
0.778	6 225	0 903	5 418	0 369	-1.29
9.182	36 688	4 603	55 019		-4 68

Sustituyendo valores de la tabla 7.15 y 7.16:

$$\begin{aligned} 8a + 36b &= 9.182 \\ 36a + 204b &= 36.68 \end{aligned}$$

de donde:

$$\begin{aligned} a &= 1 6435 \\ b &= -0 11019 \end{aligned}$$

Por tanto:

$$\begin{aligned} A &= 44 \\ B &= 0.175 \end{aligned}$$

La ecuación quedará:

$$Y = 44 (0.7759)^x \quad (\text{curva 3, figura 7.10})$$

Calculando la ecuación de regresión y sustituyendo en las ecuaciones de la tabla 7.11 los valores de las variables de la tabla 7.16:

$$\left. \begin{aligned} x' &= \log X \\ x'_1 &= \log 1 = 0 \\ x'_2 &= \log 2 = 0.301 \\ x'_3 &= \log 3 = 0.477 \\ &\text{etc.} \end{aligned} \right\} \text{(ver tabla 7.16)}$$

$$\begin{aligned} 8a + 134b &= 4603 \\ 134a + 2797b &= 55 0197 \end{aligned}$$

Resolviendo estas ecuaciones se tiene:

$$\begin{aligned} a &= 1.248 \\ b &= -0 034 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{y } A &= \text{antilog } 1.248 = 17.7 \\ B &= \text{antilog } (-0 034) = 0.924 \end{aligned}$$

La ecuación de regresión quedará:

$$Y = 17.7 (0.924)^x \quad (\text{curva 4, figura 7.10})$$

El coeficiente de correlación para estas curvas será:

$$\begin{aligned} r &= \frac{\Sigma xy}{\sqrt{(\Sigma x^2)(\Sigma y^2)}} = \frac{-4.68}{\sqrt{42 \times 0.87}} \\ r &= -0.722 \end{aligned}$$

Sabiendo que:

$$\dot{y} = y' - \bar{y}'; \quad \bar{y}' = \frac{\Sigma y'}{N}$$

Dibujando las rectas 1 y 2 y las curvas exponenciales 3 y 4, en la figura se muestra que las que mejor se ajustan son las primeras, coincidiendo con los coeficientes de correlación de cada conjunto, es decir:

$$r (\text{recta}) = -0.92 > r (\text{exponencial}) = -0.72$$

### Método de ajuste a una ley probabilística

Existen métodos muy precisos desarrollados por la teoría de la probabilidad, que pueden ser aplicados para ajustar las curvas de comportamiento o desempeño en operación de equipos eléctricos empleados en los sistemas de distribución. Por tanto, el control de calidad requiere el empleo de estas herramientas; el alcance de este capítulo no permite desarrollar con detalle estos elementos. Sin embargo, a continuación se resumen las características más importantes de las distribuciones más comunes encontradas en los equipos empleados.

#### Distribución binomial

Si  $p$  es la probabilidad de ocurrencia de un suceso en un solo ensayo (probabilidad de éxito) y  $q = 1-p$  es la probabilidad de que el suceso no ocurra en un

solo ensayo (probabilidad de fallo), entonces la probabilidad que el suceso se presente exactamente  $X$  veces en  $N$  ensayos, es decir,  $X$  éxitos y  $(N-X)$  fallas, será:

$$p(X) = \frac{N!}{N!(N-X)!} p^X q^{N-X} \quad (7.21)$$

donde  $X = 0, 1, 2, \dots, N$  y  $N! = N(N-1)(N-2)\dots\dots\dots 1$

Esta distribución se conoce como distribución binominal o de Bernoulli, quien la descubrió en el siglo XVII.

**Ejemplo 4**

Encontrar la probabilidad de obtener dos "caras" en seis lanzamientos de una moneda.

$$P(X) = \frac{6!}{2!(6-2)!} \left(\frac{1}{2}\right)^2 \left(\frac{1}{2}\right)^4$$

$$P(X) = \frac{6 \cdot 5 \cdot 4 \cdot 3 \cdot 2}{2(4 \cdot 3 \cdot 2)} \left(\frac{1}{2}\right)^6 = 15 \times 0.015625$$

$$P(X) = 0.234375$$

**Distribución normal**

Esta distribución es una de las más empleadas y representa uno de los ejemplos más importantes de una distribución de probabilidad continua; es conocida también como distribución de Gauss, y está dada por la siguiente ecuación:

$$Y = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}(x-\mu)^2/\sigma^2} \quad (7.22)$$

donde  $\mu$  = media y  $\sigma$  = desviación típica.

El área limitada por esta curva y el eje  $X$  es uno, de aquí que el área bajo la curva entre dos ordenadas  $X = a$  y  $X = b$ , donde  $a < b$ , representa la probabilidad de que  $X$  se encuentre entre  $a$  y  $b$ , y se puede escribir  $p(a < X < b)$ . Cuando la variable  $x$  se expresa en unidades de desviación  $Z = (X - \mu)/\sigma$ , la ecuación 7.22 se puede expresar como la ecuación 7.23, y se conoce como forma tipificada.

$$Y = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}z^2} \quad (7.23)$$

Esta ecuación normal tipificada se muestra en la figura 7.11. En esta figura se han indicado las áreas incluidas entre  $Z = -1$  y  $+1$ ,  $Z = -2$  y  $+2$ ,  $Z$

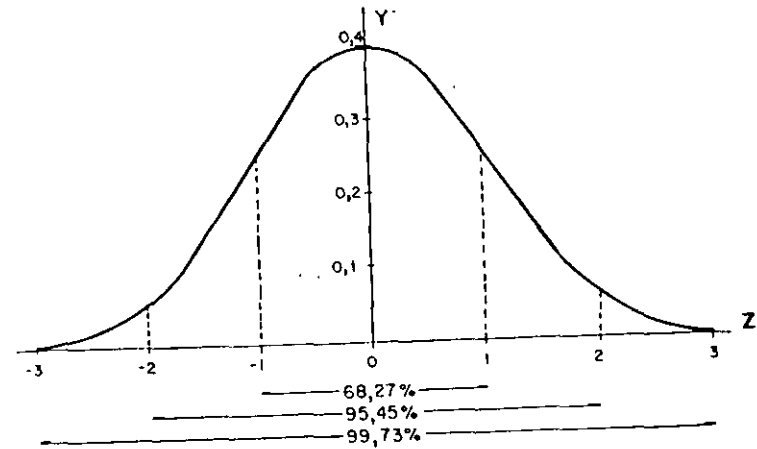


Figura 7.11

= -3 y +3, que comprenden áreas de 68.27%, 95.45% y 99.73%; como se indicó antes, el área total es igual a uno.

En el apéndice D se muestran resumidas dos tablas que permiten encontrar las ordenadas  $Y$  y las áreas bajo la curva para una curva normal tipificada.

Si  $N$  es grande y ni  $p$  ni  $q$  están muy próximos a cero, la distribución binominal puede aproximarse estrechamente a la distribución normal con la variable tipificada dada por:

$$Z = \frac{X - Np}{\sqrt{Npq}} \quad (7.24)$$

La aproximación es tanto mejor conforme aumenta  $N$  y en el límite es total. En la práctica la aproximación es muy buena si ambas  $Np$  y  $Nq$  son mayores a 5.

**Distribución de Poisson**

A principios del siglo XIX el físico Poisson descubrió esta distribución, también ampliamente empleada y denominada con el nombre de su descubridor; ésta se puede representar por la siguiente ecuación.

$$P(X) = \frac{\lambda_0^X e^{-\lambda_0}}{X!} \quad (7.25)$$

donde  $\lambda_0$  es una constante dada o valor medio de la variable aleatoria  $X$ , que cuantifica el número de veces que ocurre un evento y  $X = 0, 1, 2$ . Esta distribución

Tabla 7.17

Características	Binomial	Normal	Poisson
Media	$\mu = Np$	$\mu$	$\mu = \lambda$
Varianza	$\sigma^2 = Npq$	$\sigma^2$	$\sigma^2 = \lambda$
Desviación	$\sigma = \sqrt{Npq}$	$\sigma$	$\sigma = \sqrt{\lambda}$

puede emplearse para determinar la probabilidad de encontrar defectos en materiales de proceso continuo de fabricación tales como cables, rollos de lámina, etc. Los valores de  $p(X)$  pueden calcularse mediante la tabla mostrada en el apéndice A, que da valores de  $e^{-\lambda}$  para distintos valores de  $\lambda$ .

En la tabla 7.17 se resumen las características principales de estas distribuciones

En la distribución binomial, si  $N$  es grande, mientras que la probabilidad  $p$  de ocurrencia de un suceso está cerca de cero, de manera que  $q = (1-p)$  esté cerca de 1, el suceso recibe el nombre de *raro*. En la realidad se puede considerar un suceso como *raro* si el número de repeticiones del experimento o ensayo es al menos 50 ( $N \geq 50$ ), mientras que  $Np$  es menor que 5. En tales casos la distribución binomial se aproxima a la de Poisson con  $\lambda = Np$ . Esto se puede observar en la tabla 7.17, sustituyendo  $\lambda = Np$ ,  $q \approx 1$  y  $p \approx 0$ .

La distribución de Poisson se aproxima a la normal con variable tipificada  $(X - \lambda)/\sqrt{\lambda}$  cuando  $\lambda$  crece indefinidamente.

#### Distribución multinomial

Si los eventos  $E_1, E_2, E_3, \dots, E_k$ , pueden ocurrir con probabilidades  $p_1, p_2, p_3, \dots, p_k$ , respectivamente, entonces la probabilidad de que  $E_1, E_2, E_3, \dots, E_k$  ocurran  $X_1, X_2, X_3, \dots, X_k$  veces, respectivamente, será:

$$\frac{N!}{X_1! X_2! \dots X_k!} p_1^{X_1} p_2^{X_2} \dots p_k^{X_k} \quad (7.26)$$

donde  $X_1 + X_2 + \dots + X_k = N$

Esta distribución es una generalización de la distribución binomial y se llama distribución multinomial, ya que esta ecuación es el término general del desarrollo multinomial  $(p_1 + p_2 + \dots + p_k)^N$ .

Cuando se tiene alguna indicación sobre la distribución de una población por razonamientos probabilísticos u otra causa, es posible ajustar tales distribuciones (llamadas modelos) a distribuciones obtenidas de muestras de la población. El método empleado consiste en utilizar la media y la desviación típica de la muestra para estimar la media, y desviación típica de la población. A continuación se dan

una serie de ejemplos generales de todas estas mencionadas y de los ajustes que se pueden hacer por este método. Para comprobar la bondad del ajuste se utiliza el método de CHI-CUADRADO (consultar bibliografía).

#### Ejemplo 5

Si la probabilidad de una troqueladora de producir listones fusibles defectuosos es el 20%, determinar la probabilidad de que de cuatro de ellos elegidos al azar 1 ó 2 salgan defectuosos o fuera de la tolerancia establecida.

La probabilidad que salgan defectuosos será:

$$p = 0.2, \text{ por tanto: } q = 1 - p = 0.8$$

$$p(1) = \frac{4!}{1!(4-1)!} \times 0.2 \times 0.8^3 = 0.4096$$

$$p(2) = \frac{4!}{2!(4-2)!} \times 0.2^2 \times 0.8^2 = 0.1536$$

#### Ejemplo 6

Si la probabilidad de que un fusible salga defectuoso es de 0.1, encontrar la media y la desviación típica para la distribución de fusibles defectuosos de un total de 400.

De acuerdo con la tabla 7.17:

$$\text{Media} = \mu = Np = 400(0.1) = 40$$

es decir, se puede esperar que 40 salgan defectuosos

$$\text{Varianza} = \sigma^2 = Npq = 400(0.1)(0.9) = 36$$

es decir, la desviación típica será:  $\sqrt{36} = 6$

#### Ejemplo 7

Encontrar el área bajo la curva normal en los siguientes casos.  $Z = 0$  y  $Z = 1.5$ ;  $Z = 0.5$  y  $Z = 2.0$ .

De la tabla del apéndice A se tiene:

$$\text{Área} = 0.4332$$

Esto representa la probabilidad de que  $Z$  esté comprendida entre 0 y 1.5, y normalmente se escribe:  $p\{0 \leq Z \leq 1.5\}$ .



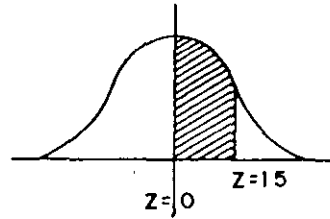


Figura 7.12

**Ejemplo 8**

En la tabla 7.18 se muestra el número de días (*f*) en un lapso de 50 días de la temporada de lluvias durante los cuales se presentaron (*X*) descargas atmosféricas. Ajustar los datos a una distribución de Poisson.

El número medio de descargas atmosféricas será:

$$\lambda = \frac{\sum fX}{\sum f} = \frac{21(0) + 18(1) + 7(2) + 3(3) + 1(4)}{50} = 0.9$$

De la ecuación de Poisson:

$$P(x) = \frac{\lambda^x e^{-\lambda}}{X!}$$

$$P(X \text{ descargas}) = \frac{0.9^x e^{-0.9}}{X!}$$

Sustituyendo para los valores de *X*(0, 1, 2, 3, 4) se encuentran las probabilidades de acuerdo con la distribución de Poisson, y, por tanto, multiplicando este número por el total de días observado se podrá obtener el número de días teóricos en los cuales se presentarán descargas atmosféricas.

Estos valores se anotan en la tabla 7.19, pudiendo observarse que el ajuste de los valores teóricos es bastante bueno.

**Tabla 7.18**

No. de descargas	No. de días <i>f</i>
0	21
1	18
2	7
3	3
4	1

**Tabla 7.19**

<i>P</i> ( <i>X</i> descargas)	No. de días esperado	No. de días observado
0.4066	20.33	21
0.3659	18.3	18
0.1647*	8.24	7
0.0494	2.47	3
0.0111	0.56	1

$$*P(X = 1) = \frac{0.9^2 e^{-0.9}}{2!} = \frac{0.81 \times 0.406}{2 \times 1} = 0.1647$$

**Ejemplo 9**

La media de la resistencia de 500 fusibles limitadores es 151 μ ohms y la desviación típica de 15 μ ohms. Suponiendo que las resistencias se distribuyen normalmente, encontrar cuántos fusibles tienen resistencias entre 121 y 158 μ ohms.

Suponiendo que hubiese un margen de medición de 1 μ ohms, en realidad las resistencias podrán fluctuar dentro de los valores de 120.05 μ ohms a 158.5 μ ohms en ambos extremos; por tanto:

$$\frac{120.5 - 151}{15} = -2.03$$

$$\frac{158.5 - 151}{15} = 0.5$$

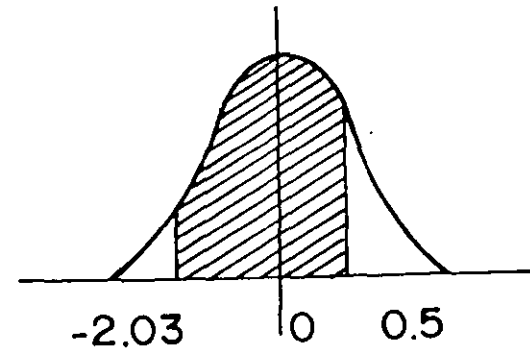


Figura 7.13

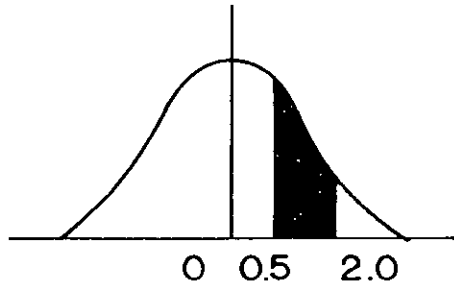


Figura 7.14

$$A = (\text{área entre } Z = -2.0 \text{ y } Z = 0) + (\text{área } Z = 0 \text{ y } Z = 0.5)$$

$$A = 0.4788 + 0.1915 = 0.6703$$

En el segundo caso el área pedida será:

$$A = (\text{área entre } z = 0 \text{ y } Z = 2) - (\text{área entre } z = 0 \text{ y } z = 0.5)$$

$$A = 0.4772 - 0.1915 = 0.2857$$

$$\text{por tanto, } p\{0.5 \leq z \leq 2.0\} = 0.2857$$

**Ejemplo 10**

El 10% de la producción de aisladores de porcelana de cada horneada resulta defectuoso. Encontrar la probabilidad de que de una muestra de 10 elegidos al azar dos sean defectuosos, utilizando la aproximación de Poisson a la distribución binomial.

Sabiendo que:  $\lambda = Np = 10 (0.1) \cong 1$

$$\text{Sustituyendo en: } p(x) = \frac{\lambda^x e^{-\lambda}}{x!} = \frac{1^2 \cdot e^{-1}}{2 \cdot 1}$$

$$p(x) = \frac{1}{2e} = 0.1839$$

La aproximación será buena, ya que  $p \leq 0.1$  y  $\lambda = Np \leq 5$

**Ejemplo 11**

Si se conoce que la probabilidad de que falle o explote un apartarrayos de un fabricante es de 0.001, determine la probabilidad que de un lote de 2000 que se acaban de recibir tres fallen

$$\lambda = Np = 2000 (0.001) = 2$$

$$P(3 \text{ fallen}) = \frac{2^3 e^{-2}}{3 \cdot 2 \cdot 1} = \frac{4}{3 e^2} = 0.18$$

**Ejemplo 12**

En la tabla 7.20 se muestran las alturas de un lote de 100 postes de madera que se pretenden emplear en un sistema de distribución rural. Ajuste una curva normal a estos datos.

Para cualquier Z de los límites reales establecidos con un margen de tolerancia 0.5 se tiene que calcular primero la media  $\bar{X}$  de la siguiente manera:

$$\bar{X} = A + \frac{\sum f d}{N} = 67 + \frac{45}{100} = 67.45 \text{ pies}$$

Suponiendo  $A = 67$  como media supuesta, ya que es la de mayor frecuencia. La desviación típica se puede encontrar por medio de la siguiente ecuación:

$$S = \sqrt{\frac{\sum f d^2}{N} - \left(\frac{\sum f d}{N}\right)^2} \tag{7.27}$$

Entonces:

$$S = \sqrt{\frac{873}{100} - \left(\frac{45}{100}\right)^2} = 2.92 \text{ pies}$$

Con estos valores de media y desviación típica será posible estimar la media y desviación típica de la población, tal como se resume en la tabla 7.21:

Tabla 7.20 Altura de 100 postes

Clase (X) (pies)	Altura (pies)	Número frecuencia (f)	Desviaciones $d = X - A$	$f d$	$f d^2$
61	60-62	5	61-67 = -6	-30	180
64	63-65	18	-3	-54	162
67	66-68	42	0	0	0
70	69-71	27	3	81	243
73	72-74	8	6	48	288
$N = \sum f = 100$				45	873

Tabla 7.21

Límites reales de X	Z para los límites	Área bajo curva normal 0 a Z
59.5	-2.72	-0.4967
62.5	-1.70	-0.4554
65.5	-0.67	-0.2486
68.5	0.36	0.1406
71.5	1.39	0.4177
74.5	2.41	0.4920

$$Z_1 = \frac{(X - \bar{X})}{S} = \frac{(59.5 - 67.45)}{2.92} = \frac{-7.95}{2.92} = -2.72$$

$$Z_2 = \frac{(62.5 - 67.45)}{2.92} = \frac{-4.95}{2.92} = -1.7$$

La tercera columna de la tabla se encuentra por medio de una tabla completa de áreas, similar a la del apéndice A (tabla 2.A) de 0 a Z.

El valor de las áreas para cada clase se obtendrá simplemente restando las áreas sucesivas de las áreas bajo la curva normal de 0 a Z, cuando tienen igual signo, y sumándolas cuando tienen signo contrario, es decir:

$$-0.4554 - (-0.4967) = 0.0413$$

$$-0.2486 - (-0.4554) = 0.2086$$

$$0.1406 + 0.2486 = 0.3892$$

Estas áreas representan las frecuencias relativas; los valores totales de las frecuencias esperadas (ver tabla 7.22) se obtendrán multiplicando la frecuencia relativa por la frecuencia total  $N = 100$ , es decir:

Tabla 7.22

Clase (X) pies	Área para cada clase	Frecuencia esperada	Frecuencia observada
60-62	0.0413	4.13 ó 4	5
63-65	0.2068	20.68 ó 21	18
66-68	0.3892	38.92 ó 39	42
69-71	0.2771	27.71 ó 28	27
72-74	0.0743	7.43 ó 7	8

Para (60-62) será:  $100 \times 0.0413 = 4.13$

Para (63-65) será:  $100 \times 0.2068 = 20.68$

etc.

Como puede observarse estos valores coinciden bastante bien con las frecuencias observadas realmente.

## 7.5 ANÁLISIS PRÁCTICO Y CÁLCULO DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

Como se mencionó al inicio del capítulo, la máxima confiabilidad del servicio a los consumidores se calcula y aplica en la mayoría de los proyectos realizados por las empresas eléctricas, procurando desarrollar cálculos de confiabilidad para diferentes estructuras de redes con objeto de localizar puntos de baja confiabilidad y evaluar las mejoras factibles de implementar en las mismas. Al mismo tiempo se efectúan comparaciones de costos con la finalidad de determinar cuál esquema o combinación de éstos pueden mejorar la continuidad del servicio al menor costo.

Dos son los parámetros prácticos y más comúnmente empleados en la actualidad por las compañías de electricidad para estos cálculos. La tasa de salidas por año designada por  $\lambda$  y definida por el número medio de interrupciones que el consumidor puede esperar por año, independientemente del tiempo de las mismas y la duración de las interrupciones designada por  $d$ , definida por el tiempo total que el consumidor estará sin servicio eléctrico durante un año, independientemente del número de interrupciones que contribuyan para conformar el "tiempo total de interrupción". Estos dos parámetros están relacionados por un tercer denominado tiempo de reparación  $r$ , que es el tiempo medio empleado para poner en operación la componente que falló o restablecer el servicio. La ecuación que relaciona estos parámetros quedará:

$$d = \lambda r \quad (\text{h/año}) \quad (7.28)$$

Como puede observarse, la medida tradicional de la confiabilidad de un sistema eléctrico es un índice que señala la disponibilidad media anual del fluido eléctrico. Este índice normalmente oscila en 0.989 para una gran parte de las empresas eléctricas, lo que significa que el servicio estará disponible durante el 98.9% del tiempo durante un periodo de un año.

Estudios recientes muestran que este índice tradicional no es suficiente para evaluar la confiabilidad de un sistema, tornándose necesario desarrollar otros métodos que determinen la frecuencia y duración de las interrupciones para cada consumidor o grupo de consumidores conectados al sistema. Si la tasa de salidas fuese

adoptada como índice, deberán ser evaluadas todas las tasas de salida o falla de los diversos componentes del sistema a partir de sus datos históricos de operación cuando menos durante 5 años. La tasa de salidas de líneas de distribución o subtransmisión deberá ser establecida por km por año para cada tipo, estructura, construcción y tensión de alimentación; para otros equipos tales como transformadores, interruptores, banco de capacitores, etc., deberá ser determinada por unidades existentes y por año.

Una interpretación correcta de los registros de la tasa de salida de los diversos componentes del sistema revelará puntos débiles en relación con la confiabilidad, y servirán al mismo tiempo para determinar los valores medios que son empleados para calcular la confiabilidad en futuros proyectos.

Existen dos métodos mediante los cuales la confiabilidad puede ser mejorada. El primero consiste en la sustitución o mejoría de un determinado componente que esté causando una tasa de salida exageradamente alta en líneas o equipo; este método también incluye un mayor o mejor seccionamiento de las líneas, con la consecuente reducción de áreas expuestas a interrupciones. El segundo método consiste en la utilización de redundancias en el sistema, el cual en la mayoría de los casos es más efectivo que el primero, pero mucho más costoso; la interrupción del servicio implica que ambas fuentes fallen simultáneamente.

En una línea que contenga varias componentes en serie, la falla de cualquiera de ellas tendrá por resultado la interrupción de esa línea en el sistema, quedando fuera de servicio hasta que se pueda reemplazar o reparar la parte componente que falló. Sin embargo, en una línea que contenga dos o más componentes que actúen en paralelo, ocurrirá una interrupción sólo cuando todas las componentes en paralelo estén fuera de servicio o cuando la carga exceda la capacidad de las componentes que queden todavía en servicio.

La línea en paralelo quedará fuera de servicio hasta que se restaure una componente capaz de soportar la carga requerida.

Cada uno de los elementos del sistema está expuesto a una interrupción por causa de alguna de las siguientes razones:

- Puede ocurrir una falla casual.
- Puede ocurrir una tormenta de intensidad y duración suficientes para provocar una falla de la componente.
- Que se realice un mantenimiento preventivo que requiera la desenergización de un elemento.
- Una sobrecarga de una componente que pueda dar como resultado la interrupción de otras componentes en un sistema en paralelo.

Para llevar a cabo un análisis de confiabilidad del sistema, los datos que se requieren para cada uno de los elementos son:

- Las tasas de falla en el servicio, asociadas con cada uno de los incisos anteriores.

- Los tiempos de reparación asociados con las suspensiones de energía por mantenimiento y debidas a condiciones atmosféricas adversas.

Es posible hacer una estimación de las tasas de falla y los tiempos de reparación para todos los equipos que componen un sistema de distribución a partir de datos estadísticos y de registros que se elaboren de todas las suspensiones en el servicio.

A continuación se da una lista de algunas medidas de confiabilidad que tienen interés y significado y que pueden calcularse con los métodos descritos.

- $\lambda$  = Número promedio de interrupciones por consumidor por año.
- $r$  = Tiempo promedio de restauración del servicio a los consumidores.
- $d$  = Tiempo promedio total de interrupción por consumidor por año.
- $\lambda_{\text{máx}}$  = Número máximo esperado de interrupciones que experimenta un consumidor cualquiera por año.
- $r_{\text{máx}}$  = Tiempo máximo de restauración que se espera y que experimenta un consumidor cualquiera.
- $P$  = Probabilidad de que un consumidor cualquiera se quede sin servicio en cualquier momento por más tiempo del especificado.
- $D$  = Indisponibilidad del servicio que será calculada considerando ( $d$ ) y el periodo ( $T$ ) establecido para su análisis.
- $C$  = Confiabilidad del sistema.

Los primeros tres parámetros en esta lista expresan medidas de confiabilidad media del servicio en un sistema que proporciona energía a un gran número de consumidores.

Nótese que estas cantidades podrían expresarse también en términos de unidades de carga en lugar de consumidores.

Los dos parámetros que siguen indican la confiabilidad del servicio más deficiente que se puede proporcionar a un consumidor en el sistema.

El valor de confiabilidad ( $P$ ) establece también una medida del servicio más deficiente que se puede proporcionar a un consumidor cualquiera. La medida  $P$  puede ser de interés si uno de los objetivos en el diseño del sistema es asegurar, con un cierto grado de probabilidad, que ningún consumidor quede fuera del servicio más allá de un cierto tiempo especificado.

Las cantidades  $\lambda$ ,  $r$ ,  $d$ ,  $\lambda_{\text{máx}}$  y  $r_{\text{máx}}$  pueden estimarse para sistemas ya existentes si se tienen registros de la duración de cada interrupción en el servicio, así como del número de consumidores a quienes afecta.

Las siguientes son expresiones para estimar los valores de  $\lambda$ ,  $r$  y  $d$ .

Los valores que deben asignarse a  $\lambda_{\text{máx}}$  y  $r_{\text{máx}}$  son obvios a partir de sus definiciones.

$$\bar{\lambda} = \frac{\text{Número de interrupciones al consumidor por año}}{\text{Número de consumidores servidos}} \quad (7.29)$$

$$\hat{r} = \frac{\text{Número de horas de interrupción al consumidor al año}}{\text{Número de interrupciones al consumidor al año}} \quad (7.30)$$

$$\hat{d} = \frac{\text{Número de horas de interrupción al consumidor al año}}{\text{Número de consumidores servidos}} \quad (7.31)$$

Nótese que el signo  $\hat{\phantom{x}}$  denota una estimación del valor de un parámetro

El grado promedio de satisfacción de un consumidor es una función de las cantidades  $\lambda$ ,  $r$  y  $d$ . En última instancia, las ventas de la energía y las ganancias obtenidas son función de dichas cantidades; sin embargo, la satisfacción de los consumidores, las ventas de energía y las ganancias no se pueden evaluar para la mayoría de las empresas suministradoras, dado que existen varias medidas de confiabilidad.

Las relaciones involucradas en este aspecto no están definidas totalmente en la actualidad como para permitir que se escriban las expresiones analíticas que las determinen

En algunos sistemas industriales la relación entre la confiabilidad y la producción se ha formulado de tal manera que cabe en lo posible asignar un valor definido en el costo de la misma a diferentes grados de confiabilidad

Puesto que, en general, no se puede asignar un valor económico definido al grado de confiabilidad en los sistemas de las compañías suministradoras, éstas se ven forzadas a buscar apoyo en la experiencia para poder establecer niveles aceptables de confiabilidad de sus sistemas

En consecuencia, al estudiar estos sistemas, por lo general es necesario tener estimaciones de varias medidas de confiabilidad de los sistemas ya existentes. Dichas estimaciones definirán niveles de bondad en el servicio, que serán utilizados para comparar la confiabilidad calculada de los sistemas propuestos.

El enfoque que hay que adoptar en el análisis de confiabilidad consiste en considerar al sistema como un grupo de trayectorias desde el punto de suministro de la energía (S) hasta los puntos de carga específicos.

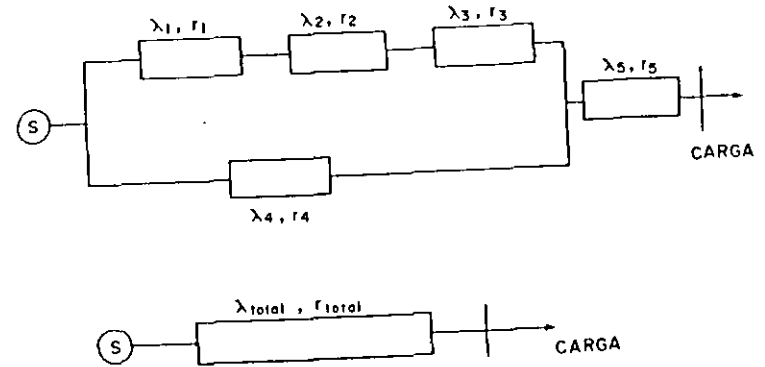
Mediante la combinación sucesiva en serie y paralelo de las confiabilidades de cada una de las componentes se obtiene una tasa equivalente de falla ( $\lambda_{total}$ ) y un tiempo de reparación ( $r_{total}$ ) para cada bus de carga.

Este procedimiento se muestra en la figura 7.15.

**Sistema serie**

Un sistema que consiste de dos componentes en serie con tasas de falla  $\lambda_1$  y  $\lambda_2$  y tiempos de reparación  $r_1$  y  $r_2$ , respectivamente, tienen los siguientes índices de confiabilidad (ver figura 7.16):

$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2 \quad (7.32) \quad [\text{Tasa de falla del sistema}]$$



$\lambda_{total}$  = tasa de falla equivalente  
 $r_{total}$  = tiempo de reparación equivalente

Figura 7.15

$$r_s = \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2}{\lambda_1 + \lambda_2} \quad (7.33) \quad \left[ \begin{array}{l} \text{Tiempo de duración promedio} \\ \text{de la interrupción en el} \\ \text{sistema} \end{array} \right]$$

$$d_s = \lambda_s r_s \quad (7.34) \quad \left[ \begin{array}{l} \text{Tiempo de interrupción total} \\ \text{promedio del sistema} \end{array} \right]$$

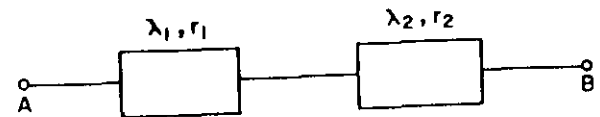


Figura 7.16

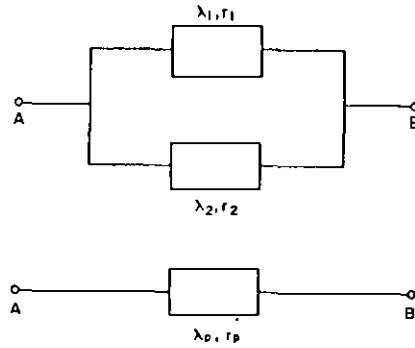


Figura 7.17

### Sistema paralelo

Si las dos componentes se conectan de tal manera que formen un sistema en paralelo, los correspondientes índices de confiabilidad son (ver figura 7.17):

$$\lambda_p = \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) \quad (7.35) \quad [\text{Tasa de falla del sistema}]$$

$$r_p = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} \quad (7.36) \quad \left[ \begin{array}{l} \text{Duración promedio de interrupción} \\ \text{del sistema} \end{array} \right]$$

$$d_p = \lambda_p r_p \quad (7.37) \quad \left[ \begin{array}{l} \text{Tiempo de interrupción total} \\ \text{promedio del sistema} \end{array} \right]$$

### Sistema secuencial

Sistema secuencial es aquél en el cual al existir una falla en una componente que está en operación, éste es aislado para mantenimiento y sustituido por uno que no estaba operando. La figura 7.24 muestra un esquema en un sistema secuencial.

Se debe destacar que el componente utilizado como sustituto del fallado estará sujeto a falla cuando entra en operación. Existen dos tipos de sistemas secuenciales que deberán considerarse.

#### a) Sistema secuencial automático

Es aquél en el que existiendo una falla en el componente que está en operación surge una condición para la entrada inmediata en el equipo sustituto automá-

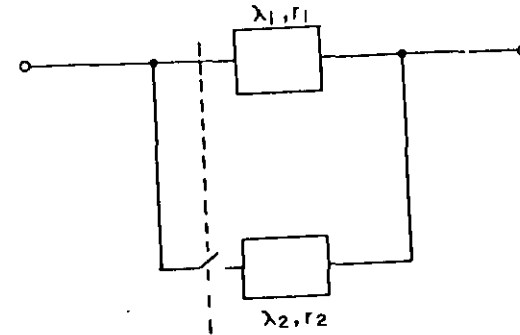


Figura 7.18

ticamente, sin causar interrupciones sostenidas en el servicio. Las pequeñas interrupciones causadas por fallas en este tipo de sistemas normalmente no deben ser consideradas en el cálculo, ya que deberán ser clasificadas como interrupciones instantáneas.

Para este caso las ecuaciones quedarán:

$$\lambda_{sqa} = \lambda_1 \cdot \lambda_2 \cdot r_1 \quad (7.38)$$

$$r_{sqa} = \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_2 \cdot r_1 \cdot r_2}{\lambda_{sqa}} = r_2 \quad (7.39)$$

$$d_{sqa} = \lambda_1 \cdot \lambda_2 \cdot r_1 \cdot r_2 \quad (7.40)$$

#### b) Sistema secuencial no automático

Es aquél en que todo el sistema queda afectado cuando ocurre una falla en una componente hasta que se restablece manualmente a través del componente en reserva. Las ecuaciones que establecen esta condición quedarán:

$$\lambda_{sqb} = \lambda_1 + \lambda_1 \cdot \lambda_2 \cdot r_1 \quad (7.41)$$

$$r_{sqb} = \frac{r + \lambda_2 \cdot r_1 \cdot r_2}{1 + \lambda_2 \cdot r_1} \quad (7.42)$$

$$d_{sqb} = \lambda_1 r + \lambda_1 r_1 \lambda_2 r_2 \quad (7.43)$$

Tabla 7.23

Sistema	Serie	Paralelo	Secuencial automático	Secuencial no automático
Condición				
Tasa de falla	$\lambda = \sum_{i=1}^n \lambda_i$	$\lambda_p = \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_2 (r_1 + r_2)}{1 + \lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2}$	$\lambda_{sqb} = \lambda_1 \cdot \lambda_2 \cdot r_1$	$\lambda_{sqb} = \lambda_1 + \lambda_2 \cdot r_1$
Tiempo medio de resubastamiento	$r = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i r_i}{\sum_{i=1}^n \lambda_i}$	$r_p = \frac{r_1 \cdot r_2}{r_1 + r_2}$	$r_{sqb} = \frac{r_1 \cdot r_2}{\lambda_{sqb}}$	$r_{sqb} = \frac{r + \lambda_2 r_1}{1 + \lambda_2 r_1}$
Duración de la interrupción	$d = \sum_{i=1}^n \lambda_i r_i$	$d_p = \lambda_1 \cdot \lambda_2 \cdot r_1 \cdot r_2$	$d_{sqb} = \lambda_1 r + \lambda_2 r_1 \cdot r_2$	$d_{sqb} = \lambda_1 r + \lambda_2 r_1 \cdot r_2$
Indisponibilidad	$D_s = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i r_i}{T}$	$D_p = \frac{d_p}{T} = \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_2 \cdot r_1 \cdot r_2}{T}$	$D_{sqb} = \frac{d_{sqb}}{T}$	$D_{sqb} = \frac{d_{sqb}}{T}$
Confiabilidad	$C_s = 1 - D_s = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i r_i}{T}$	$C_p = 1 - D_p = 1 - \frac{\lambda_1 r_1 \cdot \lambda_2 r_2}{T}$	$C_{sqb} = 1 - \frac{D_{sqb}}{T}$	$C_{sqb} = 1 - \frac{D_{sqb}}{T}$

T = Período considerado en el análisis

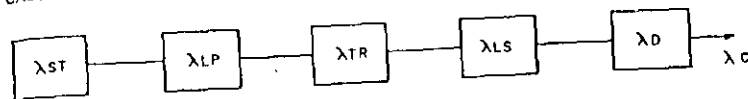


Figura 7.19

donde  $r$  es el tiempo medio necesario para aislar el componente que está en operación cuando falla y restablecer el servicio a través del componente sustituto.

En la tabla 7.23 se resumen las ecuaciones fundamentales para todos estos sistemas, incluyéndose los conceptos de indisponibilidad y confiabilidad.

Ejemplo 13

El sistema que se muestra en la figura 7.19 tiene las tasas de fallas y tiempos de reparación que aparecen en la tabla 7.24.

$\lambda_c$  = Número de interrupciones por consumidor:

$$\lambda_c = 0.4 + 0.007 + 0.0042 + 0.01 + 18.0$$

$$\lambda_c = 18.4212 \text{ interrupciones por año}$$

Tal como se demostró en la primera parte, la mayor parte de las interrupciones ocurren en el sistema de distribución. Esta primera conclusión induce a pensar que cualquier tentativa de mejoría de confiabilidad debe ser efectuada en primer lugar en el sistema de distribución. Por tanto, una posibilidad en este caso debe ser incrementar la confiabilidad de los componentes del alimentador. Para este

Tabla 7.24

Componente	Salida/km/año o salida/unidad/año	Tiempo de reparación horas
*Línea de sub-transmisión	0.020	12
**Línea de distribución	1.000	5
Primario de la S.E.	0.0070	12
Transformador de la S.E.	0.0042	12
Secundario de la S.E.	0.010	12

\*Longitud = 20 km  
\*\*Longitud = 18 km

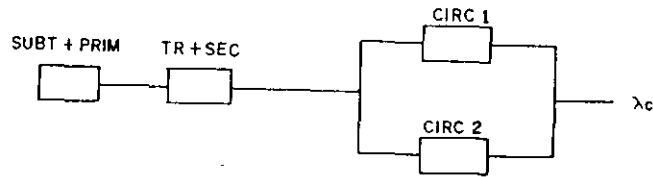


Figura 7.20

ejemplo, se considera posible reducir la tasa de fallas de la línea de distribución de 1.0 (salidas/km) por año a 0.5 (salidas/km) por año, de tal forma que  $\lambda_c$  quedaría:

$$\lambda_c = 0.4212 + 9.0 = 9.4212 \text{ interrupciones/año}$$

Esto significa que una mejoría de aproximadamente 50% sería buena, pero a un costo alto. Otra solución preliminar sería colocar interruptores o cortacircuitos fusibles en todos los ramales; así,  $\lambda_c$  quedará entonces:

$$\lambda_c = 0.4212 + 2.5 = 2.9212 \text{ interrupciones/año}$$

Esto representa un incremento del 60% en la confiabilidad con una pequeña inversión. Las dos etapas anteriores deben ser las primeras en ser aplicadas. Si la reducción en el número de interrupciones aún no es satisfactoria, puede mejorarse utilizando redundancias:

$$\lambda_c = (\lambda_{S/T} + \lambda_{LP}) + \lambda_{TR} + \lambda_{LS} + \lambda_{C1} \cdot \lambda_{C2} (r_{C1} + r_{C2})$$

$\lambda_c = 0.407 + 0.142 + 0.0071 = 0.4283$  interrupciones/año, o sea una interrupción cada 2 años y 4 meses.

Se observa que la menor confiabilidad corresponde a la línea de subtransmisión y la subestación; el segundo paso sería incrementar las redundancias en estos componentes. La confiabilidad de este nuevo esquema quedará como sigue:

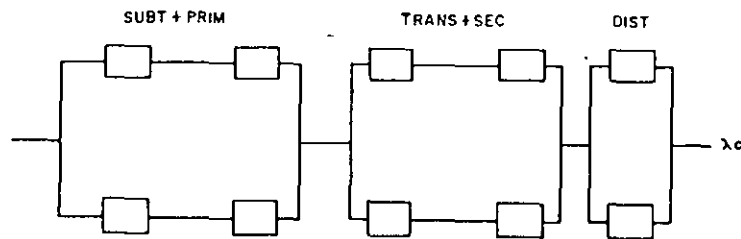


Figura 7.21

$\lambda_c = 0.004 + 0.000 + 0.0071 = 0.0075$  interrupciones por año, o sea una interrupción cada 133 años.

#### Fallas simultáneas

El tiempo medio entre interrupciones debido a fallas simultáneas en alimentadores puede ser calculado con la expresión siguiente:

$$T_k = \frac{k!(n-k)! n^{k-1}}{(n-1)! \lambda^k r^{(k-1)} \left[1 - \frac{\lambda \cdot r}{n}\right]^{n-k}} \quad (7.44)$$

donde:

- $T_k$  = Número medio de años entre fallas accidentales en  $k$  circuitos.
- $n$  = Número total de circuitos primarios.
- $k$  = Número de circuitos sujetos a fallas simultáneas por causas accidentales.
- $\lambda$  = Número de fallas accidentales por alimentador por año.
- $r$  = Tiempo medio de restablecimiento de una falla accidental en años.

#### Aplicación de $\lambda$ y $r$ en el cálculo del DEC y FEC en sistemas de distribución radiales

La teoría hasta ahora expuesta permite el cálculo del DEC y FEC para cualquier estructura de operación radial, a través de su circuito equivalente. Para el primer índice la ecuación quedará:

$$\text{DEC} = \frac{\sum_{j=1}^m \lambda_j n_j r_j C_{aj}}{C_s} \quad (\text{horas/consumidor/año})$$

donde:

- $\lambda_j$  = Tasa de falla de la componente  $j$ , en fallas/unidad/año, o fallas/km/año.
- $n_j$  = Cantidad de componentes  $j$  existentes en el sistema, en unidades o km en caso de alimentadores.
- $r_j$  = Tiempo medio de restablecimiento de la componente  $j$ , en horas.
- $C_{aj}$  = Número de consumidores afectados por la interrupción causada por fallas de la componente  $j$ .
- $C_s$  = Número total de los consumidores del sistema en estudio.
- $m$  = Número de los diferentes tipos de componentes que son considerados en el estudio.



Para el cálculo de FEC, la ecuación quedará:

$$FEC = \frac{\sum_{j=1}^m \lambda_j n_j C_{aj}}{C_s} \quad (\text{interrupciones/año})$$

En los casos en que no se dispone el número de consumidores afectados en una interrupción causada por la falla de algún componente  $j$ , se pueden calcular los valores de DEC y FEC en función de la potencia perdida en cada interrupción, que deben coincidir con los resultados obtenidos por las ecuaciones, de tal manera que en cualquier interrupción causada por una componente  $j$  se verificará la relación:

$$\frac{MVA_j}{C_{aj}} = \frac{MVA_{total}}{C_s} \quad (7.45)$$

donde:

$MVA_j$  = Potencia interrumpida debido a una falla de la componente  $j$ , en  $MVA$ .  
 $MVA_{total}$  = Carga total alimentada por el sistema en estudio, en  $MVA$ .

Las expresiones quedarán entonces:

$$DEC = \frac{\sum_{j=1}^m \lambda_j n_j r_j MVA_j}{MVA_{total}} \quad (7.46) \quad \begin{pmatrix} h/MVA/año \\ h/cons./año \end{pmatrix}$$

$$FEC = \frac{\sum_{j=1}^m \lambda_j n_j MVA_j}{MVA_{total}} \quad (7.47) \quad \begin{pmatrix} \text{interrupciones/MVA/año} \\ \text{interrupciones/cons./año} \end{pmatrix}$$

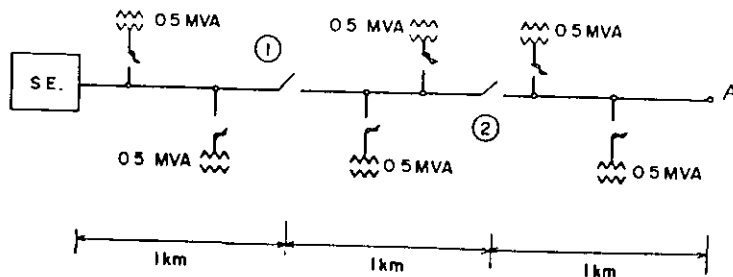


Figura 7.22

**Ejemplo 14**

Supóngase un sistema como el que aparece en la figura 7.22. Los datos de tiempo de reparación de las componentes y las tasas de falla del sistema aparecen en la tabla 7.25.

El tiempo necesario para localizar y aislar la falla ( $t$ ) se supone igual para todos los componentes, excepto para el interruptor, ya que estando localizado en una SE con operador se entiende que la localización de la falla es inmediata.

El tiempo medio de restauración de falla ( $h$ ) sumado al tiempo de localización de falla ( $t$ ) y ejecución de las maniobras de seccionamiento se considerará el tiempo medio de restablecimiento:

$$r = h + t \quad (7.48)$$

Las contribuciones individuales de las componentes en la duración y frecuencia son tomadas de la tabla 7.25.

**Interruptores**

$$f_1 = \lambda_a \cdot 1 \cdot (6 \times 0.5) = 3 \cdot \lambda_a \quad (\text{int./año})$$

donde  $\lambda_a$  es la tasa de falla anual del interruptor de la SE. La carga interrumpida corresponde al 0.5 MVA en cada uno de los seis transformadores.

$$d_1 = \lambda_a \cdot 1 \cdot h_z (6 \times 0.5) = 3 \lambda_a \cdot h_z \quad (h/año)$$

siendo  $h_z$  el tiempo de reparación del interruptor de la SE.

**Alimentador**

$$f_{21} = \lambda_b \cdot 1 \cdot (6 \times 0.5) = 3 \cdot \lambda_b \quad (\text{int./año})$$

donde  $f_{21}$  significa la frecuencia de fallas de la componente 2 en el primer tramo.

Tabla 7.25

Número componente	Nombre	Tasa de falla	Tiempo de reparación
1	Interruptor	$\lambda_a$	$h_z$
2	Alimentador	$\lambda_b$	$h_y$
3	Transformador	$\lambda_c$	$h_x$
4	Seccionadores	$\lambda_d$	$h_w$

Cada tramo de 1 km está sujeto a una tasa de falla  $\lambda b$  e interrumpe en caso de existir una falla; la carga total es de  $0.5 \times 6$  MVA.

*Segundo tramo:*

$$f_{2,2} = \lambda b \cdot 1 \cdot (6 \times 0.5) = 3\lambda b \quad (\text{int./año})$$

*Tercer tramo:*

$$f_{2,3} = \lambda b \cdot 1 \cdot (6 \times 0.5) = 3\lambda b \quad (\text{int./año})$$

Contribución total del alimentador en la frecuencia de las interrupciones del sistema:

$$f_1 = f_{2,1} + f_{2,2} + f_{2,3} = 3\lambda b + 3\lambda b + 3\lambda b = 9\lambda b \quad (\text{int./año})$$

*Duración*

*Primer tramo:*

$$\begin{aligned} d_{2,1} &= \lambda b \cdot 1 \cdot t \cdot (6 \times 0.5) + \lambda b \cdot 1 \cdot h_y \cdot (6 \times 0.5) \\ &= 3\lambda b \cdot t + 3 \cdot \lambda b \cdot h_y \quad (\text{h/año}) \end{aligned}$$

donde  $t$  es el tiempo de localización de la falla y ejecución de las maniobras necesarias.

*Segundo tramo:*

$$\begin{aligned} d_{2,2} &= \lambda b \cdot 1 \cdot t \cdot (6 \times 0.5) + \lambda b \cdot 1 \cdot h_y \cdot (4 \times 0.5) \\ &= 3 \cdot \lambda b \cdot t + 2\lambda b \cdot h_y \quad (\text{h/año}) \end{aligned}$$

*Tercer tramo:*

$$\begin{aligned} d_{2,3} &= \lambda b \cdot 1 \cdot t \cdot (6 \times 0.5) + \lambda b \cdot 1 \cdot h_y (2 \times 0.5) = \\ &= 3\lambda b \cdot t + \lambda b \cdot h_y \quad (\text{h/año}) \end{aligned}$$

Contribución total del alimentador en la duración de las interrupciones:

$$\begin{aligned} d_2 &= d_{2,1} + d_{2,2} + d_{2,3} \\ d_2 &= 9\lambda b \cdot t + 6 \cdot \lambda b \cdot h_y \quad (\text{h/año}) \end{aligned}$$

*Transformadores*

Suponiendo que todos los fusibles de los transformadores están coordinados con el interruptor de la SE, se tiene:

$$f_3 = \lambda c \cdot (6 \times 0.5) = 3 \cdot \lambda c \quad (\text{int./año})$$

Ya que los seis transformadores están sujetos a fallas y cada uno lleva una carga de 0.5 MVA.

*Duración*

$$d_3 = \lambda c (6 \times 0.5) \cdot (hx + t) = 3\lambda c \cdot t + 3\lambda c \cdot hx \quad (\text{h/año})$$

*Seccionadores*

*Seccionador 1:*

$$f_{4,1} = \lambda d \cdot 1 \cdot (6 \times 0.5) = 3\lambda d \quad (\text{int./año})$$

*Seccionador 2:*

$$f_{4,2} = \lambda d \cdot 1 \cdot (6 \times 0.5) = 3\lambda d \quad (\text{int./año})$$

Contribución total de los seccionadores en la frecuencia de las interrupciones:

$$f_4 = f_{4,1} + f_{4,2} = 3\lambda d + 3\lambda d = 6\lambda d \quad (\text{int./año})$$

Conviene observar en este caso que en el cálculo de la duración de las interrupciones causadas por falla en cualquiera de los dos seccionadores se interrumpe todo el circuito, protegido únicamente por el interruptor de la SE durante el tiempo  $t$  necesario para la localización de falla. Parte del sistema podrá ser reenergizado siempre y cuando el elemento dañado pueda ser aislado durante su reparación.

*Seccionadores*

$$\begin{aligned} d_{4,1} &= \lambda d \cdot 1 \cdot t (6 \times 0.5) + \lambda d \cdot 1 \cdot hw (6 \times 0.5) \\ d_{4,1} &= 3 \cdot \lambda d \cdot t + 3 \cdot \lambda d \cdot hw \quad (\text{h/año}) \\ d_{4,2} &= \lambda d \cdot 1 \cdot t (6 \times 0.5) + \lambda d \cdot 1 \cdot hw (4 \times 0.5) \\ d_{4,2} &= 3\lambda d \cdot t + 2\lambda d \cdot hw \quad (\text{h/año}) \end{aligned}$$

Duración de las interrupciones debidas a este equipo:

$$d_4 = d_{4,1} + d_{4,2} = 6\lambda d \cdot t + 5\lambda d \cdot hw \quad (\text{h/año})$$

*Cálculo de la frecuencia y duración equivalentes*

La frecuencia equivalente de las interrupciones por consumidor:

$$FEC = \frac{f_1 + f_2 + f_3 + f_4}{MVA_{total}} = \frac{3\lambda a + 9\lambda b + 3\lambda c + 6\lambda d}{6 \times 0.5}$$

$$FEC = \lambda a + 3\lambda b + \lambda c + 2\lambda d \quad (\text{int./MVA/año})$$

La duración equivalente de las interrupciones por consumidor:

$$DEC = \frac{d_1 + d_2 + d_3 + d_4}{MVA_{total}}$$

$$DEC = \lambda a hz + 2\lambda b hy + \lambda c hx + \frac{5}{3} \lambda d hw + t(3\lambda b + \lambda c + 2\lambda d) \quad (\text{h/MVA/año})$$

Se puede observar en esta última expresión que el tiempo medio de falla del sistema se encuentra influenciado en forma considerable con una falla tanto en los seccionadores como en la línea.

### Ejemplo 15

Calcular los índices de confiabilidad del sistema de distribución del ejemplo anterior, considerando ahora que el nodo A se encuentra interconectado con otro alimentador.

#### Interruptor

$$f_1 = \lambda a \cdot 1 \cdot (6 \times 0.5) = 3\lambda a \quad (\text{int./año})$$

$$d_1 = \lambda a \cdot 1 \cdot (6 \times 0.5) t = 3\lambda a t \quad (\text{h/año})$$

#### Alimentador

$$f_{2,1} = \lambda b \cdot 1 \cdot (6 \times 0.5) = 3\lambda b$$

$$f_{2,2} = 3\lambda b$$

$$f_{2,3} = 3\lambda b$$

$$f = 9\lambda b \quad (\text{int./año})$$

$$d_{2,1} = \lambda b \cdot 1 \cdot (6 \times 0.5) t + \lambda b \cdot 1 \cdot (2 \times 0.5) hy \\ = 3\lambda b \cdot t + \lambda b \cdot hy$$

$$d_{2,2} = 3\lambda b \cdot t + \lambda b \cdot hy$$

$$d_{2,3} = 3\lambda b \cdot t + \lambda b \cdot hy$$

Si existe una falla en cualquier tramo del alimentador, todo el sistema estará sujeto a una interrupción  $t$ , que es el tiempo necesario para su localización y ejecución de maniobras.

Una vez localizada la falla, el tramo defectuoso podrá ser aislado y los dos restantes podrán entrar en servicio.

La duración total simple debida al alimentador será:

$$d_2 = 9\lambda b \cdot t + 3\lambda b \cdot hy \quad (\text{h/año})$$

#### Transformadores

$$f_3 = \lambda c (6 \times 0.5) = 3\lambda c \quad (\text{int./año})$$

$$d_3 = \lambda c (6 \times 0.5) (hx + t) = 3\lambda c \cdot t + 3\lambda c \cdot hx \quad (\text{h/año})$$

#### Seccionadores

$$f_{4,1} = \lambda d \cdot 1 \cdot (6 \times 0.5) = 3\lambda d$$

$$f_{4,2} = \lambda d \cdot 1 \cdot (6 \times 0.5) = 3\lambda d$$

$$f_4 = f_{4,1} + f_{4,2} \\ f_4 = 6\lambda d \quad (\text{int./año})$$

$$d_{4,1} = \lambda d \cdot 1 \cdot (6 \times 0.5) t + \lambda d \cdot 1 \cdot (4 \times 0.5) hw \\ = 3\lambda d \cdot t + 2\lambda d \cdot hw$$

$$d_{4,2} = 3\lambda d \cdot t + 2\lambda d \cdot hw$$

$$d_4 = d_{4,1} + d_{4,2} \\ = 6\lambda d \cdot t + 4\lambda d \cdot hw \quad (\text{h/año})$$

#### Cálculo de la frecuencia y duración equivalentes

La frecuencia equivalente de interrupción de la carga por año quedará:

$$FEC = \frac{3\lambda a + 9\lambda b + 3\lambda c + 6\lambda d}{3}$$

$$FEC = \lambda a + 3\lambda b + \lambda c + 2\lambda d \quad (\text{int./MVA/año})$$

Comparando este valor con el del ejemplo anterior se puede concluir que una interconexión o alimentación de emergencia con el nodo A no altera el valor de la frecuencia anual equivalente de la interrupción de la carga en este sistema.

La duración equivalente de interrupción de la carga quedará:

$$DEC = \lambda a \cdot t + \lambda b \cdot hy + hc \cdot hx + \frac{4}{3} \lambda d \cdot hw + t(3\lambda b + \lambda c + 2\lambda d)$$

La diferencia entre los valores encontrados en el ejemplo anterior y éste será:

$$DEC(1) - DEC(2) = \lambda b \cdot hy + \frac{1}{3} \lambda d \cdot hw + \lambda a(hc - 1)$$

Este resultado muestra que una alimentación de emergencia en el nodo *A* sí ayuda a reducir el valor de la duración equivalente de la interrupción de la carga. Se puede observar en la expresión que el factor más importante sigue siendo el tiempo de reparación del alimentador *hy*.

## 7.6 EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEOS

Para la evaluación de las características de estos sistemas de distribución es necesario considerar que las condiciones de operación e instalación de los equipos y materiales son totalmente diferentes a los sistemas aéreos. La construcción, manufactura y aun su protección es diferente, estando sujetos en la mayoría de los casos a fallas sostenidas. En la figura 7.23 se puede observar la diferencia en continuidad de los sistemas, aceptándose siempre que un sistema subterráneo tiene una  $\lambda$  menor, es decir:  $\lambda_s = (\frac{1}{5} \text{ a } \frac{1}{7}) \lambda_a$ ; sin embargo, dadas sus condiciones de operación, construcción y protección, los tiempos de reparación son mayores, es decir:  $r_s \neq r_a$ , dependiendo esta relación de la estructura o configuración topológica del sistema subterráneo, equipo empleado y construcción.

Estimándose en general que  $r_s = (2.5 \text{ a } 3) r_a$ , es por tanto importante en la evaluación de estos sistemas que el énfasis que el ingeniero de distribución dé en sus diseños esté relacionado en reducir  $r$  más que  $\lambda$ .

Las estructuras empleadas en sistemas subterráneos se pueden englobar en:

- Radiales alimentados desde línea aérea.
- En anillo alimentado desde línea aérea.
- Totalmente subterráneos.

Es necesario analizar la operación y coordinación de las protecciones de cada una de ellas para obtener buenos resultados en cuanto a continuidad.

1. En el primer caso se recomienda proteger cada uno de los equipos individualmente y coordinar perfectamente la operación de los dispositivos de protección (fusibles o interruptores, figura 7.24).

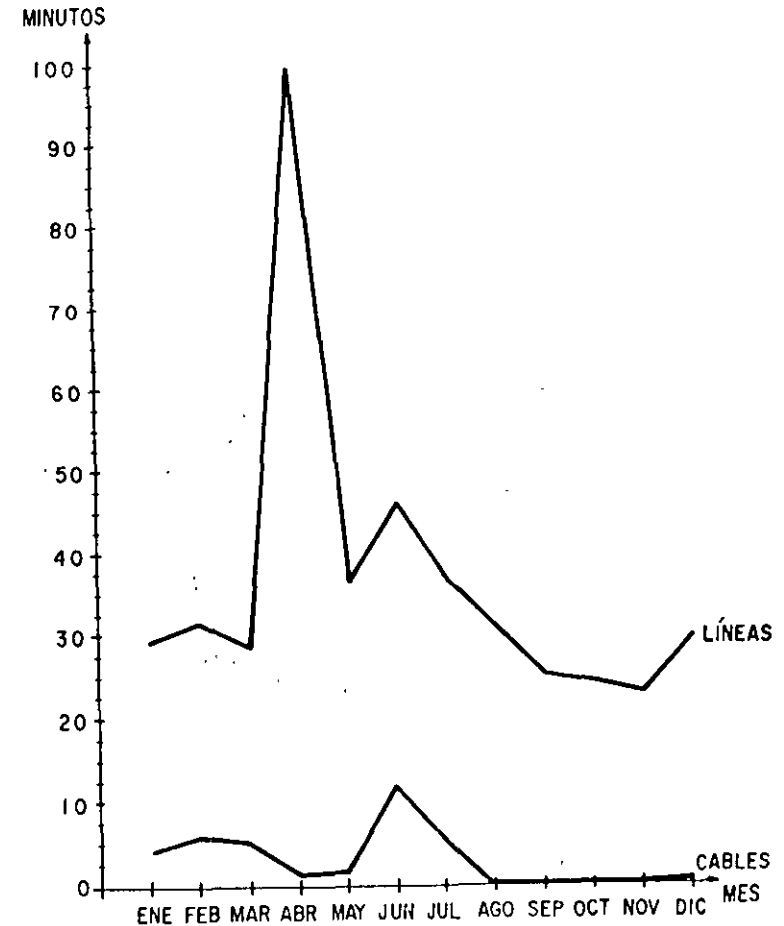


Figura 7.23 Tiempo de interrupción por usuario para los sistemas aéreo y subterráneo.

Es importante tomar en cuenta la energía ( $i^2t$ ) que se presenta en caso de falla en transformadores tipo pedestal o sumergibles, debiéndose en este caso escoger un fusible tipo limitador para lograr una buena coordinación.

En el caso de estructuras en anillos, aunque una operación manual de los seccionadores no mejora  $\lambda$  sí contribuye sensiblemente en la reducción de  $r$ , ya que

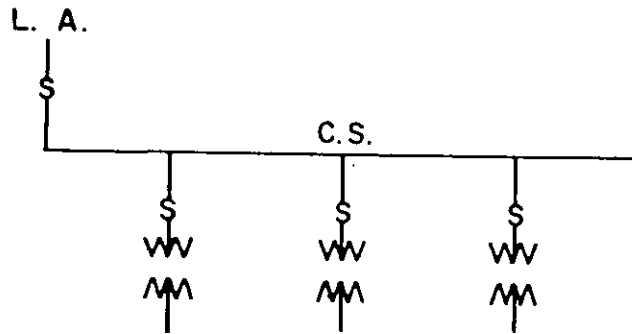


Figura 7.24

los consumidores afectados en caso de falla en  $f_1$  (figura 7.25) pueden ser restablecidos en tiempos más cortos; en caso de consumidores importantes es recomendable tener la posibilidad de interconexión en baja tensión, debido a que una falla en un transformador sacará fuera de servicio a todos los consumidores conectados a éste, y el tiempo de reemplazo de un transformador de este tipo es considerable. En esta estructura es recomendable, asimismo, emplear fusibles de potencia en ambas acometidas, ya que las corrientes de carga pico y de energización son grandes cuando el anillo está operado desde uno de sus extremos.

El empleo de restauradores en los dos casos anteriores, es decir, cuando la red es alimentada desde una línea aérea, hace inútil su uso debido a la naturaleza permanente de las fallas; sin embargo, dependiendo de las condiciones de opera-

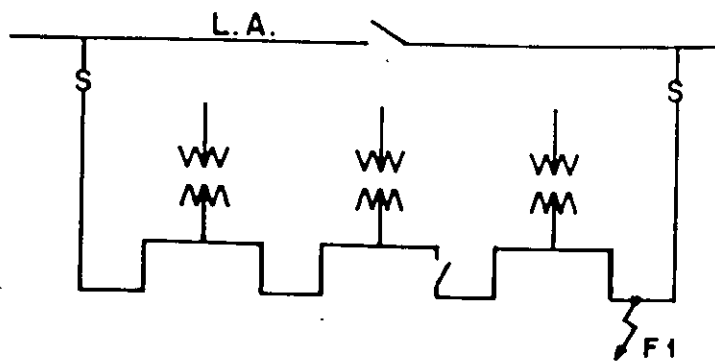


Figura 7.25

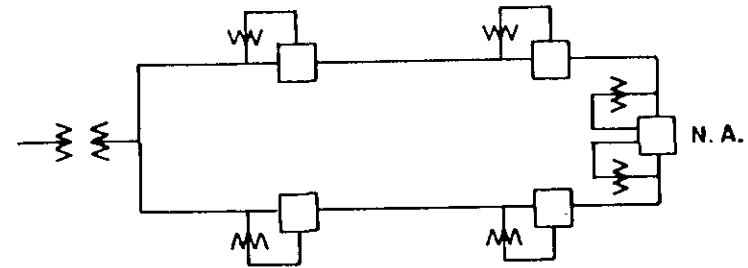


Figura 7.26

ción de la red aérea o el tipo de consumidores es recomendable el empleo de seccionizadores.

Cuando la red es construida totalmente subterránea desde la subestación, las estructuras que se emplean no son radiales, debido a la importancia de los consumidores atendidos y a la dificultad, como se mencionó anteriormente, de la localización de las fallas (ver capítulo 2).

Los interruptores empleados para la protección de estas redes no efectúan recierres debido al tipo permanente de las fallas que se presentan; dado que el tiempo de restauración en estos sistemas es el parámetro más importante que se debe considerar, se han desarrollado en la última década dispositivos de protección de transferencia automática de carga que sensan la presencia o ausencia de potencial y que permiten reducir considerablemente el tiempo de interrupción. En las figuras 7.26 y 7.27 se muestran algunas de sus posibles aplicaciones.

El análisis de confiabilidad en este tipo de sistemas lleva implícito un costo inherente importante, por lo que las técnicas desarrolladas para su cálculo se tornan muy importantes, ya que éste involucra tanto  $\lambda$  y  $r$  como su costo asociado. A continuación se desarrolla uno de estos métodos

Al diseñar un sistema eléctrico de distribución subterránea se pretende proporcionar al consumidor un suministro de energía eléctrica tan libre como sea po-

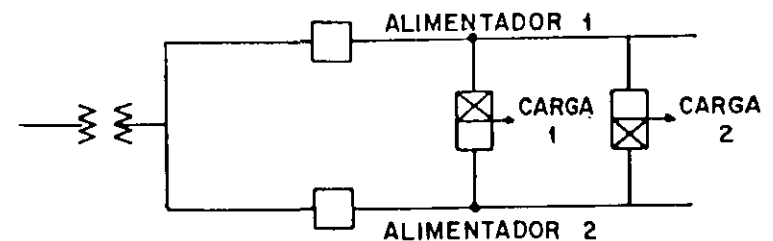


Figura 7.27

sible de interrupciones. El índice de continuidad que se trata de obtener se basa frecuentemente en la experiencia y en razones subjetivas. Cada medida adoptada para aumentar la confiabilidad del sistema origina mayores costos, por lo que es importante determinar qué tanto se está dispuesto a invertir para obtener un índice de confiabilidad determinado.

A continuación se presenta un método cuantitativo que permite comparar las diferentes estructuras de alimentación en sistemas de distribución subterránea, utilizando un *factor de conveniencia* que involucra tanto la *confiabilidad* como el *costo* de las diferentes alternativas de suministro de energía eléctrica empleadas en la actualidad.

La confiabilidad es uno de los problemas fundamentales de la ingeniería de distribución. En realidad, los conceptos de confiabilidad se han usado siempre, aunque de manera implícita y vinculados con la redundancia de instalaciones, y, por ende, el exceso en las inversiones. Debido a esto, en los cálculos de ingeniería se utilizan los coeficientes de seguridad necesarios. Sin embargo, en los últimos 10-20 años el aspecto de la confiabilidad de los sistemas de distribución y de sus diferentes componentes se ha agudizado considerablemente. Esto se debe básicamente a las siguientes causas:

- Aumento en la complejidad de los sistemas (actualmente pueden llegar a incluir de  $10^2$  a  $10^4$  elementos individuales)
- Intensidad de los regímenes de trabajo (altas velocidades, temperaturas, presiones, etc.).
- Exigencias en la calidad del servicio (regulación, eficiencia, etc.).
- Automatización parcial o total de los sistemas de distribución.

Esto da lugar a que las probabilidades de aparición de fallas se incrementen, originando grandes pérdidas económicas. El problema de garantizar la confiabilidad está íntimamente asociado con todas las etapas de fabricación del artículo y todo el período de su empleo. La confiabilidad de un equipo debe preverse durante su diseño y cálculo y asegurarse en su producción mediante la elección correcta de la tecnología de elaboración, el control de calidad de los materiales empleados y producto terminado. Asimismo, la confiabilidad se conserva utilizando los métodos correctos de almacenamiento, aplicación y mantenimiento.

Es conveniente resaltar el estudio hecho en ciertos aparatos eléctricos donde las causas de las fallas y defectos se pueden clasificar como sigue. 40 a 45% del total de fallas se deben a errores cometidos al diseñar, 20% se deben a errores cometidos en la producción, el 30% a las condiciones de aplicación o servicio incorrecto y sólo del 5% al 7% se deben al desgaste natural y envejecimiento del equipo.

La configuración o estructura del circuito en sistemas subterráneos tiene una gran influencia en la confiabilidad; considerando que ésta puede ser expresada en términos de número promedio de interrupciones y la duración promedio total,

el mayor impacto de la configuración del circuito está en el índice de duración de las interrupciones a los usuarios.

Así, la importancia en el diseño del sistema subterráneo radica en implementar redundancias óptimas en los circuitos, que proporcionen las facilidades para aislar los componentes fallados del sistema y la rapidez en el restablecimiento del servicio a todos los usuarios.

Las cinco estructuras básicas normalizadas en sistemas primarios de distribución subterránea son.

- Radial.
- Anillo.
- Selectivo primario.
- Selectivo secundario
- Mancha de red.

Hay muchas variaciones en el diseño de los circuitos, pero generalmente se encuentran compuestos de uno o más elementos que componen estas estructuras básicas (ver capítulo 2). La figura 7.28 muestra los diagramas unifilares de los cinco circuitos básicos usados en sistemas de distribución subterránea.

La confiabilidad está ligada a la calidad del servicio en términos de la presencia o ausencia de energía en la acometida del usuario; luego entonces, la confiabilidad se puede expresar de varias formas.

En los sistemas subterráneos es posible evaluar también la calidad de servicio utilizando los mismos parámetros definidos anteriormente, es decir, la duración ( $d$ ) y la frecuencia ( $f$ ) de las interrupciones. Estos índices pueden ser obtenidos en valores promedio a partir de las tasas de falla de los componentes y de los tiempos de restablecimiento del servicio, en cuyo caso las expresiones de estos índices son las siguientes:

$$d = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^n c_i t_i = \sum_{i=1}^n x_i \lambda_i \left[ \sum_{j=1}^n C_{ij} \cdot t_{ij} \right] \quad (7.49)$$

$$f = \sum_{i=1}^n c_i \quad (7.50)$$

donde,

- $n$  = Número de interrupciones en un año.
- $t_i$  = Duración de cada interrupción.
- $C_i$  = Número de interrupciones por usuario.
- $N$  = Número de consumidores atendidos.
- $\lambda_i$  = Tasa de falla de la componente.
- $X_i$  = Kilómetros de alimentador o número de componentes.

Tabla 7.26 Resumen de cargas

1) Condominio estacionamiento	164 167 kW
2) Condominio comercios	85 959 kW
3) Cines	96 000 kW
4) Torres de despachos	4 240 124 kW
5) Locales comerciales	1 047 067 kW
6) Hotel	1 680 000 kW
Total	7 313 317 kW

nistrar alimentadores primarios alternos, de manera que el servicio se restablezca mediante maniobras de desconexión en un tiempo menor al que tomaría reparar la falla. Los arreglos en anillo y selectivo primario son usados principalmente por esta razón. Hoy en día las compañías suministradoras planean la instalación de equipo de control y señalización remota, de tal forma que la operación de la red se haga a distancia desde un despacho central de operación.

Desde el punto de vista de operación, el objetivo está orientado hacia la preparación de personal capacitado que pueda atender rápidamente los reportes de interrupciones de servicio y realizar las maniobras necesarias para la restauración del servicio.

### Ejemplo 16

Encontrar la estructura más conveniente para un centro comercial cuyas cargas aparecen en la tabla 7.26, y analizar las cuatro estructuras normalizadas

Las cargas anteriores serán atendidas mediante siete centros de carga (subestaciones), localizadas según se muestra en la figura 7.29.

De acuerdo con la distribución de subestaciones se obtienen los diferentes arreglos para las alternativas seleccionadas, los cuales se muestran en la figura 7.30, 7.31, 7.32 y 7.33. asimismo, en la tabla 7.27 se puede observar la capacidad instalada en cada subestación, carga conectada y factores de utilización correspondientes a cada una de las estructuras analizadas en el estudio.

### Costo de las estructuras

Si bien es cierto que es preferible tener un alto grado de confiabilidad, no siempre se justifica la gran inversión asociada a los esquemas de alta confiabilidad. La confiabilidad no crece linealmente con la inversión, sino, por el contrario, se requiere de una inversión infinita para un sistema infalible.

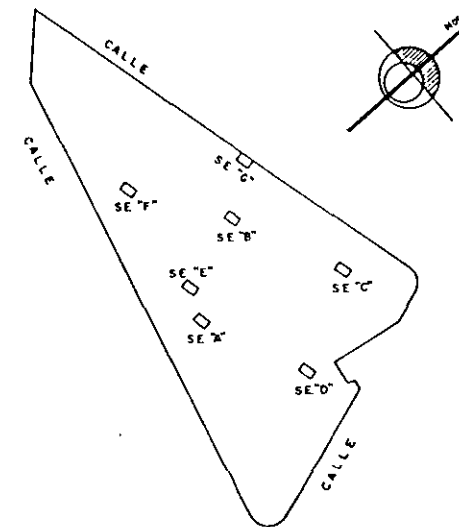


Figura 7.29 Localización de centros de carga (subestaciones).

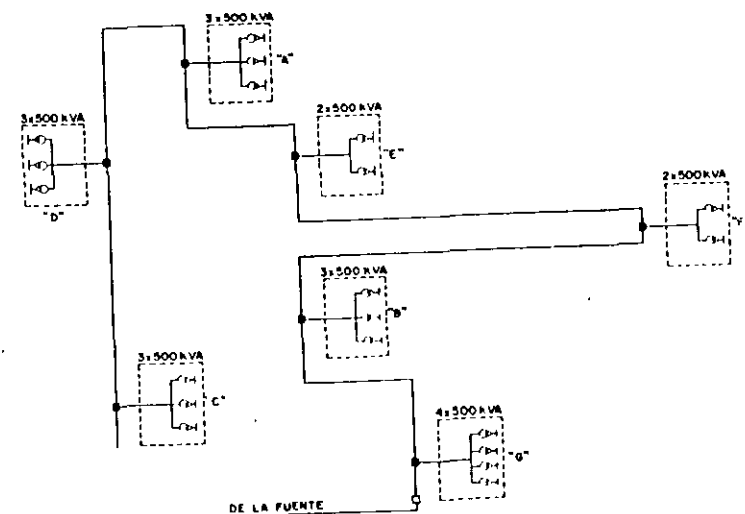


Figura 7.30 Radial

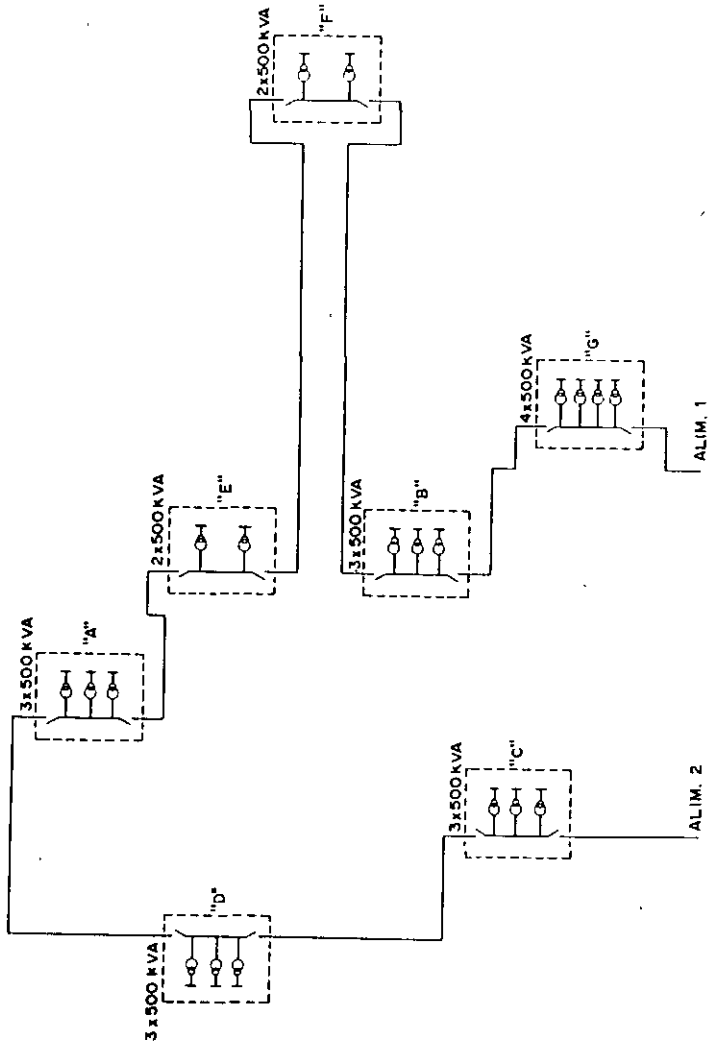


Figura 7.31 Anillo abierto

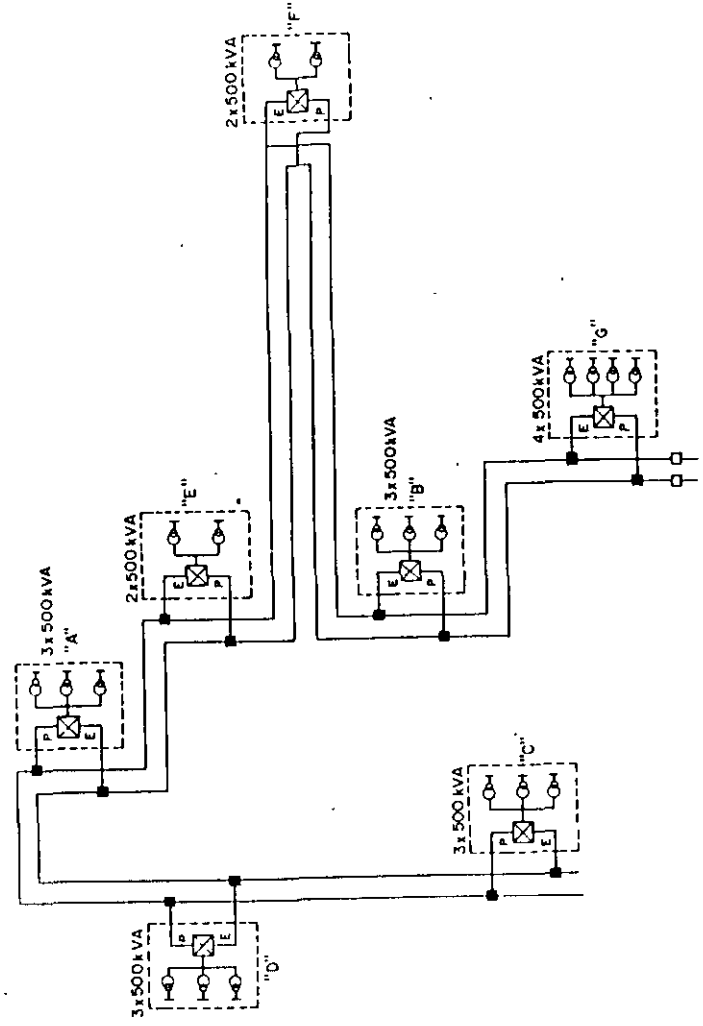


Figura 7.32 Selectivo primario



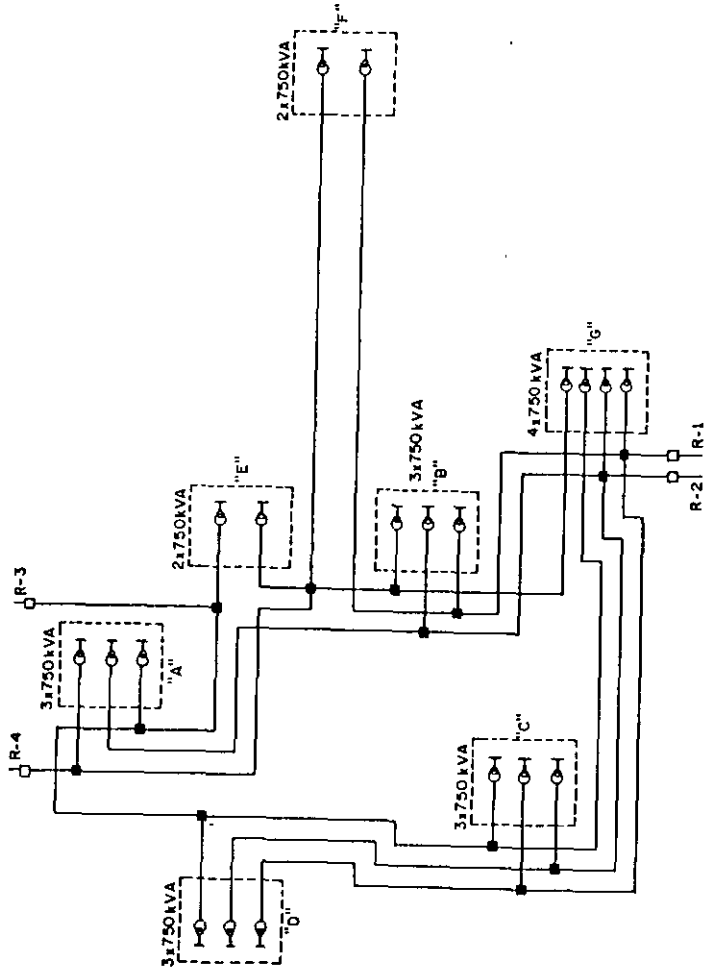


Figura 7.33 Mancha de red

Tabla 7.27

Subestación	Redal, anillo abierto y selectivo primario				Mancha de red					
	Capacidad instalada KVA	Carga conectada		Factor de utilización %	Capacidad instalada KVA		Carga conectada		Factor de utilización %	
		KW	Tipo de consumidor		Normal	1ª Conting	KW	Tipo de consumidor		
"A"	3 x 500 = 1 500	1 065	(4)	71	3 x 500 = 1 500	2 x 500 = 1 000 ϕ	1 065	(4)	71	1 065 ϕ
"B"	3 x 500 = 1 500	1 047	(5)	70	3 x 500 = 1 500	2 x 500 = 1 000 ϕ	1 047	(5)	70	1 047 ϕ
"C"	3 x 500 = 1 500	1 065	(4)	71	3 x 500 = 1 500	2 x 500 = 1 000 ϕ	1 065	(4)	71	1 065 ϕ
"D"	3 x 500 = 1 500	1 065	(4)	71	3 x 500 = 1 500	2 x 500 = 1 000 ϕ	1 065	(4)	71	1 065 ϕ
"E"	2 x 500 = 1 000	702	(1),(2),(3),(4)	70.2	2 x 750 = 1 500	1 x 750 = 750	702	(1),(2),(3),(4)	47	93,6
"F"	2 x 500 = 1 000	710	(4)	71	2 x 750 = 1 500	1 x 750 = 750	710	(4)	47,3	94,7
"G"	4 x 500 = 2 000	1 680	(6)	84	4 x 500 = 2 000	3 x 500 = 1 500 ϕ	1 680	(6)	84	112 ϕ
Conjunto	10 000	7 334	---	73,3	11 000	7 000	7 334	---	66,7	105

Claves:  
 \* Tipo de consumidor: (1) Consumidor estacionalmente, (2) Consumidor empujados, (3) Cines, (4) Torres de desechos, (5) Locales comerciales, (6) Nivel ϕ Factor de sobrecarga para estos transformadores es de 1,25 ϕ

En este caso los costos considerados en cada alternativa se reportan en la tabla 7.28; como puede observarse, se indican los costos de labor, material y transporte, y se incluye además el costo por kVA instalado. Este último factor permite comparar las diferentes estructuras de alimentación al combinarse con el índice de duración de interrupciones promedio.

Nota: Se considera como costo base el del arreglo radial, es decir, como 1.0 en por unidad para comparar los costos de los arreglos restantes.

### Confiabilidad de las estructuras

Para el análisis y obtención de los índices de duración y frecuencia de interrupciones para las diferentes alternativas seleccionadas se emplea el método descrito anteriormente; en la aplicación de este método se requiere conocer la tasa de fallas de los principales componentes de las alternativas, de tal forma que las tasas de falla para los principales elementos que componen los sistemas de distribución subterránea se muestran en la tabla 7.29.

También es necesario conocer las funciones de operación y los tiempos promedio de mantenimiento requeridos para la rápida restauración del servicio.

En la tabla 7.30 se indican las funciones de operación y el tiempo promedio empleado en la restauración del servicio para algún elemento fallado. Luego entonces, la duración de la interrupción en el servicio, ocasionada por la falla de un elemento en el sistema, está formada por la combinación de la función o fun-

Tabla 7.28

Concepto	Radial	Anillo abierto	Selectivo primario	Mancha de red
Costo labor en miles de pesos	22 008.58	32 214.58	38 005.73	53 208.02
Costo material en miles de pesos	96 340.45	113 039.69	133 309.52	199 964.28
Costo transporte en miles de pesos	3 533.29	5 022.19	5 944.86	6 658.24
Costo total en miles de pesos	121 882.32	150 276.46	177 260.11	259 830.54
Costo en P.U.*	1.0	1.23	1.45	2.13
Capacidad instalada en kVA	10 000	10 000	10 000	11 000
Costo/kVA instalado	12 188	15 027	17 726	23 620

\* Se tomó como base el costo de la estructura radial

Tabla 7.29 Tasas de falla para los componentes de los sistemas de distribución subterránea.

Nº	Descripción	Tasa de falla $\lambda$
1	Cable troncal	0.043/km. circuito/año
2	Cable subtroncal	0.03/km. circuito/año
3	Interruptor en aire de operación manual (gabinete)	0.005/unidad/año
4	Cajas de derivación	0.001/unidad/año
5	Transformadores	0.002/unidad/año
6	Interruptor de transferencia automática	0.008/unidad/año
7	Acometidas (interruptor en aire y cable)	0.03/unidad/año
8	Fusibles limitadores en aire (gabinete)	0.008/unidad/año
9	Interruptor de operación manual sumergible	0.006/unidad/año
10	Interruptor de operación manual sumergible con limitadores	0.007/unidad/año
11	Buses de baja tensión	0.001/unidad/año
12	Protector de red	0.005/unidad/año

Tabla 7.30 Funciones de operación y tiempos promedio para poner en servicio algún elemento fallado.

No. de función	Operación	Horas
1	Recepción de la queja y desplazamiento al lugar	1.25
2	Operación de interruptor manual sumergible	0.30
3	Localización puntual de la falla y causa (en cable)	8.00
4	Reparación de la falla (en cable)	2.00
5	Restauración o interrupción del servicio del alimentador troncal o ramal	0.08
6	Identificación del equipo fallado	0.4
7	Reemplazo de interruptor manual sumergible	8.0
8	Reemplazo de acometida	6.0
9	Reemplazo de transformador	10.0
10	Reemplazo de bus de baja tensión	8.0
11	Operación de interruptor manual en aire	0.25

ciones de operación y todo el procedimiento operativo necesario para el restablecimiento del servicio.

**Resultados y conclusiones**

Los valores obtenidos para los índices de frecuencia promedio, duración promedio, tiempo de interrupción máxima y factor de conveniencia se reportan en la tabla 7.31.

Como se puede observar, la estructura más conveniente para el suministro de energía eléctrica a la carga analizada en este trabajo es el de mancha de red, ya que comparando esta estructura con la radial, aunque el costo de ésta es 2.13 veces mayor, el factor de conveniencia resultó 13.38 veces más grande, haciendo énfasis que en el análisis se consideró que la falla de un bus de baja tensión en esta estructura involucra sacar fuera de servicio el 100% de los usuarios durante 9.65 horas, caso que no necesariamente se presenta, ya que existe la posibilidad de aislar estas S.E. por medio de los fusibles limitadores del protector de red, que podrían aislar y dejar fuera de servicio únicamente al 15% de los usuarios.

Asimismo, es conveniente hacer notar que no necesariamente para todos los casos la estructura de mancha de red será siempre la más conveniente, ya que, como se observa en el método, uno de los parámetros que intervienen es la carga instalada y por tanto el costo, el cual variará en cada caso que debe analizarse, aclarando entonces que el objetivo de este trabajo es únicamente mostrar la bondad del método desarrollado más que indicar qué estructura es la mejor o más conveniente en forma universal, enfatizando nuevamente que esto variará dependiendo del caso que se estudie.

**Cálculos**

Con el propósito de ilustrar la aplicación del método descrito en este trabajo, se incluye el desarrollo analítico obtenido para la estructura radial.

En la figura 7.34 se muestran las fallas consideradas en el arreglo radial, que se describen en la tabla 7.32.

Tabla 7.31

Estructura	$\bar{f}$	$\bar{d}$	$t_{m\acute{a}x}$	% usuarios	$F_{CON}$	$F_{CON}^*$
Radial	0.213	1.771	11.93	100	0.046	1.0
Anillo	0.1547	0.528	11.65	5	0.126	2.72
Primario selectivo	0.0204	0.212	11.65	20	0.265	5.72
Mancha de red	0.007	0.067	9.65	100	0.620	13.38

\* Tomando como base el caso de la estructura radial.

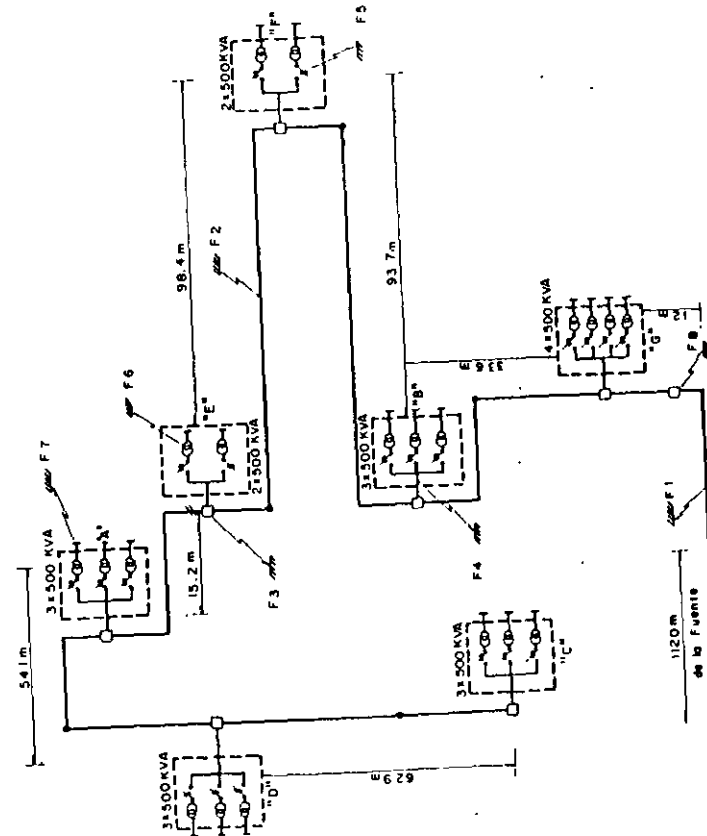


Figura 7.34 Arreglo radial puntos de falla.

Tabla 7.32

Falla No.	Elemento No.	Elemento fallado
F <sub>1</sub>	1	Cable troncal.
F <sub>2</sub>	2	Cable subtroncal.
F <sub>3</sub>	10	Interruptor de operación manual sumergible con limitadores.
F <sub>4</sub>	7	Acometida (interruptor en aire y cable)
F <sub>5</sub>	8	Fusibles limitadores en aire (gabinete)
F <sub>6</sub>	5	Transformador.
F <sub>7</sub>	11	Buses de baja tensión.
F <sub>8</sub>	9	Interruptor de operación manual sumergible.

Obteniendo los índices de frecuencia y duración de acuerdo con las expresiones ya descritas, se tiene:

$$\bar{d} = \sum_{i=1}^n X_i \lambda_i \left[ \sum_{j=1}^m C_{ij} T_{ij} \right]$$

$$J = \sum_{i=1}^n C_i X_i \lambda_i$$

Falla 1 (cable troncal)

$$\bar{d}_1 = n_1 X_1 \lambda_1 \sum_{j=1}^{n_1} C_{ij} T_{ij}$$

Si

$$n_1 = 1; X_1 = 1.12 \text{ km}; \lambda_1 = 0.043$$

C<sub>11</sub> = 1.0 pu --- t<sub>11</sub> = 1.25 hr (Recepción de la queja y desplazamiento al lugar).

C<sub>12</sub> = 1.0 pu --- t<sub>12</sub> = 0.30 hr (Apertura de interruptor manual sumergible).

C<sub>13</sub> = 1.0 pu --- t<sub>13</sub> = 8.0 hr (Localización puntual de la falla y causa).

C<sub>14</sub> = 1.0 pu --- t<sub>14</sub> = 2.0 hr (Reparación de la falla).

C<sub>15</sub> = 1.0 pu --- t<sub>15</sub> = 0.30 hr (Cierre de interruptor manual sumergible).

C<sub>16</sub> = 1.0 pu --- t<sub>16</sub> = 0.08 hr (Restauración del servicio).

Sustituyendo valores:

$$d_1 = 1 \times 1.12 \times 0.043 \times 1.0 (1.25 + 0.30 + 8.0 + 2.0 + 0.30 + 0.08) = 0.574$$

$$J_1 = n_1 c_1 \lambda_1 = 1.0 \times 1.12 \times 0.043 = 0.048$$

Falla 2 (cable subtroncal)

$$d_2 = n_2 X_2 \lambda_2 \sum_{j=1}^m C_{2j} T_{2j}$$

Si

$$n_2 = 7; X_2 = 0.0629 + 0.0541 + 0.0152 + 0.0984 + 0.0937 + 0.0336 + 0.012 = 0.3699$$

$$\lambda_2 = 0.03$$

C<sub>12</sub> = 1.0 --- t<sub>12</sub> = 1.25 hr (Recepción de la queja y desplazamiento al lugar).

C<sub>22</sub> = 1.0 --- t<sub>22</sub> = 0.30 hr (Apertura de interruptor manual sumergible).

C<sub>23</sub> = 1.0 --- t<sub>23</sub> = 0.08 hr (Restauración del servicio).

C<sub>24</sub> = 1.0 --- t<sub>24</sub> = 0.30 hr (Apertura de int. manual SE "G").

C<sub>25</sub> = 1.0 --- t<sub>25</sub> = 0.08 hr (Restauración del servicio).

C<sub>26</sub> = 1.0 --- t<sub>26</sub> = 0.30 hr (Apertura de int. manual SE "B").

C<sub>27</sub> = 1.0 --- t<sub>27</sub> = 0.08 hr (Restauración del servicio).

C<sub>28</sub> = 1.0 --- t<sub>28</sub> = 0.30 hr (Apertura de int. manual SE "F").

C<sub>29</sub> = 1.0 --- t<sub>29</sub> = 0.08 hr (Restauración del servicio).

C<sub>210</sub> = 1.0 --- t<sub>210</sub> = 0.30 hr (Apertura de int. manual SE "E").

C<sub>211</sub> = 1.0 --- t<sub>211</sub> = 0.08 hr (Restauración del servicio).

C<sub>212</sub> = 1.0 --- t<sub>212</sub> = 0.30 hr (Apertura del int. manual SE "F").

C<sub>213</sub> = 1.0 --- t<sub>213</sub> = 0.08 hr (Restauración del servicio).

C<sub>214</sub> = 0.55 --- t<sub>214</sub> = 8.0 hr (Localización puntual de la falla).

C<sub>215</sub> = 0.55 --- t<sub>215</sub> = 2.0 hr (Reparación de la falla).

C<sub>216</sub> = 1.0 --- t<sub>216</sub> = 0.08 (Interrupción del servicio).

C<sub>217</sub> = 1.0 --- t<sub>217</sub> = 0.30 (Cierre de int. manual SE "F").

C<sub>218</sub> = 1.0 --- t<sub>218</sub> = 0.08 (Restauración del servicio).

Sustituyendo valores:

$$d_2 = 7 \times 0.3699 \times 0.03 [1.0 (1.25 + 7 \times 0.3 + 8 \times 0.08) + 0.55 (8.0 + 2.0)] = 0.737$$

$$f_2 = n_2 c_2 \lambda_2 = 7 \times 1.0 \times 0.3699 \times 0.03 = 0.0776$$

Falla 3 (interruptor de operación manual sumergible con limitadores)

$$d_3 = n_3 \lambda_3 \sum_{j=1}^m C_{3j} T_{3j}$$

$$\text{Si } n_3 = 7x_3 = 1.0 \text{ y } \lambda_3 = 0.007$$

$C_{31} = 1.0$  ---  $t_{31} = 1.25$  hr (Recepción de la queja y desplazamiento al lugar).

$C_{32} = 1.0$  ---  $t_{32} = 0.4$  hr (Identificación del equipo fallado)

$C_{33} = 1.0$  ---  $t_{33} = 0.30$  hr (Apertura del int. manual SE "E").

$C_{34} = 1.0$  ---  $t_{34} = 0.08$  hr (Restauración del servicio).

$C_{35} = 0.55$  ---  $t_{35} = 8.0$  hr (Reemplazo de int. manual sumergible).

$C_{36} = 1.0$  ---  $t_{36} = 0.08$  (Interrupción del servicio).

$C_{37} = 1.0$  ---  $t_{37} = 0.30$  (Cierre de int. manual SE "E").

$C_{38} = 1.0$  ---  $t_{38} = 0.08$  (Restauración del servicio).

Sustituyendo valores:

$$d_3 = 7 \times 0.007 [1.0 (1.25 + 0.4 + 2 \times 0.30 + 3 \times 0.08) + 0.55 (8.0)] = 0.337$$

$$f_3 = n_3 c_3 \lambda_3 = 7 \times 1.0 \times 0.007 = 0.049$$

Falla 4 (acometida, interruptor en aire y cable)

$$d_4 = n_4 x_4 \lambda_4 \sum_{j=1}^m C_{4j} T_{4j}$$

Si

$$n_4 = 7 x_4 = 10m \times 7 \text{ acometidas} = 70 \text{ m} = 0.07 \text{ km}$$

$$\lambda_4 = 0.03$$

$C_{41} = 0.15$  pu ---  $t_{41} = 1.25$  hr (Recepción de la queja y desplazamiento al lugar).

$C_{42} = 0.15$  pu ---  $t_{42} = 0.4$  hr (Identificación del equipo fallado).

$C_{43} = 0.15$  pu ---  $t_{43} = 6.0$  hr (Reemplazo de acometida).

$C_{44} = 1.0$  pu ---  $t_{44} = 0.08$  hr (Interrupción del servicio).

$C_{45} = 1.0$  pu ---  $t_{45} = 0.08$  hr (Restauración del servicio).

Sustituyendo valores:

$$d_4 = 7 \times 0.07 \times 0.03 [1.0 (2 \times 0.08) + 0.15 (1.25 + 0.4 + 6.0)] = 0.0192$$

$$f_4 = n_4 c_4 \lambda_4 = 7 \times 0.15 \times 0.07 \times 0.03 = 0.02205$$

Falla 5 (fusibles limitadores en aire (gabinete))

$$d_5 = n_5 x_5 \lambda_5 \sum_{j=1}^m C_{5j} T_{5j}$$

$$\text{Si } n_5 = 20 \quad x_5 = 1.0 \quad \lambda_5 = 0.008$$

$C_{51} = 0.05$  pu ---  $t_{51} = 1.25$  hr (Recepción de la queja y desplazamiento al lugar).

$C_{52} = 0.05$  pu ---  $t_{52} = 0.4$  hr (Identificación del equipo fallado y reemplazo de fusibles).

Sustituyendo valores:

$$d_5 = 20 \times 1.0 \times 0.008 \times 0.05 (1.25 + 0.4) = 0.0132$$

$$f_5 = n_5 c_5 \lambda_5 = 20 \times 0.05 \times 0.008 = 0.008$$

Falla 6 (transformador)

$$d_6 = n_6 x_6 \lambda_6 \sum_{j=1}^m C_{6j} T_{6j}$$

$$\text{Si } n_6 = 20x_6 = 1.0\lambda_6 = 0.002$$

$C_{61} = 0.05$  pu ---  $t_{61} = 1.25$  hr (Recepción de la queja y desplazamiento al lugar).

$C_{62} = 0.05$  pu ---  $t_{62} = 0.4$  hr (Identificación del equipo fallado).

$C_{63} = 0.05$  pu ---  $t_{63} = 10.0$  hr (Reemplazo del transformador).

Sustituyendo valores:

$$d_6 = 20 \times 1.0 \times 0.002 \times 0.05 (1.25 + 0.4 + 10.0) = 0.0233$$

$$f_6 = n_6 c_6 \lambda_6 = 20 \times 0.05 \times 0.002 = 0.002$$

Falla 7 (buses de baja tensión)

$$d_7 = n_7 x_7 \lambda_7 \sum_{j=1}^m C_{7j} T_{7j}$$

$$\text{Si } n_7 = 20, x_7 = 1.0, \lambda_7 = 0.001$$

$C_{71} = 0.05$  pu ---  $t_{71} = 1.25$  hr (Recepción de la queja y traslado al lugar).

$C_{72} = 0.05$  pu ---  $t_{72} = 0.4$  hr (Identificación del equipo fallado).

$C_{73} = 0.05$  pu ---  $t_{73} = 8.0$  hr (Reemplazo de Bus de Baja Tensión).

Sustituyendo valores:

$$d_7 = 20 \times 1.0 \times 0.001 \times 0.05 (1.25 + 0.4 + 8.0) = 0.00965$$

$$f_7 = n_7 c_7 \lambda_7 = 20 \times 0.05 \times 0.001 = 0.001$$

Falla 8 (interruptor de operación manual sumergible)

$$d_8 = n_8 x_8 \lambda_8 \sum_{j=1}^m C_{8j} T_{8j}$$

Si  $n_8 = 1.0$   $x_8 = 1.0$   $\lambda_8 = 0.006$

- $C_{81} = 1.0$  pu ---  $t_{81} = 1.25$  hr (Recepción de la queja y traslado al lugar).
- $C_{82} = 1.0$  pu ---  $t_{82} = 0.4$  hr (Identificación del equipo fallado).
- $C_{83} = 1.0$  pu ---  $t_{83} = 8.0$  hr (Reemplazo de interruptor manual sumergible).
- $C_{84} = 1.0$  pu ---  $t_{84} = 0.08$  hr (Restauración del servicio).

Sustituyendo valores:

$$d_8 = 1.0 \times 1.0 \times 0.006 \times 1.0 (1.25 + 0.4 + 8.0 + 0.08) = 0.0583$$

$$f_8 = n_8 c_8 \lambda_8 = 1.0 \times 1.0 \times 0.006 = 0.006$$

Obteniendo ahora la duración promedio total de interrupciones, así como la frecuencia promedio total, se tiene:

$$\begin{aligned} \bar{d}_T &= d_1 + d_2 + d_3 + d_4 + d_5 + d_6 + d_7 + d_8 \\ &= 0.574 + 0.737 + 0.337 + 0.0192 + 0.0132 + 0.0233 \\ &\quad + 0.0096 + 0.0583 \\ &= 1.7716 \quad \bar{d}_T = 1.7716 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} f_T &= f_1 + f_2 + f_3 + f_4 + f_5 + f_6 + f_7 + f_8 \\ &= 0.048 + 0.0776 + 0.049 + 0.02205 \\ &\quad + 0.008 + 0.002 \\ &\quad + 0.001 + 0.006 \quad f_T = 0.21365 \end{aligned}$$

(Ti) Tiempo de operación

d <sub>i</sub>	m	λ <sub>i</sub>	C <sub>ij</sub>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	f <sub>i</sub> Total	d <sub>i</sub> Total
4 <sub>1</sub>	1	0.041	1	1.25	0.3	0.80	2.0	0.3	0.08														11.93	0.574
4 <sub>2</sub>	7	0.03	1 0.55	1.25	0.3	0.08	0.3	0.08	0.3	0.08	0.3	0.08	0.3	0.08	0.3	0.08	8.0	2.0	0.08	0.3	0.08		13.99	0.737
4 <sub>3</sub>	7	0.007	1 0.55	1.25	0.4	0.3	0.8	8.0	0.08	0.3	0.08												10.49	0.337
4 <sub>4</sub>	7	0.03	0.15 1.0	1.25	0.4	6.0	0.08	0.08															7.81	0.019
4 <sub>5</sub>	20	0.008	0.05	1.25	0.4																		1.65	0.0132
4 <sub>6</sub>	20	0.002	0.05	1.25	0.4	10.0																	11.65	0.0233
4 <sub>7</sub>	20	0.001	0.05	1.25	0.4	8.0																	9.65	0.00965
4 <sub>8</sub>	1	0.006	1	1.25	0.4	0.08	0.08																9.73	0.0583
																							11.93	0.574
																								1.7716

Tabla 7.33 Radial.

El factor de conveniencia será:

$$F_{con} = \frac{1}{C \cdot d}$$

donde:  $c = 12.19$  y  $d = 1.7716$

Sustituyendo:

$$F_{con} = \frac{1}{12.19 \times 1.7716} = 0.0463$$

En la tabla 7.33 se reportan todos los valores obtenidos para la estructura radial.

### 7.7 PROBLEMAS

1. Construir una línea recta que se aproxime a los datos de la tabla y encontrar la ecuación de esta recta.

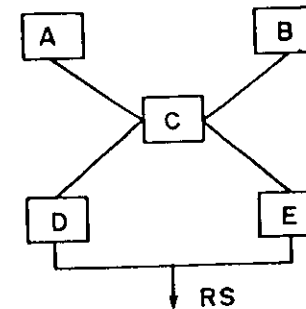
X	3	4	6	8	10	11
Y	2	4	8	12	16	18

2. La producción de fusibles limitadores de una fábrica durante el lapso de 1976-1985 se muestra en la tabla siguiente. Representar los datos en una gráfica y encontrar la ecuación de la recta de mínimos cuadrados que se ajuste a los datos. Estimar la producción de fusibles para 1986.

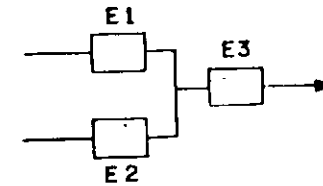
Año	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85
Nº de fusibles (miles)	98.2	92.3	80.0	89.1	83.5	68.9	69.2	67.1	58.3	61.2

3. Si 10% de la producción de empalmes premoldeados presentan defectos de fabricación, determine la probabilidad de que 4 empalmes elegidos al azar, 1, 0, o a lo más 2 empalmes salgan defectuosos.
4. Los valores de impedancia de un grupo de transformadores de diez mediciones fueron 0., 0.1, 0.2, 0.3, ..., 1.0, el valor medio encontrado fue de 6.7 y la desviación típica 1.2. Suponiendo que las puntuaciones se distribuyen normalmente, determine: el porcentaje de transformadores que tuvieron 0.6; el valor máximo del 10% más bajo y el mínimo del 10%.
5. Supóngase que la temperatura medida en grados centígrados en un transformador está normalmente distribuida con una media de 22°C y un desvío de 4.3°C. Cuál será la probabilidad de tener:
- a) Temperatura entre 27 y 32°C.

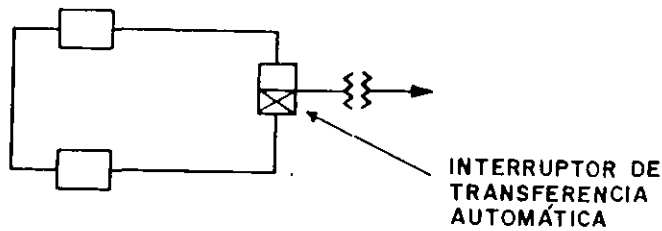
- b) Temperatura menor que 17°C
6. La intensidad de fallas de un equipo eléctrico es  $f = 10^{-6} \frac{1}{h}$  (distribución exponencial).
- a) Encontrar la confiabilidad después de 20 000 hr de trabajo
- b) Encontrar la confiabilidad en un intervalo entre 10 000 a 20 000 hr.
7. Dada una tasa de falla para una distribución exponencial  $C = 0.02 h^{-1}$  con una confiabilidad 0.93, encontrar el número de horas en operación sin falla.
8. Calcular la confiabilidad para el sistema de distribución que aparece en la figura siguiente, sabiendo que la confiabilidad de cada elemento es igual a 0.8.



9. Si tres componentes que funcionan independientemente son conectados en un sistema único como el indicado en la figura. Suponiendo que la confiabilidad de cada uno de ellos sea  $C(t) = C^{-0.03t}$  para un periodo de operación de  $t$  horas. Si  $T$  fuese la duración hasta fallar el sistema completo en horas, ¿cuál será la función de distribución de  $T$  y cuál será la confiabilidad del sistema?



10. Encontrar los valores equivalentes de  $\lambda$  y  $\tau$  en un sistema de doble alimentación que se muestra en la figura siguiente. Los valores de tasa de fallas y el tiempo medio de restablecimiento son los que se muestran en la tabla.



Componente	Tasa de fallos	Tiempo medio de restablecimiento
Interruptor	0.03	3
Alimentador	0.1	3
Transformador	0.05	4
Taci	0.2	2

## 7.8 BIBLIOGRAFÍA

1. Bazovsky, I. *Reliability theory and practice*. Edit. Prentice Hall 1965
2. Todd, Z. G. *A probability method for transmission and distribution outage calculations*. IEEE Transactions, PAS, July 1964. Pág. 695-701.
3. Gaver, D. P., Montmeat, F. E. and Patton, A. D. *Power system reliability I - Measures of reliability and methods of calculation*. IEEE Transactions, PAS, Feb 1968. Pág. 538-547.
4. Billinton, R. and Bollinger, K. E. *Transmission system reliability evaluation using Markov processes*. IEEE Transactions, PAS, Feb. 1968 Pág. 538-547.
5. Grover, M. S. and Billinton, R. *Quantitative evaluation of permanent outages in distribution systems*. IEEE Summer Power Meeting. July 1973 (Paper C 73 476-9).
6. Grover, M. S. and Billinton, R. *Reliability assessment of transmission and distribution schemes*. IEEE Summer Power Meeting. July 1973. (Paper C 73 477-7).
7. Billinton, R. *Power system reliability evaluation* Edit. Gordon & Breach, New York, N.Y. 1970.
8. Billinton, R., Ringlee, R. J. and Wood, A. J. *Power system reliability calculations*. M. I. T. Press 1973.
9. Endrenyi, J. *Reliability modeling in electric power systems*. Section 12. Distribution system reliability. John Wiley & Sons Ltd. 1978.
10. R. Billinton. *Power system reliability evaluation*. A short post experience course at the Imperial College of science and technology. April 1975 Section 3. Distribution systems.
11. Cooper, J. H., Shortley, P. B. *Reliability procedures for subtransmission and distribution systems*. IEEE Tutorial Course: Probability analysis of power system reliability.
12. Sircaid *Sistema para reportar y analizar las interrupciones en distribución*. CFE 1984.

13. Mirshawka, Víctor. *Estadística* Vol I y II Livraria Novel. Sao Paulo, Brasil. 1972.
14. Normas L y F Especificaciones
15. Murray R. Spiegel *Estadística* McGraw-Hill. 1970.
16. Symur Lipschutz. *Probabilidad*. McGraw-Hill 1971.

## 7.9 APÉNDICE

Tabla 1 Ordenadas (Y) curva normal tipificada en Z.

Z	0	3	6	9
0.0	0.3989	0.3988	0.3982	0.3973
0.5	0.3521	0.3467	0.3410	0.3352
1.0	0.2420	0.2347	0.2275	0.2203
1.5	0.1295	0.1238	0.1182	0.1127
2.0	0.0540	0.0508	0.0478	0.0449
2.5	0.0175	0.0163	0.0151	0.0139
3.0	0.0044	0.0040	0.0037	0.0034
3.5	0.0009	0.0008	0.0007	0.0006
3.9	0.0002	0.0002	0.0002	0.0001

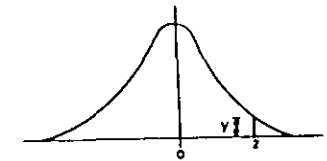


Tabla 2 Áreas bajo la curva normal tipificada de 0 a Z.

Z	0	3	6	9
0.0	0.0000	0.0120	0.0239	0.0359
0.5	0.1915	0.2019	0.2123	0.2224
1.0	0.3413	0.3485	0.3554	0.3621
1.5	0.4332	0.4370	0.4406	0.4441
2.0	0.4772	0.4788	0.4803	0.4817
2.5	0.4938	0.4943	0.4948	0.4952
3.0	0.4987	0.4988	0.4989	0.4990
3.5	0.4998	0.4998	0.4998	0.4998
3.9	0.5000	0.5000	0.5000	0.5000

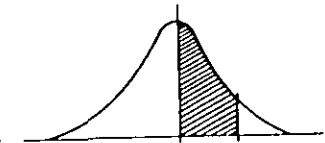




Tabla 3 Valores de  $e^{-\lambda}$ .

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0,0	1,000	0,9900	0,9804	0,9704	0,9608	0,9512	0,9418	0,9324	0,9231	0,9139
0,1	0,9048	0,8958	0,8869	0,8781	0,8694	0,8607	0,8521	0,8437	0,8353	0,8270
0,2	0,8187	0,8106	0,8025	0,7945	0,7866	0,7788	0,7711	0,7634	0,7558	0,7483
0,3	0,7408	0,8334	0,7261	0,7189	0,7118	0,7047	0,6977	0,6907	0,6839	0,6771
0,4	0,6703	0,6636	0,6570	0,6505	0,6440	0,6376	0,6313	0,6250	0,6188	0,6126
0,5	0,6065	0,6005	0,5945	0,5886	0,5827	0,5770	0,5712	0,5655	0,5599	0,5543
0,6	0,5488	0,5434	0,5379	0,5326	0,5273	0,5220	0,5169	0,5117	0,5066	0,5016
0,7	0,4966	0,4916	0,4868	0,4819	0,4771	0,4724	0,4677	0,4630	0,4584	0,4538
0,8	0,4493	0,4449	0,4404	0,4360	0,4317	0,4274	0,4232	0,4190	0,4148	0,4107
0,9	0,4066	0,4025	0,3985	0,3946	0,3906	0,3867	0,3829	0,3791	0,3753	0,3716
(= 1,2,3, . . . , 10)										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	0,3688	0,13534	0,04979	0,01832	0,006738	0,002479	0,000912	0,000335	0,000123	0,000045
Nota: Para obtener de $e^{-}$ para valores de $\lambda$ , emplear las leyes de los exponentes.										
Ejemplo: $e^{-3,48} = (e^{-3,00}) (e^{-0,48}) = (0,04979) (0,6188) = 0,03081$ .										



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.  
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

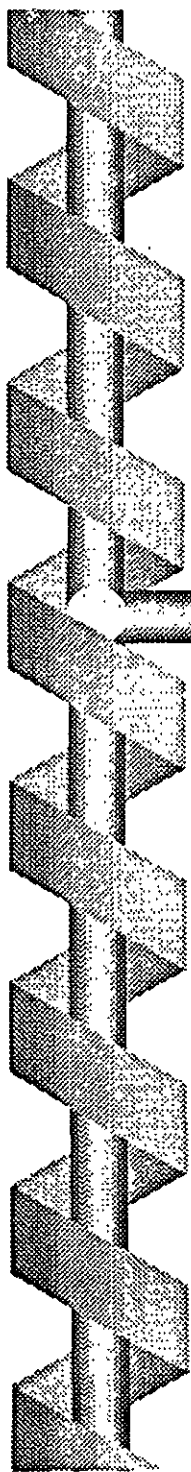
**CURSOS ABIERTOS**

**SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

**TEMA**

**COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO**

**EXPOSITOR: DR. RAÚL VELÁZQUEZ SÁNCHEZ  
PALACIO DE MINERIA  
AGOSTO 2000**



# ***SELECCIÓN Y UBICACIÓN DE APARTARRAYOS EN LINEAS DE DISTRIBUCIÓN***

---

Dr. Raúl Velázquez Sánchez



# SELECCIÓN DE APARTARRAYOS

## *Oxido de Zinc (IEC99-5 -1996)*

---

- ✓ 1. Voltaje de operación continuo.
- ✓ 2. Voltaje nominal.
- ✓ 3. Corriente nominal de descarga.
- ✓ 4. Alivio de presión.
- ✓ 5. Nivel de protección por descarga de rayo.
- ✓ 6. Nivel de protección por impulso de maniobra.
- ✓ 7. Nivel de aislamiento.



# SELECCIÓN DE APARTARRAYOS

## *Voltaje de operación*

- ⦿ Este voltaje debe ser mayor o igual al voltaje pico de operación. En algunos sistemas se aplica el factor seguridad de 1.05 de incremento al voltaje nominal debido a armónicas. Como regla se tiene que el voltaje de operación continuo debe ser:
  - ✎ En sistemas con restauración automática de fallas: igual o mayor al voltaje pico del máximo voltaje de operación de fase a tierra dividido por  $\sqrt{2}$ .
  - ✎ En sistemas resonantes aterrizados o con neutro aislado, sin restauración automática de fallas a tierra: es igual o mayor que el máximo voltaje de operación.



# SELECCIÓN DE APARTARRAYOS

## *Voltaje nominal*

- ⊗ El voltaje nominal es seleccionado con base al sobrevoltaje temporal.
- ⊗ ***Sobrevoltajes por fallas a tierra:***
- ⊗ El factor de falla a tierra representa la razón entre el valor más alto del voltaje r.m.s. de fase a tierra en una fase en un punto de falla durante la falla a tierra y el valor más alto del voltaje r.m.s. de fase a tierra sin falla
- ⊗ ***Rechazo de carga:***
- ⊗ En sistemas moderadamente grandes el sobrevoltaje de fase a tierra por rechazo de carga es del orden de 1.2 p.u.
- ⊗ En sistemas grandes, el rechazo de carga total puede producir sobrevoltajes de fase a tierra del orden de 1.5 p.u. o mayores si existe efecto Ferranti o resonancia.



# SELECCIÓN DE APARTARRAYOS

## *Corriente nominal de descarga*

---

- ⦿ Es seleccionada de acuerdo a la corriente de descarga de rayo a través del apartarrayos.
- ⦿ **Rango I: (de 1 kV a 245 kV): 5 kA o 10 kA.**
  - 5 kA En sistemas con voltajes máximos hasta de 72.5 kV, se recomiendan en áreas con baja densidad de rayos a tierra, con blindaje y baja resistencia a tierra.
  - 10 kA se recomienda en áreas con instalaciones importantes y en áreas con alta densidad de rayos a tierra o alta resistencia a tierra. Y en sistemas con voltaje mayor a 72.5 kV.
- ⦿ **Rango II (arriba de 245 kV): 10 kA o 20 kA:**
  - 10 kA Para sistemas de hasta 420 kV.
  - 20 kA Para sistemas con voltaje mayor a los 420 kV.



# SELECCIÓN DE APARTARRAYOS

## *Alivio de presión y Nivel de protección*

---

- ⦿ ***Alivio de presión.-*** La corriente de aguante por falla del apartarrayos deberá ser mayor o igual a la máxima corriente de falla a través del apartarrayos.
- ⦿ ***Nivel de protección por descarga de rayo*** El procedimiento de coordinación de aislamiento se obtiene de acuerdo a IEC 71-1 y IEC 71-2.
- ⦿ Como regla general, se deben reducir distancias entre el apartarrayos y el equipo a proteger.
- ⦿ Normalmente en subestaciones se tiene un blindaje efectivo contra rayos directos, Lo que no siempre se tiene en las líneas aéreas.





# SELECCIÓN DE APARTARRAYOS

## *Nivel de protección*

---

- ⦿ ***Voltaje de soporte de coordinación***
- ⦿ Se tiene dos alternativas en la aplicación de apartarrayos para la protección de equipo:
  - ⦿ 1.- Determinar el voltaje de soporte de coordinación por impulso de rayo para un nivel de protección del apartarrayos y distancia de separación. El voltaje de soporte por impulso de rayo se obtiene multiplicando el valor obtenido por el factor de seguridad de 1.15.
  - ⦿ 2.- Determina la zona de protección del apartarrayos, la cual es la máxima distancia de separación en la que los requisitos de coordinación de aislamiento se cumplen.



# SELECCIÓN DE APARTARRAYOS

## *Nivel de protección por maniobras*

---

- ⊙ En el rango II, la protección contra sobrevoltajes de frente lento es de importancia. En el rango I el nivel de aislamiento estándar es suficientemente alto que no se requiere de protección contra sobrevoltajes de frente lento.
- ⊙ El uso de apartarrayos de óxido metálico puede proteger contra sobrevoltajes de frente lento en sistemas con sobrevoltajes temporales moderados. Como regla general se puede decir que con el uso de apartarrayos de óxido metálico, se obtiene una limitación en la amplitud de sobrevoltajes de fase a tierra de aproximadamente dos veces el valor del voltaje nominal (valor r.m.s.) del apartarrayos. Esto significa que los apartarrayos de óxido metálico podrán limitar los sobrevoltajes de frente lento (energización, re-energización, maniobras de corrientes inductivas y capacitivas), pero no los producidos por fallas a tierra, debido a que estos últimos son más bajos en amplitud.



# SELECCIÓN DE APARTARRAYOS

## *Nivel de protección por maniobras*

---

- ⊙ ***Voltaje de soporte de coordinación***
- ⊙ Los sobrevoltajes originados por energización y re-energización de líneas producen corrientes de entre 0.5 a 2 kA a través de los apartarrayos. La influencia del frente de onda puede ser ignorada para frentes lentos.
- ⊙ Determinar el factor de coordinación determinístico dependiendo de la relación del nivel de protección del apartarrayos,  $U_{ps}$ , al valor del 2 % del sobrevoltaje,  $U_{e2}$ , de esta manera tenemos los siguientes valores del factor de coordinación,  $K_{cd}$ , para diferentes relaciones:

# SELECCIÓN DE APARTARRAYOS

## *Nivel de protección por maniobras*

$$\frac{U_{ps}}{U_{e2}} \leq 0.7 \quad K_{cd} = 1.1 \quad 0.7 < \frac{U_{ps}}{U_{e2}} \leq 1.2 \quad K_{cd} = 1.24 - 0.2 \frac{U_{ps}}{U_{e2}}$$
$$1.2 < \frac{U_{ps}}{U_{e2}} \quad K_{cd} = 1.0$$

El voltaje de soporte al impulso por maniobra se obtiene de la siguiente manera:

$$U_{cw} = K_{cd} U_{ps}$$

Donde:

$U_{ps}$  es el nivel de protección al impulso por maniobra del apartarrayos.

$U_{e2}$  es el valor probabilístico del 2% de la amplitud del sobrevoltaje a tierra de frente lento.

$U_{cw}$  es el voltaje de soporte de coordinación por maniobra del equipo.

$K_{cd}$  es el factor de coordinación determinístico.

# SELECCIÓN DE APARTARRAYOS

## Nivel de aislamiento

El voltaje de soporte de coordinación por impulso de rayo se puede determinar a través de la fórmula siguiente:

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} \frac{L}{L_{sp} + L_a}$$

Donde:

$L_a = \frac{R_a}{R_{km}}$  es la longitud de la línea de distribución que llega a la subestación, la cual tiene un índice de eventos por rayo igual al índice de fallas aceptado.

$U_{cw}$  = Voltaje de soporte de coordinación por impulso de rayo.

$A$  = Voltaje que describe el comportamiento de la línea de distribución con respecto a los rayos.

$U_{pl}$  = Nivel de protección a impulso de rayo del apartarrayos.

$n$  = Número de líneas conectadas a la subestación.

$L$  = Longitud total  $d+d_1+d_2+d_A$  (figura 6).

$L_{sp}$  = Longitud del claro.

$L_a$  = Longitud de línea aérea con índice de salidas igual a índice de fallas aceptables.

$R_a$  = Es el índice de fallas aceptables del equipo.

$R_{km}$  = Índice de fallas por año para un diseño correspondiente al primer kilómetro de línea de distribución enfrente de la subestación (si  $n=2$ , el índice tiene que ser adicionado).

Usualmente se acepta entre 0.1% por año y 0.4% por año como índices de falla.



# SELECCIÓN DE APARTARRAYOS

## *Nivel de aislamiento*

---

Para líneas de distribución los índices de salidas son usualmente grandes comparado a los índices de falla aceptables, para estos casos la fórmula quedaría de la siguiente manera:

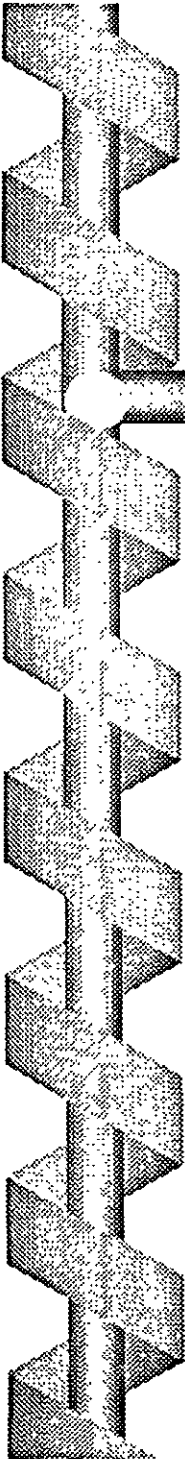
$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} \frac{L}{L_{sp}}$$

Cuando se selecciona el voltaje de soporte al impulso por rayo del equipo, la zona de protección del apartarrayos se puede estimar de la siguiente manera:

$$L_p = \frac{n}{A} \left[ \left( \frac{U_{rw}}{1.15} \right) - U_{pl} \right] (L_{sp} + L_a)$$

# PROTECCION DE LINEAS DE DISTRIBUCION AEREAS

## *Rayos directos*



---

**Protección con apartarrayos.-** Para protección del aislamiento de líneas, normalmente el nivel de protección de los apartarrayos está normalmente por abajo del aislamiento de las líneas.

La guías de conexión de los apartarrayos contienen una inductancia que producirá una caída de tensión que aparecerá en las guías al conducir la corriente del transitorio.

La protección con apartarrayos para rayos directos resulta difícil de obtener, esto debido a las altas corrientes, frentes rápidos y gran contenido de energía que contienen las descargas atmosféricas.

# PROTECCION DE LINEAS DE DISTRIBUCION AEREAS

## *Rayos directos*

**Protección con hilo de guarda.-** Para que el uso del hilo de guarda sea efectivo se deben cumplir los siguientes puntos:

- 1) Tener suficiente voltaje crítico de flameo (entre 250 a 300 Kv), usando buenas prácticas de diseños de aislamiento entre la fase y la guía de conexión a tierra. 2) Resistencias a tierra bajas, del orden de los  $10 \Omega$  si el VCF es menor de 200 kV. Una resistencia de  $40 \Omega$  y un nivel de aislamiento de 300 a 350 kV darán resultados similares. El hilo de guarda deberá ser aterrizado cada poste para obtener resultados eficientes.
- 3) Un ángulo de blindaje mínimo de  $45^\circ$  o menor.

El efecto en los voltajes inducidos, la práctica del uso de un conductor aterrizado debajo del conductor de fase tendrá el mismo efecto que el hilo de guarda aéreo.



# PROTECCION DE LINEAS DE DISTRIBUCION AEREAS

## *Rayos cercanos*

### *Flameos por voltajes inducidos*

De acuerdo a Rusck<sup>[3]</sup>, el voltaje máximo inducido en el punto de la línea de distribución más cercano al punto de incidencia del rayo, puede ser estimado como:

$$V_{max} = 38.8 \frac{I_o h_a}{y}$$

Donde:

$I_o$  es el pico de corriente del rayo, en kA.

$h_a$  es la altura promedio de la línea sobre el nivel del suelo, en metros.

$y$  es la distancia más corta entre la línea y el punto de incidencia del rayo, en metros.

La ecuación anterior es válida para una línea infinitamente larga con un conductor, con un suelo perfectamente conductor.

# PROTECCION DE LINEAS DE DISTRIBUCION AEREAS

## *Rayos cercanos*

**Apartarrayos.**- Los apartarrayos reducen considerablemente el número de flameos en líneas de distribución debido a voltajes inducidos.

El uso de apartarrayos podría ser más efectivo si se usaran para proteger puntos débiles del sistema.

La aplicación de apartarrayos en líneas de distribución, para reducir el número de flameos en aisladores, se justifica en las distancias entre apartarrayos donde se obtendrá la operación adecuada de acuerdo al voltaje de operación de los apartarrayos.

Se recomienda la distancia máxima entre apartarrayos de 300 m, esta recomendación es una de las soluciones a la protección de líneas con la instalación de apartarrayos.

### **Selección de apartarrayos:**

- 1.- Determinar el voltaje de operación del apartarrayos (clasificación)**
- 2.- Estimar la corriente de descarga en el apartarrayos y su forma de onda, basado en los niveles de aislamiento y en la impedancia transitoria.**
- 3.- Estimar los niveles de aislamiento a proteger**
- 4.- Comparar clases de apartarrayos (distribución, intermedio y estación)**
- 5.- Diagrama de coordinación de aislamiento**
- 6.- Confirmar clase y rango del voltaje del apartarrayos**

**\* EL mínimo rango de voltaje debe exceder al voltaje máximo de línea esperado en la localización del apartarrayos. Debe ser especificado con su voltaje nominal igual o mayor al sobrevoltaje temporal máximo (TOV).**

**un apartarrayos:**

$$\text{Margen(\%)} = (95/92-1)100 = 3.2 \%$$

**dos apartarrayos en paralelo:**

$$\text{Margen(\%)} = (95/84-1)100 = 13 \%$$

**tipo intermedio:**

$$\text{Margen(\%)} = (95/68-1)100 = 40 \%$$

causado por la corriente del rayo a través del apartarrayos y las guías de conexión, se asume doble voltaje en el punto de reflexión.

un apartarrayos:

$$U_{TD} = 2 \times (U_{TD} + U_{LONG}) = 2 \times (42 + 4) = 92 \text{ kV}$$

dos apartarrayos en paralelo:

$$U_{TD} = 2 \times (U_{TD} + U_{LONG}) = 2 \times (38 + 4) = 84 \text{ kV}$$

tipo intermedio:

$$U_{TD} = 2 \times (U_{TD} + U_{LONG}) = 2 \times (30 + 4) = 68 \text{ kV}$$

6) se calcula el margen de protección con el BIL:

$$\text{Margen}(\%) = \left( \frac{BIL}{U_{TD}} - 1 \right) \times 100$$

$$\text{Margen(\%)} = (110/68-1)100 = 62\%$$

para tipo intermedio:

$$\text{Margen(\%)} = (110/69-1)100 = 60\%$$

3) Se obtiene el voltaje de descarga (catalogo) para 10 kA. En los apratarrayos en paralelo la corriente se divide.

4) Obtener la caída de tensión en el cable de conexión  
(5.2 kV/m)

$$L = 1.3 \text{ H/m}$$

$$\text{Long. cab.} = 0.8 \text{ m (supuestos)}$$

$$di/dt = 4 \text{ kA/s}$$

$$U_{\text{LONG}} = \text{Long. cab.} \times (L \text{ di/dt})$$

$$U_{\text{LONG}} = 4 \text{ kV}$$

5) Se determina el voltaje que aparecerá en el transformador,  $U_{TD}$ , sumando el voltaje de descarga,  $U_D$  y la caída de tensión por el cable de conexión,  $U_{\text{LONG}}$ , este es el voltaje

PROCEDIMIENTO:

1) Se determina el voltaje que aparece en el transformador por arqueo del apartarrayos (doble en el punto de reflexión)

Tipo distribución:

$U_{AR} = 34 \text{ kV}$  para ambos esquemas (sencillo y doble)

$U_{TR} = 2 \times U_{AR} = 68 \text{ kV}$

Tipo intermedio:

$U_{AR} = 34.5 \text{ kV}$

$U_{TR} = 2 \times U_{AR} = 69 \text{ kV}$

Procedimiento:

2) se calcula el margen de protección con el CWW:

$$\text{Margen}(\%) = \left( \frac{CWW}{U_{TR}} - 1 \right) \times 100$$

para esquemas sencillo y doble:

## **CÁLCULO DE MÁRGENES DE PROTECCIÓN DE APARTARRAYOS**

### **Caso cable de distribución conectado a transformador**

- Cable de 450 m
- Transformador con BIL 95 kV y CWW 110 kV (soporte por onda cortada, chopped waveform withstand)
- comparación de tres arreglos de apartarrayos clase 10 kV para usarse en 15 kV:
  - un apartarrayos
  - dos en paralelo
  - un clase intermedio



**VOLTAJE DE DESCARGA.-** Caída de tensión en las terminales del apartarrayos cuando una corriente con forma de onda normalizada (8/20  $\mu$ s) descarga a través del apartarrayos

**VOLTAJE DE ARQUEO (SIC).-** Voltaje en el cual ocurre arqueo en los entrehierros internos

**Cable de conexión de línea.-** Longitud de conductor de conexión entre la terminal del apartarrayos y la fase a proteger. Se considera una caída de voltaje en esta conexión, 5.25 kV/m (inductiva aprox. de 1.3  $\mu$ H/m o 0.4  $\mu$ H/ft) para sumar al voltaje de descarga del apartarrayos para el calculo de márgenes de protección.

**Cable de conexión a tierra.-** Longitud de conductor que conecta la terminal de tierra del apartarrayos y la tierra común, se considera la misma característica que la anterior.

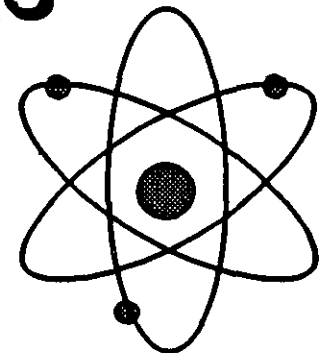
# **Transitorios en los sistemas eléctricos de potencia**

**Sobretensiones**

**Sobrecorrientes**

**Formas de onda**

**Oscilaciones electromecánicas**



# Sobretensiones:

El diseño y la coordinación del aislamiento del SEP se determina con base en las sobretensiones.

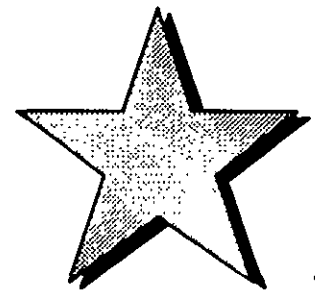
Origen interno

Temporales

Conmutación

Origen externo

Descargas atmosféricas



# Sobrecorrientes:

Son producto de las fallas de las fallas en el sistema, impactan:

- Capacidad interruptiva de los equipos de seccionamiento
- El ajuste y la coordinación de protecciones
- EFectos electromecánicos

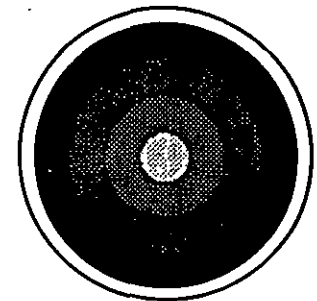


# Formas de onda anormales

Resonancia:

-Ferroresonancia

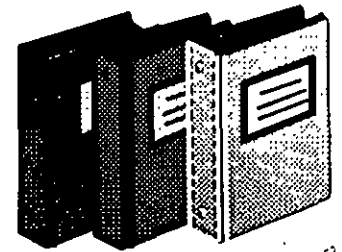
-Armónicas



27

# Coordinación del aislamiento

- Es la selección adecuada de la resistencia dieléctrica de los componentes del sistema, con base en los esfuerzos eléctricos eléctricos previsibles y el uso de esquemas para su control



## **Para la coordinación del aislamiento en los sistemas eléctricos, se toman en cuenta los aspectos siguientes:**

- **Tipos de aislamiento que constituyen el sistema.**
- **Atractivo económico que ocasiona la reducción coordinada de los niveles de aislamiento.**
- **Naturaleza de las sobretensiones**
- **Confiablez de los esquemas de protección**
- **Rigidez dieléctrica de los sistemas aislantes**
- **Probabilidad y consecuencias de una falla**

# **Sobretensiones que se presentan en un sistema eléctrico**

- ❖ **Sobretensiones temporales, originadas por cortos circuitos, ferresonancia, rechazo de carga, resonancia armónica, etc. (frecuencia nominal del sistema, menores o la de sus armónicas)**
- **Sobretensiones por maniobra, originadas por apertura o cierre de interruptores (100-1000 khz)**
- **Sobretensiones por rayo, originadas por las descargas eléctricas de origen atmosférico (10-100 khz)**



# Métodos de coordinación del aislamiento

- ❖ **Determinístico:** no se calcula el índice de falla, debido a que no se acepta que exista riesgo de falla del aislamiento del equipo eléctrico. Este método se aplica para los aislamientos no autorrecuperables
- ❖ **Semi-estadístico:** Se realizan cálculos sencillos para obtener el índice de falla, el cual no debe ser mayor de un criterio establecido (riesgo de falla aceptable). Este método se aplica para los aislamientos autorrecuperables.
- ❖ **Estadístico:** se realizan cálculos mas o menos complejos para obtener el índice de falla, el cual no debe ser mayor a un criterio definido (riesgo de falla aceptable). Este método se aplica para los aislamientos autorrecuperables

# **TERMINOLOGIA :**

- TENSION NOMINAL DE UN SISTEMA TRIFASICO.**  
Es el valor efectivo de la tensión de fase a fase para el cual un sistema se diseña
- TENSION MAXIMA DE UN SISTEMA TRIFASICO.**  
Es el valor eficaz de tensión más elevado entre fases que ocurre en el sistema en condiciones normales de operación, en cualquier momento y en cualquier punto del sistema
- TENSION MAXIMA DE DISEÑO DEL EQUIPO .**  
Es el valor máximo de tensión entre fases, para el cual está diseñado el equipo con relación a su aislamiento

# **TERMINOLOGIA (CONT.)**

## **■ AISLAMIENTO EXTERNO:**

**Comprende las superficies aislantes externas de los aparatos y las distancias en aire.**

## **■ AISLAMIENTO INTERNO:**

**Comprende aislamientos internos sólidos, líquidos o gaseosos que forman parte del aislamiento de los equipos que están protegidos de los efectos externos.**



# **TERMINOLOGIA (CONT.)**

## **■ AISLAMIENTO AUTORRECUPERABLE:**

**Es el aislamiento que recupera totalmente sus propiedades aislantes después de una falla o descarga disruptiva causada por la aplicación de una tensión de prueba.**

## **■ AISLAMIENTO NO AUTORRECUPERABLE:**

**Es el aislamiento que pierde sus propiedades aislantes o que no las recupera completamente después de una descarga disruptiva causada por la aplicación de una tensión de prueba.**

# **TERMINOLOGIA (CONT.)**

- **TENSION RESISTENTE (AGUANTE) AL IMPULSO CONVENCIONAL POR MANIOBRA O RAYO.**

**Es el valor cresta de una tensión de prueba al impulso por maniobra o por rayo para la cual un aislamiento no debe presentar ninguna descarga disruptiva cuando se somete a un número dado de estos impulsos bajo condiciones previamente especificadas. Este concepto se aplica en particular a los aislamientos no recuperables.**

# **TERMINOLOGIA (CONT.)**

- **TENSION RESISTENTE NOMINAL DE CORTA DURACION A LA FRECUENCIA DEL SISTEMA.**

**Es el valor eficaz de una tensión senoidal a la frecuencia del sistema, que el equipo debe soportar, para las pruebas realizadas bajo condiciones especificadas y para un tiempo especificado que generalmente no excede a un minuto.**

# **TERMINOLOGIA (CONT.)**

- **SOBRETENSION**

Cualquier valor de tensión (en función del tiempo, ya sea de fase a tierra o entre fases) que exceda los valores de tensión máxima del equipo.

- **SOBRETENSION POR MANIOBRA**

Tensión de fase a tierra o entre fases en un punto del sistema, debida a una operación específica de maniobra de interruptores, falla u otra causa.

# **TERMINOLOGIA (CONT.)**

- **SOBRETENSION POR RAYO**

**Tensión de fase a tierra o entre fases en un punto dado del sistema, debida a una descarga atmosférica.**

- **SOBRETENSION TEMPORAL**

**Tensión que se presenta en forma de oscilaciones de frecuencia próximas a la fundamental y débilmente amortiguadas. Pueden ser originadas por fallas a tierra, desconexión de cargas importantes, resonancias o ferroresonancias en circuitos no lineales**



# **NIVELES DE TENSION**

## **CLASIFICACION DE TENSIONES MAXIMAS DE DISEÑO PARA LOS EQUIPOS:**

**Para los propósitos de coordinación del aislamiento, los valores normalizados para las tensiones máximas de diseño del equipo se dividen en :**

### **■ CATEGORIA "A"**

**Tensiones mayores de 1 kV y hasta 52 kV.**

### **CATEGORIA "B"**

**Tensiones mayores de 52 kV y menores de 300 kV.**

### **CATEGORIA "C"**

**Tensiones de 300 kV y mayores.**

# **FILOSOFIA DE LA CORDINACION DEL AISLAMIENTO**

- **Se deben determinar las sobretensiones temporales, por descargas atmosféricas y por maniobra de interruptores (cuando se requiera), para establecer la clase de aislamiento, el nivel básico de impulso (BIL) y el nivel básico de maniobra (SIL) de los equipos eléctricos. Los cálculos se realizan por medio de un analizador de transitorios (TNA) o con el uso de programas digitales (monte Carlo , EMTP, etc.)**

# **FILOSOFIA DE LA CORDINACION DEL AISLAMIENTO**

- **Es necesario utilizar dispositivos de protección para limitar las magnitudes de las sobretensiones, ya que no es económico proporcionar los niveles de aislamiento con base en las sobretensiones que se presentan en el sistema, sin tomar en cuenta dispositivos de protección**

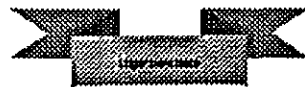
# **FILOSOFIA DE LA CORDINACION DEL AISLAMIENTO**

- **Para protección de los equipos eléctricos contra sobretensiones por descargas atmosféricas, es conveniente colocar los dispositivos de protección en cada equipo o elemento, mientras que para la protección contra sobretensiones por maniobra, se requiere solamente un equipo de protección para una área de la red**

# **COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO EN SUBESTACIONES**

**RAÚL VELÁZQUEZ SÁNCHEZ**

**CUERNAVACA MOR., 16 DE AGOSTO 1999**



# **PROTECCIÓN DE SUBESTACIONES CONTRA TORMENTAS ELÉCTRICAS**

▶ **LOS EFECTOS DE LAS SOBRETENSIONES PRODUCIDAS  
POR LAS TORMENTAS ELÉCTRICAS SOBRE LOS  
EQUIPOS DE LA SUBESTACIÓN Y LOS MÉTODOS DE  
PROTECCIÓN**

**RAYOS DIRECTOS Y BLINDAJE DE SUBESTACIONES**

▶ **SOBRETENSIONES GUIADAS A TRAVÉS DE LAS LÍNEAS  
QUE ENTRAN A LA SUBESTACIÓN Y MÉTODOS DE  
PROTECCIÓN**

▶ **EVALUACIÓN DE LOS NIVELES DE PROTECCIÓN**

COORDINACION DE  
AISLAMIENTO PARA  
SISTEMAS DE DISTRIBUCION

IEC-71-1 (1993)

# COORDINACION DE AISLAMIENTO

## *Origen de los sobrevoltajes*

- un sobrevoltaje es aquel voltaje entre una fase conductora y tierra o entre fases, con valor máximo que excede al correspondiente máximo de operación del equipo. El valor de sobretensión se da en p.u., la base se obtiene de la siguiente manera (caso de 23 kV):

$$\frac{23 \times \sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 18.77 \text{ kV}$$



# COORDINACION DE AISLAMIENTO

## *Clasificación de los voltajes estresantes*

De acuerdo a su forma y duración de onda, así tenemos:

- ***Voltaje continuo o nominal.***- En este caso es de 23 kV con un máximo de 24 kV.
- ***Sobrevoltaje temporal.***- Este es causado por un rechazo de carga, que en sistemas de distribución no produce altos voltajes.
- ***Sobrevoltaje transitorio.***
  - Sobrevoltaje de frente lento.- Este se origina por fallas a tierra o energización o re-energización.
  - Sobrevoltaje de frente rápido.- En este caso los sobrevoltaje debidos a descargas atmosféricas.

# COORDINACION DE AISLAMIENTO

## *Ejemplo de aplicación sistema de 23 kV*

- Voltaje continuo o nominal.- En este caso es de 23 kV con un máximo de 24 kV.

- Sobrevoltaje temporal.- un rechazo de carga en el sistema de transmisión podría producir un sobrevoltaje del orden de 1.15 veces el voltaje mas alto del sistema, en este caso tendríamos:

$$1.15 \times 24 = 27.6 \text{ kV aproximadamente } 28 \text{ kV entre fases.}$$

# COORDINACION DE AISLAMIENTO

## *Ejemplo de aplicación sistema de 23 kV*

### **Sobrevoltajes transitorios:**

#### **- Sobrevoltaje de frente lento. -**

- 1) Se selecciona el 2% de la curva de probabilidad para el sobrevoltaje de fase a tierra ( $U_{et}$ ). El cual de acuerdo a la figura 2 de la norma IEC71-2, para un sistema con energización trifásica, sin resistencias, red compleja y sin compensación en paralelo, este 2% equivale a 2.6 p.u (fase-tierra).
- 2) Para el caso del sobrevoltaje entre fases se usa la figura 2, tomando una relación ( $U_{p2}/U_{et}$ ) de 1.48, se tiene que  $U_{p2}$  tiene un 3.86 p.u. (entre fases).
- 3) Con estos valores y de acuerdo a la fórmula dada en el apéndice D de la norma, se obtienen valores de corte (curva probabilística) para el voltaje de fase a tierra de 3 p.u. lo que equivale a 59 kV y de 4.4 p.u. para el sobrevoltaje entre fases lo que equivale a 86 kV.

# **COORDINACION DE AISLAMIENTO**

## ***Ejemplo de aplicación sistema de 23 kV***

### ***Sobrevoltajes transitorios:***

#### ***- Sobrevoltaje de frente rápido***

- 1) Se especifica un valor determinado para un índice de salidas. Para el caso de descargas atmosféricas depende de la corriente del rayo, distancia del rayo a la línea, resistividad del terreno o de los rayos directos. En este caso asumimos un valor de 110 kV como tensión base para diseño, este valor es el especificado para pruebas con onda cortada. De acuerdo a referencias, los voltajes inducidos pueden llegar a valores de 250 kV y hasta 300 kV. Podríamos considerar un valor con media de 150 kV como máximo de ocurrencia por voltajes inducidos. Así, obtenemos dos valores de referencia para la coordinación de aislamiento: 110 kV y 150 kV.

# COORDINACION DE AISLAMIENTO

## *Selección de aislamiento*

- Característica del aislamiento. Las características del aislamiento se consideran desde el punto de vista de las sobretensiones que debe soportar y el nivel de contaminación dentro del área de trabajo.
- Criterio de operación. El criterio de operación se basa principalmente en el número de salidas requerido para la operación del sistema de aislamiento, este debe ser económicamente y operacionalmente aceptable.
- Factor de coordinación ( $K_c$ ), el cual incluye los efectos combinados de la distribución estadística y la inexactitud de los datos de entrada.

# COORDINACION DE AISLAMIENTO

## *Selección de aislamiento (ejemplo)*

**Sobrevoltaje Temporal.**- Aplicando el método determinístico de coordinación de aislamiento, se tiene un factor de coordinación  $K_c=1$ , por lo que, los voltajes de soporte de coordinación a frecuencia fundamental son:

Donde :

$U_{cw}$  = Voltaje de soporte de coordinación

$U_{rp}$  = Voltaje de soporte requerido

**Sobrevoltaje de frente lento.**- En este caso también se tiene que el factor de coordinación determinístico  $K_{cd}=1$ . Por lo que el voltaje de soporte de fase a tierra es  $U_{cw}=59$  kV y el voltaje de fase a fase es  $U_{cw}=86$  kV.

# COORDINACION DE AISLAMIENTO

## *Selección de aislamiento (ejemplo)*

***Sobrevoltaje de frente rápido.*** - Para la obtención del voltaje de soporte de coordinación por impulso de rayo en la subestación, se asume lo siguiente:

- Un nivel de protección del apartarrayos de  $U_{pl}=80$  kV (tipo estación con 15 kA de descarga).
- Un factor  $A=900$  (tabla F-2, pag. 185, IEC 71-2), para crucetas aterrizadas.
- Indice de salidas supuesto observado  $R_{km}=10/100$  km-año. ( $1 \times 10^{-4}/m$ -año).
- Longitud del claro  $L_{sp}=80$  m.
- Indice de fallas aceptado  $R_a=1/100$  año.

# COORDINACION DE AISLAMIENTO

## Selección de aislamiento (ejemplo)

Las ecuaciones F18 y F19 se transcriben a continuación:

$$L_a = \frac{R_a}{R_{km}} \quad U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} \frac{L}{L_{sp} + L_a}$$

Donde:

$U_{cw}$  = Voltaje de soporte de coordinación por impulso de rayo.

$L_a$  = Longitud de línea aérea con índice de salidas igual a índice de fallas aceptables.

$R_a$  = Es el índice de fallas aceptables del equipo.

De acuerdo a estas fórmulas se obtiene un valor de  $L_a = 100$  m.

El valor del voltaje de soporte de coordinación por impulso de rayo obtenido, es de 105 kV para el aislamiento externo mas lejano. De manera que la subestación quede protegida con el apartarrayos instalado en el primer poste de la subestación.



# COORDINACION DE AISLAMIENTO

## *Voltaje de soporte requerido (aplicación de factores)*

-Corrección por condiciones atmosféricas,  $K_a$ .

El factor de corrección por altitud, usado solo para aislamiento externo, se obtiene con la fórmula siguiente:

$$K_a = e^{m\left(\frac{H}{8150}\right)}$$

Donde:

$m = 1$ , para voltaje de soporte por impulso de rayo y a frecuencia fundamental ( $U_{cw}$ ), para aisladores limpios. Para sobrevoltajes de frente lento  $m$  depende del valor de  $U_{cw}$ , para valores de  $U_{cw}$  menores de 300 kV de fase a tierra ó 1200 fase-fase,  $m=1$ .

$H = 2300$  metros sobre el nivel del mar (ciudad de México).

De esta manera tenemos que para 2300 msnm,  $K_a = 1.32$ . Para la altitud de 3000 msnm se tiene un valor de  $K_a = 1.44$ .

# COORDINACION DE AISLAMIENTO

## *Voltaje de soporte requerido (aplicación de factores)*

-Factor de seguridad  $K_s$ , este factor considera los efectos combinados de:

- Armado del equipo de prueba
- Dispersión en la producción
- Calidad en la instalación
- Envejecimiento en servicio
- Otros factores desconocidos

Los factores de seguridad se tienen de la siguiente manera:

- Para aislamiento interno:  $K_s=1.15$
- Para aislamiento externo :  $K_s=1.05$

Normalmente se aplica un 5%.

# COORDINACION DE AISLAMIENTO

## *Voltaje de soporte requerido (aplicación de factores)*

Este voltaje es el que el aislamiento debe soportar en condiciones de prueba estándar para asegurar que el aislamiento tenga el criterio de operación cuando se sujete a una dada clase de sobrevoltaje en condiciones de servicio y durante todo el tiempo de operación.

### ***Sobrevoltaje Temporal:***

$$\text{Fase-tierra: } U_{cw} = 24 \times 1.05 \times 1.32 = 33.26 \text{ kV}$$

$$\text{Fase-fase : } U_{cw} = 28 \times 1.05 \times 1.32 = 38.8 \text{ kV}$$

### ***Sobrevoltaje de frente lento***

$$\text{Fase-tierra: } U_{cw} = 59 \times 1.05 \times 1.32 = 81.7 \text{ kV}$$

$$\text{Fase-fase : } U_{cw} = 86 \times 1.05 \times 1.32 = 119.2 \text{ kV}$$

### ***Sobrevoltaje de frente rápido***

$$U_{cw} = 105 \times 1.05 \times 1.32 = 145.9 \text{ kV}$$

Si consideramos el voltaje de 110 kV, se tendría el siguiente resultado:

$$U_{cw} = 110 \times 1.05 \times 1.32 = 152.46 \text{ kV}$$

# COORDINACION DE AISLAMIENTO

## Conversión a voltajes de soporte estándar (ejemplo)

Para la selección de voltajes de soporte estándar, en la tabla 2 de IEC 71-1, el voltaje de soporte requerido por maniobra se convierte a voltaje de soporte de corta duración y en voltaje de soporte por impulso de rayo. Para esto se aplican los factores de la tabla 2 de IEC 71-2, para aislamiento externo:

Conversión a voltaje de soporte de corta duración:

$$\text{Fase-tierra: } U_{cw} \times 0.6 = 81 \times 0.6 = 48.6 \text{ kV}$$

$$\text{Fase-Fase: } U_{cw} \times 0.6 = 119.2 \times 0.6 = 71.5 \text{ kV}$$

Conversión a voltaje de soporte por impulso de rayo:

$$\text{Fase-tierra: } U_{cw} \times 1.066 = 81 \times 1.066 = 86.34 \text{ kV}$$

$$\text{Fase-Fase: } U_{cw} \times 1.066 = 119.2 \times 1.066 = 127.06 \text{ kV}$$

# **COORDINACION DE AISLAMIENTO**

## **NIVEL DE AISLAMIENTO ESTÁNDAR**

(Ejemplo, Selección del voltaje de soporte estándar,  $U_w$ )

La selección del voltaje de soporte se obtiene de norma, como el valor igual o siguiente mayor al voltaje requerido de soporte (para misma forma de onda) o el voltaje de soporte requerido multiplicado por el factor de conversión de prueba (en caso de diferente forma de onda).

Para el caso del aislamiento entre fases para el rango I de aislamiento, el voltaje de soporte de corta duración e impulso de rayo son iguales a los voltajes de soporte entre fase y tierra. Por lo que solo dos voltajes de soporte estándar son suficientes para definir el nivel de aislamiento estándar del equipo:

- Voltaje de soporte estándar por impulso de rayo
- Voltaje de soporte estándar de corta duración a frecuencia nominal.

La norma IEEE Std 1313.1-1996, presenta en su tabla 1, como valores normalizados 26.2 kV como máximo valor de tensión del sistema con 50 kV para el voltaje de soporte de corta duración y 150 kV como valor del nivel básico de aislamiento por rayo (BIL).



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.  
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**CURSOS ABIERTOS**

## **SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

**TEMA**

**MANTENIMIENTO EN LÍNEAS SUBTERRÁNEAS DE DISTRIBUCION**

**EXPOSITOR: ING. CARLOS A. GARCÍA GAMA  
PALACIO DE MINERIA  
AGOSTO 2000**

**FACULTAD DE INGENIERIA DIFA**

**U N A M**

**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA  
PALACIO DE MINERIA**

**CURSO**  
**“SISTEMAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA”**

**COORDINADOR**  
**M. EN I. ING. ROBERTO ESPINOSA Y LARA**

**PONENTE**  
**ING. CARLOS ARMANDO GARCIA GAMA.**

*México, D. F., 11 de Agosto de 1999*

# **INDICE**

**1. INTRODUCCION.**

**2. VENTAJAS Y CONSIDERACIONES TECNICO  
ECONOMICAS.**

**3. INSTALACIONES Y EQUIPO.**

**4. ACCIONES DE MANTENIMIENTO.**

**5. FACTORES DE FALLA.**

**6. CONCLUSIONES.**



## **1. INTRODUCCION.**

La energía eléctrica es una parte integrante de la vida moderna. El aprovechamiento por el hombre de la electricidad data de una época relativamente reciente si se compara con la edad de él sobre el planeta y sin embargo, ha tenido un desarrollo extraordinario, en particular, las últimas cuatro décadas.

Tal ha llegado a ser el grado de penetración de la electricidad, que en la actualidad no se puede concebir el no disponer de ésta forma de energía para una vida normal. Tal hecho es debido a las ya comprobadas ventajas de la electricidad con otras formas de energía y que se pueden resumir: Es fácil de producir, de transportar, de usar y de controlar, lo que permite prever que seguirá siendo la forma ideal de energía terminal para la transmisión y distribución por mucho tiempo todavía.

Para poder dotar de electricidad a todos los habitantes y a todos los sectores industriales y comerciales, el hombre a formado determinadas empresas eléctricas, las cuales deben planear, diseñar, proyectar, construir y explotar las instalaciones necesarias para satisfacer las demandas.

Las instalaciones subterráneas son utilizadas en sistemas de subtransmisión, y en sistemas de distribución.

En la ciudad de México, algunos enlaces entre Subestaciones de potencia se han hecho a través de Cable Subterráneo como se indica en la siguiente tabla:

## CABLES SUBTERRANEOS DE MUY ALTA POTENCIA DE LA CIUDAD DE MEXICO

No.	NOMBRE	TIPO	VOLTAJE (KV)	LONGITUD (km)
1	CINTURA	GAS	85	6.74
2	MORAZAN	GAS	85	3.94
3	TACUDESA	GAS	85	3.4
4	CONVARTE	GAS	85	4.98
5	NARQUEÑA I	GAS	85	5.29
6	NARQUEÑA II	GAS	85	5.33
7	MORAVER I	ACEITE	85	3.7
8	MORAVER II	ACEITE	85	3.7
9	VERINDIA	ACEITE	85	3.32
10	JAMILLA	ACEITE	85	2.79
11	METRO I	ACEITE	85	3.54
12	METRO II	ACEITE	85	33.2
13	HUASTECA I	ACEITE	85	2.96
14	HUASTECA II	ACEITE	85	0.943
15	HUASTECA EPR.	SECO	85	SIN
16	PENSADOR	ACEITE	230	2.43
17	MERCED I	ACEITE	230	3.92
18	MERCED II	ACEITE	230	2.28
19	VALLEJO I	ACEITE	230	4.2
20	VALLEJO II	ACEITE	230	4.19
21	COYOACAN I	ACEITE	230	4.02
22	COYOACAN II	ACEITE	230	4.01
23	AZCA I	ACEITE	230	5.06
24	AZCA II	ACEITE	230	5.06
25	PERA	ACEITE	230	3.71
26	VERTIZ I	ACEITE	230	2.78
27	VERTIZ II	ACEITE	230	2.78
28	PEMEX I	ACEITE	85	0.1347
29	PEMEX II	ACEITE	85	0.983
30	COLGATE	SECO	85	0.34
31	ESME I	ACEITE	230	5.2
32	ESME II	ACEITE	230	5.2
33	CUAUHTEMOC I	ACEITE	230	2.23
34	CUAUHTEMOC II	ACEITE	230	2.23
35	IDMA I	SECO	85	2.6
36	IDMA II	SECO	85	2.6
37	ESTRELLA I	SECO	230	5.8
38	ESTRELLA II	SECO	230	4.3
39	TECAMACHALCO I	SECO	230	SIN
40	TECAMACHALCO II	SECO	230	SIN
41	LA QUEBRADA	SECO	85	SIN

Los sistemas de distribución en la ciudad de México han tenido un gran desarrollo principalmente en la zona centro donde se cuenta con varias redes (sistemas interconectados por alta o baja tensión) y en muchos fraccionamientos donde se tienen sistemas en anillo.

Se presentan a continuación una relación de las redes que se tienen actualmente:

No.	RED	VOLTAJE (KV)	TIPO	AREA (KM <sup>2</sup> )	CAP.INST. (MVA)
1	CENTRAL	23	AUTOMATICA	1.13	12.17
2	MERCED	23	RADIAL	1.5	12.3
3	JAMAICA	6	AUTOMATICA	0.61	11.1
4	RADIAL	6	RADIAL	1.29	24.4
5	C. DE ABASTOS	23	RADIAL	1.1	28.55
6	C. DE MARISCOS	23	RADIAL	0.35	63.5
7	FRACCIONAMIENTOS	23	ANILLO	95 FRACC.	24.1

No.	RED	VOLTAJE (KV)	TIPO	CANTIDAD
8	ALIMENTADORES	23	RADIAL	81
9	ALIMENTADORES	6	RADIAL	45
10	METRO	23	RADIAL	28

## **2. VENTAJAS Y CONSIDERACIONES TECNICO ECONOMICAS.**

Ante el gran crecimiento de los sistemas subterráneos y a la importancia de las zonas que atiende, es necesario analizar las ventajas de éste sistema ante un sistema de distribución aérea.

El costo de construcción de un sistema subterráneo es más alto en comparación con un sistema aéreo equivalente. El alto costo del sistema subterráneo se debe a que puede transportar una menor cantidad de energía por unidad de sección de conductor debido a las limitantes térmicas impuestas por el aislamiento y a las condiciones del terreno, además de tener que construir pozos de visita, líneas de ductos, pozos tipo Ral para interruptores y cajas en mediana tensión y bóvedas para los transformadores, así como la utilización de equipo adecuado para trabajar en interiores de edificios, a la intemperie o completamente sumergidos en agua.

El aspecto económico no solo se enfoca al costo total de construcción, sino que en muchos casos, la salida de la carga puede ocasionar pérdidas de consideración. Es aquí donde los sistemas subterráneos aventajan a los aéreos ya que éstos últimos no representan una alta confiabilidad de servicio debido a que son muy vulnerables a contingencias físicas (choques de vehículos y cuerpos extraños) y a los agentes atmosféricos (rayos, lluvia, polvos, sales y otros contaminantes), lo que hace necesario dotarlos de elementos de protección automática que en caso de falla aislen la parte fallada, restaurando el servicio en las partes no dañadas, lo cual implica un costo adicional alto.

Los sistemas subterráneos por la forma en que están contruidos, presentan una exposición muy reducida a las fallas antes mencionadas ofreciendo en forma normal un servicio de alta confiabilidad con un alto grado de continuidad, presentando de este modo un índice de fallas bajo en comparación con el que se tiene en instalaciones aéreas.

Otros factores que se toman en cuenta para utilizar sistemas subterráneos son por orden de importancia los siguientes:

- Seguridad a las personas.
- Densidad de carga.
- Importancia de la carga por alimentar.
- Presencia de obstáculos físicos.
- Estética.

### **3. INSTALACIONES Y EQUIPO.**

Las instalaciones y el equipo que se utiliza en sistemas subterráneos deben tener características adecuadas a ese fin. A continuación se mencionan de manera muy simple con sus características principales las instalaciones y el equipo más utilizado.

#### **3.1. INSTALACIONES.**

##### **3.1.1. Ductos.**

Los ductos son una lámina delgada enrollada a presión en forma cilíndrica de cuatro metros de longitud y de diferentes diámetros (tres o cuatro pulgadas), que proporcionan una protección mecánica al cable. Los ductos que más se utilizan son de una mezcla de cemento portland, arena de cuarzo triturada y fibra de asbesto. Se unen entre si con coples hasta obtener la longitud deseada y se instalan a 85 cm. del nivel de piso para alojar cables de M.T. y a 30 cm. para alojar a cables de B.T.

##### **3.1.2. Pozos de visita.**

Son registros que se construyen en la línea de los ductos y permiten instalar o retirar cables de M.T. y B.T., efectuar cambios de dirección y libramientos de obstáculos, los cables se acomodan en las paredes y tienen el espacio suficiente para elaborar empalmes y facilitar la revisión de los mismos. El acceso es por la parte superior quitando la tapa circular de concreto para banquetas o de fierro colado para el arroyo. Su construcción es de concreto ligero y malla soldada con una reposadera en la parte inferior para colocar la manguera cuando sea necesario desaguarla.

### **3.1.3. Pozos tipo RAL.**

Son construcciones subterráneas destinadas para alojar equipo en M.T. como interruptores y cajas. Tienen el espacio suficiente para el acomodo de cables, elaboración de empalmes, operación del equipo, etc. Su forma es rectangular, su construcción es de concreto, cuenta con rejilla de ventilación y entrada y esta provista con una reposadera.

### **3.1.4. Bóvedas.**

Son construcciones subterráneas destinadas para la instalación de transformadores, protectores y buses cubiertos con el espacio suficiente para el acomodo de cables, elaboración de empalmes, cambio de fusibles, etc. Su forma es rectangular, su construcción es de concreto, cuenta con rejilla de ventilación y entrada, esta provista de reposadera.

### **3.1.5. Subestaciones.**

Existen varios tipos que se utilizan y son las siguientes:

- Subestación interior: Es un local ubicado en el predio del cliente y destinado a la colocación de gabinete, transformadores, buses abiertos, etc.
- Subestación tipo Caseta: Es un cuarto de mampostería similar a la subestación interior pero se encuentra independiente de cualquier predio. Se utiliza principalmente en fraccionamientos.
- Subestación tipo Frac: Es un gabinete metálico de uso en intemperie que aloja en su interior un transformador, medios de seccionamiento y la salida de baja tensión a través de fusibles.
- Subestación tipo pedestal: Es un transformador autoprotegido contra corto circuito y sobrecarga e incluye en el mismo gabinete un selector de circuitos de operación sin carga. Por su construcción puede ser usado para interiores o exteriores. La derivación de baja tensión es a través de fisibles.

### **3.2. EQUIPO.**

#### **3.2.1. Cable.**

Tanto en baja como en mediana tensión se ocupan dos tipos de cable que son el primero de aceite con aislamiento de papel, cubierta de plomo y cubierta exterior de termoplástico (PT). Y el segundo es cable seco con aislamiento de polietileno de cadena cruzada (TC).

Cabe mencionar que el cable seco está ganando rápidamente terreno en cuanto a su utilización y esta desplazando al cable de aceite por las siguientes razones:

- Es más ligero.
- Es más fácil de maniobrar (Instalación y acomodo).
- Los empalmes y terminales son más sencillas de elaborar.
- No tiene problema de migración de aceite.
- Es más económico.
- Tiene mayor ampacidad.

Prácticamente el uso del cable en aceite se esta restringiendo a las redes automáticas.

**Las características principales de los cables utilizados se muestran en la siguiente tabla:**

No	TIPO	CALIBRE (mm <sup>2</sup> )	TENSION (VOLTS)	I nominal (A)	Temp. (°C)	USO	APLICACION
1	TRIFASICO BPT	35	220	145	65	DIRECTAMENTE ENTERRADO/DUCTOS	ACOMETIDAS EN RED AUTOMATICA
2	TRIFASICO BPT	70	220	185	65	DIRECTAMENTE ENTERRADO/DUCTOS	RAMALES EN RED AUTOMATICA
3	TRIFASICO BPT	150	220	225	65	DIRECTAMENTE ENTERRADO/DUCTOS	TRONCALES EN RED AUTOMATICA
4	MONOFASICO BTC	15	220	110	65	DIRECTAMENTE ENTERRADO/DUCTOS	ACOMETIDAS EN RED RADIAL
5	MONOFASICO BTC	35	220	170	65	DIRECTAMENTE ENTERRADO/DUCTOS	RAMALES EN RED RADIAL
6	MONOFASICO BTC	70	220	270	65	DIRECTAMENTE ENTERRADO/DUCTOS	RAMALES EN RED RADIAL
7	MONOFASICO BTC	150	220	420	65	DIRECTAMENTE ENTERRADO/DUCTOS	TRONCALES EN RED AUTOMATICA
8	MONOFASICO BTC	250	220	450	65	DIRECTAMENTE ENTERRADO/DUCTOS	INTERCONEXION DE EQUIPOS EN S E
9	MONOFASICO BTC	400	220	500	65	DIRECTAMENTE ENTERRADO/DUCTOS	INTERCONEXION DE EQUIPOS EN S.E
10	MONOFASICO 23TC	50	23000	220	65	DIRECTAMENTE ENTERRADO/DUCTOS	ACOMETIDAS Y RAMALES
11	MONOFASICO 23TC	70	23000	250	65	DIRECTAMENTE ENTERRADO/DUCTOS	ACOMETIDAS Y RAMALES
12	MONOFASICO 23TC	150	23000	385	65	DIRECTAMENTE ENTERRADO/DUCTOS	TRONCALES
13	MONOFASICO 23TC	240	23000	525	65	DIRECTAMENTE ENTERRADO/DUCTOS	TRONCALES
14	MONOFASICO 23PT	35	23000	140	65	DUCTOS	ACOMETIDAS
15	MONOFASICO 23PT	70	23000	160	65	DUCTOS	ACOMETIDAS
16	MONOFASICO 23PT	150	23000	345	65	DUCTOS	TRONCALES
17	MONOFASICO 23PT	240	23000	390	65	DUCTOS	TRONCALES



### 3.2.2. Terminales.

Las terminales se utilizan en los extremos de los cables como medio de conexión y para aliviar el esfuerzo del campo eléctrico del cable.

Los diferentes tipos de terminales se enlistan a continuación:

- a) **Tipo Contreras:** Su cuerpo es de porcelana con una base de cobre en el cual se introduce el cable preparado con un conector en la punta y un cono de alivio, posteriormente se rellena de compuesto aislante derivado de resinas. Se usa para exteriores con cables de aceite. Ya no se fabrica pero como se puede recuperar se sigue utilizando.
- b) **Tipo TTB:** Tiene cuerpo de porcelana con base de bronce en el cual se introduce el cable preparado con un conector en la punta y un cono de alivio, posteriormente se rellena con un compuesto aislante derivado de resinas. Se puede usar con cable seco o de aceite y para exteriores e interiores. Ya no se fabrica pero como se puede recuperar se sigue utilizando.
- c) **Tipo 3M:** Sobre la preparación del cable se instala la terminal que consiste en cintas. Es muy fácil de elaborar y se puede utilizar para cable seco o de aceite, para exteriores e interiores.
- d) **Tipo Raychem:** Sobre la preparación del cable se instalan fundas que se reducen con el calor de un soplete. Es muy sencilla de elaborar y se puede utilizar para cable seco o de aceite, para exteriores e interiores.
- e) **Tipo codo:** Sobre la preparación de un cable se suelda un conector que se introduce en un cuerpo de hule con forma de codo el cual se conecta a los transformadores que tienen insertos (pozo y pedestal). Puede trabajar bajo agua y utiliza cable seco.
- f) **Tipo G&W:** En un cuerpo de porcelana color blanco con una base de bronce, se introduce un cable preparado con un conector en la punta. La terminal se encuentra rellena de un compuesto color azul derivado de resinas. Se utiliza en los interruptores RAC, CSF, CSV y Cajas de M.T. a los cuales se acopla con tornillos y un empaque de hule neopreno.

- g) **Tipo Premoldeadas:** Tiene un cuerpo de resina epóxica en el cual se introduce un cable preparado con el cono de alivio y un conector en la punta. Se elabora una bola de soldadura (estaño – plomo, 40 y 60% respectivamente) en la parte inferior para evitar el escurrimiento de compuesto con el cual se rellena. Se utiliza en transformadores interiores o sumergibles.

#### **4.1. Transformadores.**

Todos los transformadores que se utilizan en los sistemas subterráneos aunque son de diferentes tipos, tienen las siguientes características similares:

- Primario 23000 – Secundario 220/127 volts.
- Primario Delta – Secundario estrella con neutro aterrizado.
- Enfriamiento natural (OA) de aceite o Rtemp.

Las características particulares de cada tipo de transformador se muestran a continuación:

- a) **Tipo Sumergible:** Existe en capacidades de 300, 500 y 750 KVA. y se utiliza en redes automáticas y servicios radiales.
- b) **Tipo DRS Pedestal:** Existe en capacidades de 75, 112.5, 150, 225 y 300 KVA. y se utiliza para distribución residencial.
- c) **Tipo DRS Pozo:** Existe en capacidades de 75, 112.5, 150, 225 y 300 KVA. y se utiliza para distribución residencial.
- d) **Tipo DCS Pozo:** Existe en capacidades de 300, 500 y 750 KVA. y se utiliza para redes radiales y distribución comercial.
- e) **Tipo interior:** Existe en capacidades de 300, 500 y 750 KVA. y se utiliza en redes automáticas y servicios radiales.
- f) **Tipo Poste:** Existe en capacidades de 45, 75, 112.5, 150, 225 y 300 KVA. y se utiliza en subestaciones interiores o tipo Frac.

### 3.2.4. Medios de Seccionamiento en M.T.

- a) **Interruptor RAC de 3 y 4 vías:** Su cuerpo es de placa de fierro de ¼” cadmizado o galvanizado. Es de servicio sumergido en agua hasta tres metros de profundidad y se instala en pozos tipo RAL. Tiene tres o cuatro vías (una llegada y dos o tres derivaciones respectivamente) que se pueden interconectar entre si. Utiliza como aislamiento aceite Pemex. No. 1 con un volumen aproximado de 770 litros par el interruptor de tres vías y 1150 litros para el interruptor de cuatro vías. Tiene una capacidad de 600 A. Y un nivel básico de aislamiento de 150 KV. C.A. La operación es manual con palanca intercambiable en las cuchillas que pueden abrir o cerrar con carga cualquier vía independientemente por circuito trifásico.
  
- b) **Interruptor CSF:** Su cuerpo es de placa de fierro de ¼” cadmizado o galvanizado. Es de servicio sumergido en agua hasta tres metros por lo que se instala en pozos tipo RAL. Tiene un NBA. De 150 KV. Y utiliza aceite Pemex No. 1 como aislamiento. Consta de dos secciones independientes y solo conectadas eléctricamente. La sección superior está rellena de 790 litros de aceite y contiene tres fusibles con capacidades hasta de 150 A. Máximo nominal con una capacidad interruptiva de 1500 MVA que protegen al cable que sale hacia el servicio. La apertura o cierre es manual con palanca a través de cuchillas de operación con carga hasta 200 A. Tiene una salida hacia un servicio en M.T. La sección inferior esta rellena con 930 litros aproximadamente de aceite y contiene un mecanismo a base de cuchillas que permiten interconectar tres vías (una llegada, una derivación hacia la sección de los fusibles y una derivación hacia el exterior). La apertura y cierre se hace en forma manual con palanca intercambiable y con carga hasta 600 A. Este interruptor tiene una función similar a un gabinete 2QR y se utiliza cuando el cliente no tiene espacio en su predio para ubicar una subestación.
  
- c) **Interruptor CSV:** Es muy similar al interruptor CSF, la única diferencia es que utiliza interruptores en vacío en vez de fusibles.
  
- d) **Caja:** Tiene un cuerpo de placa de fierro de ¼” cadmizado o galvanizado, se utiliza para derivar ramales y puede interconectar hasta cuatro circuitos de cables. La conexión e interconexión se hace por medio de placas removibles sin potencial. Puede trabajar sumergido en agua hasta tres metros de profundidad y tiene una capacidad de 500 A. Continuos.

e) **Gabinete:** Es un equipo blindado para instalarse en interiores o exteriores formado por uno o más módulos que alojan en su interior equipo de alta tensión como interruptores de aire (quebradoras), portafusibles, ruptofusibles (interruptores en aire de operación en grupo asociados con fusibles limitadores de corriente), buses de 23 KV, terminales, etc. Dependiendo del tipo y número de módulos que se acoplen, permite alimentar servicios o transformadores en M.T. Las características que deben tener para operar satisfactoriamente en un sistema de distribución subterránea son: trifasicos, 23000 volts, 400 A., NBI de 125 KV, 2300 metros sobre el nivel del mar, temperatura ambiente de -4 a 40 °C., humedad relativa de 90% y servicio continuo.

**En baja tensión se utiliza el siguiente equipo:**

a) **Buses abiertos:** Son placas de solera de cobre con ocho o dieciseis derivaciones con capacidad de 1500 A. Se utiliza en subestaciones interiores y son de fases separadas (uno para cada fase). Se fijan a un muro con separadores de fibra de vidrio y un soporte de solera de fierro y permiten conectar cables a través de fusibles de baja tensión de cartucho renovable (CR) que los protegen contra sobrecorrientes y corto circuitos. Las características de los fusibles se anotan en la siguiente tabla:

No.	CALIBRE (mm <sup>2</sup> )	FUSIBLE	I nom. (A)	Ic. C. (A)	TENSION MAXIMA DE OPERACION
1	70	CR 200	200	10000	250 V.
2	150	CR 350	350	10000	250 V.
3	250 - 400	CR 600	600	10000	250 V.

b) **Buses cubiertos:** Son placas de cobre electrolítico con derivaciones transversales para la conexión de zapatas. Tiene un recubrimiento aislante de epoxi-fibra que lo cubre todo con excepción de las partes de conexión. Tiene seis u ocho derivaciones para conectar a cables de baja tensión a través de fusibles CR. Se fijan en los muros de las bóvedas y pueden trabajar sumergidos en agua hasta tres metros de profundidad. Son de fases separadas y se identifican por colores (rojo, blanco y azul). Son para 800 A. y los

fusibles así como las conexiones al bus por medio de zapatas se cubren con fundas de neopreno.

- c) **Cajas de seccionamiento "X":** Permite interconectar hasta cuatro circuitos de cables de baja tensión y efectuar varias combinaciones para cambiar la trayectoria del potencial según las necesidades. Se coloca horizontalmente en un registro precolado bajo banqueteta (40 cm. aproximadamente) quedando cerrada con marco removible y una tapa de fierro colado.
- d) **Protector de red:** se acopla a la baja tensión de los transformadores de la red automática y permite conectar y desconectar en la forma manual o automática el transformador de la red automática de baja tensión. Su característica principal es que en forma automática cierra sus contactos cuando la energía fluye del transformador a la red y los abre cuando es en forma inversa. Se instalan en interiores y con gabinete adecuado en pozos tipo ral sumergidos pudiendo trabajar hasta tres metros de profundidad.
- e) **Fusibles limitadores:** Se utilizan en los servicios radiales que salen de las redes automáticas de baja tensión. Su característica principal es que tienen una alta capacidad interruptiva debido a los grandes valores de corto circuito que se presentan en éste tipo de redes.

#### **4. ACCIONES DE MANTENIMIENTO.**

Los sistemas subterráneos como se mencionó anteriormente, son muy confiables, sin embargo no están exentos de fallar. Para mantener el número de fallas en el nivel mínimo, es necesario tomar acciones de mantenimiento preventivo que conserven los equipos e instalaciones en el mejor estado posible. Las acciones de mantenimiento consisten básicamente en una inspección detallada, el mantenimiento propiamente dicho corrigiendo las anomalías encontradas y las reparaciones que se tengan que atender con el equipo desenergizado.

El mantenimiento se enfoca en tres aspectos principalmente:

#### **4.1. Mantenimiento a instalaciones.**

El mantenimiento a las instalaciones consiste en la revisión y reparación de los puntos que a continuación se mencionan:

##### **4.1.3. Subestaciones tipo interior y caseta:**

- a) **Puerta de acceso:** Debe estar en buen estado la pintura, las bisagras, la chapa o candado, letrero de identificación.
- b) **Limpieza:** Barrer la basura acumulada, sacar objetos extraños que pudieran encontrarse en el interior, desinfectar.
- c) **Instalación eléctrica:** Verificar que enciendan todos los focos y el buen estado del apagador y los cables.
- d) **Techo de la Subestación:** Detectar goteras e impermeabilizar de ser necesario.
- e) **Deshierbar:** Recortar el pasto muy crecido y las ramas de los árboles que obstruyan la apertura de las puertas.

#### **4.2. En pozos tipo Ral y Bóvedas:**

- a) **Rejilla de acceso:** No debe estar rota, doblada o incompleta, debe estar pintada.
- b) **Limpieza:** Se debe desaguar verificando si se tienen filtraciones y si son de agua potable o de aguas negras. Cuando las filtraciones son pequeñas se tapan con integral que es un cemento de fraguado rápido y si son muy grandes se deben notificar al D. D. F. para que ellos reparen sus fugas. Cuando ya no haya filtraciones es necesario asear sacando toda la basura y objetos extraños desinfectando de ser necesario.
- c) **Escalera:** Debe estar bien sujeta al muro y pintada.
- d) **Ductos:** deben estar taponados (sellados) para evitar que a través de ellos entre agua.

#### **4.1.3. En pozos de visita:**

- a) **Tapa:** Verificar que no este rota, que el arillo este nivelado y al nivel de banquetta. Tapas de concreto en la banquetta y de fierro en arroyo.
- b) **Limpieza:** Desaguar verificando filtraciones, asear y desinfectar de ser necesario.
- c) **Ductos:** verificar que estén taponados. .

#### **4.2. MANTENIMIENTO AL EQUIPO.**

El mantenimiento al equipo consiste en los siguientes puntos:

##### **4.2.1 En Subestaciones tipo interior o caseta:**

- a) **Gabinete:** Debe estar bien pintado, con los vidrios enteros, nomenclatura visible, debe haber una tarima de madera con hule en la superficie donde pararse para hacer operaciones, tener a la mano la palanca de operación, casco y percha. A través de las ventanas tratar de detectar tanto visual como auditivamente algún brincamiento. Cuando el gabinete se tenga sin potencial es necesario checar la operación correcta de las quebradoras y el ruptofusible, limpiar las barras y los aisladores con turco (similar a la gasolina pero no es flamable), checar la capacidad adecuada de los fusibles y la operación correcta con el percutor. Lijar las zapatas de las terminales para que hagan buen contacto y verificar que no tengan escurrimiento. Medir con megger los aisladores para verificar su estado. Apretar la tornilleria de las tierras verificando que estén completas y medir el valor óhmico de las varillas cooperweld cuyo valor debe ser menor de 10 ohms.
- b) **Bus Abierto:** Lijar zapatas para tener buen contacto, apretar la tornilleria reponiendo la faltante, abrir los fusibles CR y apretar los tornillos del eslabón fusible. Tomar cargas para verificar que circula la corriente adecuada de acuerdo a la ampacidad del cable. Tocar cables y fusibles para detectar un calentamiento anormal, verificar que tengas placas de nomenclatura. Medir voltajes y verificar que no tengan variaciones.

- c) **Transformador:** Limpiarlo de polvo, verificar que la pintura esté en buen estado, checar nivel de aceite y temperatura en los indicadores correspondiente, verificar que tengan placas de datos, apretar la tornillería de las tierras, verificar que tenga escurrimiento de aceite por algún empaque dañado y que las terminales no tengan escurrimiento. El aceite que se usa en los transformadores debe tener propiedades aislantes pero como es un material higroscópico que absorbe fácilmente la humedad del medio ambiente baja su resistencia dieléctrica por lo que es necesario realizar periódicamente muestreos del mismo para determinar su valor de rigidez dieléctrica. Si las pruebas indican que el aceite tiene una rigidez menor a 20 KV, se recomienda cambiarlo por aceite con rigidez mayor a 30 KV. La muestra para la prueba es de 100ml. aproximadamente y se saca por la válvula inferior depositándolo en una botella limpia y libre de humedad. Es conveniente hacer notar que el Rtemp ( compuesto con propiedades dieléctricas y elaborado a partir de hidrocarburos) no pierde sus propiedades por lo que no es necesario hacerle pruebas de rigidez. Si el transformador no tiene potencial es necesario hacerle pruebas de T.T.R. para verificar la relación de transformación y la prueba de megger para checar continuidad de los fusibles, de los devanados y el estado del aislamiento.

#### **4.2.2. En Bóvedas.**

- a) **Transformador:** Verificar que la pintura esté en buen estado y su nomenclatura legible, verificar nivel de aceite y temperatura, verificar que tenga placa de datos, apretar tornillería del sistema de tierras, verificar que no tenga fuga de aceite por los empaques y que las terminales no tengan escurrimiento. Efectuar muestreo de aceite para la prueba de rigidez. Si se encuentra sin potencial hacerle pruebas de T.T.R. y de megger. A los equipos sumergibles se les hace prueba de hermeticidad que tiene la finalidad de detectar puntos donde los empaques estén en mal estado y se le pueda meter agua al equipo. La prueba consiste en inyectar nitrógeno a una presión de 5 libras por pulgada cuadrada durante 5 minutos. Si la presión no disminuye quiere decir que no hay fuga y el equipo se encuentra en buenas condiciones.
- b) **Bus Cubierto:** Lijar las zapatas para que hagan buen contacto, apretar tornillería y reponer la faltante, abrir fusibles CR y apretar los tornillos del eslabón fusible. Tomar cargas para verificar que circula la corriente adecuada. Verificar que las fundas estén completas, que no estén picadas o rotas, que tengan completas las abrazaderas y que estén bien colocadas.



- c) **Tierras:** Checar que el sistema de tierras esté completo y medir el valor óhmico de la varilla cooperweld.

#### **4.2.3. En Pozos tipo Ral:**

- a) **Interruptores y Cajas:** Se debe revisar que tenga pintura en buen estado y nomenclatura visible, que tengan la tornillería completa, que los tanques estén aterrizados, que las terminales no tengan escurrimiento y estén bien aterrizadas. Se les hace muestreo de aceite para la prueba de rigidez y prueba de hermeticidad. Se checa que el nivel de aceite esté correcto, que los mecanismos estén en buen estado.

### **4.3. MANTENIMIENTO A CABLES.**

Los cables en las instalaciones subterráneas son los puntos más frágiles del sistema debido a que no siempre su manejo es el adecuado y tiene muchos puntos de transición (empalmes y terminales) que generan esfuerzos eléctricos y probables puntos de falla. El mantenimiento a los cables consiste en los siguientes puntos:

**4.3.1. Instalación:** La instalación de un cable de M.T. debe hacerse usando las técnicas recomendadas por el fabricante cuidando de no dañar el aislamiento, no aplicar demasiada tensión de jalado y no someterlo a dobleces menores a los recomendados (12 veces el diámetro exterior del cable). Los ductos deben estar libres de obstrucciones, completamente limpios y perfectamente emboquillados. Los ductos deben terminar en pozos de visita con distancias máximas de 100 metros en tramos rectos y de menor distancia para los cambios de direcciones.

**4.3.2. Revisión:** Se efectúan recorridos verificando que los cables estén bien acomodados, que no tengan curvaturas excesivas, que no tengan piquetes, que los empalmes estén bien soportados y no tengan escurrimiento, que las terminales no tengan escurrimiento y estén bien aterrizadas.

**4.3.3. Pruebas:** Antes de hacer las pruebas, el cable deberá desconectarse de todo el equipo al que esté conectado, abriendo interruptores, retirando fusibles, etc. Se debe conectar a tierra todo el equipo que no se va a probar así como las partes metálicas que no estén conectadas a tierra.

- a) **Prueba de la Resistencia de Aislamiento:** La resistencia de aislamiento es la resistencia que ofrece su aislamiento al flujo de la corriente resultante de un voltaje de corriente directa aplicado. La resistencia de aislamiento de cualquier cable es afectada por la temperatura, humedad, suciedad y en general por las áreas débiles debido a deterioro por envejecimiento o por daño mecánico. El valor de resistencia medida a un voltaje y tiempo específicos, representará la influencia de todos esos factores en el aislamiento. Los valores de las mediciones deberán guardarse para comparaciones futuras. Antes de efectuar la prueba se recomienda calcular analíticamente la resistencia de aislamiento del cable utilizando la siguiente fórmula:

$$R_i = K \log_{10} \left( \frac{D}{d} \right)$$

Donde:

**R<sub>i</sub>** es la resistencia de aislamiento en megohms por Km.

**K** es la constante de la resistencia de aislamiento.

**log<sub>10</sub>** es el logaritmo base diez.

**D** es el diámetro exterior del aislamiento.

**d** es el diámetro interior del aislamiento.

Los valores de la constante de resistencia de aislamiento se dan a continuación:

**CONSTANTE DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.**

<b>AISLAMIENTO</b>	<b>K (M x Km)</b>	<b>TEMPERATURA</b>
<b>Papel Impregnado</b>	<b>3000</b>	<b>20<sup>0</sup>C.</b>
<b>Polietileno</b>	<b>6100</b>	<b>15.6<sup>0</sup>C.</b>

**Ejemplo de cálculo:**

Calcular el valor de la resistencia de aislamiento de un alimentador de 486 metros de cable seco cal. 150 mm<sup>2</sup>. Con aislamiento de polietileno de cadena cruzada, instalado en ductos a una temperatura promedio de 25<sup>0</sup>C.

De la fórmula:

$$R_i = K \log_{10} \left( \frac{D}{d} \right)$$

Tenemos que:

$$K = 6100 \text{ a } 15.6 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$D = 16.075$$

$$d = 7.975$$

Sustituyendo en la fórmula:

$$R_i = 6100 \log_{10} \left( \frac{16.075}{7.975} \right)$$

$$R_i = 6100 (0.3044)$$

$$R_i = 1856.96 \text{ megohms}$$

Luego entonces la corrección por temperatura es:

$$R_{it} = 1856.96 \times 1.66 = 3082.55$$

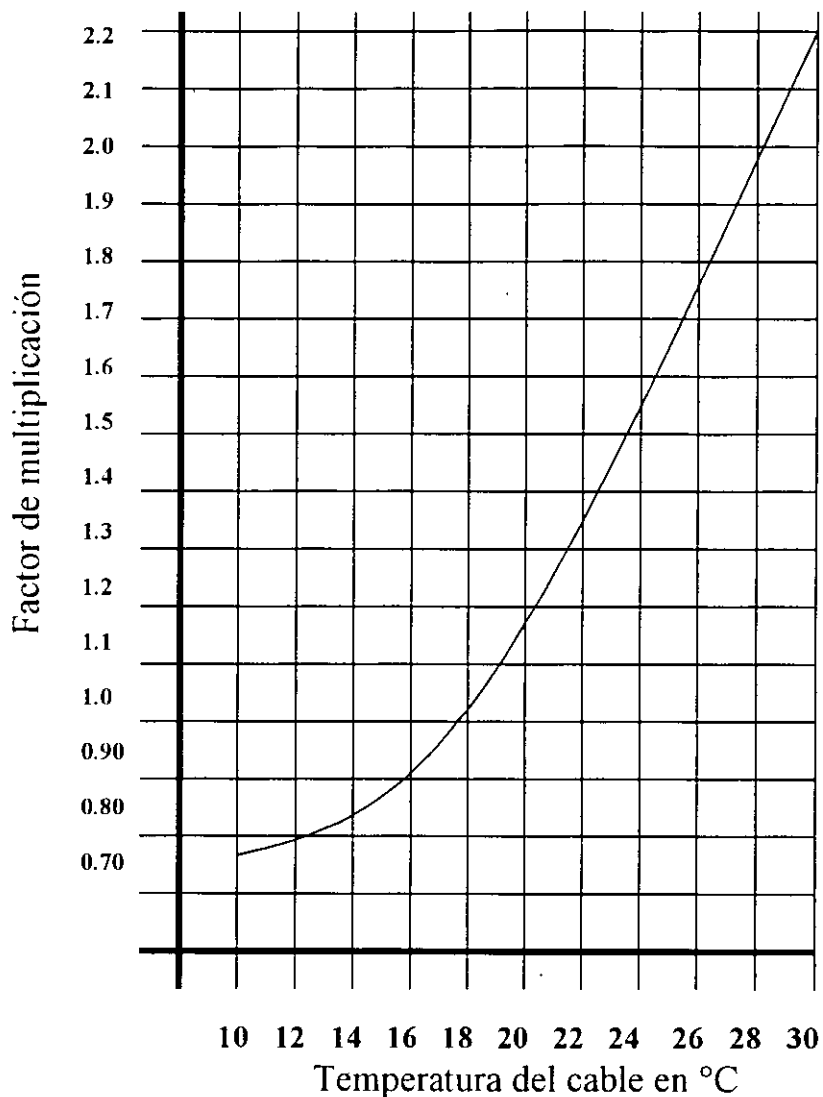
$$R_{il} = 3082.55 \times \frac{1000}{486} = 6342.71 \text{ megohms}$$

**TABLA DE DIÁMETROS DE AISLAMIENTO DE CABLES SECOS Y DE ACEITE PARA EL CALCULO DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.**

CABLE	D	d	D/d
23 TC 1 X 50	12.365	4.265	2.8991
23 TC 1 X 70	12.875	4.775	2.6963
23 TC 1 X 150	16.075	7.095	2.2656
23 TC 1 X 240	17.445	9.345	1.8667
23 PT 1 X 35	10.305	3.825	2.6491
23 PT 1 X 70	11.515	5.415	2.1263
23 PT 1 X 150	14.05	7.95	1.7672
23 PT 1 X 240	16.16	10.06	1.6063

**FACTOR DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA PARA CABLE SECO.**

TEMPERATURA (°C)	COEFICIENTE POR 0.55 °C	TEMPERATURA (°C)	COEFICIENTE POR 0.55 °C	TEMPERATURA (°C)	COEFICIENTE POR 0.55 °C
10.0	0.75	17.8	1.13	25.6	1.71
10.6	0.77	18.3	1.16	26.1	1.76
11.1	0.79	18.9	1.20	26.7	1.81
11.7	0.82	19.4	1.23	27.2	1.87
12.2	0.84	20.0	1.27	27.8	1.92
12.8	0.87	20.6	1.31	28.3	1.98
13.3	0.89	21.1	1.35	28.9	2.04
13.9	0.92	21.7	1.39	29.4	2.10
14.4	0.94	22.2	1.43		
15.0	0.97	22.8	1.47		
15.6	1.00	23.3	1.52		
16.1	1.03	23.9	1.56		
16.7	1.06	24.4	1.61		
17.2	1.09	25.0	1.66		



Ya que se tiene el valor calculado se hace la prueba físicamente con un megger (manual o electrónico). El borne positivo se conecta al conductor y el negativo a la pantalla o cubierta metálica del cable que también deberán estar conectados a tierra. Dado a que el cable se comporta como un capacitor, deberemos energizar durante cierto tiempo dependiendo de la longitud del cable (entre uno a tres minutos normalmente). Al terminar la prueba se registra también el valor de la temperatura a la que se encuentra el cable para poder efectuar la corrección correspondiente.

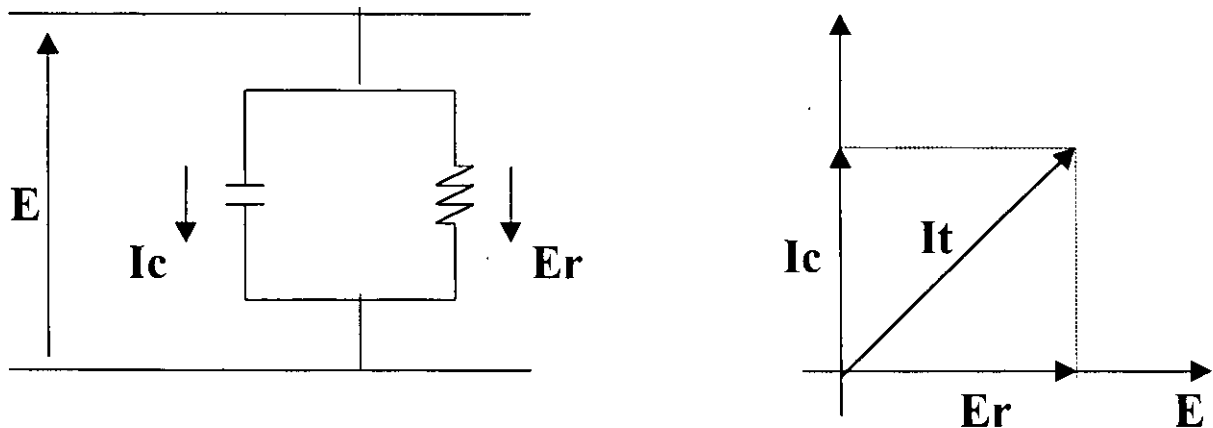
Al hacer la corrección por longitud debe recordarse que la resistencia de aislamiento varía inversamente con la longitud.

- a) Las pruebas en cable nuevo dan valores de resistencia de aislamiento más altos que los calculados y dependiendo de las condiciones en que trabajen se determina su vida útil que es de 30 años en condiciones normales.
- b) Prueba en alta tensión: el objeto de esta prueba es verificar que el aislamiento se encuentra en condiciones de operar satisfactoriamente ante los esfuerzos eléctricos típicos de los sistemas de potencia.

En México la prueba de alta tensión se realiza con corriente directa aunque es posible realizarla con corriente alterna a frecuencia industrial (60 Hz.) o a muy bajas frecuencias (0.1 Hz.).

Cuando se efectúa la prueba de alta tensión además de que el cable pueda soportar el voltaje de prueba durante el tiempo especificado, se realiza un análisis de la variación de la corriente de fuga con el tiempo.

El diagrama eléctrico simplificado de un cable de energía se presenta a continuación junto con el diagrama vectorial.

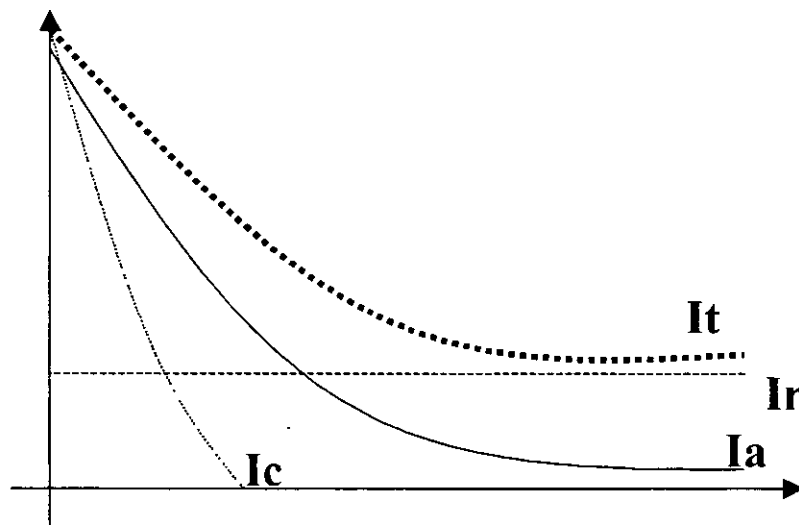


Se observa que cuando se aplica un voltaje a través de un dieléctrico fluyen tres tipos de corrientes que son:

- a) La corriente de carga ( $I_c$ ) que corresponde a la capacitancia del cable.
- b) La corriente de conducción ( $I_r$ ) presente en todo dieléctrico.
- c) La corriente de absorción o polarización ( $I_a$ ) que es de magnitud despreciable comparada con la corriente de conducción.

En el equipo de alta tensión se tiene un microampermetro que mide la suma de las tres corrientes arriba mencionadas ( $I_t$ ).

La variación de estas corrientes con el tiempo se ilustra en la siguiente figura, lo que indica que la lectura del microampermetro debe hacerse cuando se estabiliza la ( $I_t$ ) para evitar el efecto de la ( $I_c$ )



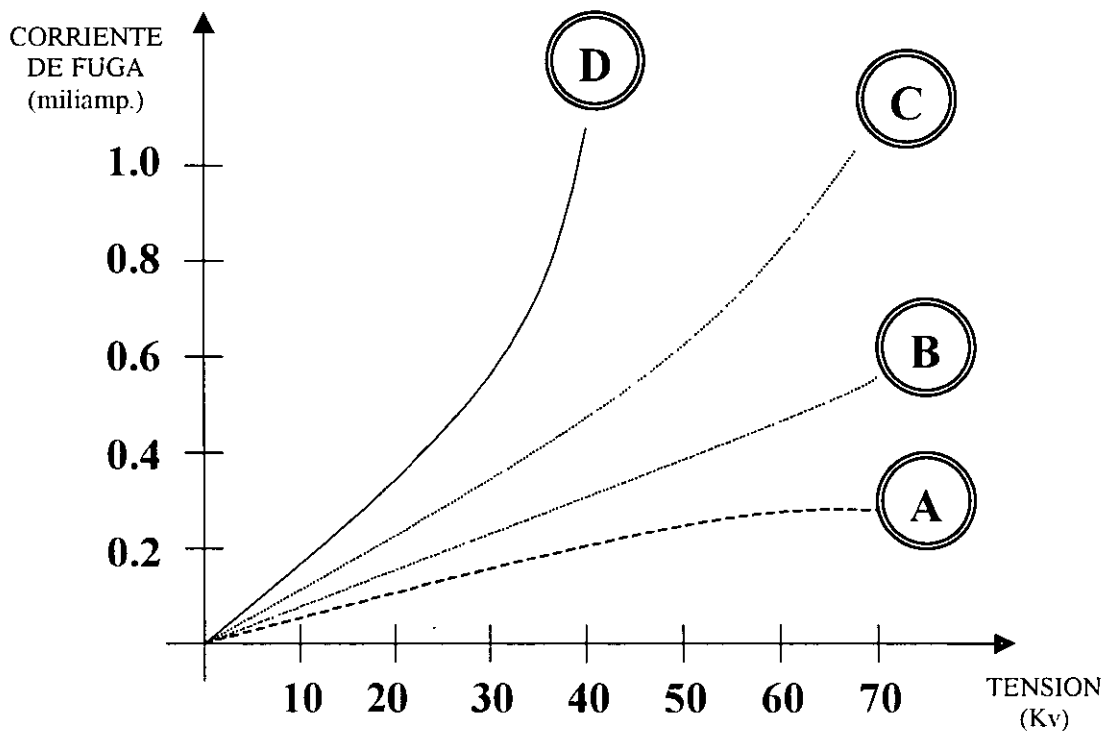
La corriente remanente es ( $I_t$ ) cuyo camino es a través del aislamiento o sobre una superficie de fuga tal como las terminales del cable bajo prueba.



Conocido el voltaje de prueba y la resistencia de aislamiento del cable la corriente de fuga se puede determinar analíticamente por la ley de ohm.

$$I_t = \frac{E(kv)}{R_i(M\Omega)}$$

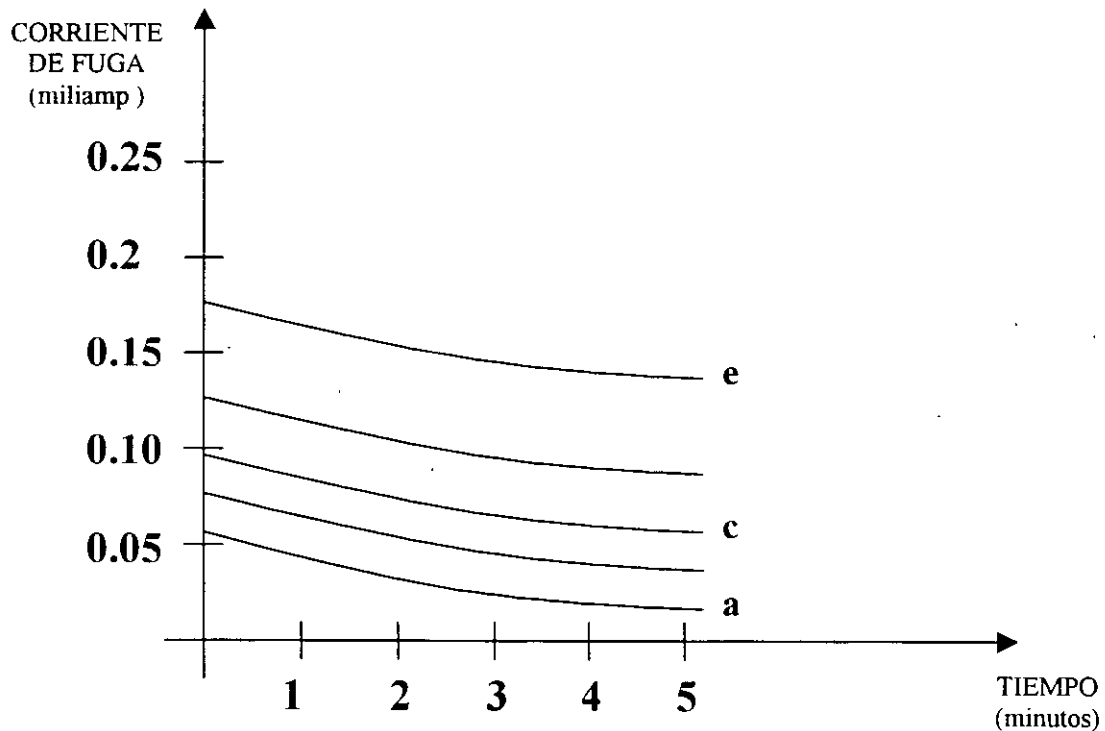
La prueba consiste en aplicar voltajes de corriente directa con rangos de 0 a 75 Kv para cable de aceite y de 0 a 60 para cables secos, aumentando a partir de cero de diez en diez Kv. y dejando que se estabilice durante cinco minutos hasta llegar al rango mencionado. Con los valores que se obtienen se elabora una gráfica como se muestra a continuación.



- Curva típica de buen aislamiento.
- B** Curva de buen aislamiento con humedad.
- Curva de buen aislamiento con mucha humedad capaz de ocasionar una falla.
- Curva de un aislamiento con burbujas de aire o impurezas. El voltaje inicia la ionización del aire en la burbuja lo que produce alta energía calorífica que causa la destrucción del aislamiento, ocasionando la falla.

Estas curvas nos indican si el aislamiento esta bueno o propuesto a fallar.

Si se gráfica año con año la curva de la corriente de fuga con respecto al tiempo nos muestra como el aislamiento aunque este en buen estado envejece y permite cada vez una mayor corriente de fuga.



Gráficas periódicas que indican el envejecimiento que sufre el aislamiento de un cable a medida de que pasa el tiempo.

- a) Cable recién instalado.
- b) Cable tres años después.
- c) Cable cinco años después.
- d) Cable siete años después.
- e) Cable quince años después.

#### **4.4. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO.**

Elaborar un programa de mantenimiento preventivo debe tomar en cuenta diferentes factores como: la cantidad de instalaciones existentes, la cantidad de personal disponible y capacitado, la cantidad de recursos y el tiempo que se tarda el personal en realizar la acciones de mantenimiento.

Lo mas recomendable es dar mantenimiento con la periodicidad que se indica a continuación en base a la experiencia que se tiene en este campo; y dadas las condiciones friáticas y de acumulación de basura que se tiene en la ciudad de México.

- a) Mantenimiento a instalaciones tres veces al año.
- b) Mantenimiento al equipo tres veces al año.
- c) Mantenimiento a cables dos veces al año.
- d) Pruebas a cables una vez al año.

## 5. FACTORES DE FALLA.

Independientemente del mantenimiento preventivo realizado para mantener las instalaciones en buen estado hay otros factores que ocasionan las fallas y se mencionan a continuación.

- 5.1. **Fallas en terminales y empalmes:** se ocasionan por falta de mano de obra calificada y exceso de humedad.
- 5.2. **Fallas en cable:** ocasionadas por malos manejos en cable durante la instalación dañando el aislamiento y las pantallas por tensiones de jalado excesivas, materiales extraños y rebabas en los ductos y daños mecánicos por terceros.
- 5.3. Temperaturas excesivas ocasionadas por trabajar los cables por encima del valor máximo de corriente permitido y por el cruce del cable con fuentes térmicas.

En la siguiente tabla se indican los rangos de temperatura que soportan los aislamientos.

TIPO DE CABLE	TEMPERATURA DE OPERACIÓN (°C)	TEMPERATURA DE CORTO CIRCUITO (°C)
ACEITE	65	160
SECO	90	250

- 5.4. **Efecto corona:** Es una descarga eléctrica en el aire (brincamiento), creado por un esfuerzo eléctrico que resulta en rotura o ionización del aire que puede causar falla en el cable. Se origina por una mala elaboración del cono de alivio o por distancias inadecuadas entre partes vivas y tierra.

**5.5. Sobrevoltajes:** No es conveniente que circulen voltajes muy altos en los cables ya que ocasionan arcos en las terminales arborescencias dentro del aislamiento. Los sobrevoltajes se generan como resultado de descargas atmosféricas u operación de interruptores y posibles condiciones de resonancia del circuito (ferro resonancia). De aquí que es conveniente el uso adecuado de apartarrayos; el menor número de operaciones posibles en el sistema y utilizar equipos de apertura tripolar.

### **ESTADISTICAS DE FALLAS EN 23 KV DE 1998**

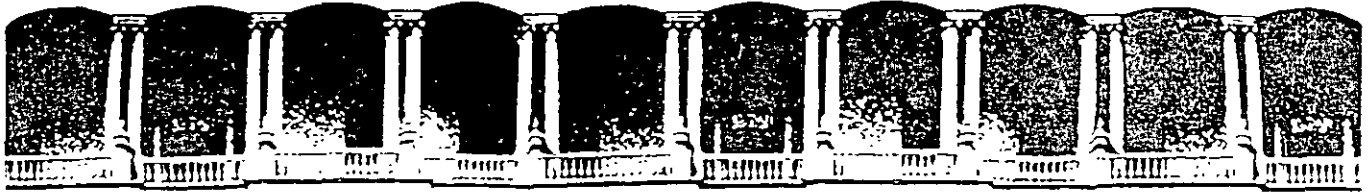
<b>FALLA EN TERMINALES Y EMPALMES:</b>	<b>46.23 %</b>
<b>FALLA EN CABLE:</b>	<b>22.58 %</b>
<b>FALLA POR TERCEROS:</b>	<b>5.37 %</b>
<b>ESCURRIMIENTOS:</b>	<b>19.35 %</b>
<b>OTROS:</b>	<b>6.47 %</b>
<b>TOTAL:</b>	<b>100 %</b>

## CONCLUSIONES

- Se utilizan sistemas de distribución subterránea cuando se requiere alta confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico, pasando por alto el costo.
- El tener personal altamente capacitado implica que se elaboren trabajos de buena calidad y como resultado generalmente se efectuará un buen mantenimiento preventivo en equipos e instalaciones.
- El equipo de termografía ha ayudado mucho al mantenimiento preventivo para detectar puntos calientes que indican una falla próxima.
- La elaboración y uso de formatos permite tener un control administrativo en el programa que se lleva a cabo para efectuar los trabajos de mantenimiento; por lo que el éxito depende de un buen control organizacional desde el escritorio en donde se concentra el mando del mantenimiento de los sistemas en función.
- Un punto primordial para que los trabajos se lleven a cabo con buenos resultados es necesario estar pendiente de que los trabajos se efectúen con seguridad por parte del personal operativo; esto implica que el personal cuente con equipo de seguridad y buenas herramientas para el desarrollo de sus labores.
- Otro punto medular de este ámbito es la buena calidad de los equipos y materiales que se estén usando para los requerimientos de los sistemas en función.
- Las tecnologías juegan el segundo punto importante para el poder dar solución pronta a los contratiempos y diligencias operativas que en su momento se presentan.
- Los disturbios serán atacados y solucionados dependiendo de una buena dirección, de una buena capacitación para el personal operativo, y el ser provistos de equipos, herramientas y materiales en buen tiempo; todo esto por parte de la dirección de la empresa inmiscuida.

## REFERENCIAS

- Normas técnicas de Montajes y Materiales, “Luz y Fuerza del Centro”.
- Generalidades sobre Sistemas Subterráneos de Distribución, “Tesis Profesional, Ing. Carlos Armando García Gama”.
- Distribution Systems, Electric Utility Engineering Reference Book; “Westinghouse Electric Corporation”.
- Apuntes sobre Cables Subterráneos de Energía; “Ing. Antulio Betancourt rtíz, Condumex S. A.”.
- Cables de Energía para Distribución Subterránea I; “Ing. Julio Luna Castillo, C. I. M. E.”.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.  
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**CURSOS ABIERTOS**

**SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

**TEMA**

**MÉTODO MONTE CARLO**

**EXPOSITOR: ING. JAVIER CASTRO LÓPEZ  
PALACIO DE MINERIA  
AGOSTO 2000**

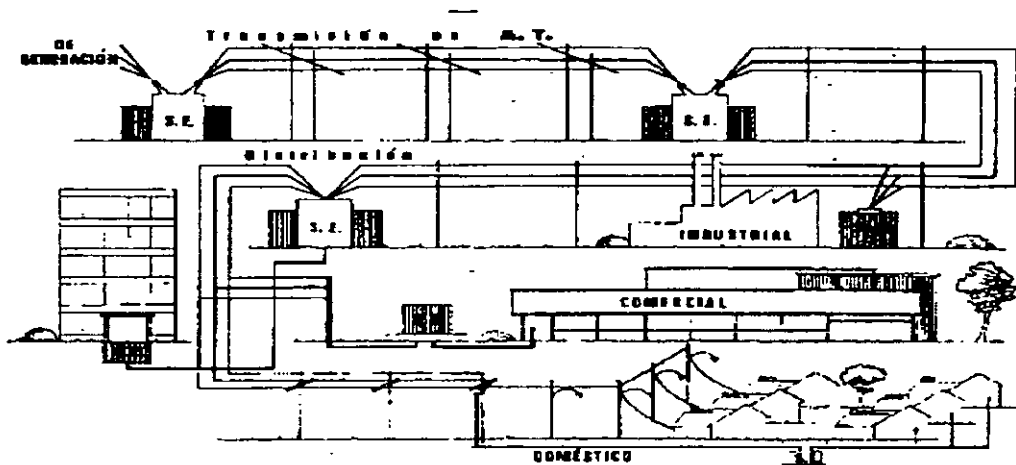


*DIVISION DE EDUCACION CONTINUA*

FACULTAD DE INGENIERIA  
U.N.A.M.

*SISTEMAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA*

**METODO DE MONTE CARLO PARA DISEÑO DE REDES**



• ING. JAVIER CASTRO LOPEZ

## METODO DE MONTECARLO APLICADO A LA PREDICCION DE CARGAS EN REDES DE DISTRIBUCION SUBTERRANEAS.

Existen varios métodos para predicción de las tasas de crecimiento en sistemas de distribución, dadas las características de construcción, tiempo y costo de las redes subterráneas es necesario utilizar métodos que permitan no sólo el cálculo de las tasas, sino el tipo, localización geográfica, año de aparición, etc. En este estudio se presenta la aplicación del METODO DE MONTECARLO para simular la aparición de cargas en una red de distribución subterránea como una herramienta para predecir su crecimiento.

### SIMULACION

El método de simulación es un cálculo con el cual se puede predecir el comportamiento de un sistema en el tiempo, haciendo uso de modelos probabilísticos. Entendiéndose por modelo una representación operacional que describe el comportamiento de las partes del conjunto de un sistema físico real, siendo una abstracción para hacer predicciones.

Con el uso de la simulación se busca el desarrollo de la investigación adquiriendo conocimientos relativos a la predicción del comportamiento de un sistema, bajo diferentes condiciones, pudiendo ser implementado hasta obtener resultados prácticamente reales. La simulación es un instrumento útil en sistemas cuyo análisis matemático resulta demasiado complejo y sería muy costoso trabajar con el sistema físico real.

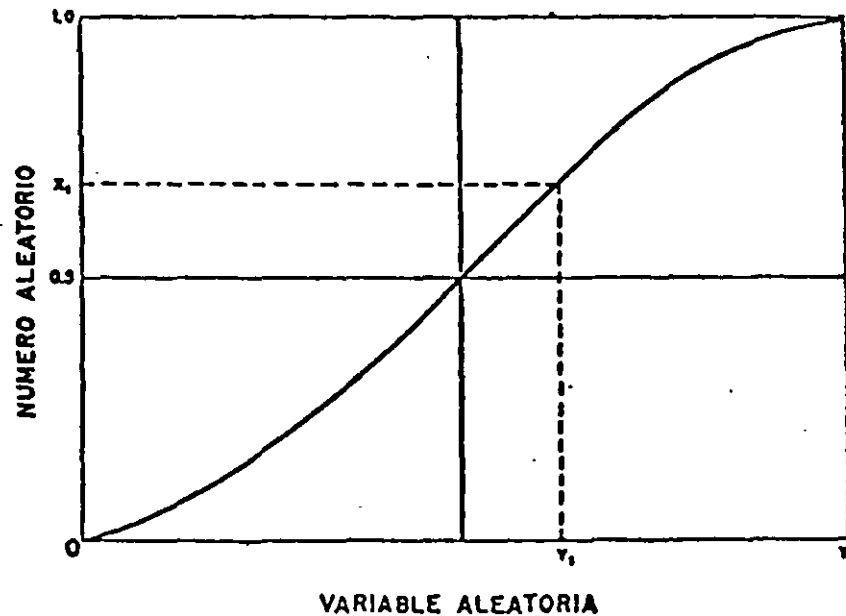
En los sistemas de distribución subterránea se ve la conveniencia de hacer uso de la simulación para la predicción en la aparición de carga, ya que éstos no siguen una ley determinística si no una combinación de eventos probabilísticos complejos, debido a procesos aleatorios.

## - METODO MONTE CARLO

El método de Monte Carlo, es un método de simulación con el cual se hacen observaciones aleatorias a partir de una distribución probabilística.

El procedimiento del método sigue los siguientes puntos:

- 1.- Graficar la función de probabilidades relativas acumuladas.
- 2.- Obtener un número  $X_1$  al azar entre 0 y 1, con tantos decimales como se desee.
- 3.- El número  $X_1$  del punto 2, se localizará en el eje de las ordenadas y se proyectará horizontalmente hasta cortar en un punto a la función, proyectándolo a su vez sobre el eje de las abscisas, en donde se podrá leer el valor  $Y_1$ , como se muestra en la siguiente figura:



## - PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

Para el establecimiento preciso del problema es necesario crear el modelo del sistema de distribución subterráneo, que nos permitirá predecir en que año y en que lugar aparecerán cargas eléctricas puntuales, ocasionadas por las construcciones en lotes disponibles. Las nuevas cargas puntuales serán conectadas a los alimentadores en Mediana Tensión de la zona, llevándose un balance de éstos y así obtener un crecimiento uniforme de la carga, debido al crecimiento vertical (o puntual) y horizontal (o natural) de la carga.

Como se ve el crear este modelo no es sencillo, ya que intervienen una gran cantidad de condiciones que no pueden ser expresadas en forma matemática por ser de carácter fortuito o aleatorio, es por esto que en este caso se propone el procedimiento de simulación que establece el Método de Montecarlo y que es aplicable a una red subterránea. En el diagrama de flujo siguiente se muestran los pasos a seguir con detalle.

## - ANTECEDENTES DE UNA RED SUBTERRANEA.

De estudios previos a una red de distribución subterránea se conoce:

- 1.- Límites de la zona
- 2.- Zonas vecinas en cables subterráneos
- 3.- Voltaje de operación
- 4.- Número de alimentadores en alta tensión
- 5.- Capacidad de corriente de alimentadores en alta y baja tensión
- 6.- Cantidad y capacidad de transformadores
- 7.- Estructura de alta y baja tensión

Así como:

- 1.- Densidad de carga
- 2.- Tasa histórica de crecimiento de la carga

El modelo de la red de distribución subterránea tiene las siguientes funciones PROBABILISTICAS:

- 1.- Número de subestaciones que aparecen por año
- 2.- Lotes disponibles para construcción
- 3.- Capacidad en kVA de las subestaciones

Los tres submodelos anteriores son creados al hacer la aproximación de curvas sobre el histograma de frecuencias relativas acumuladas que nos representan a cada uno de ellos.

El método de Monte-Carlo como técnica de simulación aplicada a redes subterráneas es de suma utilidad, convirtiéndose de hecho en una herramienta de toma de decisiones ya que puede predecir:

- Número de subestaciones que aparecerán por año.
- Lugar preciso en donde aparecerán cada una de estas nuevas subestaciones.
- Cantidad y capacidad de los transformadores de cada una de las subestaciones.
- Año de saturación de la red en estudio, en los alimentadores de Mediana Tensión y Banco de las Subestaciones de Potencia.

Todo lo anterior se logra basándose en los conocimientos que se tienen del sistema a simular, auxiliándose de la probabilidad y estadística matemática. Con los datos anteriores se desarrolla una función de probabilidades relativa acumulada, sobre la cual se hacen muestreos aleatorios, ya que como se sabe, un sistema de distribución no tendrá nunca un comportamiento determinístico.

DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA PREDICCIÓN DE CARGAS POR EL METODO MONTE CARLO

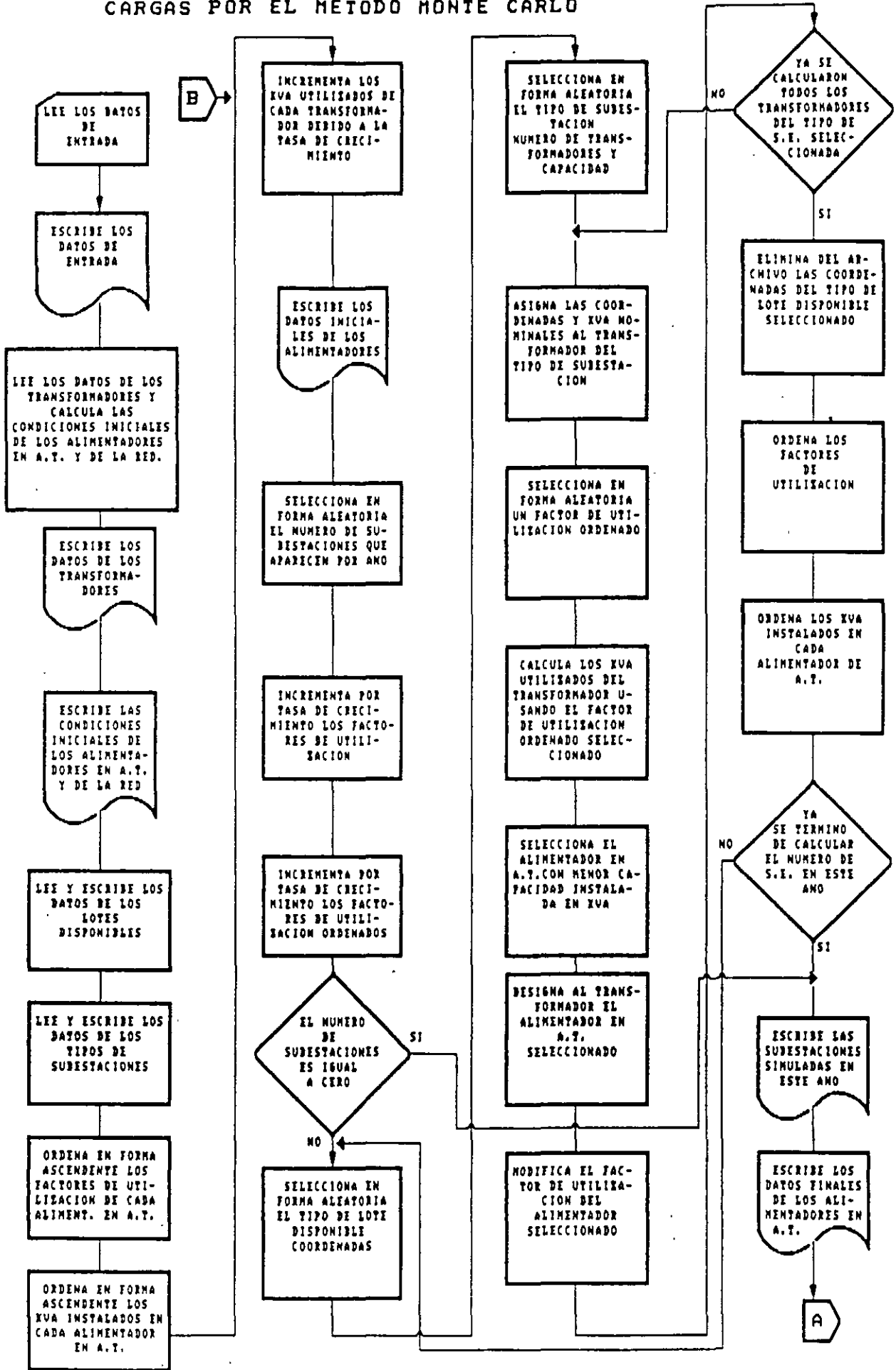
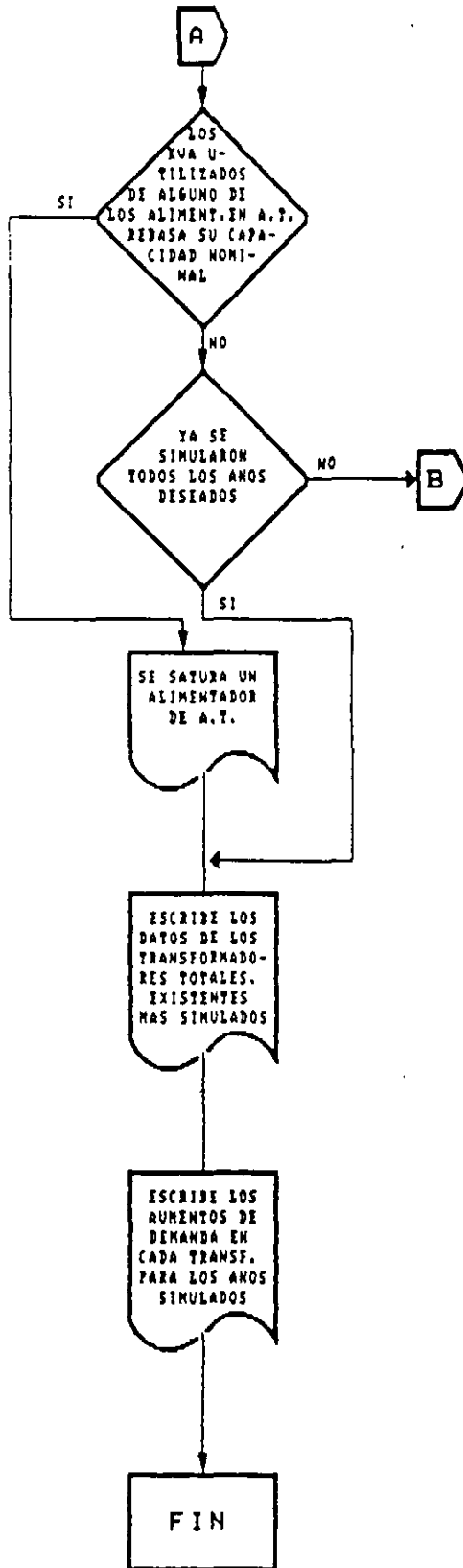


DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA PREDICCIÓN DE CARGAS  
POR EL METODO MONTE CARLO



## EJEMPLO DE APLICACION. RED VERONICA.

Como se mencionó en páginas anteriores de este estudio, la de ci sión de invertir en una red subterránea implica un estudio de ta lla do de las cargas, zonas, forma geométrica, localización pun tu al de cargas futuras, etc. Una decisión equivocada involucra posibles pérdidas económicas y molestias a los usuarios.

El método de Monte-Carlo aplicado como herramienta de planeación en redes subterráneas permite considerar algunas de las varia--bles heurísticas que otros métodos no consideran ya que se pueden obtener reportes de las condiciones actuales en que está -operando la red y por medio de la simulación las posibles necesidades de inversión en equipo, expansión y material a corto y mediano plazos, ya que se tiene un control estadístico de -crecimiento de carga en la zona en el tiempo, así como los lugares posibles o probables de aparición de las cargas.

Dada la importancia que tiene la Zona Rosa dentro de la Ciudad de México y su posible expansión futura, se seleccionó la RED VERONICA para la aplicación de este método.

### DATOS GENERALES DE LA RED

Los límites geográficos de la Red Automática Verónica 23 kV. son:

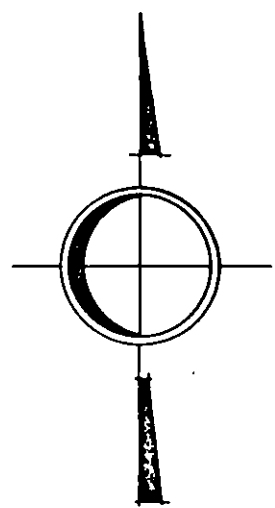
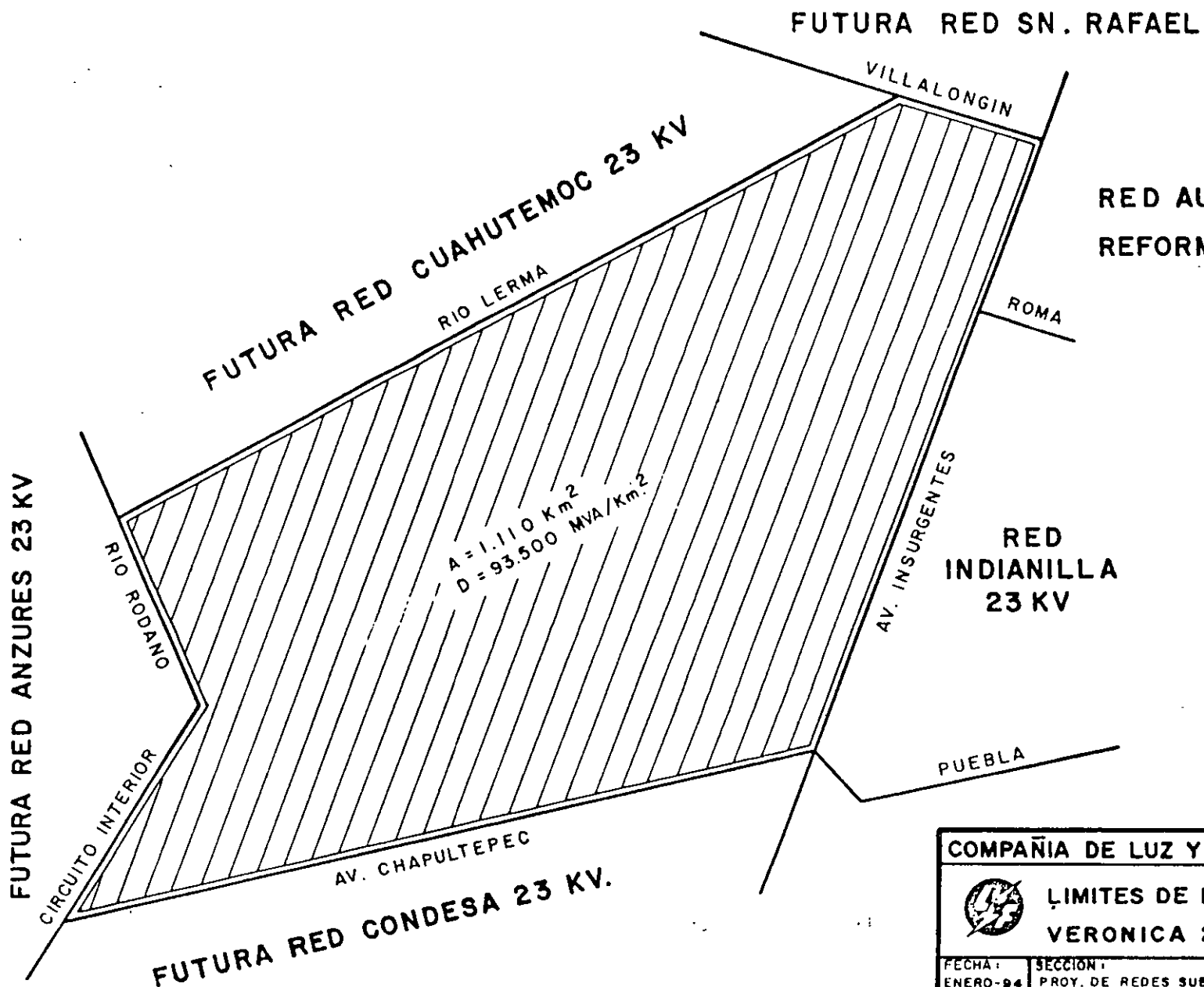
- Al Norte : Río Lerma y Villalongin
- Al Sur : Av. Chapultepec
- Al Oriente : Av. Insurgentes
- Al Poniente : Río Rodano y Circuito Interior

Con una superficie de: 1.11 km<sup>2</sup>.

En la red se encuentran instaladas: 101 subestaciones, tipo bóve da y tipo interior, con un total de 166 transformadores.

La densidad de carga es de: 93:38 MVA/ km<sup>2</sup>.





COMPañA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO,S.A.



LIMITES DE LA RED AUTOMATICA  
VERONICA 23 KV.

FECHA:	SECCION:		
ENERO-94	PROY. DE REDES SUBTERRANEAS		
ESC.:	DIB.:	PROY.:	APROBO:
SIN.	F.L.L.	R.R.C.	B.C.H.A.
ACOT.:	REV.:	Vo.Bo.:	
SIN	A.P.	D B O.	

Actualmente la Red Verónica se alimenta por seis (6) troncales de 10 MVA cada una, de dos bancos de 30 MVA. de la S.E. Huasteca.

En base a las demandas de los últimos 5 años se tiene una tasa de crecimiento de 2.55.

### PROGRAMA DE SIMULACION

El programa de simulación requiere de los siguientes datos:

- Año en que se inicia la simulación.
- Número de años a simular.
- Número de alimentadores y capacidad.
- Número de transformadores instalados en la zona, ubicación geográfica, capacidades nominal y utilizada de cada uno.
- Tasa de crecimiento en los últimos 5 años.
- Número de lotes disponibles donde sea posible la aparición de S.E. nuevas, ubicación geográfica y clasificados de la siguiente forma:
  - Estacionamiento privado
  - Estacionamiento público
  - Taller mecánico
  - Edificio en ruinas
  - Lotes baldíos
  - Edificio en construcción

Tipo de subestaciones, tomando como base la siguiente clasificación:

- 3 transformadores de 750 kVA.
- 3 transformadores de 500 kVA.
- 2 transformadores de 750 kVA.
- 2 transformadores de 500 kVA.
- 1 transformador de 750 kVA.
- 1 transformador de 500 kVA.

También se proporcionan los modelos matemáticos de:

- Número de S.E. que aparecen por año.

$$f(x) = 4x$$

esta curva se obtiene de datos estadísticos de la aparición de subestaciones por año en los últimos años.

- Lotes disponibles.

$$f(x) = 6.3 x^{0.6006}$$

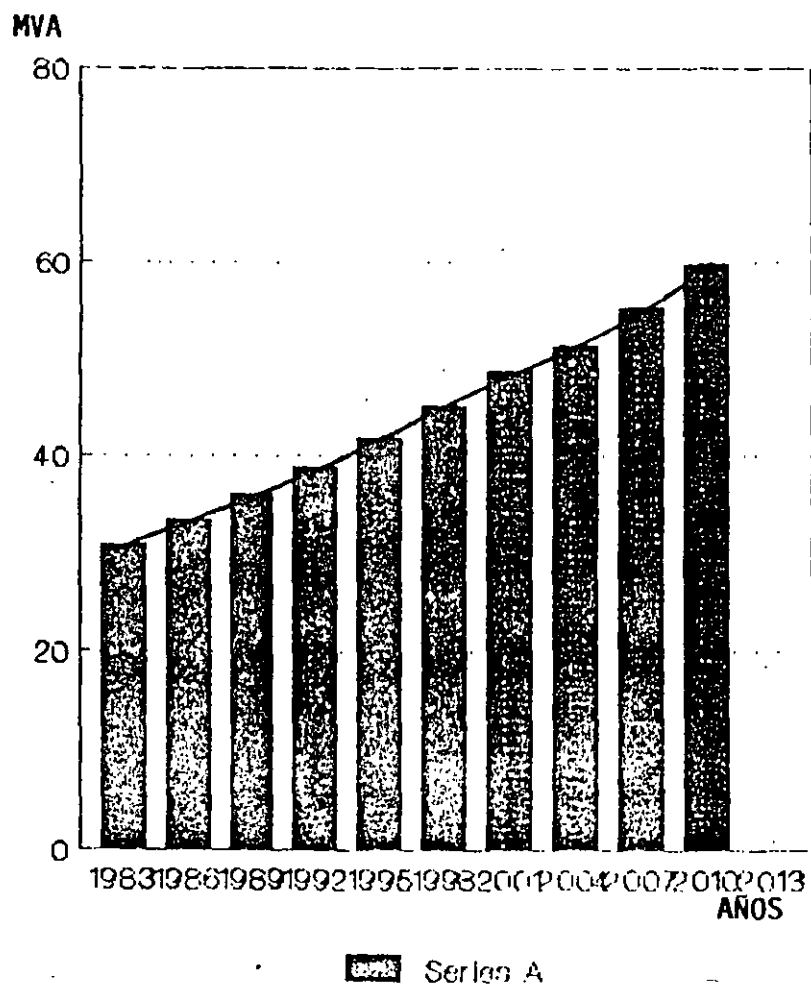
esta curva se obtiene dando valores probabilísticos de acuerdo a su factibilidad de necesidad de servicio eléctrico de acuerdo al tipo de lotes disponibles antes mencionados.

- Tipo de S.E.

$$f(x) = 6.0052 x^{0.3564}$$

esta curva se obtiene de datos estadísticos de la capacidad de las subestaciones tipo que han aparecido en los últimos años.

# ANO DE SATURACION RED VERONICA 23 kV.



Tasa de Crecimiento = 2.55

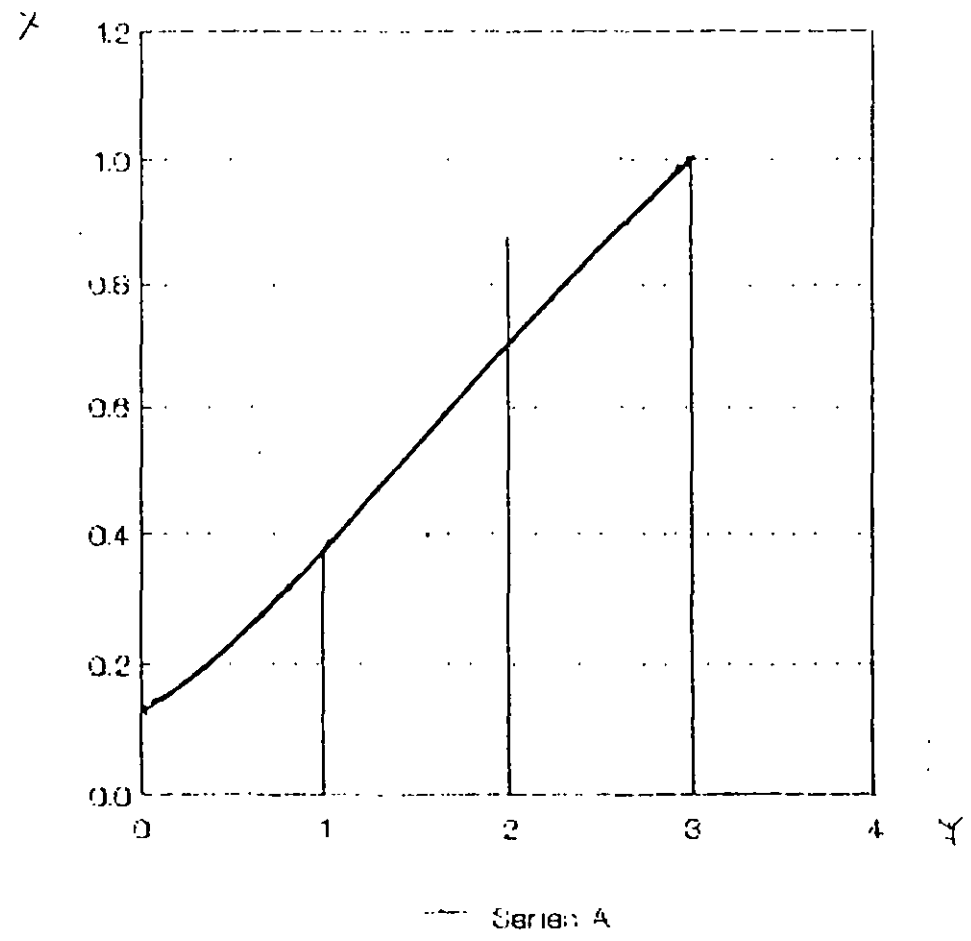
MODELO HISTORICO DE APARICION  
DE TIPO NORMALIZADO DE SE's

TIPO DE SUBESTACION	NUMERO DE IDENTIFICACION	FRECUENCIA HISTORICA	FRECUENCIA RELATIVA	FRECUENCIA ACUMULADA
3 x 750	1	0	0	0
3 x 500	2	0	0	0
2 x 750	3	2	0.153	0.153
2 x 500	4	3	0.230	0.383
1 x 750	5	4	0.307	0.69
1 x 500	6	4	0.307	1.00
TOTAL	8	13	1	

## DATOS HISTORICOS DE SE's POR AÑO

AÑO	No. DE SE's	CAPACIDADES EN KVAS
91.	1	2x750
92	2	2x500, 1x750
93	2	1x750, 2x750
94	2	1x500, 2x500
95	3	1x500, 1x500, 1x750
96.	2	1x500, 2x500
97	0	
98	1	1x750

# NUMERO DE S.E./AÑO RED VERONICA 23 kV.



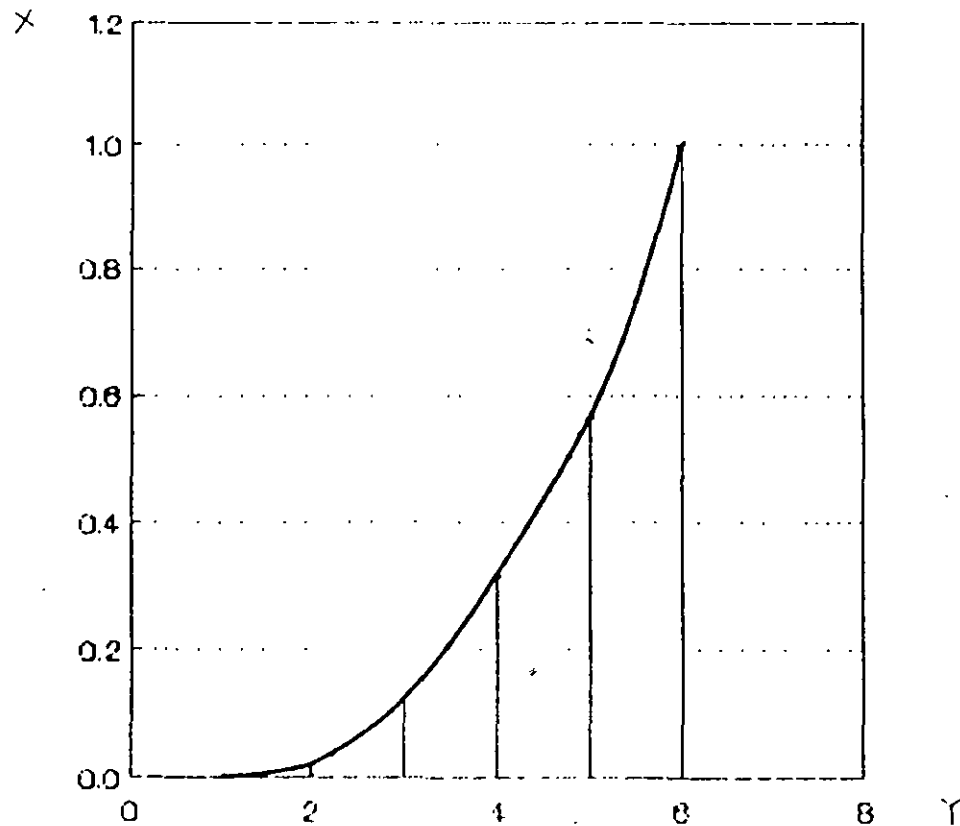
$f(x) = 4 \cdot x$

MODELO HISTORICO  
DE SUBESTACIONES POR AÑO

Y	X		
NUMERO DE SUBESTACIONES POR AÑO	FRECUENCIAS DE SE/AÑO	FRECUENCIA RELATIVA	FRECUENCIA RELATIVA ACUMULADA
0	1	0.125	0.125
1	2	0.250	0.375
2	4	0.5	0.875
3	1	0.125	1
TOTAL	8	1	



# TIPO DE S.E. RED VERONICA 23 kV.



Series A

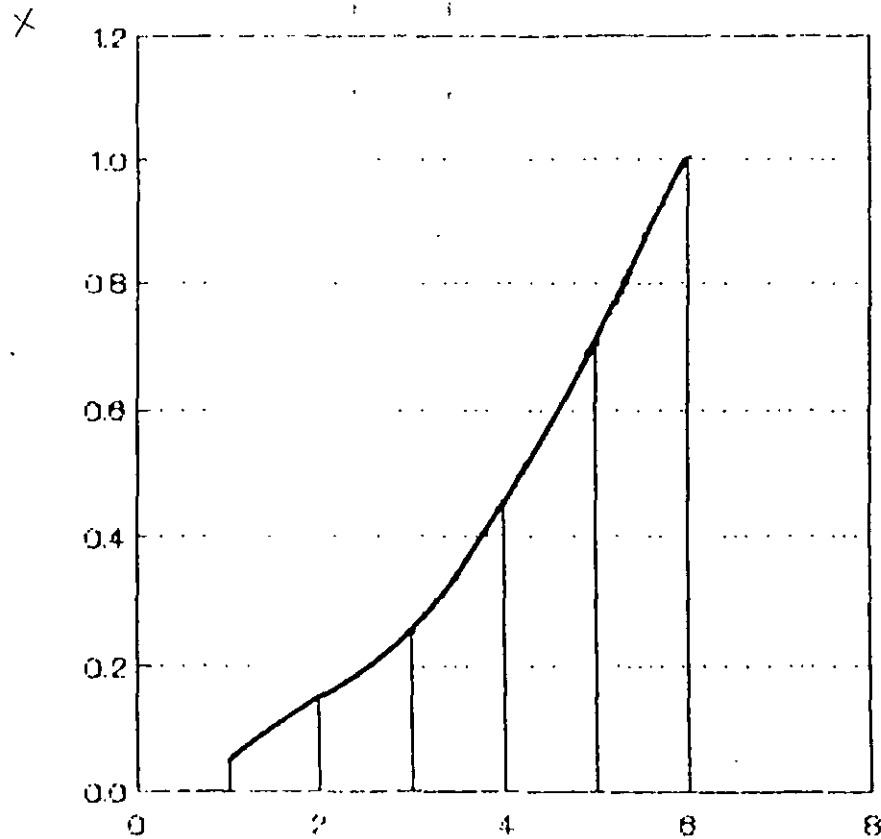
$$f(x) = 6.0062 \cdot x \exp(-0.3334x)$$

## MODELO PROBABILISTICO DE UTILIZACION DE TIPO DE LOTE

TIPO DE LOTE	N. DE IDENTIFICACION	PESO PROBABILISTICO	FRECUENCIA RELATIVA	FRECUENCIA RELATIVA ACUMULADA
ESTACIONAMIENTO PRIVADO	1	1	0.05	0.05
ESTACIONAMIENTO PUBLICO	2	2	0.10	0.15
TALLER MECANICO	3	2	0.10	0.25
EDIFICIO EN RUINAS	4	4	0.20	0.45
LOTE BALDIO	5	5	0.25	0.70
EDIFICIO EN CONSTRUCCION	6	6	0.30	1.00
TOTAL		20	1	1

PROBABILIDAD DE UTILIZACION  
DE LOTES

# LOTES DISPONIBLES RED VERONICA 23 kV.



Series A

$$f(x) = 0.30 \cdot x \exp(-0.60)$$

No. IDENTIFICACION

## REPORTES DEL PROGRAMA

Al ejecutarse el programa entrega un reporte de la información proporcionada siguiente:

- Los transformadores existentes instalados en la red. Indicando: ubicación geográfica, capacidad nominal, capacidad utilizada actual y alimentador al que está conectado.
- Lotes disponibles. Indicando: ubicación geográfica, índice probabilístico de acuerdo a su clasificación como lote disponible y un número secuencial dentro de esa clasificación.
- Un reporte del estado actual que guarda la red en su conjunto, esto es: se indica cada "ALIMENTADOR" (balance de alimentadores) los "kVA's INSTALADOS", "kVA's UTILIZADOS" (demanda) y "FACTOR DE UTILIZACION", estos mismos datos se dan para toda la red (balance de red).

## PROCESO DE SIMULACION

### DATOS INICIALES

Se proporciona los datos iniciales en el año que se simula, el balance de los alimentadores al inicio de ese año, indicando "ALIMENTADOR", "kVA's INSTALADOS", "kVA's UTILIZADOS", y "FACTOR DE UTILIZACION".

### SUBESTACIONES DE PROBABLE APARICION

Se reportan las subestaciones de probable aparición, en donde el "NO. DE R.T." es el número secuencial del transformador a partir del total de los existentes, las "COORDENADAS" de su ubicación topográfica de acuerdo con el Lote Disponible seleccionado, "kVA's NOMINALES" en base al tipo de subestación seleccionada, "kVA's UTILIZADOS" tomando en forma aleatoria los factores de utilización de los alimentadores de la red para estimar la utilización de cada transformador simulado y el "NO. DE ALIMENTADOR" al que estará conectado el nuevo transformador simulado, en base al balance de los kVA's instalados del alimentador con menor capacidad instalada.

## DATOS FINALES

En este reporte se indica el estado final de los alimentadores para el año simulados, teniéndose: "ALIMENTADOR", "kVA's INSTALADOS", "kVA's UTILIZADOS", "FACTOR DE UTILIZACION", debe notarse que los kVA's instalados han sido modificados por incluir los transformadores nuevos simulados, al igual los kVA's utilizados debido a el efecto de la tasa de crecimiento natural de la red, asi como los kVA's demandados por cada transformador simulado. Esto origina la correspondiente modificación del factor de utilización por alimentador.

## REPORTE ADICIONAL

Es un reporte final se proporciona el estado en que se encuentran los transformadores iniciales y simulados al final del cálculo. En el se indica: "NO." secuencial del transformador, "COORDENADAS" de la ubicación geográfica, "ALIMENTADOR" al que esta o estara conectado el transformador, "kVA's NOMINALES" de cada transformador, "kVA's UTILIZADOS POR AÑO" incluyendo el año inicial hasta el año de la ultima simulación..

Conviene hacer notar que todos los transformadores existentes y los simulados a partir de su aparición son afectados por la tasa de crecimiento natural de la red.

| RED AUTOMATICA VERONICA 23 kv.

AÑO EN QUE SE INICIA LA SIMULACION 1|

|NUMERO DE AÑOS A CALCULAR 5

NUMERO DE ALIMENTADORES EN LA RED 6|

|CAPACIDAD DE CADA ALIMENTADOR 10000 kVA.

NUMERO DE TRANSFORMADORES AL INICIO DE LA SIMULACION 166|

|TASA DE CRECIMIENTO 2.550

NUMERO DE LOTES DISPONIBLES 93|

|NUMERO DE INTERVALOS PARA LOS LOTES DISPONIBLES 6

MAXIMO NUMERO DE LOTES POR INTERVALO 36|

|NUMERO DE SUBESTACIONES TIPO 6

|NUMERO DE INTERVALOS PARA SUBESTACIONES TIPO 6

NO.	COORDENADAS	DATOS PARA EL AÑO 0		NO. ALIM.
		kVA's. NOMINALES	kVA's. UTILIZADOS	
1	4782 7761	750	262	2
2	4782 5574	500	198	6
3	4782 6765	500	217	4
4	0 6548	750	206	4
5	4782 7651	500	110	1
6	0 0	500	205	5
7	4883 4209	500	156	3
8	4883 4210	500	175	6
9	4783 4	300	8	3
10	4782 5254	500	232	4
11	4782 5542	500	137	2
12	4782 5541	500	129	3
13	4782 7643	500	160	6
14	4782 8178	500	270	2
15	4782 7666	500	255	6
16	4782 6546	750	329	5
17	4782 6437	750	251	6
18	4782 6436	750	262	4
19	4782 8682	500	354	5
20	4783 1	750	176	3
21	4782 9300	750	213	1
22	4782 8729	750	262	5
23	4782 8728	750	191	2
24	4782 5180	500	144	1
25	4782 5181	500	141	5
26	4883 2018	500	152	4
27	4782 7241	500	141	3
28	4782 7242	500	148	6
29	4781 3159	300	152	6
30	4781 3059	300	140	3
31	4782 6384	500	201	3
32	4782 6785	500	202	5
33	4782 5574	750	168	6
34	4782 5575	750	150	5
35	4782 5576	750	172	4
36	4782 5460	750	284	1
37	4782 5464	750	143	2
38	4782 5466	750	281	6
39	4782 7487	750	236	1
40	4782 7488	750	239	3
41	4782 7489	750	198	6
42	4882 1682	500	274	2
43	4782 771	750	382	5
44	4782 6834	500	304	4
45	4782 6835	500	190	6
46	4782 6562	750	239	6
47	4782 6563	750	232	5
48	4782 4637	500	163	2
49	4782 4219	500	122	1
50	4782 4013	500	173	6
51	4883 610	500	171	3
52	4782 9589	750	191	4
53	4782 9590	750	198	1
54	4782 7696	500	251	4
55	4883 186	500	250	2
56	4883 3823	300	102	6
57	4883 3723	300	95	2
58	4883 3314	750	198	3
59	4883 3413	750	213	2
60	4883 3512	750	213	1
61	4883 1204	500	120	6

62	4883	1404	500	129	5
63	4882	1987	500	217	3
64	4882	1681	750	228	5
65	4882	1883	750	228	4
66	4882	3209	750	247	1
67	4882	1875	750	131	2
68	4882	1875	750	202	5
69	4782	9974	750	367	3
70	4782	9874	750	363	4
71	4882	1164	750	183	4
72	4882	562	500	144	5
73	4782	9262	300	274	6
74	4882	1056	500	202	5
75	4882	956	500	202	2
76	4782	8963	750	120	5
77	4782	8964	750	74	4
78	4782	1	750	116	3
79	4882	653	750	198	2
80	4882	654	750	209	3
81	4882	553	750	228	4
82	4882	554	750	247	5
83	4781	7726	750	59	3
84	4782	7648	750	37	6
85	4782	7647	750	26	4
86	4782	8729	750	228	4
87	4782	8730	750	224	2
88	4782	7332	750	322	1
89	4782	7331	750	322	3
90	4782	8320	750	131	1
91	4782	8319	750	135	5
92	4782	6923	500	144	2
93	4782	8013	750	419	4
94	4782	8013	750	607	2
95	4782	8015	750	0	6
96	4782	7018	750	359	2
97	4782	7019	750	404	5
98	4782	7020	750	445	6
99	4782	7021	750	378	1
100	4782	7708	500	122	2
101	4782	7607	750	117	3
102	4782	7606	750	138	5
103	4781	6970	500	312	1
104	4781	6888	500	274	2
105	4781	6989	500	289	3
106	4781	5792	750	206	6
107	4781	5793	750	187	3
108	4781	4074	300	99	4
109	4781	4464	750	296	1
110	4781	4265	750	284	2
111	4781	4565	750	303	4
112	4781	5257	750	243	4
113	4781	5258	750	206	5
114	4782	8446	500	198	3
115	4781	8730	750	74	1
116	4781	8729	750	0	5
117	4782	9743	750	479	1
118	4782	9742	750	389	3
119	4782	9644	750	442	4
120	4782	9645	750	427	5
121	4782	5322	500	123	1
122	4782	4725	500	118	6
123	4782	4427	500	160	4
124	4782	6915	500	186	3



125	4882	2386	500	259	2
126	4882	3185	500	236	1
127	0	0	750	292	3
128	0	0	750	307	2
129	0	0	750	311	1
130	4781	7583	750	322	6
131	4781	7582	750	299	3
132	4781	7581	750	303	2
133	4781	7675	500	163	4
134	4781	6265	500	167	6
135	4782	8923	750	202	5
136	4782	7494	500	156	5
137	4782	2797	750	371	4
138	4882	2796	750	352	3
139	4882	2695	750	356	2
140	4882	2595	750	363	1
141	4782	9510	500	95	2
142	4782	9410	500	95	6
143	4781	8890	500	122	5
144	4781	8285	500	202	1
145	4883	2707	750	284	4
146	4781	8485	750	89	2
147	4781	8285	750	104	5
148	4781	7495	500	186	6
149	4883	2703	500	190	6
150	4782	8307	500	152	1
151	4781	5753	300	96	1
152	4882	1164	500	160	1
153	4882	330	500	247	3
154	4782	9633	500	208	1
155	4782	9534	500	198	2
156	4782	5701	500	198	4
157	4782	5007	500	152	2
158	4782	6111	750	206	5
159	4782	6111	750	194	1
160	4781	3081	500	148	3
161	4781	4791	500	167	1
162	4782	7427	500	190	5
163	4782	6932	500	177	2
164	4781	6989	750	270	3
165	4782	4745	500	91	3
166	4782	4645	500	110	6

|DATOS PARA EL AÑO 0

DATOS DE LOS ALIMENTADORES|

ALIMENTADOR	kVA's. INSTALADOS	kVA's. UTILIZADOS	F.U.
1	17050	5971	0.350
2	17800	6479	0.364
3	17850	5914	0.331
4	17050	5999	0.352
5	18500	5819	0.315
6	15400	4969	0.323

DATOS DE LA RED|

kVA.'s INSTALADOS	103650
kVA.'s UTILIZADOS	35151
F.U.	0.339

NO.	COORDENADAS		PESO	LOTES DISPONIBLES	
				PROBABILISTICO	NO. SECUENCIAL
1	4882	3082	— 4	1	1
2	4781	8295	— 1	2	1
3	4882	1968		3	1
4	4782	9831	— 1	4	1
5	4782	8908	— 1	5	1
6	4882	3698	— 4	1	2
7	4882	2191	— 3	2	2
8	4782	5508		3	2
9	4882	2470	— 2	4	2
10	4782	9015	— 4	5	2
11	4882	2268		1	3
12	4782	7884		2	3
13	4882	1867		4	3
14	4782	9820	— 5	5	3
15	4782	8602		1	4
16	4782	8092		2	4
17	4882	2379		4	4
18	4782	8111		5	4
19	4782	9209		1	5
20	4882	493		2	5
21	4782	7778		4	5
22	4782	8716		5	5
23	4882	1357		1	6
24	4782	9596		2	6
25	4782	9989		4	6
26	4882	956		5	6
27	4882	1663		1	7
28	4782	9690		2	7
29	4882	191		4	7
30	4782	8049		5	7
31	4782	9889		2	8
32	4782	9793		4	8
33	4882	996		5	8
34	4882	1064		1	9
35	4781	5754		2	9
36	4782	9993		4	9
37	4882	996		5	9
38	4882	1879		1	10
39	4781	5458		2	10
40	4883	406		4	10
41	4882	997		5	10
42	4882	2589		1	11
43	4781	3675		2	11
44	4883	1203		4	11
45	4882	1097		5	11
46	4883	3010		1	12
47	4782	5001		2	12
48	4782	5201		4	12
49	4883	900		5	12
50	4782	7751		1	13
51	4781	4696		2	13
52	4782	3804		4	13
53	4883	1002		5	13
54	4883	102		1	14
55	4782	3805		2	14
56	4782	3703		4	14
57	4883	1104		5	14
58	4781	6357		1	15
59	4782	4412		2	15
60	4782	5070		4	15
61	4882	1005		5	15

62	4781	5598	1	16
63	4782	4539	2	16
64	4782	7476	4<	16
65	4883	905	5	16
66	4781	3992	1	17
67	4782	6453	2<	17
68	4883	806	5	17
69	4781	3283	1	18
70	4883	806	5	18
71	4782	4305	1	19
72	4883	706	5	19
73	4782	6102	1	20
74	4883	208	5	20
75	4782	6511	1	21
76	4883	107	5	21
77	4782	4951	1<	22
78	4783	9905	5	22
79	4883	204	5	23
80	4883	301	5	24
81	4883	501	5	25
82	4882	598	5	26
83	4882	698	5	27
84	4882	798	5	28
85	4882	897	5	29
86	4781	6986	5	30
87	4782	4109	5	31
88	4782	4010	5	32
89	4782	3909	5	33
90	4782	4421	5	34
91	4782	4523	5	35
92	4782	5226	5<	36

S.E. TIPO

NO. DE TRANSF.	CAPACIDAD EN kVA.	INTERVALO PROB.
3	750	1
3	500	2
2	750	3
2	500	4
1	750	5
1	500	6

\*\*\*\*\*SIMULACION PARA EL AÑO 1 \*\*\*\*\*

DATOS INICIALES			
ALIMENTADOR	kVA's. INSTALADOS	kVA's. UTILIZADOS	F.U.
1	17050	5971	0.350
2	17800	6479	0.364
3	17850	5914	0.331
4	17050	5999	0.352
5	18500	5819	0.315
6	15400	4969	0.323

SUBESTACIONES DE PROBABLE APARICION				
NO. RT	COORDENADAS	kVA's. NOMINALES	kVA's. UTILIZADOS	NO. ALIM.
167	4781 8296	500	165	6
168	4781 8297	500	180	1
169	4782 9832	750	255	6
170	4782 8909	750	271	6

DATOS FINALES			
ALIMENTADOR	kVA's. INSTALADOS	kVA's. UTILIZADOS	F.U.
1	17550	6304	0.359
2	17800	6644	0.373
3	17850	6065	0.340
4	17050	6152	0.361
5	18500	5967	0.323
6	17400	5787	0.333

\*\*\*\*\*SIMULACION PARA EL AÑO 2 \*\*\*\*\*

DATOS INICIALES			
ALIMENTADOR	kVA's. INSTALADOS	kVA's. UTILIZADOS	F.U.
1	17550	6304	0.359
2	17800	6644	0.373
3	17850	6065	0.340
4	17050	6152	0.361
5	18500	5967	0.323
6	17400	5787	0.333

SUBESTACIONES DE PROBABLE APARICION				
NO. RT	COORDENADAS	kVA's. NOMINALES	kVA's. UTILIZADOS	NO. ALIM.
171	4882 2471	750	276	4

DATOS FINALES			
ALIMENTADOR	kVA's. INSTALADOS	kVA's. UTILIZADOS	F.U.
1	17550	6464	0.368
2	17800	6814	0.383
3	17850	6219	0.348
4	17800	6585	0.370
5	18500	6120	0.331
6	17400	5934	0.341

\*\*\*\*\*SIMULACION PARA EL AÑO 3 \*\*\*\*\*

DATOS INICIALES			
ALIMENTADOR	kVA's. INSTALADOS	kVA's. UTILIZADOS	F.U.
1	17550	6464	0.368
2	17800	6814	0.383
3	17850	6219	0.348
4	17800	6585	0.370
5	18500	6120	0.331
6	17400	5934	0.341

SUBESTACIONES DE PROBABLE APARICION				
NO. RT	COORDENADAS	kVA's. NOMINALES	kVA's. UTILIZADOS	NO. ALIM.
172	4882 2192	750	283	6

DATOS FINALES			
ALIMENTADOR	kVA's. INSTALADOS	kVA's. UTILIZADOS	F.U.
1	17550	6629	0.378
2	17800	6987	0.393
3	17850	6378	0.357
4	17800	6753	0.379
5	18500	6276	0.339
6	18150	6369	0.351

\*\*\*\*\*SIMULACION PARA EL AÑO 4 \*\*\*\*\*

DATOS INICIALES			
ALIMENTADOR	kVA's. INSTALADOS	kVA's. UTILIZADOS	F.U.
1	17550	6629	0.378
2	17800	6987	0.393
3	17850	6378	0.357
4	17800	6753	0.379
5	18500	6276	0.339
6	18150	6369	0.351

SUBESTACIONES DE PROBABLE APARICION				
NO. RT	COORDENADAS	kVA's. NOMINALES	kVA's. UTILIZADOS	NO. ALIM.
173	4882 3083	500	201	1
174	4882 3084	500	180	2
175	4782 9016	750	275	4
176	4882 3699	750	275	3

DATOS FINALES			
ALIMENTADOR	kVA's. INSTALADOS	kVA's. UTILIZADOS	F.U.
1	18050	7000	0.388
2	18300	7345	0.401
3	18600	6816	0.366
4	18550	7200	0.388
5	18500	6436	0.348
6	18150	6531	0.360



\*\*\*\*\*SIMULACION PARA EL AÑO 5 \*\*\*\*\*

DATOS INICIALES			
ALIMENTADOR	kVA's. INSTALADOS	kVA's. UTILIZADOS	F.U.
1	18050	7000	0.388
2	18300	7345	0.401
3	18600	6816	0.366
4	18550	7200	0.388
5	18500	6436	0.348
6	18150	6531	0.360

SUBESTACIONES DE PROBABLE APARICION				
NO. RT	COORDENADAS	kVA's. NOMINALES	kVA's. UTILIZADOS	NO. ALIM.
177	4782 9821	500	188	1
178	4782 9822	500	178	6

DATOS FINALES			
ALIMENTADOR	kVA's. INSTALADOS	kVA's. UTILIZADOS	F.U.
1	18550	7366	0.397
2	18300	7533	0.412
3	18600	6989	0.376
4	18550	7384	0.398
5	18500	6600	0.357
6	18650	6876	0.369

NO.	COORDE.			ALIM.	kVA's.NOM.					
kVA's.UTILIZADOS	POR AÑO									
1	4782	7761	2	750	262	269	276	283	290	297
2	4782	5574	6	500	198	203	208	214	219	225
3	4782	6765	4	500	217	223	228	234	240	246
4	0	6548	4	750	206	211	217	222	228	234
5	4782	7651	1	500	110	113	116	119	122	125
6	0	0	5	500	205	210	216	221	227	233
7	4883	4209	3	500	156	160	164	168	173	177
8	4883	4210	6	500	175	179	184	189	194	198
9	4783	4	3	300	8	8	8	9	9	9
10	4782	5254	4	500	232	238	244	250	257	263
11	4782	5542	2	500	137	140	144	148	152	155
12	4782	5541	3	500	129	132	136	139	143	146
13	4782	7643	6	500	160	164	168	173	177	181
14	4782	8178	2	500	270	277	284	291	299	306
15	4782	7666	6	500	255	262	268	275	282	289
16	4782	6546	5	750	329	337	346	355	364	373
17	4782	6437	6	750	251	257	264	271	278	285
18	4782	6436	4	750	262	269	276	283	290	297
19	4782	8682	5	500	354	363	372	382	392	401
20	4783	1	3	750	176	180	185	190	195	200
21	4782	9300	1	750	213	218	224	230	236	242
22	4782	8729	5	750	262	269	276	283	290	297
23	4782	8728	2	750	191	196	201	206	211	217
24	4782	5180	1	500	144	148	151	155	159	163
25	4782	5181	5	500	141	145	148	152	156	160
26	4883	2018	4	500	152	156	160	164	168	172
27	4782	7241	3	500	141	145	148	152	156	160
28	4782	7242	6	500	148	152	156	160	164	168
29	4781	3159	6	300	152	156	160	164	168	172
30	4781	3059	3	300	140	144	147	151	155	159
31	4782	6384	3	500	201	206	211	217	222	228
32	4782	6785	5	500	202	207	212	218	223	229
33	4782	5574	6	750	168	172	177	181	186	191
34	4782	5575	5	750	150	154	158	162	166	170
35	4782	5576	4	750	172	176	181	185	190	195
36	4782	5460	1	750	284	291	299	306	314	322
37	4782	5464	2	750	143	147	150	154	158	162
38	4782	5466	6	750	281	288	296	303	311	319
39	4782	7487	1	750	236	242	248	255	261	268
40	4782	7488	3	750	239	245	251	258	264	271
41	4782	7489	6	750	198	203	208	214	219	225
42	4882	1682	2	500	274	281	288	296	303	311
43	4782	771	5	750	382	392	402	412	422	433
44	4782	6834	4	500	304	312	320	328	336	345
45	4782	6835	6	500	190	195	200	205	210	215
46	4782	6562	6	750	239	245	251	258	264	271
47	4782	6563	5	750	232	238	244	250	257	263
48	4782	4637	2	500	163	167	171	176	180	185
49	4782	4219	1	500	122	125	128	132	135	138
50	4782	4013	6	500	173	177	182	187	191	196
51	4883	610	3	500	171	175	180	184	189	194
52	4782	9589	4	750	191	196	201	206	211	217
53	4782	9590	1	750	198	203	208	214	219	225
54	4782	7696	4	500	251	257	264	271	278	285
55	4883	186	2	500	250	256	263	270	276	284
56	4883	3823	6	300	102	105	107	110	113	116
57	4883	3723	2	300	95	97	100	102	105	108
58	4883	3314	3	750	198	203	208	214	219	225
59	4883	3413	2	750	213	218	224	230	236	242
60	4883	3512	1	750	213	218	224	230	236	242

125	4882	2386	2	500	259	266	272	279	286	294
126	4882	3185	1	500	236	242	248	255	261	268
127	0	0	3	750	292	299	307	315	323	331
128	0	0	2	750	307	315	323	331	340	348
129	0	0	1	750	311	319	327	335	344	353
130	4781	7583	6	750	322	330	339	347	356	365
131	4781	7582	3	750	299	307	314	322	331	339
132	4781	7581	2	750	303	311	319	327	335	344
133	4781	7675	4	500	163	167	171	176	180	185
134	4781	6265	6	500	167	171	176	180	185	189
135	4782	8923	5	750	202	207	212	218	223	229
136	4782	7494	5	500	156	160	164	168	173	177
137	4782	2797	4	750	371	380	390	400	410	421
138	4882	2796	3	750	352	361	370	380	389	399
139	4882	2695	2	750	356	365	374	384	394	404
140	4882	2595	1	750	363	372	382	391	401	412
141	4782	9510	2	500	95	97	100	102	105	108
142	4782	9410	6	500	95	97	100	102	105	108
143	4781	8890	5	500	122	125	128	132	135	138
144	4781	8285	1	500	202	207	212	218	223	229
145	4883	2707	4	750	284	291	299	306	314	322
146	4781	8485	2	750	89	91	94	96	98	101
147	4781	8285	5	750	104	107	109	112	115	118
148	4781	7495	6	500	186	191	196	201	206	211
149	4883	2703	6	500	190	195	200	205	210	215
150	4782	8307	1	500	152	156	160	164	168	172
151	4781	5753	1	300	96	98	101	104	106	109
152	4882	1164	1	500	160	164	168	173	177	181
153	4882	330	3	500	247	253	260	266	273	280
154	4782	9633	1	500	208	213	219	224	230	236
155	4782	9534	2	500	198	203	208	214	219	225
156	4782	5701	4	500	198	203	208	214	219	225
157	4782	5007	2	500	152	156	160	164	168	172
158	4782	6111	5	750	206	211	217	222	228	234
159	4782	6111	1	750	194	199	204	209	215	220
160	4781	3081	3	500	148	152	156	160	164	168
161	4781	4791	1	500	167	171	176	180	185	189
162	4782	7427	5	500	190	195	200	205	210	215
163	4782	6932	2	500	177	182	186	191	196	201
164	4781	6989	3	750	270	277	284	291	299	306
165	4782	4745	3	500	91	93	96	98	101	103
166	4782	4645	6	500	110	113	116	119	122	125
167	4781	8296	6	500	0	165	170	174	178	183
168	4781	8297	1	500	0	180	185	190	195	200
169	4782	9832	6	750	0	255	261	268	275	282
170	4782	8909	6	750	0	271	278	285	292	299
171	4882	2471	4	750	0	0	276	283	291	298
172	4882	2192	6	750	0	0	0	283	291	298
173	4882	3083	1	500	0	0	0	0	201	206
174	4882	3084	2	500	0	0	0	0	180	185
175	4782	9016	4	750	0	0	0	0	275	282
176	4882	3699	3	750	0	0	0	0	275	282
177	4782	9821	1	500	0	0	0	0	0	188
178	4782	9822	6	500	0	0	0	0	0	178

## ANALISIS PREVIO DE RESULTADOS

El utilizar métodos probabilísticos con Sistemas de Distribución Subterráneos es totalmente novedoso en Luz y Fuerza. Es necesario por tanto, verificar sus resultados y establecer valores lo más cercano posible a la realidad; sin embargo, es una herramienta valiosa de planeación ya que proporciona no sólo un REPORTE DE LAS CONDICIONES ACTUALES de operación de la red sino las posibles NECESIDADES DE INVERSIONES en equipo y material para los próximos años.

Del ejemplo seleccionado se puede resumir que en los próximos 5 años se tendrán las siguientes necesidades:

	12 TRANSFORMADORES
DE LOS CUALES:	6 son de 750 kVA
	6 son de 500 kVA

Todos ellos en los Lotes Disponibles indicados por sus coordenadas y conectados a los alimentadores con mejor capacidad instalada, los cuales conllevan a un mejor balance de la red. La cantidad de metros de cable necesario se puede obtener directamente de los planos de la red.

Por otra parte se puede observar que los Factores de Utilización son muy bajos, así por ejemplo: si a un transformador de 750 kVA tiene un F.U. de 0.33 (F.U. de la red) en condiciones normales, al considerar una primera contingencia llegaría al 0.66, por tanto:

$$750 \text{ kVA} * 0.66 = 500 \text{ kVA}$$

Esto significa que probablemente convenga que todos los transformadores existentes y futuros no sobrepasen la capacidad de 500 kVA, ya que en condiciones normales el transformador estará trabajando al 50% de su capacidad (con máxima eficiencia) y para la primer contingencia está al 100% por un período corto.

Es posible también observar los kVA's UTILIZADOS en la red son 35.15 MVA. en la red y dado que cada alimentador es de 10 MVA se tiene:

NO. ALIMENTADORES:  $\frac{35.15 \text{ MVA. en la red}}{10 \text{ MVA./alimentador}} = 3.515$  alimentadores

Por tanto la carga de toda la red podría ser llevada con cuatro (4) alimentadores, sin disminución de continuidad, y los alimentadores restantes dedicarlos a usuarios de Media Tensión con cargas puntuales elevadas.

Esto conlleva una disminución de inversiones en instalaciones, las cuales prácticamente no serán recuperadas en corto tiempo ya que como se mencionó la saturación de la red con la tasa de crecimiento actual de 2.55 será hasta el año 2011.

Es claro que este proceso de simulación es dinámico al igual que las necesidades de carga de los usuarios, por lo que se recomienda sea ejecutado una vez por año o cada vez que se prevean cambios importantes de las condiciones técnico-económicas en la red.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.  
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**CURSOS ABIERTOS**

## **SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

**TEMA**

**FUSIBLES DE MEDIANA TENSIÓN**

**EXPOSITOR: ING. FERNANDO GÓMEZ VARGAS  
PALACIO DE MINERIA  
AGOSTO 2000**

# PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTES POR MEDIO DE FUSIBLES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION.

ING. ALFREDO JUAREZ TORRES    ING. FERNANDO GOMEZ V.

## INTRODUCCION

Un sistema de distribución debe estar diseñado para entregar energía a los puntos en que se va a utilizar, sin interrupciones ni restricciones y a un costo razonable. Para lograrlo, no se deben perder de vista las necesidades operacionales normales, y además se debe tomar una cantidad razonable de provisiones para proteger al sistema y al suministro contra fallas y condiciones anormales.

Un detalle aparentemente pequeño pero de gran importancia es el hecho de que la amenaza más grande al suministro de energía la constituye la falla de corto circuito, pues su incidencia implica un cambio violento en la operación del sistema debido a que la energía que previamente se estuviese entregando a la carga, se irá ahora hacia la falla.

Esta liberación incontrolada de energía puede ser destructiva, causando fuego y daños estructurales no sólo en el lugar original de la falla, sino también en otros puntos del sistema por los que circule energía hacia la falla. Sin embargo, el aislamiento de la falla por los equipos desconectores más cercanos a ella, limitará el daño en el punto de falla e impedirá que la misma y sus efectos se propaguen al resto del sistema; y es precisamente el equipo de protección quien tendrá la decisión de iniciar la apertura del equipo desconector primario.

"Equipo de protección" es un término que agrupa a todo el equipo necesario para detectar, localizar e iniciar el aislamiento de una falla o condición anormal.

## 1 TIPOS Y CAUSAS DE FALLAS

Las fallas en los sistemas de distribución, se pueden clasificar por su duración en dos grandes grupos que son:

- Fallas transitorias o instantáneas.
- Fallas permanentes.

En el sistema aéreo, las fallas transitorias (consideradas menores a cinco minutos) se presentan en un rango de 75 a 95 % y están relacionadas de algún modo con las condiciones climatológicas existentes, pudiendo ser en algunos casos autoeliminadas o ser eliminadas mediante dispositivos de interrupción instantánea (interruptor, equipo de recierre automático, etc.) generalmente en 1, 2 ó 3 intentos y en un tiempo menor a 45 segundos, siendo las causas más comunes las siguientes:

- Contacto instantáneo entre conductores desnudos, debido generalmente a la acción del viento
- Contacto de objetos extraños al sistema (ramas de árboles, objetos colgantes, aves que disminuyan la distancia de aislamiento, etc.)
- Flameo de aisladores
- Falsos contactos
- Arqueos por contaminación ambiental
- Sobrecorrientes instantáneas

Se ha demostrado de acuerdo a estadísticas, que en el primer recierre se elimina hasta el 98 % de las fallas, en el segundo hasta un 5 % y en el último un 2 % adicional. A su vez las fallas permanentes se presentan en un 5 %, y son aquellas que persisten sin importar con que rapidez se abra el circuito, siendo las más comunes las siguientes:

- Contacto sólido entre conductores o de conductor(es) a tierra (corto circuito 3fases, 2fases, 1fase)
- Vandalismo (daño al equipo)
- Sobrecargas permanentes
- Degradación de aislamiento
- Falla de equipo
- Fraude
- Conexiones erróneas
- Mano de obra deficiente

En el sistema subterráneo, las fallas que se presentan son de tipo permanente, cuya interrupción es de duración prolongada, siendo las causas más frecuentes las siguientes:



- Envejecimiento del aislamiento, debido a sobrecargas o cortos circuitos
- Esfuerzos eléctricos por sobretensiones, debido a voltajes transitorios
- Pérdida de aislamiento debida a la humedad, arborescencias, reducción por roedores, piquete mecánico en cables, mal manejo de equipo
- Mano de obra deficiente
- Falla de equipo

## 2 DESCRIPCION Y CARACTERISTICAS GENERALES DE LOS FUSIBLES EN MEDIA TENSION

### 2.1 Fusible

Es un elemento eléctrico de protección o seguridad, de operación térmica diseñado para interrumpir un circuito eléctrico, cuando por él circula una sobrecorriente que pueda dañar a los conductores y dispositivos conectados al mismo.

Por su operación, existen en general dos tipos de fusibles de media tensión, conocidos como fusible de expulsión ( F.E. ) y fusible limitador de corriente ( F.L.C. ).

a) Fusible de expulsión.- Está formado por un pequeño eslabón fusible, casi siempre de sección transversal constante ( a excepción de los fusibles de doble elemento o en ocasiones de los llamados fusibles fraccionarios de muy baja corriente nominal), y de longitud muy corta. El material de este elemento puede ser de plata, cobre, plomo, estaño o aleaciones de plata, cobre, níquel-cromo, plomo-estaño, el cual al fundirse por elevación de temperatura como consecuencia de una sobrecorriente, provoca un arqueo, generándose gases des-ionizantes del material vecino ( ácido bórico, melanina, resinas fenólicas, fibra vulcanizada, resinas termoplásticas, tetracloruro de carbono, hexafloruro de azufre y otras ), provocando gran turbulencia alrededor del arco, de manera que cuando la corriente pasa por un valor natural cero, el canal del arco se reduce al mínimo, quedando interrumpido el flujo de corriente, pudiéndose expulsar los gases hacia el exterior del fusible. Ver fig.1 y fig. 2.

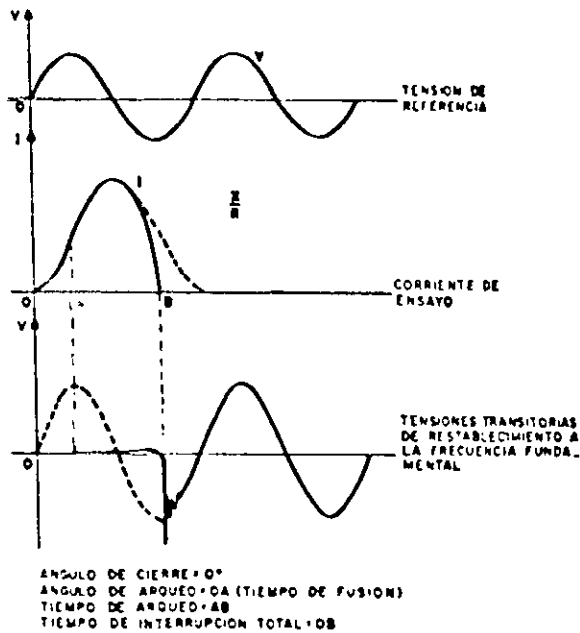


Fig 1  
INTERRUPCION DE UNA CORRIENTE TOTALMENTE ASIMETRICA POR UN FUSIBLE DE EXPULSION

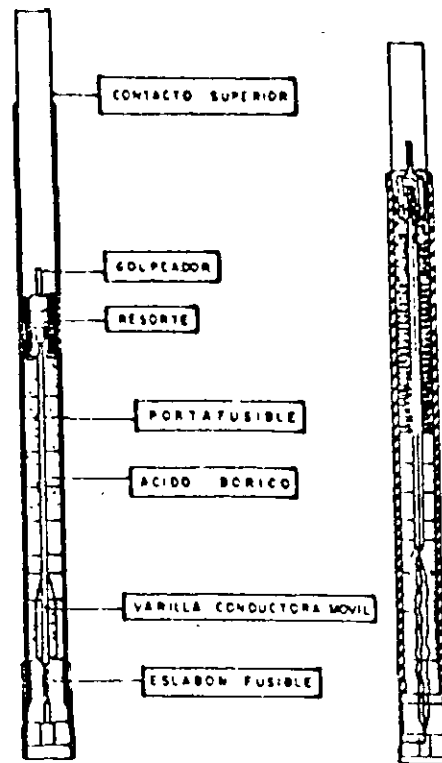


FIG 2 PARTES CONSTITUTIVAS DEL FUSIBLE DE EXPULSION Y PRINCIPIO DE OPERACION.

Por su capacidad interruptiva los fusibles de expulsion se pueden clasificar en fusibles de potencia ( alta capacidad interruptiva ) y fusibles tipo listón para cortacircuito fusible ( baja capacidad interruptiva ), aunque en la actualidad estos últimos los han desarrollado para alta capacidad interruptiva, conocidos como fusibles de listón tipo ablativo.

Las características de respuesta de un fusible estan definidas por la curva corriente-tiempo mínimo de fusión ( minimum melting time current ) y curva corriente-tiempo de interrupción total ( total clearing time ), que pueden ser modificadas por efectos del medio ambiente, efecto de la variación transitoria de la onda de corriente, y factores inherentes al diseño. Ver fig. 3.

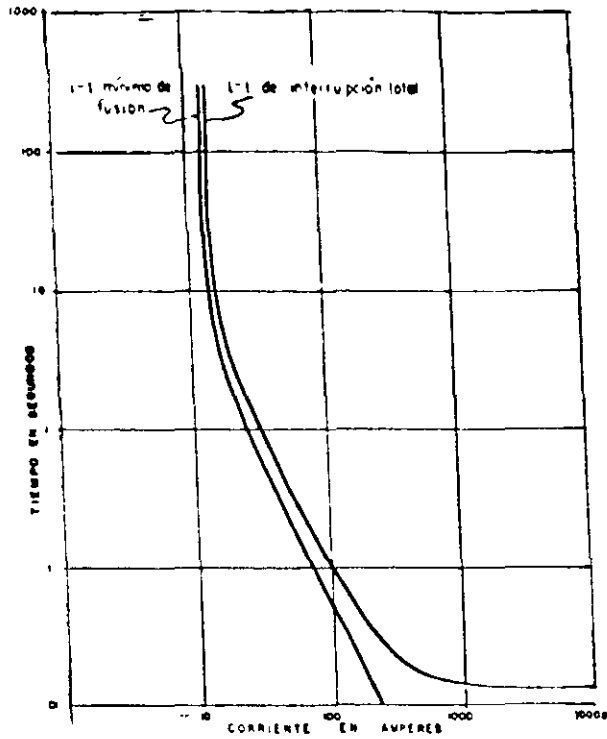


Fig 3 Curvas caracter3sticas Corriente — Tiempo de operaci3n de un fusible tipo expulsi3n.

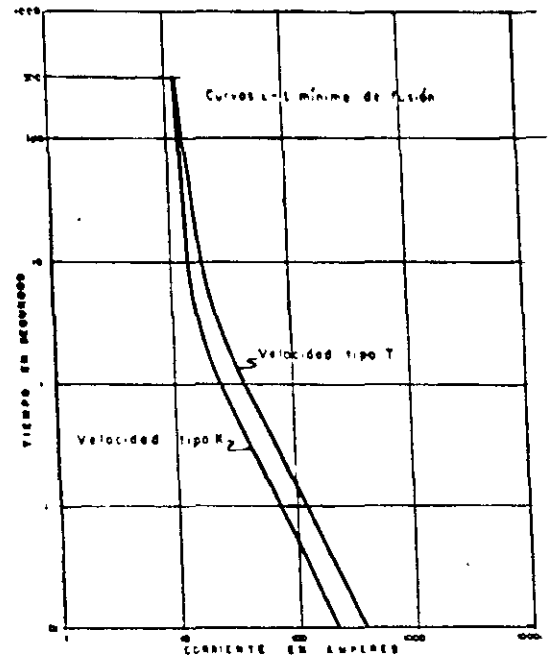


Fig 5 Fusibles tipo eslab3n de una misma corriente nominal y diferente velocidad de respuesta

En general los fusibles de eslab3n m3s utilizados son los de respuesta r3pida ( velocidad tipo K ) y repuesta lenta ( velocidad tipo T ), que se diferencian por sus curvas corriente-tiempo, las cuales, para una misma capacidad son id3nticas en los puntos de 300 y 600 segundos, y para altas corrientes el fusible tipo T opera en mayor tiempo. Ver fig.4 y fig.5.

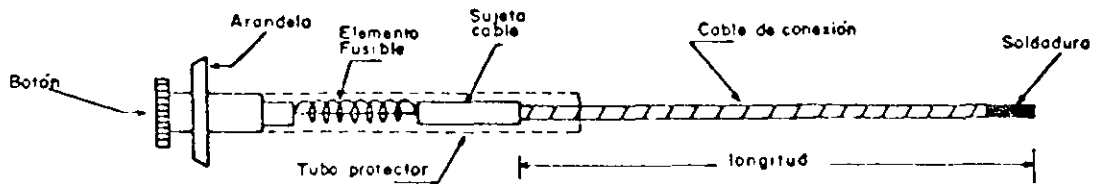
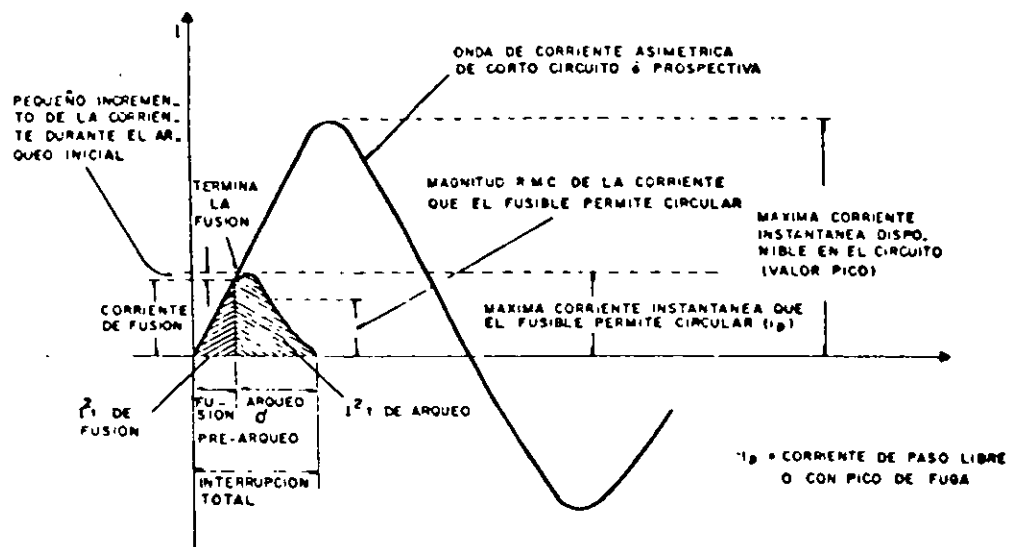


FIG. 4 Fusible de eslab3n, tipo universal

b) **Fusible limitador de corriente.**— Se designa al elemento que interrumpe una sobrecorriente, limitando la corriente de falla a valores inferiores que el valor pico que circularía por el circuito si el fusible no se instalara, en un tiempo menor a la duración del primer semiciclo de la onda de corriente de falla. El valor pico depende de la relación X/R del circuito y a medida que se reduce dicha relación de energía específica  $I^2t$ , que debe contemplar el fusible, también se reduce. Ver fig.6 y fig.7.



**Fig. 6**  
**REPRESENTACION GRAFICA DEL CONCEPTO DE LIMITACION DE CORRIENTE**

El fusible está integrado por uno o más alambres de sección transversal circular constante o cintas metálicas ( plata, cobre o aleaciones ) perforadas o con determinada configuración, conectadas en paralelo entre sí, arrolladas en forma helicoidal sobre un núcleo de cerámica de alta pureza.

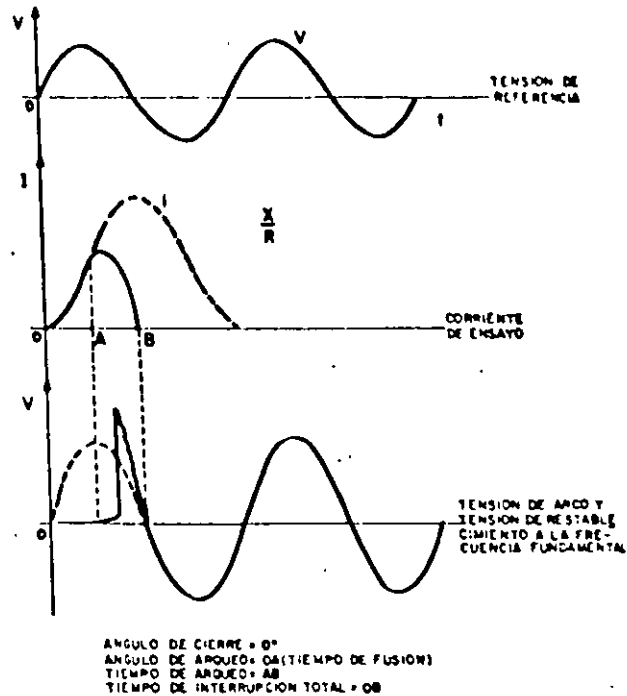


Fig. 7 INTERRUPCION DE UNA CORRIENTE TOTALMENTE ASIMETRICA POR UN FUSIBLE LIMITADOR DE CORRIENTE.

En fusibles modernos se usan núcleos de mica, y en desarrollos mas recientes ya no se utilizan los núcleos interiores, con objeto de absorber mas fácilmente la energía disipada. Todos estos van dentro de un tubo de cerámica de alta pureza o de fibra de vidrio, que contiene en su interior material de relleno formada por arena de cuarzo, cuya finalidad es la de extinguir el arco eléctrico interno, absorbiendo la mayor parte de la energía  $I^2t$  generada, formándose las fulguritas. Ver fig. 8 y fig. 9.

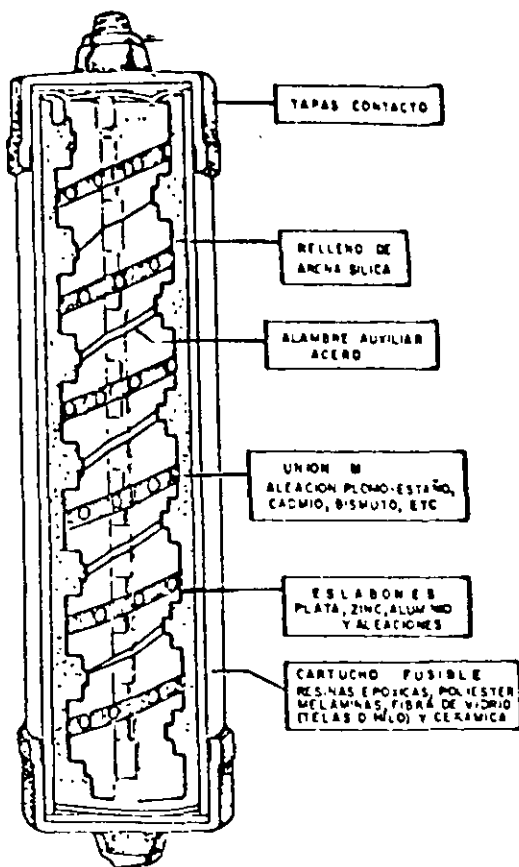


FIG. 8 PARTES CONSTITUTIVAS DE UN FUSIBLE LIMITADOR DE CORRIENTE.

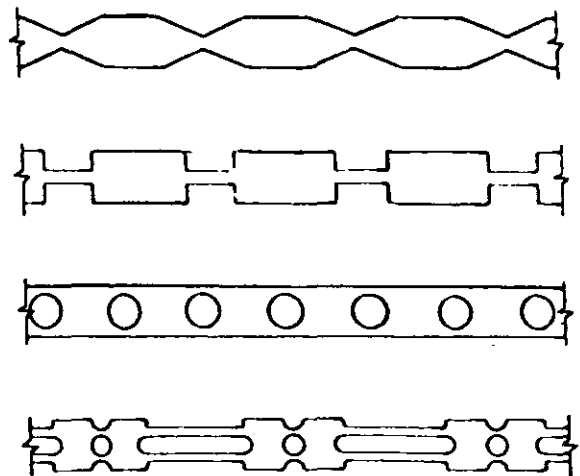


Fig.9  
Diferentes tipos de configuraciones de cintos fusibles

Existen básicamente tres tipos de fusibles limitadores de corriente en función del tipo de diseño:

-Fusible de respaldo o rango parcial ( back-up )

Este fusible se conoce como de primera generación y es aquel que puede interrumpir cualquier corriente desde su valor máximo hasta su corriente mínima de ruptura ( diseñado para tiempos cortos ). Por tal motivo para obtener una protección completa, se tiene que combinar con una protección en serie que proteja contra sobrecorrientes de pequeña magnitud como sobrecargas. Ver fig. 10.

-Fusible de aplicación general ( general purpose )

De acuerdo a la norma ANSI C37.40, este fusible puede interrumpir satisfactoriamente cualquier corriente, desde su máxima nominal, hasta una corriente que funda el elemento en una hora ( 3600 segundos ). Ver fig.10.

-Fusible de rango completo (full range)

Este tipo de fusible, no está considerado en ninguna norma actualmente, pero se ha definido como aquel fusible capaz de interrumpir satisfactoriamente bajo condiciones específicas de uso y comportamiento todas las corrientes que causan la fusión del elemento sensible a la corriente. Los tiempos máximos de fusión que se tienen para este fusible son hasta de ocho horas. Ver fig.10.

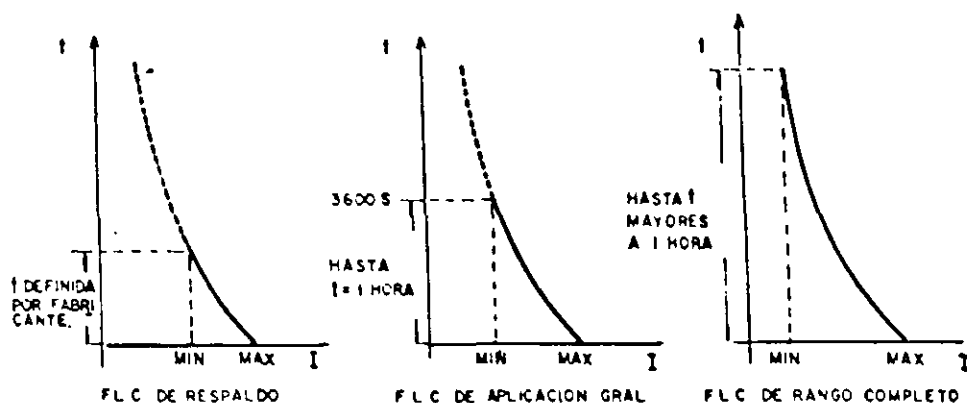


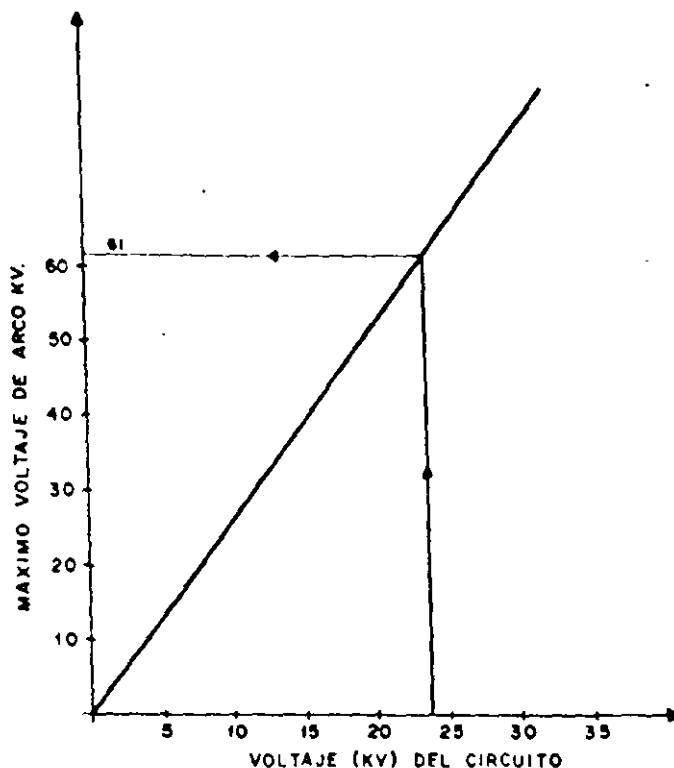
Fig.10 TIPOS DE FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE

**Consideraciones de sobretensión.**— Cuando un fusible limitador de corriente opera, siempre genera una tensión de arco. Esta sobretensión depende tanto del tiempo o instante de iniciación de la falla sobre la onda de tensión del sistema, como del tipo de diseño del fusible. Cuando se instala un fusible limitador de corriente, debe tomarse siempre en consideración esta sobretensión, pues existe el peligro de que sean dañados los apartarrayos con su operación.

Dado el diseño especial que tienen los fusibles limitadores de corriente la sobretensión que se genera con su operación depende principalmente de la tensión del sistema.

En la mayoría de los casos la coordinación se cumple, sin embargo, es necesario comprobar siempre esta condición. Para tal efecto se realiza lo siguiente:

Fig 11 MAXIMO VOLTAJE DE ARCO PARA FLC NX-CAMPANION 12



- 1- EL MAXIMO VOLTAJE DE ARCO PRODUCIDO POR EL FLC NX DE 23 KV SERA 61 KV.
  - 2- LA MINIMA TENSION DE CHISPEO DE UN APARTARRAYOS (SIEMENS) ES DE 46 KV (RMC) A 60 HZ.
- $V_{max} \text{ ARCO FLC} < V \text{ CHISPEO APARTARRAYOS}$   
 $61 \text{ KV} < \sqrt{2} \cdot 46 \text{ KV}$   
 $61 \text{ KV} < 65.02 \text{ KV}$

De la fig. 11 se escoge sobre el eje de las abscisas la tensión del sistema ( fase-neutro en sistemas Y aterrizados, fase-fase en otros sistemas ). Se extiende una línea vertical con el valor anterior hasta intersectar la recta diagonal, continuando la línea en forma horizontal hacia la izquierda hasta encontrar el eje de las ordenadas, obteniéndose el valor de voltaje de arco máximo o sobretensión máxima que tendrá que soportar el sistema. Se compara el valor de voltaje obtenido con los niveles de chispeo de los apartarrayos escogidos para la protección contra sobretensiones del transformador, de tal forma que para existir una buena coordinación fusible-apartarrayos, la tensión de arco máxima producida por el fusible limitador de corriente siempre debe ser menor que la mínima tensión de chispeo del apartarrayos.



Las características eléctricas que definen a un fusible son:

- Tensión nominal
- Corriente nominal
- Capacidad interruptiva ( simétrica y asimétrica )
- Nivel básico de impulso
- Respuesta de operación ( curva I-t )
- Velocidad de respuesta ( en el tipo expulsión )
- Frecuencia
- Servicio ( interior o intemperie )

Asimismo, los factores que definen la aplicación de un fusible, además de las características anteriores son:

- Corriente de corto circuito en el punto de instalación
- Relación X/R en la impedancia equivalente (  $Z_e$  )
- Curva de daño de los elementos a proteger (conductores, transformadores, etc.)
- Curva de energización del transformador ( inrush y carga fría )
- Costo

Con la relación X/R se determina el valor de asimetría correspondiente. Ver fig.12

Entrando a la curva con el valor X/R de la falla correspondiente, se determina la constante de asimetría que al multiplicar por el valor de corriente simétrica, se obtiene el valor eficaz de la corriente asimétrica.

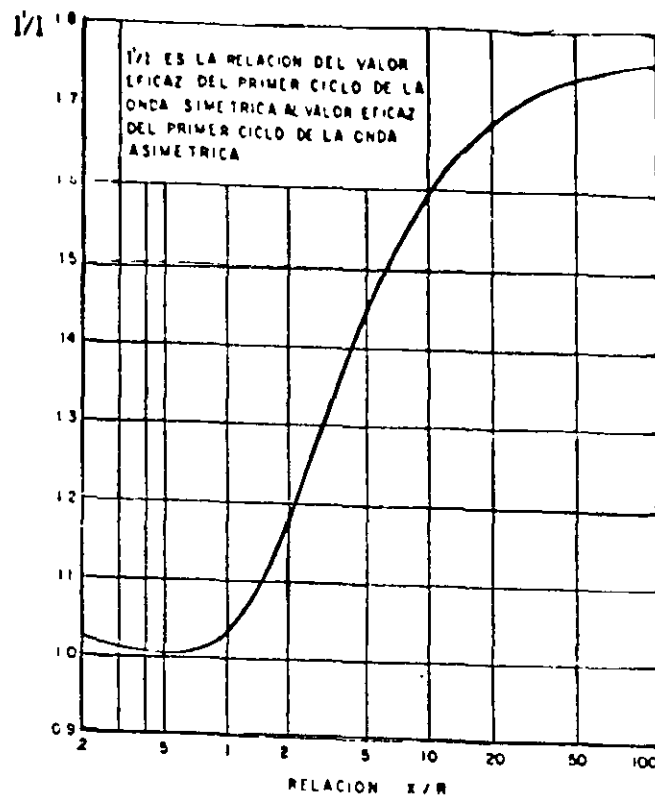


Fig.12 RELACION X/R VS RELACION I'/I

### 3 Arreglos de los alimentadores de distribución

En el sistema de distribución la energía es suministrada desde la subestación de potencia hasta el usuario a través de circuitos conocidos como alimentadores, que pueden ser de tipo aéreo, subterráneo o mixto, los cuales presentan configuraciones que permiten hacer movimientos de carga, trabajos de ampliación y en general funciones de operación que incrementen la continuidad del servicio.

Las redes primarias por el número de hilos se pueden clasificar en:

- a) Trifásico de tres hilos
- b) Trifásico de cuatro hilos
- c) Monofásico de tres hilos
- d) Monofásico de dos hilos
- e) Monofásico de un hilo

Las redes primarias trifásicas se utilizan en zonas urbanas, donde el sistema de tres hilos requiere una menor inversión inicial del alimentador con respecto a la de cuatro hilos; sin embargo, debido a que el primero tiene un coeficiente de aterrizamiento de 1.0 que es mayor que el especificado para cuatro hilos ( 0.75 ), se obliga a que los equipos instalados en estos sistemas sean de niveles de aislamiento mayores, con un costo más alto.

Una característica adicional de este sistema, es que los transformadores de distribución conectados a estas líneas son de neutro flotante en el lado primario; siendo la detección de fallas de fase a tierra más difícil que el sistema de cuatro hilos, ya que al ser mayor la impedancia de secuencia cero de las líneas, las corrientes de falla son menores.

El sistema de cuatro hilos se caracteriza por la conexión de transformadores trifásicos con neutro aterrizado en el devanado primario y conexión de transformadores monofásicos cuya tensión primaria es la de fase a neutro.

Las redes primarias monofásicas se utilizan en zonas rurales o de baja densidad de carga, debido a su bajo costo. La red primaria monofásica de dos hilos se origina en una red trifásica, de hecho son derivaciones de líneas trifásicas de tres hilos, donde los transformadores monofásicos son conectados entre fases en el lado primario.

La red monofásica de un hilo o retorno por tierra ( sistema Swer ) ha probado ser una solución adecuada para electrificación de pequeñas cargas o poblados alejados de los alimentadores trifásicos.

Los alimentadores de media tensión tipo aéreo, subterráneo o mixto, por lo general operan en forma radial cuya configuración se muestra a continuación:

a) Alimentador tipo aéreo o mixto.- El esquema de protección mas común de un alimentador tipo aéreo, está formado por un interruptor automático con elemento de recierre, localizado en la subestación de potencia, el cual está coordinado con otros elementos de protección en cascada como restauradores y fusibles. Asimismo se intercalan medios de seccionamiento como seccionalizadores y cuchillas para abrir con o sin carga, donde las características y uso particular de cada elemento depende del número de consumidores, tipo e importancia de las cargas, continuidad del servicio y costo. Ver fig.13.

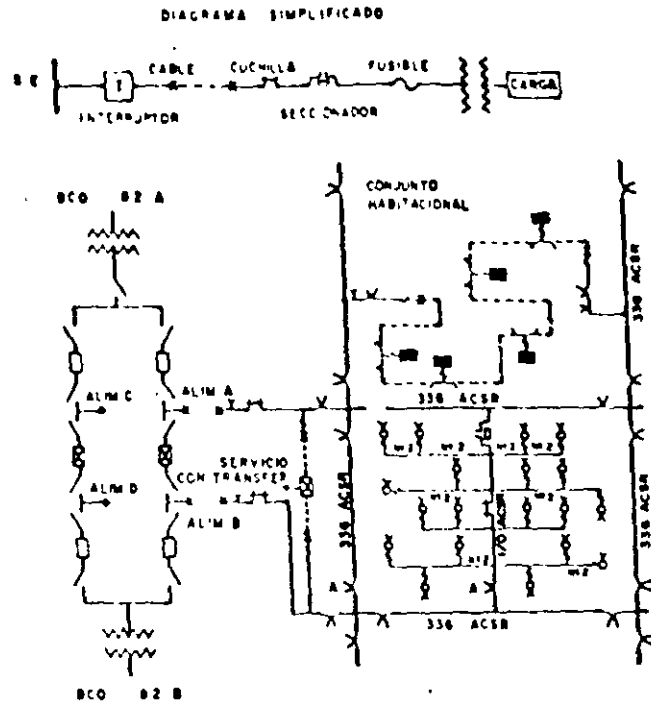


FIG 13 ESQUEMA DE PROTECCION DE UN ALIMENTADOR  
TIPO AEREO DE 23 KV

La sensibilidad de las interrupciones de servicio dependerá de los elementos de protección instalados, ya que a través de los elementos de recierre nos permiten discriminar las fallas instantáneas de las permanentes, ajustándolas de acuerdo a las necesidades. Dichos intervalos de tiempo entre apertura y cierre son de la magnitud suficiente para que una falla instantánea se autoextinga, permaneciendo el alimentador en servicio después de uno a tres operaciones de recierre; la cuarta apertura es definitiva por tratarse de una falla permanente, donde necesariamente se requiere la intervención del personal de mantenimiento para la restitución del servicio.

b) Alimentador tipo subterráneo.- El alimentador subterráneo mas sencillo es el radial en derivación simple debido a su bajo costo y simplicidad, estando formado por un interruptor principal localizado en la subestación de potencia, y se desarrolla con cable troncal y cables en derivación en forma transversal, en los cuales se intercalan equipos de seccionamiento con o sin carga, hasta llegar a la carga; la cual está protegida por un interruptor con fusibles que son coordinados con el interruptor principal sin recierre. Ver fig.14.

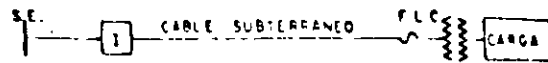


DIAGRAMA SIMPLIFICADO

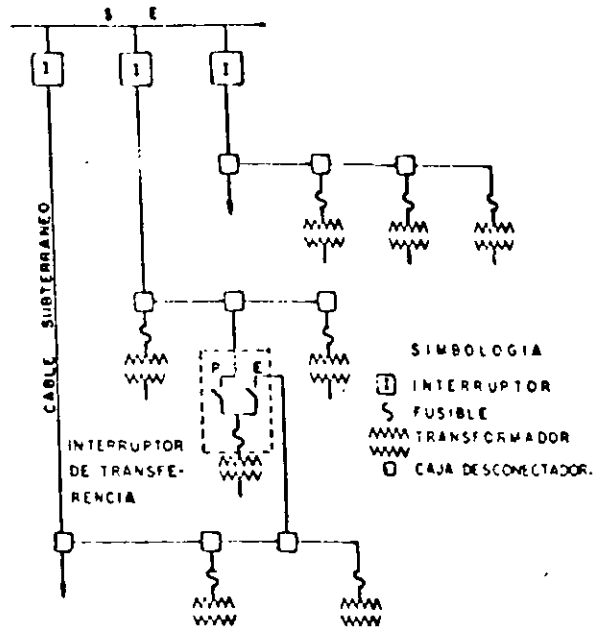


Fig.14 ESQUEMA DE PROTECCION DE UN ALIMENTADOR SUBTERRANEO

#### 4 ESQUEMAS DE PROTECCION

##### 4.1 Filosofía de la protección

Debido a la diversidad de las causas de falla que afectan a un sistema de distribución, no se pueden prescindir de una adecuada protección. De donde la aplicación y la coordinación selectiva de equipos de protección, requiere conocer la magnitud de la sobrecorriente en los puntos donde se aplican, dependiendo del tipo de falla que se presente y naturaleza de la carga. Por tal motivo la protección contra sobrecorriente se considera un "arte" que presenta aspectos de: seguridad, sensibilidad y selectividad.

**Seguridad.**— Esta se logra cuando el equipo de protección no efectúe operaciones falsas que abran el circuito por corrientes de energización ( inrush y carga fría ), condiciones transitorias o de estado estable no peligrosas para el sistema y sus equipos.

**Sensibilidad.** - El equipo de protección debe ser lo suficientemente capaz para detectar las fallas, dependiendo de su ubicación en el sistema.

**Selectividad.** - Se obtiene cuando el equipo está coordinado adecuadamente, con el objeto de que sólo opere el equipo de protección más cercano a la falla, quedando el inmediato anterior como dispositivo de respaldo.

Con lo anterior, se logra la función de la protección que es:

- Aislar las fallas del resto del circuito
- Reducir el número de fallas permanentes
- Incrementar la continuidad del circuito
- Reducir el tiempo para localizar las fallas
- Prevenir daños al equipo
- Reducir la probabilidad de falla disruptiva
- Reducir al máximo las situaciones peligrosas para el público en general

#### **4.2 Selección**

Para una adecuada selección del equipo, es necesario tomar en cuenta varios factores característicos del sistema a proteger, que son los siguientes:

- Tensión del sistema
- Corriente nominal de la carga
- Corriente mínima de operación en el punto de ubicación del equipo de protección
- Tipo de conexión del sistema
- Nivel de corto circuito en el punto a proteger
- Distancia y calibres de conductores a lo largo del circuito que se desea proteger
- Curvas características de operación corriente-tiempo y secuencia seleccionada en los equipos de protección
- Capacidad de los equipos de protección
- Márgenes de crecimiento de capacidad de las instalaciones en el futuro

-Costo

#### 4.3 Coordinación de protecciones

En la medida que crecen y se desarrollan los sistemas de distribución, aumenta la importancia de proveer de una buena protección eléctrica al equipo para dar seguridad a las personas que los operan, así como al usuario.

Una apropiada coordinación, implica una secuencia de operación adecuada de los dispositivos de protección instalados en cascada, ya que de lo contrario puede ocurrir una operación simultánea innecesaria.

Para la instalación correcta del equipo de protección, deben tomarse en cuenta las siguientes consideraciones:

Primero.- El dispositivo de protección más cercano a la falla ( dispositivo protector ), debe eliminarla antes de que el dispositivo de protección inmediato anterior de respaldo ( dispositivo protegido ) opere y abra el circuito. Ver fig.15.

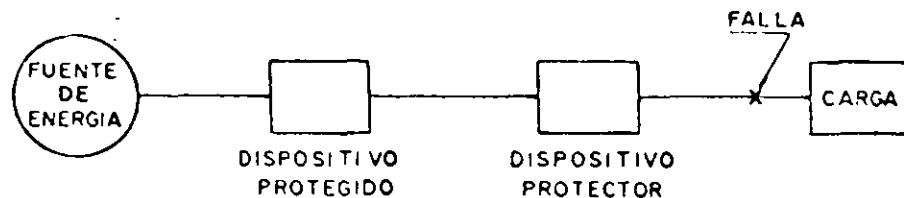


Fig.15 COORDINACION DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCION

Segundo.- Las fallas deben ser restringidas y aisladas de tal forma que afecten en el menor grado al resto del circuito.

Existen diferentes esquemas de protección, que se aplican en función de la importancia del suministro de energía, siendo los mas comunes los siguientes:

### a) Coordinación Interruptor-Fusible

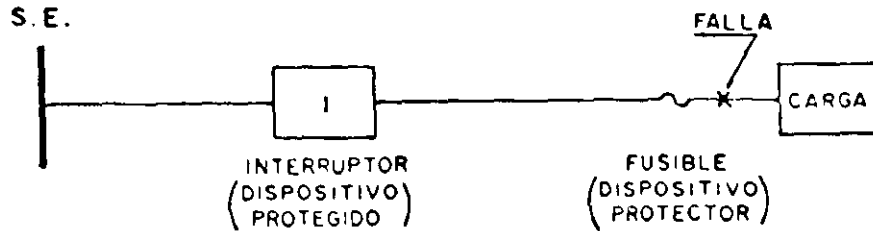


Fig.16 COORDINACION INTERRUPTOR - FUSIBLE

Para esta coordinación, el fusible tiene la función de operar para una falla que se presente en el lado de la carga, impidiendo que opere el interruptor (relevador de tiempo), a menos que este último cuente con un relevador instantáneo que operará de inmediato y en caso de persistir la falla operará el fusible después de realizarse el recierre, quedando como respaldo nuevamente el interruptor, recomendándose un tiempo mínimo de 0.3 segundos entre la curva I-t de interrupción total del fusible y la curva de I-t del relevador de tiempo del interruptor. Ver fig.17.

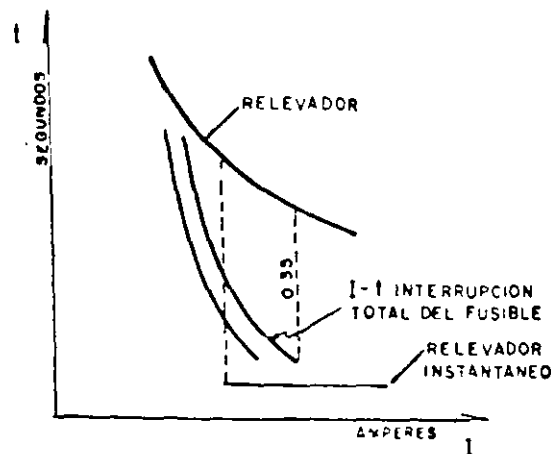


Fig.17 COORDINACION INTERRUPTOR-FUSIBLE



## b) Coordinación Restaurador-Fusible

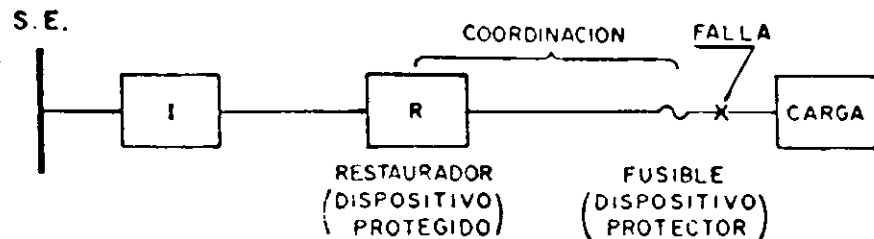


Fig 18 COORDINACION RESTAURADOR- FUSIBLE

En esta coordinación se busca que las operaciones rápidas del restaurador no provoquen daño a los fusible, incluyendo el efecto acumulativo de la operaciones rápidas considerando los intervalos de recierre. Asimismo las operaciones lentas del restaurador se deben retardar lo suficiente para asegurar la operación del fusible antes de la apertura definitiva del restaurador. Ver fig.18

La curva de interrupción total del fusible se utiliza para establecer el límite inferior de la coordinación de la curva de retraso de tiempo del restaurador ( punto a ). Ver fig.19.

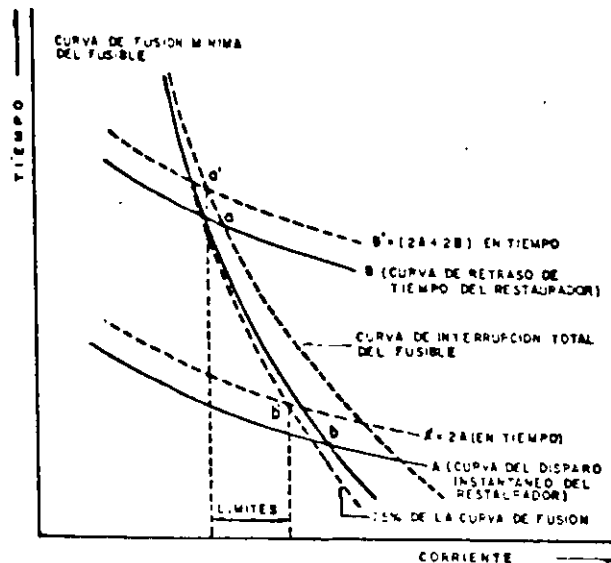


Fig 19 COORDINACION RESTAURADOR- FUSIBLE

La curva mínima de fusión se utiliza para establecer el límite superior de la coordinación con la curva de disparo instantáneo del restaurador ( punto b ).

Sin embargo es necesario modificar las curvas del restaurador y fusible, para considerar los efectos de los ciclos de calentamiento-enfriamiento por la secuencia de operación del restaurador.

Por lo anterior la curva A' es la suma de las dos aperturas instantáneas A, la cual se compara con la curva de fusión del fusible, que previamente se ha desplazado al 75 % en función del tiempo de fusión, encontrándose el nuevo límite superior de coordinación ( punto b' ).

La curva B' es la suma de las dos aperturas instantáneas y las dos de retraso de tiempo, que representan la cantidad total de calor aplicado al fusible, que al compararse con la curva de interrupción total del fusible se obtiene el límite inferior de coordinación ( punto a' ).

### c) Coordinación Fusible-Fusible

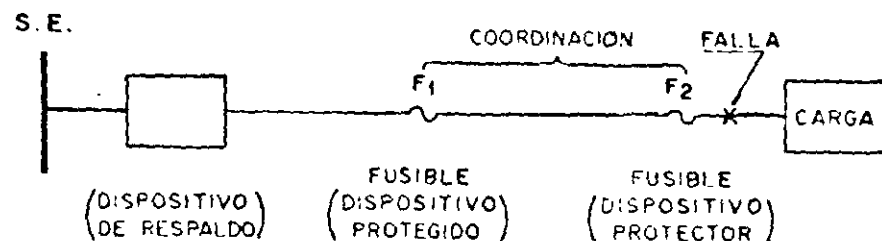


Fig.20 COORDINACION FUSIBLE-FUSIBLE

Para lograr una coordinación entre fusibles, se utilizan generalmente las curvas corriente-tiempo mínimo de fusión y las curvas corriente-tiempo de interrupción total de cada fusible empleado ( F1 y F2 ), de tal forma que para una falla en el lado de la carga debe operar el fusible ( F2 ), antes que se presente algún daño en el fusible protegido ( F1 ), el cual debe operar únicamente como respaldo para la misma falla o para alguna otra que se presente entre los dos fusibles en serie. Ver fig.20.

Debido a que en general se tienen dos tipos de fusibles en media tensión, se pueden hacer las combinaciones de coordinación siguientes: F.E.-F.E., F.L.C.-F.L.C., F.E.-F.L.C. y F.L.C.-F.E..

c.1) Fusible de expulsión ( F2 ) que protege a un fusible de expulsión ( F1 ).- La coordinación de los fusibles de expulsión se logra comparando la curva I-t de interrupción total del fusible protector ( F2 ), con la curva I-t mínima de fusión del fusible protegido ( F1 ), la cual previamente debe haberse reducido un 75 % en valores de tiempo, para asegurar la no operación o daño por efectos de precalentamiento debido a la carga y a la temperatura ambiente.

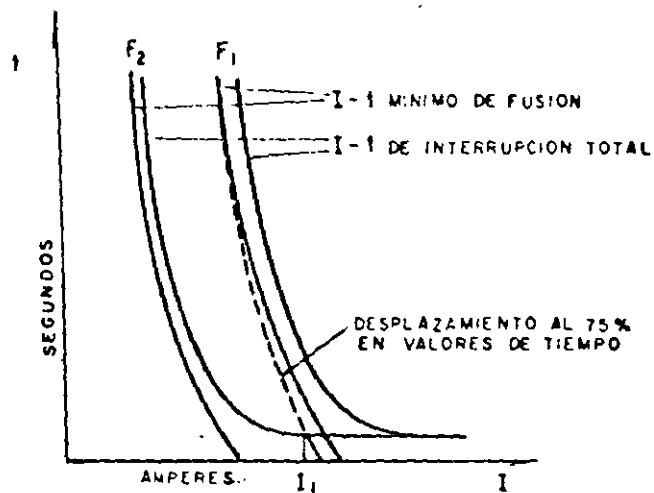


Fig.21 COORDINACION ENTRE F.E. Y F.E.

De la fig.21 se observa que  $I_1$  es el valor máximo de corriente con el cual el fusible F2 protege al fusible F1, ya que en ese punto se cruzan las curvas.

c.2) Fusible limitador de corriente ( F2 ) que protege a un fusible limitador de corriente ( F1 ).- Para este tipo de coordinación además de cumplir con el requisito del caso anterior se requiere verificar, comparando que la energía  $I^2t$  de interrupción F2 , sea menor que la energía  $I^2t$  mínima de fusión del fusible protegido F1; de esta forma se mantiene una coordinación apropiada para todas las corrientes de fallas. Ver fig.22 y fig.23.

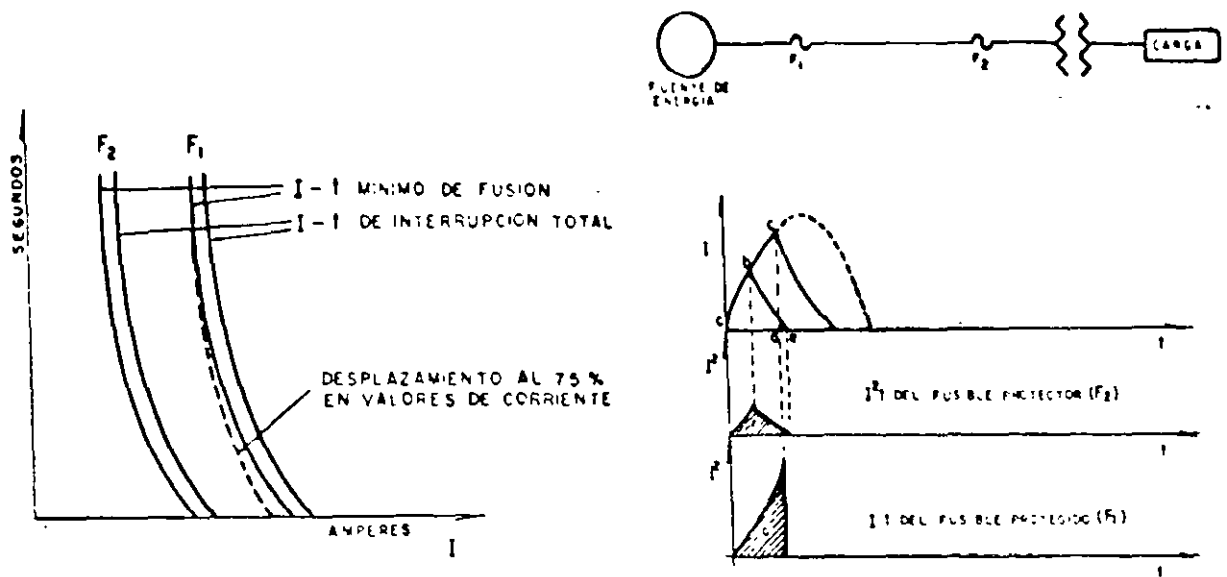


Fig.22 COORDINACION ENTRE F.L.C Y F.L.C.

AREA DE F < AREA DE G → COORDINACION ADECUADA

Fig 23 COORDINACION ENTRE FUSIBLES LIMITADOS

c.3) Fusible de expulsión ( F2 ) que protege a un fusible limitador de corriente ( F1 ).- Un fusible de expulsión no puede interrumpir totalmente la corriente antes de 0,8 ciclos, de donde su coordinación sólo es posible para tiempos mayores que 0,033 segundos, estando limitada como consecuencia a bajas corrientes de falla, hasta el punto I<sub>1</sub>. Ver fig.24

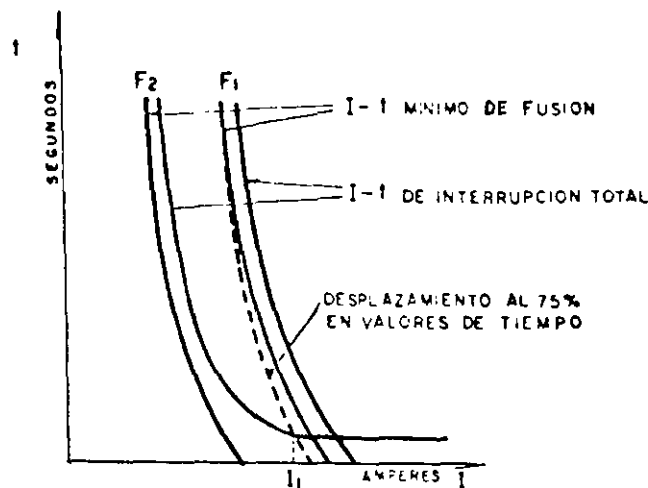


Fig 24 COORDINACION ENTRE F.E Y F.L.C.

ENERGIZACION	TIEMPO EN SEGUNDOS	CORRIENTE DE ENERGIZACION
INRUSH	0.01	25 In = 47.00 A
	0.10	12 In = 22.56 A
CARGA FRIA	1.00	6 In = 11.28 A
	10.00	3 In = 5.64 A

Tabla 4 Valores I-t para definir la curva de energización de un transformador de 75kVA

A continuación se grafican en una hoja de papel log-log los valores de corriente anteriores, escogiendo de la familia de curvas I-t ( mínima de fusión y de interrupción total ) proporcionada por el fabricante, la capacidad del fusible de A.T., así como la capacidad del interruptor termomagnético en función de la corriente del lado secundario y de acuerdo al criterio establecido en el inciso 4.3. subinciso d), cuidando además que las curvas de daño de los conductores se localicen del lado derecho de las curvas I-t mencionadas. Posteriormente se procede a definir la coordinación entre el fusible instalado en el lado primario del transformador y el interruptor de potencia, conociendo las curvas características de los relevadores proporcionadas por el fabricante y aplicando el criterio establecido en el inciso 4.3, subinciso b). Ver fig. 30.

d) Fusible de A.T.-Interruptor termomagnético de B.T.- Este esquema se utiliza para la protección integral de transformadores, instalando en el primario fusibles tipo expulsión, limitadores de corriente o una combinación de éstos y en el secundario un interruptor termomagnético de baja tensión ( o fusibles renovables como sustituto ). Ver fig.26.

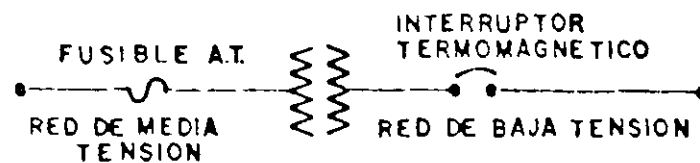


Fig. 26 COORDINACION FUSIBLE A.T.  
INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO.

Dicho esquema aunque representa una mayor inversión, se obtienen mejores condiciones de protección en la red de baja tensión, ya que fácilmente se pueden detectar fallas secundarias ( trifásicas, bifásicas, monofásicas ) y sobrecargas reales.

Para obtener una adecuada coordinación, es necesario conocer las características del transformador a proteger como son: potencia, tensión, e intensidad de corriente en el primario y secundario, % de impedancia, tipo de conexión, número de fases así como otras consideraciones importantes como son las curvas de daño de conductores y transformadores, curva de corriente transitoria de energización ( inrush y carga fría ).

Las curvas de daño de los equipos y materiales son proporcionadas generalmente por los fabricantes; sin embargo, para el caso del transformador se puede aplicar el criterio establecido en la "Guía de duración de corrientes de transformadores" ( F784/D4 de la norma ANSI C57.12.00 para transformadores autoenfriados en aceite de 1 a 500 kVA ), que es la siguiente tabla 1.

TIPO DE DAÑO	Nº DE VECES LA CORRIENTE NOMINAL	TIEMPO EN SEGUNDOS
TÉRMICO	2	2000
	3	300
	4	100
	5	50
	6	35
	7	25
	8	20
	9	15
	10	12.5
	15	5.8
MECÁNICO	20	3.3
	30	2.0
	50	1.5

Tabla 4 Valores I-t para definir la curva de daño en transformadores hasta 500 kVA

Con referencia a la curva de corriente transitoria de energización inrush, se origina debido a la energización del transformador y cuando por alguna razón se abate momentáneamente la tensión en el lado de la fuente, cuya magnitud depende del flujo residual en el núcleo del transformador / el punto sobre la onda de tensión cuando ocurre la energización. Asimismo la corriente transitoria de carga fría se produce debido a la energización súbita del transformador con cierto tipo de carga, el cual experimentó previamente una interrupción.

El criterio que se utiliza en general es el indicado en la tabla 2.

CORRIENTE TRANSITORIA	Nº DE VECES LA CORRIENTE NOMINAL	TIEMPO EN SEGUNDOS
INRUSH	25	0.01
	12	0.10
CARGA FRIA	5	1.00
	3	10.00

Tabla 2 Valores I-t para definir la curva de energización

Graficando los valores de las dos tablas anteriores se obtiene la fig.27.

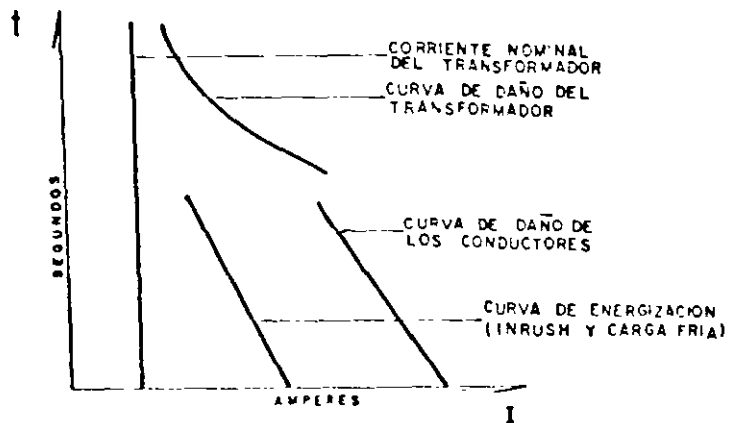


Fig.27 VALORES DE I-t CARACTERISTICOS DE UN TRANSFORMADOR



Para seleccionar la capacidad del fusible del lado primario del transformador se debe tener cuidado de escoger las curvas I-t tales que se localicen entre la curva de energización y la curva de daño del transformador. Asimismo, el interruptor termomagnético se debe seleccionar de acuerdo con la capacidad de corriente en el lado secundario del transformador y criterio de sobrecarga establecido, de tal forma que para lograr la coordinación deben referirse todos los valores de corriente al lado primario, vigilando que sean cubiertos todos los puntos de la curva de daño del transformador. Ver fig.28.

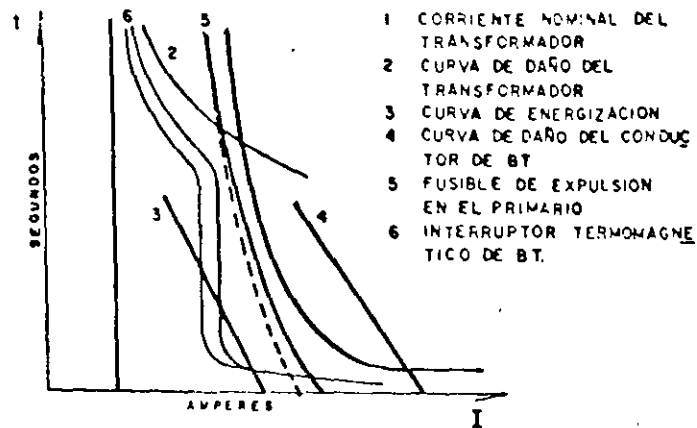


Fig.28 COORDINACION DE PROTECCION DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION.

En la actualidad este esquema de protección se está experimentando en la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (en liquidación) a través de un Programa Piloto, con objeto de disminuir el índice de fallas en transformadores de la red aérea, originados por sobrecargas y fallas en la red de baja tensión.

Aunque en este momento el restablecimiento del interruptor es de tipo manual, se espera que en un futuro inmediato a través del Instituto de Investigaciones Eléctricas se incorpore al esquema un dispositivo de recierre automático (Prosec), a efecto de discriminar las fallas instantáneas de baja tensión y en caso de persistir la falla, quede abierto en forma permanente.

**Ejemplo de aplicación.**— Debido a que en México actualmente la energía eléctrica se distribuye en mayor grado a través de redes de tipo aéreo, se presenta un ejemplo de coordinación para este caso.

El alimentador considerado es de tipo aéreo, radial, de 12 MVA, 23 KV, desarrollándose la troncal con conductor 336 ACSR, subtroncal de 1/0 ACSR y ramal No. 2 ACSR, que alimenta varios transformadores de diferentes capacidades conectados en forma radial; sin embargo se analiza la coordinación para un sólo transformador de 75 kVA, el cual está protegido contra sobrecorrientes en el lado primario por medio de un juego de fusibles de potencia, tipo expulsión ( dispositivo protector ), de capacidad interruptiva superior a la disponible en el punto de instalación y como respaldo se tiene un interruptor de potencia ( dispositivo protegido ), localizado en el interior de la subestación. Asimismo, se protege el lado secundario del transformador por medio de un interruptor termomagnético, como se indica en la fig.29.

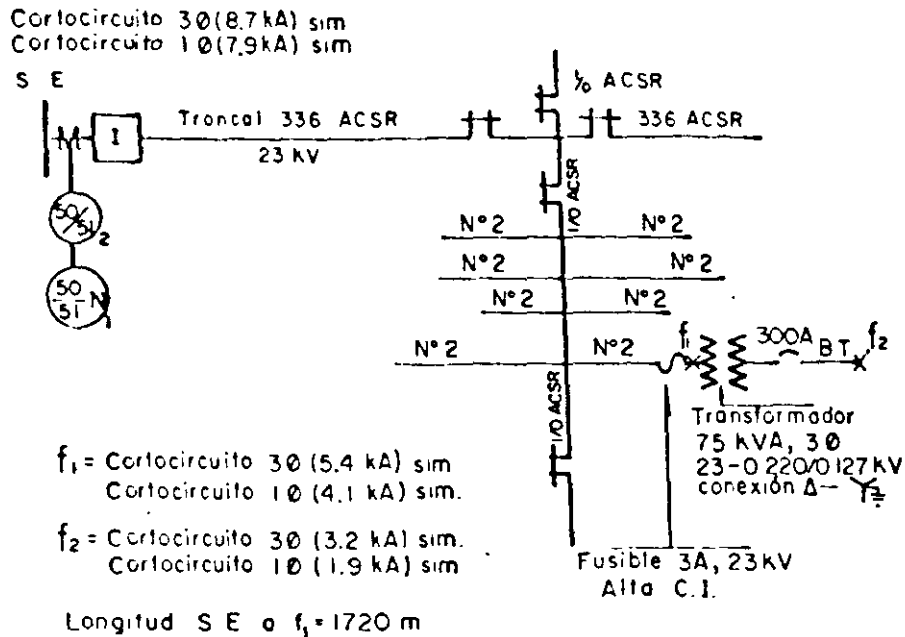


Fig.29 Diagrama unifilar de alimentación de un transformador tipo aéreo.

## Características nominales del equipo y material eléctrico

- a) Interruptor de potencia  
Relevador de tiempo inverso  
Modelo 12IAC52B805 ( fase )  
Unidad de tiempo 2-16 A  
Unidad instantánea 20-160 A  
Modelo 12IAC52B806 ( tierra )  
Unidad de tiempo 0.5-4 A  
Unidad instantánea 10-80 A
- b) Transformador
- |            |                              |
|------------|------------------------------|
| Capacidad  | 75 kVA                       |
| Fases      | 3                            |
| Conexión   | Delta-Estrella<br>aterrizada |
| Tensión    | 23-0.220/0.127 kV            |
| Corriente  | 1.88-196.8 A                 |
| Impedancia | 2.3 %                        |
- c) Fusibles de potencia
- |                           |  |
|---------------------------|--|
| Tipo                      | Expulsión                                      |
| Tensión                   | 23 kV  |
| Corriente                 | ( de acuerdo al<br>criterio de<br>sobrecarga ) |
| Capacidad<br>interruptiva | 20 kA asim.<br>12.5 kA sim.                    |
| Velocidad                 | K ( rápida )                                   |
| Servicio                  | Intemperie                                     |
- d) Interruptor termomagnético
- |                           |  |
|---------------------------|--|
| Capacidad                 | ( de acuerdo al<br>criterio de<br>sobrecarga ) |
| Tensión                   | 600 V  |
| No. de polos              | 3  |
| Capacidad<br>interruptiva | 42 kA simétricos                               |
| Marco tipo                | LB   |
- e) Conductores ACSR
- |                       |              |
|-----------------------|--------------|
| Calibre               | 336 MCM      |
| Capacidad             | 470 A        |
| Resistencia<br>a 65°C | 0.198 ohm/km |
| Calibre               | 1/0 AWG      |
| Capacidad             | 220 A        |
| Resistencia<br>a 65°C | 0.696 ohm/km |

Calibre                    2 AWG  
 Capacidad                160 A  
 Resistencia              1.07 ohm/km  
 a 65°C

De acuerdo al criterio definido en la tabla 1 se determina los valores de la curva de daño del transformador de 75 kVA, como se indica a continuación:

TIPO DE DAÑO	TIEMPO EN SEGUNDOS	VALOR LÍMITE DE CORRIENTE DE DAÑO
TERMICO	2000	2 In = 3.76 A
	300	3 In = 5.64 A
	100	4 In = 7.52 A
	50	5 In = 9.40 A
	35	6 In = 11.29 A
	25	7 In = 13.16 A
	20	8 In = 15.04 A
	15	9 In = 16.92 A
	12.5	10 In = 18.80 A
	5.5	15 In = 28.20 A
	3.3	20 In = 37.60 A
2	25 In = 47.00 A	
MECANICO	1.5	30 In = 54.50 A
	0.8	40 In = 75.20 A
	0.5	50 In = 94.00 A

Tabla 3 Valores I-t para definir la curva de daño de un transformador de 75 kVA

Asimismo, utilizando el criterio establecido en la tabla 2, se determina la curva transitoria de energización siguiente:

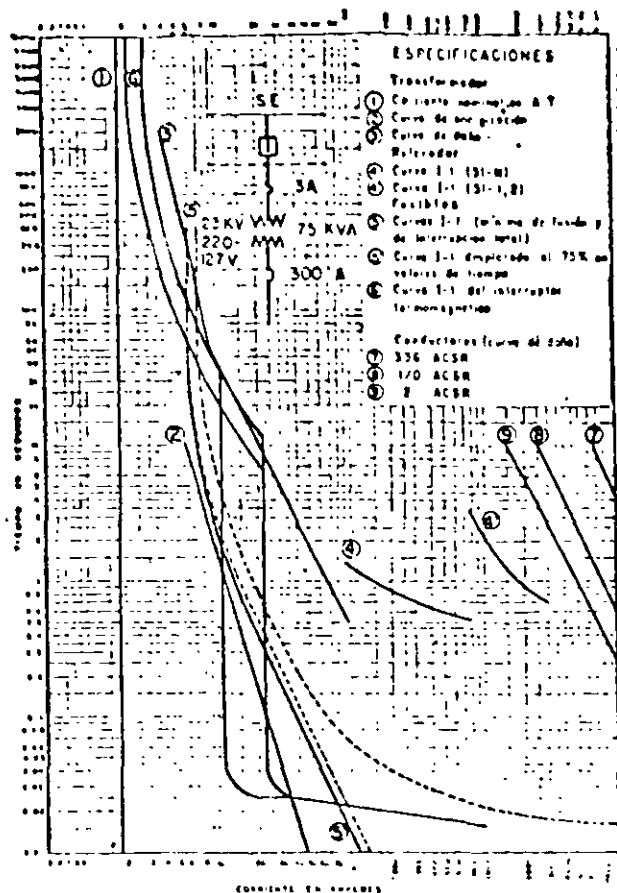


Fig. 30 Coordinación de protección del transformador de distribución de 75 kVA, 23-0 220/0 127 kV, - tipo aéreo.

Coordinación de protecciones asistida por computadora digital.- La naturaleza repetitiva de los estudios de coordinación de protecciones las hace marcadamente adaptables para implementarse en computadora. Además, la programación que soporta a los nuevos sistemas de cómputo facilita su implementación, por ejemplo, sistemas gráficos, manipuladores de base de datos y compiladores de programación avanzada entre otros.

Las ventajas que ofrece un programa de cómputo digital que sustituya el procedimiento manual son evidentes; rapidez, precisión, posibilidad de análisis de diversas alternativas y la disponibilidad inmediata de la información de la red y del equipo de protección instalado así como del resto existente en el mercado.

La fig. 31 es una muestra del resultado gráfico del estudio por computadora de un típico circuito de distribución radial. En ella se muestra la curva de un relevador, dos restauradores y un fusible.

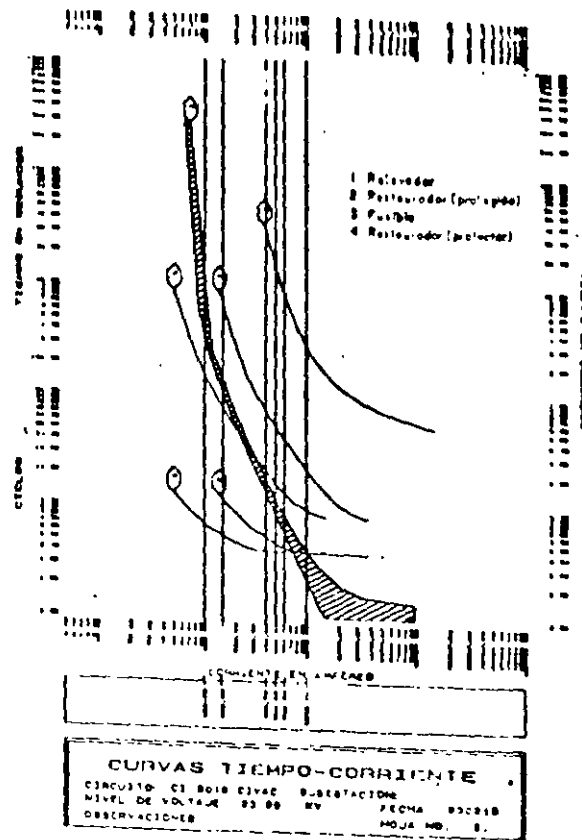


Fig 31 Coordinación de protecciones por computadora

### REFERENCIAS

- [1] IEEE Tutorial Course, "Application and coordination of Reclosers, Sectionalizers and Fuses". 80 EHO157-8-FWR, U.S.A., 1980.
- [2] Takach, D.S. "Distribution Transformer Primary Fuse Coordination" 1982 IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No.7, July 1982. pp 2278-2285.
- [3] Mc Graw-Edison Power Systems Division, "Distribution Systems Protection Manual", U.S.A.
- [4] Cia. de Luz y Fza del Centro, "Manual de diseño de subestaciones, tomo I, México, D.F.
- [5] Avila, R.A.; Juárez, T.A.; Espinosa, L.R.; "Aplicación de interruptores termomagnéticos en la protección del lado de baja tensión en transformadores de distribución tipo poste". México, Guadalajara Jal., México, Octubre, 1986.

[6] Juárez, T.A.; Gómez, V.F.; "Estudio de coordinación de protección contra sobrecorrientes en transformadores de distribución aérea". C.L.F.C., Estudios de redes, Gerencia de Distribución y Transmisión, México, D.F., Mayo 1986.

[7] C.F.E., Subdirección de Operación, Gerencia de Distribución ; "Procedimiento para coordinación de protecciones de sobrecorriente en sistemas de distribución". Libro 42 de ediciones de C.F.E. México, D.F. 1984.

[8] Vázquez, H.; "Generalidades de la protección contra sobrecorrientes en sistemas de distribución". C.L.F.C., Estudios y Mecanización, Gerencia de Distribución y Transmisión, México, D.F., Septiembre, 1986.

[9] Compañía de Luz y Fuerza del Centro (en liquidación), Superintendencia de Estudios y Normalización; "Cálculo de cortocircuito". Parte 3., México, D.F. 1984

[10] Avila, R.A.; "Protección de circuitos eléctricos de baja tensión". Mercury Electric Products, S.A., México, D.F., 1977.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.  
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**CURSOS ABIERTOS**

## **SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

**TEMA**

**AHORRO DE ENERGÍA PARTE 1**

**EXPOSITOR: ING. ERNESTO A. NIÑO SOLÍS  
PALACIO DE MINERIA  
AGOSTO 200**



*AHORRO DE ENERGIA EN SISTEMAS  
DE DISTRIBUCION ELECTRICA*

*ING. FELIPE MENDEZ LUNAR  
ING. ERNESTO A. NIÑO SOLIS*

# AHORRO DE ENERGÍA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION

## 1.- INTRODUCCIÓN

### BENEFICIOS DEL USO RACIONAL DE ENERGÍA

- ++ ELEVAR PRODUCTIVIDAD Y COMPETITIVIDAD
- ++ REDUCCIÓN DE COSTOS
- ++ IMPACTO AMBIENTAL
- ++ AUMENTAR DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA
- ++ CREAR UNA CULTURA ENERGÉTICA

# T A R I F A S

USO GENERAL

2

\* 3

\* O-M

\* H-M

H-S

HS-L

H-T

HT-L

USO ESPECÍFICO

1

1A, ... , 1D

5

6

9

# TARIFAS ACTUALES

EN TERMINOS GENERALES, LAS TARIFAS SE APLICAN DEPENDIENDO DE LAS CARACTERISTICAS PARTICULARES DEL SERVICIO QUE SE CONSIDERA.

TARIFA	DESCRIPCION	TIPO	APLICACION
1	SERVICIO DOMESTICO	E S P E C I F I C A	SE APLICA A TODOS LOS SERVICIOS QUE DESTINEN LA ENERGIA ELECTRICA PARA USO EXCLUSIVAMENTE DOMESTICO, CUAL QUIERA QUE SEA LA CARGA CONECTADA INDIVIDUALMENTE A CADA VIVIENDA. SOLO SE SUMINISTRARA EN BAJA TENSION Y NO DEBE APLICARSELES NINGUNA OTRA TARIFA.
1-A	SERVICIO DOMESTICO	E S P E C I F I C A	EN LOCALIDADES CUYA TEMPERATURA MEDIA MENSUAL EN VERANO SEA DE 25° C. COMO MINIMO DURANTE DOS MESES CONSECUTIVOS O MAS. CUANDO ALCANCE EL LIMITE INDICADO DURANTE TRES O MAS AÑOS DE LOS ULTIMOS CINCO DE QUE SE DISPONGA INFORMACION POR LA SECRETARIA DEL MEDIO AMBIENTE, RECURSOS NATURALES Y PESCA.
1 - B	SERVICIO DOMESTICO	E S P E C I F I C A	LOS MISMOS CONCEPTOS ANTERIORES, PERO PARA 28° C.
1 - C	SERVICIO DOMESTICO	E S P E C I F I C A	LOS MISMOS CONCEPTOS ANTERIORES, PERO PARA 30° C.
1 - D	SERVICIO DOMESTICO	E S P E C I F I C A	LOS MISMOS CONCEPTOS ANTERIORES, PERO PARA 31° C.
1 - E	SERVICIO DOMESTICO	E S P E C I F I C A	LOS MISMOS CONCEPTOS ANTERIORES, PERO PARA 32° C.
2	SERV. GRAL. HASTA 25 kW	G E N E R A L	SERVICIO GRAL. EN BAJA TENSION HASTA 25 kW DE DEMANDA
3	SERV. GRAL. MAS DE 25 kW	G E N E R A L	SERVICIO GRAL. EN BAJA TENSION MAS DE 25 kW DE DEMANDA
5	SERV. ALUMBRADO PUBLICO	E S P E C I F I C A	SE APLICARA AL SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA EN BAJA Y MEDIA TENSION EN LAS ZONAS CONURBADAS DEL DISTRITO FEDERAL, MONTERREY Y GUADALAJARA.
5 - A	SERV. ALUMBRADO PUBLICO	E S P E C I F I C A	LOS MISMOS CONCEPTOS PERO, PARA EL RESTO DEL PAIS
6	BOMBEO AGUAS POTABLES	E S P E C I F I C A	SERV. PUBLICO DE BOMBEO DE AGUAS POTABLES Y NEGRAS
7	SERVICIO TEMPORAL	G E N E R A L	SERV. TEMPORAL EN BAJA TENSION PARA CUALQUIER USO
9	RIEGO AGRICOLA	E S P E C I F I C A	BOMBEO DE AGUA PARA RIEGO AGRICOLA EN BAJA TENSION
9 - M	RIEGO AGRICOLA M. T.	E S P E C I F I C A	BOMBEO DE AGUA PARA RIEGO AGRICOLA EN MEDIA TENSION
O - M	ORDINARIA MEDIA TENSION	G E N E R A L	SERV. GRAL. MEDIA TENSION, DEMANDA MENOR A 100 kW
H - M	HORARIA MEDIA TENSION	G E N E R A L	HORARIA EN MEDIA TENSION, DEMANDA DE 100 kW O MAS
H - S	HORARIA ALTA T. SUBTRANS.	G E N E R A L	HORARIA ALTA TENSION, NIVEL SUBTRANSMISION 35 A 230 kV
H - T	HORARIA A. TENSION TRANS.	G E N E R A L	HORARIA ALTA TENSION, NIVEL TRANSMISION 230 kV O MAS

# GERENCIA DE ESPECIALIZACION

## SUBGERENCIA DE SERVICIOS ECONOMICOS

### TARIFAS GENERALES AUTORIZADAS AGOSTO 1999

TAR	CARGO FIJO O DEM	CARGO POR CONSUMO				MINIMOS	DEPOSITOS DE GARANTIA		
		1 - 75	76 - 200	ADICIONALES			UN HILO	DOS HILOS	TRES HILOS
01*		0.378	0.440	1.297	9.46	76	227	265	
02	CARGO FIJO 22.963	1 - 50 0.89529	51 - 100 1.08444	ADICIONALES 1.19573	22.963	224	627	717	
03	CARGO X DEM MAX 104.377	UN SOLO ESCALON (por kWh) 0.65975				835.01	MULTIPLICAR POR KW CONTRATADOS 208.75		
05*		MEDIA TENSION UN ESCALON 1.07662 X kWh		BAJA TENSION UN ESCALON 1.28254 X kWh		4 hrs / dia 100% DEM	M.T. 523.67 B.T. 623.83		
05A*		MEDIA TENSION UN ESCALON 0.88820 X kWh		BAJA TENSION UN ESCALON 1.05810 X kWh		4 hrs / dia 100% DEM	M.T. 432.02 B.T. 514.66		
06*	CARGO FIJO 121.543	UN SOLO ESCALON 0.67291 X kWh				121.543	CUALQUIER CARGA 487		
07	CARGO POR DEM 65.549	UN SOLO ESCALON 1.77965 X kWh				4 hrs / dia 100% DEM	EL DOBLE DE LA CANTIDAD QUE RESULTE DE APLICAR LOS CARGOS A LA DEMANDA Y CONSUMO ESTIMADO UNICAMENTE CUANDO HAY MEDICION		
09*	BAJA TENSION	1 - 5,000 0.20834	5,001 - 15,000 0.24911	15,001 - 35,000 0.27493	ADICIONALES 0.30528	EXELEN TA	MULTIPLICAR KW CONTRATADOS POR 9.64		
9M*	MEDIA TENSION	1 - 5,000 0.21036	5,001 - 15,000 0.25153	15,001 - 35,000 0.27753	ADICIONALES 0.30806	EXELEN TA	MULTIPLICAR KW CONTRATADOS POR 9.73		
0M	CARGO X DEM MAX MED R CENTRO 54.529 R SUR 54.529	UN SOLO ESCALON 0.40764 X kWh 0.39221 X kWh				545.29 545.29	MULTIPLICAR KW CONTRATADOS POR 109.06 109.06		
<b>TARIFAS HORARIAS</b>			DE. (+)	kWh / PUNTA	kWh / INTER	kWh / BASE	El importe que resulte de aplicar el cargo por kW de demanda facturable al 10% de la demanda contratada  <b>Cálculo de la Demanda Facturable (H - M)</b> $DF = DP + 0.3 \times \max(DI - DP, 0) + 0.15 \times \max(DB - DPI, 0)$ DF = Demanda Facturable DP = es la Demanda Máxima Medida en el Periodo de Punta DI = es la Demanda Máxima Medida en el Periodo Intermedio DPI = es la Demanda Máxima Medida en los Periodos de Punta e Intermedio max = significa máximo, si la dif. entre dos es neg. valdra cero Cualquier fraccion de kW de D Fact. se tomara como kW completo		
H-M	TENSION DE SERVICIO 0.6 kV A 35 kV	R CENTRO R. SUR	56.510 56.510	1.06735 1.04533	0.34152 0.32656	0.28520 0.27126			
H-S	TENSION DE SERVICIO 35.1 kV A 230 kV	R CENTRO R SUR	34.639 34.639	1.13345 1.10743	0.30686 0.28826	0.26836 0.25096			
H-T	TENSION DE SERVICIO MAS DE 230 kV	R CENTRO R SUR	30.193 30.193	1.10938 1.08320	0.28240 0.26359	0.26147 0.24382			
<b>LARGA DURACION</b>									
H-SI	TENSION DE SERVICIO 35.1 kV A 230 kV	R CENTRO R SUR	51.958 51.958	0.80568 0.77963	0.29430 0.27570	0.26836 0.25096			
H-II	TENSION DE SERVICIO MAS DE 230 kV	R CENTRO R SUR	45.286 45.286	0.78803 0.76182	0.27689 0.25807	0.26147 0.24382			
H-III	TENSION DE SERVICIO 400 kV	R CENTRO R SUR	43.564 43.564	0.76832 0.74279	0.27522 0.25652	0.26018 0.24260			
<b>TARIFAS ADICIONALES</b>		TARIFA	BONIF.	POR CADA KW DE DEMANDA INTERRUPTIBLE BONIFICABLE			DEMANDA INTERRUPTIBLE BONIFICABLE SERA LA MINIMA ENTRE LA DEMANDA INTERRUPTIBLE CONTRATADA Y EL RESULTADO DE RESTAR A LA DEMANDA MAXIMA MEDIDA EN PERIODO DE PUNTA LA DEMANDA FIRME CONTRATADA		
1-30	PARA SERVICIOS INTERRUPTIBLES	H-S Y H-SI H-I Y H-II	11.572 11.022						
1-15	(A SOLICITUD DEL USUARIO)	H-S Y H-SI H-I Y H-II	23.144 22.045						

VALORES EN \$

\* = APLICAR UN FACTOR DE INCREMENTO MENSUAL ACUMULATIVO DE 1.0102 (VER CUOTAS EN TABLAS ANEXAS)

DIARIO OFICIAL DEL 31 DE DICIEMBRE DE 1998

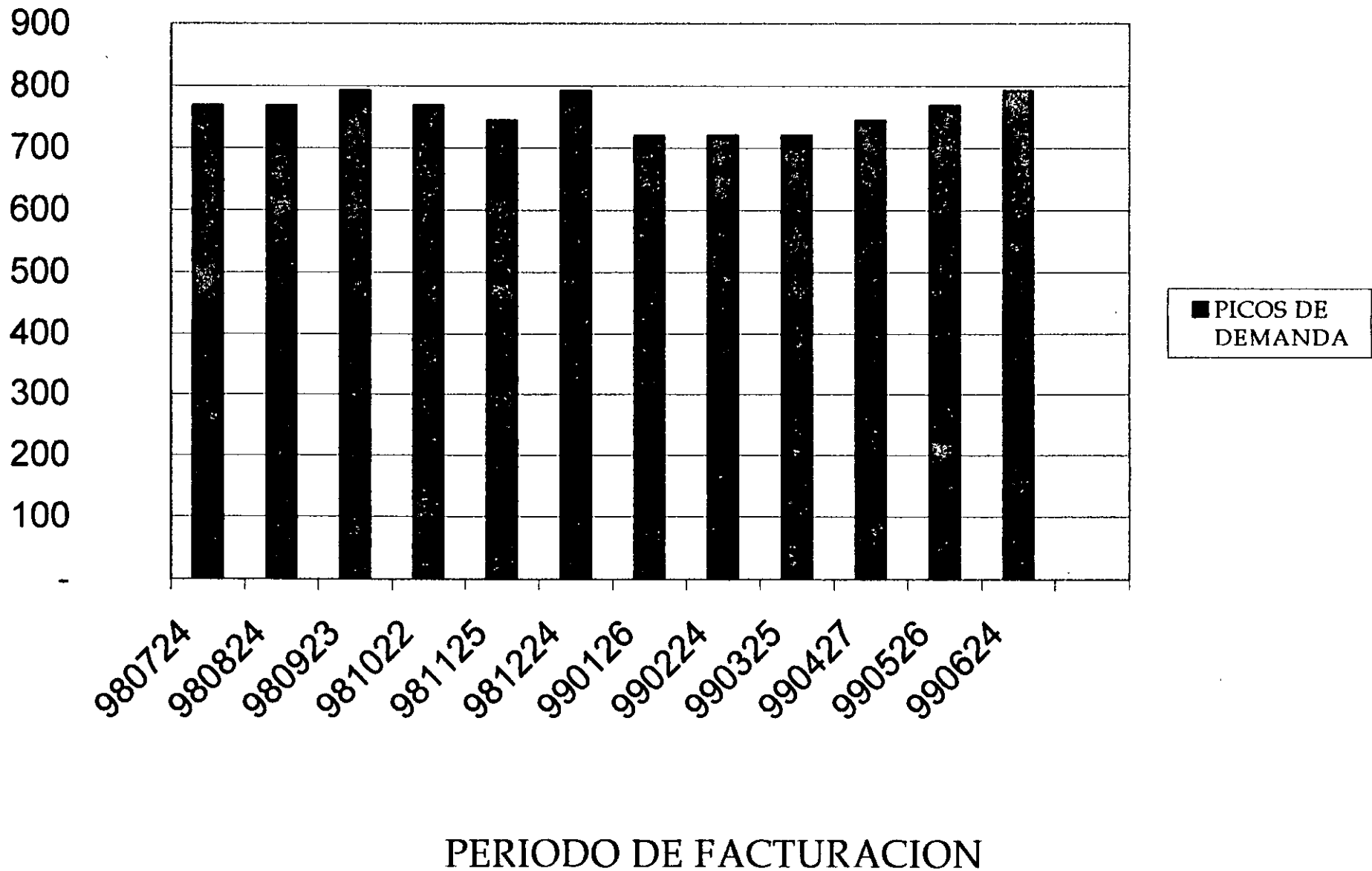
# FACTURACIÓN

- 1.- CONSUMO DE ENERGÍA ÚTIL (kW-h)
- 2.- DEMANDA MÁXIMA MEDIDA (kW)
- 3.- FACTOR DE POTENCIA
- 4.- MEDICIÓN EN BAJA TENSIÓN

LIVERPOOL MEXICO, S.A. DE C.V.  
 VENUSTIANO CARRANZA No. 92

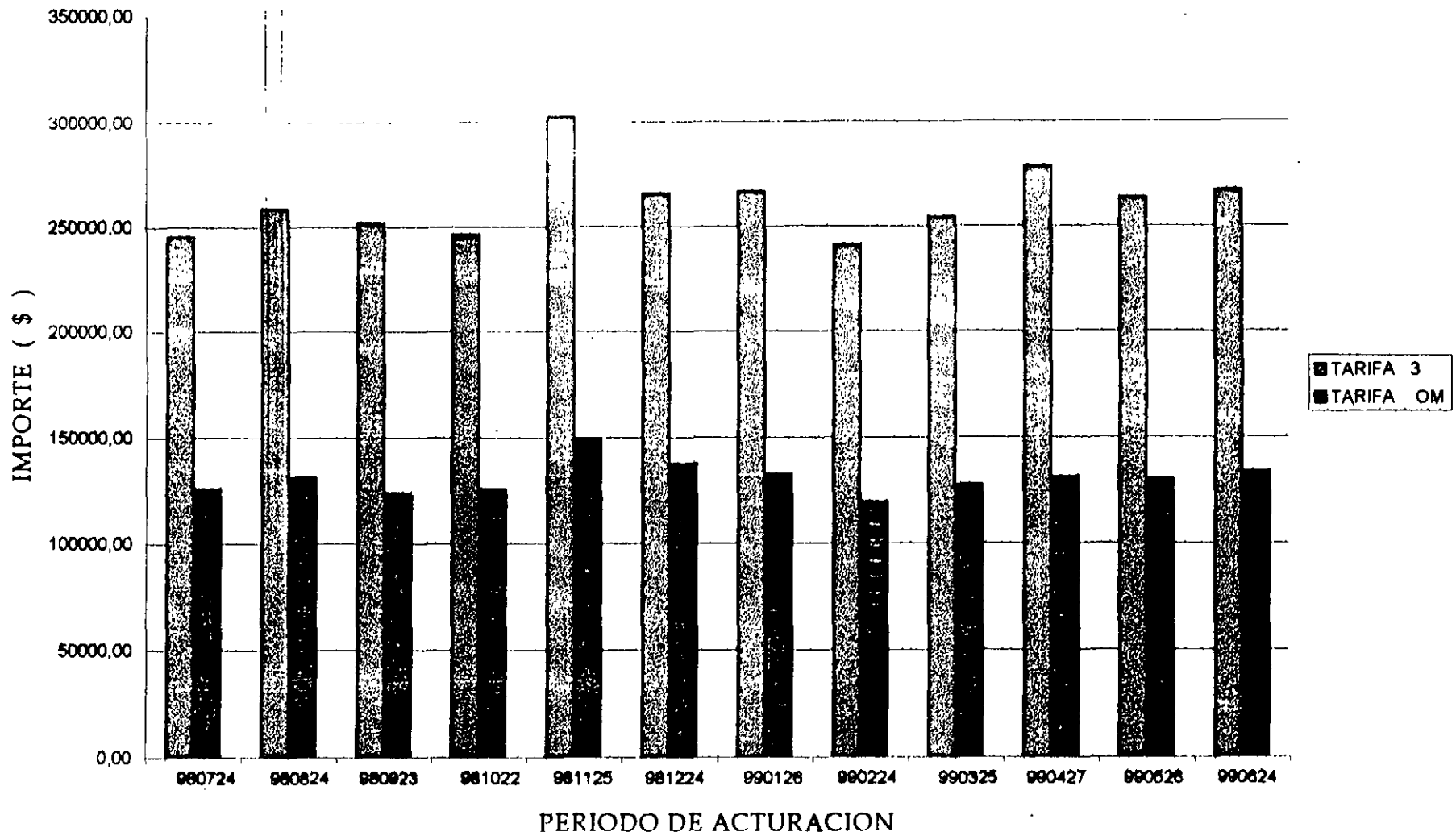
PERIODO	TARIFA 3 \$	DEM. kW.	CONSUMO kWh	TARIFA OM \$	DIFERENCIA T 3 - OM \$
980724	245.458,45	768	259.200,00	125.319,68	120.138,77
980824	258.675,30	768	268.800,00	130.733,27	127.942,03
980923	251.648,55	792	254.400,00	123.490,41	128.158,14
981022	246.116,35	768	252.000,00	125.486,56	120.629,79
981125	302.459,00	744	300.000,00	148.649,79	153.809,21
981224	265.421,55	792	249.600,00	137.340,88	128.080,67
990126	266.494,70	720	244.800,00	132.395,97	134.098,73
990224	240.912,60	720	213.600,00	119.137,33	121.775,27
990325	254.266,75	720	235.200,00	127.378,96	126.887,79
990427	278.481,20	744	242.400,00	130.980,85	147.500,35
990526	263.309,75	768	237.600,00	130.056,48	133.253,27
990624	266.639,85	792	237.600,00	133.517,43	133.122,42
RECUPERACION TOTAL=					1.575.396,44

*" PERFIL DE DEMANDA "*  
*LIVERPOOL MEXICO, S.A. DE C.V.*





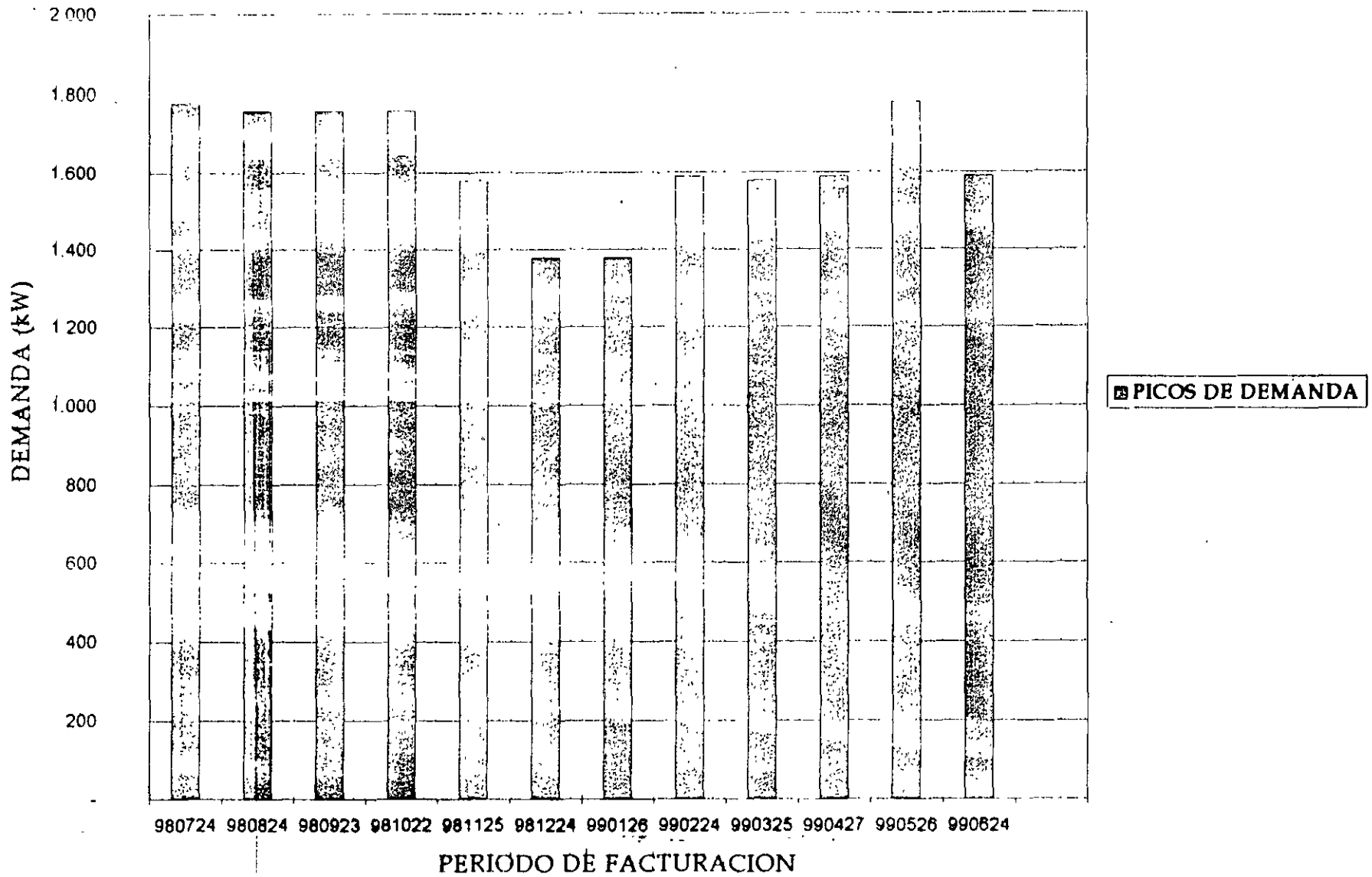
*" IMPORTE FACTURADO "*  
*LIVERPOOL MEXICO S.A. DE C.V.*



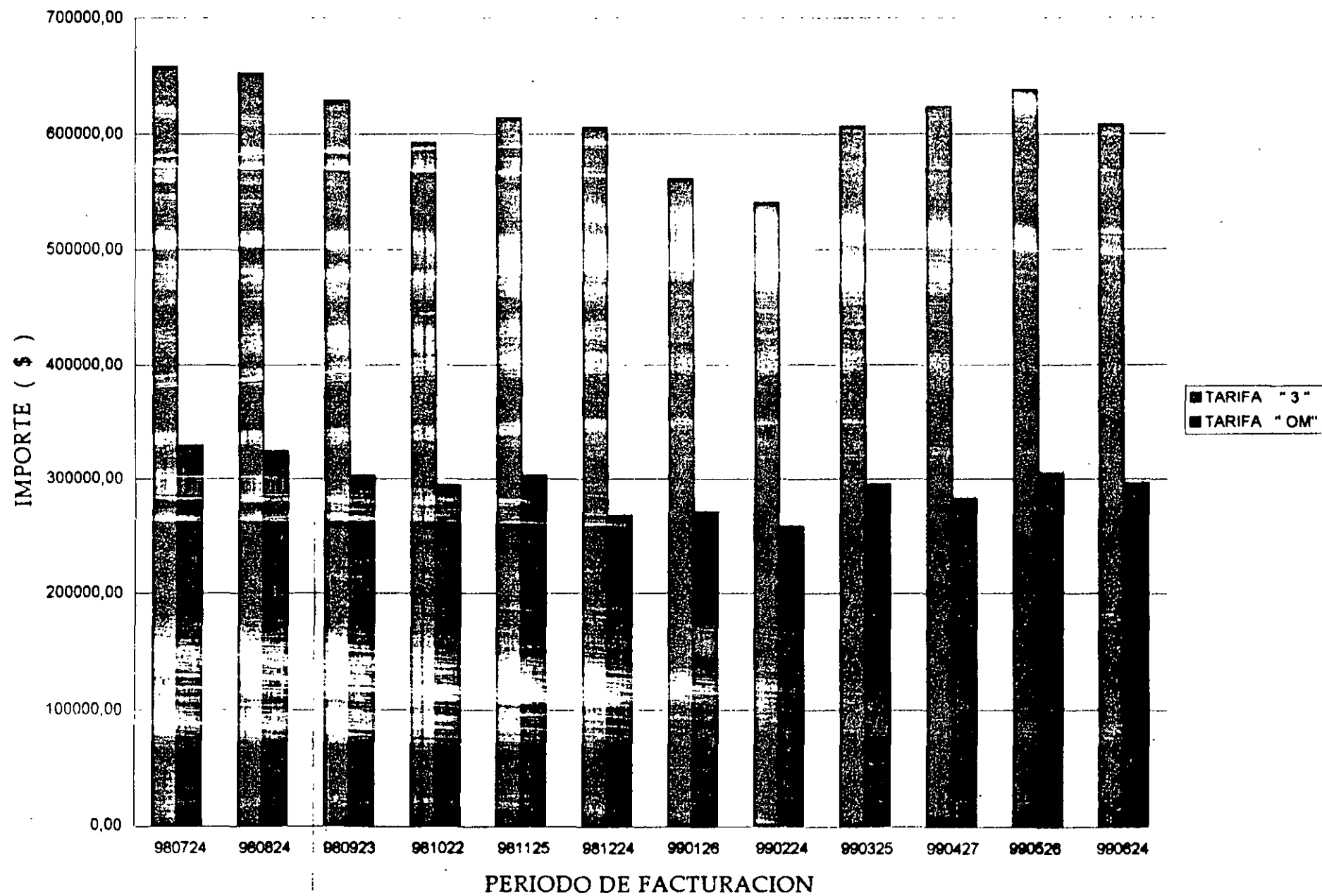
BANCOMER, S.N.C.  
BOLIVAR No. 38

PERIODO	TARIFA 3 \$	DEM. kW.	CONSUMO kWh	TARIFA OM \$	DIFERENCIA T 3 - OM \$
980724	657.557,05	1.780	712.000	328.975,11	328.581,94
980824	652.024,45	1.760	684.000	323.524,77	328.499,68
980923	628.288,15	1.760	646.000	302.330,97	325.957,18
981022	592.158,40	1.760	596.000	294.137,12	298.021,28
981125	614.009,65	1.580	602.000	302.622,59	311.387,06
981224	605.548,25	1.380	480.000	267.575,16	337.973,09
990126	560.589,50	1.380	512.000	270.370,93	290.218,57
990224	539.947,70	1.590	458.000	257.828,40	282.119,30
990325	606.489,55	1.580	556.000	294.844,31	311.645,24
990427	623.216,75	1.590	524.000	282.204,85	341.011,90
990526	637.475,45	1.780	558.000	304.227,48	333.247,97
990624	607.709,05	1.590	548.000	295.640,56	312.068,49
RECUPERACION TOTAL=					3.800.731,70

**" PERFIL DE DEMANDA "**  
**BANCOMER, S.N.C.**



*" IMPORTE FACTURADO "*  
*BANCOMER, S.N.C.*



# FACTOR DE POTENCIA

## FÓRMULA DE RECARGO

$$\% \text{ DE REC.} = 3/5 \times ((90 / FP) - 1) \times 100; \quad FP < 90 \%$$

## FÓRMULA DE BONIFICACIÓN

$$\% \text{ DE BONIF.} = 1/4 \times (1 - (90 / FP)) \times 100; \quad FP > \text{ ó } = 90\%$$

# FACTOR DE CARGA

$$FC = \frac{D_m}{DM}$$

$$D_m = \frac{kW-h}{h}$$

$$\% FC = \frac{kW-h}{h \times DM}$$

FC = FACTOR DE CARGA

D<sub>m</sub> = DEMANDA MEDIA

DM = DEMANDA MÁXIMA

kW-h = ENERGÍA CONSUMIDA EN EL PERÍODO

h = NÚMERO DE HORAS EN EL PERÍODO

### 3.- AUDITORIA HISTORICA

#### 3.1.- Índices

### 4.- AUDITORÍA DE RECORRIDO

- + Revisión de planos
- + Levantamiento del censo de cargas eléctricas
- + Consumos estimados por equipos y/o áreas
- + Determinar la distribución porcentual de carga
- + Detección de oportunidades de ahorro

#### 4.1.- Censo de Carga

- + m o t o r e s
- + i l u m i n a c i ó n







## 5.– OPORTUNIDADES DE AHORRO DE ENERGÍA

Alumbrado

Administración de la demanda

Corrección de bajo factor de potencia

Aire acondicionado

Programa para Admón. de la energía

# ALUMBRADO

+ ILUMINACIÓN GENERAL

+ ALUMBRADO DE ÁREA DE LABOR

+ ILUMINACIÓN DECORATIVA

# REDUCCIÓN DE POTENCIA DE ALUMBRADO

- + LÁMPARAS EFICIENTES
- + REFLECTORES ÓPTICOS
- + CONTROLADORES DE ALUMBRADO
- + USO DE ALUMBRADO NATURAL
- + ALUMBRADO DE SEGURIDAD
- + USO DECORATIVO

**TABLA 5.1**  
**CUADRO COMPARATIVO DE LAS CARACTERISTICAS**  
**FISICAS Y TECNICAS DE LAMPARAS**

WATTS	ACABADO	ARRANQUE	VIDA APROX. HORAS	LUMENES APROX.
39	LUZ DE DIA	INSTANTANEO	9.000	2.500
39	BLANCO FRIO	INSTANTANEO	9.000	3.000
32	BLANCO LIGERO *	INSTANTANEO	12.000	2.700
40	LUZ DE DIA	RAPIDO	12.000	2.650
40	BLANCO FRIO	RAPIDO	12.000	3.150
34	BLANCO LIGERO *	RAPIDO	20.000	2.925
75	LUZ DE DIA	INSTANTANEO	12.000	5.450
75	BLANCO FRIO	INSTANTANEO	12.000	6.300
75	BLANCO LIGERO *	INSTANTANEO	12.000	6.000
110 H.O.	BLANCO FRIO	RAPIDO	12.000	9.200
95 H.O.	BLANCO LIGERO *	RAPIDO	12.000	9.100
215 V.H.O.	BLANCO FRIO	RAPIDO	10.000	15.000
195 V.H.O.	BLANCO LIGERO *	RAPIDO	10.000	14.900

\* LAMPARAS SUPER SAVER II

# ADMINISTRACIÓN DE LA DEMANDA

Factor de carga:

a).- DISMINUCIÓN DE LA DEMANDA

+ Auditoría Histórica

+ Perfil de la demanda

+ Procesos de fabricación

+ Censo de carga

+ Equipos automáticos de control de demanda

# ADMINISTRACIÓN DE LA DEMANDA

b). – INCREMENTO DEL TIEMPO LABORAL  
DE LA EMPRESA

+ Evaluación económica

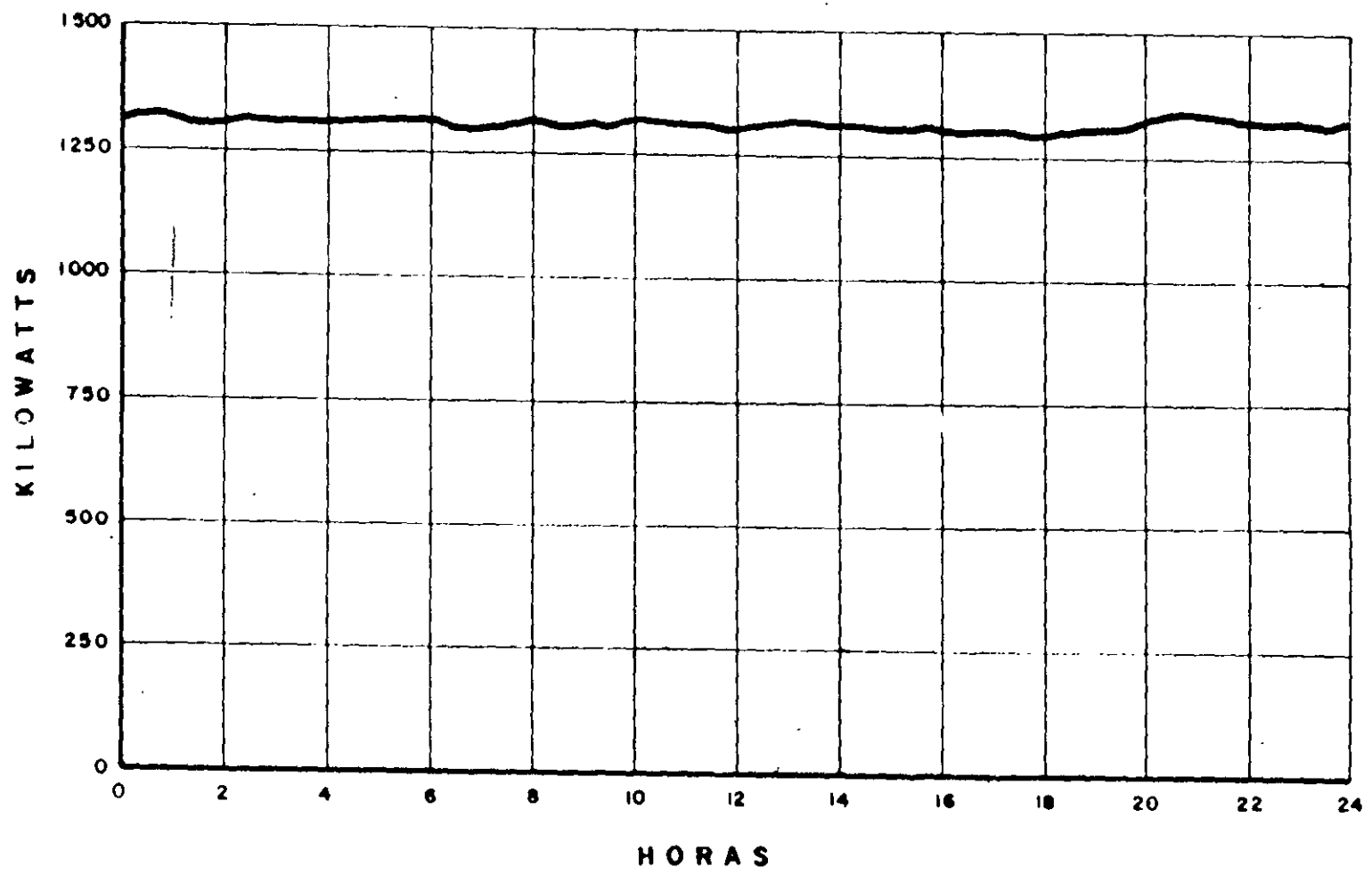


FIGURA 5.1 PERFIL DE DEMANDA (TRES TURNOS DE OPERACION)



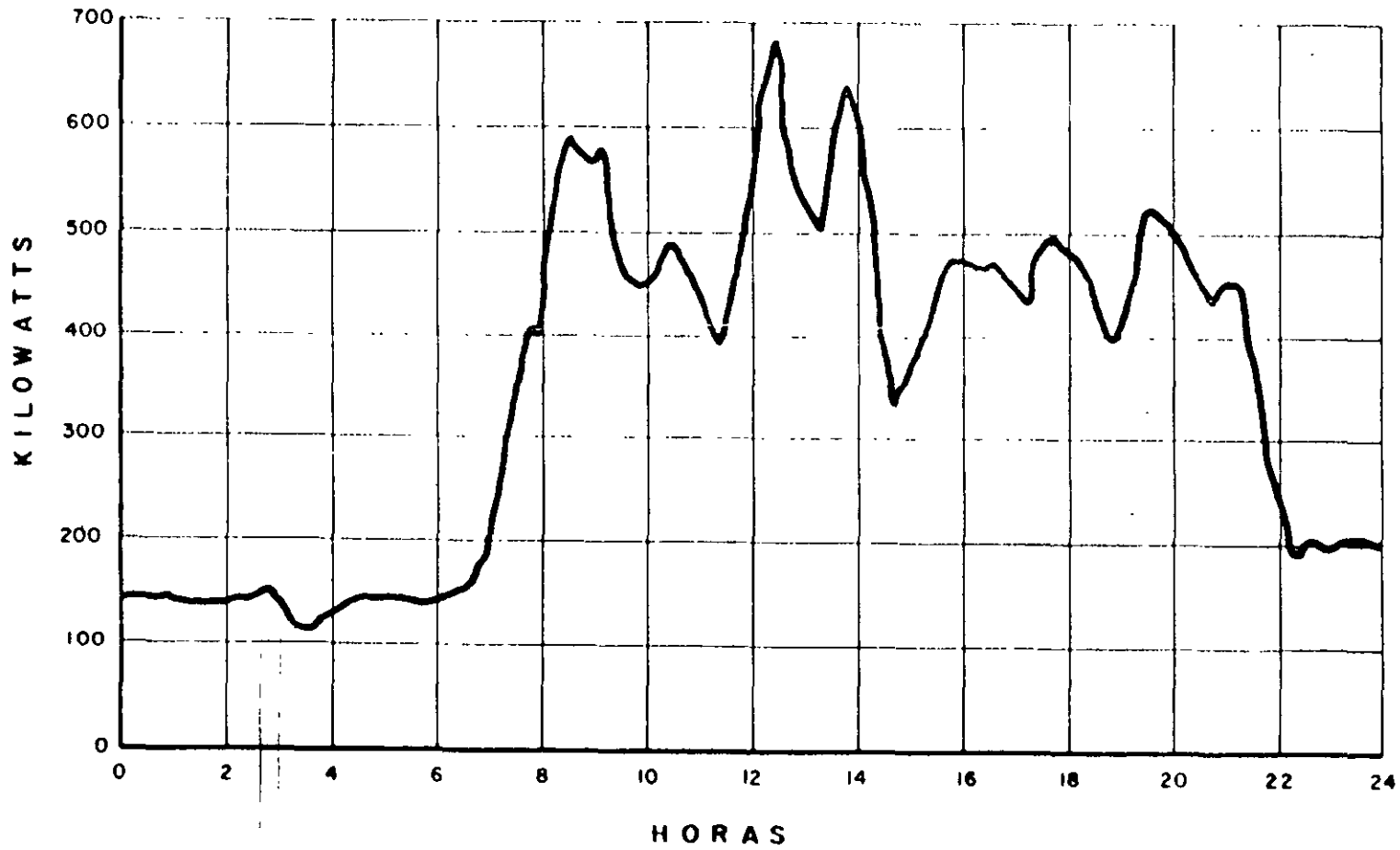


FIGURA 5.2 PERFIL DE DEMANDA (DOS TURNOS DE OPERACION)

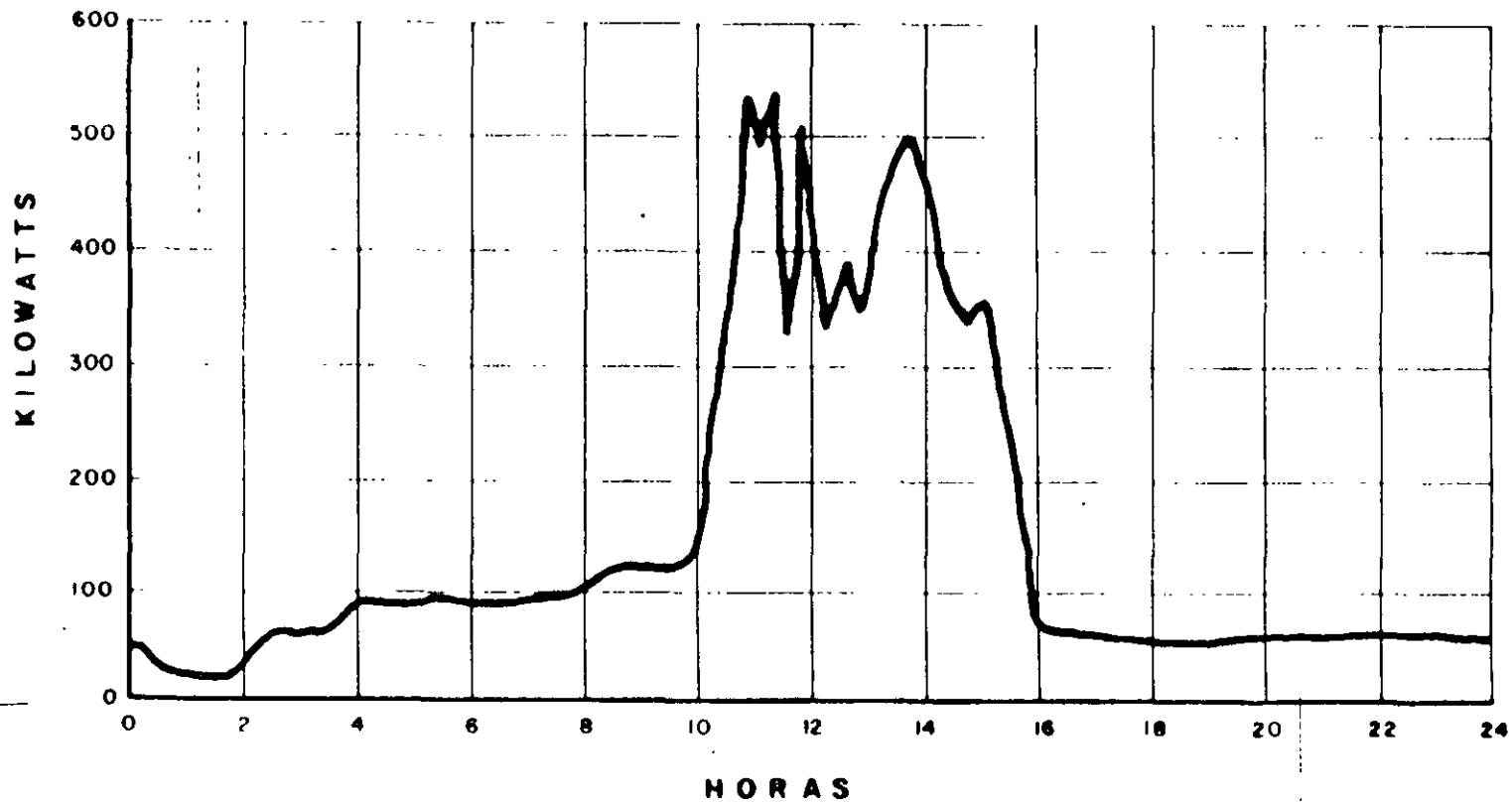


FIGURA 53 PERFIL DE DEMANDA (UN TURNO DE OPERACION)

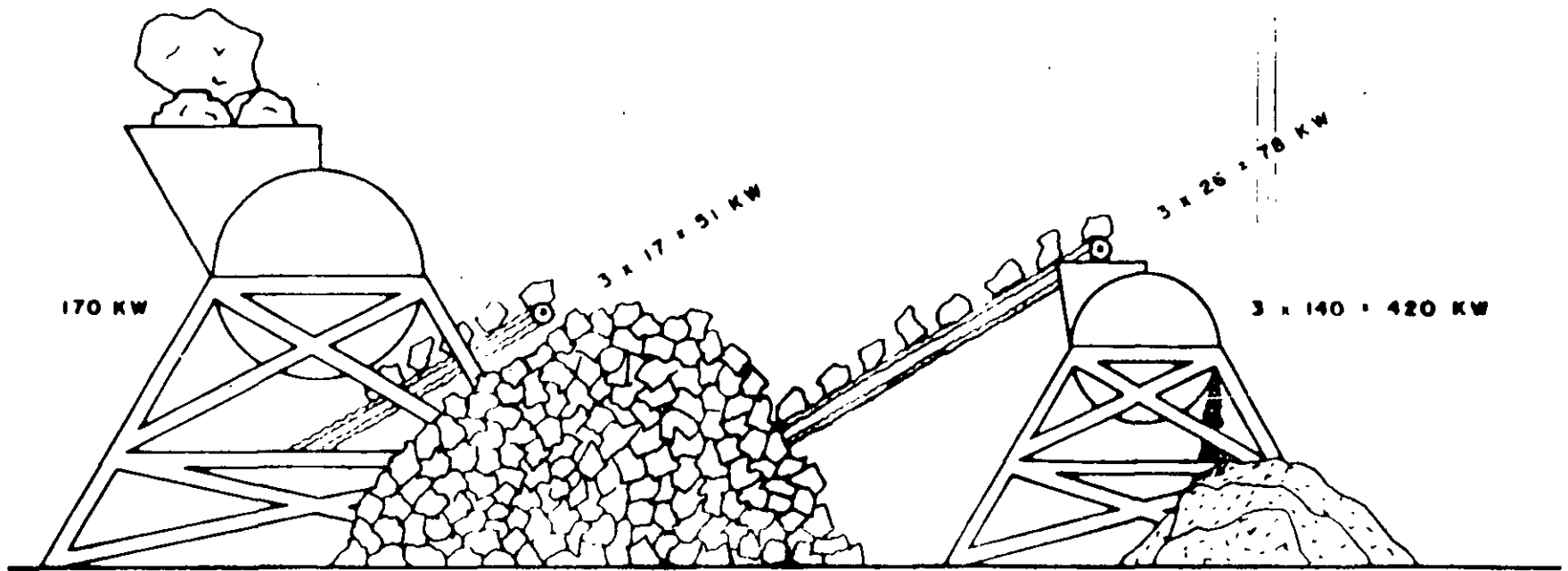


FIGURA 5.4 .- PROCESO DE UNA EMPRESA TRITURADORA DE PIEDRA

# EVALUACIÓN ECONÓMICA

## TERCER TURNO

226 kW x 8 horas x 26 días al mes 47 088 kWh

## PRIMER TURNO

498 kW x 8 horas x 26 días al mes 103 584 kWh

## SEGUNDO TURNO

498 kW x 8 horas x 26 días al mes 103 584 kWh

T O T A L .....254 176 kWh

## **PRIMERA OPCION**

$$202 \times 53,266 = \$ 10\,759,73$$

## **SEGUNDA OPCION**

$$142 \times 53,266 = \$ 7\,563,77$$

CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

AIRE ACONDICIONADO

PROGRAMA PARA LA ADMINISTRACIÓN DE  
LA ENERGÍA

- + Elegir una política administrativa
- + Conducir una auditoría detallada
- + Formular un plan de acción
- + Evaluar y mantener el programa de administración

# RESUMEN DE OPORTUNIDADES DE AHORRO

- + Mención de la oportunidad de ahorro
- + Inversión estimada
- + Ahorro mensual estimado
- + Período de recuperación de la inversión
- + Observaciones para nuevos programas de ahorro



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.  
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**CURSOS ABIERTOS**

## **SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

**TEMA**

**AHORRO DE ENERGIA PARTE 2**

**EXPOSITOR: ING. ERNESTO A. NIÑO SOLÍS  
PALACIO DE MINERIA  
AGOSTO 2000**



# AHORRO DE ENERGÍA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION

## 1.- INTRODUCCIÓN

La operación de toda industria tiene como base la disponibilidad de varios tipos de materias primas, incluidos los energéticos (petróleo, gas, agua, electricidad, etc.). El incremento de los costos de los energéticos ha provocado que los costos del producto se incrementen debido a que una gran parte del total de los gastos son atribuidos al uso de los mismos, el industrial, ante este constante incremento puede reducir sus gastos implementando medidas para evitar el desperdicio y uso innecesario de ellos.

El uso racional de los energéticos ha sido una meta importante del Gobierno Mexicano los últimos 3 lustros, creando para ello algunos organismos (CONAE, FIDE) con la finalidad de generar una conciencia de uso racional de la energía, tanto calorífica como eléctrica, enfocada a consumidores industriales y comerciales.

En los sistemas de distribución se pueden aplicar los conceptos de uso racional de energía, siendo en el sector industrial donde se han presentado las mayores oportunidades de ahorro, ya que generalmente en el diario vivir de una empresa, el administrador o los empleados de la misma no se preocupan de un factor importante que influye directamente en el costo de producción, el desperdicio de energía eléctrica. La finalidad de este tema es fomentar el uso eficiente y racional de la energía eléctrica en los sistemas de distribución de los consumidores grandes y medios, dando para ello algunas medidas básicas de ahorro en los sistemas de distribución de energía eléctrica industriales y para edificios.

A través del organismo encargado en apoyar el programa de ahorro de energía del sector eléctrico, el sector privado puede asesorarse para mejorar la eficiencia del uso de la energía eléctrica, incorporando para ello nuevas tecnologías y técnicas ahorradoras comprobadas, en las instalaciones eléctricas de la industria y el comercio, con la finalidad de hacer más competitivos sus productos.

Con estas acciones se obtienen beneficios tales como:

- + Elevar su productividad y competitividad.
- + Reducir el importe de sus consumos de energía eléctrica.
- + Disminuir el impacto ambiental.
- + Aumentar la disponibilidad de energía eléctrica.
- + Preservar o mejorar niveles de bienestar.
- + Crear una cultura energética.

Como todo tipo de acciones para poder obtener beneficios de los programas de ahorro de energía, es necesario realizar inversiones de capital, las cuales deben ser recuperables a medio o corto plazo.

## 2.- TARIFAS

Una de las medidas básicas para el ahorro de la energía eléctrica es la administración de la misma. Para determinar la forma en que la energía eléctrica repercute en la economía de una empresa y posteriormente tomar las acciones pertinentes, es necesario conocer cual es su costo, para lograr esto, el industrial debe conocer las "Tarifas para el Suministro y Venta de Energía", que de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 31 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica compete a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, con la participación de las de Comercio y Fomento Industrial, de la Energía, y de la Comisión reguladora de Energía, y a propuesta del suministrador (CFE Y LyF), fijar las tarifas eléctricas, su ajuste, modificación; de conformidad con el Plan Nacional de Desarrollo (1995 –2000), los precios de los bienes y servicios producidos por el sector energético deben ser establecidos de manera transparente y propiciar el uso racional y la conservación de los recurso, así como la asignación óptima de inversiones, estableciendo una política de precios y tarifas que permita la adecuada capitalización del sector eléctrico. Con el propósito de seguir cubriendo el crecimiento de la demanda interna de energía eléctrica con la calidad, oportunidad y suficiencia que requiere el desarrollo del país, es indispensable continuar con la construcción de diversas unidades de generación, así como incrementar la inversión en líneas de transmisión y distribución del sistema eléctrico nacional.

La realización de las citadas obras requiere de cuantiosos recursos financieros, los cuales deben ser cubiertos en mayor medida con ingresos propios de las empresas suministradoras.

Las tarifas se pueden clasificar dentro de dos grandes grupos:

- + Tarifas de uso general.
- + Tarifas de uso específico.

Dentro del primer grupo se consideran:

Tarifa 2	Servicio general en baja tensión hasta 25 kW de demanda.
Tarifa 3	Servicio general en baja tensión para más de 25 kW de demanda.
Tarifa OM	Tarifa ordinaria para servicio general en media tensión con demanda menor a 100.kW
Tarifa HM	Tarifa horaria para servicio general en mediana tensión, con demanda de 100 kW o más
Tarifa HS	Tarifa horaria para servicio general en alta tensión nivel subtransmisión

<b>Tarifa HS-L</b>	<b>Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión, para larga utilización</b>
<b>Tarifa HT</b>	<b>Tarifa horaria para servicio general en alta tensión nivel transmisión</b>
<b>Tarifa HT-L</b>	<b>Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión, para larga utilización</b>

A su vez, son tarifas de uso específico:

<b>Tarifa 1,1A, 1B, 1C y 1D.</b>	<b>Servicio doméstico.</b>
<b>Tarifa 5</b>	<b>Servicio para alumbrado público.</b>
<b>Tarifa 6</b>	<b>Servicio para bombeo de aguas potable o negras.</b>
<b>Tarifa 9</b>	<b>Servicio para bombeo de agua para riego agrícola.</b>

Dentro de este tema solo serán analizadas por ser de competencia industrial o comercial, los elementos de facturación de las tarifas de uso general (exceptuando la tarifa 2), en las que el cobro depende de cuatro factores:

- a).- El consumo de energía útil. Es aquella que se entrega al usuario en un determinado período, esta expresado en kW-h (kilowatt-hora).
- b).- La demanda máxima medida. Esta se determina mensualmente por medio de instrumentos de medición que indican la demanda media en kilowatts durante cualquier intervalo de 15 minutos, en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 minutos en el período de facturación.
- c).- El factor de potencia (FP). Se obtiene mediante la relación aritmética entre la energía útil suministrada y la energía total requerida. Solo conlleva costo cuando es menor a 90 %. El factor de potencia está dado por la naturaleza de la carga del usuario y afecta a la adecuada utilización de la capacidad del sistema eléctrica.
- d).- Medición en baja tensión. En los servicios que se proporcionen en media tensión, cuando la medición de la energía eléctrica consumida se realice en el lado secundario motivado por una demanda contratada menor a 200 kW, las facturaciones aumentarán en un 2 % sobre el total de la suma del costo por consumo mas el costo por demanda.  
Este cargo se establece previendo las pérdidas inherentes en el transformador.

Para una mejor interpretación de estas tarifas, se enmarcan a continuación sus enunciados de aplicación:

**Tarifa No. 3.- Servicio general en baja tensión para más de 25 kW de demanda.**

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía en baja tensión a cualquier uso, con demanda de más de 25 kilowatts, excepto a los servicios para los cuales se fija específicamente su tarifa.

**Tarifa O-M.- Tarifa ordinaria para servicio general en media tensión con demanda menor a 100 kW.**

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía en media tensión a cualquier uso, con una demanda menor de 100 kilowatts.

**Tarifa H-M.- Tarifa horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kW o más.**

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía en media tensión a cualquier uso, con una demanda de 100 kilowatts o más.

+ Los usuarios del servicio general en media tensión que tengan demandas entre 100 y 300 kW, se incorporarán paulatinamente a la tarifa H-M en la medida en que el suministrador instale el equipo de medición adecuado en el domicilio de los mismos.

A continuación se presentan los horarios correspondientes al Periodo de Punta, Intermedio y Base.

Día de la semana	Primer domingo de abril, al sábado anterior al último domingo de octubre			Ultimo domingo de octubre, al sábado anterior al primer domingo de abril		
	Base	Intermedio	Punta	Base	Intermedio	Punta
Lunes a Viernes	0:00-6:00	6:00-20:00 22:00-24:00	20:00-22:00	0:00-6:00	6:00-18:00 22:00-24:00	18:00-22:00
Sábado	0:00-7:00	7:00-24:00		0:00-8:00	8:00-19:00 21:00-24:00	19:00-21:00
Domingos y días festivos	0:00-19:00	19:00-24:00		0:00-18:00	18:00-24:00	

**Tarifa H-S.- Tarifa horaria para servicio general en alta tensión nivel subtransmisión.**

**Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión, nivel subtransmisión.**

**Tarifa H-SL.- Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión, para larga utilización.**

**Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión, nivel subtransmisión, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio, el cual tendrá vigencia mínima de un año.**

**Tarifa No. H-T.- Tarifa horaria para servicio general en alta tensión nivel transmisión.**

**Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión nivel transmisión, el cual tendrá una vigencia mínima de un año.**

**Tarifa No. H-TL.- Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión, para larga utilización.**

**Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión, nivel transmisión, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio, el cual tendrá una vigencia mínima de un año.**

**Tarifa No. I-15.- Tarifa para servicio interrumpible.**

**Esta tarifa será aplicable a los usuarios de las tarifas H-S, H-T, H-SL, y H-TL que soliciten inscribirse adicionalmente en este servicio y que tengan una Demanda Máxima Medida en Período de Punta, Semipunta, Intermedio o Base, mayor o igual a 10,000 kilowatts durante los tres meses previos a la solicitud de inscripción. La inscripción de este servicio tendrá una vigencia mínima de un año.**

**Tarifa No. I-30.- Tarifa para servicio interrumpible.**

**Esta tarifa será aplicable a los usuarios de las tarifas H-S, H-T, H-SL, y H-TL que soliciten inscribirse adicionalmente en este servicio y que tengan una Demanda Máxima Medida en Período de Punta, Semipunta, Intermedio o Base, mayor o igual a 20,000 kilowatts durante los tres meses previos a la solicitud de inscripción. La inscripción de este servicio tendrá una vigencia mínima de un año.**

**2.1.- Reducción del costo por consumo de energía eléctrica**

El conocimiento del sistema tarifario le dará en principio al usuario una herramienta para disminuir el monto que por concepto de consumo de energía eléctrica deberá pagar, debiendo seleccionar para esto la tarifa adecuada a su demanda.

Como un ejemplo real de esta reducción, se muestra en la tabla 2.1 la facturación de Liverpool México, S.A. de C.V. de Venustiano Carranza No. 92 y en la tabla 2.2 la correspondiente a Bancomer, S.N.C. de Bolívar No. 38, donde se considera un período anual del 24 de Julio de 1998 al 24 de Junio de 1999. Con la finalidad de ilustrar esto, se considera el primer período de ambos servicios (24 de Julio de 1998), mostrando en la tabla 2.3 los importes correspondientes a tarifa 3.

**TABLA 2.3  
IMPORTES EN TARIFA 3**

USUARIO	KW	Kwh	IMPORTE (\$)
LIVERPOOL	768	259 200	245 458,45
BANCOMER	1 780	712 000	657 557,05

Si dichos servicios se contrataran en tarifa O-M, considerando la misma demanda y consumo, se obtienen los costos mostrados en la tabla 2.4.

**TABLA 2.4  
IMPORTES EN TARIFA O-M**

USUARIO	KW	kW h	IMPORTE (\$)
LIVERPOOL	768	259 200	125 319,68
BANCOMER	1 780	712 000	328 975,11

Como se observa en este ejemplo, la tarifa O-M proporciona un ahorro del 49 y 50 % para Liverpool y Bancomer respectivamente. Aunque la inversión inicial requerida para contratar en esta tarifa es importante, en menos de dos años se amortizará.

En las figuras 2.1 y 2.2 se muestran las curvas comparativas de importes facturados para estos usuarios.

## 2.2.- Factor de potencia

Para compensar los perjuicios ocasionados a las empresas suministradoras de energía eléctrica por el bajo factor de potencia que adquieren las redes de distribución, en el ajuste y restructuración para suministro y venta de energía, publicado en el Diario Oficial de la Federación del día 10 de noviembre de 1991, se establece:

El usuario procurará mantener un factor de potencia (FP) tan aproximado al 100 % (cien por ciento) como le sea posible; pero en el caso de que su factor de potencia durante cualquier período de facturación tenga un promedio menor de 90 % (noventa por ciento) atrasado, determinado por métodos aprobados por la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial, el suministrador tendrá derecho a cobrar al usuario la cantidad que resulte de aplicar el monto de la facturación el porcentaje de recargo que se determine según la fórmula que se señala. En el caso de que el factor de potencia tenga un valor superior al 90 % (noventa por ciento), el suministrador tendrá la obligación de bonificar al usuario la cantidad que resulte de aplicar a la factura el porcentaje de bonificación según la fórmula que también se señala.

Fórmula de Recargo:

$$\text{Porcentaje de Recargo} = 3/5 \times ((90/FP) - 1) \times 100; \quad FP < 90 \%$$

Fórmula de Bonificación

$$\text{Porcentaje de Bonif.} = 1/4 \times (1 - (90/FP)) \times 100; \quad FP > \text{ ó } = 90 \%$$

Donde FP, es el factor de potencia expresado en por ciento.

## 2.3.- Factor de carga del servicio

Se define como la relación existente entre la demanda media y la demanda máxima en un intervalo de tiempo dado y se puede calcular en base a los valores registrados en la facturación de energía eléctrica de acuerdo con las siguientes fórmulas:

$$FC = D_m/D_M$$

$$D_m = \text{kWh} / h$$

$$\% FC = \frac{\text{kW-h}}{h \times D_M} \times 100$$

siendo;

- FC = Factor de carga
- D<sub>m</sub> = Demanda media
- D<sub>M</sub> = Demanda máxima en el período
- kWh= Energía consumida en el período
- h = Número de horas del período

El factor de carga relaciona la energía que se utiliza durante un período de facturación con respecto a la energía que el suministrador debe proporcionar a razón de la demanda máxima medida durante ese mismo período.

Para apreciar en forma práctica lo que representa el factor de carga, se presenta el siguiente:

#### Ejemplo

Se tienen dos industrias de las mismas características, cuya contrato esta realizado en tarifa O-M, tienen un factor de potencia de 90 %.

La industria No. 1 demanda 720 kW y consume en el período del 99/07/01 al 99/07/30 (siendo 29 días de facturación) y un consumo de 276 000 kWh. Esta industria labora 16 horas al día.

La industria No. 2, en el mismo período de facturación, tiene una demanda 500 kW y consume 276 000 kWh. Esta industria labora 24 horas al día.

Para este período el cargo por demanda es de \$ 53,266 y el cargo por consumo es de \$ 0,39821, ambas industrias se encuentran ubicadas en la región centro, por lo que se tiene lo siguiente:

INDUSTRIA N. 1		
Cargo por demanda	53,266 x 720	\$ 38 351,52
Cargo por consumo	0,39821 x 276 000	\$ 109 905,96
Importe facturado		\$ 148 257,48

$$\text{FACTOR DE CARGA} = (276\ 000 \times 100) / (464 \times 720) = 55,08 \%$$

$$\text{COSTO MEDIO DEL kWh} = \$ 148\ 257,48 / 276\ 000 = \$ 0,53$$



INDUSTRIA N. 2		
Cargo por demanda	53,266 x 500	\$ 26 633,00
Cargo por consumo	0,39821 x 276 000	\$ 109 905,96
Importe facturado		\$ 136 538,96

FACTOR DE CARGA =  $(276\ 000 \times 100) / (696 \times 500) = 79,31\ %$

COSTO MEDIO DEL kWh =  $\$ 136\ 538,96 / 276\ 000 = \$ 0,49$

Como se observa, a mayor factor de carga, el costo por kWh es menor.

### 3.- AUDITORÍA HISTÓRICA

Una auditoría histórica identifica los consumos y costos de energía empleada para elaborar una cierta cantidad de producto terminado y así poder establecer comportamientos, tendencias y resultados.

Para realizar una auditoría histórica se requiere de poco tiempo y los resultados pueden ser extremadamente valiosos para puntualizar en elementos individuales de la industria a la que se le realiza dicha auditoría.

Hay que identificar y cuantificar los consumos y costos mensuales que ha tenido la industria durante por lo menos 2 años; esta información se puede obtener fácilmente a través de los recibos de pago efectuados, Con lo cual se puede determinar cuanta energía se consume por unidad de producto, a esto se le denomina consumo específico.

Para elaborar una auditoría de este tipo, se puede utilizar como auxiliar la tabla 3.1.

Mediante el análisis de este registro se podrá establecer tanto la tendencia histórica como el impacto de cualquier ahorro de energía eléctrica.

#### 3.1.- Índices

Cuando el uso de la energía eléctrica se puede relacionar a un producto o a una actividad, se genera un índice que mostrará la mejor manera de comparar sus comportamientos o tendencias. Por esta razón, es importante tener las cantidades producidas en cada período de facturación y con esto determinar el uso de la energía eléctrica por unidad de producto o servicio. Es conveniente que al analizar estas variaciones no se tomen en cuenta los consumos fuertes de energía en las oficinas administrativas de la industria.

Si se gráficán los índices energéticos contra el tiempo, se tendrá un indicador de la eficiencia energética a través de los años.

#### **4.- AUDITORÍA DE RECORRIDO**

Una vez que se analizó el historial de consumos de energía, se deben obtener los datos específicos de operación e iluminación, realizando para ello la auditoría de recorrido. Observando cuidadosamente aspectos tales como:

- + Revisión de planos de ubicación de maquinaria y equipo.
- + Levantamiento del censo de cargas eléctricas.
- + Consumos estimados por equipos y/o áreas.
- + Determinar la distribución porcentual de carga.
- + Detección de oportunidades de ahorro obvias.

Si la empresa tiene planos con la ubicación de las cargas, habrá que identificar en ellos:

- + Grupos de máquinas para un mismo proceso
- + Alimentadores principales y derivados
- + Oficinas administrativas
- + Almacenes
- + Iluminación de la planta
- + Talleres
- + Voltajes de operación de equipos

De la misma manera que los planos, el censo de carga nos permitirá conocer en forma más objetiva que aparatos o equipos se usan, cuanta energía consumen en forma individual y su frecuencia de operación.

En la auditoría de recorrido se tomará nota de los puntos obvios con pérdidas de energía. Estos puntos son los que presentan oportunidad de ahorro inmediatos y con poca inversión. Posteriormente se analizarán aquellos que requieran una gran inversión. Esta auditoría puede ser tan simple o compleja dependiendo de la complejidad o tamaño mismo de la industria en análisis.

#### **4.1.- Censo de carga**

##### **Motores**

Para obtener el censo de carga se puede utilizar la tabla 4.1. Con estos datos se puede estimar la demanda de cada motor y conforme a su uso obtener el consumo aproximado por mes.

Debido a que la gran mayoría de los motores no se utilizan a su potencia nominal, existe un Factor de Carga el cual se define con la siguiente relación:

$$\text{Factor de Carga} = \frac{\text{Carga típica}}{\text{Carga Nominal}} = \frac{\text{Corriente real}}{\text{Corriente nominal}}$$

Este factor de carga sirve para determinar cual es la potencia real en el eje.

$$\text{Pot. real en el eje} = \text{CPnom.} \times 0,746 \times \text{F.C.} \text{ — (kW)}$$

### Iluminación

Durante el recorrido, deberán anotarse las condiciones actuales de la iluminación y la potencia de cada uno de los equipos incluyendo el alumbrado de seguridad, así como el horario en que se encuentra encendido.

Debe considerarse la posibilidad de reducir el número de luminarias encendidas durante el día mediante el uso de láminas translúcidas. Asimismo, anotar los equipos que por descuido están encendidos durante el día y/o los que desde el punto de vista operacional no requieran estar encendidos. Por otra parte, se debe investigar si todos los circuitos están debidamente identificados y si existe un interruptor general para todo el alumbrado.

### 5.- OPORTUNIDADES DE AHORRO DE ENERGÍA

Dentro de las oportunidades de ahorro de energía eléctrica en los sistemas de distribución en edificios o industrias, se tienen las siguientes:

- \* Alumbrado
- \* Administración de la demanda
- \* Corrección de bajo factor de potencia
- \* Aire acondicionado
- \* Programa para la administración de la energía

En virtud de que cada uno de los puntos anteriores son por si solos muy extensos y complejos, solamente se indicarán para cada uno de ellos una serie de recomendaciones a fin de que se pueda identificar fácilmente cuales pueden ser las expectativas de ahorro de energía en los mismos.

## 5.1.- Alumbrado

Uno de los desperdicios más comunes de energía se da en la iluminación de plantas industriales y oficinas de las empresas.

Los tres enfoques principales para iluminar un área específica son:

- + Iluminación general
- + Alumbrado del área de labor
- + Iluminación decorativa

Si la iluminación general se diseña para niveles de labores visuales que requieren alta iluminación, esta resultará una práctica costosa e innecesaria.

El alumbrado exclusivo del área de labor es más eficiente, ya que se tendrán los niveles de iluminación requeridos de acuerdo con las necesidades de la labor desarrollada.

Es conveniente que el alumbrado decorativo sea analizado ya que este puede encarecer el mantenimiento y operación del sistema.

### REDUCCIÓN DE POTENCIA SIN MODIFICAR EL NIVEL DE ILUMINACIÓN.

Existen algunas formas sencillas para reducir los consumos por concepto de iluminación:

#### Lámparas eficientes.

En el mercado existe una gran variedad de lámparas fluorescentes que pueden sustituir directamente a los tradicionales focos incandescentes, ya que para un mismo flujo luminoso consumen aproximadamente 75 % menos energía, duran 10 veces más y emiten una luz agradable.

En la tabla 5.1 se muestra el cuadro comparativo de las características físicas y técnicas de diferentes lámparas fluorescentes

#### Reflectores ópticos

Una manera simple de reducir los consumos y el número de lámparas, consiste en la utilización de reflectores. Esto implicará utilizar superficies reflejantes en los gabinetes de las lámparas fluorescentes. La reflexión lograda permite eliminar aproximadamente el 50 % de lámparas y balastros, lo que significa un ahorro similar en el consumo por iluminación.

#### Controladores de alumbrado.

Son utilizados en zonas donde se tiene tiempo de desocupación de labores. Esto se puede realizar con la instalación de controladores de tiempo. Otro control sencillo lo

representan las fotoceldas que harán el apagado o encendido según los niveles de iluminación en el ambiente, estos pueden ser utilizados en áreas de oficinas para disminuir el uso del alumbrado artificial y aprovechar la luz del sol en las áreas cercanas a las ventanas. La utilización de estos controladores mejora la eficiencia del sistema de alumbrado.

#### Uso de alumbrado natural

La utilización de la luz solar es una gran ventaja, lo que puede realizarse instalando tragaluces, los cuales tienen un efecto en la calidad de luz, según sea la elección del mismo, lo cual depende de su construcción, color y transmisión. Los tragaluces más recomendables para labores donde se requiera buena visibilidad son los blancos.

El inconveniente de los tragaluces es la transmisión de calor a través de ellos, por lo que es recomendable la utilización de tragaluces de capa doble y aire encerrado, los que reducen sustancialmente este problema; en otros casos la polarización del tragaluz servirá para el mismo propósito.

#### Alumbrado de seguridad

El alumbrado de seguridad es útil para desanimar a los ladrones, pero es necesario verificar si la cantidad de luminarias es adecuada para realizar el rondín del vigilante o si se puede reducir.

#### Uso decorativo

Es recomendable la instalación de controladores de tiempo en anuncios luminosos y tener la certeza que la eficiencia de las lámparas son las adecuadas.

Es obvio decir que cualquier disminución en el consumo de energía eléctrica redundará en un beneficio económico, tanto en el aspecto de energía consumida como en la reducción de la curva de demanda y por consiguiente en la demanda pico. Esto nos produce un doble ahorro económico (energía facturada y reducción de kW de demanda máxima). Ver figura 5.1.

### 5.2.- Administración de la demanda

Como ya se explicó, las tarifas eléctricas aplicables a este tipo de servicios no solo contemplan el cobro de la energía consumida por un usuario en un intervalo de tiempo, sino también la forma en que está siendo requerida durante el período de consumo. Esto viene definido por el Factor de Carga del servicio, de manera que mientras más cercano esté de la unidad, el costo medio del kW-h será menor.

**El factor de carga se puede mejorar de 2 formas:**

- a).- **Reduciendo la demanda máxima.**
- b).- **Incrementando el tiempo laboral de la empresa.**

a).- **Disminución de la demanda**

La mayoría de las medidas de conservación de energía aplicadas a dispositivos eléctricos disminuyen el consumo global y pueden disminuir la demanda máxima si se encuentran operando durante el intervalo crítico. Algunas son; el uso de motores más eficientes, conversiones a equipos de gas y sistemas de alumbrado más eficaces. Sin embargo estas medidas pueden tener poca relevancia en la disminución de la demanda máxima.

Por consiguiente, resulta necesario modificar la forma en que el usuario utiliza la energía, para ello se requiere redistribuir la operación de los equipos de tal manera que el uso de la electricidad no esté concentrado durante el intervalo de demanda máxima. Esta no es una técnica de ahorro de energía, ya que no tiene la finalidad de reducir el consumo de la misma, pero si tendrá un fuerte impacto en el valor de la demanda máxima y por consiguiente la reducción en el pago por este concepto.

Administrar la demanda de energía eléctrica en un sistema es organizar la operación de las cargas con el fin de evitar grandes picos en la misma. Todo esto debe hacerse sin afectar la calidad o productividad de la empresa.

Para poder administrar la demanda se requiere conocer:

- + Auditoría histórica
- + Perfil de demanda
- + Proceso de fabricación
- + Tipos de cargas
- + Censo de carga

Un análisis de estas características en conjunto nos podrá indicar cual es la demanda objetivo y las cargas susceptibles de controlar.

**Auditoría histórica**

La auditoría histórica nos servirá para conocer; el factor de carga con que generalmente trabaja la empresa, una primera apreciación de la cantidad de kW de demanda factible de reducir y una estimación aproximada del beneficio obtenido.

El cálculo para detallar la mejora económica al aumentar el factor de carga se realiza de la siguiente manera:

$$(\$ \text{ kW-h})_m = \frac{(\$/\text{kW}) + (\$/\text{kW-h}) (\text{FC}) (h)}{(\text{FC}) (h)}$$

donde

$(\$ \text{ kW-h})_m$  = Costo medio del kilowatt-hora  
 $(\$/\text{kW})$  = Costo por kilowatt de demanda máxima  
 $(\$/\text{kW-h})$  = Costo del kilowatt-hora  
 $(\text{FC})$  = Factor de Carga  
 $(h)$  = horas facturadas

### Perfil de la demanda

La herramienta mas importante para determinar la viabilidad de administrar la demanda, es obtener el perfil de la misma durante las 24 horas de cuando menos un día que se considere representativo. Obviamente, un perfil de demanda semanal o mensual ofrecerá mejores perspectivas de análisis.

Debe observarse que cualquier intento realizado sin considerar el perfil de demanda resultará infructuoso, ya que solo de esta manera se puede estar en condiciones de hacer un diagnóstico más real.

### Proceso de fabricación

Uno de los puntos importantes en toda auditoría energética es el conocer el proceso de fabricación y tratar de conjuntarlo por áreas específicas. Sin embargo la finalidad de la auditoría no implica que se deba ser un experto en el giro de la empresa auditada.

Para determinar la forma en que la demanda puede controlarse, se han de agrupar las cargas eléctricas según su operación y también distinguir si:

- + Son cargas productivas o de servicio.
- + Únicamente pueden estar totalmente encendidas o apagadas.
- + Se dispone de un medio para limitar la potencia entregada a la carga, es decir si se pueden fijar momentáneamente niveles mas bajos de potencia.

### Censo de carga

Con el censo de carga es posible:

- + Conocer el uso de energía por área o departamento y poder ponderar un estimado posible de comparar con el real.
- + Discernir cuales cargas son propensas y por cuanto tiempo a la administración de la demanda .

### Equipos automáticos de control de demanda máxima.

Existen en el mercado nacional empresas que distribuyen equipos para controlar en forma automática la demanda máxima de un servicio, proporcionando asimismo apoyo técnico y de mantenimiento de los mismos.

Estos equipos son sistemas con microprocesadores, los cuales toman el control total de las cargas susceptibles de controlar, tales como:

- + Alumbrado
- + Aire acondicionado y calefacción
- + Compresores
- + Ventiladores y extractores
- + Cargadores de baterías
- + Cargas de talleres, etc.

cuyos módulos programados previamente conectan o desconectan equipos de acuerdo a una demanda fijada con anticipación, disminuyendo de esta forma los grandes picos, a efecto de mejorar el factor de carga y evitar costos elevados en la facturación por este concepto.

Antes de poner en práctica esta o cualquier otra medida de ahorro, se requiere establecer previamente el costo beneficio de la implantación correspondiente, a fin de determinar el tiempo de recuperación de la inversión.

Independientemente, cuando el proceso lo admita, podrán efectuarse pequeños cambios en la operación de las cargas para obtener reducciones en los picos de demanda y así disminuir la facturación por kW de demanda máxima sin realizar inversión alguna.

### b).- Incremento del tiempo laboral de la empresa

Los turnos de operación de una empresa determinan el valor máximo del factor de carga a que pueden aspirar. Esto se comprende considerando que el suministrador está en posibilidad de proporcionar el servicio durante la 24 horas del día, pero es el usuario el que decide el horario para hacer uso intensivo de la energía.

Esto es, si una empresa trabaja los tres turnos durante todo el año con una demanda bien administrada, podrá tener un factor de carga muy cercano al 100 % y su perfil de demanda será parecido al de la figura 5.1.



Por otro lado hay empresas que trabajan 1 ó 2 turnos, descansan 1 ó 2 días por semana y días festivos, estas podrán tener curvas de demanda parecidos a las figuras 5.2 y 5.3. Obviamente los factores de carga para estas empresas será menor que la anterior.

### Evaluación económica

Una empresa trituradora de piedra produce materiales para construcción y tiene en su proceso maquinaria eléctrica cuya demanda se establece en el orden de los 700 kW, con consumos de 291,000 kW-h al mes (figura 5.4).

Trabajan 2 turnos, 6 días por semana y producen 40,000 ton. al mes. Como se puede ver, si llega a fallar el motor de 170 kW se detiene todo el proceso. No siempre funciona este motor ya que el apilamiento que forma es superior en volumen al que pueden moler los motores de 140 kW. Es decir, no siempre está funcionando el equipo de 170 kW.

¿Como administrar la demanda?

Se propone diferir el horario de trabajo del motor de 170 kW y de sus bandas transportadoras (3x17 kW) a un tercer turno. Para esto el tercer turno requiere de 5 kW de alumbrado, dadas la características de operación de este equipo. Esto es posible ya que los apilamientos que efectúa este motor son grandes y los motores de 140 kW no logran terminarlo en los dos turnos.

Al diferir la operación de estos equipos, se demandará:

Tercer turno : 226 kW x 8 horas x 26 días al mes = 47,088 kWh

Primer turno : 498 kW x 8 horas x 26 días al mes = 103,584 kWh

Segundo turno : 498 kW x 8 horas x 26 días al mes = 103,584 kWh

T o t a l ..... 254,176 kWh

Ahora bien, si por alguna causa se requiere mayor apilamiento de producto del motor de 170 kW en el 1er. o 2do. turno, se propone como opción dejar de operar un motor de 140 kW con su correspondiente banda y operar en su lugar el motor de 170 kW. Esta opción dará una demanda máxima de 558 kW.

En el primer caso, en lugar de 700 kW la demanda máxima será de 498 kW, con una disminución de 202 kW. Para la segunda opción se demandará como máximo 558 kW, con un ahorro de 142 kW.

La cantidad en pesos del beneficio económico será:

Primera opción : 202 x 53,266 = \$ 10 759.73

**Segunda opción : 142 x 53,266 = \$ 7 563,77**

Es necesario aclarar que la producción no se verá afectada, tampoco se aumentará la plantilla de personal, sin embargo el pago a los trabajadores aumentará un poco por el cambio de turno, siendo este punto en contra el que habrá de compararse con el beneficio económico y tomar una decisión adecuada.

### **5.3.- Corrección del factor de potencia**

La forma más adecuada para corregir el factor de potencia en una industria, es mediante la instalación de capacitores.

Los motores al operar, toman de la fuente de alimentación una determinada corriente, parte de la cual está destinada a lograr la magnetización del motor, esta se llama corriente inductiva.

Un capacitor conectado a la misma fuente del motor también provoca la circulación de una corriente cuya finalidad es la de mantener un campo electrostático entre las placas del dispositivo, la cual se conoce como corriente capacitiva. Estas corrientes, la inductiva y capacitiva se encuentran defasadas 180° y por consiguiente se contrarrestan, de tal forma que ya no será necesario que la fuente suministre toda la corriente magnetizante del motor, ya que el capacitor se encarga de proporcionarle una buena parte de ella.

Además de evitarse el cargo por bajo factor de potencia, la corrección del mismo trae como consecuencia las siguientes ventajas:

- 1.- Cuando se mejora el factor de potencia en el punto donde se origina, los alimentadores tendrán más disponibilidad para aumentos de carga.
- 2.- Al disminuir la corriente en los circuitos de distribución y en los transformadores, se reducen las pérdidas por efecto Joule ( $I^2r$ ), disminuyendo la temperatura de operación de la instalación y los equipos. Además del ahorro de energía obtenido al disminuir las pérdidas, se aumenta la eficiencia de los equipos y sus aislamientos.
- 3.- Al mejorar la regulación de Voltaje, se alargará la vida útil de los equipos.

La capacidad del banco de capacitores necesario para pasar de un factor de potencia a otro nuevo viene dado por:

$$\text{kVAR} = \text{kW} \times (\text{Factor de corrección})$$

El valor del factor de corrección se obtiene de las tablas proporcionadas por el fabricante.

Para calcular el banco de capacitores:

- a).- Tómese el factor de potencia más bajo y su demanda máxima correspondiente, registrados en los recibos de consumo de energía eléctrica de un año.
- b).- Determine el factor de corrección de la tabla y calcule la capacidad del banco de capacitores.
- c).- Observe si satisface todos los demás períodos donde se anotaron factores de potencia menores a 90 %. En caso negativo, corrija a un valor superior hasta que satisfaga el resto de los períodos.

#### 5.4.- Aire acondicionado

Para entender como se comporta la temperatura en un local cerrado, hay que analizar las fuentes de cambio de temperatura:

- + El calor transferido por conducción de la parte caliente a la parte fría a través de losas, paredes y pisos ( $Q_1$ ).
- + El calor transferido por la energía solar ( $Q_2$ ).
- + El calor filtrado a través de aberturas de puertas y ventanas ( $Q_3$ ).
- + El calor que emanan los equipos, las lámparas y motores de las empresas ( $Q_4$ ).
- + El calor que desprende la gente ( $Q_5$ ).
- + En verano la ganancia de calor es  $Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5$ .

En la medida en que se controlen estas variables (Q) se estará en capacidad de ahorrar energía por concepto de aire acondicionado.

Por ejemplo, si las losas y paredes carecen de aislamiento térmico, se tendrá un alto valor de  $Q_1$ . Problema que se puede evitar de manera radical si se aplican materiales aislantes a techos y paredes.

Al entrar menos calor del exterior en verano y escapar menos calor del interior en invierno, los equipos de aire acondicionado trabajan menor tiempo.

La energía solar  $Q_2$ , puede controlarse a través de la orientación de oficinas y naves industriales, minimizando las áreas de exposición directa al sol.

El calor transferido por puertas y ventanas abiertas o con sello defectuoso ( $Q_3$ ), obliga a los equipos de aire acondicionado a trabajar con más frecuencia, ocasionando un consumo

innecesario de energía. Enfatice entre el personal la necesidad de no dejar puertas o ventanas abiertas. La revisión de los sellos será también importante.

El calor generado por los equipos es inevitable en muchos casos, sin embargo las lámparas incandescentes generan más calor que las fluorescentes además de consumir mucha más energía. Controlando estos elementos se reducen los consumos.

Existen una serie de recomendaciones que de seguirlas aumentarán favorablemente la relación entre el confort y el ahorro de energía:

- 1.- Comprar equipos con la más alta relación de eficiencia energética del mercado.
- 2.- Mantenga la temperatura del termostato en 25 °C en verano, En invierno fije el termostato a 18 °C.
- 3.- Limpie los filtros de aire regularmente (una vez por semana). Trate de tener el equipo en óptimas condiciones de funcionamiento, realizando una revisión técnica especializada del equipo de aire acondicionado cada que comience la temporada de frío o calor.
- 4.- No enfrie ni caliente áreas donde no hay nadie. Apague sus equipos cuando no haya gente que aproveche el confort que brindan.

#### 5.5.- Programa para la administración de la energía

Para realizar un programa de administración de energía, hay que tener en cuenta los siguientes aspectos:

##### Elegir una política administrativa en energía.

Se debe preparar una política con objetivos generales bien detallados, metas específicas, límites presupuestales, métodos a emplear y los recursos de administración requeridos para la organización. Los objetivos deben incluir entre otros:

- + Minimizar los desperdicios de energía, como es la prevención de fugas de aire comprimido y vapor, pérdidas de calor y combustible.
- + Mejorar la eficiencia de utilización de la energía mediante la utilización de equipo más eficiente.

- + Siempre y cuando sea factible y económicamente justificable, reemplazar combustibles caros y escasos, con combustibles baratos y fácilmente disponibles.
- + Identificar áreas que requieren un estudio más detallado.
- + Proveer de manuales al personal sobre el buen uso de energía.
- + Proveerse de asesores especializados en compras, planeación, producción y otros departamentos, sobre los proyectos a largo plazo de administración de demanda eléctrica.

#### Conducir una auditoría de energía detallada.

Se requiere de una base de información bien detallada, la cual se obtiene de la auditoría histórica y de recorrido, para proponer los cursos de acción y evaluar sus consecuencias.

Esta información por si sola no dará la respuesta final al problema de ahorro, pero si indicará donde se presentan los mayores potenciales de mejora y por consiguiente, donde habrán de concentrarse los esfuerzos de administración de energía.

#### Formular un plan de acción.

El plan de acción debe observar, los siguientes aspectos:

- + La conservación.- La cual engloba la reducción del consumo a través de minimizar desperdicio y mejorar eficiencia.
- + La sustitución.- La cual denota el reemplazo de combustibles caros y escasos con baratos y más fáciles de disponer.

El plan de acción debe promover el programa de administración de energía a través de los empleados. El éxito dependerá del apoyo y colaboración de todos ellos, los cuales pueden ser una fuente potencial de ideas para medidas de conservación posteriores.

Este plan de acción debe extenderse hacia el medio doméstico y personal. La costumbre doméstica del ahorro de energía no solo generará buena voluntad y ahorro económico de los empleados, sino también desarrollará buenos hábitos que probablemente adopten en el ámbito laboral.

### **Evaluar y mantener el programa de administración de energía.**

El programa de administración de energía será económicamente más efectivo si se desarrolla como un programa continuado, sus resultados han de ser revisados anualmente, revalorando la política y el plan de acción.

La revisión debe determinar si los objetivos han sido alcanzados y si se justifica el costo de continuar el programa por el ahorro esperado. Una re-evaluación será necesaria debido a que los costos de energía se incrementan y la producción puede modificarse.

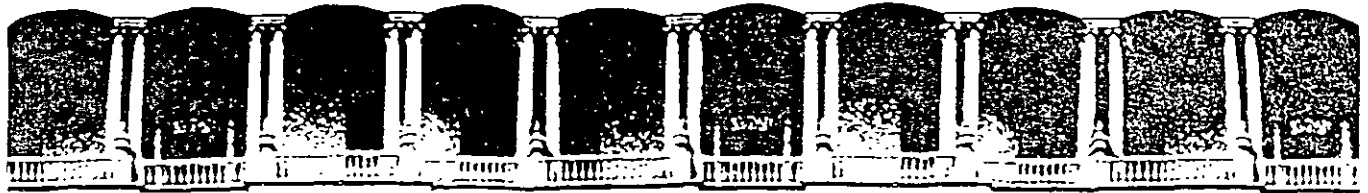
Es recomendable llevar a cabo regulares inspecciones al equipo y planta para detectar los principales desperdicios de energía, caídas de producción o deterioros perjudiciales. Un buen programa de mantenimiento provee una industria tranquila, segura y energéticamente más eficiente.

### **6.- RESUMEN DE OPORTUNIDADES DE AHORRO DE ENERGÍA**

Finalmente, es importante elaborar un formato de resultados que contenga:

- a).- Mención o concepto de la oportunidad de ahorro de energía.
- b).- Inversión estimada.
- c).- Ahorro mensual estimado, tanto de energía como económico.
- d).- Período de recuperación de la inversión.
- e).- Observaciones.

Han de ordenarse las oportunidades de ahorro de energía según el orden creciente del tiempo de reembolso, es decir, primero las que requieren nula o baja inversión y posteriormente aquellas con mayor inversión.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.  
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**CURSOS ABIERTOS**

# **SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

**TEMA**

**CONFIABILIDAD**

**ING. GUSTAVO ROBLES PEÑA  
M. EN I. ROBERTO A. ESPINOSA Y LARA  
PALACIO DE MINERIA  
SEPTIEMBRE 2000**

# ***INDICE***

	<b>Pág.</b>
<b>I.- INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
<b>II.- CONCEPTOS BÁSICOS</b>	<b>3</b>
<b>III.- ÍNDICES DE CONFIABILIDAD</b>	<b>20</b>
<b>IV.- TASA DE FALLA DE TRANSFORMADORES</b>	<b>29</b>
<b>V.- INTERRUPCIONES</b>	<b>30</b>
<b>VI.- NORMALIZACIÓN</b>	<b>31</b>
<b>VII.- PROPUESTAS DE MEJORAMIENTO PARA AUMENTAR LA CONFIABILIDAD</b>	<b>36</b>
<b>VIII.- MANTENIMIENTO</b>	<b>37</b>
<b>IX.- ASPECTOS ECONÓMICOS</b>	<b>38</b>
<b>X.- CALIDAD TOTAL</b>	<b>41</b>



## I.- INTRODUCCIÓN

La confiabilidad surge de la necesidad de asegurar el suministro de un bien o servicio.

En épocas pasadas tres fueron los sucesos que influenciaron en el desarrollo de la confiabilidad:

1.- La guerra de Corea.

Donde hubo más accidentes fatales por fallas en los equipos que las bajas causadas por el enemigo.

2.- La carrera espacial.

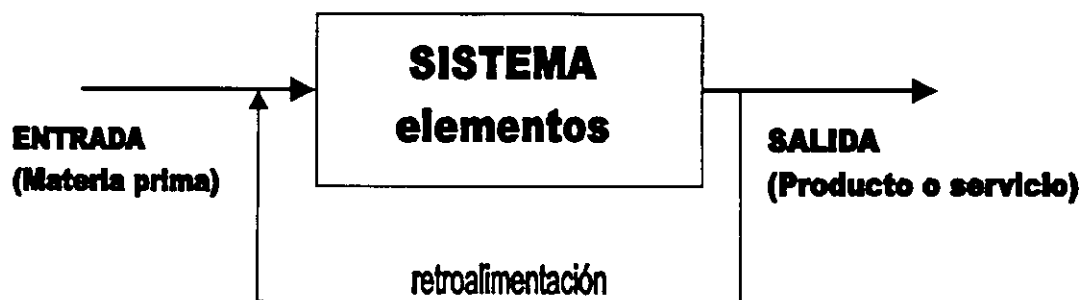
El proyecto de poner al hombre en la luna y traerlo a salvo nuevamente a la tierra.

3.- Construcción de centrales nucleares.

Después de la explosión de las bombas nucleares, todo mundo creía que una central nucleo-eléctrica era una bomba que tarde o temprano estallaría.

Todo esto obliga a pensar en la CALIDAD y en las normas, especificaciones, pruebas y estadística de los equipos o sistemas que se manejan.

Es muy importante que se entienda el concepto de sistema para fines de CONFIABILIDAD, aquí se involucra todo aquel elemento que puede hacer que falle.



Retroalimentación:

Es la medición de las características o parámetros deseables de un producto o servicio. (Todo aquello que no podemos medir tampoco lo podemos controlar).

En CONFIABILIDAD, se requiere predecir para optimizar, es decir, requerimos conocer el comportamiento futuro de un sistema eléctrico para visualizar las diferentes confiabilidades posibles.

Por ejemplo; si la indisponibilidad la multiplicamos por los costos de suspensión de energía y los comparamos con el costo de inversión podemos llegar a conocer el punto óptimo del costo de inversión en confiabilidad.

La confiabilidad tiene un futuro asegurado, la competitividad en el mundo es la moda de la última década del milenio que termina, la calidad de los productos y servicios es cada vez más alta, se exigen mejores servicios con mejor calidad y bajo precio.

Anteriormente, se le daba más importancia a los sistemas eléctricos de potencia, ya que representan cantidades mucho mayores en cuanto a inversión inicial, que los sistemas de distribución, y una falla en ellos significa en muchas ocasiones situaciones catastróficas, debido a la energía tan grande que generan y transportan.

FALLAS	
Distribución:	87 %
Gen y Trans:	13 %

Las variables que se deben tomar en cuenta para la evaluación de la calidad del servicio eléctrico son:

- Tensión	- Relación entre fases
- Frecuencia	- Confiabilidad
- Forma de onda	

De éstas las que más afectan son la variación de tensión y las interrupciones, o sea la confiabilidad del sistema, esto último depende de las metas que se haya fijado la empresa eléctrica, tomando en cuenta las inversiones que se erogan en equipo y mantenimiento. La consideración de éstas metas se establecen a través de los índices numéricos de confiabilidad.

## II.- CONCEPTOS BÁSICOS

Definición cuantitativa de Confiabilidad.

– Conceptos generales de confiabilidad.

La confiabilidad es un concepto viejo y una nueva disciplina. Por años las cosas y las personas han sido llamadas confiables, si han cumplido con ciertas expectativas; y desconfiables si no lo han hecho.

– Aplicación a equipos y personas.

Una persona confiable, nunca (o difícilmente alguna vez) no cumplirá deliberadamente con lo que ha prometido. Un reloj confiable, será exacto día tras día. Los tipos de expectativas para juzgar la confiabilidad se relacionan con el desempeño de alguna función u obligación. Así la confiabilidad de un dispositivo se considera alta si ha desempeñado repetidamente su función con éxito y baja si tiende a fallar en repetidas ocasiones.

– Aplicaciones técnicas.

Los conceptos de confiabilidad anteriores, tienen poco uso en las aplicaciones técnicas. En ingeniería, así como en física, los conceptos deben tener medidas numéricas. Nosotros usamos por ejemplo:  $\lambda$  = tasa de falla y  $\mu$  = tasa de reparación.

– Definición clásica de Confiabilidad.

La confiabilidad es la Probabilidad de que un componente o sistema funcione adecuadamente dentro de los límites preestablecidos, por un intervalo de tiempo y bajo condiciones de operación especificados.

– El objeto de un análisis de confiabilidad radica en determinar la medida en que los recursos de un sistema de distribución son capaces de suministrar la energía eléctrica en presencia de indisponibilidades.

Además auxilia dentro de la función económica a evaluar los costos de la energía no suministrada, que podrán ser incrementados o disminuidos vía los proyectos, para obtener un balance entre los costos de inversión y los costos de operación.

## NORMA IEC-50-191/1997

### 1.- CONFIABILIDAD.

Aptitud de un elemento para realizar una función requerida, en condiciones dadas, durante un intervalo de tiempo dado.

### 2.- MEJORA DE LA CONFIABILIDAD.

Acción destinada a mejorar la confiabilidad por eliminación de las causas de fallas sistemáticas y/o por reducción de la probabilidad de aparición de otras fallas.

### 3.- ASEGURAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD.

Implantación de un conjunto apropiado de acciones preestablecidas y sistemáticas destinadas a proporcionar confianza en la obtención de la confiabilidad requerida de un elemento.

### 4.- SUPERVISIÓN DE LA CONFIABILIDAD.

Observación continua de la situación, de los procedimientos, métodos, condiciones, productos, procesos y servicios, junto con el análisis de datos para verificar que se satisfacen las exigencias de confiabilidad.

### 5.- CALIDAD DE SERVICIO.

Efecto global de las características de un servicio que determina el grado de satisfacción de un usuario del servicio.

## **PROCESOS QUE INTERVIENEN EN LA CONFIABILIDAD DE SERVICIO**

- 1.- GENERACIÓN**
- 2.- TRANSMISIÓN**
- 3.- TRANSFORMACIÓN**
- 4.- DISTRIBUCIÓN**
- 5.- COMERCIALIZACIÓN**

## **ACTIVIDADES QUE INTERVIENEN EN LA IMPLANTACIÓN DE LA CONFIABILIDAD**

- 1.- PLANEACIÓN**
- 2.- DISEÑO**
- 3.- CONSTRUCCIÓN  
Y/O MODIFICACIÓN**
- 4.- OPERACIÓN**
- 5.- MANTENIMIENTO**

- Tipos de Componentes.

Se pueden clasificar en 3 grupos:

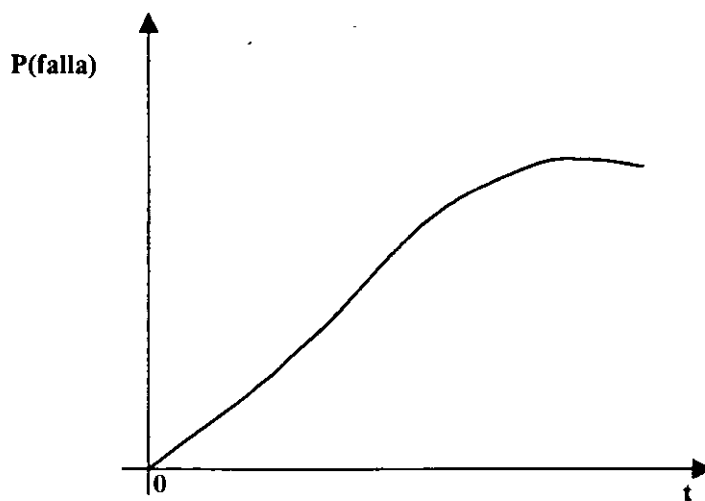
1. Componentes no reparables.- Son los que son observados sólo hasta que fallan, debido a que no pueden ser reparados, la reparación es muy costosa ó solamente es de interés su vida útil hasta la primera falla. Sus fallas son llamadas catastróficas.
2. Componentes reparables.- Son aquellos que son reparados hasta que fallan y por lo tanto su vida operativa consiste en periodos alternados de operación y reparación.
3. Componentes ideales o con tiempo de reparación cero.- Es un grupo de componentes en el que su vida útil es muy larga, sin fallas que obliguen al sistema completo a salir de operación, pero cuando ocurre una falla se considera que el tiempo de reparación, comparado con el tiempo de operación, es prácticamente despreciable.

- Evaluación de la confiabilidad de un componente o sistema.

En confiabilidad la variable aleatoria es generalmente el tiempo.

$$\text{Si } t = 0 \Rightarrow \text{ Sistema operando } \Rightarrow P(\text{falla}) = 0$$

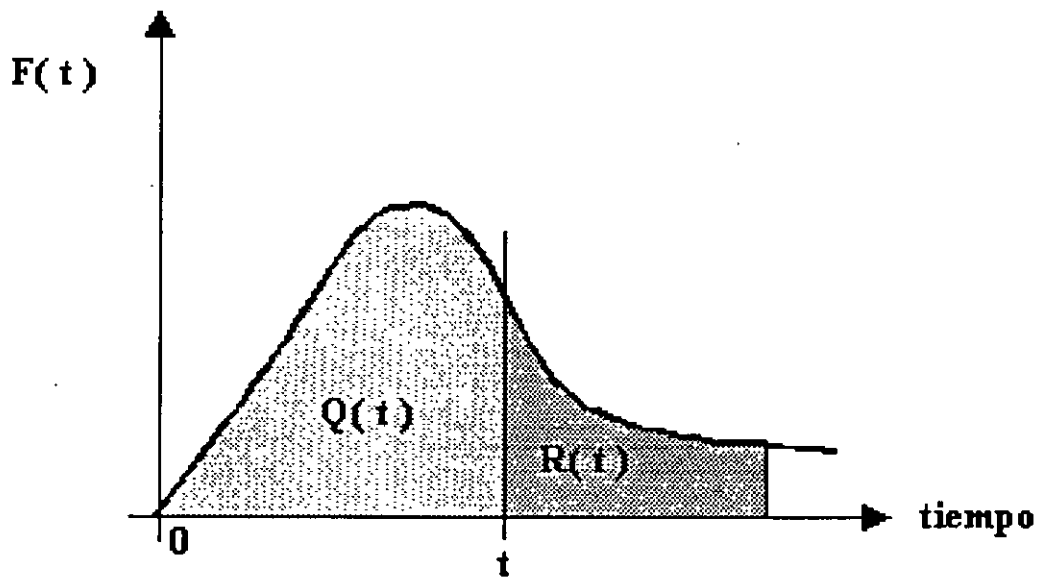
$$\text{Si } t > 0 \Rightarrow P(\text{falla}) \rightarrow 1 \Rightarrow \text{ Sistema fallará}$$



En términos de Confiabilidad, esta función se conoce como la “Distribución acumulada de falla” o “Probabilidad de falla” o “Función de inconfiabilidad”, y se designa por  $Q(t)$ .

La función complementaria de  $Q(t)$  es la “Función de Supervivencia” o la “Función de confiabilidad” o la “Probabilidad de supervivencia”, y se designa por  $R(t)$ :

$$R(t) = 1 - Q(t) \dots\dots\dots (1)$$



Una función adicional, de las más usadas en confiabilidad, es la que se conoce como: “tasa o función de riesgo” (hazard rate); “tasa o función de falla”; “tasa o función de reparación”; “fuerza de mortalidad”; etc.

En términos de falla, la tasa de riesgo es una medida de la frecuencia con que ocurren las fallas.

El número de fallas depende del tamaño de la población considerada, es decir:

Para un mismo período de tiempo:

$$A : 1\ 000 \Rightarrow N^\circ \text{ de fallas} = X$$

$$B : 100 \Rightarrow N^\circ \text{ de fallas} < X$$

Si  $A \equiv B$  ; la tasa de riesgo debe ser la misma.

$$\left. \begin{array}{l} A : 1000 \\ B : 100 \end{array} \right\} \Rightarrow N^\circ \text{ de fallas} = X$$

Podemos afirmar que:

$$A \neq B$$

y por lo tanto:

B es más propenso a fallar que A

y por lo tanto:

la tasa de riesgo depende de:

- N° de fallas en cierto período.
- N° de componentes expuestos a la falla.

Por lo tanto:

$$\lambda(t) = \frac{\text{Número de fallas por unidad de tiempo}}{\text{Número de componentes expuestos a fallar}}$$



- **Funciones de Confiabilidad.**

Considerando:

$N_o$  = Número de componentes idénticos que son probados

$N_s(t)$  = Número de componentes sobrevivientes en el tiempo t

$N_f(t)$  = Número de componentes fallados en el tiempo t

Por lo tanto:

$$N_o = N_s(t) + N_f(t)$$

En cualquier tiempo t, la función de confiabilidad o sobrevivencia es:

$$R(t) = \frac{N_s(t)}{N_o} = \frac{N_o - N_f(t)}{N_o} \dots\dots\dots(7)$$

$$R(t) = 1 - \frac{N_f(t)}{N_o} \dots\dots\dots(8)$$

Similarmente, la función acumulada de falla, Q(t) probabilidad de falla.

$$Q(t) = \frac{N_f(t)}{N_o} \dots\dots\dots(9)$$

La tasa de riesgo es una función condicionada de la función de densidad de falla f(t), siendo la relación condicional de la función de sobrevivencia R(t), es decir la tasa de riesgo permite evaluar la probabilidad de falla en el siguiente intervalo de tiempo, dado que ha sobrevivido hasta el tiempo t.

Para el caso especial en que  $\lambda$  es una constante independiente del tiempo, la ecuación queda:

$$R(t) = e^{-\lambda t}$$

**Ejemplo:** Un aislador de porcelana tiene una vida útil de 30 años y opera durante 5 años dentro de ese periodo de confiabilidad del 75% ¿Cuál sería la confiabilidad de ese aislador por un tiempo de operación de 10 años a partir de su puesta en servicio?

Datos:

$$R(5) = 0.75$$

$$R(10) = ?$$

Solución:

$$R(t) = e^{-\lambda t}$$

Despejando  $\lambda$ :

Para  $t=5$

$$R(5) = e^{-\lambda 5} \quad \therefore$$

$$\ln R(t) = \left[ \ln e^{-\lambda t} \right]$$

$$\ln R(t) = -\lambda t$$

$$\ln 0.75 = -\lambda(5)$$

$$\lambda = \frac{\ln 0.75}{-5} = \frac{-0.2876}{-5} = 0.05752$$

La confiabilidad en 10 años será:

$$R(10) = e^{-0.05752(10)} = e^{-0.575}$$

$$R(10) = 0.5626$$

La probabilidad de falla en 10 años sería:

$$Q(t) = 1 - R(t) = 1 - 0.5626 = 0.4374 = 43.7 \%$$

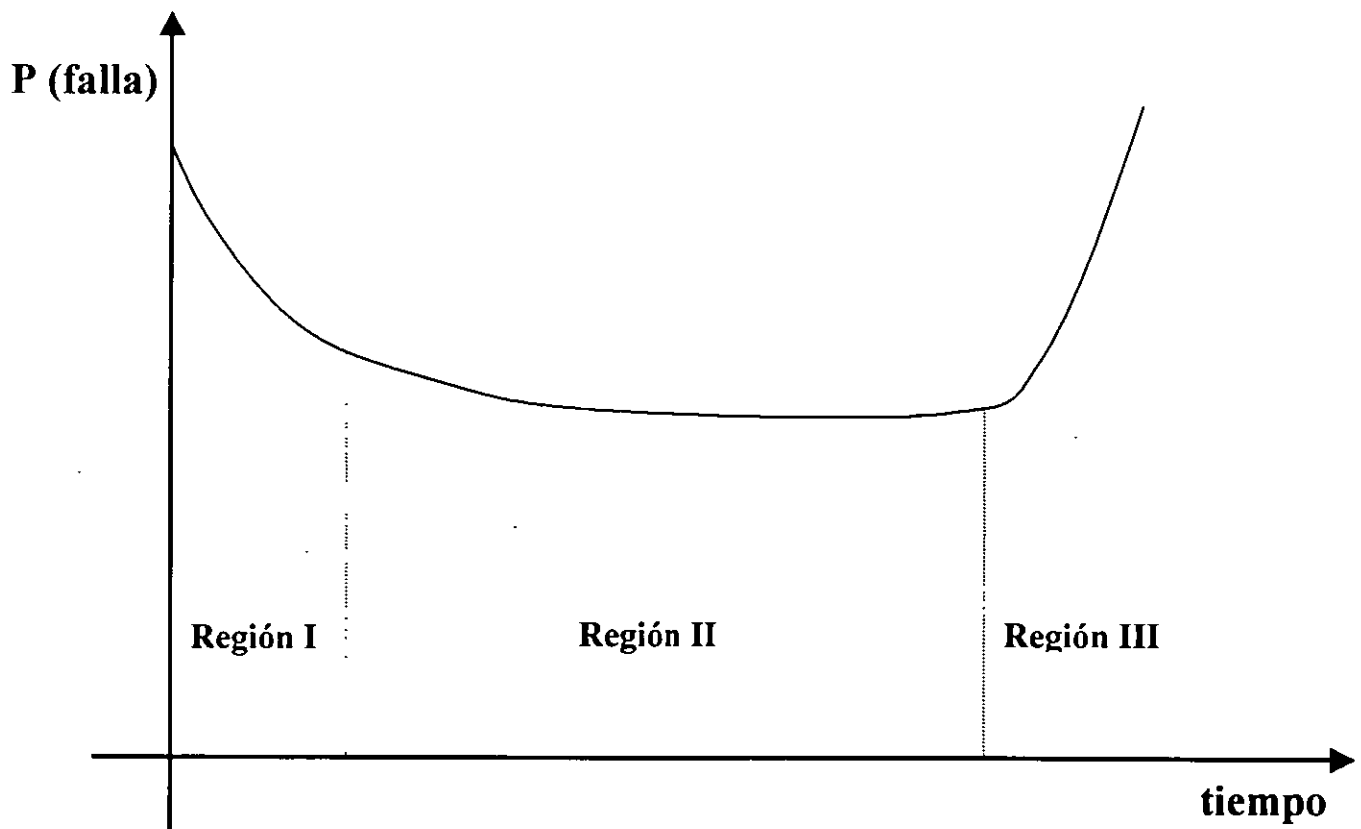
- **Tiempo de vida, maduración y envejecimiento**

Para el cálculo de la vida esperada de un equipo se debe utilizar un modelo matemático que mejor quede a los datos o mediciones hechas en campo.

En nuestro sistema de distribución el elemento más costoso es el transformador.

De los estudios que últimamente se han venido realizando sobre la vida de los transformadores, el comportamiento según su antigüedad de mortalidad infantil es elevado. El 50% de los fallados tienen una antigüedad menor a 15 años.

La vida teórica esperada de un transformador está entre 25 y 30 años según valores internacionales pero en algunas Compañías suministradoras es menor a los 15 años y adicionalmente el 23% falla durante el primer año por lo que se debe realizar un estudio profundo a los diseños, a las protecciones y a las prácticas de operación.



**Región I.-** Nombres: Fase de depuración

Región de maduración

Periodo de mortalidad infantil.

Características: La tasa de riesgo decrece en función del tiempo

Tipos de fallas típicos: Errores en el diseño

Falta de cuidado en la fabricación

**Región II.-** Nombres: Periodo de vida útil

Fase de operación normal.

Características: La tasa de riesgo permanece constante.

Tipo de falla típicas: Fallas que ocurren puramente al azar.

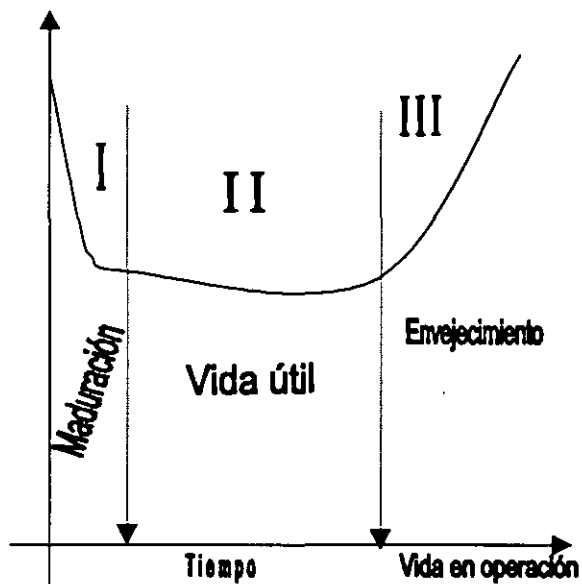
**Región III.-** Nombres: Fase de desgaste

Fase de fatiga.

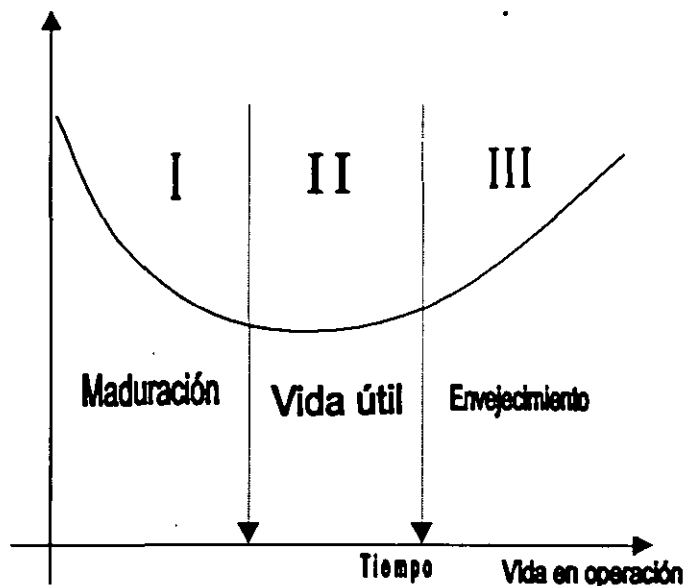
Periodo de envejecimiento.

Características: Tasa de riesgo que se incrementa rápidamente con el tiempo.

Tipo de falla típicas: Fallas por envejecimiento.



**Curva típica de taxa de riesgo para componentes electrónicos**



**Curva típica de taxa de riesgo para componentes mecánicos**

En estos dos ejemplos se cubren los casos extremos en cuanto al periodo de vida útil de los componentes. En el caso de los electrónicos, se asocian usualmente con una vida útil relativamente larga y los componentes mecánicos con una vida útil muy breve.

Muchos componentes y sistemas, incluyendo los componentes de sistemas de potencia y dispositivos mecánicos, pueden mantenerse dentro de su vida útil, mediante un constante y cuidadoso mantenimiento preventivo. De esta manera se les impide entrar a la etapa de envejecimiento antes de que sean sustituidos.

### ● **Ciclo de Operación-Falla-Operación**

- Análisis de modelos simples basados en Componentes Reparables
- Para analizar y evaluar la confiabilidad es necesario conocer las formas en que los equipos y sistemas fallan a lo largo de su tiempo de operación.
- Observaciones hechas a las fallas que ocurren frecuentemente en el área industrial, dan como resultado que la gran mayoría de las fallas se sitúan en los siguientes grupos:

**Tipo 1.-** Fallas que se presentan en la fase de maduración, debidas a la condición de ajuste de los componentes nuevos a las condiciones de operación del sistema.

**Tipo 2.-** Fallas naturales de los componentes durante su vida útil.

**Tipo 3.-** Fallas debidas a alteraciones de las condiciones de operación preestablecidas.

**Tipo 4.-** Fallas debidas a errores en el diseño original ó por fabricarse con partes defectuosas.

**Tipo 5.-** Fallas debidas al envejecimiento natural de los componentes donde alguno de los dispositivos del sistema van acumulando daños por fatiga y/o desgaste y no pueden seguir funcionando correctamente.

- Proceso de renovación .- Se aplica únicamente a un sistema con componentes reparables durante su vida útil.

Tipo de operación continua  
(Sistema de Servicio Público de Energía)

- Mantenimiento preventivo
- Tasa de falla baja
- Reparaciones rápidas
- Respaldo o redundancia

Para analizar la “Confiabilidad de un sistema con Operación del tipo continuo, es necesario establecer un modelo del ciclo “Operación-Falla-Operación”.

Si un componente es observado por un intervalo de tiempo en el que ocurren N ciclos de fallas y de reparaciones, definimos lo siguiente:

$m_1$  = tiempo a la falla para el primer ciclo.

Y

$r_1$  = tiempo de reparación para la primera falla.

Similarmente:

$m_1$  y  $r_1$  son los tiempos observados a la falla y a la reparación para el  $i$ ésimo ciclo, respectivamente.

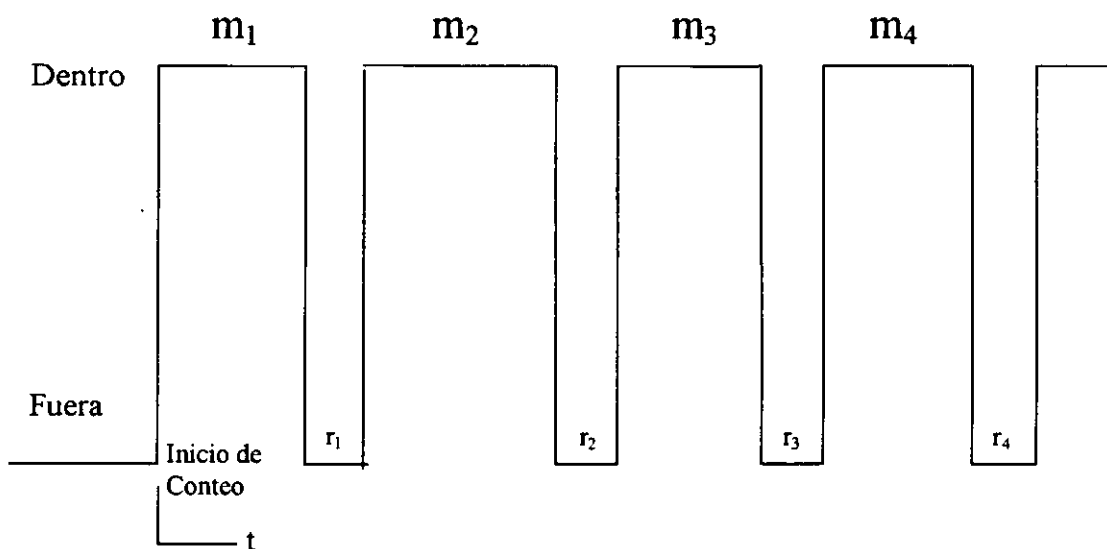
Entonces:

$$\bar{m} = \frac{1}{N} \sum_1^N m_1 \quad (\text{Tiempo promedio a la falla MTTF})$$

$$\bar{r} = \frac{1}{N} \sum_1^N r_1 \quad (\text{Tiempo promedio de reparación MTTR})$$

El ciclo promedio del proceso Operación-Falla, esta dado por:

$$\bar{T} = \bar{m} + \bar{r}$$



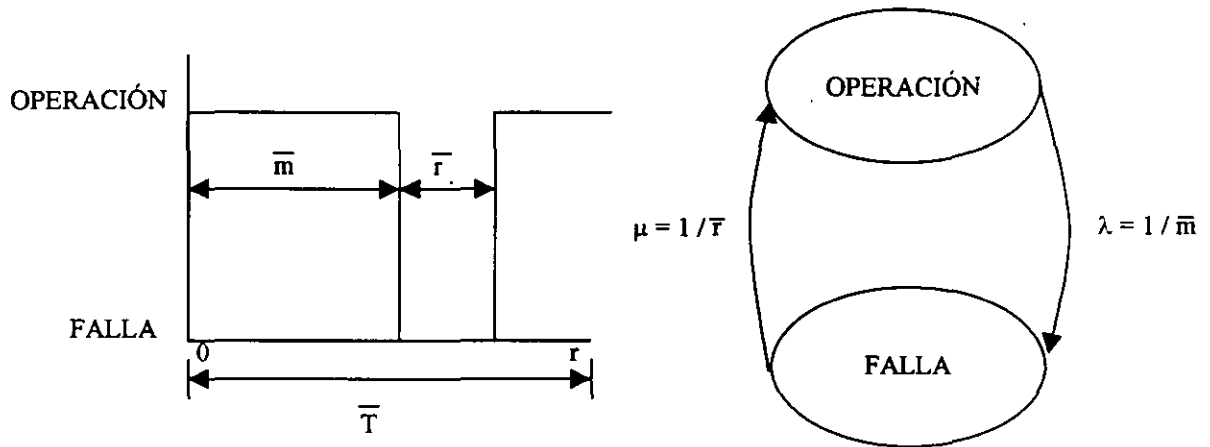
El recíproco de  $\bar{m}$  se designa usualmente como Tasa de falla " $\lambda$ ":

$$\lambda = \frac{1}{\bar{m}} = \frac{1}{\text{MTTF}}$$

Similarmente, el recíproco de  $\bar{r}$  se designa como la Tasa de reparación " $\mu$ "

$$\mu = \frac{1}{\bar{r}} = \frac{1}{\text{MTTR}}$$

De lo anterior resulta el “Modelo de dos estados” que se ilustra de la siguiente forma:



Del estudio de la distribución exponencial, sabemos que la probabilidad de falla esta dada por la siguiente expresión:

$$Q(t) = 1 - e^{-\lambda t}$$

Si  $\lambda t \ll 1$ , entonces:

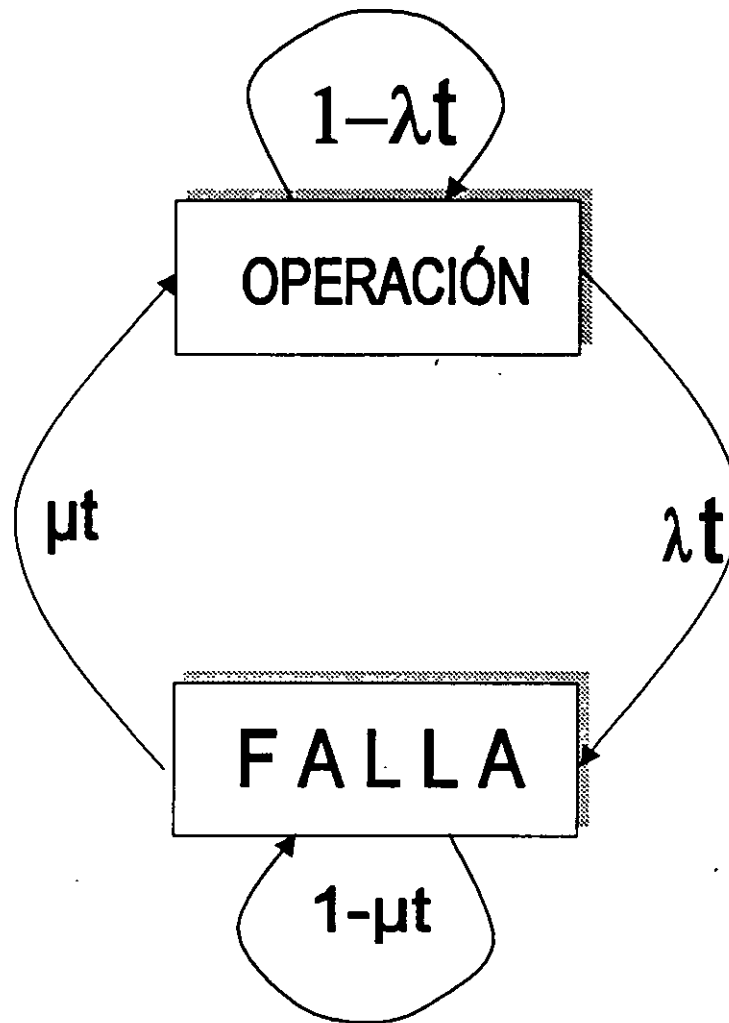
$$Q(t) \approx \lambda t$$

Y

$$R(t) \approx 1 - \lambda t$$

Regresando al diagrama de dos estados, pero ahora aplicando las funciones de probabilidad, queda:





donde:

$\lambda t = Q(t) =$  Probabilidad de falla

$1 - \lambda t = R(t) =$  Probabilidad de sobrevivencia

$\mu t =$  Probabilidad de reparación

$1 - \mu t =$  Probabilidad de que no se repare

Ejemplo.- Se ha observado el comportamiento de un circuito alimentador de 23 kV de 2 km de longitud, por un periodo de tiempo, dando como resultado que falla a razón de 0.1 veces por km al año y el tiempo promedio de reparación de esas fallas es de 12 horas. Calcule:

- El MTTF.
- La probabilidad de que falle en las próximas 2 horas.
- La probabilidad de que se repare en 2 horas una falla.

Solución:

Datos:

$$l = 2 \text{ km}$$

$$\lambda = 0.1 \text{ fallas / km-año}$$

$$\bar{r} = 12 \text{ h}$$

Fórmulas:

$$\text{a) } \bar{m} = 1 / \lambda$$

$$\text{b) } Q(t) = \lambda t$$

$$\text{c) } \mu = 1 / \bar{r}$$

$$\text{a) } \lambda = 0.1 \text{ fallas / km-año} \times 2 \text{ km} = 0.2 \text{ fallas / año}$$

El tiempo promedio a la falla (MTTF) esta dado por:

$$\bar{m} = \frac{1}{\lambda} = \frac{1}{0.2} = 5 \text{ años / falla}$$

b) Haciendo uso de la aproximación de Q (t):

$$Q(t) \cong \lambda t \quad \text{si } t = 2 \text{ h} = 2.283 \times 10^{-4} \text{ años}$$

$$Q(t) \cong 0.2 \times 2.283 \times 10^{-4} = 4.56 \times 10^{-5}$$

c) Primero calculamos la tasa de reparación "μ" :

$$\mu = \frac{1}{\bar{r}} = \frac{1}{12} = 0.0834$$

entonces la probabilidad de que se repare una falla en el alimentador en 2 h es:

$$\mu t = 0.0834 \times 2 = 0.1668 \quad (16.68 \%)$$

La evaluación de la confiabilidad en un sistema de distribución, consta de dos aspectos principales:

- Medir el comportamiento observado
- Predecir la confiabilidad futura.

En el primer caso, los datos que se obtienen se utilizan para calcular índices históricos y en base a éstos se predice la confiabilidad de un sistema de distribución.

### SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.

Es una parte del sistema de energía eléctrica que enlaza las fuentes de energía a las instalaciones del usuario y son comúnmente las siguientes:

Alimentadores primarios  
Transformadores  
Circuitos secundarios  
Acometidas

En muchos casos, los enlaces o circuitos primarios son radiales y por tanto susceptibles de interrupciones debido a un evento único.

En un sistema eléctrico el 87% de las fallas son originadas en las redes de distribución.

### III.- INDICES DE CONFIABILIDAD

La finalidad de los indicadores, es conocer el comportamiento del sistema eléctrico en cuanto a su confiabilidad en forma global y mediante estadísticas, determinar los motivos de las interrupciones y de las fallas de los equipos y componentes del sistema eléctrico de distribución, para disponer de los elementos tangibles en la toma de decisiones.

Las estadísticas promedio del índice TIU a nivel internacional tiene los siguientes valores.

Clase mundial	(TIU = 8 min.)
Clase media	(TIU = 100 min.)
Clase normal	(TIU = 300 min.)

Por ejemplo:

LyF	374
CFE	282
EUA	70
CANADA	70
JAPON	8

- **BENEFICIOS.**

- Disponer de los indicadores aplicados en forma homogénea y con criterios unificados.
- Conocer el comportamiento de los diferentes equipos, para detectar fallas y causas recurrentes por tipos, fabricantes y otras características.
- Obtener elementos tangibles para la mejora de las especificaciones, de los proyectos, de la operación y del mantenimiento.
- Disponer de los elementos para justificar la sustitución de equipos y en su caso, para vetar algún fabricante.
- Identificar requerimientos de capacitación.
- Mejorar los procesos que inciden en la confiabilidad y la calidad de la energía.
- Mejorar la confiabilidad de los sistemas de potencia y de distribución.
- Incrementar la calidad del suministro eléctrico.

- **INDICADORES.**

Con el fin de obtener bases cuantitativas útiles que proporcionen los beneficios esperados, se tienen dos tipos de indicadores:

- Indicadores de confiabilidad globales.
- Indicadores de confiabilidad de componentes.

- **INDICADORES DE CONFIABILIDAD GLOBALES Y CAUSAS DE INTERRUPCION.**

Los indicadores de confiabilidad globales son:

- Indicador de frecuencia promedio de interrupciones (IFI), el cual es equivalente al SAIFI (System Average Interruption Frequency Index).
- Indicador de duración promedio de interrupciones al sistema (TIU), el cual es equivalente al SAIDI (System Average Interruption Duration Index).
- Indicador de duración promedio de interrupciones al cliente (IDIU), el cual es equivalente al CAIDI (Custom Average Interruption Duration Index).
- Índice de disponibilidad de servicio al usuario (IDIS), el cual es equivalente al ASAI (Average Service Availability Index).

Los indicadores globales se integran a partir de las aportaciones correspondientes de los procesos de generación, transmisión, transformación y distribución.

En particular el indicador TIU se desgrega en cuatro sumandos, como sigue:

$$TIU = TIU_{GEN} + TIU_{TRS} + TIU_{TRF} + TIU_{DIS},$$

Donde:

- TIU = Tiempo de Interrupción del Usuario total.
- $TIU_{GEN}$  = Tiempo de Interrupción al Usuario debido al proceso de generación.
- $TIU_{TRS}$  = Tiempo de Interrupción al Usuario debido al proceso de transmisión.
- $TIU_{TRF}$  = Tiempo de Interrupción al Usuario debido al proceso de transformación de (subestaciones).
- $TIU_{DIS}$  = Tiempo de Interrupción al Usuario debido al proceso de distribución.

Adicionalmente, para el proceso de distribución se desglosa el indicador TIUDIS de la siguiente manera:

- TIU por disturbios ( $TIU_D$ )
- TIU por condiciones de tormenta ( $TIU_{TOR}$ )
- TIU por licencias programadas con interrupción ( $TIU_{LIC}$ )
- TIU por ramales ( $TIU_{RAM}$ )
- TIU por transformadores de distribución ( $TIU_{TRA}$ )
- TIU por circuitos de baja tensión ( $TIU_{BT}$ )

En estas condiciones, el indicador de tiempo de interrupción al usuario de distribución sera:

$$TIUDIS = TIU_D + TIU_{TOR} + TIU_{LIC} + TIU_{RAM} + TIU_{TRA} + TIU_{BT}$$

Se define el termino "condiciones de tormenta" a cualquier fenómeno meteorológico (lluvia, viento, etc.) que cause interrupción en más del 20% de los alimentadores de una zona determinada.

### **Estadísticas de Causas de Interrupción.**

Se considera necesario que para cada interrupción se defina el origen de la misma. Los datos estadísticos permitirán conocer con precisión, las causas que más están afectando al sistema.

Por ejemplo:

- Falla de equipos.
- Tormenta/Viento.
- Rayos.
- Sobrecargas.
- Accidentes.
- Animales.
- Objetos extraños.
- Baja frecuencia.
- Bajo voltaje.
- Errores humanos.
- Interrupciones programadas por licencias.
- Vandalismo.
- Otras.

Estas estadísticas se llevan para los procesos de generación, transmisión, transformación y distribución.

## INDICADORES DE CONFIABILIDAD DE COMPONENTES Y CATALOGO DE CAUSAS DE FALLA.

El segundo grupo de indicadores tiene la finalidad de evaluar la confiabilidad de los componentes principales del sistema eléctrico en sus partes de transmisión, transformación y distribución, tomando en cuenta para cada uno de ellos la tasa de fallas ( $\lambda$ ) y el tiempo medio de reparación ( $r$ ), como se ilustra a continuación:

COMPONENTE	FAMILIAS	INDICADOR
Líneas de Transmisión	3 (85, 230 y 400 kV)	$\lambda, r/\lambda$
Cables de Potencia	2 (85 y 230kV)	$\lambda, r$
Transformadores de Potencia	5 (421, 28, 221, 82 y 86)	$\lambda, r$ (*)
Interruptores	4 (23, 85, 230 y 400kV) Por "n" (tecnologías)	$\lambda, r$
Alimentadores Aéreos	2 (conductor desnudo y conductor Semiaislado)	$\lambda, r/\lambda_T$
Alimentadores Subterráneos	2 (por tipo de aislamiento, 6 y 23 kV)	$\lambda, r$
Transformadores de Distribución	3 (poste, bóveda y pedestal)	$\lambda, r$

\* Incluye reparaciones de larga duración.



## ALGORITMOS DE CALCULO DE LOS INDICADORES DE CONFIABILIDAD GLOBALES

- Indicador de frecuencia promedio de interrupciones (IFI)

$$IFI = \frac{\text{No. Total de interrupciones}}{\text{No. Total de usuarios atendidos}} \quad (I,1)$$

- Indicador del tiempo (promedio) de interrupción al usuario (TIU)

$$TIU = \frac{\Sigma \text{ Duración de interrupciones a los usuarios}}{\text{No. Total de usuarios atendidos}} \quad (I,2)$$

- Indicador de duración promedio de interrupciones al cliente (IDIU).

$$IDIU = \frac{\Sigma \text{ Duración de interrupciones a los usuarios}}{\text{No. Total de interrupciones a los usuarios atendidos}} \quad (I,3)$$

- Indicador de disponibilidad del servicio al usuario (IDIS).

$$IDIS = \frac{\text{Horas de disponibilidad del servicio}}{\text{Horas de la demanda del servicio al usuario}} \quad (I,4)$$

**ALGORITMOS DE CÁLCULO DE INDICADORES PARCIALES DEL TIEMPO DE  
INTERRUPCIÓN (TIU) PARA EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN**

- TIU por disturbios (TIU<sub>D</sub>).

$$TIU_D = \frac{\Sigma \text{ Duración de interrupciones por disturbio}}{\text{No. Total de usuarios atendidos}} \quad (II,1)$$

- TIU por condiciones de tormenta (TIU<sub>TOR</sub>)

$$TIU_{TOR} = \frac{\Sigma \text{ Duración de interrupciones en condiciones de tormenta}}{\text{No. Total de usuarios atendidos}} \quad (II,2)$$

- TIU por licencias programadas con interrupción (TIU<sub>LIC</sub>)

$$TIU_{LIC} = \frac{\Sigma \text{ Duración de interrupciones por licencias}}{\text{No. Total de usuarios atendidos}} \quad (II,3)$$

- TIU por ramales (TIU<sub>RAM</sub>)

$$TIU_{RAM} = \frac{\Sigma \text{ Duración de interrupciones por ramales}}{\text{No. Total de usuarios atendidos}} \quad (II,4)$$

- TIU por transformadores de distribución (TIU<sub>TRA</sub>)

$$TIU_{TRA} = \frac{\Sigma \text{ Duración de interrupciones por transformadores}}{\text{No. Total de usuarios atendidos}} \quad (II,5)$$

- TIU por circuitos en baja tensión (TIU<sub>B.T</sub>)

$$TIU_{B.T.} = \frac{\Sigma \text{ Duración de interrupciones por circuito en B:T:}}{\text{No. Total de usuarios atendidos}} \quad (II,6)$$

## ALGORITMOS DE CÁLCULO DE INDICADORES DE CONFIABILIDAD A NIVEL COMPONENTES

### NOMENCLATURA

$\lambda$  = Tasa de fallas sostenidas (fallas/componente-año) ó fallas-km-año)

$r$  = Tiempo medio de reparación (horas/falla)

$\lambda_T$  = Tasa de fallas transitorias (falla/km-año)

**Una falla es transitoria, si su duración es menor o igual a 5 minutos**

$n_i$  = Cantidad de fallas sostenidas acumuladas en  $t$  años, correspondientes a la familia  $i$ . El contador ( $n_i$ ) puede regresarse a cero el 31 de diciembre de cada año.

$N_i$  = Cantidad de componentes integrantes de la familia  $i$ .

$t$  = Periodo acumulado en años.

$l_i$  = Longitud total de los componentes que integran la familia  $i$  en km.

$r_j$  = Duración de la  $j$ -ésima falla (incluye tiempo de localización, traslado, compra de refacciones, reparación, reinstalación y puesta en servicio).

$R$  =  $\sum r_j$  = Tiempo acumulado de falla.

$n_{Ti}$  = Cantidad de fallas transitorias acumuladas en  $t$  años, correspondientes a la familia  $i$ . El contador ( $n_{Ti}$ ) puede regresarse a cero el 31 de diciembre de cada año.

- Tasa de fallas sostenidas.

$$\lambda = \frac{n_i}{N_i t} \quad (\text{III.1})$$

Si el componente es línea de transmisión, cable de potencia o alimentador, la ecuación (III.1) se transforma en:

$$\lambda = \frac{n_i}{l_i t} \quad (\text{III.2})$$

- Tiempo de reparación.

$$r = \frac{r_1 + r_2 + \dots + r_n}{n_i} = \frac{R}{n_i} \quad (\text{III.3})$$

- Tasa de fallas transitorias.

$$\lambda = \frac{n_{\pi}}{l_i t} \quad (\text{III.4})$$

#### **IV.- TASA DE FALLA DE TRANSFORMADORES**

Como se mencionó anteriormente uno de los equipos más costosos en un sistema eléctrico de distribución es el transformador.

Sabemos que el punto débil del transformador es el aislamiento por lo que los fabricantes de transformadores se han preocupado por conseguir mejores papeles aislantes, hace años se tenían papeles para 55°C de calentamiento y los fabricantes de papel lanzaron al mercado un papel que podía soportar 65°C. en ese momento los fabricantes de transformadores ofrecieron transformadores que podían soportar mayor temperatura y obviamente representaban un ahorro económico.

La naturaleza de la carga en los transformadores de distribución es muy variada, algunas están bajo control del usuario, otras son controladas automáticamente y dependen de la temperatura ambiente o de la luz del día. Lo más importante es el valor del pico o sea la demanda máxima. En los primeros días de la distribución eléctrica se consideraba deseable limitar la carga y nunca exceder la capacidad del transformador. Conforme se ha acumulado experiencia operativa y se ha entendido el fenómeno del envejecimiento a la par que se han tomado en cuenta la economía de la distribución, se ha vuelto evidente que el transformador puede y debe ser sobrecargado al menos ocasionalmente, porque:

- 1) Si limitamos la carga pico a la capacidad del transformador, la mayoría del tiempo el transformador estaría subutilizado.
- 2) El rendimiento de la inversión en transformadores se incrementa substancialmente si ocasionalmente se sobre carga.

## V.- INTERRUPCIONES

- Las interrupciones que se presentan en los circuitos eléctricos de distribución de Media Tensión son generalmente las siguientes:

- a) Disturbios.
- b) Licencias de emergencia.
- c) Licencias programadas con interrupción.

y estas pueden ser menores (hasta 5 minutos) y mayores (más de 5 minutos).

- Existe una clasificación de las causas que provocan las interrupciones:

**INTERNAS.**- Las originadas de forma intrínseca por el sistema. (falla de aislamiento, falso contacto, etc.)

**EXTERNAS.**- originadas por terceros y sin relación directa con red. (árbol sobre la línea, poste chocado, etc.)

- Para la reparación de las interrupciones básicamente se realizan por dos métodos:

1. Con línea viva
2. Con línea desenergizada (licencia pci)

## VI.- NORMALIZACIÓN

Proceso de formulación y aplicación de reglas dirigido a crear el orden en una actividad específica para beneficio y con la colaboración de todos los interesados y en particular, para promover en interés de la comunidad, una economía óptima considerando debidamente las condiciones funcionales y los requisitos de seguridad.

La normalización está basada en los resultados consolidados en la ciencia, la técnica y la experiencia.

La normalización determina las bases para el desarrollo presente y futuro y debe mantenerse a la par con el progreso.

Algunas aplicaciones particulares que contribuyen al incremento de la confiabilidad de Sistemas Eléctricos, son:

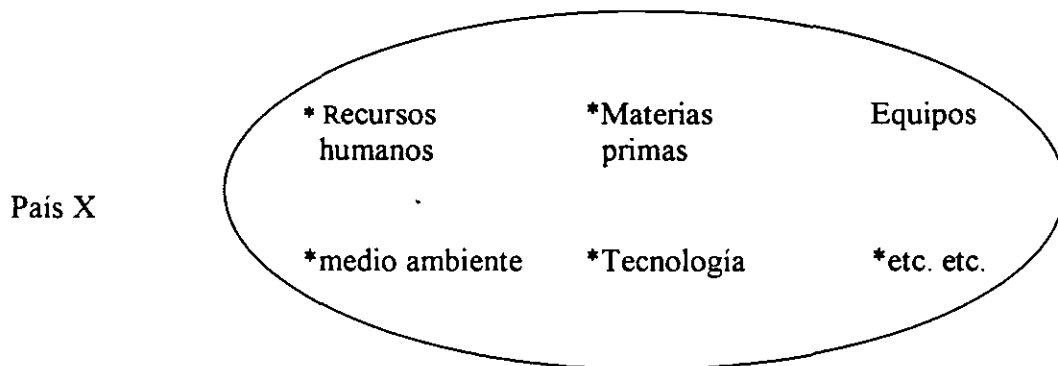
- 1) Las unidades de medición.
- 2) La terminología y la representación simbólica.
- 3) Los productos y procedimientos (definición y selección de las características de los productos, métodos de ensayo y de medición, la regulación de la variedad, su intercambiabilidad, etc.).
- 4) La seguridad de personas y bienes.
- 5) Contribuir a un comportamiento exitoso de los elementos en un sistema para lograr niveles óptimos.
- 6) Elaboración de especificaciones para equipo y materiales que cubran las características técnicas de la zona en la que se utilicen.
- 7) Pruebas eléctricas, mecánicas, etc. que deberán acreditar de acuerdo a las normas internacionales y nacionales.
- 8) Certificado de cumplimiento de proveedores con normas de calidad ISO 9000.
- 9) Niveles de aislamiento correspondiente a 2 300 msnm.
- 10) Adquisición de tecnología de punta en las licitaciones.
- 11) Montajes adecuados a cada zona de trabajo, etc.

## COMPARACION Y ANALISIS DEL LOGRO DE UN SATISFACTOR ENTRE UN PAÍS DESARROLLADO Y UN PAÍS EN DESARROLLO.

Cuando se presenta una necesidad en un país, supongamos en el país desarrollado X, la forma, que podríamos considerar lógica, de satisfacer tal necesidad es contar con un satisfactor. Esto se obtiene por medio de un proceso que se inicia en la investigación, se establece el proceso y se obtiene el satisfactor.



Lo anterior se lleva a cabo dentro de un contexto dado, es decir, dentro de un país X se tendrán una serie de elementos que se deben tomar en cuenta, como se ilustra a continuación:

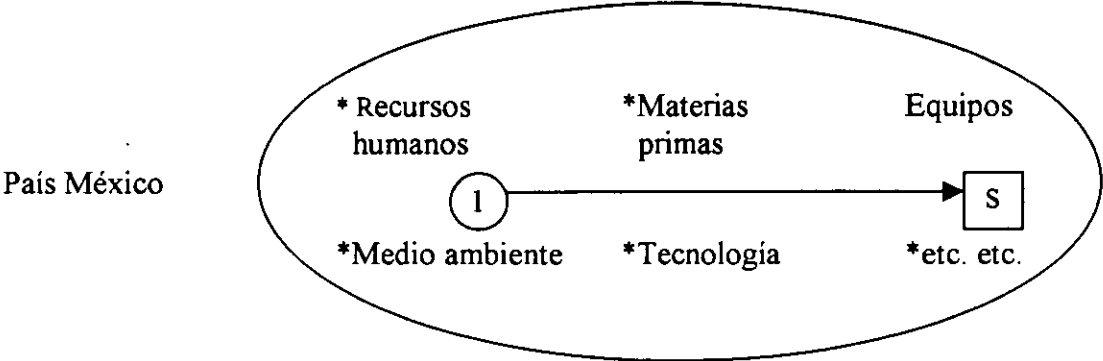


La investigación de iniciarse desde la definición o identificación de la necesidad y continuar permanentemente para lograr definir el proceso, y mejorar en cualquier momento el satisfactor.

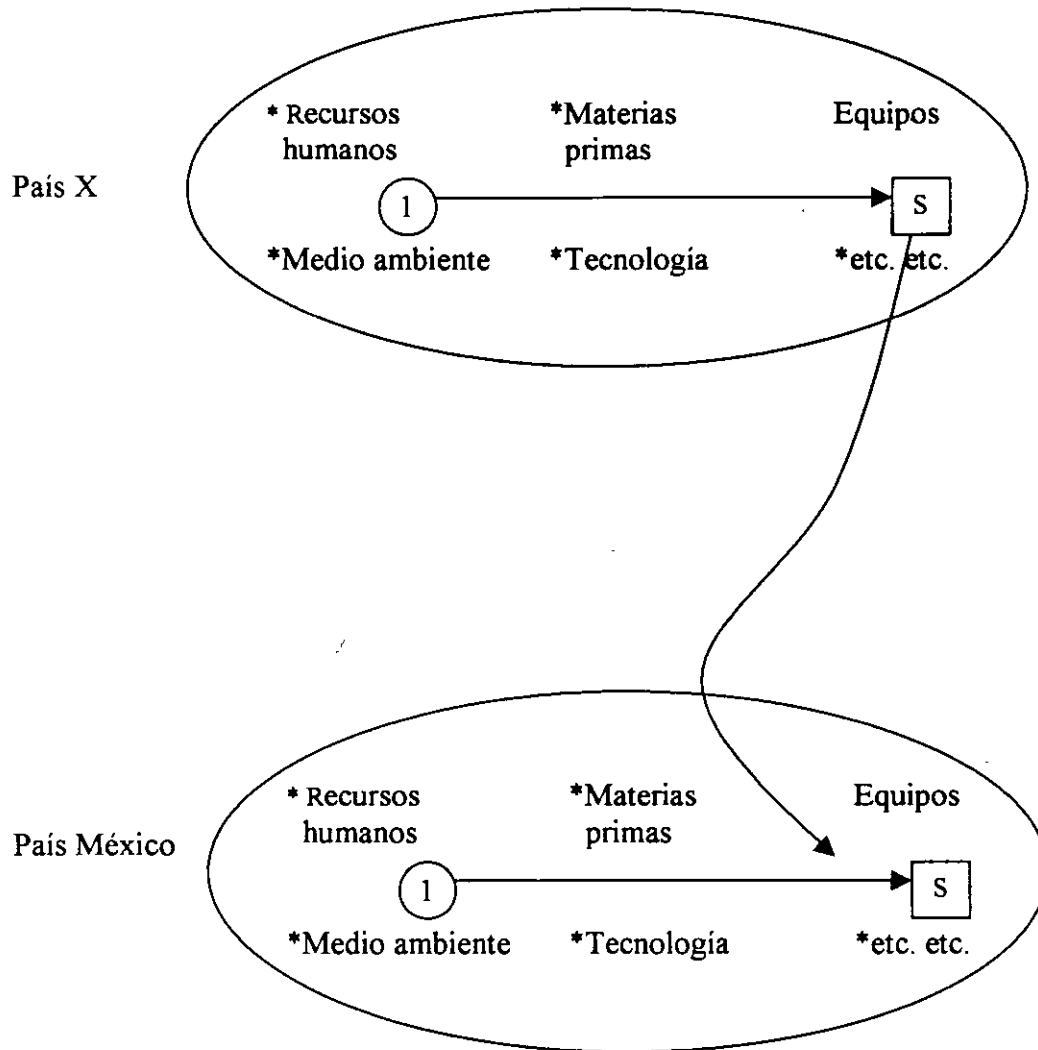
Una parte importante es investigar los recursos con que se cuenta y definir la conveniencia de usarlos, con el fin de incorporarlos al proceso.



Para un país en vías de desarrollo, por ejemplo México, supongamos que se presenta una necesidad igual o similar a la antes mencionada, lo prudente es pensar que se debe establecer un proceso similar, como se ilustra a continuación.



El problema estriba en que para satisfacer la necesidad se importa el satisfactor (diseño, norma, producto, tecnología, etc.) y se representa una situación similar a la ilustrada en la figura

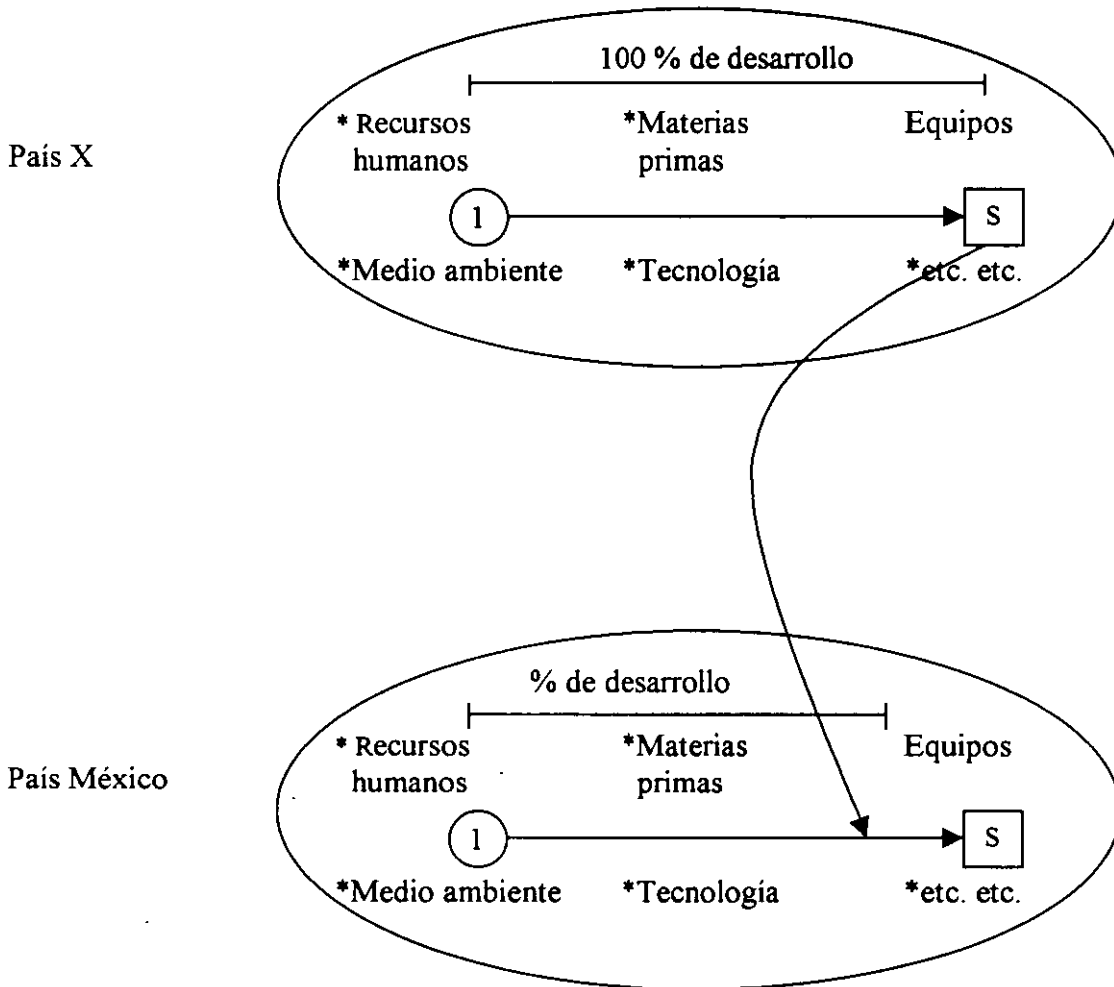


Automáticamente, al introducir el satisfactor en la parte final del proceso (en el mejor de los casos, para hacerle pequeños ajustes, como idioma, datos, y otros ligeros cambios), se rompe y se aísla la parte de investigación y la gran parte del proceso, ya se tiene un “cordón umbilical” que aparentemente resuelve la situación.

Però si se reflexiona en lo anterior, se recordará que el satisfactor en el país X se elaboró tomando en cuenta sus necesidades y los recursos y condiciones con que contaba, lo que deja a los recursos tanto humanos, materiales y técnicos, del país en desarrollo (en nuestro caso México) en una gran desventaja, ya que éstos no fueron considerados dentro del logro del satisfactor en forma adecuada.

Además, debemos notar que parte de los propios recursos humanos del país en vías de desarrollo son los que deciden esto y provocan este tipo de situaciones, evitando así que verdaderamente el país se vaya desarrollando, dejándolo en el subdesarrollo permanente.

Si consideramos que un país que efectúa todo el proceso es un país con 100% de desarrollo, puede verse que el % de subdesarrollo corresponde a la parte que no se realiza, o que si se realiza no se toma en cuenta.



## VII.- PROPUESTAS DE MEJORAMIENTO PARA AUMENTAR LA CONFIABILIDAD

En particular en la zona central del país se tiene el programa estratégico para la reducción de interrupciones y mejorar la confiabilidad del servicio eléctrico de distribución de la siguiente manera:

### a) Confinación de las fallas.

- Instalación de restauradores.
- Instalación de seccionadores.
- Instalación de CCF en RR.
- Instalación de interruptores.
- Instalación de ICF.
- Coordinación de protecciones correcta.

### b) Eliminación de causas de fallas.

- Poda.
- Retiro de objetos extraños (campana
- Reposición de aislamiento dañado.
- Uso de equipos y materiales con un adecuado nivel de aislamiento (150 kV a 2 300 msnm).
- Normalización de los montajes utilizados.
- Instalación de cable semiaislado.

### c) Automatización.

- Telecontrolar Restauradores.  
Seccionadores.  
Interruptores.

### d) Reconfiguración del sistema.

- Reducción de longitud de alimentadores.
- Flexibilidad entre circuitos colindantes (traspasos de carga).
- Diseño de S.E's más pequeñas.
- Utilización de cable aislado en redes aéreas.

### e) Crear un nivel de compromiso.

- Fomentar entre los equipos de trabajo, la unión para motivar una mejora en la actitud.
- Intensificar la supervisión de los trabajos.
- Programar una capacitación constante.

Las inversiones que se pretenden efectuar durante los próximos 10 años son del orden de los 1,000 millones de pesos anuales aproximadamente.

## **VIII.- MANTENIMIENTO**

Se modificó la forma de establecer programas de mantenimiento, de tal manera que se trata de involucrar a todos los trabajadores con el programa: “ALIMENTADOR ADOPTADO”.

Mediante el cual, el responsable debe hacer un seguimiento estrecho de su comportamiento, cuidando que el programa de trabajo, previamente establecido se cumpla al pie de la letra, además de llevar las estadísticas correspondientes para asegurar la reducción de disturbios y por ende del TIU.

Se esta capacitando al personal operativo para el uso correcto de herramientas, además de que se emplean equipos modernos como las cámaras de termografía para detectar puntos de falso contacto y también de técnicas innovadoras como las maniobras aéreas desde piso (MAP), los trabajos de línea viva se están incrementando para evitar interrupciones innecesarias.

## IX ASPECTOS ECONOMICOS

Es muy importante considerar los aspectos económicos en confiabilidad ya que los montos de inversión en este rubro están asociados a muchos factores. La confiabilidad no puede ser la misma en, línea aérea que en cables subterráneos, ni tampoco la misma en zonas urbanas que en zonas rurales, o en zonas industriales y comerciales que en las residenciales.

Las repercusiones económicas de las interrupciones del servicio eléctrico son muy variables, y cuando se ha pensado en aumentar la confiabilidad en algunos países los usuarios no han estado dispuestos a pagar por la nueva inversión un aumento en sus tarifas.

Se requiere elaborar estudios para determinar los costos de una interrupción, y de este modo valorar los costos directos e indirectos asociados con la pérdida de alimentación.

De una empresa eléctrica de Canadá, se obtuvieron algunos datos interesantes:

	<u>Costo promedio por kW (interrupción de 20 min)</u>
• Usuarios residenciales	\$ 0.04 U.S. Dlls
• Grandes usuarios	\$ 2.46
• Edificios de oficinas	\$ 6.72
• Plantas industriales	Una interrupción de 3h una vez al año \$ 324,000 10 interrupciones de 1h en un año \$ 396,000

Actualmente los usuarios se preocupan por la frecuencia y longitud de las interrupciones. Más sin embargo, una encuesta realizada indica que en general los consumidores aceptarían lo siguiente:

- Residenciales: - Poco menos de confiabilidad a cambio de una reducción en las tarifas.
- Industriales y Comerciales: - Confiabilidad mayor en un costo superior.

## ● Análisis Beneficio-Costo

Esté análisis es una forma práctica de estimar la conveniencia de proyectos en los cuales es importante analizar rápidamente una inversión a largo plazo y estudiar las consecuencias secundarias que afectan a un gran número de personas o industrias.

La base para resolver muchos problemas de ingeniería consiste en identificar todas las alternativas existentes para alcanzar una meta en particular.

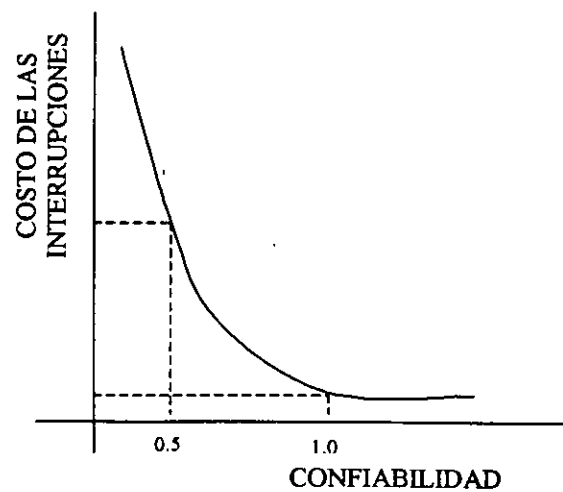
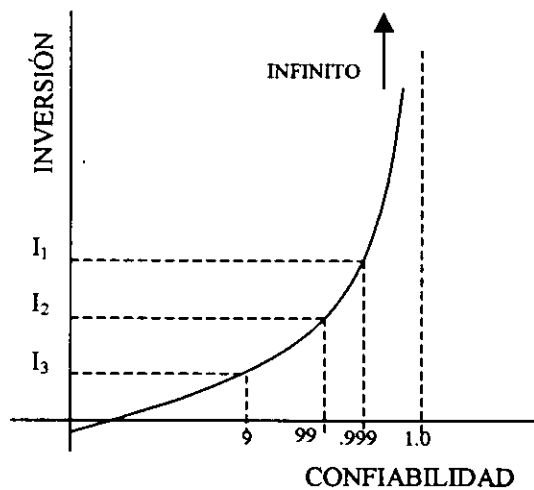
El horizonte de planeación es esencial para definir el periodo en que se ha de escoger el mejor de los proyectos para cuantificarse monetariamente, así como la tasa de interés que se ha de usar.

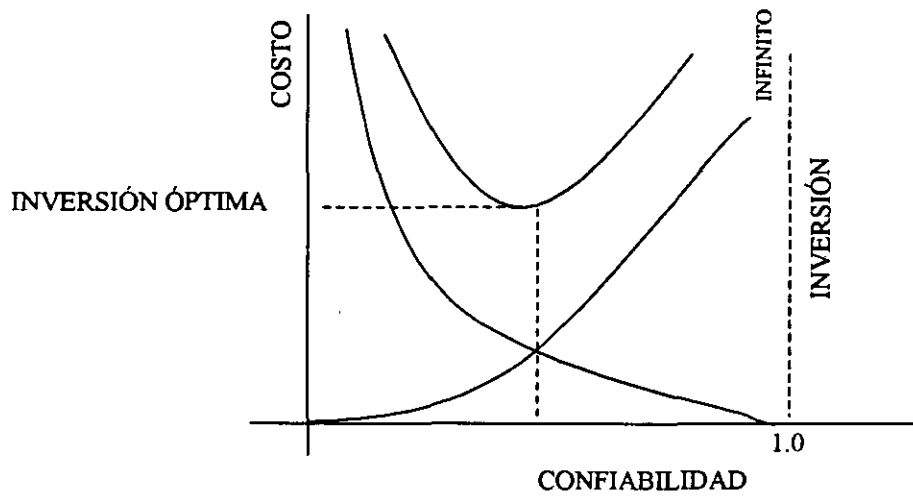
Todo incremento en la confiabilidad de un sistema de distribución lleva asociado el costo, por tanto será necesario siempre un análisis económico para cuantificar las inversiones por este concepto.

Dos puntos fundamentales a considerar son:

- UN SISTEMA ELECTRICO SIN FALLA REQUERIRA UNA INVERSION INFINITA.
- LA RELACION ENTRE LAS INVERSIONES POR AUMENTO DE CONFIABILIDAD Y SU COSTO ASOCIADO NO ES LINEAL.

En las gráficas siguientes se observan estos principios:





La determinación de la confiabilidad óptima en un sistema será la que ofrezca menos interrupciones a menos costo.





**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.  
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**CURSOS ABIERTOS**

# **SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

**TEMA**

**CONFIABILIDAD  
(COMPLEMENTO)**

**ING. GUSTAVO ROBLES PEÑA  
M. EN I. ROBERTO A. ESPINOSA Y LARA  
PALACIO DE MINERIA  
SEPTIEMBRE 2000**

## I.- INTRODUCCIÓN

La confiabilidad surge de la necesidad de asegurar el suministro de un bien o servicio.

En épocas pasadas tres fueron los sucesos que influenciaron en el desarrollo de la confiabilidad:

1.- La guerra de Corea.

Donde hubo más accidentes fatales por fallas en los equipos que las bajas causadas por el enemigo.

2.- La carrera espacial.

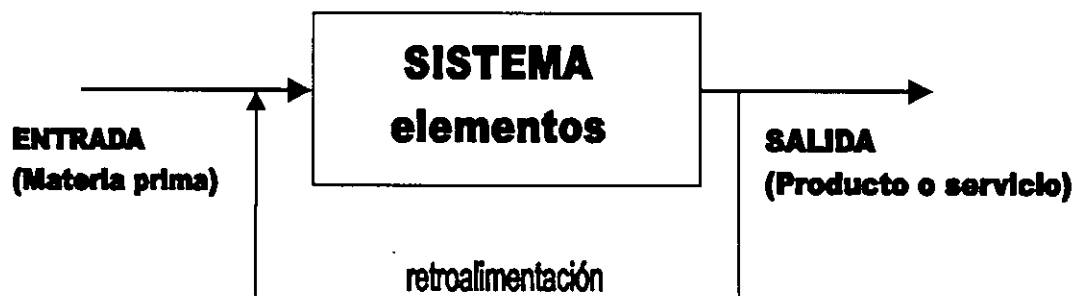
El proyecto de poner al hombre en la luna y traerlo a salvo nuevamente a la tierra.

3.- Construcción de centrales nucleares.

Después de la explosión de las bombas nucleares, todo mundo creía que una central nucleo-eléctrica era una bomba que tarde o temprano estallaría.

Todo esto obliga a pensar en la CALIDAD y en las normas, especificaciones, pruebas y estadística de los equipos o sistemas que se manejan.

Es muy importante que se entienda el concepto de sistema para fines de CONFIABILIDAD, aquí se involucra todo aquel elemento que puede hacer que falle.



<b>FALLAS</b>
<b>Distribución: 87 %</b>
<b>Gen y Trans: 13 %</b>

**Las variables que se deben tomar en cuenta para la evaluación de la calidad del servicio eléctrico son:**

- |                        |                               |
|------------------------|-------------------------------|
| - <b>Tensión</b>       | - <b>Relación entre fases</b> |
| - <b>Frecuencia</b>    | - <b>Confiabilidad</b>        |
| - <b>Forma de onda</b> |                               |

**1.- CONFIABILIDAD.**

**Aptitud de un elemento para realizar una función requerida, en condiciones dadas, durante un intervalo de tiempo dado.**

**2.- MEJORA DE LA CONFIABILIDAD.**

**Acción destinada a mejorar la confiabilidad por eliminación de las causas de fallas sistemáticas y/o por reducción de la probabilidad de aparición de otras fallas.**

**3.- ASEGURAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD.**

**Implantación de un conjunto apropiado de acciones preestablecidas y sistemáticas destinadas a proporcionar confianza en la obtención de la confiabilidad requerida de un elemento.**

**4.- SUPERVISIÓN DE LA CONFIABILIDAD.**

**Observación continua de la situación, de los procedimientos, métodos, condiciones, productos, procesos y servicios, junto con el análisis de datos para verificar que se satisfacen las exigencias de confiabilidad.**

**5.- CALIDAD DE SERVICIO.**

**Efecto global de las características de un servicio que determina el grado de satisfacción de un usuario del servicio.**

## **PROCESOS QUE INTERVIENEN EN LA CONFIABILIDAD DE SERVICIO**

- 1.- GENERACIÓN**
- 2.- TRANSMISIÓN**
- 3.- TRANSFORMACIÓN**
- 4.- DISTRIBUCIÓN**
- 5.- COMERCIALIZACIÓN**

## **ACTIVIDADES QUE INTERVIENEN EN LA IMPLANTACIÓN DE LA CONFIABILIDAD**

- 1.- PLANEACIÓN**
- 2.- DISEÑO**
- 3.- CONSTRUCCIÓN  
Y/O MODIFICACIÓN**
- 4.- OPERACIÓN**
- 5.- MANTENIMIENTO**

- **Tipos de Componentes.**

**Se pueden clasificar en 3 grupos:**

- 1. Componentes no reparables.-** Son los que son observados sólo hasta que fallan, debido a que no pueden ser reparados, la reparación es muy costosa ó solamente es de interés su vida útil hasta la primera falla. Sus fallas son llamadas catastróficas.
- 2. Componentes reparables.-** Son aquellos que son reparados hasta que fallan y por lo tanto su vida operativa consiste en periodos alternados de operación y reparación.
- 3. Componentes ideales o con tiempo de reparación cero.-** Es un grupo de componentes en el que su vida útil es muy larga, sin fallas que obliguen al sistema completo a salir de operación, pero cuando ocurre una falla se considera que el tiempo de reparación, comparado con el tiempo de operación, es prácticamente despreciable.

- **Funciones de Confiabilidad.**

Considerando:

- $N_0$  = Número de componentes idénticos que son probados
- $N_s(t)$  = Número de componentes sobrevivientes en el tiempo  $t$
- $N_f(t)$  = Número de componentes fallados en el tiempo  $t$

Por lo tanto:

$$N_0 = N_s(t) + N_f(t)$$

En cualquier tiempo  $t$ , la función de confiabilidad o sobrevivencia es:

$$R(t) = \frac{N_s(t)}{N_0} = \frac{N_0 - N_f(t)}{N_0} \dots\dots\dots(7)$$

$$R(t) = 1 - \frac{N_f(t)}{N_0} \dots\dots\dots(8)$$

Similarmente, la función acumulada de falla,  $Q(t)$  probabilidad de falla.

$$Q(t) = \frac{N_f(t)}{N_0} \dots\dots\dots(9)$$

La tasa de riesgo es una función condicionada de la función de densidad de falla  $f(t)$ , siendo la relación condicional de la función de sobrevivencia  $R(t)$ , es decir la tasa de riesgo permite evaluar la probabilidad de falla en el siguiente intervalo de tiempo, dado que ha sobrevivido hasta el tiempo  $t$ .

Para el caso especial en que  $\lambda$  es una constante independiente del tiempo, la ecuación queda:

$$R(t) = e^{-\lambda t}$$

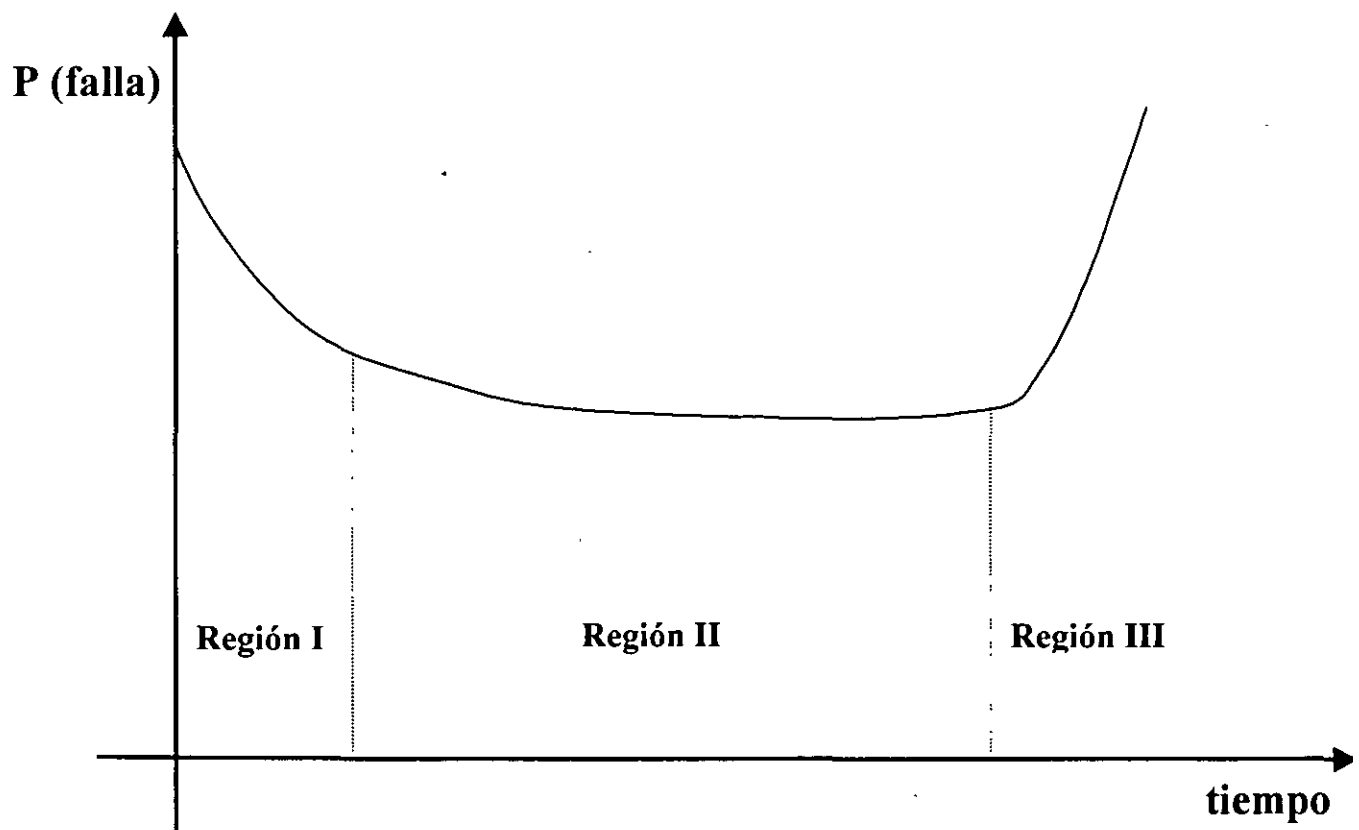
- **Tiempo de vida, maduración y envejecimiento**

Para el cálculo de la vida esperada de un equipo se debe utilizar un modelo matemático que mejor quede a los datos o mediciones hechas en campo.

En nuestro sistema de distribución el elemento más costoso es el transformador.

De los estudios que últimamente se han venido realizando sobre la vida de los transformadores, el comportamiento según su antigüedad de mortalidad infantil es elevado. El 50% de los fallados tienen una antigüedad menor a 15 años.

La vida teórica esperada de un transformador esta entre 25 y 30 años según valores internacionales pero en algunas Compañías suministradoras es menor a los 15 años y adicionalmente el 23% falla durante el primer año por lo que se debe realizar un estudio profundo a los diseños, a las protecciones y a las prácticas de operación.





**Región I.- Nombres: Fase de depuración**

**Región de maduración**

**Periodo de mortalidad infantil.**

**Características: La tasa de riesgo decrece en función del tiempo**

**Tipos de fallas típicos: Errores en el diseño**

**Falta de cuidado en la fabricación**

**Región II.- Nombres: Periodo de vida útil**

**Fase de operación normal.**

**Características: La tasa de riesgo permanece constante.**

**Tipo de falla típicas: Fallas que ocurren puramente al azar.**

**Región III.- Nombres: Fase de desgaste**

**Fase de fatiga.**

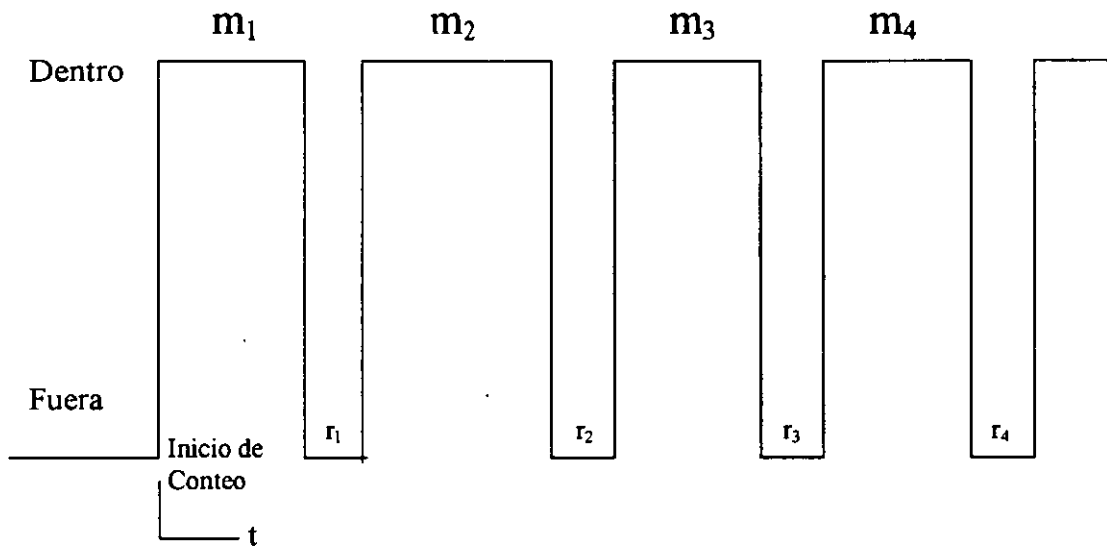
**Periodo de envejecimiento.**

**Características: Tasa de riesgo que se incrementa rápidamente con el tiempo.**

**Tipo de falla típicas: Fallas por envejecimiento.**

El ciclo promedio del proceso Operación-Falla, esta dado por:

$$\bar{T} = \bar{m} + \bar{r}$$

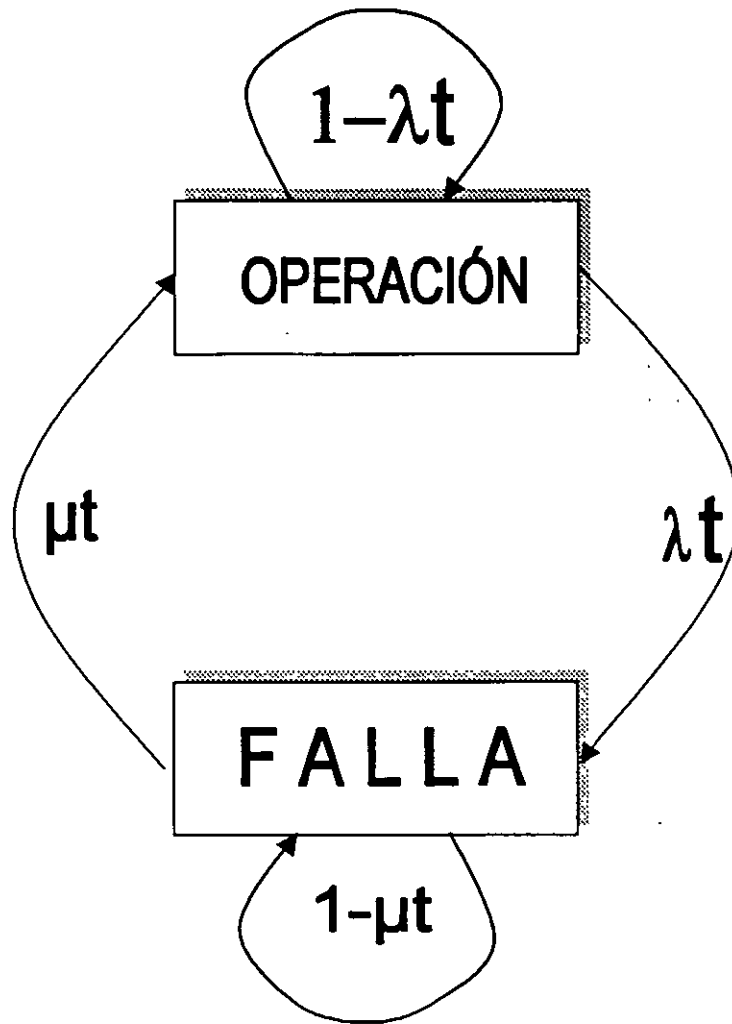


El recíproco de  $\bar{m}$  se designa usualmente como Tasa de falla “ $\lambda$ ”:

$$\lambda = \frac{1}{\bar{m}} = \frac{1}{\text{MTTF}}$$

Similarmente, el recíproco de  $\bar{r}$  se designa como la Tasa de reparación “ $\mu$ ”

$$\mu = \frac{1}{\bar{r}} = \frac{1}{\text{MTTR}}$$



donde:

$\lambda t = Q(t) =$  Probabilidad de falla

$1 - \lambda t = R(t) =$  Probabilidad de sobrevivencia

$\mu t =$  Probabilidad de reparación

$1 - \mu t =$  Probabilidad de que no se repare

### III.- INDICES DE CONFIABILIDAD

La finalidad de los indicadores, es conocer el comportamiento del sistema eléctrico en cuanto a su confiabilidad en forma global y mediante estadísticas, determinar los motivos de las interrupciones y de las fallas de los equipos y componentes del sistema eléctrico de distribución, para disponer de los elementos tangibles en la toma de decisiones.

Las estadísticas promedio del índice TIU a nivel internacional tiene los siguientes valores.

Clase mundial	(TIU = 8 min.)
Clase media	(TIU = 100 min.)
Clase normal	(TIU = 300 min.)

Por ejemplo:

LyF	374
CFE	282
EUA	70
CANADA	70
JAPON	8

#### • BENEFICIOS.

- Disponer de los indicadores aplicados en forma homogénea y con criterios unificados.
- Conocer el comportamiento de los diferentes equipos, para detectar fallas y causas recurrentes por tipos, fabricantes y otras características.
- Obtener elementos tangibles para la mejora de las especificaciones, de los proyectos, de la operación y del mantenimiento.
- Disponer de los elementos para justificar la sustitución de equipos y en su caso, para vetar algún fabricante.
- Identificar requerimientos de capacitación.
- Mejorar los procesos que inciden en la confiabilidad y la calidad de la energía.
- Mejorar la confiabilidad de los sistemas de potencia y de distribución.
- Incrementar la calidad del suministro eléctrico.

- **INDICADORES.**

**Con el fin de obtener bases cuantitativas útiles que proporcionen los beneficios esperados, se tienen dos tipos de indicadores:**

- **Indicadores de confiabilidad globales.**
- **Indicadores de confiabilidad de componentes.**

- **INDICADORES DE CONFIABILIDAD GLOBALES Y CAUSAS DE INTERRUPCION.**

**Los indicadores de confiabilidad globales son:**

- **Indicador de frecuencia promedio de interrupciones (IFI), el cual es equivalente al SAIFI (System Average Interruption Frequency Index).**
- **Indicador de duración promedio de interrupciones al sistema (TIU), el cual es equivalente al SAIDI (System Average Interruption Duration Index).**
- **Indicador de duración promedio de interrupciones al cliente (IDIU), el cual es equivalente al CAIDI (Custom Average Interruption Duration Index).**
- **Índice de disponibilidad de servicio al usuario (IDIS), el cual es equivalente al ASAI (Average Service Availability Index).**

**Los indicadores globales se integran a partir de las aportaciones correspondientes de los procesos de generación, transmisión, transformación y distribución.**

## ALGORITMOS DE CALCULO DE LOS INDICADORES DE CONFIABILIDAD GLOBALES

- **Indicador de frecuencia promedio de interrupciones (IFI)**

$$\text{IFI} = \frac{\text{No. Total de interrupciones}}{\text{No. Total de usuarios atendidos}} \quad (\text{I,1})$$

- **Indicador del tiempo (promedio) de interrupción al usuario (TIU)**

$$\text{TIU} = \frac{\Sigma \text{ Duración de interrupciones a los usuarios}}{\text{No. Total de usuarios atendidos}} \quad (\text{I,2})$$

- **Indicador de duración promedio de interrupciones al cliente (IDIU).**

$$\text{IDIU} = \frac{\Sigma \text{ Duración de interrupciones a los usuarios}}{\text{No. Total de interrupciones a los usuarios atendidos}} \quad (\text{I,3})$$

- **Indicador de disponibilidad del servicio al usuario (IDIS).**

$$\text{IDIS} = \frac{\text{Horas de disponibilidad del servicio}}{\text{Horas de la demanda del servicio al usuario}} \quad (\text{I,4})$$

- Tasa de fallas sostenidas.

$$\lambda = \frac{n_i}{N_i t} \quad (\text{III.1})$$

Si el componente es línea de transmisión, cable de potencia o alimentador, la ecuación (III.1) se transforma en:

$$\lambda = \frac{n_i}{l_i t} \quad (\text{III.2})$$

- Tiempo de reparación.

$$r = \frac{r_1 + r_2 + \dots + r_n}{n_i} = \frac{R}{n_i} \quad (\text{III.3})$$

- Tasa de fallas transitorias.

$$\lambda = \frac{n_{Ti}}{l_i t} \quad (\text{III.4})$$

## **V.- INTERRUPCIONES**

- **Las interrupciones que se presentan en los circuitos eléctricos de distribución de Media Tensión son generalmente las siguientes:**

- a) **Disturbios.**
- b) **Licencias de emergencia.**
- c) **Licencias programadas con interrupción.**

**y estas pueden ser menores (hasta 5 minutos) y mayores (más de 5 minutos).**

- **Existe una clasificación de las causas que provocan las interrupciones:**

**INTERNAS.- Las originadas de forma intrínseca por el sistema.  
(falla de aislamiento, falso contacto, etc.)**

**EXTERNAS.- originadas por terceros y sin relación directa con red. (árbol sobre la línea, poste chocado, etc.)**

- **Para la reparación de las interrupciones básicamente se realizan por dos métodos:**

- 1. Con línea viva**
- 2. Con línea desenergizada (licencia pci)**

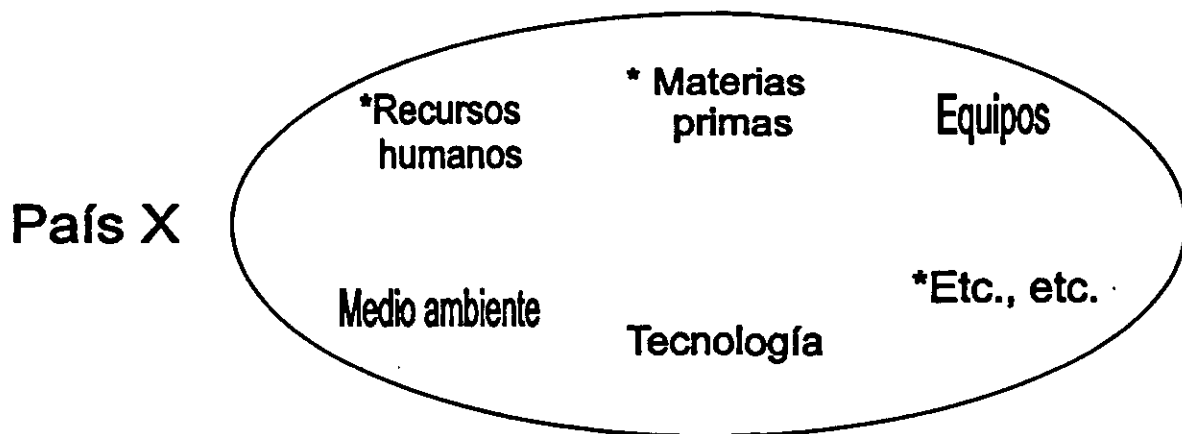


## COMPARACION Y ANALISIS DEL LOGRO DE UN SATISFACTOR ENTRE UN PAÍS DESARROLLADO Y UN PAÍS EN DESARROLLO.

Cuando se presenta una necesidad en un país, supongamos en el país desarrollado X, la forma, que podríamos considerar lógica, de satisfacer tal necesidad es contar con un satisfactor. Esto se obtiene por medio de un proceso que se inicia en la investigación, se establece el proceso y se obtiene el satisfactor.



Lo anterior se lleva a cabo dentro de un contexto dado, es decir, dentro de un país X se tendrán una serie de elementos que se deben tomar en cuenta, como se ilustra a continuación:

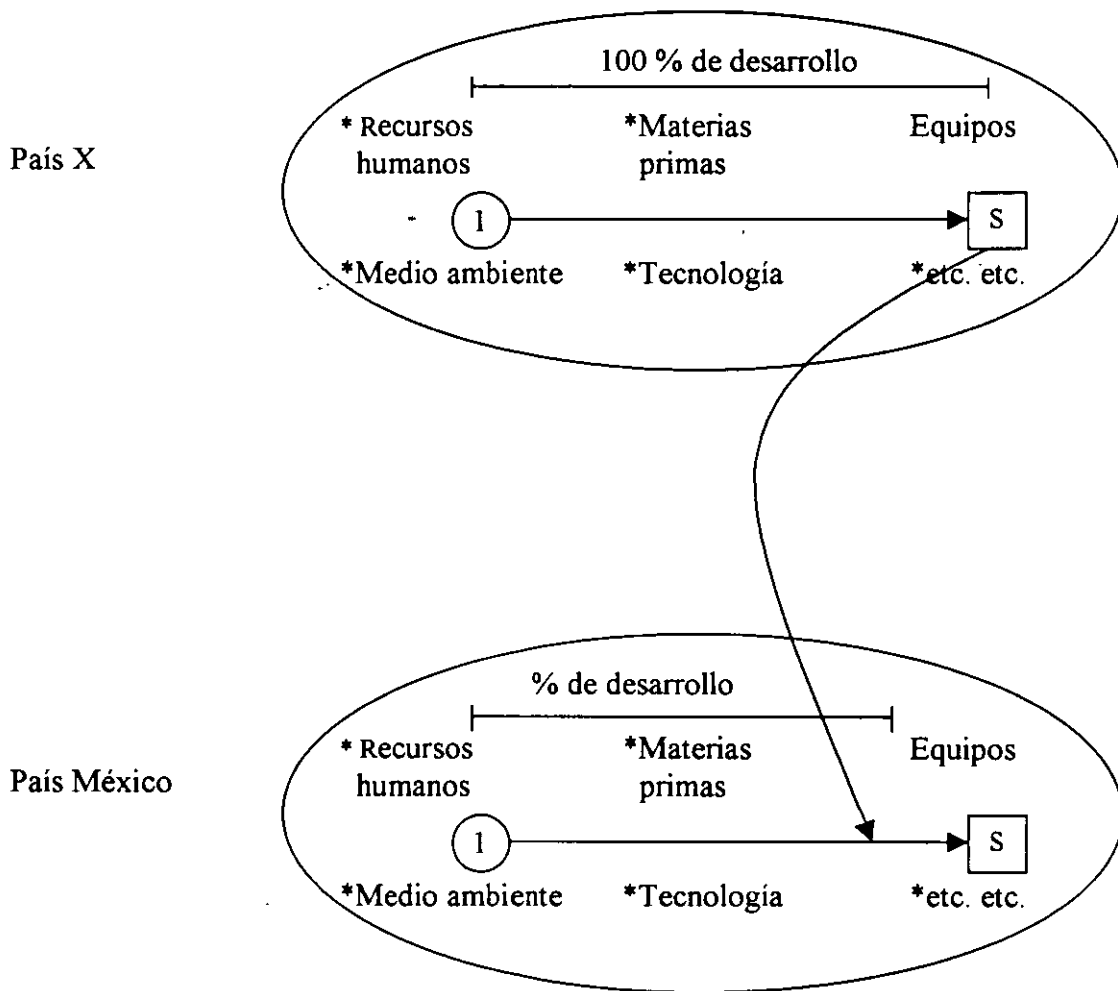


La investigación de iniciarse desde la definición o identificación de la necesidad y continuar permanentemente para lograr definir el proceso, y mejorar en cualquier momento el satisfactor.

Una parte importante es investigar los recursos con que se cuenta y definir la conveniencia de usarlos, con el fin de incorporarlos al proceso.

Además, debemos notar que parte de los propios recursos humanos del país en vías de desarrollo son los que deciden esto y provocan este tipo de situaciones, evitando así que verdaderamente el país se vaya desarrollando, dejándolo en el subdesarrollo permanente.

Si consideramos que un país que efectúa todo el proceso es un país con 100% de desarrollo, puede verse que el % de subdesarrollo corresponde a la parte que no se realiza, o que si se realiza no se toma en cuenta.



## **VII.- PROPUESTAS DE MEJORAMIENTO PARA AUMENTAR LA CONFIABILIDAD**

**En particular en la zona central del país se tiene el programa estratégico para la reducción de interrupciones y mejorar la confiabilidad del servicio eléctrico de distribución de la siguiente manera:**

### **a) Confinación de las fallas.**

- **Instalación de restauradores.**
- **Instalación de seccionadores.**
- **Instalación de CCF en RR.**
- **Instalación de interruptores.**
- **Instalación de ICF.**
- **Coordinación de protecciones correcta.**

### **b) Eliminación de causas de fallas.**

- **Poda.**
- **Retiro de objetos extraños (campaña**
- **Reposición de aislamiento dañado.**
- **Uso de equipos y materiales con un adecuado nivel de aislamiento (150 kV a 2 300 msnm).**
- **Normalización de los montajes utilizados.**
- **Instalación de cable semiaislado.**

**c) Automatización.**

- **Telecontrolar Restauradores.  
Seccionalizadores.  
Interruptores.**

**d) Reconfiguración del sistema.**

- **Reducción de longitud de alimentadores.**
- **Flexibilidad entre circuitos colindantes (traspasos de carga).**
- **Diseño de S.E's más pequeñas.**
- **Utilización de cable aislado en redes aéreas.**

**e) Crear un nivel de compromiso.**

- **Fomentar entre los equipos de trabajo, la unión para motivar una mejora en la actitud.**
- **Intensificar la supervisión de los trabajos.**
- **Programar una capacitación constante.**

**Las inversiones que se pretenden efectuar durante los próximos 10 años son del orden de los 1,000 millones de pesos anuales aproximadamente.**

- **Análisis Beneficio-Costo**

**Éste análisis es una forma práctica de estimar la conveniencia de proyectos en los cuales es importante analizar rápidamente una inversión a largo plazo y estudiar las consecuencias secundarias que afectan a un gran número de personas o industrias.**

**La base para resolver muchos problemas de ingeniería consiste en identificar todas las alternativas existentes para alcanzar una meta en particular.**

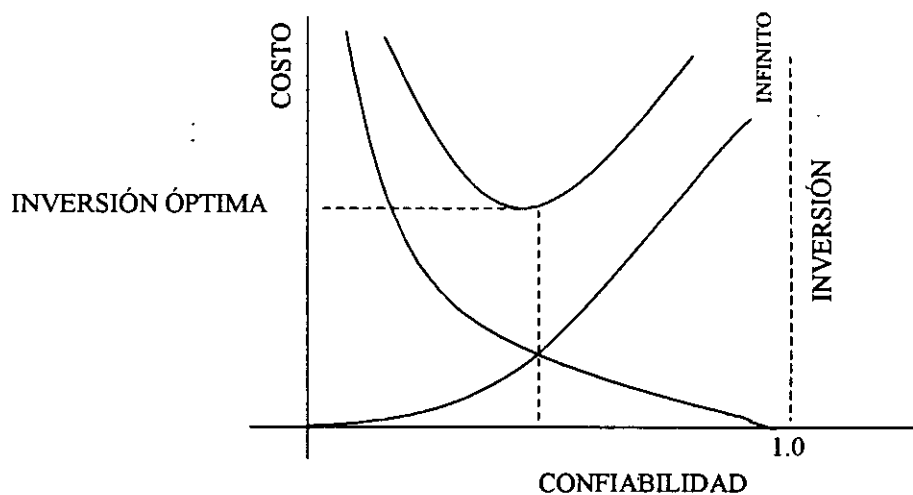
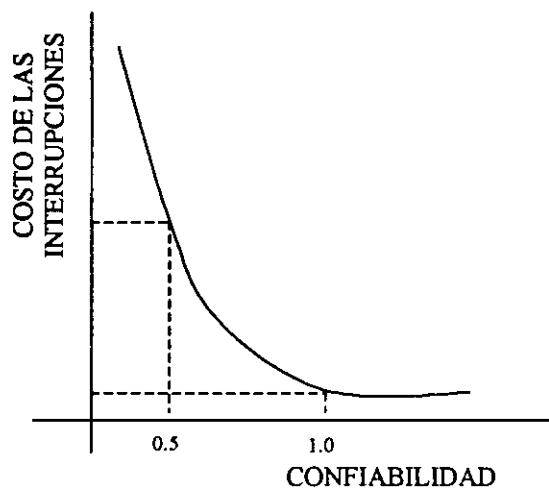
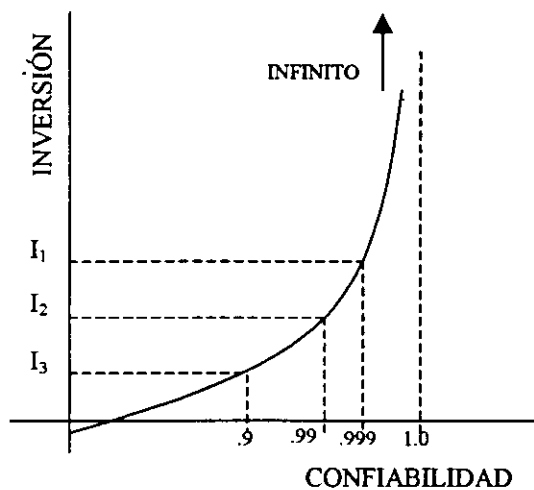
**El horizonte de planeación es esencial para definir el periodo en que se ha de escoger el mejor de los proyectos para cuantificarse monetariamente, así como la tasa de interés que se ha de usar.**

**Todo incremento en la confiabilidad de un sistema de distribución lleva asociado el costo, por tanto será necesario siempre un análisis económico para cuantificar las inversiones por este concepto.**

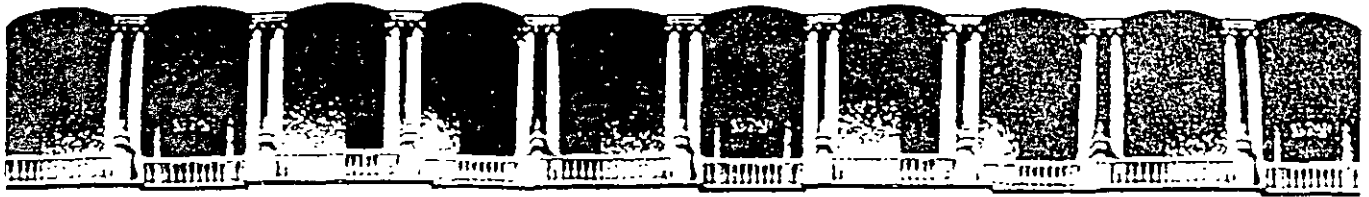
**Dos puntos fundamentales a considerar son:**

- UN SISTEMA ELECTRICO SIN FALLA REQUERIRA UNA INVERSION INFINITA.**
- LA RELACION ENTRE LAS INVERSIONES POR AUMENTO DE CONFIABILIDAD Y SU COSTO ASOCIADO NO ES LINEAL.**

En las gráficas siguientes se observan estos principios:



La determinación de la confiabilidad óptima en un sistema será la que ofrezca menos interrupciones a menos costo.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.  
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**CURSO ABIERTOS**

## **SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

**TEMA**

**OBRAS CIVILES DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEAS EN EL SECTOR  
ELECTRICO**

**EXPOSITOR: ARQ. ALBERTO MONDRAGÓN CASTILLO  
PALACIO DE MINERIA  
JULIO 2000**

# **SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA**

## ***OBRAS CIVILES DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA EN EL SECTOR ELÉCTRICO***

### **INTRODUCCION**

- I.    NORMATIVIDAD**
- II.   ELEMENTOS CONSTRUCTIVOS DE OBRA CIVIL  
      L.yF.C.**
- III.  PROPUESTA DE ELEMENTOS PREFABRICADOS  
      PARA ABARATAR COSTO Y TIEMPO**

ING. ARQ. ALBERTO MONDRAGÓN CASTILLO



# **SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

## ***OBRAS CIVILES DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA EN EL SECTOR ELÉCTRICO.***

### ***INTRODUCCIÓN***

Dentro del sector eléctrico se requiere de un buen funcionamiento para el suministro de energía, y para ello periódicamente se actualizan las normas que rigen las instalaciones de los cables subterráneos de distribución cuyo equipo y cableado son alojados en los diferentes elementos constructivos usados en la obra civil para dicho fin, procurando su optimización así como de abaratar costos asociados en beneficio de los usuarios.

En México se experimenta un constante crecimiento en la distribución de energía, paralelo al avance tecnológico y su optimización económica, buscando alternativas para mejorar la calidad del suministro del fluido eléctrico en lo que concierne a cables subterráneos de distribución; para ello se requiere actualizar periódicamente los materiales, equipos y la adecuación de las normas en LyFC para resolver la problemática actual buscando elementos acordes con necesidades actuales.

Estudiando los nuevos avances tecnológicos y lineamientos que han surgido recientemente aunado a experiencias de empresas involucradas en este tipo de instalaciones subterráneas; se han obtenido mejores soluciones en los elementos constructivos reduciendo área, costo y tiempo en la realización de estas obras.

Los elementos prefabricados constituyen una alternativa para complementar o sustituir la tradicional estructura de concreto y/o acero, cuya infraestructura tiene la capacidad de moldear y adecuarse al entorno de acuerdo a las necesidades del hombre, siendo un elemento pre-elaborado y/o pre-moldeado construido en serie con tecnología de punta, y fabricado de acuerdo a formas y dimensiones normalizadas, logrando optimizar tiempo y costo, así como una mano de obra especializada.

### ***I. NORMATIVIDAD***

#### **REQUERIMIENTOS SEGÚN NORMA (NOM-001 SEMP-94)**

##### **ARTICULO 2302 OBRAS CIVILES PARA INSTALACIONES SUBTERRÁNEAS**

2302-1 DEFINICION: "Obra civil para instalaciones subterráneas", es la combinación de ductos, banco de ductos, registros, pozos, bóveda y cimentaciones de SE's que lo forman.

2302-2 TRAYECTORIA:

a) Disposiciones Generales:

1.- Las instalaciones subterráneas deben hacerse en ductos, a excepción de cables submarinos

2.- En la obra civil para la instalación de ductos de seguir en lo posible, una trayectoria recta; y cuando sea necesaria, una deflexión. Esta debe ser lo suficientemente grande para evitar el daño de los cables durante su instalación.

*Recomendación:* El cambio máximo de dirección en un tramo recto de un banco de ductos, no debe ser mayor a cinco grados.

4.- Se recomienda en cada entidad la formación de un comité que reglamente la ubicación de las instalaciones subterráneas en vía pública, atendiendo lo indicado por estas normas.

2302-3 PROFUNDIDAD: La siguiente tabla, indica la profundidad mínima a la que deben instalarse los ductos, o banco de ductos, los cuales serán diseñados de acuerdo a la carga exterior a que estén sometidos, la cuál se considera respecto a la parte superior de los ductos o su recubrimiento.

<i>LOCALIZACIÓN</i>	<i>PROFUNDIDAD MÍNIMA (m.)</i>
EN LUGARES NO TRANSITADOS POR VEHÍCULOS.	0.3
EN LUGARES TRANSITADOS POR VEHÍCULOS.	0.5
BAJO CARRETERAS	1.0

*NOTA:* Cuando se instalen cables para diferentes tensiones en una misma trinchera, los cables de mayor tensión deberán estar a mayor profundidad.

2302-4 SEPARACIÓN DE OTRAS INSTALACIONES SUBTERRÁNEAS

b) La separación mínima entre ductos, o banco de ductos, y entre ellos u otras estructuras se indica en la tabla sig.

*SEPARACIÓN ENTRE DUCTOS*

<i>MEDIO SEPARADOR</i>	<i>SEPARACIÓN MÍNIMA (m)</i>
TIERRA COMPACTADA	0.3
TABIQUE	1.0
CONCRETO	0.05

3202-5 EXCAVACIÓN Y MATERIAL DE RELLENO

- a) Trincheras. El fondo de las trincheras debe estar limpio, relativamente plano y compactado al 90 % para banquetas y al 95 % para calles. Cuando la excavación se haga en terreno rocoso, el ducto o banco de ductos debe colocarse sobre una capa protectora de material de relleno limpio y compactado.
- b) Material de relleno: El relleno debe estar libre de materiales que puedan dañar a los ductos o banco de ductos y compactado al 90 %.

2302-6 DUCTOS

a) General.

- a.1) El material de los ductos debe ser resistente a esfuerzos mecánicos a la humedad y al ataque de agentes químicos del medio donde quede instalado.
- a.2) El material y la construcción de los ductos debe seleccionarse y diseñarse en tal forma que la falla de un cable en un ducto, no se extienda a los cables de ductos adyacentes.
- a.5) La sección transversal de los ductos debe ser tal que de acuerdo con su longitud y curvatura, permita instalar los cables sin causarles daño.

El área de la sección transversal de los cables no debe ser mayor a 55% del área de la sección transversal del ducto.

b) Instalación.

b.1) En media tensión debe usarse un ducto por cable y en baja tensión un ducto por circuito.

b.2) Los ductos incluyendo sus extremos y curvas, deben quedar fijos por el material de relleno envolvente de concreto, anclas u otros medios, en tal forma que se mantengan en su posición original, bajo los esfuerzos impuestos durante la instalación de los cables u otras condiciones.

b.8) El extremo de los ductos dentro de los registros, pozos, bóvedas u otros recintos, deben tener los bordes redondeados y listos para evitar daño a los cables (emboquillados).

b.9) Se recomienda que los ductos se instalen con una pendiente de 0.5% como mínimo para facilitar el drenado.

#### 2302-10 REGISTROS POZOS DE VISITA Y BÓVEDA

a) Localización. La localización de los registros, pozos y bóvedas debe ser tal que su acceso desde el exterior, quede libre y sin interferir con otras instalaciones.

b) Desagüe.- En los registros, pozos y bóvedas, cuando sea necesario se debe instalar un medio adecuado de desagüe. No debe existir comunicación con el sistema de drenaje.

2302-11 RESISTENCIA MECÁNICA: Los registros, pozos y bóvedas deben estar diseñadas y construidas para soportar todas las cargas estáticas y dinámicas que puedan actuar sobre su estructura.

d) Cuando en los registros, pozos y bóvedas se coloquen anclas para el jalado de los cables, éstas deben tener la resistencia mecánica suficiente para soportar las cargas con un factor de seguridad mínimo de 2.

2302-12 DIMENSIONES: Las paredes interiores de los registros deben dejar un espacio libre cuando menos igual al que deja su tapa de acceso y su altura debe ser tal que permita trabajar desde el exterior o parcialmente introducida en ellos.

En los pozos y bóvedas, además del espacio ocupado por cables y equipos, debe dejarse espacio libre suficiente para trabajar. La dimensión horizontal debe ser cuando menos 1m. La vertical de 1.8m.

#### 2302-13 ACCESO A POZOS Y BÓVEDAS

a) El acceso a los pozos debe tener un espacio libre mínimo de 56 x 65 cm. (rectangular), o de 84 cm de diámetro si es circular.

#### 2302-14 TAPAS

Las tapas de los registros, pozos y bóvedas deben ser de peso y diseño adecuados para que asienten y cubran los accesos, así como para evitar que puedan ser fácilmente removidas sin herramientas.

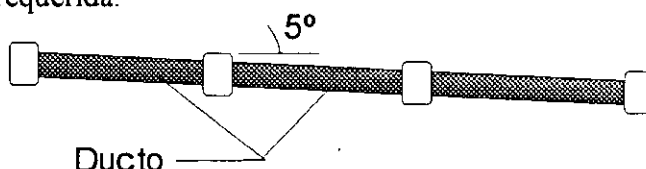
Cuando las tapas de bóvedas y pozos para acceso personal sean ligeras, deben estar provistas de aditamentos para la colocación de candados.

Las tapas deben ser antiderrapantes y tener una identificación visible desde el exterior que indique el tipo de instalación o la empresa a la que pertenecen.

## II. ELEMENTOS CONSTRUCTIVOS DE OBRAS CIVILES

La obra civil para instalación subterránea es la conformación de ductos, banco de ductos, registros, pozos, bóvedas, cimentación y/o cuartos para subestaciones que lo conforman, estos contienen las instalaciones eléctricas, que deberán ser proyectadas atendiendo los requerimientos y flujos de información, así como consulta con los diferentes departamentos de la empresa suministradora LyFC involucrados como son líneas aéreas, cables subterráneos, obras civiles, conexiones, medidores y proyectos, contemplando conceptos y necesidades en sus diferentes normas que en ellas intervienen. Se elabora el proyecto eléctrico de acuerdo a las situaciones encontradas en el terreno y se coordina con los diferentes departamentos tomando en cuenta la localización, urbanización, vías de acceso, uso de banqueta, áreas para SE's, y tipo de suelo de acuerdo a los sig. elementos constructivos con que se cuenta:

- Ducto: Es un conducto que permite alojar en su interior uno o más conductores para protegerlos contra daños mecánicos y/o agentes químicos.
- Banco de Ductos: Es una estructura formada por 2 ó más ductos fijados con material de relleno u envolvente de concreto, con anclas u otros medios manteniéndolos con la separación mínima requerida.



El ducto de PVC tiene poca posibilidad de curvatura o deflexión (máx. 5° de deflexión). La colocación de los ductos en el banco de 4 vías en BT y MT irán en una sola cama horizontal con separadores de madera con su debido anclaje. Los ductos en BT son de 2 y 4 vías, y en MT de 4,8,12 y 16 vías (el número de vías a utilizar dependerá del número de circuitos que se requiere de acuerdo al proyecto eléctrico).

PVC	ØInterior	ØExterior	Pared	Separación entre ductos	f'c
M.T.	0.075m	0.08m	0.0018m	0.05m	150kg/m <sup>2</sup>
B.T.	0.10m	0.10m	0.0015m	0.05m	cemento portland

El ducto PVC que se utiliza es de 80 y 100 mm de diámetro para M.T. y B.T. respectivamente; actualmente se están proyectando con un solo diámetro de 80 mm para ambos casos sin normas actualizadas Dic./98.

- REGISTROS: Existen registros de empalme, que resultan de la longitud calculada del tramo de cable, la localización de los registros de deflexión, resultan de la trayectoria en la línea (cambios de rumbo) y los registros de paso se localizan para maniobras en instalaciones y pendientes del terreno, por lo que en baja tensión se consideran 2 tipos de registro, el de paso o deflexión en banqueta de 0.80x0.80x0.85m por 0.60x0.60x0.60m. y en registro en crucero de arroyo de 1x1x1.05m. por 0.90x0.90x0.95m. éstas dimensiones son interiores, resultantes a la configuración de los

bancos de ductos así como el radio de curvatura del cable. En M.T. se tiene un registro único de 1.25x1.25x1.40m. para todos los casos.

#### CARACTERÍSTICAS DE REGISTROS

DIMENSIONES LxLxh	TENSION	PISO	MUROS 0.14m	TAPA	F' C	VS. EN BANQ.	VS. EN ARROYO
0.60 x 0.40 x 0.60	Acomet. B.T.	Concr.	Tabique	Conc/arm.	250Kg/cm <sup>2</sup>	Malla 6x6	-
0.60 x 0.60 x 0.60	B.T.	Concr.	Tabique	Conc/arm.	250Kg/cm <sup>2</sup>	Malla 6x6	-
0.90 x 0.90 x 0.95	B.T.	Concr.	Concr.	Fierro Ø0.84m	250Kg/cm <sup>2</sup>	3/8"	1/2"
1.25 x 1.25 x 1.40	M.T.	Conc/arm.	Conc/arm.	Fierro Ø0.84m	250Kg/cm <sup>2</sup>	3/8"	1/2"

- Ver fig. 1 y 2 ( anexos )

Las boquillas a emplear en los registros B.T. y M.T., van en función del número de circuitos del proyecto eléctrico.

- d) Los POZOS: Su localización resulta de la intersección de los bancos de ductos ya sea para cambio de dirección de estos o por el cambio de calibre o empalme de los cables en M.T. éstos van sobre ménsulas soportadas para las correderas que a su vez son fijadas a muros para su revisión periódica de cables o para simplificar las maniobras en caso de reemplazo y facilitar su movimiento por cambio de temperatura, las boquillas se adecuan a las modificaciones de los bancos de ductos.

Se manejan 3 tipos de pozos en las normas LyFC el 2.240C (paso de cables) y el 2.480C (derivación en T o en X.) Éstas llevan una tapa circular de fierro y el pozo 3.280C es exclusivo para equipos en 23kv. (interruptores, buses o cajas de derivación).

#### CARACTERÍSTICA DE POZOS

NOMBRE NORMA	DIMENSIONES LXLXH	TENSION	PISOS/CUB. MUROS	TAPA	F' C	CUBIERTA BANQ. ARROY.
2.280C	2.80 x 1.50 x 1.80	M.T.	Conc/arm.	F-84Ø0.84m	200kg/cm	3/8" 1/2"
4.280C	2.80 x 2.80 x 1.80	M.T.	Conc/arm.	F-84Ø0.84m	200kg/cm	3/8" 1/2"
3.280C	2.80 x 2.45 x 2.30	M.T.	Conc/arm.	2.0x1.7x1/4"	kg/cm <sup>2</sup>	3/8" 1/2"

- Ver fig. 3 ( anexos )

Cada pozo lleva su respectiva varilla de tierra ahogada en concreto y ésta se localiza en el piso.

- e) CIMENTACIÓN: Para transformadores DRS, la localización y orientación es en base al proyecto eléctrico y área cedida por el interesado y libre de obstáculos y paso de vehículos debe estar protegido con un enrejado o elemento limitante. Se coloca sobre su plataforma un transformador trifásico de 75 a 225.5 kv, según el caso y con un peso máximo de 2300kg y anexo a este un registro subterráneo comunicado por una ventana de paso para cables y el número de boquillas.

#### CARACTERÍSTICAS DE CIMENTACIÓN DRS (TIPO PEDESTAL)

	DIMENSIONES L X L X H	TENSIÓN	PISOS/CUB. MUROS	TAPA FIERRO	F' C	MUROS MALLA	VS	RESISTENCIA TERR.
PLATAF	1.6 x 1.70 x 0.10	-	CONC/ARM.	-	200KG/CM <sup>2</sup>	-	3/8"	3TON/M <sup>2</sup>
REG.	1.45 x 1.25 x 1.25	B.T. M.T.	CONC/ARM.	F-84Ø0.84m	@ 0.15m	66-68	-	3TON/M <sup>2</sup>
TOTAL CIM.	1.70 X 3.35	-	CONC/ARM.	-	200KG/CM <sup>2</sup>	@0.15m	3/8"	3TON/M <sup>2</sup>

- Ver fig. 4 ( anexos )

f) **BÓVEDAS Y SUBESTACIONES:** Los espacios requeridos para alojamiento de diferentes tipos de transformadores y equipo en las subestaciones, se clasifican de acuerdo a su ubicación y características en 3 tipos:

**Bóveda:** Es un recinto de dimensiones adecuadas para contener equipo de transformación así como para efectuar maniobras de instalación, operación y mantenimiento, accesible por lo general por la parte superior, van en función del área utilizable en banqueta o arroyo. Son común acuerdo con las demás instalaciones públicas.

**Subestación.** Es un local dentro de una edificación con dimensiones adecuadas para soportar y albergar en su interior uno o varios TR's y su equipo correspondiente, así como para efectuar maniobras de instalación, operación y mantenimiento

**Bóveda:** 480 x 220 (según Norma LyFC 4.0202)  
310 x 200 (según Norma LyFC 4.0306)

**Cuarto para S.E.'s :** de dimensiones variables (Normas en LyFC en elaboración)  
**Cimentación para TR's:** DRS tipo pedestal 3.35 x 1.70 m. (según plano LyFC dist. N-459)

**NOTA:** DRS: Distribución Residencial Subterránea  
DCS: Distribución Comercial Subterránea.

**CARACTERÍSTICAS, TIPO DE OBRA CIVIL PARA LAS BÓVEDAS**

NOMBRE Y TIPO	ANCHO MUROS	Fy kg/cm2	f'c kg/cm2	CALIBRE VARILLAS	TAPAS DIMENS.	MAT.	ESCALA HIERRO EST.
BOVEDA 310 x 200	15	4,200	200	1/8" 1 1/2"	210 X 185	FIERRO ENREJADO	SEGÚN PLANO DIST. 480 Y 481
BOVEDA 480 X 220	30	4,200	200	1/8" 1 1/2"	260 X 130 100 X 80	IRVING FIERRO ENREJADO	SEGÚN PLANO 081-18925

- Ver fig. 5 y 6 ( anexos )

**CUARTOS PARA SUBESTACIÓN**

**Definición:** Es un local ubicado dentro de una Edificación con dimensiones adecuadas para soportar y albergar en su interior uno o varios TR's y su equipo correspondiente, así como para efectuar maniobras de instalación, operación y mantenimiento.

**REQUERIMIENTOS:**

Para la construcción o adaptación de locales que alojan S.E.'s en el interior de edificios, para la alimentación de servicios en mediana o baja tensión que requieran un local para la instalación de equipo eléctrico propiedad de LyFC o particular. El solicitante deberá de entregar los siguientes requisitos:

1. Planos en planta y elevación (de la edificación), indicando el lugar de la S.E. (1:200).
2. Un detalle (1:200) indicando vías de acceso libres desde el exterior.
3. Planos de localización.
4. Tipo de servicio.

Entregarse a LyFC antes de iniciar o modificar la construcción del edificio, con objeto de seleccionar el lugar más conveniente para el local de acuerdo a las necesidades y tipo de demanda solicitada.

a) UBICACIÓN:

El local que alojará el equipo deberá estar situado en el primer sótano del edificio o en la planta baja, colindante a uno de los muros con el parámetro contiguo a la calle y con acceso libre desde el exterior hasta la puerta del local.

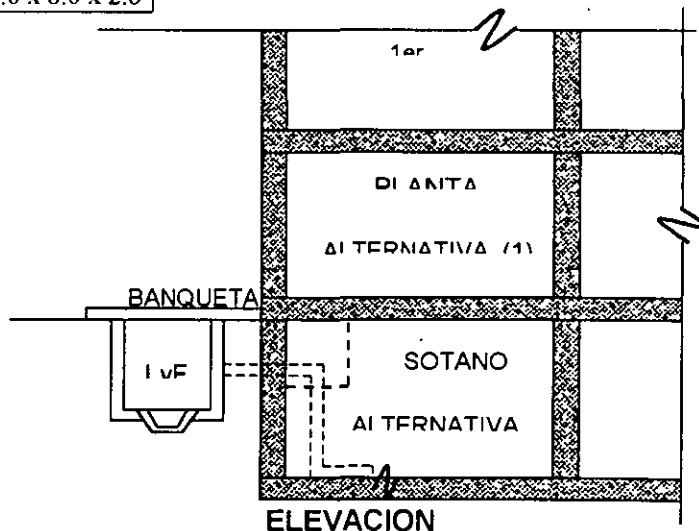
Dimensiones mínimas para los diferentes locales normalizados para alojar el equipo para servicios en M.T o B.T. de acuerdo a los tipos de alimentación y zonas en que se localizan:

<i>SERVICIO EN M.T. (23 kv.)</i>	
<i>TIPO DE ALIMENTACION</i>	<i>DIMENSIONES DEL LOCAL EN m.</i>
SIMPLE	4.0 x 3.5 x 2.6
SIMPLE (1 SECCIONADOR)	5.5 x 3.5 x 2.6
(2 SECCIONADORES)	4.5 x 4.0 x 2.6
DOBLE INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA	5.5 x 4.0 x 2.6

<b>SERVICIOS EN B.T. RADIAL</b>		
TIPOS DE ALIMENTACIÓN	Nº TR's	DIMENS. DEL LOCAL EN m.
SIMPLE	1	4.1 x 3.5 x 2.6
SIMPLE (1 SECCIONADOR)	1	4.5 x 4.0 x 2.6
DOBLE INTERRUPTOR DE TRANSF.	2	6.0 x 4.0 x 2.6

<b>SERVICIOS EN B.T. AUTOMATICA</b>		
TIPOS DE ALIMENTACIÓN	Nº TR's	DIMENS. DEL LOCAL EN m.
SIMPLE	1	4.0 x 3.5 x 2.6
SIMPLE PROTECTOR ACOPLADO	1	4.5 x 4.0 x 2.6
DOBLE	2	6.0 x 4.0 x 2.6
MÚLTIPLE	4	10.0 x 6.0 x 2.6

- Ver fig. 7 (anexos)



**b) CONSTRUCCIÓN:**

El local será construido con materiales incombustibles, exento de humedad y protegido contra filtraciones, con la ventilación adecuada, siendo necesario que sea construido a prueba de explosiones.

Material preferente a utilizar concreto armado, para soportar las instalaciones que se requieran no deben de existir otros tipos de instalaciones dentro del local S.E., espesor de los muros y techos deben ser mínimos de 0.15 m. y 0.10 m. respectivamente.

El piso deberá ser de concreto armado para soportar 6 Ton / m<sup>2</sup> donde se alojaran de 1 a 4 TR's de acuerdo a la demanda solicitada.

Número de ventanas en función del N° de TR's instalados:

<i>N° DE TR's</i>	<i>ÁREA DEL LOCAL m.</i>	<i>N° DE VENTANAS 1.0 x 0.60 m.</i>
1	4.0 x 3.5	2
2	6.0 x 4.0	4
3	10.0 x 6.0	6
4	10.0 x 6.0	8

**c) VÍA DE TRÁNSITO PARA EQUIPO Y PERSONAL:**

De 2.30 m. de altura por 3.00 m. de ancho, desde el exterior del edificio hasta la puerta de entrada del local, para el tránsito del equipo eléctrico y personal de Ly FC, vía expeditada las 24 hrs. y para trabajos de mantenimiento o emergencia de la S.E.

**d) COSTO:**

Serán por cuenta del propietario del inmueble en coordinación de los planos presentados por el interesado y las instrucciones en estos del LyFC.

**e) PLANOS DE LAS OBRAS CIVILES NECESARIAS:**

En base a los puntos anteriores para la construcción del local y las obras civiles complementarias que requiera LyFC para la instalación del equipo eléctrico, se entregarán al interesado los juegos de planos en los que se indique en planta y elevación las necesidades para cada caso en particular quedando bajo responsabilidad del interesado el cálculo estructural de la mencionada obra.

**f) SUPERVISIÓN Y RECEPCIÓN:**

Durante el proceso de construcción de la obra civil, personal de LyFC hará visitas periódicas al lugar para supervisar que planos y especificaciones se lleven a cabo, al término de la obra, se hará por parte del LyFC la recepción del local y obras civiles.

**III. PROPUESTAS DE ELEMENTOS PREFABRICADOS PARA ABARATAR COSTO Y TIEMPO.**

Para mejoras en los elementos constructivos utilizados para la obra civil, que contienen las instalaciones eléctricas en relación al abatimiento de área, costo y tiempo, debiendo atender los requerimientos y normalización, así como el flujo de información y consulta con todos los departamentos de la empresa suministradora LyFC e involucrados.



Analizaremos los siguientes puntos:

1.- Ductos rígidos y ductos flexibles.

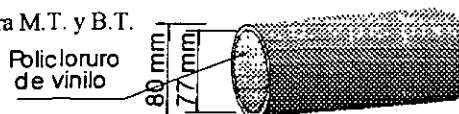
Banco de ductos: Es una estructura formada por dos o más ductos fijados con material de relleno, envolvente de concreto, anclas u otros materiales manteniéndolos con la separación mínima requerida.

Existen dos tipos de ductos los rígidos de PVC y los flexibles. Actualmente en LyFC se utilizan los primeros teniendo pocas posibilidades de curvatura o deflexión. (Máxima 5° de deflexión).

El ducto PVC que se utiliza es de 80 y 100 mm de diámetro exterior para M.T. y B.T.

Ducto PVC 80 (para BT y MT) S/ norma LyF (2.0588)

Nota: El área transversal de los cables no debe ser mayor de el 55% del área de la sección transversal del ducto.



a) Ducto Flexible: Es un tubo con características flexibles fabricado con material de polietileno de alta densidad, permite hacer deflexiones con un radio de curvatura de hasta 1.00m. Logrando librar longitudes curvas más largas entre registros, pozos, y bóvedas, este material lo rige la norma ISO, bajo el concepto de calidad total y la NMX-E-18-1996.

**CARACTERÍSTICAS**

PROPIEDADES	MÉTODO DE PRUEBA ASTM	VALORES
Densidad natural	D-4883	0 944 g/cc
Esfuerzos a la tensión		
Punto crítico	D-638	22,8 Mpa
Punto de ruptura	D-638	31,0 Mpa
Dureza	D-2240	68
Resistencia a la fisura	D-1693	>2000 h
Punto de suavidad	D-1525	126° c

Empaque en rollo de 400m con un radio interior de 1.30m y exterior de 2.50m, para proteger su transportación, manejo y mantenimiento.

**DUCTO FLEXIBLE PROPUESTO PARA EL CABLEADO EN B.T. Y M.T. Ø80mm.**

Diámetro nominal	Diámetro Interior mm	Diámetro Exterior mm	Espesor pared mm	Tolerancia
Ducto flexxible PE-75	77.9	88,9	5,2	+ 0.05 ó - 0.08

**COSTOS Comparativos entre ducto PVC rígido y flexible**

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	IMPORTE
Tubo PVC 80mm	m	1,0	9.50
Tubo flexibe PE-75	m	1,0	17.20

**PROPUESTA DE BANCO DE DUCTOS:**

Los cables de baja y mediana tensión irán alojados en ductos rígidos PVC 80 en tramos rectos y con ducto flexible 80 los tramos en que existan deflexiones mayores de 5°.

- Ver fig. 8 ( anexos )

**REGISTRO DE M.T.**

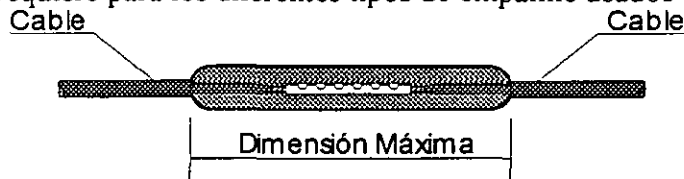
Partiremos del análisis de los espacios requeridos para los empalmes en M.T. de 23 kv, utilizados actualmente y la propuesta con empalme contractil.

**Empalme:** Este accesorio se utiliza para la unión de cable de acuerdo a norma NMX J-158. Se entiende por empalme, la conexión y reconstrucción de todos los elementos que constituyen un cable de distribución aislado, protegido mecánicamente dentro de una misma cubierta o coraza. Existen varios tipos de empalmes, los encintados, premoldeados, moledados en campo y termocontráctiles.

**Termocontráctiles:** Son aquellos en que los componentes se aplican retráctiles por la acción del calor.

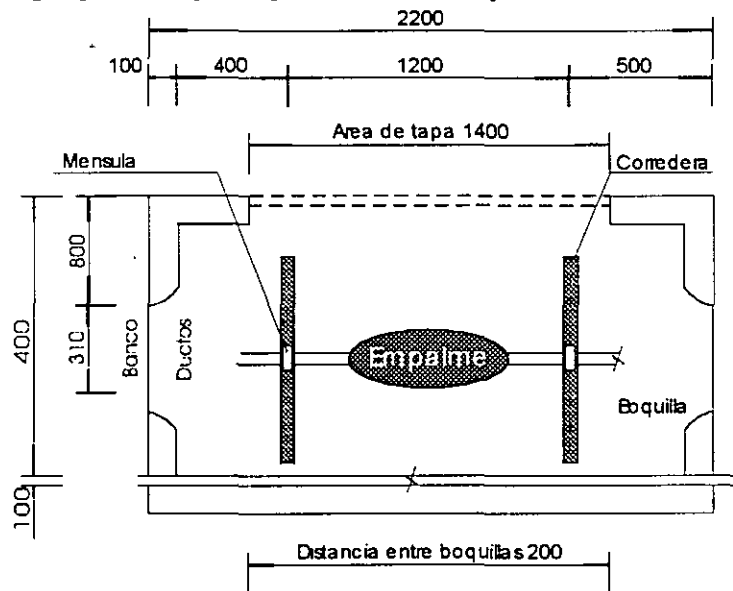
Los empalmes utilizados en LyF actualmente, son para cable R-23TC, para cable R-23PT, para cable R-23 PT.TC y RT-23TC. Según NMX-J-158 para 23kv.

Distancia que se requiere para los diferentes tipos de empalme usados en LyF:



PARA	TIPO DE CABLE	DIMENSIÓN MÁXIMA	CALIBRE MAXIMO	S/NORMA MATERIAL LyF
UNIONES R	23 PT	740mm	1x240	2.0294
UNIONES R	23 TC	725mm	1x240	2.0197
UNIONES RT	23-PT,TC	725mm	1x240	2.0265

Se propone desarrollár en menor distancia longitudinal como son los termocontráctiles, cuyos fabricantes han logrado reducir dimensiones utilizando la manga abierta (como si fuera un forro con cierre) esto permite no tener que correr las mangas hacia ambos lados respectivamente como se viene realizando en LyFC. Ya que este tipo requiere de espacios mayores en los registros o pozos. Ahora al no tener que correr dicha manga sino exclusivamente el largo que se requiere para cubrir el empalme.



Se requiere un espacio libre para la tapa del registro de 1.40m de largo para que puedan maniobrar dos operarios estando parados para la realización del empalme.

REGISTRO 200x130x140 C

Propuesto Norma en Estudio

### 3.- Cuartos de S.E. (interiores su normalización).

#### CIMENTACIÓN TIPO PEDESTAL

Propondremos la base tipo TABLETA para TR's DRS. Tipo Pedestal.

Esta tableta puede ser diseñada para albergar en sus dimensiones y peso el tipo de TR's usados por LyFC. Tomaremos en cuenta el mayor que es de 1,4x1,6m. La tableta está diseñada con una combinación de Polietileno de alta densidad en el centro (alma) y Poliuretano de alta densidad en su concha (envolvente), esta aleación nos da como resultado un diseño capaz de soportar los esfuerzos a la tracción y la compresión reforzándose en el área donde el TR descansa, su superficie exterior, viene en color negro debido a su alto contenido de carbón del Poliuretano con protección UV. Dando como resultado una base con una vida probable de 35 años a la interperie.

Este tipo de tableta puede eliminar la tradicional plancha de concreto, reduciendo considerablemente los tiempos y costo aproximadamente en un 75% y 60% respectivamente.

Cuenta con cuatro orificios (saques) para el sistema de entrada del tenedor (ascensor) para su transportación y montaje del TR. Eliminando así la tradicional base de madera utilizada exclusivamente para transportarlo. Esta tableta se fija haciéndolo más manuable. Esta cuenta con un área en la parte inferior para la entrada y salida del cable (charola). Es un Polímero capaz de soportar la corrosión muy común en la CD. De México.

Beneficios:

1. Elimina la necesidad de construirlos de concreto armado.
2. Reduce el costo del manejo y la instalación del TR.
3. Tiene aproximadamente la misma vida que una plataforma de concreto, pero reduce considerablemente su tiempo de realización.

#### CARACTERÍSTICAS

NOMBRE	FORMADO POR	MATERIAL DE ALTA DENSIDAD	DISEÑADO	DIMENSIONES m	
				Exteriores M	Charola p/cable
Tableta	Alma	Polietileno	A presión 2800lbs	1,40 largo	0,50 largo
	Concha	Poliuretano	Carbón UV	1,60 ancho 0,15 peralte	0,30 ancho

Nota: (1) Esta base (tableta se complementa con el registro usado tradicionalmente en la cimentación tipo pedestal.

(2) Esta tableta irá sobre una plantilla del área de ésta y tendrá un espesor de 0,5m habiendo nivelado y compactado el área anteriormente.

## TABLETA PARA TR's DRS PEDESTAL.

### 5.- Registros prefabricados (Arquetas).

#### ELEMENTOS PREFABRICADOS

Referente a los elementos constructivos usados en LyFC, se están utilizando los registros tradicionales de concreto armado, aunque en los años 80's; buscando otras alternativas, se hicieron pruebas de laboratorio con elementos precolados de hormigón armado, instalándose algunos de estos en el campo, exclusivamente en los registros, lo cual prosperó porque fueron hechos de una sola pieza, resultando:

- Demasiado pesados
- Poco manuales
- Dificiles de transportar
- Costo de material y mano de obra, casi el mismo que los colados en obra.

Causas por las que se desecharon y se optó por seguir utilizando los tradicionales, los cuales son usados hasta la fecha.

Es importante para esta empresa, el encontrar mejores soluciones, ya que es muy común que del costo total de un proyecto eléctrico subterráneo, la partida de obras civiles resulte más costosa que la de los cables subterráneos, por lo cual se han analizado nuevos componentes y materiales más ligeros y menos voluminosos valiéndose de los nuevos materiales que han salido al mercado.

#### NUEVAS TÉCNICAS Y MATERIALES

Se tiene actualmente un gran desarrollo en el uso de los distintos materiales, desde la madera, metal y los nuevos materiales compuestos, formados usualmente por núcleo y matriz, tales como el hormigón armado o el COMPOSITE, que es una composición de plástico reforzado con fibra de vidrio, a la que se denomina (PRFV) la cuál a superado en número y cantidades a los metales y sus aleaciones.

Los materiales compuestos, son formados por distintos elementos que al mezclarlos, modifican las propiedades de cada uno de ellos:

##### 1) Hormigón armado.

**NÚCLEO:** Formado de distintos elementos que modifican sus propiedades: agua, tipo de ácidos, granulometría de los áridos, espesantes, hidrofugos, cemento (tipo y proporción), fibras y cenizas; las propiedades del hormigón dependen de su diseño.

**MATRIZ:** Es de acero y sus características mecánicas dependen del tipo, cantidad y disposición en el núcleo de hormigón.

##### 2) COMPOSITE (PRFV).

**NÚCLEO:** Formado por distintos elementos, cuya proporción y presencia dan al núcleo distintas características como elementos que modifican sus propiedades.

- Resinas de poliéster
- Colorantes
- Monómetros
- Agentes desmoldeo, separadores
- Catalizadores
- Aditivos especiales, protección de rayos UV
- Cargas minerales, alumina, barita, caolín, carbonato, etc.

**MATRIZ:** De fibra de vidrio, y sus características dependen del tipo de fibra usada (orgánica o inorgánica), cantidad de fibra (proporción en peso) y disposición de fibra en la pieza o núcleo.

## APLICACIONES DE LOS (PRFV) EN EL MUNDO

Es difícil encontrar un producto que se asemeje a los (PRFV), por la diversidad y amplitud de sus aplicaciones, dirigidos al sector de la construcción, cuya intención es sustituir elementos pesados de manipular como el acero y el hormigón pretensado.

## REGISTROS CONSTRUIDOS CON ENCOFRADO PERDIDO DE (PRFV)

Este producto es un sistema de construcción de registro, basado en un elemento superligero, construido de (PRFV), que facilita la ejecución de las obras con las siguientes cualidades:

- Versatilidad de usos
- Seguridad
- Calidad y rapidez de ejecución
- Durabilidad.

## CONSERVACIÓN Y ENVEJECIMIENTO

- Los (PRFV) presentan una resistencia a las causas externas de envejecimiento, soportando las variaciones de temperatura y humedad, así como la influencia de agentes degradantes.
- La fibra de vidrio está casi exenta de fenómenos de fatiga o deformación manteniendo inalterable sus propiedades mecánicas a través del tiempo, aún al ser sometidos a esfuerzos considerables, permitiendo a la estructura resistir y conservar sin cambios mecánicos; su capacidad y características originales.
- Inmune a la corrosión eléctrica
- Economía.- si por su costo total se entiende la suma de los diferentes costos como el: inicia + transporte + instalación + mantenimiento, se tienen ventajas aún cuando el costo inicial sea similar o mayor a otros materiales.

## COMPOSITE (COMPOSICIÓN QUÍMICA)

Resina de poliéster _____	25 al 30 %
Refuerzo de fibra de vidrio _____	23 al 27 %
Cargas minerales inorgánicas _____	41 al 46 %
Resto, catalizador, desmoldeante, colorantes, etc. _____	4 al 6 %

## SU APLICACIÓN EN LOS REGISTROS

El registro prefabricado llamado en España arqueta prefabricada de composite (PRVF) es reforzada en su periferia externa con hormigón, dándole mayor resistencia al material; logrando:

- Que no penetren las raíces
- Estanqueidad
- Exactitud de sus dimensiones
- Calidad homogénea
- Poca ocupación de espacio para almacenar x
- Muy liviano para su transporte
- Rapidez de ejecución.

## MEDIDAS UTILIZADAS EN LOS REGISTROS USADOS EN LyFC.

TIPO DE REGISTRO O ARQUETA	MEDIDAS INTERIORES			VALORES USADOS EN LOS PRFV				
	LARGO cm	ANCHO cm	ALTO cm	PESO kg	POSB. MAYOR PROF.	TENSIÓN	ESPESOR EN cm	
							PARED	MARCO
60 x 40 x 60	60	40	60	7	25	BT	0.25	1.5
60 x 60 x 60	60	60	60	9	25	BT	0.25	1.5
90 x 90 x 95	90	90	95	30	33	BT	0.30	2.0
125 x 125 x 140	125	125	140	50	33	MT	0.30	2.0

**CUADRO COMPARATIVO DE REGISTROS CONSTRUIDOS EN HORMIGÓN PREFABRICADO, TABIQUE O COMPOSITE**

CONCEPTO	SISTEMA HORMIGÓN PREFABRICADO	SISTEMA LADRILLO	SISTEMA PRFV
Componentes	Registro, marco y tapa	Ladrillos, mortero, cemento, marco y tapa	Arqueta con tapa
Peso unitario (sin peso de tapa)	957 Kg.	690 Kg	30 Kg.
Necesidades de medios de elevación	Si	Si	No
Tiempo de ejecución	Bajo	Alto	Muy bajo
Personal especializado	Si	Si	No
Volumen de ocupación	Muy alta	Medio	Muy bajo
Protección de raíces	No	No	Si
Oxidación marco/tapa	Si	Si	No
Calidad	Buena	Buena	Excelente
Calidad uniforme	No	No	Total.

NOTA: Se toma como ejemplo el registro 90 x 90x 95.

**MONTAJE DE LAS ARQUETAS**

1.- Excavación y Plantilla.

- a) Mecánica o manual,
- b) Nivelar para una plantilla de 10cm de espesor.
- c) Arqueta sobre la plantilla.

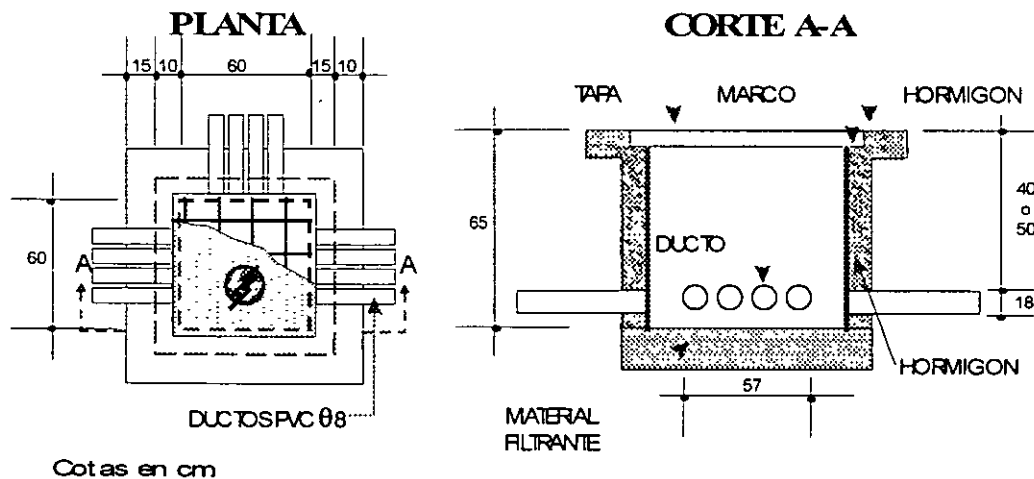
2.- Recepción de acometidas.

Las arquetas deberán contar en todas sus caras con aperturas predestinadas a recibir ductos de Ø80mm, previamente se requiere instalar una goma en el ducto de llegada la cuál hará la función de boquilla.

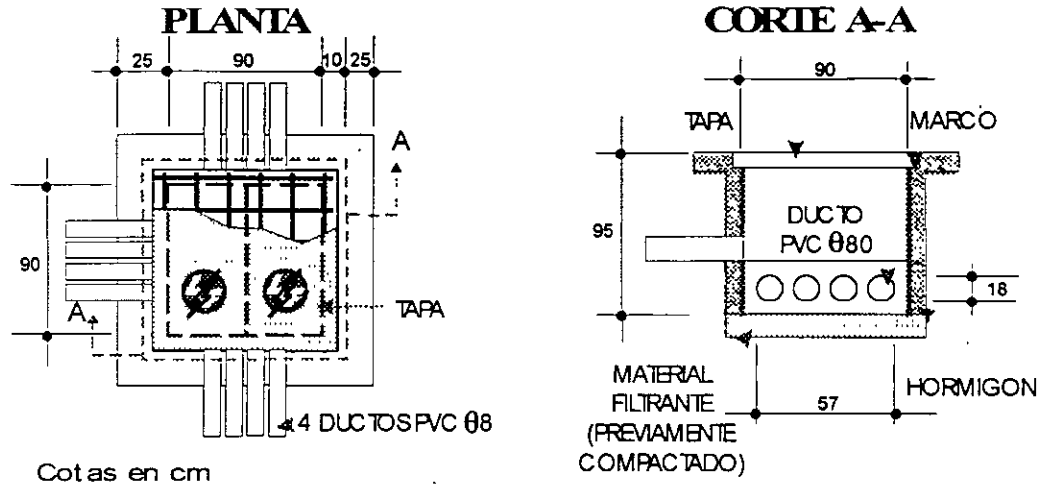
3 - Ubicación y Colado.

Se instalarán la arqueta respecto a los ductos de llegada y se hormogonear con un concreto de 175kg/cm<sup>2</sup>, hasta la rasante del marco, abrazando a éste, con hormigón de 0.15x0.10m de profundidad para compensar el empuje del hormigón.

**REGISTRO 60 x 60 x 65**



## REGISTRO 90 x 90 x 95



Cotas en cm

### COSTOS

Análisis comparativo entre elementos constructivos elaborados con (PRFV) y los tradicionales (LyFC).

REGISTRO O ARQUETA	COSTO				TIEMPO DE ELABORACION
	MAT.	TRANS.	INST.	TOTAL	
Prefabricado de PRV	+30 %	- 75 %	+ 50 %	- 21 %	- 80 %
Concreto armado	- 30 %	+ 75 %	- 50 %	+ 21 %	+ 80 %

## 6- REQUISITOS Y NECESIDADES DE LA OBRA CIVIL

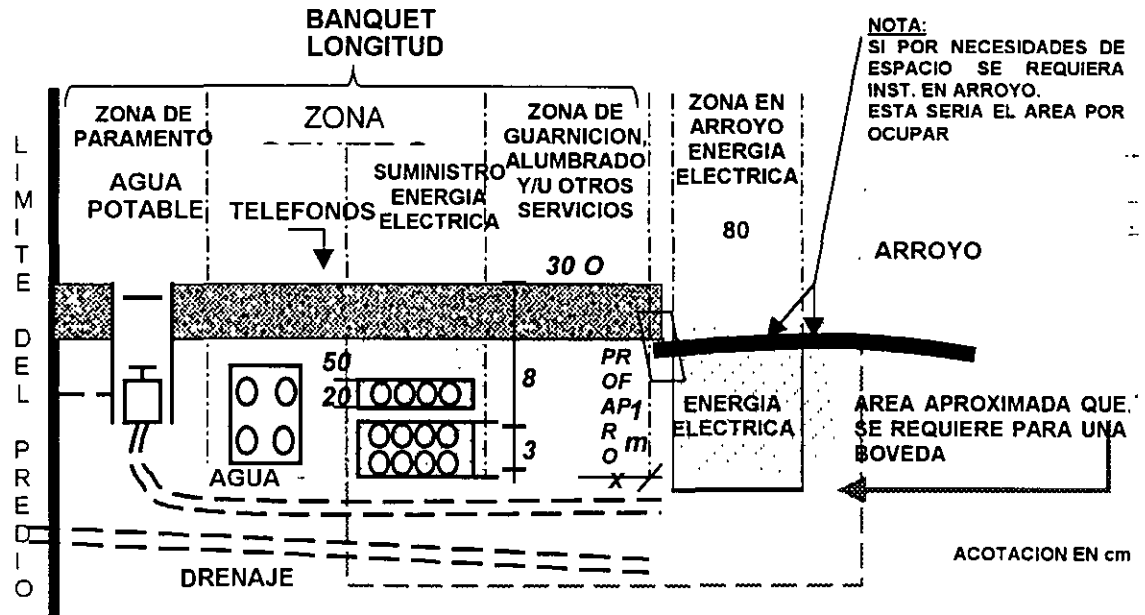
- 1- La trayectoria de los circuitos será a lo largo de las aceras, camellones, periferia de las zonas verdes y/o andadores.
- 2- La profundidad, el ancho del banco de ductos deberá cumplir con las normas LyF.
- 3- Los ductos deben terminar en boquillas abocinadas en los registros, pozos y bóveda o cimentación de S.E.'s.
- 4- La aplicación de los registros son para las derivaciones, acometidas, cambios de dirección horizontal y vertical de los bancos de ductos.
- 5- Los registros pozos y cimentaciones de S.E.'s deben estar de acuerdo con las normas LyF.
- 6- Evitar localización de registros donde las banquetas sean angostas en carriles de estacionamientos o frente a una cochera.
- 7- Se utilizará un registro para alimentar dos lotes, debiendo quedar instalado en el límite de ambos predios.
- 8- Donde no existan equipo y/o accesorios, se debe dejar excedente de cable de una longitud igual al perímetro del pozo de visita.
- 9- Debe instalarse soportería en los cables en cada uno de los pozos o registros.
- 10- En los casos de cruces de avenidas o calles, se deberá dejar un ducto de reserva por cada uno de los circuitos.

## ZONIFICACIÓN DE INSTALACIONES

Debe existir una coordinación entre los diferentes sectores que utilizan el suelo para un mejor aprovechamiento de este. Actualmente se está trabajando en los registros computarizados de las diferentes instalaciones subterráneas como Teléfonos, PEMEX, Energía Eléctrica, Drenaje, Agua Potable, etc.

Mientras se delimitan las áreas se propone lo siguiente:

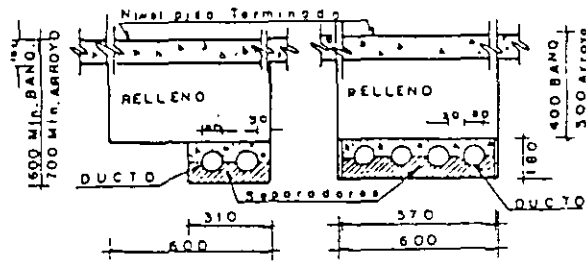
### ZONIFICACIÓN DE INSTALACIONES EN BANQUETA





# ANEXOS

## BANCO DE DUCTOS en BT 2 Vidas $\frac{1}{2}$ NORMA. en BT 4 Vidas (4.0404)



## en BT 4 Vidas $\frac{1}{2}$ NORMA (4.0404) FLEXIBLE $\phi$ 88.9

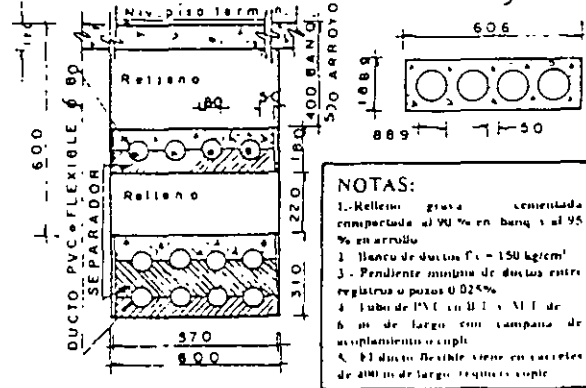


FIGURA 8

## TABLETA PARA TRs. T/PEDESTAL DRS.

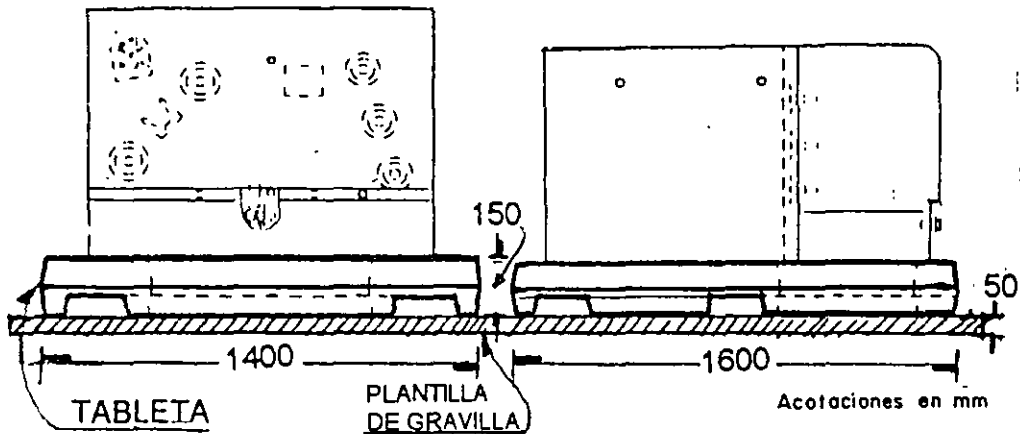


FIGURA 9

# ANEXOS

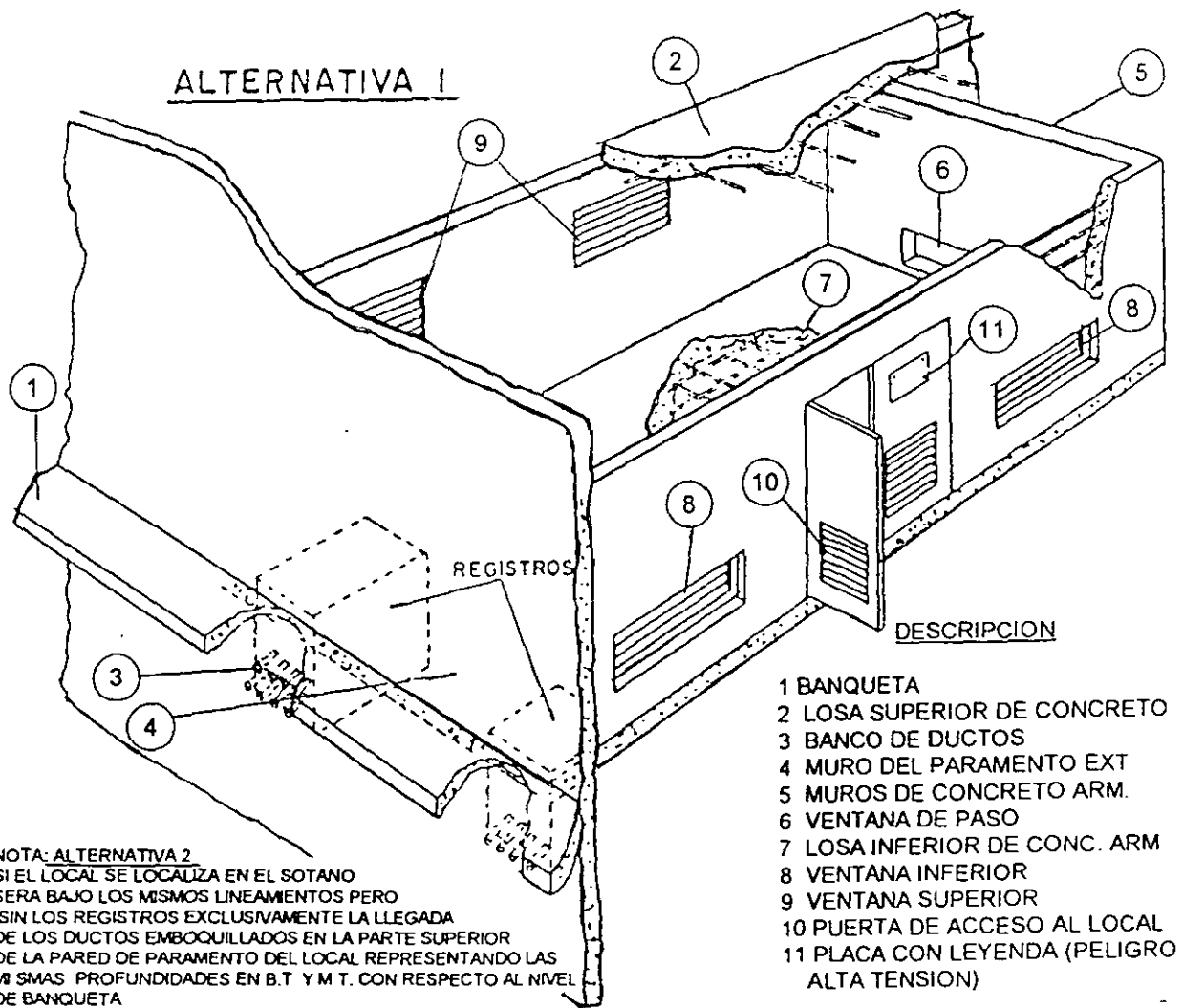


FIGURA 7

# ANEXOS

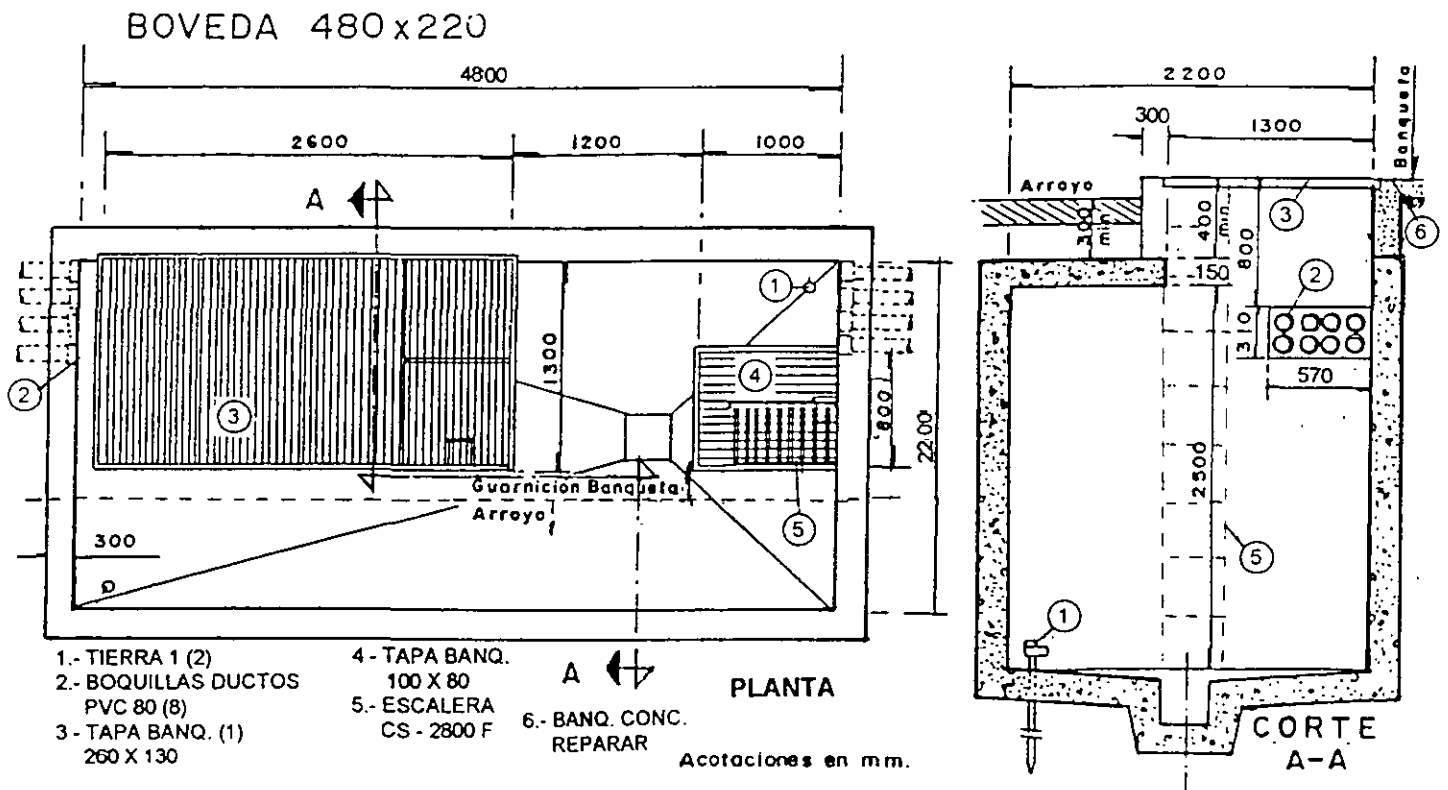


FIGURA 6

# ANEXOS

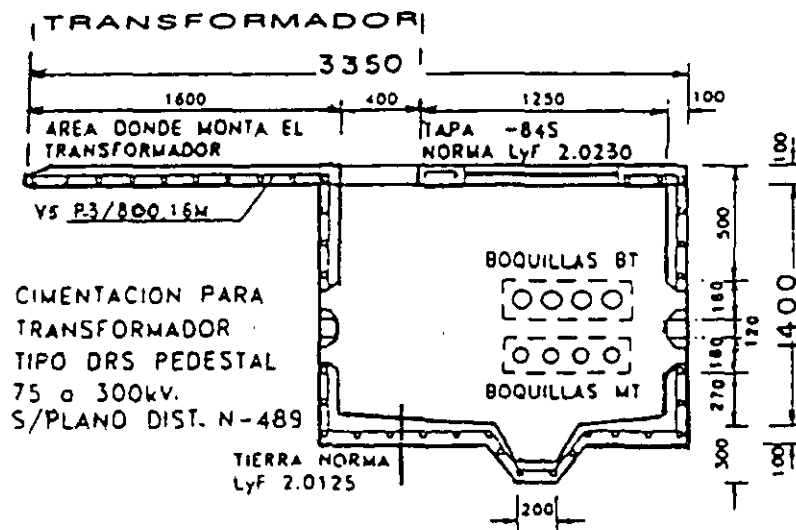


FIGURA 4

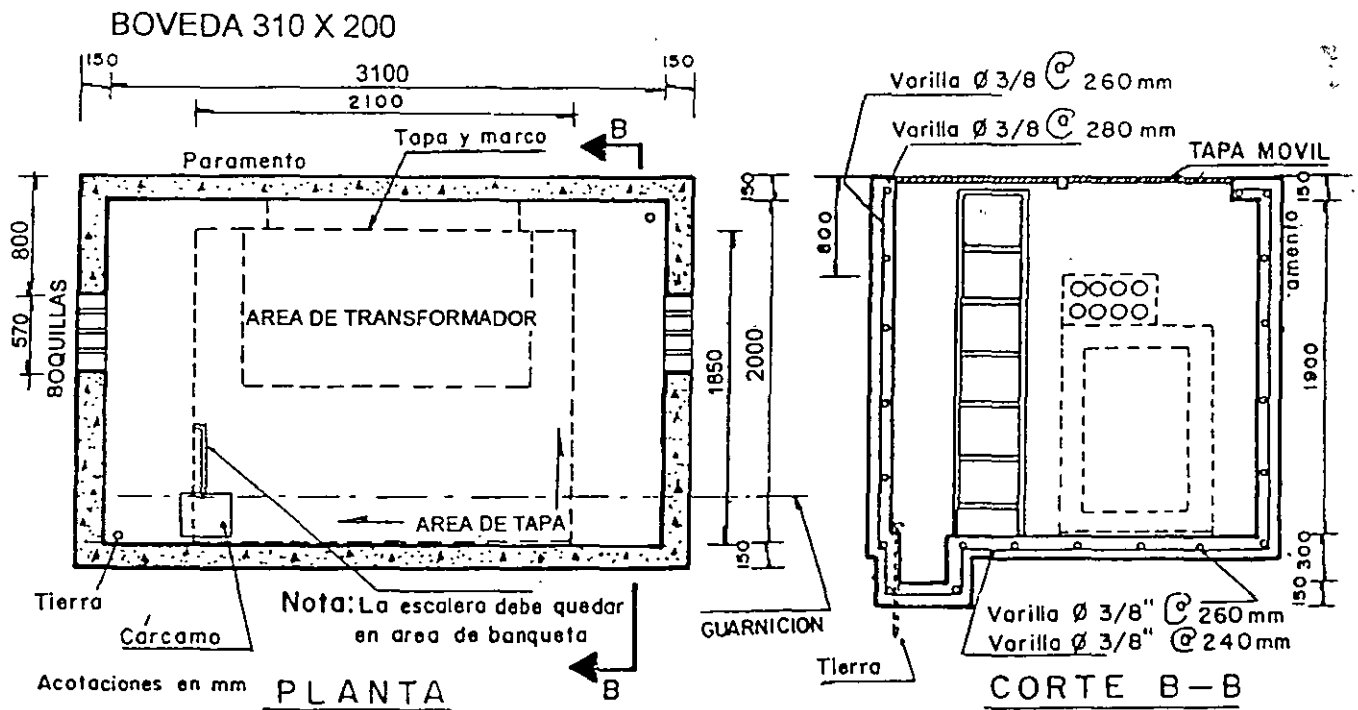


FIGURA 5

# ANEXOS

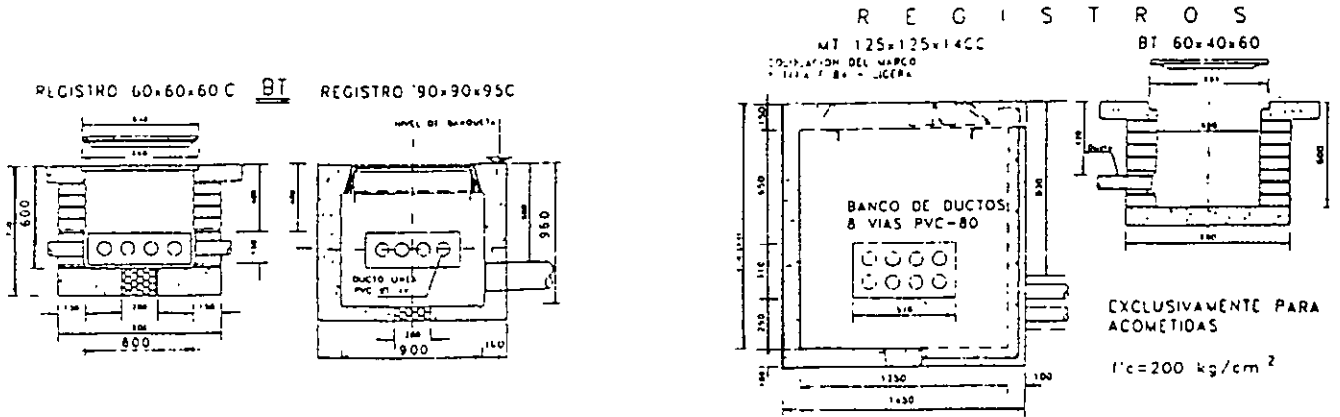


FIGURA 1

FIGURA 2

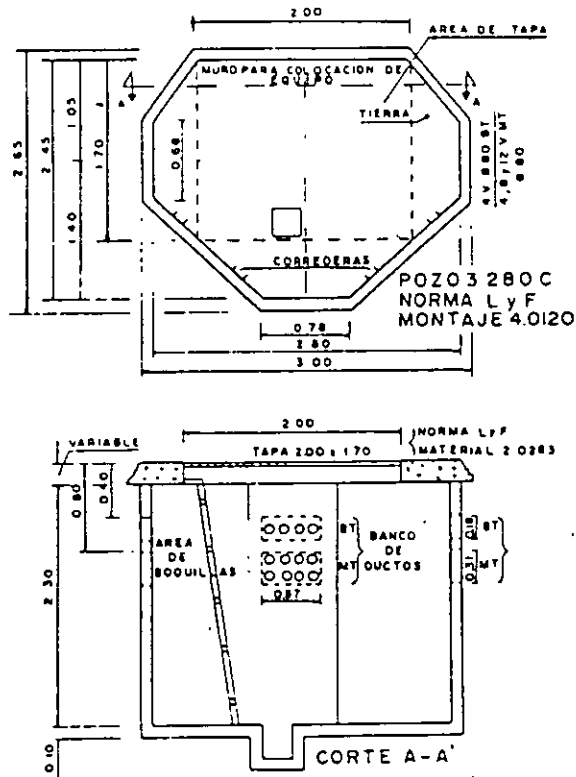
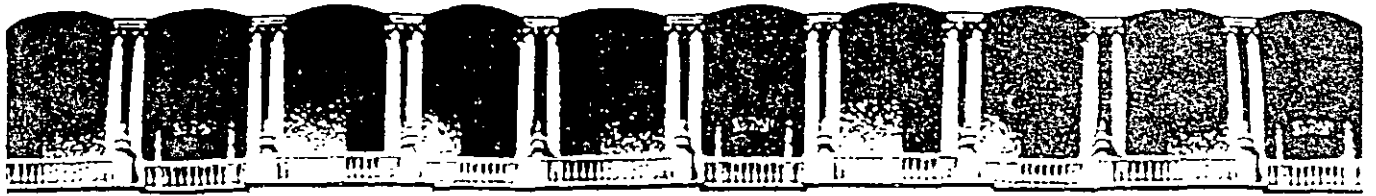


FIGURA 3



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.  
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**CURSOS ABIERTOS**

**SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

**TEMA**

**EDIFICIOS VERTICALES**

**EXPOSITOR: ING. ERNESTO A. NIÑO SOLÍS  
PALACIO DE MINERIA  
AGOSTO 2000**

# ***SISTEMAS DE DISTRIBUCION VERTICALES***

*Ing. José Socorro Alonso Juan de Dios*  
*Ing. Ernesto A. Niño S.*  
*Ing. Enrique Valencia M.*

*Luz y Fuerza del Centro*  
*Luz y Fuerza del Centro*  
*Luz y Fuerza del Centro*

## ***1. – ANTECEDENTES***

El crecimiento económico de la Ciudad de México, aunado en el incremento en el costo de los terrenos ha generado la necesidad de aprovechar al máximo el área de los mismos, con el consiguiente aumento en las construcciones de edificios “altos”. Esto trae consigo el requerimiento de grandes cantidades de energía eléctrica, además de otros servicios.

Generalmente, el suministro de energía eléctrica a estas edificaciones se ha realizado mediante la instalación de uno ó más transformadores de distribución y de la concentración de medidores correspondiente en el interior de locales cedidos por el usuario a esta empresa para tal efecto (instalados normalmente en planta baja o sótano).

La aplicación de la solución anterior, a medida que aumentan el tamaño del edificio, su carga y el numero de consumidores ha permitido la aparición de problemas tales como: sobrecargas, variaciones de tensión, mala regulación y poca flexibilidad de operación, que si bien no son problemas imputables a las compañías suministradoras de energía eléctrica si tienen consecuencias negativas en la calidad de la misma.

Una de las políticas seguidas por esta empresa, a fin de cumplir eficazmente con nuestra misión, es instalar las fuentes para el suministro de energía eléctrica lo más cercanas posibles al centro de carga o consumo. Esto no había significado problemas fuertes para la compañía suministradora, hasta que se inician los desarrollos de centros comerciales y/o de oficinas en edificaciones verticales de gran tamaño. Para una solución que brinde calidad en el suministro de energía eléctrica a este tipo de usuarios, se requiere instalar transformadores de distribución (subestaciones de MT/BT) en diferentes niveles del edificio así como redes verticales de media y baja tensión, a fin de mantener el servicio acorde con las políticas de la empresa.

## **2. - ALTERNATIVAS DE SUMINISTRO**

La seguridad en el suministro de energía eléctrica a los usuarios siempre será un factor importante que nos definirá la manera en que habrá de alimentarse una gran concentración de carga.

La estructura del sistema de distribución en el interior de un edificio dependerá sobre todo de las características de la carga, la configuración del edificio, el grado de confiabilidad y la calidad de servicio que se requiera.

Las alternativas de alimentación de energía eléctrica para un edificio deberán ser analizadas tomando en cuenta, entre otros factores, los siguientes:

- Zona geográfica (sistema aéreo ó sistema subterráneo).
- Tipo y magnitud de la carga.
- Tensión de suministro.
- Nivel de cortocircuito.
- Confiabilidad.
- Arquitectura del inmueble. (área construida, niveles, etc.).
- Medición (tarifas).
- Costos.

Las estructuras normalizadas que se utilizan frecuentemente para este tipo de servicios son:

- a). - Radial.
- b).- Anillo abierto.
- c).- Derivación doble.
- d).- Mancha de red.

Cada uno de estos sistemas presenta características definidas, las cuales se describen enseguida.



### **2.a. - Sistema Radial**

La estructura de alimentación radial, (figuras 2 y 2 A) aérea o subterránea a un servicio de este tipo es obviamente la menos compleja pero también es la menos confiable ya que debido a una falla en cualquier componente del sistema de alimentación primaria, afectará a todos los consumidores ligados al mismo, los cuales quedarán sin servicio hasta que se localice y sea reparada la misma. Por tanto este sistema solamente se aplicará a servicios que no requieran gran continuidad.

### **2. b.- Sistema en anillo abierto**

Este diseño (figura 3) ha sido empleado intensamente para alimentar cargas comerciales y pequeñas cargas industriales importantes. Consta de dos alimentadores radiales que se unen en un desconectador normalmente abierto. Una falla en un componente de la red primaria puede ser seccionada o aislada en forma manual y restablecer el servicio mediante la operación del desconectador ubicado en el punto normalmente abierto.

### **2. c.- Sistema en derivación doble**

En este diseño, (figura 4) dos circuitos de media tensión independientes se llevan al centro de carga y se conectan al transformador por medio de un dispositivo automático de transferencia. Uno de los circuitos recibe el nombre de preferente y el otro se conoce como alimentador emergente.

Esta es una estructura que proporciona un alto grado de confiabilidad en el servicio, ya que cuando un alimentador queda fuera de servicio, el otro llevará el total de la carga, mediante el cambio automático de alimentación a través de los interruptores de transferencia.

### **2. d.- Mancha de red**

Este sistema (figura 5) es una de los más flexibles y confiables que existen. Su empleo se restringe a zonas de densidad de carga elevada, en las que ya se tiene una red automática subterránea implantada. Esta alternativa requiere para su implantación de un mínimo de dos

alimentadores a los que se conectarán los transformadores de distribución y sus respectivos protectores de red, los cuales alimentarán un bus secundario común, energizado permanentemente.

### **3. - ANALISIS DE COSTO-CONFIABILIDAD**

Cada uno de los sistemas descritos tendrán un costo relativo a la importancia y la naturaleza de la carga por alimentar. Para escoger la mejor alternativa, se requerirá de un análisis técnico-económico detallado de los diversos sistemas compatibles al servicio deseado. Cada uno de los arreglos tiene una confiabilidad característica, que combinada con el costo permitirá seleccionar la estructura mas adecuada según las necesidades.

### **4. - REQUERIMIENTOS PARA LA CONSTRUCCION DE LA RED**

En los casos de servicios contratados en baja tensión, es responsabilidad de la compañía suministradora, efectuar todos los trabajos relacionados con el proyecto, instalación, mantenimiento y operación de la red de distribución vertical en media tensión, las subestaciones instaladas en el interior del edificio, los circuitos alimentadores en baja tensión, los equipos de medición y concentraciones propiedad de la misma.

El usuario tendrá la obligación de cumplir con los requisitos que la compañía suministradora le especifique, siendo algunos de ellos los siguientes:

- a). - Nombrar un representante legal.
- b).- Accesos libres para la instalación y mantenimiento del equipo.
- c).- Espacios adecuados para:
  - 1. - Locales de subestacion, equipos de protección ó seccionamiento.
  - 2.- Trayectoria de circuitos de media y baja tensión.
  - 3.- Equipos de medición.
  - 4.- Equipo de control y comunicaciones.
- d). - Equipo contra incendio.
- e).- Seguro contra daños.

#### **4.a. - REPRESENTANTE LEGAL DEL USUARIO**

El propietario del edificio deberá nombrar un representante legal con el que la compañía suministradora acordará y coordinará los trabajos correspondientes a la ejecución del proyecto y construcción de la red.

#### **4.b. - ACCESO PARA EL EQUIPO**

El propietario del inmueble o su representante legal, tendrán la obligación de proporcionar todas las facilidades para el transporte adecuado del equipo mediante su instalación, retiro o reemplazo, tanto en forma horizontal como verticalmente, durante las 24 horas del día y durante los 365 días del año.

**Transporte horizontal.**- Este lo realizará personal de la compañía suministradora y se hará por medio de rodillos o patines, para lo cual es necesario que el piso por el que se deslice el equipo permita el uso de los mismos. Asimismo, deben existir facilidades para instalar medios de jalado y soporte para su movimiento, siendo indispensables para ello, un ancho mínimo de 2.50 m y una altura libre de 2.40 m como mínimo a lo largo de toda la trayectoria de acceso a los locales de las subestaciones. La losa del piso a lo largo de la misma deberá soportar el peso del mismo.

**Transporte vertical.**- El usuario efectuará con su equipo, personal y bajo su responsabilidad, las maniobras necesarias para subir o bajar desde el nivel de calle hasta los diferentes niveles en que se encuentre ubicadas las subestaciones en el edificio, los materiales y equipos que formaran parte de la red de distribución de energía eléctrica, durante la etapa de construcción. Para tal efecto es necesario contar con un elevador de carga o montacargas de las dimensiones y capacidad acordes con el equipo a instalar en la subestaciones y con un factor de seguridad del 30 %.

#### **4.c.1. - LOCALES PARA SUBESTACIONES**

El usuario estará obligado a proporcionar en el interior del edificio, los espacios para que la compañía suministradora instale las subestaciones de 23.000-220/127 Volts, necesarias para el suministro de energía eléctrica al mismo. Algunas especificaciones se indican a continuación:

**Dimensiones.**- Las dimensiones de los locales para las subestaciones estarán en función del equipo utilizado en el proyecto correspondiente.

**Paredes y piso.**- Las paredes serán de concreto armado con un espesor mínimo de 15 cm, la losa del piso será de concreto armado y calculado para soportar el peso del equipo a instalar.

**Drenaje.**- Por ningún motivo se permitirá que el líquido refrigerante de los transformadores (RTE'mp) pueda dispersarse por la subestacion o fuera de la misma, para tal efecto se deberá instalar en las subestaciones una coladera u otro medio de evacuación hacia un depósito especial de confinamiento, conforme lo establece el capítulo 4 Art. 450-46 de las Normas Oficiales Mexicanas NOM-001-SEMP-94 y la normatividad en materia ambiental.

**Sistemas de tierras.**- El usuario deberá proporcionar en cada subestacion 2 tomas de tierra con cable de cobre desnudo de 250 MCM, cuyo valor de resistencia medida sea menor o igual a 10 Ohm.

#### **4.c.2. - TRAYECTORIA DE CIRCUITOS DE MEDIA Y BAJA TENSION**

Se construirán ductos verticales para la instalación de las redes de media y baja tensión, con dimensiones mínimas de 2.00 m x 40 cm. , con charolas de 35 cm. , debiéndose tener acceso a los mismos en cada piso (figura 6). Estos ductos deberán ser exclusivamente para instalaciones de la compañía suministradora la cual instalará los candados correspondientes.

Las redes de media y baja tensión deberán instalarse en forma independiente entre sí y de otras instalaciones del edificio. De la misma manera, se construirán los pasos de cables necesarios para baja tensión, a fin de comunicar la subestación con las concentraciones de los

equipos de medición, siendo también indispensable construir los ductos requeridos para ligar las subestaciones con el exterior.

#### **4.c.3. - LOCALES PARA EQUIPO DE MEDICION**

El usuario tiene obligación de proporcionar locales para la instalación de equipos de medición correspondientes, cuyas dimensiones quedaran definidas por el numero y tipo de servicios ubicados en una misma concentración. También deberán instalarse sardineles con rejillas tipo *Irving* para protección de los cables de baja tensión.

#### **4.c.4. - ESPACIOS PARA EQUIPO DE CONTROL Y COMUNICACIÓN**

Para facilitar las maniobras de operación de las redes de la red de distribución, el usuario instalara un sistema de comunicación (Interfon) entre los locales de las subestaciones y un teléfono en la parte baja del edificio, exclusivo para el personal de la compañía suministradora.

El usuario debe proporcionar de ser necesario, los espacios para la instalación del equipo de control para operación remota.

#### **4.d. - EQUIPO CONTRA INCENDIO**

El usuario deberá proporcionar e instalar en cada subestación, el equipo contra incendio (tipo ABC) aprobado por el área de Protección Civil de la autoridad correspondiente. El mantenimiento de estos equipos será proporcionado por el propietario del inmueble, haciendo saber a la compañía suministradora el programa del mismo para obtener el acceso a las subestaciones.

#### **4.e. - SEGURO CONTRA DAÑOS**

El usuario contratará por su cuenta un seguro contra daños en bienes y/o personas que pudieran ser ocasionados al propio usuario y/o a terceros por falla de materiales y/o equipos, fallas en las redes de media y baja tensión, equipo de medición, control y comunicación. De la misma manera, el seguro deberá cubrir los daños que sufran las instalaciones propiedad de la compañía suministradora, ya sea por causas fortuitas de cualquier índole o de fuerza mayor.

## ***5. - INSTALACION DE EQUIPOS DE MEDICION***

De acuerdo con el nivel o niveles de tensión solicitados por el propietario del inmueble o su representante legal para la contratación del servicio de energía eléctrica, la compañía suministradora indicará al interesado el tipo o tipos de equipos de medición a utilizarse, así como los requerimientos para su instalación, operación y mantenimiento. El usuario dará todas las facilidades de acceso, previa identificación del personal que en forma periódica realizará la toma de lecturas de los equipos de medición.

## ***6. - RESPONSABILIDAD CIVIL***

La compañía suministradora no se hace responsable por los daños que se puedan ocasionar a los bienes ó personas del inmueble y/o terceros en siniestros por incendio, fuerza mayor ó caso fortuito en las subestaciones eléctricas, así como en las instalaciones accesorias; por lo que el propietario del inmueble o su representante legal libera de toda responsabilidad a la compañía suministradora de los casos antes señalados. Toda vez que el seguro contratado por el propietario del inmueble o su representante legal será el obligado de cubrir dichos daños.

El propietario del inmueble o su representante legal deberá proporcionar a la compañía suministradora una copia del seguro contra incendio del inmueble y otros riesgos, que incluyan las subestaciones eléctricas, las redes de distribución en media y baja tensión y los equipos de medición propiedad de esta dependencia, así como los bienes o personas del inmueble y/o terceros.

## ***7. - FUENTES DE ENERGIA ALTERNA***

En el proyecto de la instalación eléctrica del edificio, debe preverse la instalación de una planta de emergencia de la capacidad adecuada, para alimentar en caso de interrupción por parte del suministrador, los circuitos del elevador de carga, el alumbrado de emergencia y la red de comunicación entre subestaciones instaladas en el interior del edificio.

Adicionalmente se deben de prever las facilidades para la conexión de una planta generadora móvil, para el caso de falla de la planta de emergencia propia del edificio.

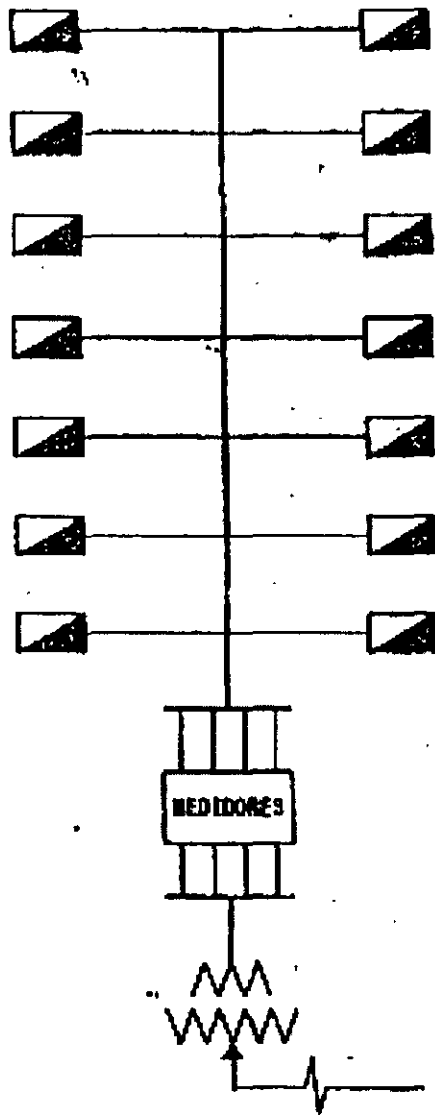
## ***8.- EQUIPOS ELECTRICOS PARA LA INSTALACION DE LAS ESTRUCTURAS***

Con la finalidad de instalar las estructuras eléctricas antes citadas, las compañías suministradoras tienen equipos normalizados como son los gabinetes M23 I ó E (Interior ó Exterior) donde se alojan internamente los Interruptores (I) ó Seccionadores (Q).

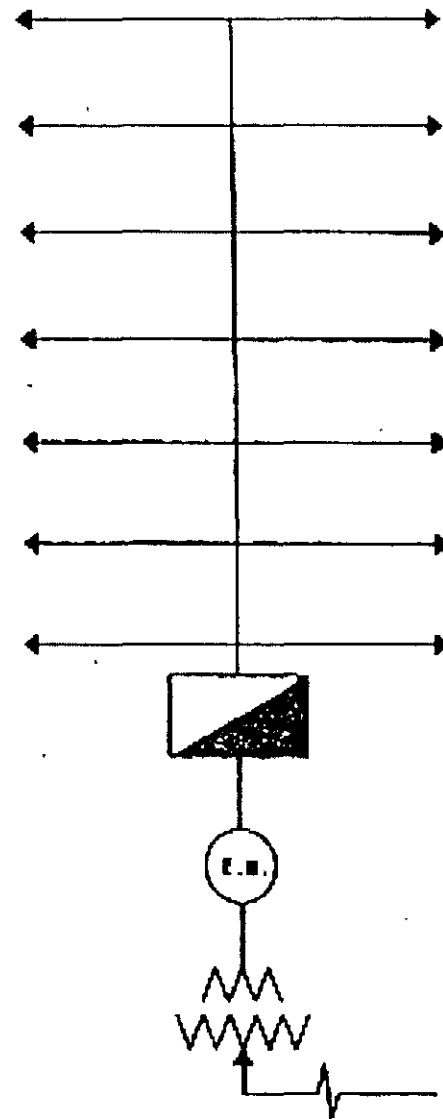
De tal manera que se acoplan los módulos (Secciones) que se requieran para configurar cualquier Sistema Radial, Doble Derivación ó Anillo Abierto, como lo muestran las figuras correspondientes.

**INTERRUPTOR 23.3.600.** - Es un interruptor utilizado para las estructuras subterráneas, instalados en pozos de visita, con el fin de alimentar un servicio y dar continuidad al alimentador, como lo muestra el diagrama unifilar.

**TRANSFORMADOR TRIFASICO DSC POZO.**- Este tipo de transformadores son los ideales para configurar la estructura Anillo Abierto en Fraccionamientos Habitacionales, Industriales y Comerciales, por que tienen integrado internamente dos seccionadores sumergidos en aceite y permite seccionar y dejar un punto abierto para reparar o dar mantenimiento a un tramo de cable ó a un transformador sin interrumpir el resto de los transformadores instalados en el Anillo.



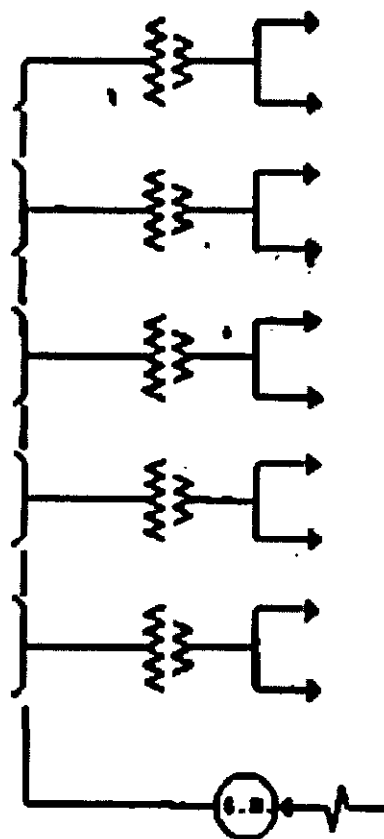
a) Varios usuarios en B.T.



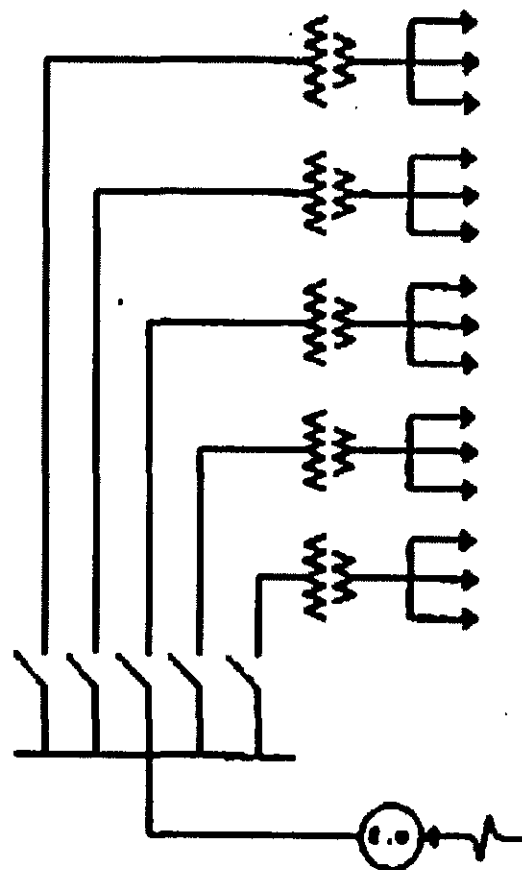
b) Un usuario en M.T. o B.T.

Figura 2.- Sistema Radial para suministro de energía a edificios altos.



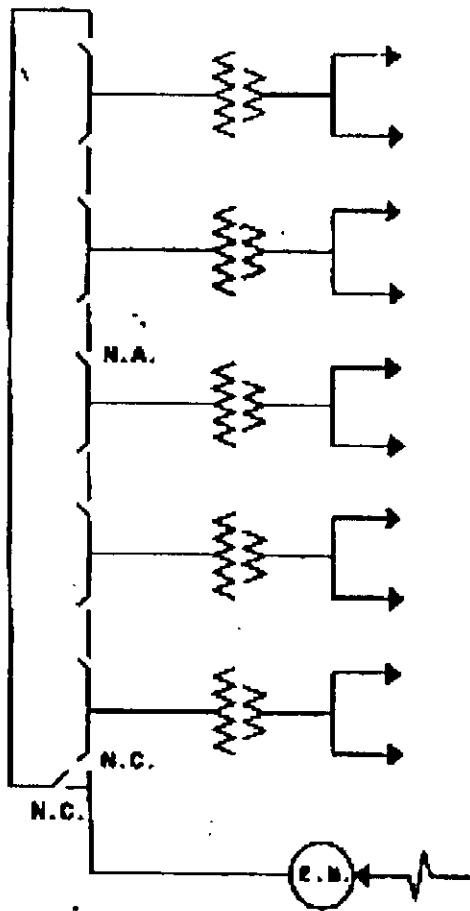


a) Un busbarie en H.T. con transformadores, varios niveles, un cable alimentador.

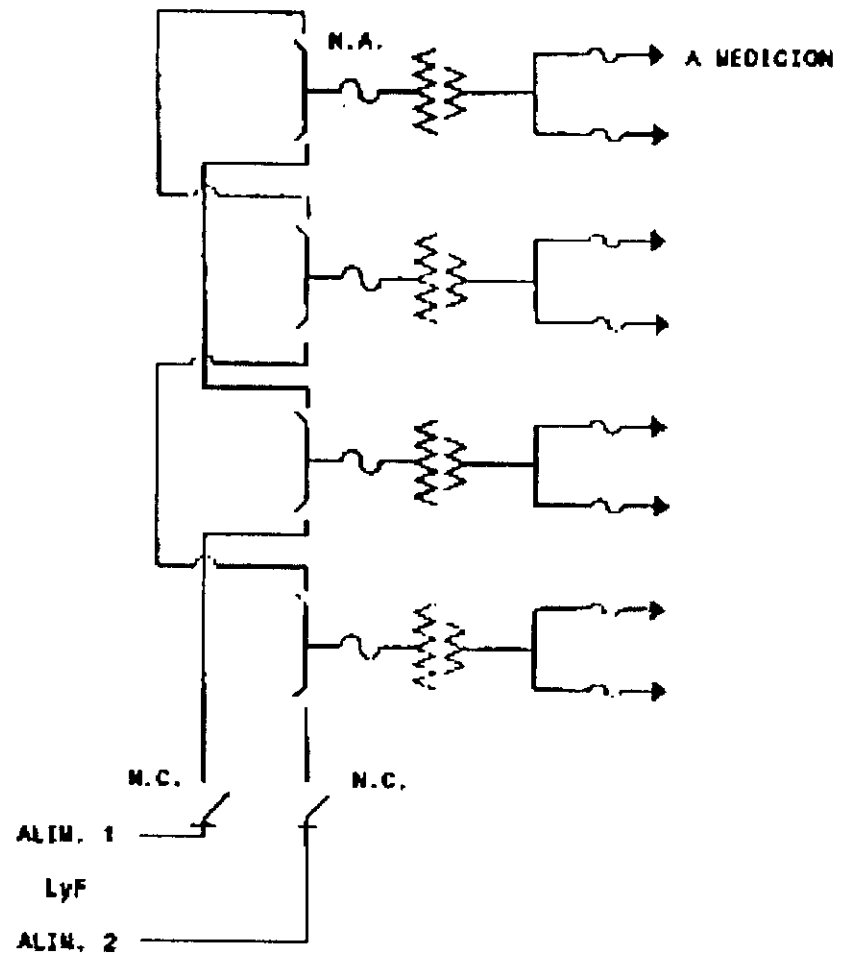


b) Un busbarie en H.T. con transformadores en varios niveles, alimentador radial, varios alimentadores.

Figura 2A.- Sistema radial para suministro de energía a edificios altos.



a) Un usuario en M.T. con transformadores en varios niveles.



b) Varios usuarios en M.T. y en B.T.

Figura 3.- Sistema en anillo para edificios altos.

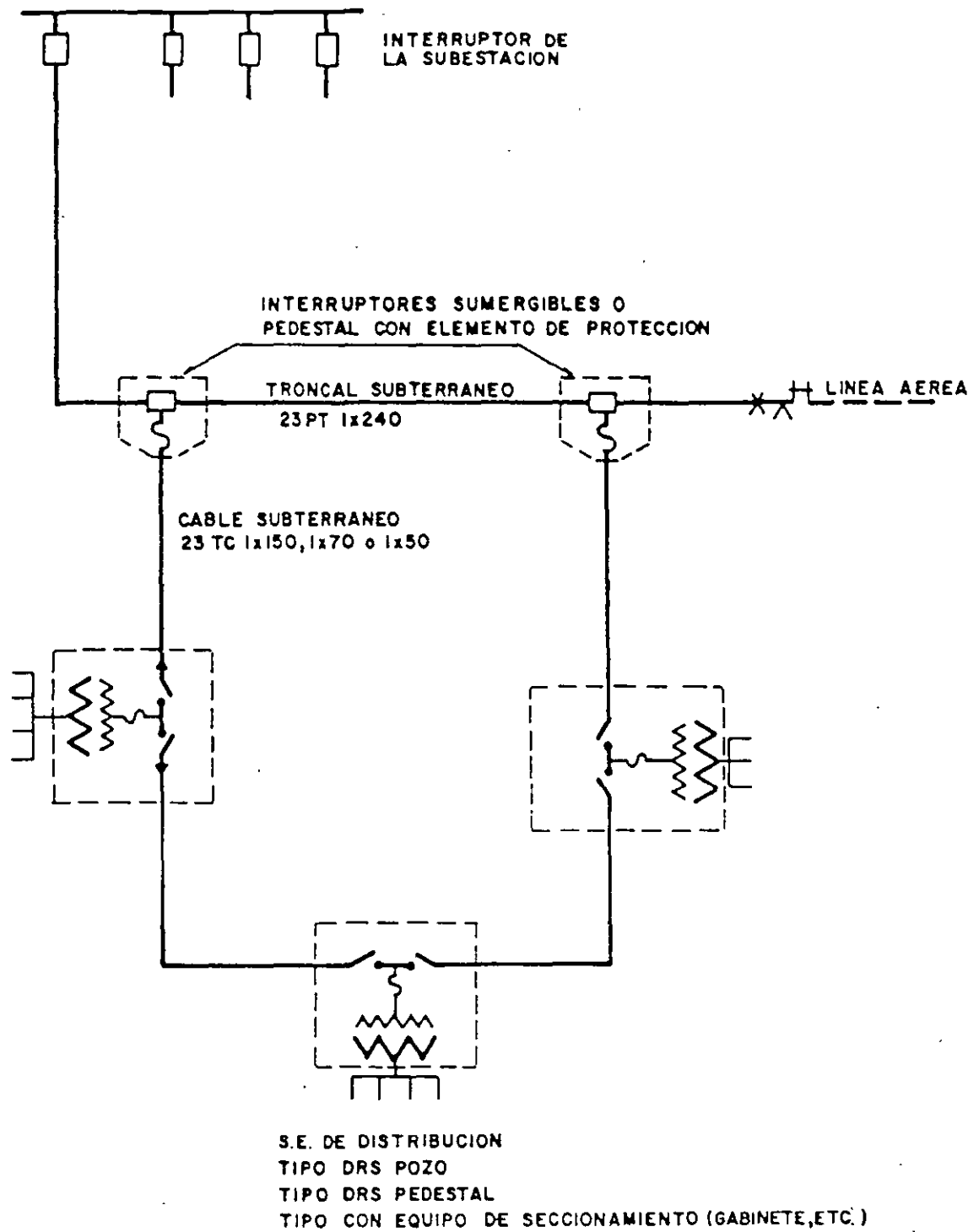
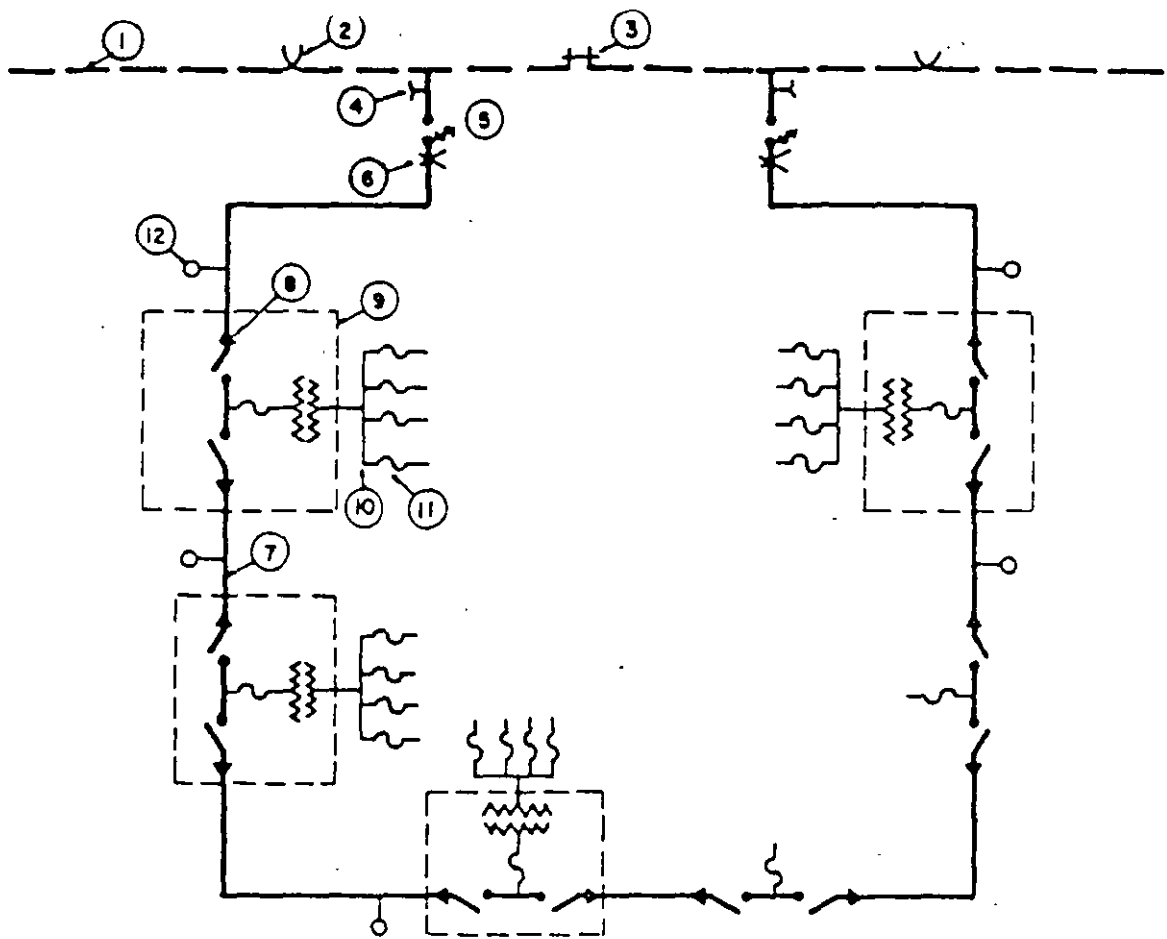


FIGURA 3.- RED EN ANILLO ABIERTO ALIMENTACION SUBTERRANEA



- ① LINEA AEREA DE 23KV
- ② INTERRUPTOR EN AIRE
- ③ CUCHILLAS EN NAVAJAS
- ④ APARTARRAYOS TIPO INTERMEDIO
- ⑤ CORTACIRCUITOS - FUSIBLES DE POTENCIA
- ⑥ TERMINAL 23E TIPO INTEMPERIE CLASE 25KV.
- ⑦ CABLE AISLAMIENTO XLPE TIPO SECO, CLASE 25KV.
- ⑧ TERMINAL TIPO CODO
- ⑨ TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION (TIPO DRS)
- ⑩ BUS DE BAJA TENSION Y CIRCUITOS DERIVADOS
- ⑪ FUSIBLES DE BAJA TENSION
- ⑫ INDICADORES DE FALLA

FIGURA 2.- ESTRUCTURA EN ANILLO CONECTADA A UNA LINEA AEREA

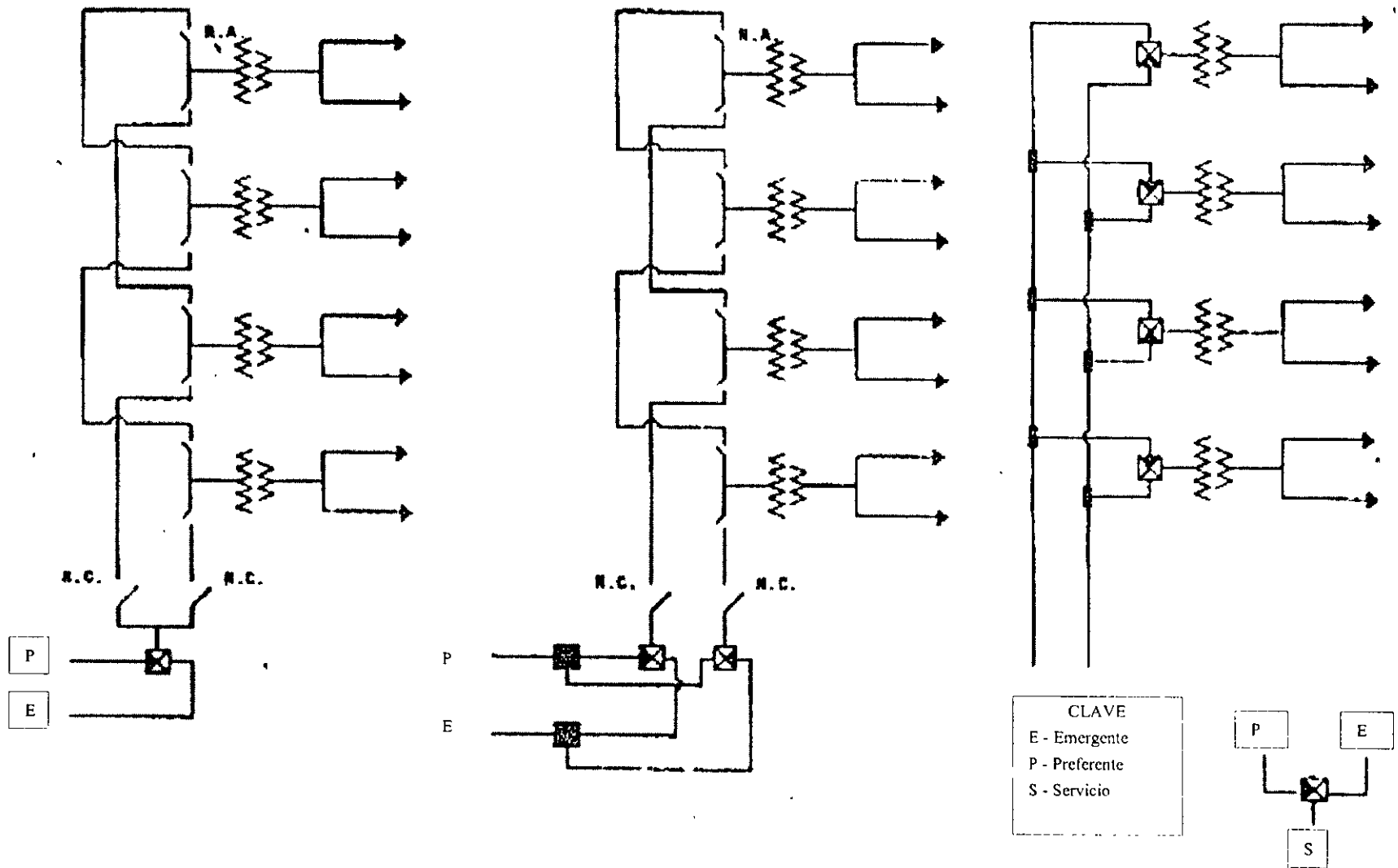
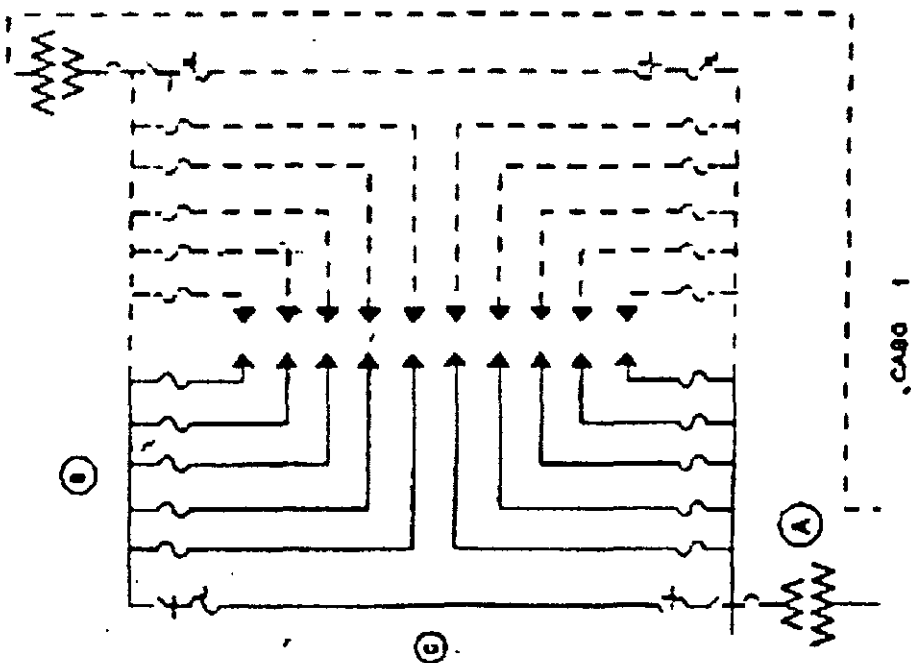
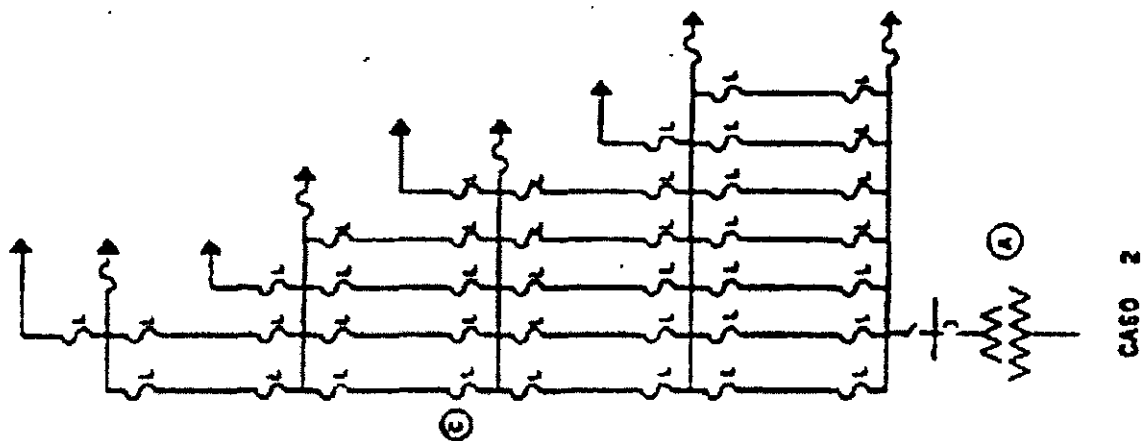
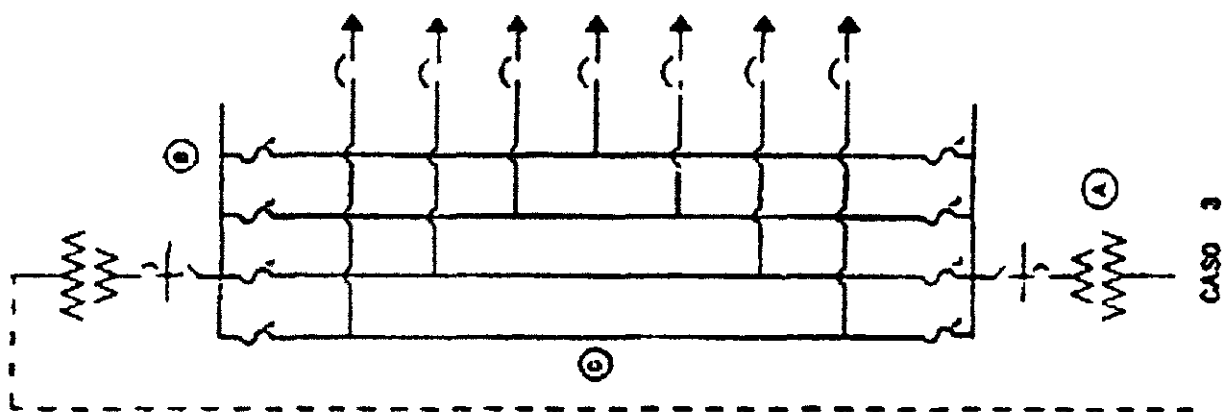


Figura 4.- Sistema en derivación doble para suministro de energía a edificios altos.



- (A) Subestación y bus en la base del edificio
- (B) Bus en la parte superior del edificio
- (C) Malla de baja tensión
- S Fusible limitador
- F Fusible de potencia
- ⌋ Protector de red

Figura 5.: Estructura de una mancha de red automática

protectores de red, los cuales alimentarán un bus secundario común, energizado permanentemente.

### **3. - ANALISIS DE COSTO-CONFIABILIDAD**

Cada uno de los sistemas descritos tendrán un costo relativo a la importancia y la naturaleza de la carga por alimentar. Para escoger la mejor alternativa, se requerirá de un análisis técnico-económico detallado de los diversos sistemas compatibles al servicio deseado. Cada uno de los arreglos tiene una confiabilidad característica, que combinada con el costo permitirá seleccionar la estructura mas adecuada según las necesidades.

### **4. - REQUERIMIENTOS PARA LA CONSTRUCCION DE LA RED**

En los casos de servicios contratados en baja tensión, es responsabilidad de la compañía suministradora, efectuar todos los trabajos relacionados con el proyecto, instalación, mantenimiento y operación de la red de distribución vertical en media tensión, las subestaciones instaladas en el interior del edificio, los circuitos alimentadores en baja tensión, los equipos de medición y concentraciones propiedad de la misma.

El usuario tendrá la obligación de cumplir con los requisitos que la compañía suministradora le especifique, siendo algunos de ellos los siguientes:

- a). - Nombrar un representante legal.
- b).- Accesos libres para la instalación y mantenimiento del equipo.
- c).- Espacios adecuados para:
  - 1. - Locales de subestacion, equipos de protección ó seccionamiento.
  - 2.- Trayectoria de circuitos de media y baja tensión.
  - 3.- Equipos de medición.
  - 4.- Equipo de control y comunicaciones.
- d). - Equipo contra incendio.
- e).- Seguro contra daños.

AREA : 354 DISTRIBUCION CHAPINGO

REQUISICIONES : 0001 A LA 9999  
 STATUS : R-M-C REGISTRADO, MODIFICADO, CANCELADO  
 ORIGEN : N-I NACIONAL, IMPORTADO

NUMERO REQUISICION	NUMERO PARTIDA	CODIGO DE ARTICULO	DESCRIPCION DE ARTICULO	CANTIDAD SOLICITADA	UNI MED	PRECIO	IMPORTE TOTAL	CLASE ARTIC	PART PRES	ST REQ	ORIG BIEN
19983540029	00000001	101191	CUCHILLA 23-601 M 2.0132	21.00	PZ	1680.00	35,280.00	011412	6200	R	N
LUGAR, FECHA Y CANTIDAD DE ENTREGA :				STEXCOC 1999/01		11.00					
				STEXCOC 1999/03		10.00					
TOTAL DE SOLICITUD :						21.00	35,280.00				
19983540030	00000001	102354	ZAPATA CU 4-0	42.00	PZ	39.86	1,674.12	012008	6200	R	N
LUGAR, FECHA Y CANTIDAD DE ENTREGA :				STEXCOC 1999/01		21.00					
				STEXCOC 1999/03		21.00					
19983540030	00000002	102323	ZAPATA C 1/0 CU-2 XZF 10-2	42.00	PZ	33.30	1,398.60	012008	6200	R	N
LUGAR, FECHA Y CANTIDAD DE ENTREGA :				STEXCOC 1999/01		21.00					
				STEXCOC 1999/03		21.00					
TOTAL DE SOLICITUD :						84.00	3,072.72				
19983540031	00000001	100192	CABLE CUD 1/0	12,789.00	KG	22.77	291,205.53	010218	6200	R	N
LUGAR, FECHA Y CANTIDAD DE ENTREGA :				STEXCOC 1999/01		1200.00					
				STEXCOC 1999/02		1200.00					
				STEXCOC 1999/03		1045.00					
				STEXCOC 1999/04		1039.00					
				STEXCOC 1999/05		1038.00					
				STEXCOC 1999/06		1038.00					
				STEXCOC 1999/07		1038.00					
				STEXCOC 1999/08		1038.00					
				STEXCOC 1999/09		1038.00					
				STEXCOC 1999/10		1038.00					
				STEXCOC 1999/11		1038.00					
				STEXCOC 1999/12		1039.00					
19983540031	00000002	100192	CABLE CUD 1/0	6,320.00	KG	22.77	143,906.40	010218	7403	M	N
LUGAR, FECHA Y CANTIDAD DE ENTREGA :				STEXCOC 1999/01		2500.00					
				STEXCOC 1999/03		2500.00					
				STEXCOC 1999/06		1320.00					
19983540031	00000003	100192	CABLE CUD 1/0	20,300.00	KG	22.77	462,231.00	010218	2436	M	N
LUGAR, FECHA Y CANTIDAD DE ENTREGA :				STEXCOC 1999/01		5075.00					
				STEXCOC 1999/03		5075.00					
				STEXCOC 1999/06		5075.00					
				STEXCOC 1999/09		5075.00					
TOTAL DE SOLICITUD :						39,409.00	997,342.93				
19983540032	00000001	100002	ALAMBRE ALD 4	2,550.00	KG	23.10	58,905.00	010202	6200	R	N
LUGAR, FECHA Y CANTIDAD DE ENTREGA :				STEXCOC 1999/01		1000.00					
				STEXCOC 1999/03		500.00					



#### **4.a. - REPRESENTANTE LEGAL DEL USUARIO**

El propietario del edificio deberá nombrar un representante legal con el que la compañía suministradora acordará y coordinará los trabajos correspondientes a la ejecución del proyecto y construcción de la red.

#### **4.b. - ACCESO PARA EL EQUIPO**

El propietario del inmueble o su representante legal, tendrán la obligación de proporcionar todas las facilidades para el transporte adecuado del equipo mediante su instalación, retiro o reemplazo, tanto en forma horizontal como verticalmente, durante las 24 horas del día y durante los 365 días del año.

**Transporte horizontal.**- Este lo realizará personal de la compañía suministradora y se hará por medio de rodillos o patines, para lo cual es necesario que el piso por el que se deslice el equipo permita el uso de los mismos. Asimismo, deben existir facilidades para instalar medios de jalado y soporte para su movimiento, siendo indispensables para ello, un ancho mínimo de 2.50 m y una altura libre de 2.40 m como mínimo a lo largo de toda la trayectoria de acceso a los locales de las subestaciones. La losa del piso a lo largo de la misma deberá soportar el peso del mismo.

**Transporte vertical.**- El usuario efectuará con su equipo, personal y bajo su responsabilidad, las maniobras necesarias para subir o bajar desde el nivel de calle hasta los diferentes niveles en que se encuentre ubicadas las subestaciones en el edificio, los materiales y equipos que formaran parte de la red de distribución de energía eléctrica, durante la etapa de construcción. Para tal efecto es necesario contar con un elevador de carga o montacargas de las dimensiones y capacidad acordes con el equipo a instalar en la subestaciones y con un factor de seguridad del 30 %.

AREA : 354 DISTRIBUCION CHAPINGO

REQUISICIONES : 0001 A LA 9999  
 STATUS : R-M-C REGISTRADO, MODIFICADO, CANCELADO  
 ORIGEN : N-I NACIONAL, IMPORTADO

NUMERO REQUISICION	NUMERO PARTIDA	CODIGO DE ARTICULO	DESCRIPCION DE ARTICULO	CANTIDAD SOLICITADA	UNI MED	PRECIO	IMPORTE TOTAL	CLASE ARTIC	PART PRES	ST REQ	ORIG BIEN
			STEXCOC 1999/06	49.00							
19983540022	00000008	101399	POSTE CR 6 N20110	26.00	PZ	526.14	13,679.64	011604	243F	M	N
LUGAR, FECHA Y CANTIDAD DE ENTREGA :			STEXCOC 1999/01	9.00							
			STEXCOC 1999/04	8.00							
			STEXCOC 1999/08	9.00							
19983540022	00000009	101400	POSTE CR 9 N20110	206.00	PZ	727.00	149,762.00	011604	243F	M	N
LUGAR, FECHA Y CANTIDAD DE ENTREGA :			STEXCOC 1999/01	18.00							
			STEXCOC 1999/02	18.00							
			STEXCOC 1999/03	17.00							
			STEXCOC 1999/04	17.00							
			STEXCOC 1999/05	17.00							
			STEXCOC 1999/06	17.00							
			STEXCOC 1999/07	17.00							
			STEXCOC 1999/08	17.00							
			STEXCOC 1999/09	17.00							
			STEXCOC 1999/10	17.00							
			STEXCOC 1999/11	17.00							
			STEXCOC 1999/12	17.00							
19983540022	00000010	101396	POSTE CR 12 N20110	105.00	PZ	1249.50	131,197.50	011604	243F	M	N
LUGAR, FECHA Y CANTIDAD DE ENTREGA :			STEXCOC 1999/01	27.00							
			STEXCOC 1999/03	26.00							
			STEXCOC 1999/06	26.00							
			STEXCOC 1999/09	26.00							
19983540022	00000011	101397	POSTE CR 14 E	39.00	PZ	2670.09	104,133.51	011604	243F	M	N
LUGAR, FECHA Y CANTIDAD DE ENTREGA :			STEXCOC 1999/01	10.00							
			STEXCOC 1999/03	10.00							
			STEXCOC 1999/06	10.00							
			STEXCOC 1999/09	9.00							
TOTAL DE SOLICITUD :				1,836.00			2,073,801.59				
19983540023	00000001	101139	APARTARRAYOS OX ZINC 24KV A	128.00	PZ	875.28	112,035.84	011402	6200	M	I
LUGAR, FECHA Y CANTIDAD DE ENTREGA :			STEXCOC 1999/01	32.00							
			STEXCOC 1999/03	32.00							
			STEXCOC 1999/06	32.00							
			STEXCOC 1999/09	32.00							
19983540023	00000002	101139	APARTARRAYOS OX ZINC 24KV A	147.00	PZ	875.28	128,666.16	011402	7403	M	I
LUGAR, FECHA Y CANTIDAD DE ENTREGA :			STEXCOC 1999/01	49.00							
			STEXCOC 1999/03	49.00							
			STEXCOC 1999/06	49.00							
TOTAL DE SOLICITUD :				275.00			240,702.00				
19983540024	00000001	101568	CRUCETA 43 DR N20638	504.00	PZ	138.07	69,587.28	011808	6200	R	N

#### **4.c.1. - LOCALES PARA SUBESTACIONES**

El usuario estará obligado a proporcionar en el interior del edificio, los espacios para que la compañía suministradora instale las subestaciones de 23.000-220/127 Volts, necesarias para el suministro de energía eléctrica al mismo. Algunas especificaciones se indican a continuación:

**Dimensiones.**- Las dimensiones de los locales para las subestaciones estarán en función del equipo utilizado en el proyecto correspondiente.

**Paredes y piso.**- Las paredes serán de concreto armado con un espesor mínimo de 15 cm, la losa del piso será de concreto armado y calculado para soportar el peso del equipo a instalar.

**Drenaje.**- Por ningún motivo se permitirá que el líquido refrigerante de los transformadores (RTE' mp) pueda dispersarse por la subestacion o fuera de la misma, para tal efecto se deberá instalar en las subestaciones una coladera u otro medio de evacuación hacia un depósito especial de confinamiento, conforme lo establece el capítulo 4 Art. 450-46 de las Normas Oficiales Mexicanas NOM-001-SEMP-94 y la normatividad en materia ambiental.

**Sistemas de tierras.**- El usuario deberá proporcionar en cada subestacion 2 tomas de tierra con cable de cobre desnudo de 250 MCM, cuyo valor de resistencia medida sea menor o igual a 10 Ohm.

#### **4.c.2. - TRAYECTORIA DE CIRCUITOS DE MEDIA Y BAJA TENSION**

Se construirán ductos verticales para la instalación de las redes de media y baja tensión, con dimensiones mínimas de 2.00 m x 40 cm. , con charolas de 35 cm. , debiéndose tener acceso a los mismos en cada piso (figura 6). Estos ductos deberán ser exclusivamente para instalaciones de la compañía suministradora la cual instalará los candados correspondientes.

Las redes de media y baja tensión deberán instalarse en forma independiente entre sí y de otras instalaciones del edificio. De la misma manera, se construirán los pasos de cables necesarios para baja tensión, a fin de comunicar la subestación con las concentraciones de los equipos de medición, siendo también indispensable construir los ductos requeridos para ligar las subestaciones con el exterior.

AREA : 354 DISTRIBUCION CHAPINGO

REQUISICIONES : 0001 A LA 9999  
 STATUS : R-M-C REGISTRADO, MODIFICADO, CANCELADO  
 ORIGEN : N-I NACIONAL, IMPORTADO

NUMERO REQUISICION	NUMERO PARTIDA	CODIGO DE ARTICULO	DESCRIPCION DE ARTICULO	CANTIDAD SOLICITADA	UNI MED	PRECIO	IMPORTE TOTAL	CLASE ARTIC	PART PRES	ST REQ	ORIG BIEN
19983540020	00000001	101454	ABRAZADERA 8 BL	1,363.00	PZ	26.77	36,487.51	011802	6200	R	N
LUGAR, FECHA Y CANTIDAD DE ENTREGA :				343.00							
				340.00							
				340.00							
				340.00							
19983540020	00000002	101454	ABRAZADERA 8 BL	686.00	PZ	26.77	18,364.22	011802	7403	M	N
LUGAR, FECHA Y CANTIDAD DE ENTREGA :				350.00							
				336.00							
TOTAL DE SOLICITUD :				2,049.00			54,851.73				
19983540021	00000001	101802	BASTIDOR 84 N20084	678.00	PZ	91.68	62,159.04	011828	6200	R	N
LUGAR, FECHA Y CANTIDAD DE ENTREGA :				226.00							
				226.00							
				226.00							
19983540021	00000002	101802	BASTIDOR 84 N20084	346.00	PZ	91.68	31,721.28	011828	7403	M	N
LUGAR, FECHA Y CANTIDAD DE ENTREGA :				176.00							
				170.00							
19983540021	00000003	101802	BASTIDOR 84 N20084	541.00	PZ	91.68	49,598.88	011828	2334	M	N
LUGAR, FECHA Y CANTIDAD DE ENTREGA :				135.00							
				136.00							
				135.00							
				135.00							
TOTAL DE SOLICITUD :				1,565.00			143,479.20				
19983540022	00000001	101402	POSTE SR 12M MODIFICADO	307.00	PZ	1832.86	562,688.02	011604	6200	R	N
LUGAR, FECHA Y CANTIDAD DE ENTREGA :				32.00							
				25.00							
				25.00							
				25.00							
				25.00							
				25.00							
				25.00							
				25.00							
				25.00							
				25.00							
				25.00							
				25.00							
				25.00							
19983540022	00000002	101396	POSTE CR 12 N20110	292.00	PZ	1249.50	364,854.00	011604	6200	R	N
LUGAR, FECHA Y CANTIDAD DE ENTREGA :				28.00							
				24.00							
				24.00							
				24.00							

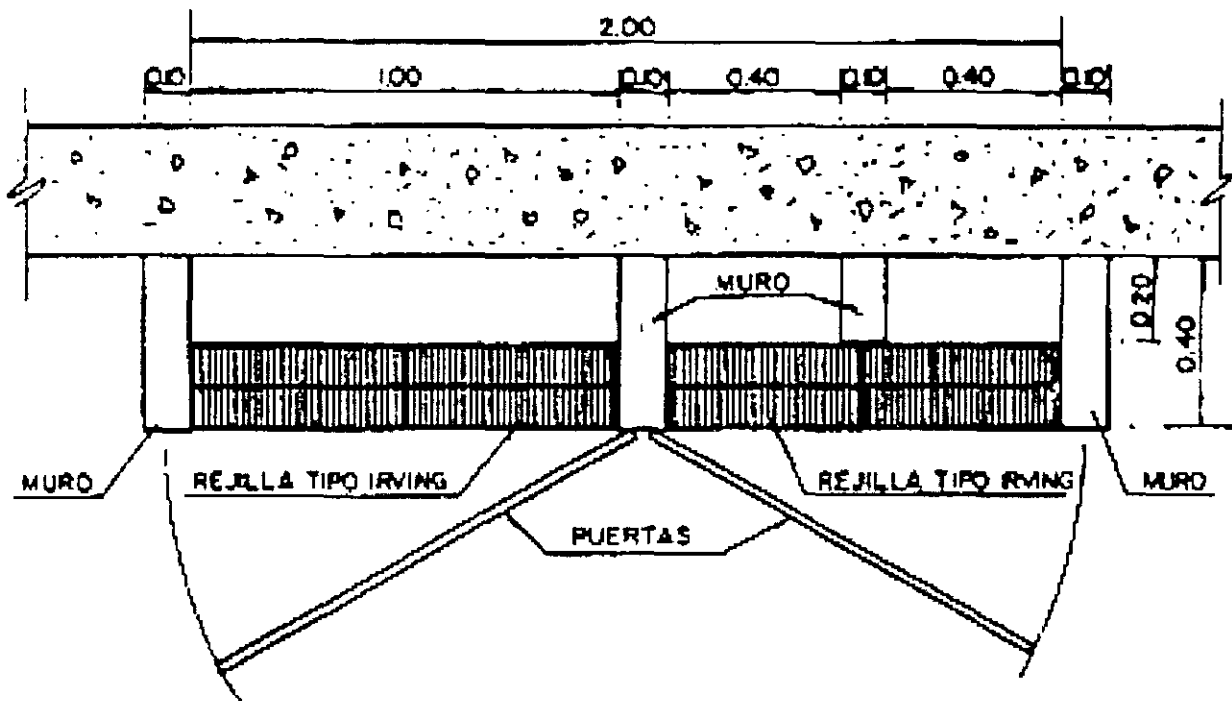


FIGURA 6.- DUCTOS VERTICALES PARA LA TORRE

#### **4.c.3. - LOCALES PARA EQUIPO DE MEDICION**

El usuario tiene obligación de proporcionar locales para la instalación de equipos de medición correspondientes, cuyas dimensiones quedaran definidas por el numero y tipo de servicios ubicados en una misma concentración. También deberán instalarse sardineles con rejillas tipo Irving para protección de los cables de baja tensión.

3

#### **4.c.4. - ESPACIOS PARA EQUIPO DE CONTROL Y COMUNICACIÓN**

Para facilitar las maniobras de operación de las redes de la red de distribución, el usuario instalara un sistema de comunicación (Interfon) entre los locales de las subestaciones y un teléfono en la parte baja del edificio, exclusivo para el personal de la compañía suministradora.

El usuario debe proporcionar de ser necesario, los espacios para la instalación del equipo de control para operación remota.

#### **4.d. - EQUIPO CONTRA INCENDIO**

El usuario deberá proporcionar e instalar en cada subestación, el equipo contra incendio (tipo ABC) aprobado por el área de Protección Civil de la autoridad correspondiente. El mantenimiento de estos equipos será proporcionado por el propietario del inmueble, haciendo saber a la compañía suministradora el programa del mismo para obtener el acceso a las subestaciones.

#### **4.e. - SEGURO CONTRA DAÑOS**

El usuario contratará por su cuenta un seguro contra daños en bienes y/o personas que pudieran ser ocasionados al propio usuario y/o a terceros por falla de materiales y/o equipos, fallas en las redes de media y baja tensión, equipo de medición, control y comunicación. De la misma manera, el seguro deberá cubrir los daños que sufran las instalaciones propiedad de la compañía suministradora, ya sea por causas fortuitas de cualquier índole o de fuerza mayor.

AREA : 354 DISTRIBUCION CHAPINGO

REQUISICIONES : 0001 A LA 9999  
 STATUS : R-M-C REGISTRADO, MODIFICADO, CANCELADO  
 ORIGEN : N-I NACIONAL, IMPORTADO

NUMERO REQUISICION	NUMERO PARTIDA	CODIGO DE ARTICULO	DESCRIPCION DE ARTICULO	CANTIDAD SOLICITADA	UNI MED	PRECIO	IMPORTE TOTAL	CLASE ARTIC	PART PRES	ST REQ	ORIG BIEN
983540013	00000002	102442	STEXCOC 1999/09 AISLADOR A56 2	400.00							
			STEXCOC 1999/01	441.00	PZ	88.09	38,847.69	012404	7403	M	N
			STEXCOC 1999/03	221.00							
				220.00							
983540013	00000003	102442	STEXCOC 1999/09 AISLADOR A56 2	3,587.00	PZ	88.09	315,978.83	012404	243H	M	N
			STEXCOC 1999/01	897.00							
			STEXCOC 1999/03	897.00							
			STEXCOC 1999/06	897.00							
			STEXCOC 1999/09	896.00							
TOTAL DE SOLICITUD :				5,921.00			521,580.89				
3540014	00000001	101610	STEXCOC 1999/01 DADO 46 N20133	1,049.00	PZ	16.07	16,857.43	011810	6200	R	N
			STEXCOC 1999/03	549.00							
				500.00							
3540014	00000002	101612	STEXCOC 1999/01 DADO 47 N20133	395.00	PZ	22.10	8,729.50	011810	6200	R	N
			STEXCOC 1999/04	200.00							
				195.00							
3540014	00000003	101610	STEXCOC 1999/01 DADO 46 N20133	147.00	PZ	16.07	2,362.29	011810	7403	M	N
			STEXCOC 1999/01	147.00							
3540014	00000004	101612	STEXCOC 1999/01 DADO 47 N20133	245.00	PZ	22.10	5,414.50	011810	7403	M	N
			STEXCOC 1999/01	245.00							
3540014	00000005	101610	STEXCOC 1999/01 DADO 46 N20133	216.00	PZ	16.07	3,471.12	011810	233R	M	N
			STEXCOC 1999/01	116.00							
			STEXCOC 1999/04	100.00							
3540014	00000006	101612	STEXCOC 1999/01 DADO 47 N20133	93.00	PZ	22.10	2,055.30	011810	233R	M	N
			STEXCOC 1999/01	47.00							
			STEXCOC 1999/04	46.00							
TOTAL DE SOLICITUD :				2,145.00			38,890.14				
3540015	00000001	101138	STEXCOC 1999/01 APARTARRAYOS OX ZINC 24KV A	1,852.00	PZ	353.53	654,737.56	011402	6200	M	I
			STEXCOC 1999/03	463.00							
			STEXCOC 1999/06	463.00							
			STEXCOC 1999/09	463.00							
TOTAL DE SOLICITUD :				1,852.00			654,737.56				
3540016	00000001	102707	STEXCOC 1999/01 PORTAFUSIBLE 23 220	886.00	PZ	25.63	820,108.18	012604	6200	R	N
			STEXCOC 1999/03	300.00							
			STEXCOC 1999/06	300.00							
				286.00							

## **5. - *INSTALACION DE EQUIPOS DE MEDICION***

De acuerdo con el nivel o niveles de tensión solicitados por el propietario del inmueble o su representante legal para la contratación del servicio de energía eléctrica, la compañía suministradora indicará al interesado el tipo o tipos de equipos de medición a utilizarse, así como los requerimientos para su instalación, operación y mantenimiento. El usuario dará todas las facilidades de acceso, previa identificación del personal que en forma periódica realizará la toma de lecturas de los equipos de medición.

## **6. - *RESPONSABILIDAD CIVIL***

La compañía suministradora <sup>no</sup> hace responsable por los daños que se puedan ocasionar a los bienes ó personas del inmueble y/o terceros en siniestros por incendio, fuerza mayor ó caso fortuito en las subestaciones eléctricas, así como en las instalaciones accesorias; por lo que el propietario del inmueble o su representante legal libera de toda responsabilidad a la compañía suministradora de los casos antes señalados. Toda vez que el seguro contratado por el propietario del inmueble o su representante legal será el obligado de cubrir dichos daños.

El propietario del inmueble o su representante legal deberá proporcionar a la compañía suministradora una copia del seguro contra incendio del inmueble y otros riesgos, que incluyan las subestaciones eléctricas, las redes de distribución en media y baja tensión y los equipos de medición propiedad de esta dependencia, así como los bienes o personas del inmueble y/o terceros.

## **7. - *FUENTES DE ENERGIA ALTERNA***

En el proyecto de la instalación eléctrica del edificio, debe preverse la instalación de una planta de emergencia de la capacidad adecuada, para alimentar en caso de interrupción por parte del suministrador, los circuitos del elevador de carga, el alumbrado de emergencia y la red de comunicación entre subestaciones instaladas en el interior del edificio.

Adicionalmente se deben de prever las facilidades para la conexión de una planta generadora móvil, para el caso de falla de la planta de emergencia propia del edificio.



AREA : 354 DISTRIBUCION CHAPINGO

REQUISICIONES : 0001 A LA 9999  
STATUS : R-M-C REGISTRADO, MODIFICADO, CANCELADO  
ORIGEN : N-I NACIONAL, IMPORTADO

NUMERO REQUISICION	NUMERO PARTIDA	CODIGO DE ARTICULO	DESCRIPCION DE ARTICULO	CANTIDAD SOLICITADA	UNI MED	PRECIO	IMPORTE TOTAL	CLASE ARTIC	PART PRES	ST REQ	ORIG BIEN
			STEXCOC 1999/06	69.00							
			STEXCOC 1999/09	67.00							
19983540007	00000009	102754	FUSIBLE K 80	335.00	PZ	25.09	8,405.15	012606	243L	M	N
			LUGAR, FECHA Y CANTIDAD DE ENTREGA : STEXCOC 1999/01	84.00							
			STEXCOC 1999/03	84.00							
			STEXCOC 1999/06	84.00							
			STEXCOC 1999/09	83.00							
19983540007	00000010	102750	FUSIBLE K 6	189.00	PZ	9.66	1,825.74	012606	243L	M	N
			LUGAR, FECHA Y CANTIDAD DE ENTREGA : STEXCOC 1999/01	48.00							
			STEXCOC 1999/03	47.00							
			STEXCOC 1999/06	47.00							
			STEXCOC 1999/09	47.00							
19983540007	00000011	102753	FUSIBLE K 8	76.00	PZ	9.80	744.80	012606	243L	M	N
			LUGAR, FECHA Y CANTIDAD DE ENTREGA : STEXCOC 1999/01	38.00							
			STEXCOC 1999/03	38.00							
19983540007	00000012	102738	FUSIBLE K 12	86.00	PZ	8.42	724.12	012606	243L	M	N
			LUGAR, FECHA Y CANTIDAD DE ENTREGA : STEXCOC 1999/01	30.00							
			STEXCOC 1999/03	30.00							
			STEXCOC 1999/06	26.00							
TOTAL DE SOLICITUD :				3,248.00			40,274.96				
19983540008	00000001	100197	CABLE CUD 4	8,270.00	KG	16.46	136,124.20	010218	6200	R	N
			LUGAR, FECHA Y CANTIDAD DE ENTREGA : STEXCOC 1999/01	2068.00							
			STEXCOC 1999/03	2068.00							
			STEXCOC 1999/06	2067.00							
			STEXCOC 1999/09	2067.00							
19983540008	00000002	100197	CABLE CUD 4	8,490.00	KG	16.46	139,745.40	010218	7403	M	N
			LUGAR, FECHA Y CANTIDAD DE ENTREGA : STEXCOC 1999/01	2500.00							
			STEXCOC 1999/03	2500.00							
			STEXCOC 1999/06	1745.00							
			STEXCOC 1999/09	1745.00							
TOTAL DE SOLICITUD :				16,760.00			275,869.60				
19983540010	00000001	101960	CONECTOR CANAL C 1/0 1/0 CU	598.00	PZ	30.70	18,358.60	012008	6200	R	N
			LUGAR, FECHA Y CANTIDAD DE ENTREGA : STEXCOC 1999/01	598.00							
19983540010	00000002	102334	ZAPATA C-1 1/0	2,576.00	PZ	19.02	48,995.52	012008	6200	R	N
			LUGAR, FECHA Y CANTIDAD DE ENTREGA : STEXCOC 1999/01	650.00							
			STEXCOC 1999/03	650.00							
			STEXCOC 1999/06	638.00							
			STEXCOC 1999/09	638.00							
19983540010	00000003	101960	CONECTOR CANAL C 1/0 1/0 CU	147.00	PZ	30.70	4,512.90	012008	7403	M	N
			LUGAR, FECHA Y CANTIDAD DE ENTREGA : STEXCOC 1999/01	80.00							

## ***8.- EQUIPOS ELECTRICOS PARA LA INSTALACION DE LAS ESTRUCTURAS***

Con la finalidad de instalar las estructuras eléctricas antes citadas, las compañías suministradoras tienen equipos normalizados como son los gabinetes M23 I ó E (Interior ó Exterior) donde se alojan internamente los Interruptores (I) ó Seccionadores (Q).

De tal manera que se acoplan los módulos (Secciones) que se requieran para configurar cualquier Sistema Radial, Doble Derivación ó Anillo Abierto, como lo muestran las figuras correspondientes.

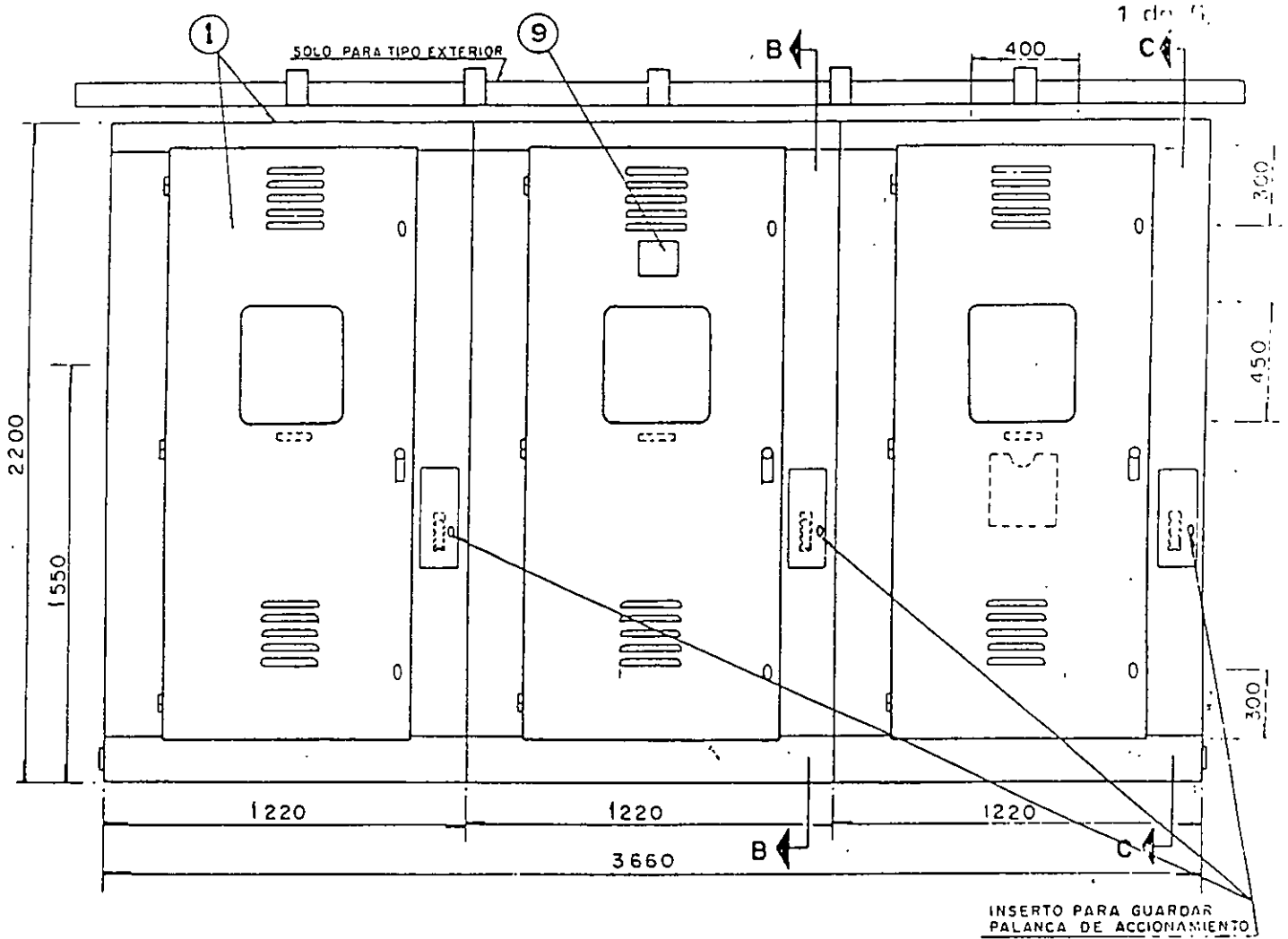
**INTERRUPTOR 23.3.600.** - Es un interruptor utilizado para las estructuras subterráneas, instalados en pozos de visita, con el fin de alimentar un servicio y dar continuidad al alimentador, como lo muestra el diagrama unifilar.

**TRANSFORMADOR TRIFASICO DSC POZO.**- Este tipo de transformadores son los ideales para configurar la estructura Anillo Abierto en Fraccionamientos Habitacionales, Industriales y Comerciales, por que tienen integrado internamente dos seccionadores, sumergidos en aceite y permite seccionar y dejar un punto abierto para reparar o dar mantenimiento a un tramo de cable ó a un transformador sin interrumpir el resto de los transformadores instalados en el Anillo.

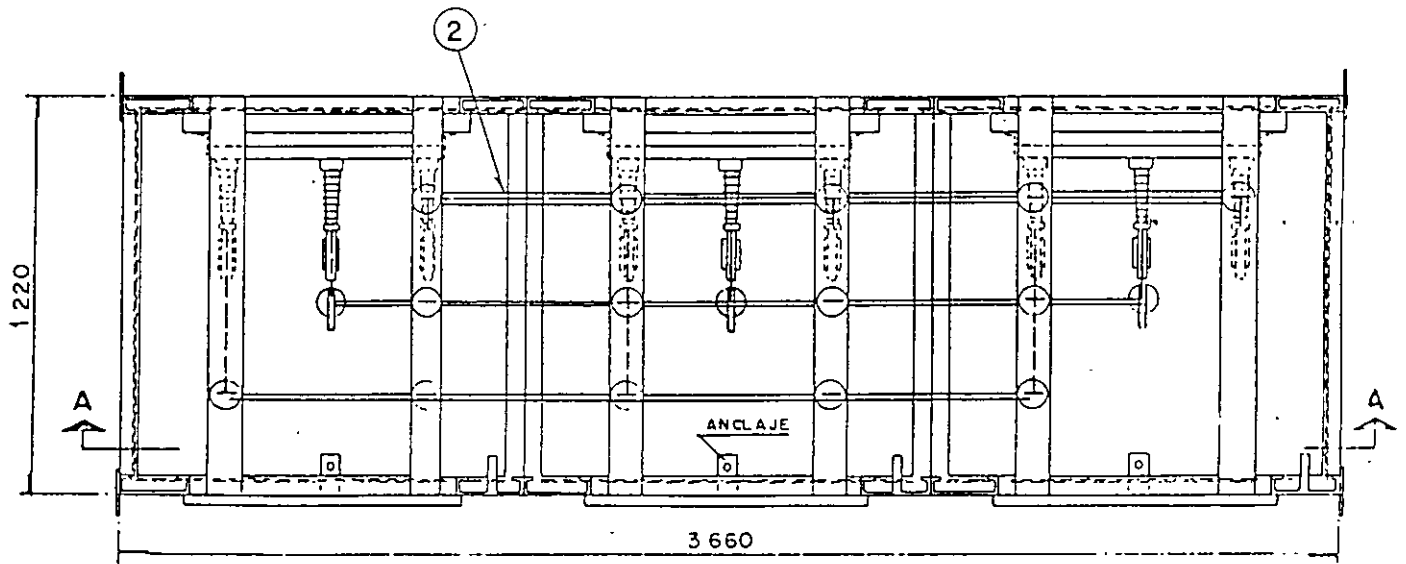


# GABINETE M 23 IoE

NORMAS L y F  
MATERIAL  
2.0530



ELEVACION

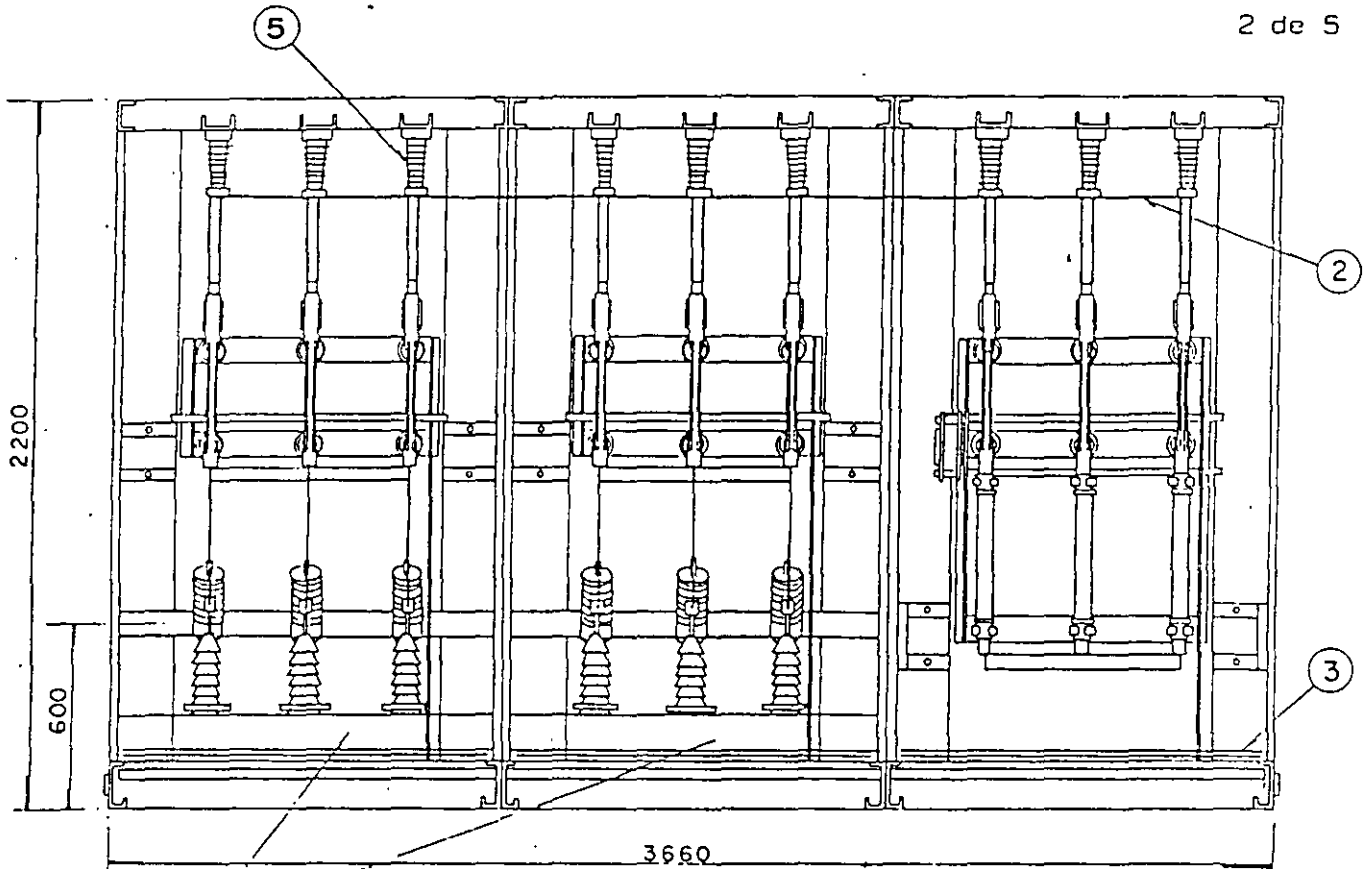


PLANTA

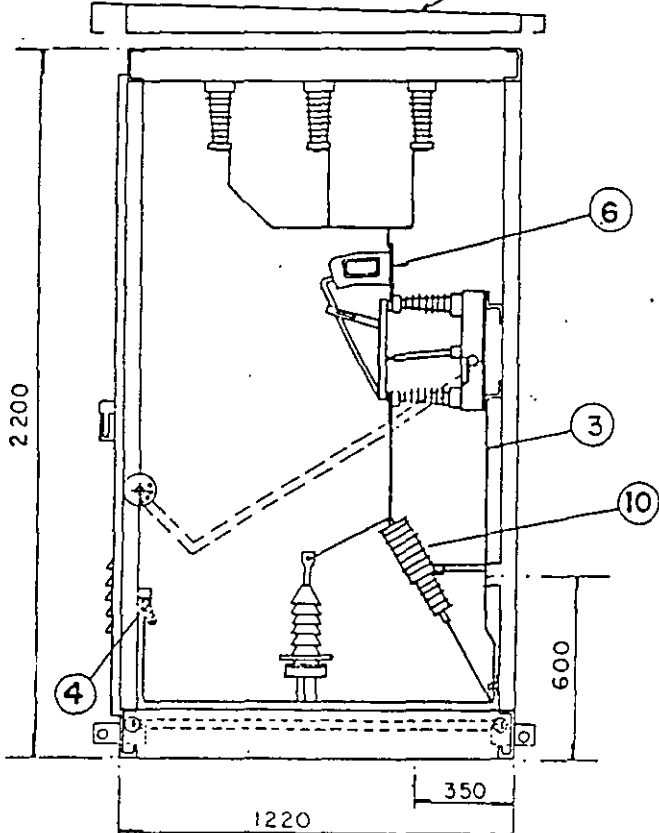
# GABINETE M 23 Ioe

NORMAS Ly F  
MATERIAL  
2.0530

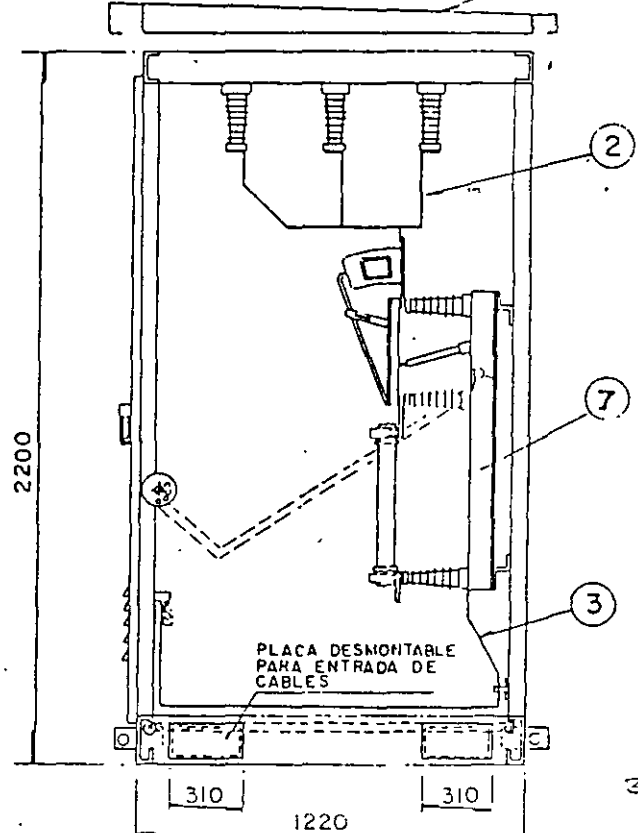
2 de 5



8 PENDIENTE 3% CORTE "A-A" SOLO PARA TIPO EXTERIOR

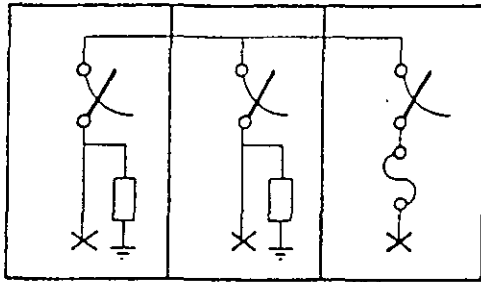


CORTE "B-B"

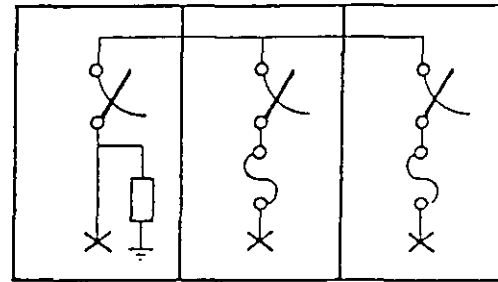


CORTE "C-C"

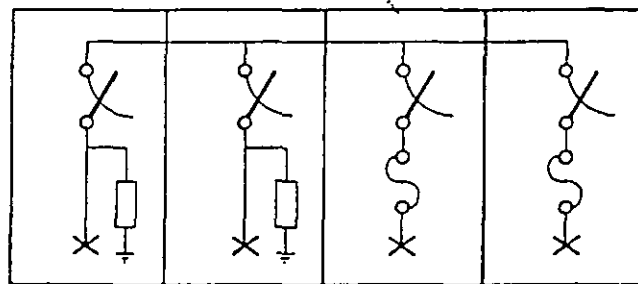
## ARREGLOS MAS USUALES DE GABINETE M 23 I- E



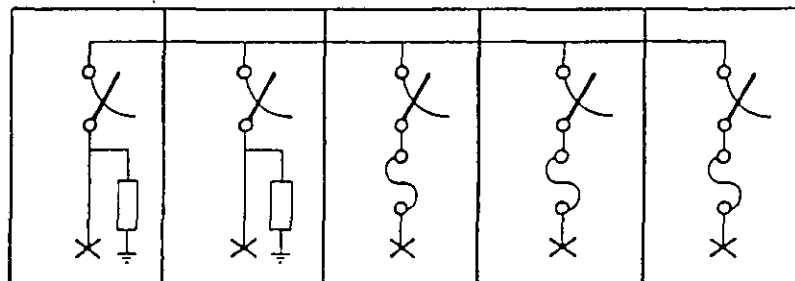
MONTAJE 1 (2QR)



MONTAJE 2 (Q2R)

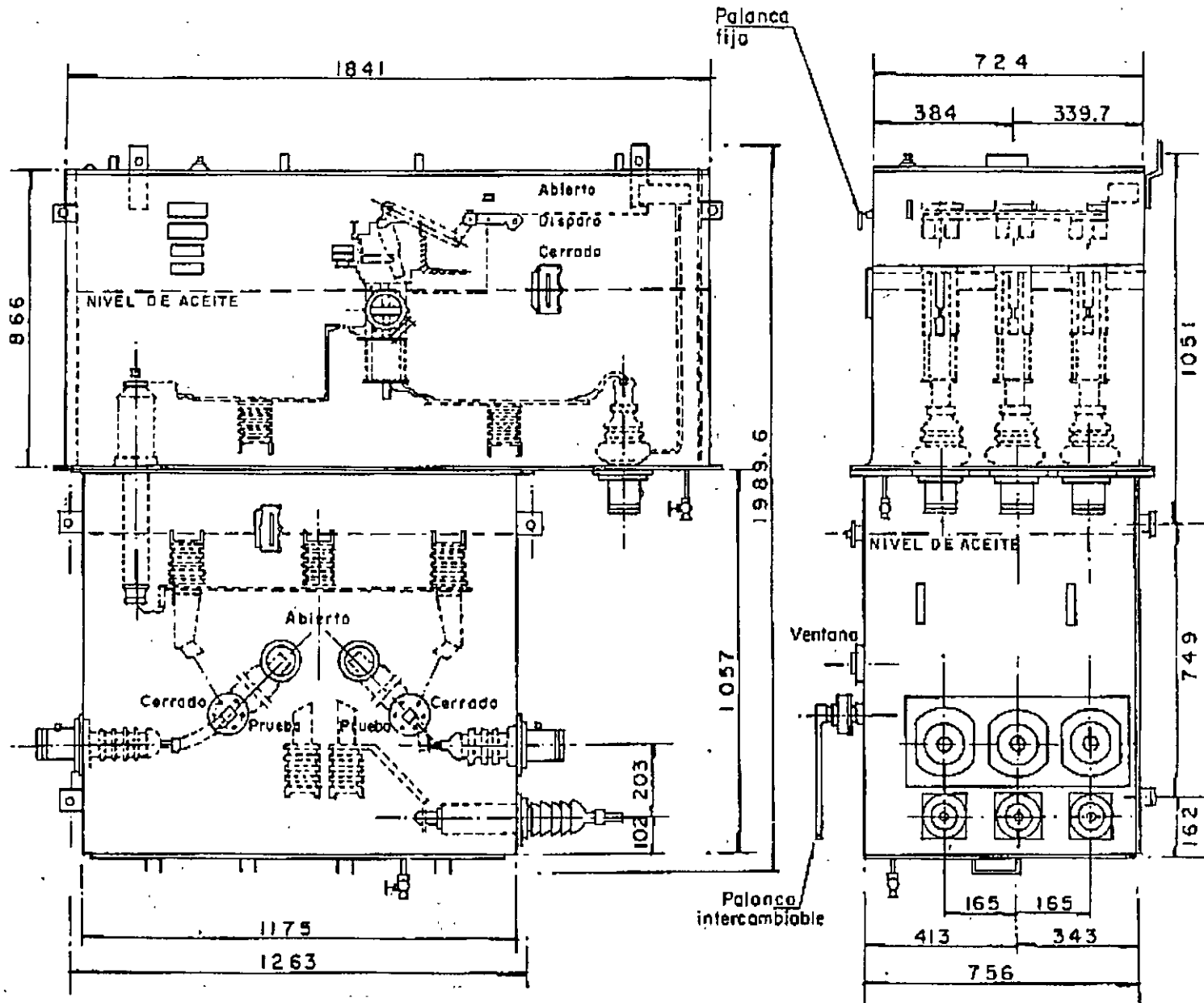


MONTAJE 3 (2Q2R)



MONTAJE 4 (2Q3R)

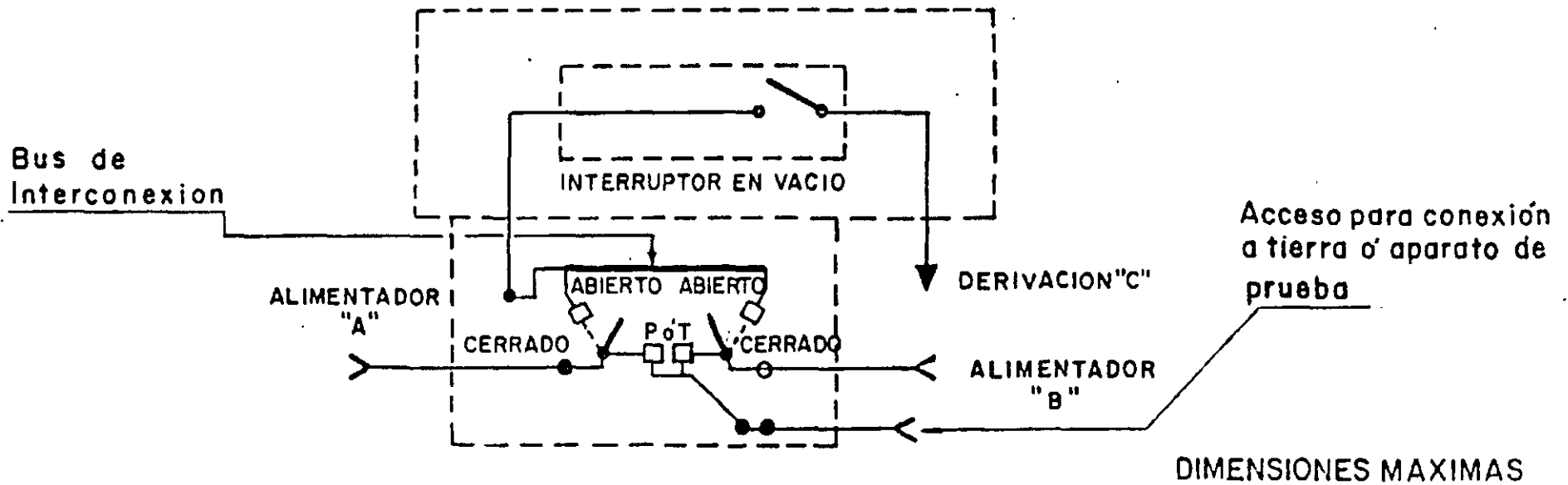
# INTERRUPTOR 23-3-600



4E

# INTERRUPTOR 23-3-600

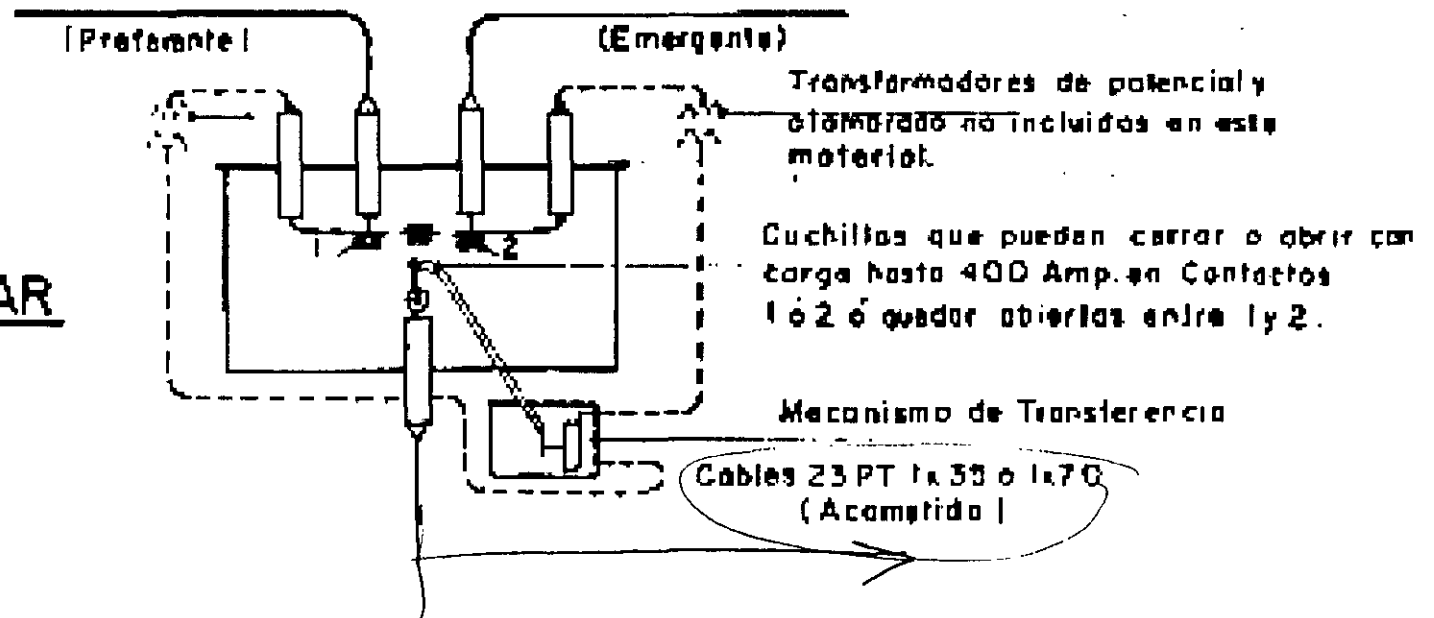
## DIAGRAMA UNIFILAR





# INTERRUPTOR 23.400 TRANSFERENCIA

## DIAGRAMA UNIFILAR



EMBLEMA  
DE LA  
FABRICA

# TRANSFORMADOR DRS PEDESTAL

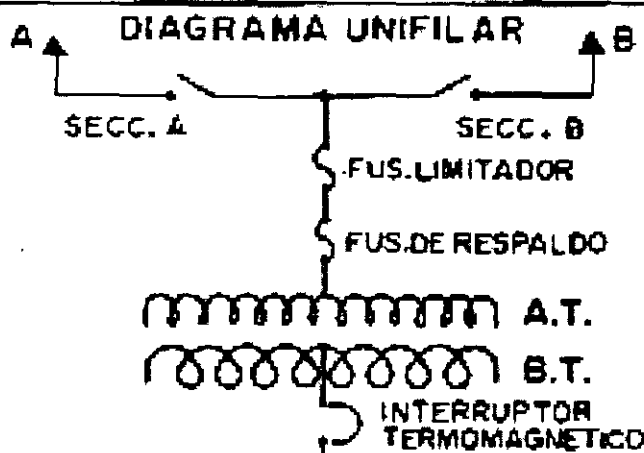
KVA

Nº

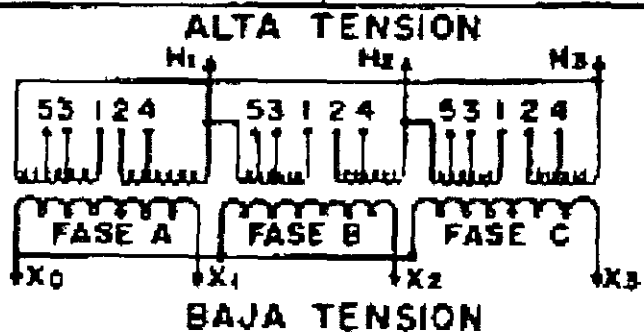
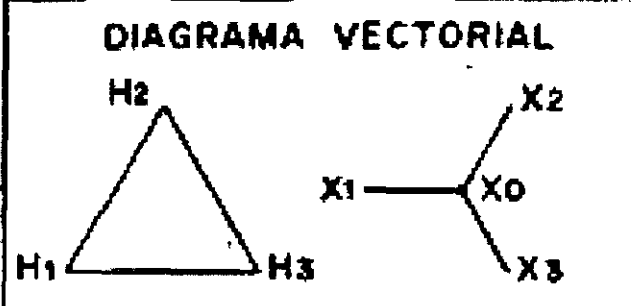
VOLTS: 24150 / 23000 / 21850 / 20700 - 220 Y / 127

FASES: 3      HERTZ: 60  
% IMPEDANCIA A 23000 V, 60  
HERTZ Y 75°C.

PESOS      KGS.  
TANQUE Y ACCESORIOS   
NUCLEO BOBS. Y HERRAJE   
 LTS. ACEITE   
TOTAL



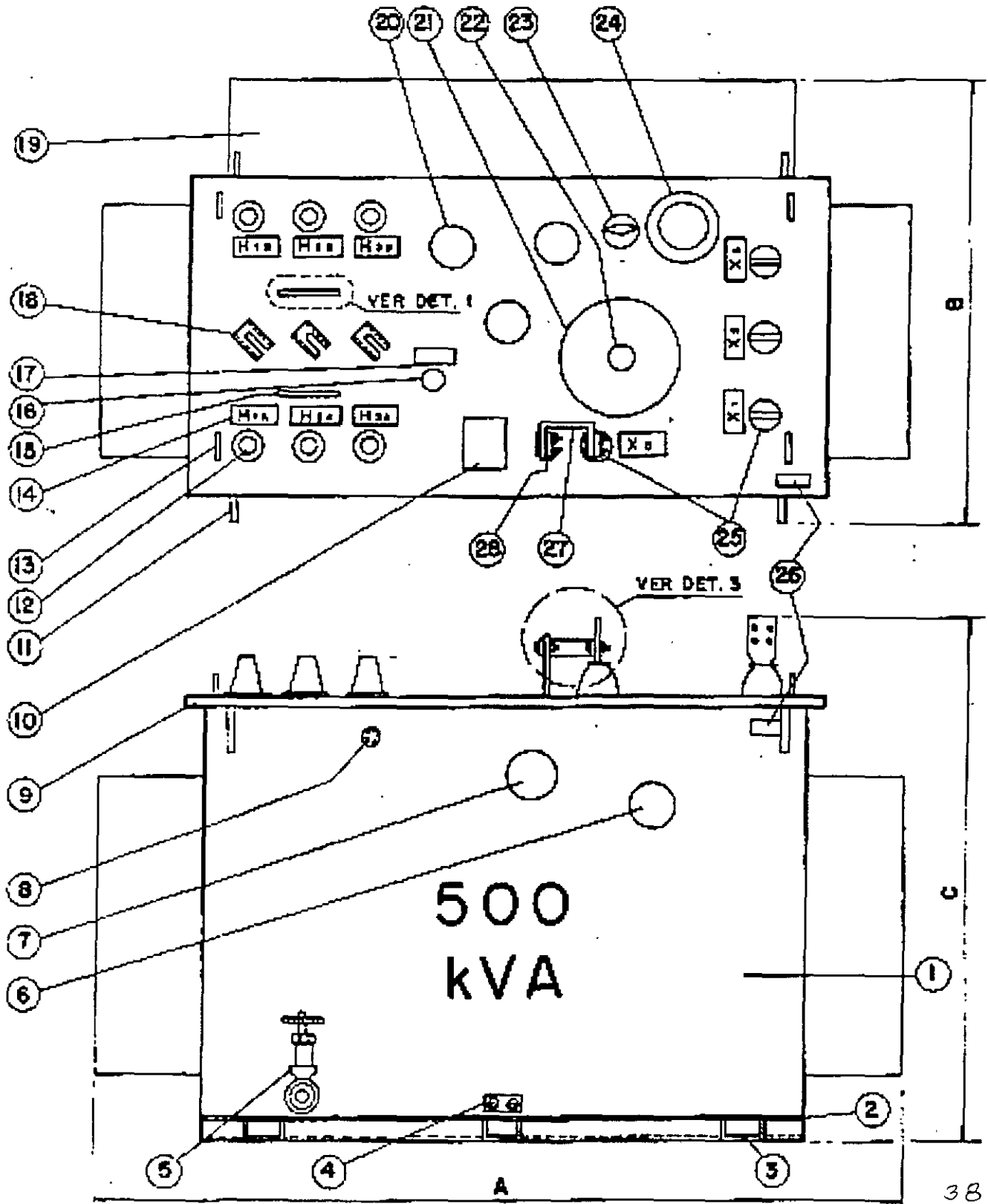
Nº DE FABRICANTE   
INSTRUCTIVO



POS. CAMB	1	2	3	4
VOLTS	24150	23000	21850	20700
CONECTA	1-2	2-3	3-4	4-5

# TRANSFORMADOR TRIFASICO

DCS POZO 23-BT, 300 y 500



EMBLEMA  
DE LA  
FABRICA

# TRANSFORMADOR DCS POZO

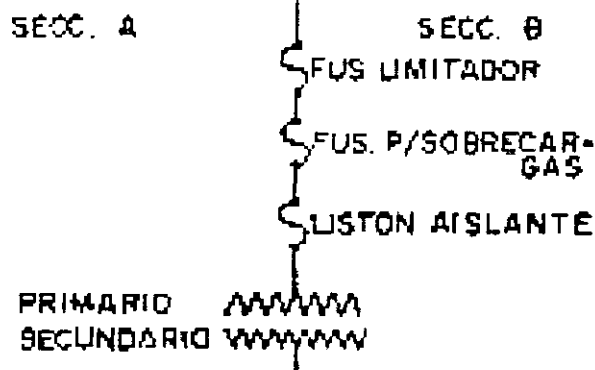
kVA

Nº

VOLTS  
23000-220Y/127

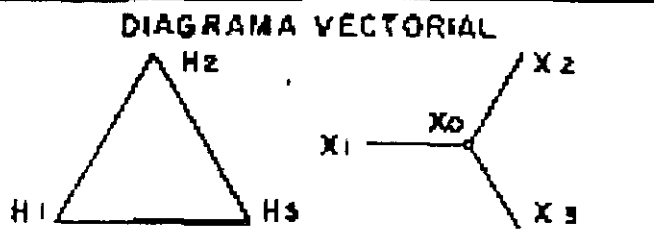
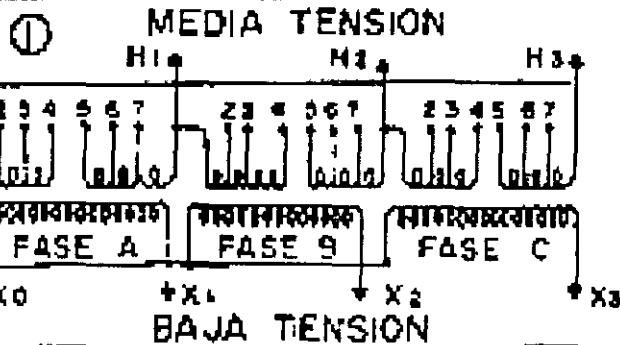
FASES 3, FRECUENCIA: 60 Hz  
% IMPEDANCIA A 23000 V  
60 Hz y 75 °C:

A DIAGRAMA UNIFILAR B



MASAS kg  
TANQUE Y ACCESORIOS   
NUCLEO BOBS. Y HERRAJE   
 L ACEITE   
TOTAL

ESPACIO PARA DATOS  
DE IDENTIFICACION Y  
NOTAS DEL FABRICANTE



POS. CAMBIADOR	1	2	3	4	5
CONECTA	4-5	5-3	3-6	6-2	2-7
TENSION V	24150	23575	23000	22425	21850



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.  
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**CURSO ABIERTOS**

## **SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

**TEMA**

**OBRAS CIVILES DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEAS EN EL SECTOR  
ELECTRICO ( ANEXO )....**

**EXPOSITOR: ARQ. ALBERTO MONDRAGÓN CASTILLO  
PALACIO DE MINERIA  
AGOSTO 2000**

# **SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

## **OBRAS CIVILES DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA EN EL SECTOR ELÉCTRICO**

### **INTRODUCCIÓN**

- I.- NORMATIVIDAD (NORMA OFICIAL MEXICANA)**
- II.- ELEMENTOS CONSTRUCTIVOS DE OBRA CIVIL EN  
L.y F.C.**
- III.- OPTIMIZACIÓN DE SUS AREAS Y PROPUESTA  
CON ELEMENTOS PREFABRICADOS**

ING. ARQ. ALBERTO MONDRAGON

# **SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

## **OBRAS CIVILES DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA EN EL SECTOR ELÉCTRICO.**

### ***INTRODUCCIÓN***

Dentro del sector eléctrico se requiere de un buen funcionamiento para el suministro de energía, y para ello periódicamente la actualización de las normas que rigen las instalaciones de los cables subterráneos de distribución cuyo equipo y cableado son alojados en los diferentes elementos constructivos usados en la obra civil para dicho fin, procurando su optimización así como de abaratar costos asociados en beneficio de los usuarios.

En México se ha experimentado un constante crecimiento en la distribución de energía, paralelo al avance tecnológico y su optimización económica, buscando alternativas para mejorar la calidad del suministro del fluido eléctrico en lo que concierne a cables subterráneos de distribución; para ello se requiere actualizar periódicamente los materiales, equipos y la adecuación de las normas en LyFC y CFE para resolver la problemática actual buscando elementos acordes con las necesidades actuales.

Estudiando los nuevos avances tecnológicos y lineamientos que han surgido recientemente aunado a la experiencia de las empresas involucradas en este tipo de instalaciones subterráneas; se han obtenido mejores soluciones en los elementos constructivos, reduciendo área, costo y tiempo en la realización de estas obras. Los elementos prefabricados constituyen una alternativa para complementar o sustituir la tradicional estructura de concreto y/o acero, cuya infraestructura tiene la capacidad de moldear y adecuarse al entorno de acuerdo a las necesidades del hombre, siendo un elemento pre-elaborado y/o pre-moldeado construido en serie con tecnología de punta, y fabricado de acuerdo a formas y dimensiones normalizadas, logrando optimizar tiempo y costo, así como una mano de obra especializada.

### ***I. NORMATIVIDAD***

REQUERIMIENTOS SEGÚN (NOM-001) 27-09-99 6° SECCIÓN. RELATIVAS A LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS.

**ARTICULO 923** OBRAS CIVILES PARA INSTALACIONES SUBTERRÁNEAS EN VÍA PÚBLICA

#### ***A.- INSTALACIONES***

**923-2** DEFINICIONES Obra civil para instalaciones subterráneas, es la combinación de ductos, banco de ductos, registros, pozos, bóveda y cimentaciones de SE's que lo forman.

- 1.- DUCTO: Canal cerrado (o tubo) que se utiliza para alojar uno o varios cables.
- 2.- BANCO DE DUCTOS: Conjunto formado por dos o más ductos.

3.- LÍNEA SUBTERRÁNEA: Aquella que está constituida por uno o varios cables aislados que forman parte de un circuito eléctrico o de comunicación, colocados bajo el nivel del suelo, ya sea directamente enterrados, en ductos o en cualquier otro tipo de canalización.

4.- REGISTRO: Recinto subterráneo de dimensiones reducidas, donde se coloca algún equipo, cables y accesorios y para ejecutar maniobras de instalación, operación y mantenimiento.

5.- POZO: Recinto subterráneo accesible desde el exterior, donde se colocan equipos, cables y sus accesorios para ejecutar maniobras de instalación, operación y mantenimiento por personal que pueda estar en su interior.

6.-BÓVEDA: Recinto subterráneo de amplias dimensiones, accesible desde el exterior, donde se colocan cables y sus accesorios y equipo, generalmente de transformación y donde se ejecutan maniobras de instalación, operación y mantenimiento por personal que pueda estar en su interior.

7.- CIMENTACIÓN DE SE's: TIPO PEDESTAL: Aquel que está instalado sobre el nivel del terreno, en una base plataforma con cimentación adecuada y que forma parte de un sistema eléctrico subterráneo.

### 923-3 TRAYECTORIA:

#### a) Disposiciones Generales:

Las instalaciones subterráneas deben hacerse en ductos, a excepción de cables submarinos.

1.- En la obra civil para la instalación de ductos de seguir en lo posible, una trayectoria recta ; y cuando sea necesaria, una deflexión. Esta debe ser lo suficientemente grande para evitar el daño de los cables durante su instalación.

Recomendación: El cambio máximo de dirección en un tramo recto de un banco de ductos, no debe ser mayor a cinco grados.

4.- se recomienda en cada entidad la formación de un comité que reglamente la ubicación de las instalaciones subterráneas en vía pública, atendiendo lo indicado por estas normas.

923-11 PROFUNDIDAD: La siguiente tabla, indica la profundidad mínima a la que deben instalarse los ductos, o banco de ductos, los cuales serán diseñados de acuerdo a la carga exterior a que estén sometidos, la cuál se considera respecto a la parte superior de los ductos o su recubrimiento.

<i>LOCALIZACIÓN</i>	<i>PROFUNDIDAD MÍNIMA (m.).</i>
EN LUGARES NO TRANSITADOS POR VEHÍCULOS.	0.3
EN LUGARES TRANSITADOS POR VEHÍCULOS.	0.5
BAJO CARRETERAS.	1.0

*NOTA:* Cuando se instalen cables para diferentes tensiones en una misma trinchera, los cables de mayor tensión deberán estar a mayor profundidad.



### 923-12 SEPARACIÓN DE OTRAS INSTALACIONES SUBTERRÁNEAS

b) La separación mínima entre ductos, o banco de ductos, y entre ellos u otras estructuras se indica en la tabla siguiente.

#### SEPARACIÓN ENTRE DUCTOS

MEDIO SEPARADOR	SEPARACIÓN MÍNIMA (m.).
TIERRA COMPACTADA	0.3
TABIQUE	1.0
CONCRETO	0.05

### 923-13 EXCAVACIÓN Y MATERIAL DE RELLENO

a) Trincheras. El fondo de las trincheras debe estar limpio, relativamente plano y compactado al 90% para banquetas y al 95% para calles. Cuando la excavación se haga en terreno rocoso, el ducto o banco de ductos debe colocarse sobre una capa protectora de material de relleno limpio y compactado.

b) Material de relleno: el relleno debe estar libre de materiales que puedan dañar a los ductos o banco de ductos y compactado al 90%.

### 923-14 DUCTOS Y SU ACOPLAMIENTO

a) General.

a.1) El material de los ductos debe ser resistente a esfuerzos mecánicos a la humedad y al ataque de agentes químicos del medio donde quede instalado.

a.2) El material y la construcción de los ductos debe seleccionarse y diseñarse en tal forma que la falla de un cable en un ducto, no se extienda a los cables de ductos adyacentes.

a.5) La sección transversal de los ductos debe ser tal que de acuerdo con su longitud y curvatura, permita instalar los cables sin causarles daño.

El área de la sección transversal de los cables no debe ser mayor a 55% del área de la sección transversal del ducto.

b) Instalación.

b.1) En media tensión debe usarse un ducto por cable y en baja tensión un ducto por circuito.

b.2) Los ductos incluyendo sus extremos y curvas, deben quedar fijos por el material de relleno envolvente de concreto, anclas u otros medios, en tal forma que se mantengan en su posición original, bajo los esfuerzos impuestos durante la instalación de los cables u otras condiciones.

b.7) El extremo de los ductos dentro de los registros, pozos, bóvedas u otros recintos, deben tener los bordes redondeados y listos para evitar daño a los cables (emboquillados).

b.8) Se recomienda que los ductos se instalen con una pendiente de 0.5% como mínimo para facilitar el drenado.

### 923-15 REGISTROS, POZOS DE VISITA Y BÓVEDA

a) Localización. La localización de los registros, pozos y bóvedas debe ser tal que su acceso desde el exterior, quede libre y sin interferir con otras instalaciones.

c) Desagüe. En los registros, pozos y bóvedas, cuando sea necesario se debe instalar un medio adecuado de desagüe. No debe existir comunicación con el sistema de drenaje.

**923-16 RESISTENCIA MECÁNICA:** Los registros, pozos y bóvedas deben estar diseñadas y construidas para soportar todas las cargas estáticas y dinámicas que puedan actuar sobre su estructura.

Cuando en los registros, pozos y bóvedas se coloquen anclas para el jalado de los cables, éstas deben tener la resistencia mecánica suficiente para soportar las cargas con un factor de seguridad mínimo de 2.

**923-17 DIMENSIONES:** Las paredes interiores de los registros deben dejar un espacio libre cuando menos igual al que deja su tapa de acceso y su altura debe ser tal que permita trabajar desde el exterior o parcialmente introducida en ellos.

En los pozos y bóvedas, además del espacio ocupado por cables y equipos, debe dejarse espacio libre suficiente para trabajar. La dimensión horizontal debe ser cuando menos 0.8m. la vertical de 1.2m.

**923-18 ACCESO A POZOS Y BÓVEDAS:** El acceso a los pozos debe tener un espacio libre mínimo de 56 x 65cm. (rectangular), o de 84cm de diámetro si es circular.

#### **923-19 TAPAS.**

Las tapas de los registros, pozos y bóvedas deben ser de peso y diseño adecuados para que asienten y cubran los accesos, así como para evitar que puedan ser fácilmente removidas sin herramientas.

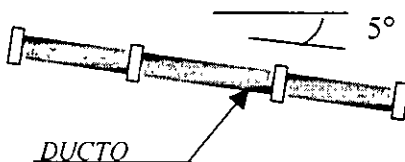
Cuando las tapas de bóvedas y pozos para acceso personal sean ligeras, deben estar provistas de aditamentos para la colocación de candados.

Las tapas deben ser antiderrapantes y tener una identificación visible desde el exterior que indique el tipo de instalación o la empresa a la que pertenecen.

## **II. ELEMENTOS CONSTRUCTIVOS DE OBRAS CIVILES**

La obra civil para instalación subterránea es la conformación de ductos, banco de ductos, registros, pozos, bóvedas, cimentación y/o cuartos para subestaciones que lo conforman, estos contienen las instalaciones eléctricas, que deberán ser proyectadas atendiendo los requerimientos y flujos de información, así como consulta con los diferentes departamentos de la empresa suministradora LyFC involucrados como proyectos líneas aéreas, cables subterráneos, obras civiles, conexiones medidores etc., contemplando conceptos y necesidades en sus diferentes normas que en ellas intervienen. Se elabora el proyecto eléctrico de acuerdo a las situaciones encontradas en el terreno y se coordina con los diferentes departamentos tomando en cuenta la localización, urbanización, vías de acceso, uso de banqueta, áreas para SE's y tipo de suelo de acuerdo a los sig. Elementos constructivos con que se cuenta:

#### **DUCTO:**



El ducto de PVC tiene poca posibilidad de curvatura o deflexión (máx. 5° de deflexión).

La colocación de los ductos en el banco de 4 vías en BT y MT irán en una sola cama horizontal con separadores de madera con su debido anclaje.

Los ductos en BT son de 2 y 4 vías, y en MT de 4,8,12 y16 vías (el número de vías a utilizar dependerá del número de circuitos que requiere de acuerdo al proyecto eléctrico).

PVC	DIAMETRO INTERIOR	DIAMETRO EXTERIOR	PARED	SEPARACIÓN ENTRE DUCTOS	f <sub>c</sub>
M.T.	78.2 mm	80 mm	1.8mm	50 mm	150kg/m <sup>2</sup>
B.T.	78.2 mm	80 mm	1.8mm	50 mm	CEMENTO PORTLAND

El ducto PVC que se utiliza es de 80mm para M.T y B.T.

c) REGISTROS: Existe el de acometida en BT. de 0.60x0.40x0.60 y el registro de empalme, que resultan de la longitud calculada del tramo de cable, la localización de los registros de deflexión, o por la trayectoria en la línea (cambios de rumbo) y los registros de paso se localizan para maniobras en instalaciones y pendientes del terreno, por lo que en baja tensión se consideran 2 tipos de registro, el de paso o deflexión en banquetta de 0.60x0.60x0.60m. y en registro en crucero de arroyo de 0.90x0.90x0.95m. éstas dimensiones son interiores, resultantes a la configuración de los bancos de ductos así como el radio de curvatura del cable. En M.T. se tiene un registro único de 1.25x1.25x1.40m. para todos los casos. (Exclusivamente para cambios de dirección).

### CARACTERÍSTICAS DE REGISTROS LyFC

DIMENSIONES LxLxh	TENSIÓN	PISO	MUROS 0.14m.	TAPA	f <sub>c</sub>	VS. EN BANQ.	VS. EN ARROYO
0.60x0.40x0.60	Acomet B T	Concr.	Tabique	Concr/arm	250Kg/cm <sup>2</sup>	Malla 6 x 6	-
0.60x0.60x0.60	B T.	Concr	Tabique	Concr/arm.	250Kg/cm <sup>2</sup>	Malla 6 x 6	-
0.90x0.90x0.95	B. T.	Concr.	Concr	Fierro ø0.84m	250Kg/cm <sup>2</sup>	3/8"	1/2"
1.25x1.25x1.40	M T	Concr/arm	Concr/arm	Fierro ø0.84m	250Kg/cm <sup>2</sup>	3/8"	1/2"

- Ver fig. 1 y 2 (anexos)

Las boquillas a emplear en los registros B.T. y M.T., van en función del número de circuitos del proyecto eléctrico.

d) Los POZOS: Su localización resulta de la intersección de los bancos de ductos ya sea para cambio de dirección de estos o por el cambio de calibre o empalme de los cables en M.T. éstos van sobre ménsulas soportadas por las correderas que a su vez son fijadas al muro para su revisión periódica o para simplificar las maniobras en caso de reemplazo o para facilitar su movimiento por cambio de temperatura, las boquillas se adecuan a la de los bancos de ductos. Se manejan 3 tipos de pozos en las normas LyFC el 2.240C (paso de cables) y el 2.480C (derivación en T o en X.) Éstas llevan una tapa circular de fierro y el pozo 3.280C es exclusivo para equipos en 23kv. (interruptores, buses o cajas de derivación).

### CARACTERÍSTICAS DE POZOS LyFC

NOMBRE NORMA	DIMENSIONES L x L x H	TENSIÓN	PISOS/CUB MUROS	TAPA	F <sub>C</sub>	CUBIERTA BANQ.	ARROYO.
2.280C	2.80x1.50x1.80	M.T	Conc/arm	F-84ø0.84m	200kg/cm	3/8"	1/2"
2.280C	2.80x1.50x1.80	M.T	Conc/arm	F-84ø0.84m	200kg/cm	3/8"	1/2"
2.280C	2.80x1.50x1.80	M.T	Conc/arm	F-84ø0.84m	200kg/cm	3/8"	1/2"

- Ver fig. 3 (anexos)

Cada pozo lleva su respectiva varilla de tierra ahogada en concreto y ésta se localiza en el piso.

e) CIMENTACIÓN: para transformadores DRS, la localización y orientación es en base al proyecto eléctrico y área cedida por el interesado y libre de obstáculos y paso de vehículos debe estar protegido con un enrejado o elemento limitante. Se coloca sobre su plataforma un transformador trifásico de 75 a 225.5kv, según el caso y con un peso máximo de 2300kg. y anexo a este un registro subterráneo comunicado por una ventana de paso para cables y con el número de boquillas requeridas.

### CARACTERÍSTICAS DE CIMENTACIÓN DRS (TIPO PEDESTAL) LyFC

	DIMENSIONES L x L x H	TENSIÓN	PISOS/CUB MUROS.	TAPA FIERRO	f <sub>c</sub>	MUROS MALLA	v's	RESISTENCIA
PLATAF	1.60 x 1.70 x 0.10	M.T. CON SALIDAS PARA B.T.	CONC ARM		200kg/cm <sup>2</sup>		3/8"	3 Ton/m <sup>2</sup>
REG.	1.45 x 1.25 x 1.25		CONC ARM	F-84-00 84	0.15m	66-68		3 Ton/m <sup>2</sup>
TOTAL CIM	1.70 x 3.35		CONC ARM			200kg/cm <sup>2</sup>	@ 0.15	3/8"

- Ver fig. 3 (anexos)

f) BOVEDAS Y SUBESTACIONES: Deben de contar con los espacios requeridos para el alojamiento de los diferentes tipos de transformadores y equipo en las subestaciones, se clasifican de acuerdo a su ubicación y características en 3 tipos:

Bóveda: 480 x 220 (según Norma LyFC 4.0202)

Bóveda: 310 x 200 (según Norma LyFC 4.0306)

Cuarto para S.E.'s: de dimensiones variables (Normas en LyFC en elaboración)

Cimentación para TR's: DRS tipo pedestal 3.35 x 1.70m. (según plano LyFC dist. N-459)

NOTA: DRS: Distribución Residencial Subterránea

DCS: Distribución Comercial Subterránea

### CARACTERÍSTICAS, TIPO DE OBRA CIVIL PARA LAS BÓVEDAS

NOMBRE Y TIPO	ANCHO MUROS	f <sub>y</sub> kg/cm <sup>2</sup>	f <sub>c</sub> kg/cm <sup>2</sup>	CALIBRE VARILLAS	TAPAS DIMENS.	MATERIAL	ESCALA HIERRO EST.
BOVEDA 310 x 200	15	4.200	200	3/8" . 1/2"	210 x 185	FIERRO ENREJADO	SEGÚN PLANO DIST.480 y 481
BOVEDA 480 x 220	30	4.200	200	3/8" . 1/2"	260 x 130 100 x 80	INVING	SEGÚN PLANO 081-18925

- Ver fig. 5 y 6 (anexos)

### CUARTOS PARA SUBESTACIÓN

**Definición:** Es un local ubicado dentro de una edificación con dimensiones adecuadas para soportar y albergar en su interior uno o varios TR's y su equipo correspondiente, así como para efectuar maniobras de instalación, operación y mantenimiento.

#### REQUERIMIENTOS:

Para la construcción o adaptación de locales que alojan S.E.'s en el interior de edificios, para la alimentación de servicios en mediana o baja tensión que requieran un local para la instalación del equipo eléctrico propiedad de LyFC o particular. El solicitante deberá de entregar los siguientes requisitos:

- 1.- Planos en planta y elevación (de la edificación), indicando el lugar de la S.E. (1:200).
- 2.- Un detalle (1:200) indicando vías de acceso libres desde el exterior.
- 3.- Planos de localización.
- 4.- Tipo de servicio.

Entregarse a LyFC antes de iniciar o modificar la construcción del edificio, con objeto de seleccionar el lugar más conveniente para el local de acuerdo a las necesidades así como tipo de demanda solicitada.

a) UBICACIÓN:

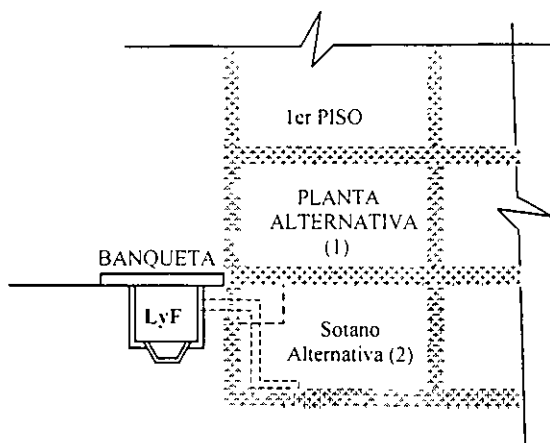
El local que alojará al equipo deberá estar situado en el primer sótano del edificio o en la planta baja, colindante a uno de los muros con el paramento contiguo a la calle y con acceso libre desde el exterior asta la puerta del local.

Dimensiones mínimas para los diferentes tipos de locales normalizados para el alojamiento y equipo para servicios en M.T. o B.T. de acuerdo a los tipos de alimentación y zona en que se localizan:

<b>SERVICIO EN M.T. (23 kv).</b>	
<b>TIPO DE ALIMENTACIÓN</b>	<b>DIMENSIONES DEL LOCAL EN m</b>
SIMPLE	4.0 x 3.5 x 2.6
SIMPLE (1 SECCIONADOR)	5.5 x 3.5 x 2.6
SIMPLE (2 SECCIONADORES)	4.5 x 4.0 x 2.6
DOBLE INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA	5.5 x 4.0 x 2.6

<b>SERVICIO EN B.T. RADIAL</b>		
<b>TIPOS DE ALIMENTACION</b>	<b>Nº TR's</b>	<b>DIMENS. DEL LOCAL EN m.</b>
SIMPLE	1	4.1 x 3.5 x 2.6
SIMPLE (1 SECCIONADOR)	1	4.5 x 4.0 x 2.6
DOBLE INTERRUPTOR DE TRANF.	2	6.0 x 4.0 x 2.6

<b>SERVICIOS EN B.T AUTOMATICA</b>		
<b>TIPOS DE ALIMENTACION</b>	<b>Nº TR's</b>	<b>DIMENS. DEL LOCAL EN m</b>
SIMPLE	1	4.0 x 3.5 x 2.6
SIMPLE PROTECTOR ACOPLADO	1	4.5 x 4.0 x 2.6
DOBLE	2	6.0 x 4.0 x 2.6



**ELEVACIÓN**

Ver fig.7 (anexos)

**b) CONSTRUCCIÓN:**

El local será construido con materiales incombustibles, exento de humedad y protegido contra filtraciones, con la ventilación adecuada, siendo necesario que sea construido a prueba de explosiones.

Material preferente a utilizar concreto armado, este deberá soportar las instalaciones que se requieran no deben de existir otros tipos de instalaciones dentro del local de S.E., espesor de los muros y techos deben ser mínimos de 0.15m. y 0.10m. respectivamente.

El piso deberá ser de concreto armado para soportar 6 Ton/m<sup>2</sup> donde se alojaran de 1 a 4 TR's de acuerdo a la demanda solicitada.

**Número de ventanas en función del N° de TR's instalados:**

<i>N° DE TR's</i>	<i>ÁREA DEL LOCAL</i>	<i>N° DE VENTANAS</i> <i>1.0 x 0.60 m</i>
1	4.0 x 3.5	2
2	6.0 x 4.0	4
3	10.0 x 6.0	6
4	10.0 x 6.0	8

**c) VÍA DE TRÁNSITO PARA EQUIPO Y PERSONAL:**

De 2.30m. de altura por 3.00m. de ancho, desde el exterior del edificio hasta la puerta de entrada del local, para el tránsito del equipo eléctrico y personal de LyFC, con vía expeditada las 24 hrs para trabajos de mantenimiento o emergencia de la S.E.

**d)COSTO:**

Serán por cuenta del propietario del inmueble en coordinación de los planos presentados por el interesado y las instrucciones y planos aprobados por LyFC

**e) PLANOS DE LAS OBRAS CIVILES NECESARIAS:**

En base a los puntos anteriores para la construcción del local referente a las obras civiles complementarias que requiera LyFC para la instalación y equipo eléctrico, se entregarán al interesado los juegos de planos en los que se indique en planta y elevación los requerimientos y necesidades para cada caso en particular quedando bajo responsabilidad del interesado el cálculo estructural de la mencionada obra.

**f) SUPERVISIÓN Y RECEPCIÓN:**

Durante el proceso de construcción de la obra civil, personal de LyFC hará visitas periódicas al lugar para supervisar que planos y especificaciones se lleven a cabo, hasta el término de la obra, extendiendo posteriormente LyFC la aceptación y recepción del local.

**III. PROPUESTAS DE ELEMENTOS PREFABRICADOS PARA OPTIMIZAR COSTO Y TIEMPO.**

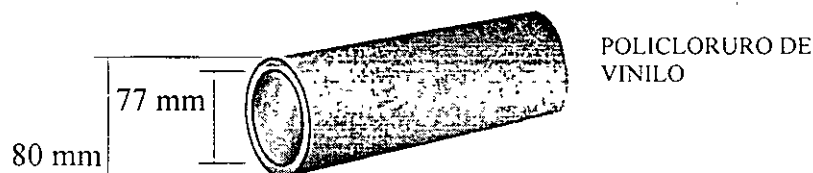
Para mejoras en los elementos constructivos utilizados para la obra civil, que contienen las instalaciones eléctricas en relación al abatimiento de área, costo y tiempo, debiendo atender los requerimientos y normalización, así como el flujo de información y consulta con todos los departamentos de la empresa suministradora LyFC e involucrados.

Analizaremos los siguientes puntos:

1.- Ductos rígidos y ductos flexibles.

El banco de ductos es una estructura formada por dos o más ductos fijados con material de relleno, envolvente de concreto, anclas u otros materiales manteniéndolos con la separación mínima requerida.

Existen dos tipos de ductos los rígidos de PVC y los flexibles. Actualmente en LyFC se utilizan los primeros teniendo pocas posibilidades de curvatura o deflexión. (Máxima 5° de deflexión)



a) Ducto Flexible: es un tubo con características flexibles fabricado con material de polietileno de alta densidad, permite hacer deflexiones con un radio de curvatura de hasta 1.00m. logrando librar longitudes curvas más largas entre registros, pozos, y bóvedas { este material lo rige la norma ISO, bajo el concepto de calidad total y la NMX-E-1996

**CARACTERÍSTICAS**

PROPIEDADES	MÉTODO DE PRUEBA ASTM	VALORES
Densidad natural	D-4883	0.944g/cc
Esfuerzos a la tensión		
Punto crítico	D-638	22.8Mpa
Punto de ruptura	D-638	31,0Mpa
Dureza	D-2240	68
Resistencia a la fisura	D-1693	>2000h
Punto de suavidad	D-1525	126°c

Empacado en rollo de 400m. con un radio interior de 1.30m. y exterior de 2.50m., para proteger su transportación, manejo y mantenimiento.

**DUCTO FLEXIBLE PROPUESTO PARA EL CABLEADO EN B.T. Y M.T.  
ø80mm.**

Diámetro nominal	Diámetro interior mm	Diámetro exterior mm	Espesor pared mm	Tolerancia
Ducto Flexible PE-75	77.9	88.9	5.2	+ 0.05 ó -0.08

### **COSTOS Comparativos entre ducto PVC rígido y flexible**

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	IMPORTE
Tubo PVC 80 mm	m	1.0	\$ 11.06
Tubo flexible PE-75	m	1.0	\$ 20.58

#### **PROPUESTA DE BANCOS DE DUCTOS:**

Los cables de baja y mediana tensión irán alojados en ductos rígidos PVC 80 en tramos rectos y con ducto flexible 80 los tramos en que existan deflexiones mayores de 5°.

- ver fig. 8 (anexos)

#### **REGISTRO DE M.T.**

Partiremos del análisis de los espacios requeridos para los empalmes en M.T. de 23kv, utilizados actualmente y la propuesta con empalme contráctil.



**Empalme:** Este accesorio se utiliza para la unión de cable de acuerdo a norma NMX J-158. Se entiende por empalme, la conexión y reconstrucción de todos los elementos que constituyen un cable de distribución aislado, protegido mecánicamente dentro de una misma cubierta o coraza. Existen varios tipos de empalmes, los encintados, premoldeados, moledados en campo y termocontráctiles.

**Termocontráctiles:** Son aquellos en que los componentes se aplican retráctiles por la acción del calor.

Los empalmes utilizados en LyFC actualmente, son para cable R-23TC, para cable R-23PT, para cable R-23 PT.TC y RT-23TC. Según NMX-J-158 para 23kv.

Distancia que se requiere para los diferentes tipos de empalme usados en LyF:

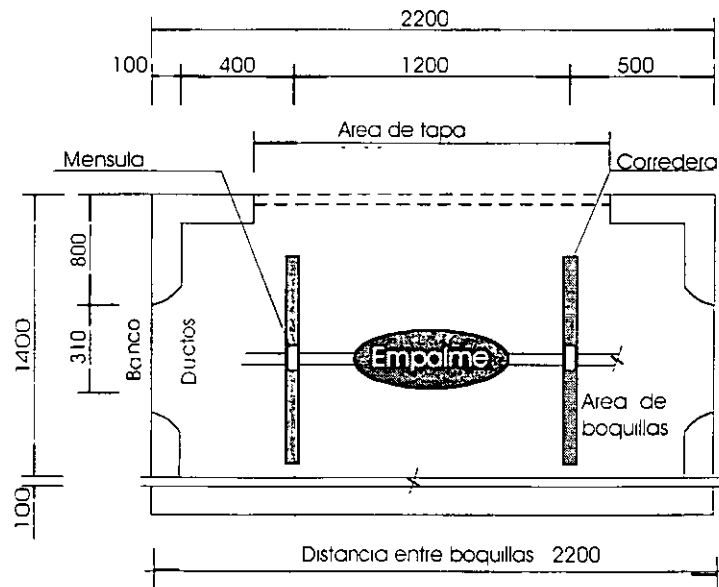
Cable Cable



Dimensión Máxima

PARA	TIPO DE CABLE	DIMENSIÓN MÁXIMA	CALIBRE MÁXIMO	S/NORMA MATERIAL LyF
UNIONES R	23 PT	740mm	1x240	2.0294
UNIONES R	23 TC	725mm	1x240	2.0197
UNIONES RT	23 PT.TC	725mm	1x240	2.0265

Se propone desarrollarlos en menor distancia longitudinal como son los termocontráctiles, cuyos fabricantes han logrado reducir dimensiones utilizando la manga abierta (como si fuera un forro con cierre) esto permite no tener que correr las mangas hacia ambos lados respectivamente como se viene realizando en LyFC. Ya que este tipo requiere de espacios mayores en los registros o pozos para su instalación. Ahora al no tener que correr dicha manga sino exclusivamente el largo que requiere para cubrir el empalme.



Acotación en mm

Se requiere un espacio libre para la tapa del registro de 1.40 x 1.70 m para que puedan maniobrar dos operarios estando parados para la realización del empalme.

REGISTRO 200x130x140 C  
Propuesto Norma en Estudios

## CIMENTACIÓN TIPO PEDESTAL

Propondremos la base tipo TABLETA para TR's DRS. Tipo Pedestal.

Esta tableta puede ser diseñada para albergar en dimensión y peso el tipo de TR's usados por LyFC. Tomaremos en cuenta el de mayor área que es el de 1,4x1,6m. La tableta está diseñada con una combinación de Polietileno de alta densidad en el centro (alma) y Poliuretano de alta densidad en su concha (envolvente), esta aleación nos da como resultado un diseño capaz de soportar los esfuerzos a la tracción y la compresión reforzándolo en el área donde el TR descansa, su superficie exterior, viene en color negro debido a su alto contenido de carbón del Poliuretano con protección UV. Dando como resultado una base con una vida probable de 35 años a la intemperie.

Este tipo de tableta puede eliminar la tradicional plancha de concreto, reduciendo considerablemente los tiempos y costo aproximadamente en un 75% y 60% respectivamente.

Cuenta con cuatro orificios (saques) para el sistema de entrada del tenedor (ascensor) para su transportación y montaje del TR. Eliminando así la tradicional base de madera utilizada exclusivamente para transportarlo. Esta tableta se fija haciéndolo más manuable. Esta cuenta con un área en la parte inferior para la entrada y salida del cable (charola). Es un Polímero capaz de soportar la corrosión muy común en la CD. De México.

### Beneficios:

1. Elimina la necesidad de construirlos de concreto armado.
2. Reduce el costo del manejo y la instalación del TR.
3. Tiene aproximadamente la misma vida que una plataforma de concreto, pero reduce considerablemente su tiempo de realización.

### CARACTERÍSTICAS

NOMBRE	FORMADO POR	MATERIAL DE ALTA DENSIDAD	DISEÑADO	DIMENSIONES m	
				Exteriores M	Charola p/cable
Tableta	Alma	Polietileno	A presión 2800lbs	1.40 largo 1.60 ancho 0.15 peralte	0.50 largo 0.30 ancho
	Concha	Poliuretano	Carbón UV		

Nota: (1) Esta base (tableta se complementa con el registro usado tradicionalmente en la cimentación tipo pedestal.

(2) Esta tableta irá sobre una plantilla de gravilla que tendrá un espesor de 0,5m habiendo nivelado y compactado el área anteriormente.

## ELEMENTOS PREFABRICADOS

Referente a los elementos constructivos usados en LyFC, se están utilizando los registros tradicionales de concreto armado, aunque en los años 80's; buscando otras alternativas, se hicieron pruebas de laboratorio con elementos precolados de hormigón armado, instalándose algunos de estos en el campo, exclusivamente en los registros, lo cual no prosperó porque fueron hechos de una sola pieza, resultando:

- Demasiado pesados
- Poco manuales
- Difíciles de transportar
- Costo de material y mano de obra, casi el mismo que los colados en obra.

Causas por las que se desecharon y se optó por seguir utilizando los tradicionales, los cuales son usados hasta la fecha.

Es importante para esta empresa, el encontrar mejores soluciones, ya que es muy común que el costo total de un proyecto eléctrico subterráneo, la partida de obras civiles resulte más costosa que la de los cables subterráneos, por lo cual hemos seguido analizado nuevos componentes y materiales más ligeros y menos voluminosos valiéndose de los nuevos materiales que han salido al mercado.

## NUEVAS TÉCNICAS Y MATERIALES

Se tiene actualmente un gran desarrollo en el uso de los distintos materiales, desde la madera, metal y los nuevos materiales compuestos, formados usualmente por núcleo y matriz, tales como el hormigón armado o el COMPOSITE, que es una composición de plástico reforzado con fibra de vidrio, a la que se denomina (PRFV) la cuál a superado en número y cantidades a los metales y sus aleaciones.

Los materiales compuestos, son formados por distintos elementos que al mezclarlos, modifican las propiedades de cada uno de ellos:

1) Hormigón armado.

NÚCLEO: Formado de distintos elementos que modifican sus propiedades: agua, tipo de ácidos, granulometría de los áridos, espesantes, hidrofugos, cemento (tipo y proporción), fibras y cenizas; las propiedades del hormigón dependen de su diseño.

MATRIZ: Es de acero y sus características mecánicas dependen del: tipo, cantidad y disposición en el núcleo de hormigón.

2) COMPOSITE (PRFV).

NÚCLEO: Formado por distintos elementos, cuya proporción y presencia dan al núcleo distintas características como elementos que modifican sus propiedades.

- Resinas de poliéster
- Colorantes
- Monómetros
- Agentes desmoldeo, separadores
- Catalizadores
- Aditivos especiales, protección de rayos UV
- Cargas minerales, alumina, barita, caolín, carbonato, etc.

MATRIZ: De fibra de vidrio, y sus características dependen del tipo de fibra usada (orgánica o inorgánica), cantidad de fibra (proporción en peso) y disposición de la fibra en la pieza o núcleo.

## APLICACIONES DE LOS (PRFV) EN EL MUNDO

Es difícil de encontrar un producto que se asemeje a los (PRFV), por la diversidad y amplitud de sus aplicaciones, dirigidos al sector de la construcción, cuya intención es sustituir elementos pesados de manipular como el acero y el hormigón pretensado.

## REGISTROS CONSTRUIDOS CON ENCOFRADO PERDIDO DE (PRFV)

Este producto cuenta con un sistema de construcción basado en un elemento superligero, construido de (PRFV), que facilita la ejecución de las obras con las siguientes cualidades:

- Versatilidad de usos
- Calidad y rapidez de ejecución
- Seguridad
- Durabilidad.

## CONSERVACIÓN Y ENVEJECIMIENTO

a). Los (PRFV) presentan una resistencia a las causas externas de envejecimiento, soportando las variaciones de temperatura y humedad, así como la influencia de agentes degradantes.

b). La fibra de vidrio está casi exenta de fenómenos de fatiga o deformación manteniendo inalterable sus propiedades mecánicas a través del tiempo, aún al ser sometidos a esfuerzos considerables, permitiendo a la estructura resistir y conservar sin cambios mecánicos; su capacidad y características originales.

c). Inmune a la corrosión eléctrica

d). Economía.- si por su costo total se entiende la suma de los diferentes costos como el: inicia + transporte + instalación + mantenimiento, se tienen ventajas aún cuando el costo inicial sea similar o mayor a otros materiales.

## COMPOSITE (COMPOSICIÓN QUÍMICA)

Resina de poliéster_____	25 al 30 %
Refuerzo de fibra de vidrio_____	23 al 27 %
Cargas minerales inorgánicas_____	41 al 46 %
Resto, catalizador, desmoldeante, colorantes, etc._____	4 al 6 %

## SU APLICACIÓN EN LOS REGISTROS

El registro prefabricado llamado en Europa arqueta prefabricada de composite (PRVF) es reforzada en su periferia externa con hormigón, dándole mayor resistencia al material; logrando:

- |                                 |   |
|---------------------------------|---|
| a) Que no penetren las raíces   | c) Poca ocupación de espacio para su almacenamiento |
| b) Estanqueidad                 | f) Muy liviano para su transporte                   |
| c) Exactitud de sus dimensiones | g) Rapidez de ejecución.                            |
| d) Calidad homogénea            |   |

## MEDIDAS UTILIZADAS EN LOS REGISTROS USADOS EN LyFC. MEDIDAS INTERIORES VALORES USADOS EN LOS PRFV

TIPO DE REGISTRO O ARQUETA	LARGO cm	ANCHO cm	ALTO cm	PESO kg	POSB. MAYOR PROF.	TENSION	ESPESOR EN cm	
							PARED	MARCO
60 x 40 x 60	60	40	60	7	25	BT	0.25	1.5
60 x 60 x 60	60	60	60	9	25	BT	0.25	1.5
90 x 90 x 95	90	90	95	30	33	BT	0.30	2.0
125 x 125 x 140	125	125	140	50	33	MT	0.30	2.0

**CUADRO COMPARATIVO DE REGISTROS CONSTRUIDOS EN HORMIGÓN PREFABRICADO, TABIQUE O COMPOSITE**

CONCEPTO	SISTEMA HORMIGÓN PREFABRICADO	SISTEMA LADRILLO	SISTEMA PRFV
Componentes	Registro, marco y tapa	Ladrillos, mortero, cemento, marco y tapa	Arqueta con tapa
Peso unitario (sin peso de tapa)	957 Kg	690 Kg.	30 Kg.
Necesidades de medios de elevación	Si	Si	No
Tiempo de ejecución	Bajo	Alto	Muy bajo
Personal especializado	Si	Si	No
Volumen de ocupación	Muy alta	Medio	Muy bajo
Protección de raíces	No	No	Si
Oxidación marco/tapa	Si	Si	No
Calidad	Buena	Buena	Excelente
Calidad uniforme	No	No	Total

NOTA: Se toma como ejemplo el registro 90 x 90x 95.

**MONTAJE DE LAS ARQUETAS**

1.- Excavación y Plantilla.

- a) Mecánica o manual,
- b) Nivelar para una plantilla de 10cm de espesor.
- c) Arqueta sobre la plantilla.

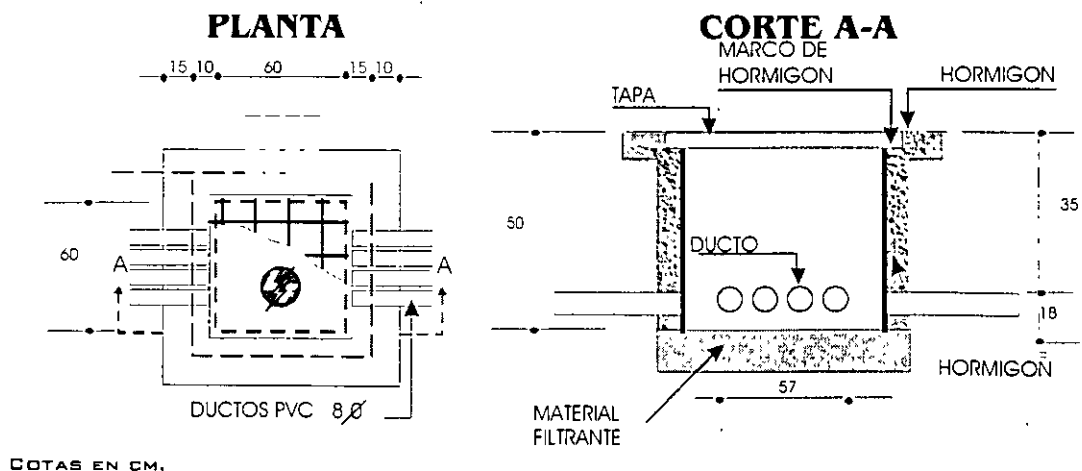
2.- Recepción de acometidas.

Las arquetas deberán contar en todas sus caras con aperturas predestinadas a recibir ductos de Ø80mm, previamente se requiere instalar una goma en el ducto de llegada la cuál hará la función de boquilla.

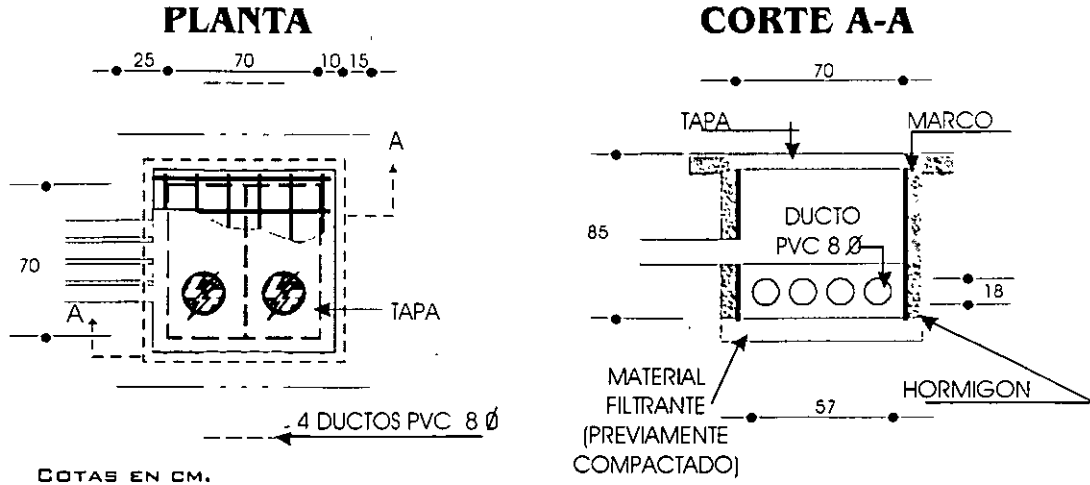
3.- Ubicación y Colado.

Se instalarán la arqueta respecto a los ductos de llegada y se hormogonear con un concreto de 175km/cm<sup>2</sup>, hasta la rasante del marco, abrazando a éste, con hormigón de 0.15x0.10m de profundidad para compensar el empuje del hormigón.

**REGISTRO 60 x 60 x 65**  
**PROPUESTO 60 x 60 x 50 P**



*REGISTRO CRUCERO DE ARROYO 90 x 90 x 95*  
*PROPUESTO 70 x 70 x 85 P*



**COSTOS**

Análisis comparativo entre elementos constructivos elaborados con (PRFV) y los tradicionales (LyFC).

REGISTRO O ARQUETA	COSTO				TIEMPO DE ELABORACIÓN
	MAT.	TRANS.	INST	TOTAL	
Prefabricado de PRFV	+30 %	- 75 %	+ 50 %	- 21 %	- 80 %
Concreto armado	- 30 %	+ 75 %	- 50 %	+ 21 %	+ 80 %

**6- REQUISITOS Y NECESIDADES DE LA OBRA CIVIL**

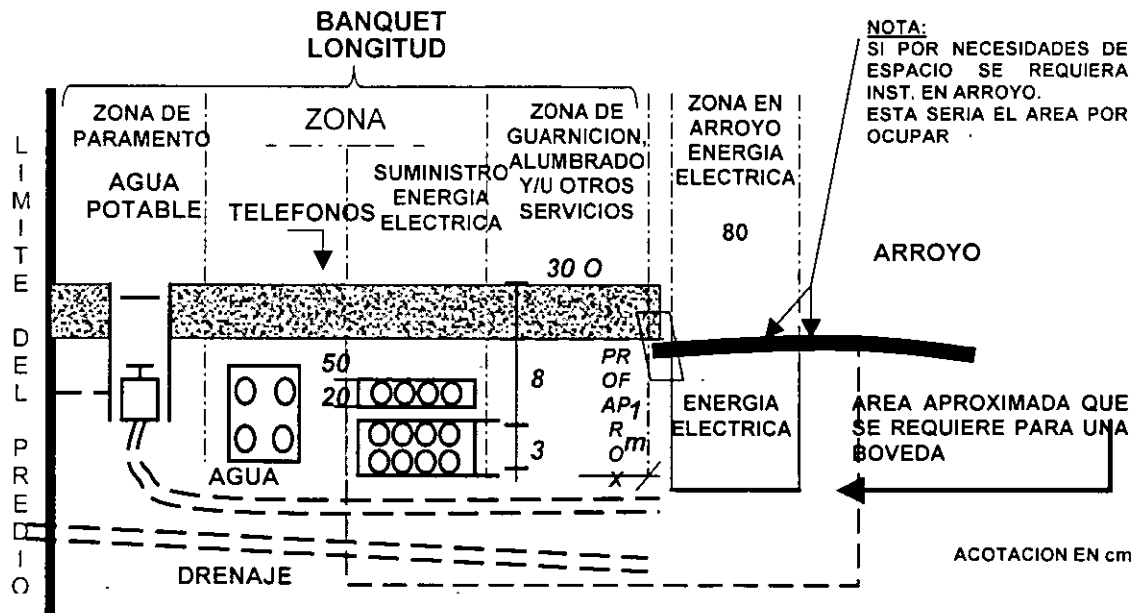
- 1- La trayectoria de los circuitos será a lo largo de las aceras, camellones, periferia de las zonas verdes y/o andadores.
- 2- La profundidad, el ancho del banco de ductos deberá cumplir con las normas LyFC.
- 3- Los ductos deben terminar en boquillas abocinadas en los registros, pozos y bóveda o cimentación de S.E.'s.
- 4- La aplicación de los registros son para las derivaciones, acometidas, cambios de dirección horizontal y vertical de los bancos de ductos.
- 5- Los registros pozos y cimentaciones de S.E.'s deben estar de acuerdo con las normas LyFC.
- 6- Evitar localización de registros donde las banquetas sean angostas en carriles de estacionamientos o frente a una cochera.
- 7- Se utilizará un registro para alimentar dos lotes, debiendo quedar instalado en el límite de ambos predios.
- 8- Donde no existan equipo y/o accesorios, se debe dejar excedente de cable de una longitud igual al perímetro del pozo de visita.
- 9- Debe instalarse soportería para los cables en los pozos y bóvedas
- 10- En los casos de cruces de avenidas o calles, se deberá dejar mínimo un ducto de reserva por cada uno de los circuitos.

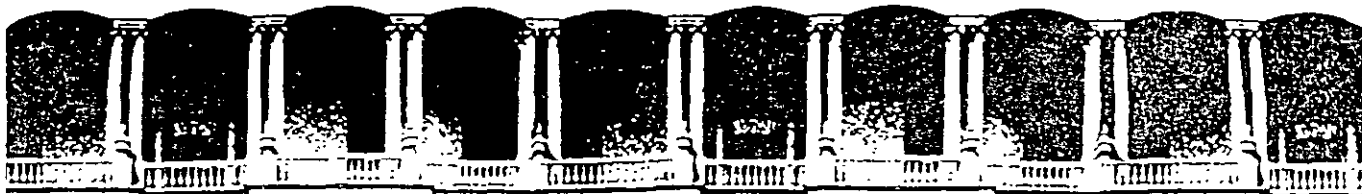
## ZONIFICACIÓN DE INSTALACIONES

Debe existir una coordinación entre los diferentes sectores que utilizan el suelo para un mejor aprovechamiento de este. Actualmente se está trabajando en los registros computarizados de las diferentes instalaciones subterráneas como Teléfonos, PEMEX, Energía Eléctrica, Drenaje, Agua Potable, etc.

Mientras se delimitan las áreas se propone lo siguiente:

### ZONIFICACIÓN DE INSTALACIONES EN BANQUETA





**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.  
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**FACULTAD DE INGENIERIA DIFA**

**UNAM**

**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA  
PALACIO DE MINERIA**

**CURSO**

**“SISTEMAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA”**

**COORDINADOR**

**M. EN I. ING. ROBERTO ESPINOSA Y LARA**

**PONENTE**

**ING. CARLOS ARMANDO GARCIA GAMA.**



# **INDICE**

**1. INTRODUCCION.**

**2. VENTAJAS Y CONSIDERACIONES TECNICO  
ECONOMICAS.**

**3. INSTALACIONES Y EQUIPO.**

**4. ACCIONES DE MANTENIMIENTO.**

**5. FACTORES DE FALLA.**

**6. CONCLUSIONES.**

# Mantenimiento en Redes Subterráneas de Distribución.

---

## 1. INTRODUCCION.

La energía eléctrica es una parte integrante de la vida moderna. El aprovechamiento por el hombre de la electricidad data de una época relativamente reciente si se compara con la edad de él sobre el planeta y sin embargo, ha tenido un desarrollo extraordinario, en particular, las últimas cuatro décadas.

Tal ha llegado a ser el grado de penetración de la electricidad, que en la actualidad no se puede concebir el no disponer de ésta forma de energía para una vida normal. Tal hecho es debido a las ya comprobadas ventajas de la electricidad con otras formas de energía y que se pueden resumir: Es fácil de producir, de transportar, de usar y de controlar, lo que permite prever que seguirá siendo la forma ideal de energía terminal para la transmisión y distribución por mucho tiempo todavía.

Para poder dotar de electricidad a todos los habitantes y a todos los sectores industriales y comerciales, el hombre a formado determinadas empresas eléctricas, las cuales deben planear, diseñar, proyectar, construir y explotar las instalaciones necesarias para satisfacer las demandas.

Las instalaciones subterráneas son utilizadas en sistemas de subtransmisión, y en sistemas de distribución.

En la ciudad de México, algunos enlaces entre Subestaciones de potencia se han hecho a través de Cable Subterráneo como se indica en la siguiente tabla:

## Mantenimiento en Redes Subterráneas de Distribución.

### CABLES SUBTERRANEOS DE MUY ALTA POTENCIA DE LA CIUDAD DE MEXICO

No.	NOMBRE	TIPO	VOLTAJE (KV)	LONGITUD (Km)
1	CINTURA	GAS	85	6.74
2	MORAZAN	GAS	85	3.94
3	TACUDESA	GAS	85	3.4
4	CONVARTE	GAS	85	4.98
5	NARQUEÑA I	GAS	85	5.29
6	NARQUEÑA II	GAS	85	5.33
7	MORAVER I	ACEITE	85	3.7
8	MORAVER II	ACEITE	85	3.7
9	VERINDIA	ACEITE	85	3.32
10	JAMILLA	ACEITE	85	2.79
11	METRO I	ACEITE	85	3.54
12	METRO II	ACEITE	85	33.2
13	HUASTECA I	ACEITE	85	2.96
14	HUASTECA II	ACEITE	85	0.943
15	HUASTECA EPR.	SECO	85	SIN
16	PENSADOR	ACEITE	230	2.43
17	MERCED I	ACEITE	230	3.92
18	MERCED II	ACEITE	230	2.28
19	VALLEJO I	ACEITE	230	4.2
20	VALLEJO II	ACEITE	230	4.19
21	COYOACAN I	ACEITE	230	4.02
22	COYOACAN II	ACEITE	230	4.01
23	AZCA I	ACEITE	230	5.06
24	AZCA II	ACEITE	230	5.06
25	PERA	ACEITE	230	3.71
26	VERTIZ I	ACEITE	230	2.78
27	VERTIZ II	ACEITE	230	2.78
28	PEMEX I	ACEITE	85	0.1347
29	PEMEX II	ACEITE	85	0.983
30	COLGATE	SECO	85	0.34
31	ESME I	ACEITE	230	5.2
32	ESME II	ACEITE	230	5.2
33	CUAUHTEMOC I	ACEITE	230	2.23
34	CUAUHTEMOC II	ACEITE	230	2.23
35	IDMA I	SECO	85	2.6
36	IDMA II	SECO	85	2.6
37	ESTRELLA I	SECO	230	5.8
38	ESTRELLA II	SECO	230	4.3
39	TECAMACHALCO I	SECO	230	SIN
40	TECAMACHALCO II	SECO	230	SIN
41	LA QUEBRADA	SECO	85	SIN

## Mantenimiento en Redes Subterráneas de Distribución.

Los sistemas de distribución en la ciudad de México han tenido un gran desarrollo principalmente en la zona centro donde se cuenta con varias redes (sistemas interconectados por alta o baja tensión) y en muchos fraccionamientos donde se tienen sistemas en anillo.

Se presentan a continuación una relación de las redes que se tienen actualmente:

No.	RED	VOLTAJE (KV)	TIPO	AREA (KM <sup>2</sup> )	CAP.INST. (MVA)
1	CENTRAL	23	AUTOMATICA	1.13	12.17
2	MERCED	23	RADIAL	1.5	12.3
3	JAMAICA	6	AUTOMATICA	0.61	11.1
4	RADIAL	6	RADIAL	1.29	24.4
5	C. DE ABASTOS	23	RADIAL	1.1	28.55
6	C. DE MARISCOS	23	RADIAL	0.35	63.5
7	FRACCIONAMIENTOS	23	ANILLO	95 FRACC.	24.1

No.	RED	VOLTAJE (KV)	TIPO	CANTIDAD
8	ALIMENTADORES	23	RADIAL	81
9	ALIMENTADORES	6	RADIAL	45
10	METRO	23	RADIAL	28

# Mantenimiento en Redes Subterráneas de Distribución.

---

## 2. VENTAJAS Y CONSIDERACIONES TECNICO ECONOMICAS.

Ante el gran crecimiento de los sistemas subterráneos y a la importancia de las zonas que atiende, es necesario analizar las ventajas de éste sistema ante un sistema de distribución aérea.

El costo de construcción de un sistema subterráneo es más alto en comparación con un sistema aéreo equivalente. El alto costo del sistema subterráneo se debe a que puede transportar una menor cantidad de energía por unidad de sección de conductor debido a las limitantes térmicas impuestas por el aislamiento y a las condiciones del terreno, además de tener que construir pozos de visita, líneas de ductos, pozos tipo Ral para interruptores y cajas en mediana tensión y bóvedas para los transformadores, así como la utilización de equipo adecuado para trabajar en interiores de edificios, a la intemperie o completamente sumergidos en agua.

El aspecto económico no solo se enfoca al costo total de construcción, sino que en muchos casos, la salida de la carga puede ocasionar pérdidas de consideración. Es aquí donde los sistemas subterráneos aventajan a los aéreos ya que éstos últimos no representan una alta confiabilidad de servicio debido a que son muy vulnerables a contingencias físicas (choques de vehículos y cuerpos extraños) y a los agentes atmosféricos (rayos, lluvia, polvos, sales y otros contaminantes), lo que hace necesario dotarlos de elementos de protección automática que en caso de falla aislen la parte fallada, restaurando el servicio en las partes no dañadas, lo cual implica un costo adicional alto.

Los sistemas subterráneos por la forma en que están contruidos, presentan una exposición muy reducida a las fallas antes mencionadas ofreciendo en forma normal un servicio de alta confiabilidad con un alto grado de continuidad, presentando de este modo un índice de fallas bajo en comparación con el que se tiene en instalaciones aéreas.

Otros factores que se toman en cuenta para utilizar sistemas subterráneos son por orden de importancia los siguientes:

# Mantenimiento en Redes Subterráneas de Distribución.

---

- Seguridad a las personas.
- Densidad de carga.
- Importancia de la carga por alimentar.
- Presencia de obstáculos físicos.
- Estética.

## 3. INSTALACIONES Y EQUIPO.

Las instalaciones y el equipo que se utiliza en sistemas subterráneos deben tener características adecuadas a ese fin. A continuación se mencionan de manera muy simple con sus características principales las instalaciones y el equipo más utilizado.

### 3.1. INSTALACIONES.

#### 3.1.1. Ductos.

Los ductos son una lámina delgada enrollada a presión en forma cilíndrica de cuatro metros de longitud y de diferentes diámetros (tres o cuatro pulgadas), que proporcionan una protección mecánica al cable. Los ductos que más se utilizan son de una mezcla de cemento portland, arena de cuarzo triturada y fibra de asbesto. Se unen entre sí con coples hasta obtener la longitud deseada y se instalan de 85 a 100 cm. bajo nivel de piso para alojar cables de M.T. y a 30 cm. para alojar a cables de B.T.

#### 3.1.2. Pozos de visita.

Son registros que se construyen en la línea de los ductos y permiten instalar o retirar cables de M.T. y B.T., efectuar cambios de dirección y libramientos de obstáculos, los cables se acomodan en las paredes y tienen el espacio suficiente para elaborar empalmes y facilitar la revisión de los mismos. El acceso es por la parte superior quitando la tapa circular de concreto para banquetas o de fierro colado para el arroyo. Su construcción es de concreto ligero y malla soldada con una reposadera en la parte inferior para colocar la manguera cuando sea necesario desaguarla.

# Mantenimiento en Redes Subterráneas de Distribución.

---

## 3.1.3. Pozos tipo RAL.

Son construcciones subterráneas destinadas para alojar equipo en M.T. como interruptores y cajas. Tienen espacio suficiente para el acomodo de cables, elaboración de empalmes, operación del equipo, etc. Su forma es rectangular, su construcción es de concreto, cuenta con rejilla de ventilación y entrada y esta provista con una reposadera.

## 3.1.4. Bóvedas.

Son construcciones subterráneas destinadas para la instalación de transformadores, protectores y buses cubiertos con el espacio suficiente para el acomodo de cables, elaboración de empalmes, cambio de fusibles, etc. Su forma es rectangular, su construcción es de concreto, cuenta con rejilla de ventilación y entrada, esta provista de reposadera.

## 3.1.5. Subestaciones.

Existen varios tipos que se utilizan y son las siguientes:

- Subestación interior: Es un local ubicado en el predio del cliente y destinado a la colocación de gabinete, transformadores, buses abiertos, etc.
- Subestación tipo Caseta: Es un cuarto de mampostería similar a la subestación interior pero se encuentra independiente de cualquier predio. Se utiliza principalmente en fraccionamientos.
- Subestación tipo Frac: Es un gabinete metálico de uso en intemperie que aloja en su interior un transformador, medios de seccionamiento y la salida de baja tensión a través de fusibles.
- Subestación tipo pedestal: Es un transformador autoprotegido contra corto circuito y sobrecarga e incluye en el mismo gabinete un selector de circuitos de operación sin carga. Por su construcción puede ser usado para interiores o exteriores. La derivación de baja tensión es a través de fusibles.

# Mantenimiento en Redes Subterráneas de Distribución.

---

## 3.2.EQUIPO.

### 3.2.1. Cable.

Tanto en baja como en mediana tensión se ocupan dos tipos de cable que son el primero de aceite con aislamiento de papel impregnado en aceite, cubierta de plomo y cubierta exterior de termoplástico (PT). Y el segundo es cable seco con aislamiento de polietileno de cadena cruzada con cubierta exterior de PVC, (TC).

Cabe mencionar que el cable seco está ganando rápidamente terreno en cuanto a su utilización y esta desplazando al cable de aceite por las siguientes razones:

- Es más ligero.
- Es más fácil de maniobrar (Instalación y acomodo).
- Los empalmes y terminales son más sencillas de elaborar.
- No tiene problema de migración de aceite.
- Es más económico.
- Tiene mayor ampacidad.

Prácticamente el uso del cable en aceite esta restringiéndose a las redes automáticas.



# Mantenimiento en Redes Subterráneas de Distribución.

Las características principales de los cables utilizados se muestran en la siguiente tabla:

Nº	TIPO	CALIBRE (mm <sup>2</sup> )	TENSION (VOLTS)	I nominal (A)	Temp. (°C)	USO	APLICACION
1	TRIFASICO BPT	35	220	145	65	DIRECTAMENTE ENTERRADO/DUCTOS	ACOMETIDAS EN RED AUTOMATICA
2	TRIFASICO BPT	70	220	185	65	DIRECTAMENTE ENTERRADO/DUCTOS	RAMALES EN RED AUTOMATICA
3	TRIFASICO BPT	150	220	225	65	DIRECTAMENTE ENTERRADO/DUCTOS	TRONCALES EN RED AUTOMATICA
4	MONOFASICO BTC	15	220	110	65	DIRECTAMENTE ENTERRADO/DUCTOS	ACOMETIDAS EN RED RADIAL
5	MONOFASICO BTC	35	220	170	65	DIRECTAMENTE ENTERRADO/DUCTOS	RAMALES EN RED RADIAL
6	MONOFASICO BTC	70	220	270	65	DIRECTAMENTE ENTERRADO/DUCTOS	RAMALES EN RED RADIAL
7	MONOFASICO BTC	150	220	420	65	DIRECTAMENTE ENTERRADO/DUCTOS	TRONCALES EN RED AUTOMATICA
8	MONOFASICO BTC	250	220	450	65	DIRECTAMENTE ENTERRADO/DUCTOS	INTERCONEXION DE EQUIPOS EN S.E
9	MONOFASICO BTC	400	220	500	65	DIRECTAMENTE ENTERRADO/DUCTOS	INTERCONEXION DE EQUIPOS EN S.E.
10	MONOFASICO 23TC	50	23000	220	65	DIRECTAMENTE ENTERRADO/DUCTOS	ACOMETIDAS Y RAMALES
11	MONOFASICO 23TC	70	23000	250	65	DIRECTAMENTE ENTERRADO/DUCTOS	ACOMETIDAS Y RAMALES
12	MONOFASICO 23TC	150	23000	385	65	DIRECTAMENTE ENTERRADO/DUCTOS	TRONCALES
13	MONOFASICO 23TC	240	23000	525	65	DIRECTAMENTE ENTERRADO/DUCTOS	TRONCALES
14	MONOFASICO 23PT	35	23000	140	65	DIRECTAMENTE ENTERRADO/DUCTOS	ACOMETIDAS
15	MONOFASICO 23PT	70	23000	160	65	DIRECTAMENTE ENTERRADO/DUCTOS	ACOMETIDAS
16	MONOFASICO 23PT	150	23000	345	65	DIRECTAMENTE ENTERRADO/DUCTOS	TRONCALES
17	MONOFASICO 23PT	240	23000	390	65	DIRECTAMENTE ENTERRADO/DUCTOS	TRONCALES

## Mantenimiento en Redes Subterráneas de Distribución.

---

### 3.2.2. Terminales.

Las terminales se utilizan en los extremos de los cables como medio de conexión y para aliviar el esfuerzo del campo eléctrico del cable.

Los diferentes tipos de terminales se enlistan a continuación:

- a) **Tipo Contreras:** Su cuerpo es de porcelana con una base de cobre en el cual se introduce el cable preparado con un conector en la punta y un cono de alivio, posteriormente se rellena de compuesto aislante derivado de resinas. Se usa para exteriores con cables de aceite. Ya no se fabrica pero como se puede recuperar se sigue utilizando.
- b) **Tipo TTB:** Tiene cuerpo de porcelana con base de bronce en el cual se introduce el cable preparado con un conector en la punta y un cono de alivio, posteriormente se rellena con un compuesto aislante derivado de resinas. Se puede usar con cable seco o de aceite y para exteriores e interiores. Ya no se fabrica pero como se puede recuperar se sigue utilizando.
- c) **Tipo 3M:** Sobre la preparación del cable se instala la terminal que consiste en cintas. Es muy fácil de elaborar y se puede utilizar para cable seco o de aceite, para exteriores e interiores.
- d) **Tipo Raychem:** Sobre la preparación del cable se instalan fundas que se reducen con el calor de un soplete. Es muy sencilla de elaborar y se puede utilizar para cable seco o de aceite, para exteriores e interiores.
- e) **Tipo codo:** Sobre la preparación de un cable se suelda un conector que se introduce en un cuerpo de hule con forma de codo el cual se conecta a los transformadores que tienen insertos (pozo y pedestal). Puede trabajar bajo agua y utiliza cable seco.
- f) **Tipo G&W:** En un cuerpo de porcelana color blanco con una base de bronce, se introduce un cable preparado con un conector en la punta. La terminal se encuentra rellena de un compuesto color azul derivado de resinas. Se utiliza en los interruptores RAC, CSF, CSV y Cajas de M.T. a los cuales se acopla con tornillos y un empaque de hule neopreno.

# Mantenimiento en Redes Subterráneas de Distribución.

---

- g) **Tipo Premoldeadas:** Tiene un cuerpo de resina epóxica en el cual se introduce un cable preparado con el cono de alivio y un conector en la punta. Se elabora una bola de soldadura (estaño – plomo, 40 y 60% respectivamente) en la parte inferior para evitar el escurrimiento de compuesto con el cual se rellena. Se utiliza en transformadores interiores o sumergibles.

## 4.1.Transformadores.

Todos los transformadores que se utilizan en los sistemas subterráneos aunque son de diferentes tipos, tienen las siguientes características similares:

- Primario 23000 – Secundario 220/127 volts.
- Primario Delta – Secundario estrella con neutro aterrizado.
- Enfriamiento natural (OA) de aceite o Rtemp.

Las características particulares de cada tipo de transformador se muestran a continuación:

- a) **Tipo Sumergible:** Existe en capacidades de 300, 500 y 750 KVA. y se utiliza en redes automáticas y servicios radiales.
- b) **Tipo DRS Pedestal:** Existe en capacidades de 75, 112.5, 150, 225 y 300 KVA. y se utiliza para distribución residencial.
- c) **Tipo DRS Pozo:** Existe en capacidades de 75, 112.5, 150, 225 y 300 KVA. y se utiliza para distribución residencial.
- d) **Tipo DCS Pozo:** Existe en capacidades de 300, 500 y 750 KVA. y se utiliza para redes radiales y distribución comercial.
- e) **Tipo interior:** Existe en capacidades de 300, 500 y 750 KVA. y se utiliza en redes automáticas y servicios radiales.
- f) **Tipo Poste:** Existe en capacidades de 45, 75, 112.5, 150, 225 y 300 KVA. y se utiliza en subestaciones interiores o tipo Frac.

## Mantenimiento en Redes Subterráneas de Distribución.

---

### 3.2.4. Medios de Seccionamiento en M.T.

- a) **Interruptor RAC de 3 y 4 vías:** Su cuerpo es de placa de fierro de ¼" cadmizado o galvanizado. Es de servicio sumergido en agua hasta tres metros de profundidad y se instala en pozos tipo RAL. Tiene tres o cuatro vías (una llegada y dos o tres derivaciones respectivamente) que se pueden interconectar entre sí. Utiliza como aislamiento aceite Pemex. No. 1 con un volumen aproximado de 770 litros par el interruptor de tres vías y 1150 litros para el interruptor de cuatro vías. Tiene una capacidad de 600 A. Y un nivel básico de aislamiento de 150 KV. C.A. La operación es manual con palanca intercambiable en las cuchillas que pueden abrir o cerrar con carga cualquier vía independientemente por circuito trifásico.
- b) **Interruptor CSF:** Su cuerpo es de placa de fierro de ¼" cadmizado o galvanizado. Es de servicio sumergido en agua hasta tres metros por lo que se instala en pozos tipo RAL. Tiene un NBA. De 150 KV. Y utiliza aceite Pemex No. 1 como aislamiento. Consta de dos secciones independientes y solo conectadas eléctricamente. La sección superior está rellena de 790 litros de aceite y contiene tres fusibles con capacidades hasta de 150 A. Máximo nominal con una capacidad interruptiva de 1500 MVA que protegen al cable que sale hacia el servicio. La apertura o cierre es manual con palanca a través de cuchillas de operación con carga hasta 200 A. Tiene una salida hacia un servicio en M.T. La sección inferior esta rellena con 930 litros aproximadamente de aceite y contiene un mecanismo a base de cuchillas que permiten interconectar tres vías (una llegada, una derivación hacia la sección de los fusibles y una derivación hacia el exterior). La apertura y cierre se hace en forma manual con palanca intercambiable y con carga hasta 600 A. Este interruptor tiene una función similar a un gabinete 2QR y se utiliza cuando el cliente no tiene espacio en su predio para ubicar una subestación.
- c) **Interruptor CSV:** Es muy similar al interruptor CSF, la única diferencia es que utiliza interruptores en vacío en vez de fusibles.
- d) **Caja:** Tiene un cuerpo de placa de fierro de ¼" cadmizado o galvanizado, se utiliza para derivar ramales y puede interconectar hasta cuatro circuitos de cables. La conexión e interconexión se hace por medio de placas removibles sin potencial. Puede trabajar sumergido en agua hasta tres metros de profundidad y tiene una capacidad de 500 A. continuos.

## Mantenimiento en Redes Subterráneas de Distribución.

---

- e) **Gabinete:** Es un equipo blindado para instalarse en interiores o exteriores formado por uno o más módulos que alojan en su interior equipo de alta tensión como interruptores de aire (quebradoras), portafusibles, ruptofusibles (interruptores en aire de operación en grupo asociados con fusibles limitadores de corriente), buses de 23 KV, terminales, etc. Dependiendo del tipo y número de módulos que se acoplen, permite alimentar servicios o transformadores en M.T. Las características que deben tener para operar satisfactoriamente en un sistema de distribución subterránea son: trifasicos, 23000 volts, 400 A., NBI de 125 KV, 2300 metros sobre el nivel del mar, temperatura ambiente de  $-4$  a  $40$  °C., humedad relativa de 90% y servicio continuo.

### En baja tensión se utiliza el siguiente equipo:

- a) **Buses abiertos:** Son placas de solera de cobre con ocho o dieciséis derivaciones con capacidad de 1500 A. Se utiliza en subestaciones interiores y son de fases separadas (uno para cada fase). Se fijan a un muro con separadores de fibra de vidrio y un soporte de solera de fierro y permiten conectar cables a través de fusibles de baja tensión de cartucho renovable (CR) que los protegen contra sobrecorrientes y corto circuitos. Las características de los fusibles se anotan en la siguiente tabla:

No.	CALIBRE (mm <sup>2</sup> )	FUSIBLE	I nom. (A)	Ic. C. (A)	TENSION MAXIMA DE OPERACION
1	70	CR 200	200	10000	250 V.
2	150	CR 350	350	10000	250 V.
3	250 - 400	CR 600	600	10000	250 V.

- b) **Buses cubiertos:** Son placas de cobre electrolítico con derivaciones transversales para la conexión de zapatas. Tiene un recubrimiento aislante de epoxi-fibra que lo cubre todo con excepción de las partes de conexión. Tiene seis u ocho derivaciones para conectar a cables de baja tensión a través de fusibles CR. Se fijan en los muros de las bóvedas y pueden trabajar sumergidos en agua hasta tres metros de profundidad. Son de fases separadas y se identifican por colores (rojo, blanco y azul). Son para 800 A. y los

## Mantenimiento en Redes Subterráneas de Distribución.

---

fusibles así como las conexiones al bus por medio de zapatas se cubren con fundas de neopreno sujetas con abrazaderas.

- c) **Cajas de seccionamiento "X":** Permite interconectar hasta cuatro circuitos de cables de baja tensión y efectuar varias combinaciones para cambiar la trayectoria del potencial según las necesidades. Se coloca horizontalmente en un registro precolado bajo banqueteta (40 cm. aproximadamente) quedando cerrada con marco removible y una tapa de fierro colado.
- d) **Protector de red:** se acopla a la baja tensión de los transformadores de la red automática y permite conectar y desconectar en la forma manual o automática el transformador de la red automática de baja tensión. Su característica principal es que en forma automática cierra sus contactos cuando la energía fluye del transformador a la red y los abre cuando es en forma inversa. Se instalan en interiores y con gabinete adecuado en pozos tipo ral sumergidos pudiendo trabajar hasta tres metros de profundidad.
- e) **Fusibles limitadores:** Se utilizan en los servicios radiales que salen de las redes automáticas de baja tensión. Su característica principal es que tienen una alta capacidad interruptiva debido a los grandes valores de corto circuito que se presentan en éste tipo de redes.

### 4. ACCIONES DE MANTENIMIENTO.

Los sistemas subterráneos como se mencionó anteriormente, son muy confiables, sin embargo no están exentos de fallar. Para mantener el número de fallas en el nivel mínimo, es necesario tomar acciones de mantenimiento preventivo que conserven los equipos e instalaciones en el mejor estado posible. Las acciones de mantenimiento consisten básicamente en una inspección detallada, el mantenimiento propiamente dicho corrigiendo las anomalías encontradas y las reparaciones que se tengan que atender con el equipo desenergizado.

El mantenimiento se enfoca en tres aspectos principalmente:

# Mantenimiento en Redes Subterráneas de Distribución.

---

## 4.1. Mantenimiento a instalaciones.

El mantenimiento a las instalaciones consiste en la revisión y reparación de los puntos que a continuación se mencionan:

### 4.1.3. Subestaciones tipo interior y caseta:

- a) **Puerta de acceso:** Debe estar en buen estado la pintura, las bisagras, la chapa o candado, letrero de identificación.
- b) **Limpieza:** Barrer la basura acumulada, sacar objetos extraños que pudieran encontrarse en el interior.
- c) **Instalación eléctrica:** Verificar que enciendan todos los focos y el buen estado del apagador y los cables.
- d) **Techo de la Subestación:** Detectar goteras e impermeabilizar de ser necesario.
- e) **Deshierbar:** Recortar el pasto muy crecido y las ramas de los árboles que obstruyan la apertura de las puertas.

## 4.2. En pozos tipo Ral y Bóvedas:

- a) **Rejilla de acceso:** No debe estar rota, doblada o incompleta, debe estar pintada.
- b) **Limpieza:** Se debe desaguar verificando si se tienen filtraciones y si son de agua potable o de aguas negras. Cuando las filtraciones son pequeñas se tapan con integral que es un cemento de fraguado rápido y si son muy grandes se deben notificar al D. D. F. para que ellos reparen sus fugas. Cuando ya no haya filtraciones es necesario asear sacando toda la basura y objetos extraños, desinfectando de ser necesario.
- c) **Escalera:** Debe estar bien sujeta al muro y pintada.
- d) **Ductos:** deben estar taponados (sellados) para evitar que a través de ellos entre agua.

# Mantenimiento en Redes Subterráneas de Distribución.

---

## 4.1.3. En pozos de visita:

- a) **Tapa:** Verificar que no este rota, que el arillo este nivelado y al nivel de banquetta. Tapas de concreto en la banquetta y de fierro en arroyo.
- b) **Limpieza:** Desaguar verificando filtraciones, asear y desinfectar de ser necesario.
- c) **Ductos:** verificar que estén taponados. .

## 4.2. MANTENIMIENTO AL EQUIPO.

El mantenimiento al equipo consiste en los siguientes puntos:

### 4.2.1 En Subestaciones tipo interior o caseta:

- a) **Gabinete:** Debe estar bien pintado, con los vidrios enteros, nomenclatura visible, debe haber una tarima de madera con hule en la superficie donde pararse para hacer operaciones, tener a la mano la palanca de operación, casco y percha. A través de las ventanas tratar de detectar tanto visual como auditivamente algún brincamiento. Cuando el gabinete se tenga sin potencial es necesario checar la operación correcta de las quebradoras y el ruptofusible, limpiar las barras y los aisladores con turco (similar a la gasolina pero no es flamable), checar la capacidad adecuada de los fusibles y la operación correcta con el percutor. Lijar las zapatas de las terminales para que hagan buen contacto y verificar que no tengan escurrimiento. Medir con megger los aisladores para verificar su estado. Apretar la tornilleria de las tierras verificando que estén completas y medir el valor óhmico de las varillas cooperweld cuyo valor debe ser menor de 10 ohms.
- b) **Bus Abierto:** Lijar zapatas para tener buen contacto, apretar la tornilleria reponiendo la faltante, abrir los fusibles CR y apretar los tornillos del eslabón fusible. Tomar cargas para verificar que circula la corriente adecuada de acuerdo a la ampacidad del cable. Tocar cables y fusibles para detectar un calentamiento anormal, verificar que tengas placas de nomenclatura. Medir voltajes y verificar que no tengan variaciones.



## Mantenimiento en Redes Subterráneas de Distribución.

---

- c) **Transformador:** Limpiarlo de polvo, verificar que la pintura esté en buen estado, checar nivel de aceite y temperatura en los indicadores correspondiente, verificar que tengan placas de datos, apretar la tornillería de las tierras, verificar que tenga escurrimiento de aceite por algún empaque dañado y que las terminales no tengan escurrimiento. El aceite que se usa en los transformadores debe tener propiedades aislantes pero como es un material higroscópico que absorbe fácilmente la humedad del medio ambiente baja su resistencia dieléctrica por lo que es necesario realizar periódicamente muestreos del mismo para determinar su valor de rigidez dieléctrica. Si las pruebas indican que el aceite tiene una rigidez menor a 20 KV, se recomienda cambiarlo por aceite con rigidez mayor a 30 KV. La muestra para la prueba es de 100ml. aproximadamente y se saca por la válvula inferior depositándolo en una botella limpia y libre de humedad. Es conveniente hacer notar que el Rtemp (compuesto con propiedades dieléctricas y elaborado a partir de hidrocarburos) no pierde sus propiedades por lo que no es necesario hacerle pruebas de rigidez. Si el transformador no tiene potencial es necesario hacerle pruebas de T.T.R. para verificar la relación de transformación y la prueba de megger para checar continuidad de los fusibles, de los devanados y el estado del aislamiento.

### 4.2.2. En Bóvedas.

- a) **Transformador:** Verificar que la pintura esté en buen estado y su nomenclatura legible, verificar nivel de aceite y temperatura, verificar que tenga placa de datos, apretar tornillería del sistema de tierras, verificar que no tenga fuga de aceite por los empaques y que las terminales no tengan escurrimiento. Efectuar muestreo de aceite para la prueba de rigidez. Si se encuentra sin potencial hacerle pruebas de T.T.R. y de megger. A los equipos sumergibles se les hace prueba de hermeticidad que tiene la finalidad de detectar puntos donde los empaques estén en mal estado y se le pueda meter agua al equipo. La prueba consiste en inyectar nitrógeno a una presión de 5 libras por pulgada cuadrada durante 5 minutos. Si la presión no disminuye quiere decir que no hay fuga y el equipo se encuentra en buenas condiciones.
- b) **Bus Cubierto:** Lijar las zapatas para que hagan buen contacto, apretar tornillería y reponer la faltante, abrir fusibles CR y apretar los tornillos del eslabón fusible. Tomar cargas para verificar que circula la corriente adecuada. Verificar que las fundas estén completas, que no estén picadas o rotas, que tengan completas las abrazaderas y que estén bien colocadas.

## Mantenimiento en Redes Subterráneas de Distribución.

---

- c) **Tierras:** Checar que el sistema de tierras esté completo y medir el valor óhmico de la varilla cooperweld.

### 4.2.3. En Pozos tipo Ral:

- a) **Interruptores y Cajas:** Se debe revisar que tenga pintura en buen estado y nomenclatura visible, que tengan la tornillería completa, que los tanques estén aterrizados, que las terminales no tengan escurrimiento y estén bien aterrizadas. Se les hace muestreo de aceite para la prueba de rigidez y prueba de hermeticidad. Se checa que el nivel de aceite esté correcto, que los mecanismos estén en buen estado.

## 4.3. MANTENIMIENTO A CABLES.

Los cables en las instalaciones subterráneas son los puntos más frágiles del sistema debido a que no siempre su manejo es el adecuado y tiene muchos puntos de transición (empalmes y terminales) que generan esfuerzos eléctricos y probables puntos de falla. El mantenimiento a los cables consiste en los siguientes puntos:

**4.3.1. Instalación:** La instalación de un cable de M.T. debe hacerse usando las técnicas recomendadas por el fabricante cuidando de no dañar el aislamiento, no aplicar demasiada tensión de jalado y no someterlo a dobleces menores a los recomendados (12 veces el diámetro exterior del cable). Los ductos deben estar libres de obstrucciones, completamente limpios y perfectamente emboquillados. Los ductos deben terminar en pozos de visita con distancias máximas de 100 metros en tramos rectos y de menor distancia para los cambios de direcciones.

**4.3.2. Revisión:** Se efectúan recorridos verificando que los cables estén bien acomodados, que no tengan curvaturas excesivas, que no tengan piquetes, que los empalmes estén bien soportados y no tengan escurrimiento, que las terminales no tengan escurrimiento y estén bien aterrizadas.

## Mantenimiento en Redes Subterráneas de Distribución.

---

**4.3.3. Pruebas:** Antes de hacer las pruebas, el cable deberá desconectarse de todo el equipo al que esté conectado, abriendo interruptores, retirando fusibles, etc. Se debe conectar a tierra todo el equipo que no se va a probar así como las partes metálicas que no estén conectadas a tierra.

- a) **Prueba de la Resistencia de Aislamiento:** La resistencia de aislamiento es la resistencia que ofrece su aislamiento al flujo de la corriente resultante de un voltaje de corriente directa aplicado. La resistencia de aislamiento de cualquier cable es afectada por la temperatura, humedad, suciedad y en general por las áreas débiles debido a deterioro por envejecimiento o por daño mecánico. El valor de resistencia medida a un voltaje y tiempo específicos, representará la influencia de todos esos factores en el aislamiento. Los valores de las mediciones deberán guardarse para comparaciones futuras. Antes de efectuar la prueba se recomienda calcular analíticamente la resistencia de aislamiento del cable utilizando la siguiente fórmula:

$$R_i = K \log_{10} \left( \frac{D}{d} \right)$$

Donde:

**R<sub>i</sub>** es la resistencia de aislamiento en megohms por Km.

**K** es la constante de la resistencia de aislamiento.

**log<sub>10</sub>** es el logaritmo base diez.

**D** es el diámetro exterior del aislamiento.

**d** es el diámetro interior del aislamiento.

Los valores de la constante de resistencia de aislamiento se dan a continuación:

## Mantenimiento en Redes Subterráneas de Distribución.

---

### CONSTANTE DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

AISLAMIENTO	K (M x Km)	TEMPERATURA
Papel Impregnado	3000	20°C.
Polietileno	6100	15.6°C.

#### Ejemplo de cálculo:

Calcule el valor de la resistencia de aislamiento de un alimentador de 486 metros de cable seco cal. 150 mm<sup>2</sup>. Con aislamiento de polietileno de cadena cruzada, instalado en ductos a una temperatura promedio de 25°C.

De la fórmula:

$$R_i = K \log_{10} \left( \frac{D}{d} \right)$$

Tenemos que:

$$K = 6100 \text{ a } 15.6 \text{ °C}$$

$$D = 16.075$$

$$d = 7.975$$

Sustituyendo en la fórmula:

$$R_i = 6100 \log_{10} \left( \frac{16.075}{7.975} \right)$$

$$R_i = 6100 (0.3044)$$

$$R_i = 1856.96 \text{ megohms}$$

## Mantenimiento en Redes Subterráneas de Distribución.

---

Luego entonces la corrección por temperatura es:

$$R_{it} = 1856.96 \times 1.66 = 3082.55$$

La corrección por longitud es:

$$R_{il} = 3082.55 \times \frac{1000}{486} = 6342.71 \text{ megohms}$$

### TABLA DE DIÁMETROS DE AISLAMIENTO DE CABLES SECOS Y DE ACEITE PARA EL CALCULO DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

CABLE	D	d	D/d
23 TC 1 X 50	12.365	4.265	2.8991
23 TC 1 X 70	12.875	4.775	2.6963
23 TC 1 X 150	16.075	7.095	2.2656
23 TC 1 X 240	17.445	9.345	1.8667
23 PT 1 X 35	10.305	3.825	2.6491
23 PT 1 X 70	11.515	5.415	2.1263
23 PT 1 X 150	14.05	7.95	1.7672
23 PT 1 X 240	16.16	10.06	1.6063

# Mantenimiento en Redes Subterráneas de Distribución.

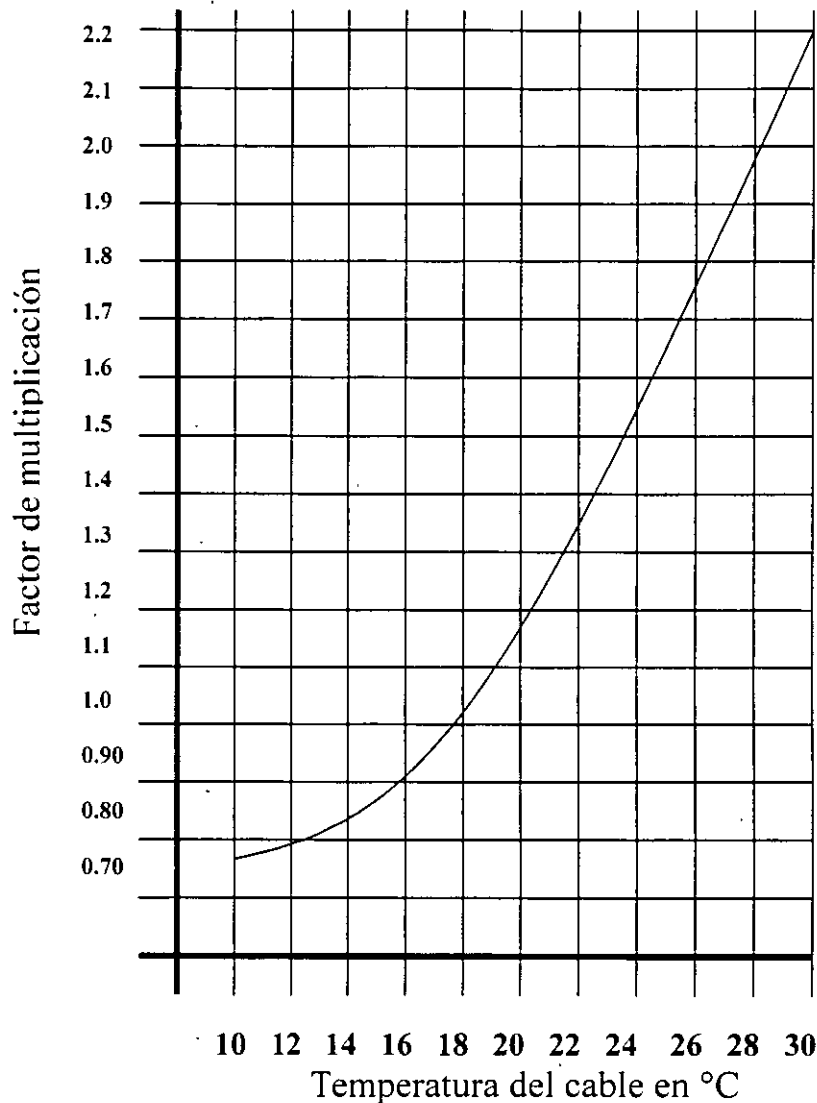
---

## FACTOR DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA PARA CABLE SECO.

TEMPERATURA (°C)	COEFICIENTE POR 0.55 °C	TEMPERATURA (°C)	COEFICIENTE POR 0.55 °C	TEMPERATURA (°C)	COEFICIENTE POR 0.55 °C
10.0	0.75	17.8	1.13	25.6	1.71
10.6	0.77	18.3	1.16	26.1	1.76
11.1	0.79	18.9	1.20	26.7	1.81
11.7	0.82	19.4	1.23	27.2	1.87
12.2	0.84	20.0	1.27	27.8	1.92
12.8	0.87	20.6	1.31	28.3	1.98
13.3	0.89	21.1	1.35	28.9	2.04
13.9	0.92	21.7	1.39	29.4	2.10
14.4	0.94	22.2	1.43		
15.0	0.97	22.8	1.47		
15.6	1.00	23.3	1.52		
16.1	1.03	23.9	1.56		
16.7	1.06	24.4	1.61		
17.2	1.09	25.0	1.66		

# Mantenimiento en Redes Subterráneas de Distribución.

## FACTOR DE CORRECCION DE TEMPERATURA PARA CABLE DE ACEITE



Ya que se tiene el valor calculado se hace la prueba físicamente con un megger (manual o electrónico). El borne positivo se conecta al conductor y el negativo a la pantalla o cubierta metálica del cable que también deberán estar conectados a tierra. Dado a que el cable se comporta como un capacitor, deberemos energizar durante cierto tiempo dependiendo de la longitud del cable (entre uno a tres minutos normalmente). Al terminar la prueba se registra

## Mantenimiento en Redes Subterráneas de Distribución.

---

también el valor de la temperatura a la que se encuentra el cable para poder efectuar la corrección correspondiente.

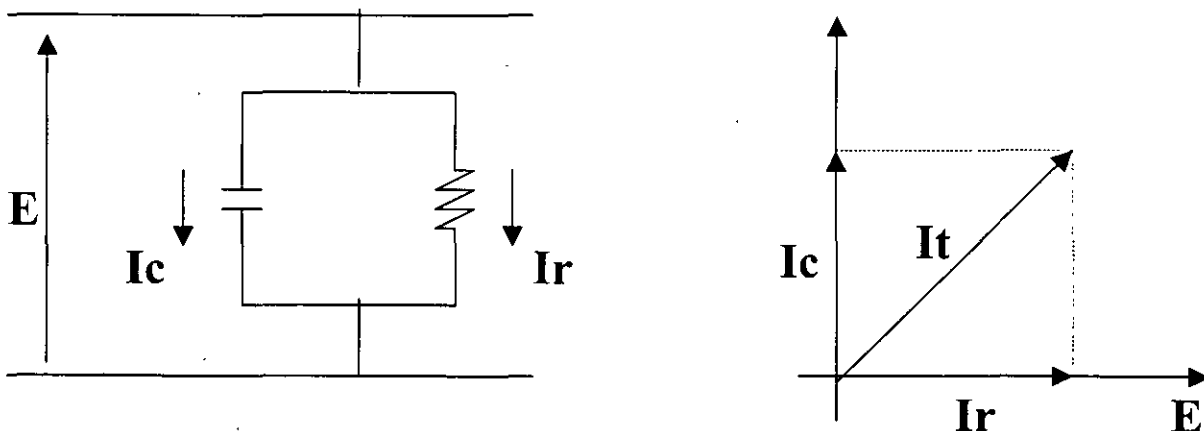
Al hacer la corrección por longitud debe recordarse que la resistencia de aislamiento varía inversamente con la longitud.

- a) Las pruebas en cable nuevo dan valores de resistencia de aislamiento más altos que los calculados y dependiendo de las condiciones en que trabajen se determina su vida útil que es de 30 años en condiciones normales.
- b) Prueba en alta tensión: el objeto de esta prueba es verificar que el aislamiento se encuentra en condiciones de operar satisfactoriamente ante los esfuerzos eléctricos típicos de los sistemas de potencia.

En México la prueba de alta tensión se realiza con corriente directa aunque es posible realizarla con corriente alterna a frecuencia industrial (60 Hz.) o a muy bajas frecuencias (0.1 Hz.).

Cuando se efectúa la prueba de alta tensión además de que el cable pueda soportar el voltaje de prueba durante el tiempo especificado, se realiza un análisis de la variación de la corriente de fuga con el tiempo.

El diagrama eléctrico simplificado de un cable de energía se presenta a continuación junto con el diagrama vectorial.





## Mantenimiento en Redes Subterráneas de Distribución.

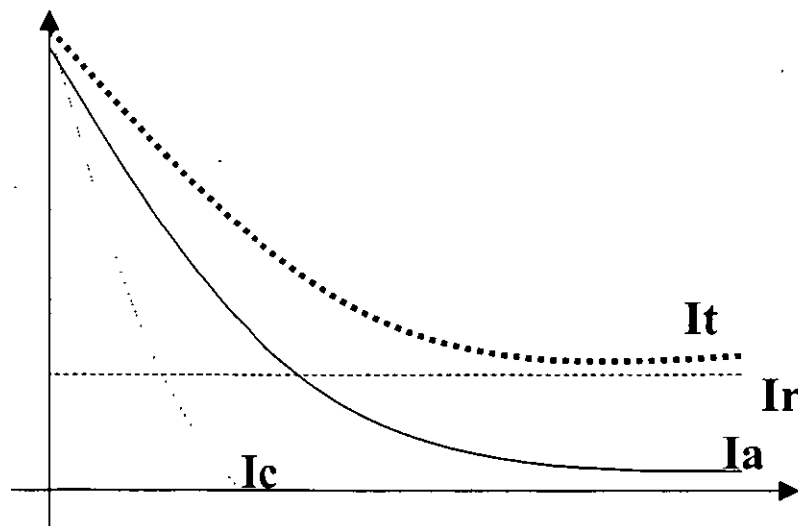
---

Se observa que cuando se aplica un voltaje a través de un dieléctrico fluyen tres tipos de corrientes que son:

- a) La corriente de carga ( $I_c$ ) que corresponde a la capacitancia del cable.
- b) La corriente de conducción ( $I_r$ ) presente en todo dieléctrico.
- c) La corriente de absorción o polarización ( $I_a$ ) que es de magnitud despreciable comparada con la corriente de conducción.

En el equipo de alta tensión se tiene un miliampermetro que mide la suma de las tres corrientes arriba mencionadas ( $I_t$ ).

La variación de estas corrientes con el tiempo se ilustra en la siguiente figura, lo que indica que la lectura del miliampermetro debe hacerse cuando se estabiliza la ( $I_t$ ) para evitar el efecto de la ( $I_c$ )



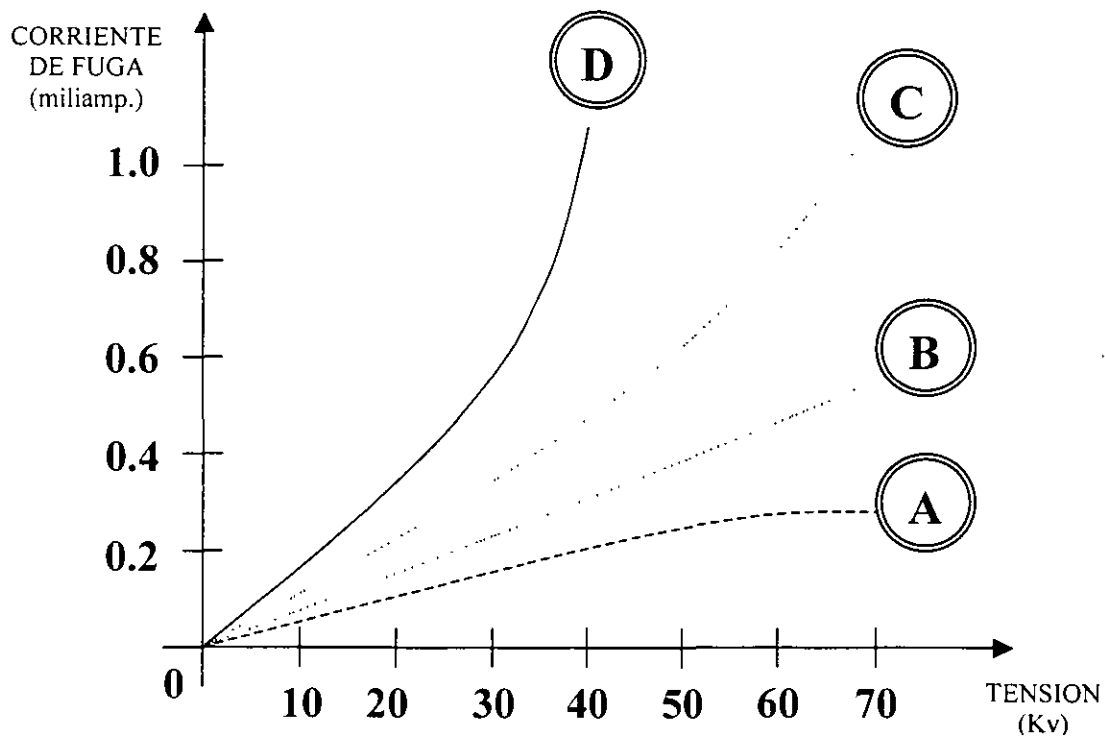
## Mantenimiento en Redes Subterráneas de Distribución.

La corriente resultante es ( $I_t$ ) cuyo camino es a través del aislamiento o sobre una superficie de fuga tal como las terminales del cable bajo prueba.

Conocido el voltaje de prueba y la resistencia de aislamiento del cable la corriente de fuga se puede determinar analíticamente por la ley de ohm.

$$I_t = \frac{E(kv)}{R_i(M\Omega)}$$

La prueba consiste en aplicar voltajes de corriente directa con rangos de 0 a 75 Kv para cable de aceite y de 0 a 60 para cables secos, aumentando a partir de cero de diez en diez Kv. y dejando que se estabilice durante cinco minutos hasta llegar al rango mencionado. Con los valores que se obtienen se elabora una gráfica como se muestra a continuación.



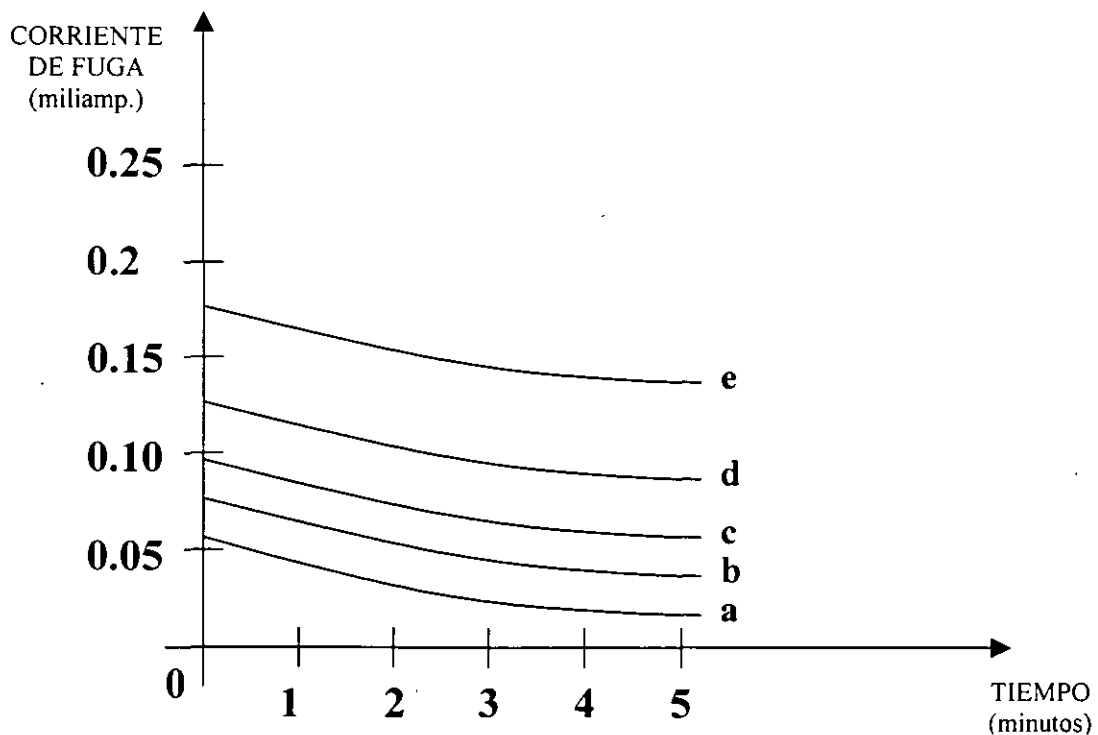
# Mantenimiento en Redes Subterráneas de Distribución.

---

- (A) Curva típica de buen aislamiento.
- (B) Curva de buen aislamiento con humedad.
- (C) Curva de buen aislamiento con mucha humedad capaz de ocasionar una falla.
- (D) Curva de un aislamiento con burbujas de aire o impurezas. El voltaje inicia la ionización del aire en la burbuja lo que produce alta energía calorífica que causa la destrucción del aislamiento, ocasionando la falla.

Estas curvas nos indican si el aislamiento esta bueno o propenso a fallar.

Si se gráfica año con año la curva de la corriente de fuga con respecto al tiempo nos muestra como el aislamiento aunque este en buen estado envejece y permite cada vez una mayor corriente de fuga.



## Mantenimiento en Redes Subterráneas de Distribución.

---

Gráficas periódicas que indican el envejecimiento que sufre el aislamiento de un cable a medida de que pasa el tiempo.

- a) Cable recién instalado.
- b) Cable tres años después.
- c) Cable cinco años después.
- d) Cable siete años después.
- e) Cable quince años después.

### **4.4. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO.**

Elaborar un programa de mantenimiento preventivo debe tomar en cuenta diferentes factores como: la cantidad de instalaciones existentes, la cantidad de personal disponible y capacitado, la cantidad de recursos y el tiempo que se tarda el personal en realizar las acciones de mantenimiento.

Lo más recomendable es dar mantenimiento con la periodicidad que se indica a continuación sobre la base de la experiencia que se tiene en este campo; y dadas las condiciones friáticas y de acumulación de basura que se tiene en la ciudad de México.

- a) Mantenimiento a instalaciones tres veces al año.
- b) Mantenimiento al equipo tres veces al año.
- c) Mantenimiento a cables dos veces al año.
- d) Pruebas a cables una vez al año.

# Mantenimiento en Redes Subterráneas de Distribución.

---

## 5. FACTORES DE FALLA.

Independientemente del mantenimiento preventivo realizado para mantener las instalaciones en buen estado hay otros factores que ocasionan las fallas y se mencionan a continuación.

**5.1. Fallas en terminales y empalmes:** se ocasionan por falta de mano de obra calificada y exceso de humedad.

**5.2. Fallas en cable:** ocasionadas por malos manejos en cable durante la instalación dañando el aislamiento y las pantallas por tensiones de jalado excesivas, materiales extraños y rebabas en los ductos y daños mecánicos por terceros.

**5.3. Temperaturas excesivas** ocasionadas por trabajar los cables por encima del valor máximo de corriente permitido y por el cruce del cable con fuentes térmicas.

En la siguiente tabla se indican los rangos de temperatura que soportan los aislamientos.

TIPO DE CABLE	TEMPERATURA DE OPERACIÓN (°C)	TEMPERATURA DE CORTO CIRCUITO (°C)
ACEITE	65	160
SECO	90	250

**5.4. Efecto corona:** Es una descarga eléctrica en el aire (brincamiento), creado por un esfuerzo eléctrico que resulta en rotura o ionización del aire que puede causar falla en el cable. Se origina por una mala

## Mantenimiento en Redes Subterráneas de Distribución.

---

elaboración del cono de alivio o por distancias inadecuadas entre partes vivas y tierra.

**5.5. Sobrevoltajes:** No es conveniente que circulen voltajes muy altos en los cables ya que ocasionan arcos en las terminales y arborescencias dentro del aislamiento. Los sobrevoltajes se generan como resultado de descargas atmosféricas, operación de interruptores y posibles condiciones de resonancia del circuito (ferroresonancia). De aquí que sea conveniente el uso adecuado de apartarrayos, el menor número de operaciones posibles en el sistema y utilizar equipos de apertura tripolar.

### ESTADISTICAS DE FALLAS EN ALIMENTADORES DE 23 KV DE 1998

<b>FALLA EN TERMINALES Y EMPALMES:</b>	<b>46.23 %</b>
<b>FALLA EN CABLE:</b>	<b>22.58 %</b>
<b>FALLA POR TERCEROS:</b>	<b>5.37 %</b>
<b>ESCURRIMIENTOS:</b>	<b>19.35 %</b>
<b>OTROS:</b>	<b>6.47 %</b>
<b>TOTAL:</b>	<b>100 %</b>

# Mantenimiento en Redes Subterráneas de Distribución.

---

## CONCLUSIONES

- Se utilizan sistemas de distribución subterránea cuando se requiere alta confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico, pasando por alto el costo.
- El tener personal altamente capacitado implica que se elaboren trabajos de buena calidad y como resultado generalmente se efectuará un buen mantenimiento preventivo en equipos e instalaciones.
- El equipo de termografía ha ayudado mucho al mantenimiento preventivo para detectar puntos calientes que indican una falla próxima.
- La elaboración y uso de formatos permite tener un control administrativo en el programa que se lleva a cabo para efectuar los trabajos de mantenimiento; por lo que el éxito depende de un buen control organizacional desde el escritorio en donde se concentra el mando del mantenimiento de los sistemas en función.
- Un punto primordial para que los trabajos se lleven a cabo con buenos resultados es necesario estar pendiente de que los trabajos se efectúen con seguridad por parte del personal operativo; esto implica que el personal cuente con equipo de seguridad y buenas herramientas para el desarrollo de sus labores.
- Otro punto medular de este ámbito es la buena calidad de los equipos y materiales que se estén usando para los requerimientos de los sistemas en función.
- Las tecnologías juegan el segundo punto importante para el poder dar solución pronta a los contratiempos y diligencias operativas que en su momento se presentan.

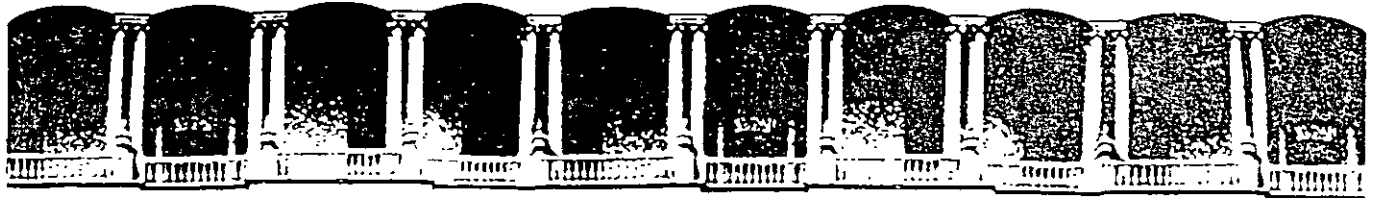
# Mantenimiento en Redes Subterráneas de Distribución.

---

## REFERENCIAS

- Normas técnicas de Montajes y Materiales, “Luz y Fuerza del Centro”.
- Generalidades sobre Sistemas Subterráneos de Distribución, “Tesis Profesional, Ing. Carlos Armando García Gama”.
- Distribution Systems, Electric Utility Engineering Reference Book; “Westinghouse Electric Corporation”.
- Apuntes sobre Cables Subterráneos de Energía; “Ing. Antulio Betancourt Ortiz, Condumex S. A.”.
- Cables de Energía para Distribución Subterránea I; “Ing. Julio Luna Castillo, C. I. M. E.”.





**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.  
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**CURSOS ABIERTOS**

# **SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

**TEMA**

**ANEXO**

**EXPOSITOR: ING. ERNESTO A. NIÑO SOLÍS  
PALACIO DE MINERIA  
AGOSTO 2000**

**TARIFAS****ACTUALES**

EN TERMINOS GENERALES, LAS TARIFAS SE APLICAN DEPENDIENDO DE LAS CARACTERISTICAS PARTICULARES DEL SERVICIO QUE SE CONSIDERA.

TARIFA	DESCRIPCION	TIPO	APLICACION
1	SERVICIO DOMESTICO	ESPECIFICA	SE APLICA A TODOS LOS SERVICIOS QUE DESTINEN LA ENERGIA ELECTRICA PARA USO EXCLUSIVAMENTE DOMESTICO, CUAL QUIERA QUE SEA LA CARGA CONECTADA INDIVIDUALMENTE A CADA VIVIENDA. SOLO SE SUMINISTRARA EN BAJA TENSION Y NO DEBE APLICARSELES NINGUNA OTRA TARIFA.
1-A	SERVICIO DOMESTICO	ESPECIFICA	EN LOCALIDADES CUYA TEMPERATURA MEDIA MENSUAL EN VERANO SEA DE 25° C. COMO MINIMO DURANTE DOS MESES CONSECUTIVOS O MAS. CUANDO ALCANCE EL LIMITE INDICADO DURANTE TRES O MAS AÑOS DE LOS ULTIMOS CINCO DE QUE SE DISPONGA INFORMACION POR LA SECRETARIA DEL MEDIO AMBIENTE, RECURSOS NATURALES Y PESCA.
1 - B	SERVICIO DOMESTICO	ESPECIFICA	LOS MISMOS CONCEPTOS ANTERIORES, PERO PARA 28° C.
1 - C	SERVICIO DOMESTICO	ESPECIFICA	LOS MISMOS CONCEPTOS ANTERIORES, PERO PARA 30° C.
1 - D	SERVICIO DOMESTICO	ESPECIFICA	LOS MISMOS CONCEPTOS ANTERIORES, PERO PARA 31° C.
1 - E	SERVICIO DOMESTICO	ESPECIFICA	LOS MISMOS CONCEPTOS ANTERIORES, PERO PARA 32° C.
2	SERV. GRAL. HASTA 25 kW	GENERAL	SERVICIO GRAL. EN BAJA TENSION HASTA 25 kW DE DEMANDA
3	SERV. GRAL. MAS DE 25 kW	GENERAL	SERVICIO GRAL. EN BAJA TENSION MAS DE 25 kW DE DEMANDA
5	SERV. ALUMBRADO PUBLICO	ESPECIFICA	SE APLICARA AL SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA EN BAJA Y MEDIA TENSION EN LAS ZONAS CONURBADAS DEL DISTRITO FEDERAL, MONTERREY Y GUADALAJARA.
5 - A	SERV. ALUMBRADO PUBLICO	ESPECIFICA	LOS MISMOS CONCEPTOS PERO, PARA EL RESTO DEL PAIS
6	BOMBEO AGUAS POTABLES	ESPECIFICA	SERV. PUBLICO DE BOMBEO DE AGUAS POTABLES Y NEGRAS
7	SERVICIO TEMPORAL	GENERAL	SERV. TEMPORAL EN BAJA TENSION PARA CUALQUIER USO
9	RIEGO AGRICOLA	ESPECIFICA	BOMBEO DE AGUA PARA RIEGO AGRICOLA EN BAJA TENSION
9 - M	RIEGO AGRICOLA M. T.	ESPECIFICA	BOMBEO DE AGUA PARA RIEGO AGRICOLA EN MEDIA TENSION
O - M	ORDINARIA MEDIA TENSION	GENERAL	SERV. GRAL. MEDIA TENSION, DEMANDA MENOR A 100 kW
H - M	HORARIA MEDIA TENSION	GENERAL	HORARIA EN MEDIA TENSION, DEMANDA DE 100 kW O MAS
H - S	HORARIA ALTA T. SUBTRANS.	GENERAL	HORARIA ALTA TENSION, NIVEL SUBTRANSMISION 35.1 A MENOS DE 220 kV
H - T	HORARIA A. TENSION TRANS.	GENERAL	HORARIA ALTA TENSION, NIVEL TRANSMISION 220 kV O MAS

# GERENCIA DE COMERCIALIZACION

## SUBGERENCIA DE ESTUDIOS ECONOMICOS

### TARIFAS GENERALES AUTORIZADAS AGOSTO 2000

TAR	CARGO FIJO O DEM	CARGO POR CONSUMO				MINIMOS	DEPOSITOS DE GARANTIA		
01 *		1 - 75 0.418		76 - 200 0.491	ADICIONALES 1.438	10.45	UN HILO 84	DOS HILOS 251	TRES HILOS 293
02	CARGO FIJO 24.771	1 - 50 0.96574		51 - 100 1.16975	ADICIONALES 1.28982	24.77	242 121	677 339	773 387
03	CARGO X DEM MAX 112.590	UN SOLO ESCALON (por kWh) 0.71164				900.72	MULTIPLICAR POR kW CONTRATADOS 225.18		
05 *		MEDIA TENSION UN ESCALON 1.19501 X kWh		BAJA TENSION UN ESCALON 1.42360 X kWh		4 hrs / día 100 % DEM	M T 581.25 B T 692.44		
05A *		MEDIA TENSION UN ESCALON 0.98588 X kWh		BAJA TENSION UN ESCALON 1.17447 X kWh		4 hrs / día 100 % DEM	M.T. 479.53 B.T. 571.26		
06 *	CARGO FIJO 134.910	UN SOLO ESCALON 0.74691 X kWh				134.91	CUALQUIER CARGA 540		
07	CARGO POR DEM 70.707	UN SOLO ESCALON 1.91967 X kWh				4 hrs / día 100 % DEM	EL DOBLE DE LA CANTIDAD QUE RESULTE DE APLICAR LOS CARGOS A LA DEMANDA Y CONSUMO ESTIMADO UNICAMENTE CUANDO HAY MEDICION		
09 *	BAJA TENSION	1 - 5,000 0.23127	5,001 - 15,000 0.27651	15,001 - 35,000 0.30515	ADICIONALES 0.33885	EXENTA	MULTIPLICAR kW CONTRATADOS POR 11.50		
9M *	MEDIA TENSION	1 - 5,000 0.23350	5,001 - 15,000 0.27920	15,001 - 35,000 0.30806	ADICIONALES 0.34194	EXENTA	MULTIPLICAR kW CONTRATADOS POR 11.60		
OM	CARGO X DEM MAX MED R.CTRO. 66.765 R.SUR 66.765	UN SOLO ESCALON 0.49913 X kWh 0.48024 X kWh				667.65 667.65	MULTIPLICAR kW CONTRATADOS POR 133.53 133.53		
<b>TARIFAS HORARIAS</b>			D.F. (+)	kWh / PUNTA	kWh / INTER	kWh / BASE	<p><b>Los Depósitos de Garantía de las Tarifas Horarias será igual a 2 (dos) veces el importe que resulte de aplicar el cargo por demanda facturable (+) a la demanda contratada.</b></p> <p><b>Cálculo de la Demanda Facturable (H - M)</b></p> <p>DF = DP + 0.3 X max (DI - DP, 0) + 0.15 X max (DB - DPI, 0)</p> <p>DF = Demanda Facturable</p> <p>DP = es la Demanda Máxima Medida en el Periodo de Punta</p> <p>DI = es la Demanda Máxima Medida en el Periodo Intermedio</p> <p>DPI = es la Demanda Máxima Medida en los Periodos de Punta e Intermedio</p> <p>max = significa máximo, si la dif entre dem es neg. valdrá cero</p> <p>Cualquier fracción de kWh de D. Fact se tomará como kWh completo</p>		
H-M	TENSION DE SERVICIO MAS DE 1 kV A 35 kV	R CENTRO R SUR	69.194 69.194	1.30694 1.27996	0.41815 0.39984	0.34922 0.33214			
H-S	TENSION DE SERVICIO 35 1kV a MENOS 220kV	R CENTRO R. SUR	44.805 44.805	1.46609 1.43246	0.39693 0.37288	0.34714 0.32458			
H-T	TENSION DE SERVICIO DE 220 kV O MAS	R CENTRO R. SUR	39.053 39.053	1.43495 1.40111	0.36530 0.34095	0.33820 0.31540			
<b>LARGA DURACION</b>									
H-SL	TENSION DE SERVICIO 35.1kV a MENOS 220kV	R CENTRO R SUR	67.206 67.206	1.04211 1.00844	0.38067 0.35661	0.34714 0.32458			
H-TL	TENSION DE SERVICIO DE 220 KV O MAS	R CENTRO R. SUR	58.577 58.577	1.01931 0.98541	0.35816 0.33382	0.33820 0.31540			
H-TL	TENSION DE SERVICIO 400 kV	R CENTRO R. SUR	56.351 56.351	0.99382 0.96079	0.35600 0.33180	0.33653 0.31378			
<b>TARIFAS ADICIONALES</b>		TARIFA	BONIF	POR CADA kW DE DEMANDA INTERRUMPIBLE BONIFICABLE			DEMANDA INTERRUMPIBLE BONIFICABLE SERA LA MINIMA ENTRE LA DEMANDA INTERRUMPIBLE CONTRATADA Y EL RESULTADO DE RESTAR A LA DEMANDA MAXIMA MEDIDA EN PERIODO DE PUNTA LA DEMANDA FIRME CONTRATADA		
1-30	PARA SERVICIOS INTERRUMPIBLES	H-S Y H-SL H-T Y H-TL	14.969 14.258						
1-15	(A SOLICITUD DEL USUARIO)	H-S Y H-SL H-T Y H-TL	29.938 28.515						

VALORES EN \$

\* = APLICAR UN FACTOR DE INCREMENTO MENSUAL ACUMULATIVO DE 1.008 (VER CUOTA TABLAS ANEXAS)

DIARIO OFICIAL DEL 30 DE DICIEMBRE DE 1999

**CUOTAS DE LAS TARIFAS EN PESOS**  
**DE ACUERDO AL DIARIO OFICIAL DEL 30 DE DICIEMBRE DE 1999**

TARIFA	1999	2000											
	DIC.	ENE	FEB.	MAR	ABR.	MAYO	JUN.	JUL.	AGO	SEP	OCT.	NOV.	DIC.
<b>1</b>													
1 - 75	0.394	0.397	0.400	0.403	0.406	0.409	0.412	0.415	0.418	0.421	0.424	0.427	0.430
76 - 200	0.459	0.463	0.467	0.471	0.475	0.479	0.483	0.487	0.491	0.495	0.499	0.503	0.507
ADICIONAL	1.350	1.361	1.372	1.383	1.394	1.405	1.416	1.427	1.438	1.450	1.462	1.474	1.486
<b>2</b>													
C/FIJO	23.725	23.708	23.796	24.013	24.121	24.336	24.482	24.577	24.771				
1 - 50	0.92497	0.92432	0.92774	0.93618	0.94039	0.94876	0.95445	0.95817	0.96574				
51 - 100	1.12034	1.11956	1.12370	1.13393	1.13903	1.14917	1.15607	1.16058	1.16975				
ADICIONAL	1.23534	1.23448	1.23905	1.25033	1.25596	1.26714	1.27474	1.27971	1.28982				
<b>3</b>													
C/DEM	107.835	107.760	108.159	109.143	109.634	110.610	111.274	111.708	112.590				
C/kWh	0.68160	0.68112	0.68364	0.68986	0.69296	0.69913	0.70332	0.70606	0.71164				
<b>5</b>													
M.T.	1.12122	1.13019	1.13923	1.14834	1.15753	1.16679	1.17612	1.18553	1.19501	1.20457	1.21421	1.22392	1.23371
B.T.	1.33568	1.34637	1.35714	1.36800	1.37894	1.38997	1.40109	1.41230	1.42360	1.43499	1.44647	1.45804	1.46970
<b>5A</b>													
M.T.	0.92500	0.93240	0.93986	0.94738	0.95496	0.96260	0.97030	0.97806	0.98588	0.99377	1.00172	1.00973	1.01781
B.T.	1.10193	1.11075	1.11964	1.12860	1.13763	1.14673	1.15590	1.16515	1.17447	1.18387	1.19334	1.20289	1.21251
<b>6</b>													
C/FIJO	126.57878	127.59141	128.61214	129.64104	130.67817	131.72360	132.77739	133.83961	134.91033	135.98961	137.07753	138.17415	139.27954
C/kWh	0.70078	0.70639	0.71204	0.71774	0.72348	0.72927	0.73510	0.74098	0.74691	0.75289	0.75891	0.76498	0.77110
<b>7</b>													
C/DEM	67.721	67.674	67.924	68.542	68.850	69.463	69.880	70.153	70.707				
C/kWh	1.83860	1.83731	1.84411	1.86089	1.86926	1.88590	1.89722	1.90462	1.91967				
<b>9</b>													
1 - 5000	0.21698	0.21872	0.22047	0.22223	0.22401	0.22580	0.22761	0.22943	0.23127	0.23312	0.23498	0.23686	0.23875
5001 - 15000	0.25943	0.26151	0.26360	0.26571	0.26784	0.26998	0.27214	0.27432	0.27651	0.27872	0.28095	0.28320	0.28547
15001 - 35000	0.28631	0.28860	0.29091	0.29324	0.29559	0.29795	0.30033	0.30273	0.30515	0.30759	0.31005	0.31253	0.31503
ADICIONAL	0.31793	0.32047	0.32303	0.32561	0.32821	0.33084	0.33349	0.33616	0.33885	0.34156	0.34429	0.34704	0.34982
<b>9M</b>													
1 - 5000	0.21908	0.22083	0.22260	0.22438	0.22618	0.22799	0.22981	0.23165	0.23350	0.23537	0.23725	0.23915	0.24106
5001 - 15000	0.26195	0.26405	0.26616	0.26829	0.27044	0.27260	0.27478	0.27698	0.27920	0.28143	0.28368	0.28595	0.28824
15001 - 35000	0.28903	0.29134	0.29367	0.29602	0.29839	0.30078	0.30319	0.30562	0.30806	0.31052	0.31300	0.31550	0.31802
ADICIONAL	0.32082	0.32339	0.32598	0.32859	0.33122	0.33387	0.33654	0.33923	0.34194	0.34468	0.34744	0.35022	0.35302

**CUOTAS DE LAS TARIFAS EN PESOS**  
DE ACUERDO AL DIARIO OFICIAL DEL 30 DE DICIEMBRE DE 1999

1999	2000
------	------

TARIFA	DIC.	ENE	FEB.	MAR	ABR.	MAYO	JUN.	JUL.	AGO	SEP.	OCT.	NOV.	DIC.
<b>OM</b>													
<b>R. CENTRO</b>													
C/DEM	59.967	60.081	58.579	59.305	60.728	62.817	63.489	65.597	66.765				
C/kWh	0.44831	0.44916	0.43793	0.44336	0.45400	0.46962	0.47464	0.49040	0.49913				
<b>R. SUR</b>													
C/DEM	59.967	60.081	58.579	59.305	60.728	62.817	63.489	65.597	66.765				
C/kWh	0.43134	0.43216	0.42136	0.42658	0.43682	0.45185	0.45668	0.47184	0.48024				

<b>HM</b>													
<b>R. CENTRO</b>													
C/DEM FACT	62.148	62.266	60.709	61.462	62.937	65.102	65.799	67.984	69.194				
C/kWh PUNTA	1.17386	1.17609	1.14669	1.16091	1.18877	1.22966	1.24282	1.28408	1.30694				
C/kWh INTERM	0.37559	0.37630	0.36689	0.37144	0.38035	0.39343	0.39764	0.41084	0.41815				
C/kWh BASE	0.31365	0.31425	0.30639	0.31019	0.31763	0.32856	0.33208	0.34311	0.34922				
<b>R. SUR</b>													
C/DEM FACT	62.148	62.266	60.709	61.462	62.937	65.102	65.799	67.984	69.194				
C/kWh PUNTA	1.14962	1.15180	1.12301	1.13694	1.16423	1.20428	1.21717	1.25758	1.27996				
C/kWh INTERM	0.35914	0.35982	0.35082	0.35517	0.36369	0.37620	0.38023	0.39285	0.39984				
C/kWh BASE	0.29832	0.29889	0.29142	0.29503	0.30211	0.31250	0.31584	0.32633	0.33214				

Día de la semana	Del primer domingo de abril, al sábado anterior al último domingo de octubre			Del último domingo de octubre, al sábado anterior al primer domingo de abril		
	Base	Intermedio	Punta	Base	Intermedio	Punta
Lunes a Viernes	0:00 - 6:00	6:00 - 20:00 22:00 - 24:00	20:00 - 22:00	0:00 - 6:00	6:00 - 18:00 22:00 - 24:00	18:00 - 22:00
Sábado	0:00 - 7:00	7:00 - 24:00		0:00 - 8:00	8:00 - 19:00 21:00 - 24:00	19:00 - 21:00
Domingos y días festivos	0:00 - 19:00	19:00 - 24:00		0:00 - 18:00	18:00 - 24:00	

**CUOTAS DE LAS TARIFAS EN PESOS**  
DE ACUERDO AL DIARIO OFICIAL DEL 30 DE DICIEMBRE DE 1999

TARIFA	1999	2000											
	DIC.	ENE	FEB.	MAR	ABR.	MAYO	JUN.	JUL.	AGO	SEP.	OCT.	NOV.	DIC.
<b>HS</b>													
<b>R. CENTRO</b>													
C/DEM FACT	39.187	39.305	37.835	38.365	39.616	41.419	41.945	43.845	44.805				
C/kWh PUNTA	1.28230	1.28615	1.23805	1.25538	1.29631	1.35529	1.37250	1.43467	1.46609				
C/kWh INTERM	0.34717	0.34821	0.33519	0.33988	0.35096	0.36693	0.37159	0.38842	0.39693				
C/kWh BASE	0.30362	0.30453	0.29314	0.29724	0.30693	0.32090	0.32498	0.33970	0.34714				
<b>R. SUR</b>													
C/DEM FACT	39.187	39.305	37.835	38.365	39.616	41.419	41.945	43.845	44.805				
C/kWh PUNTA	1.25288	1.25664	1.20964	1.22657	1.26656	1.32419	1.34101	1.40176	1.43246				
C/kWh INTERM	0.32613	0.32711	0.31488	0.31929	0.32970	0.34470	0.34908	0.36489	0.37288				
C/kWh BASE	0.28389	0.28474	0.27409	0.27793	0.28699	0.30005	0.30386	0.31762	0.32458				

<b>HSE</b>													
<b>R. CENTRO</b>													
C/DEM FACT	58.781	58.957	56.752	57.547	59.423	62.127	62.916	65.766	67.206				
C/kWh PUNTA	0.91148	0.91421	0.88002	0.89234	0.92143	0.96336	0.97559	1.01978	1.04211				
C/kWh INTERM	0.33295	0.33395	0.32146	0.32596	0.33659	0.35190	0.35637	0.37251	0.38067				
C/kWh BASE	0.30362	0.30453	0.29314	0.29724	0.30693	0.32090	0.32498	0.33970	0.34714				
<b>R. SUR</b>													
C/DEM FACT	58.781	58.957	56.752	57.547	59.423	62.127	62.916	65.766	67.206				
C/kWh PUNTA	0.88202	0.88467	0.85158	0.86350	0.89165	0.93222	0.94406	0.98683	1.00844				
C/kWh INTERM	0.31190	0.31284	0.30114	0.30536	0.31531	0.32966	0.33385	0.34897	0.35661				
C/kWh BASE	0.28389	0.28474	0.27409	0.27793	0.28699	0.30005	0.30386	0.31762	0.32458				

Día de la semana	Del 1o. de febrero, al sábado anterior al primer domingo de abril			Del primer domingo de abril, al 31 de julio			Del 1o. de agosto, al sábado anterior al último domingo de octubre			Del último domingo de octubre, al 31 de enero		
	Base	Intermedio	Punta	Base	Intermedio	Punta	Base	Intermedio	Punta	Base	Intermedio	Punta
<b>Lunes a Viernes</b>	0 00 - 6 00	6:00 - 19 00 22 00 - 24 00	19:00 - 22.00	1 00 - 6 00	0 00 - 1 00 6 00 - 20 00 22:00 - 24 00	20 00 - 22 00	0 00 - 6 00	6:00 - 19 00 22 00 - 24 00	19.00 - 22.00	0 00 - 6 00	6 00 - 18 00 22 00 - 24:00	18 00 - 22 00
<b>Sábado</b>	0 00 - 7 00	7:00 - 24:00		1 00 - 7:00	0:00 - 1:00 7:00 - 24:00		0:00 - 7:00	7:00 - 24 00		0 00 - 8 00	8 00 - 19 00 21 00 - 24 00	19 00 - 21 00
<b>Domingos y días festivos</b>	0 00 - 19:00 23 00 - 24 00	19 00 - 23 00		0 00 - 19:00	19 00 - 24 00		0 00 - 19 00 23:00 - 24.00	19 00 - 23 00		0 00 - 18:00	18 00 - 24:00	

**CUOTAS DE LAS TARIFAS EN PESOS**  
DE ACUERDO AL DIARIO OFICIAL DEL 30 DE DICIEMBRE DE 1999

TARIFA	1999	2000											
	DIC.	ENE	FEB.	MAR	ABR.	MAYO	JUN.	JUL.	AGO	SEP.	OCT.	NOV.	DIC.
<b>HT</b>													
<b>R. CENTRO</b>													
C/DEM FACT	34.158	34.260	32.979	33.441	34.531	36.102	36.560	38.216	39.053				
C/kWh PUNTA	1.25506	1.25883	1.21175	1.22871	1.26877	1.32650	1.34335	1.40420	1.43495				
C/kWh INTERM	0.31949	0.32045	0.30847	0.31279	0.32299	0.33769	0.34198	0.35747	0.36530				
C/kWh BASE	0.29580	0.29669	0.28559	0.28959	0.29903	0.31264	0.31661	0.33095	0.33820				
<b>R. SUR</b>													
C/DEM FACT	34.158	34.260	32.979	33.441	34.531	36.102	36.560	38.216	39.053				
C/kWh PUNTA	1.22546	1.22914	1.18317	1.19973	1.23884	1.29521	1.31166	1.37108	1.40111				
C/kWh INTERM	0.29821	0.29910	0.28791	0.29194	0.30146	0.31518	0.31918	0.33364	0.34095				
C/kWh BASE	0.27586	0.27669	0.26634	0.27007	0.27887	0.29156	0.29526	0.30864	0.31540				

<b>HT-E</b>													
<b>R. CENTRO</b>													
C/DEM FACT	51.233	51.387	49.465	50.158	51.793	54.150	54.838	57.322	58.577				
C/kWh PUNTA	0.89153	0.89420	0.86076	0.87281	0.90126	0.94227	0.95424	0.99747	1.01931				
C/kWh INTERM	0.31326	0.31420	0.30245	0.30668	0.31668	0.33109	0.33529	0.35048	0.35816				
C/kWh BASE	0.29580	0.29669	0.28559	0.28959	0.29903	0.31264	0.31661	0.33095	0.33820				
<b>R. SUR</b>													
C/DEM FACT	51.233	51.387	49.465	50.158	51.793	54.150	54.838	57.322	58.577				
C/kWh PUNTA	0.86187	0.86446	0.83213	0.84378	0.87129	0.91093	0.92250	0.96429	0.98541				
C/kWh INTERM	0.29196	0.29284	0.28189	0.28584	0.29516	0.30859	0.31251	0.32667	0.33382				
C/kWh BASE	0.27586	0.27669	0.26634	0.27007	0.27887	0.29156	0.29526	0.30864	0.31540				

Día de la semana	Del 1o. de febrero, al sábado anterior al primer domingo de abril			Del primer domingo de abril, al 31 de julio			Del 1o. de agosto, al sábado anterior al último domingo de octubre			Del último domingo de octubre, al 31 de enero		
	Base	Intermedio	Punta	Base	Intermedio	Punta	Base	Intermedio	Punta	Base	Intermedio	Punta
<b>Lunes a Viernes</b>	0:00 - 6:00	6:00 - 19:30 22:30 - 24:00	19:30 - 22:30	1:00 - 6:00	0:00 - 1:00 6:00 - 20:30 22:30 - 24:00	20:30 - 22:30	0:00 - 6:00	6:00 - 19:30 22:30 - 24:00	19:30 - 22:30	0:00 - 6:00	6:00 - 18:30 22:30 - 24:00	18:30 - 22:30
<b>Sábado</b>	0:00 - 7:00	7:00 - 24:00		1:00 - 7:00	0:00 - 1:00 7:00 - 24:00		0:00 - 7:00	7:00 - 24:00		0:00 - 8:00	8:00 - 19:30 21:30 - 24:00	19:30 - 21:30
<b>Domingos y días festivos</b>	0:00 - 19:00 23:00 - 24:00	19:00 - 23:00		0:00 - 19:00	19:00 - 24:00		0:00 - 19:00	19:00 - 23:00		0:00 - 18:00	18:00 - 24:00	

**CUOTAS DE LAS TARIFAS EN PESOS**  
DE ACUERDO AL DIARIO OFICIAL DEL 30 DE DICIEMBRE DE 1999

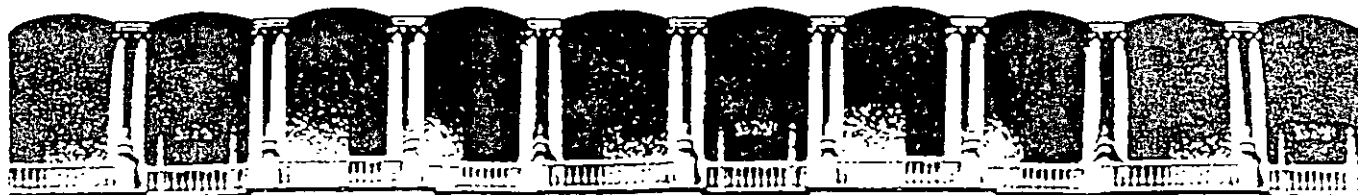
1999	2000
------	------

TARIFA	DIC.	ENE	FEB.	MAR	ABR.	MAYO	JUN.	JUL.	AGO	SEP.	OCT.	NOV.	DIC.
<b>HTL</b>	<b>Para los Servicios suministrados en 400 kilovolts</b>												
<b>R. CENTRO</b>													
C/DEM FACT	49.286	49.434	47.585	48.251	49.824	52.091	52.753	55.143	56.351				
C/kWh PUNTA	0.86923	0.87184	0.83923	0.85098	0.87872	0.91870	0.93037	0.97252	0.99382				
C/kWh INTERM	0.31137	0.31230	0.30062	0.30483	0.31477	0.32909	0.33327	0.34837	0.35600				
C/kWh BASE	0.29435	0.29523	0.28419	0.28817	0.29756	0.31110	0.31505	0.32932	0.33653				
<b>R. SUR</b>													
C/DEM FACT	49.286	49.434	47.585	48.251	49.824	52.091	52.753	55.143	56.351				
C/kWh PUNTA	0.84034	0.84286	0.81134	0.82270	0.84952	0.88817	0.89945	0.94020	0.96079				
C/kWh INTERM	0.29021	0.29108	0.28019	0.28411	0.29337	0.30672	0.31062	0.32469	0.33180				
C/kWh BASE	0.27446	0.27528	0.26498	0.26869	0.27745	0.29007	0.29375	0.30706	0.31378				
<b>I-15</b>													
<b>HT y H-TL</b>													
C/kWh D.I.B.	24.941	25.016	24.080	24.417	25.213	26.360	26.695	27.904	28.515				
<b>HS y H-SL</b>													
C/kWh D.I.B.	26.184	26.263	25.281	25.635	26.471	27.675	28.026	29.296	29.938				
<b>I-30</b>													
<b>HT y H-TL</b>													
C/kWh D.I.B.	12.470	12.507	12.039	12.208	12.606	13.180	13.347	13.952	14.258				
<b>HS y H-SL</b>													
C/kWh D.I.B.	13.092	13.131	12.640	12.817	13.235	13.837	14.013	14.648	14.969				

D.I.B. = Demanda Interrumpible Bonificable

Día de la semana	Del 1o. de febrero, al sábado anterior al primer domingo de abril			Del primer domingo de abril, al 31 de julio			Del 1o. de agosto, al sábado anterior al último domingo de octubre			Del último domingo de octubre, al 31 de enero		
	Base	Intermedio	Punta	Base	Intermedio	Punta	Base	Intermedio	Punta	Base	Intermedio	Punta
<b>Lunes a Viernes</b>	0:00 - 6:00	6:00 - 19:30 22:30 - 24:00	19:30 - 22:30	1:00 - 6:00	0:00 - 1:00 6:00 - 20:30 22:30 - 24:00	20:30 - 22:30	0:00 - 6:00	6:00 - 19:30 22:30 - 24:00	19:30 - 22:30	0:00 - 6:00	6:00 - 18:30 22:30 - 24:00	18:30 - 22:30
<b>Sábado</b>	0:00 - 7:00	7:00 - 24:00		1:00 - 7:00	0:00 - 1:00 7:00 - 24:00		0:00 - 7:00	7:00 - 24:00		0:00 - 8:00	8:00 - 19:30 21:30 - 24:00	19:30 - 21:30
<b>Domingos y días festivos</b>	0:00 - 19:00 23:00 - 24:00	19:00 - 23:00		0:00 - 19:00	19:00 - 24:00		0:00 - 19:00 23:00 - 24:00	19:00 - 23:00		0:00 - 18:00	18:00 - 24:00	





**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.  
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**CURSOS ABIERTOS**

**SISTEMAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA**

**TEMA**

**CONCEPTOS BÁSICOS DE CONFIABILIDAD**

**EXPOSITOR: ING. GUSTAVO ROBLES PEÑA  
PALACIO DE MINERIA  
AGOSTO 2000**

**1º de septiembre del 2000**

# **P R O G R A M A**

- CONCEPTOS BÁSICOS DE CONFIABILIDAD.**
  
- HERRAMIENTA PARA MEJORAR LA CONFIABILIDAD - CYME -**
  
- EJEMPLO PRÁCTICO  
(Alimentadores de distribución).**
  
- CONCLUSIONES.**

**\* CLAUSURA**

# **CONTENIDO**

**I. INTRODUCCIÓN**

**II. CONFIABILIDAD**

**III. ÍNDICES DE CONFIABILIDAD**

**IV. ANÁLISIS BENEFICIO-COSTO**

**V. RESÚMEN**

**VI. CONCLUSIONES**

## I.- INTRODUCCIÓN

La confiabilidad surge de la necesidad de asegurar el suministro de un bien o servicio.

En épocas pasadas tres fueron los sucesos que influenciaron en el desarrollo de la confiabilidad:

### 1.- La guerra de Corea.

Donde hubo más accidentes fatales por fallas en los equipos que las bajas causadas por el enemigo.

### 2.- La carrera espacial.

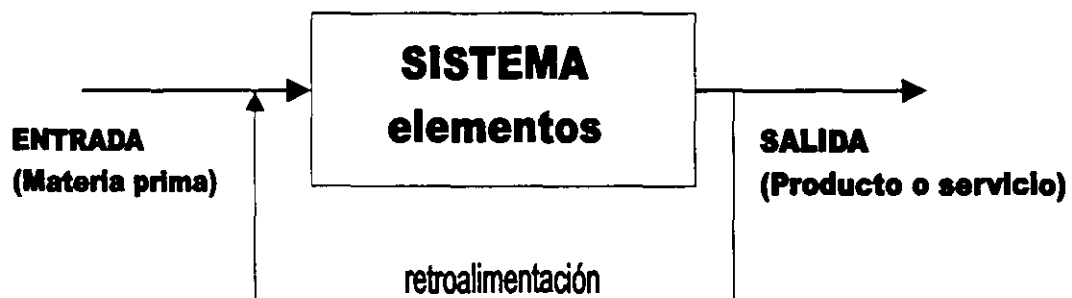
El proyecto de poner al hombre en la luna y traerlo a salvo nuevamente a la tierra.

### 3.- Construcción de centrales nucleares.

Después de la explosión de las bombas nucleares, todo mundo creía que una central nucleo-eléctrica era una bomba que tarde o temprano estallaría.

Todo esto obliga a pensar en la CALIDAD y en las normas, especificaciones, pruebas y estadística de los equipos o sistemas que se manejan.

Es muy importante que se entienda el concepto de sistema para fines de CONFIABILIDAD, aquí se involucra todo aquel elemento que puede hacer que falle.



<b>FALLAS</b>
<b>Distribución: 87 %</b>
<b>Gen y Trans: 13 %</b>

**Las variables que se deben tomar en cuenta para la evaluación de la calidad del servicio eléctrico son:**

- |                 |                        |
|-----------------|------------------------|
| - Tensión       | - Relación entre fases |
| - Frecuencia    | - Confiabilidad        |
| - Forma de onda |                        |

# **IMPORTANCIA DE LA CONTINUIDAD DE LA E E**

**La electricidad empezó a distribuirse comercialmente a fines del siglo XIX, para fines de alumbrado y fuerza motriz.**

- Durante los siguientes años, la EE ha alcanzado una gran importancia, pues se usa en prácticamente todas las actividades humanas.
- Actualmente, las interrupciones producen efectos severos en cajeros automáticos, aeropuertos, edificios corporativos, procesos industriales, centros de cómputo, hospitales, etc.
- Se advierte que para los años siguientes se incrementará notablemente los requerimientos de confiabilidad y calidad del servicio de EE.

## **Es común que los clientes de la energía eléctrica afirmen:**

- La compañía suministradora ofrece un servicio de mala calidad.
- Queremos un servicio de clase mundial.
- Mi proceso exige cero interrupciones.

## **Para conocer el grado de confiabilidad requerida es conveniente:**

- Conocer las necesidades del cliente y las limitaciones del suministrador.
- Registrar la cantidad de interrupciones y el tiempo de indisponibilidad.
- Definir medidas cuantitativas de la confiabilidad del servicio (índices).

## **UNA REFLEXIÓN IMPORTANTE:**

Todo lo que existe se construye tres veces: primero en la mente, luego en el papel y por último en la práctica.

### **OBJETIVO**

**Conocer los conceptos básicos para elegir el grado de confiabilidad esperada para determinado sistema eléctrico, antes de que éste exista, con la finalidad de decidir si éste nivel de continuidad es aceptable o se requiere una mejor solución.**

Las herramientas que se mencionan en ésta exposición son de gran utilidad porque no requiere de efectuar inversiones, sino de hacer ingeniería, antes de definir las acciones más convenientes.



**1.- CONFIABILIDAD.**

Aptitud de un elemento para realizar una función requerida, en condiciones dadas, durante un intervalo de tiempo dado.

**2.- MEJORA DE LA CONFIABILIDAD.**

Acción destinada a mejorar la confiabilidad por eliminación de las causas de fallas sistemáticas y/o por reducción de la probabilidad de aparición de otras fallas.

**3.- ASEGURAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD.**

Implantación de un conjunto apropiado de acciones preestablecidas y sistemáticas destinadas a proporcionar confianza en la obtención de la confiabilidad requerida de un elemento.

**4.- SUPERVISIÓN DE LA CONFIABILIDAD.**

Observación continua de la situación, de los procedimientos, métodos, condiciones, productos, procesos y servicios, junto con el análisis de datos para verificar que se satisfacen las exigencias de confiabilidad.

**5.- CALIDAD DE SERVICIO.**

Efecto global de las características de un servicio que determina el grado de satisfacción de un usuario del servicio.

## Naturaleza de la Confiabilidad

- Es un concepto que proviene del inglés (reliability); indica que alguien o algo es digno de confianza y/o de credibilidad.
- Se aplica a sistemas físicos (materiales, refacciones, ensambles, equipos y conjunto de éstos). Puede extenderse a personas, grupos y organizaciones.
- En los sistemas eléctricos puede aplicarse en sus cinco segmentos, incluso en los sistemas de control, protección y medición.
- Todo el elemento o sistema cumple su función, pero el objetivo es saber cuánto.
- La confiabilidad es una medida probabilística, dado que el desempeño de un elemento o de un sistema es de naturaleza aleatoria.

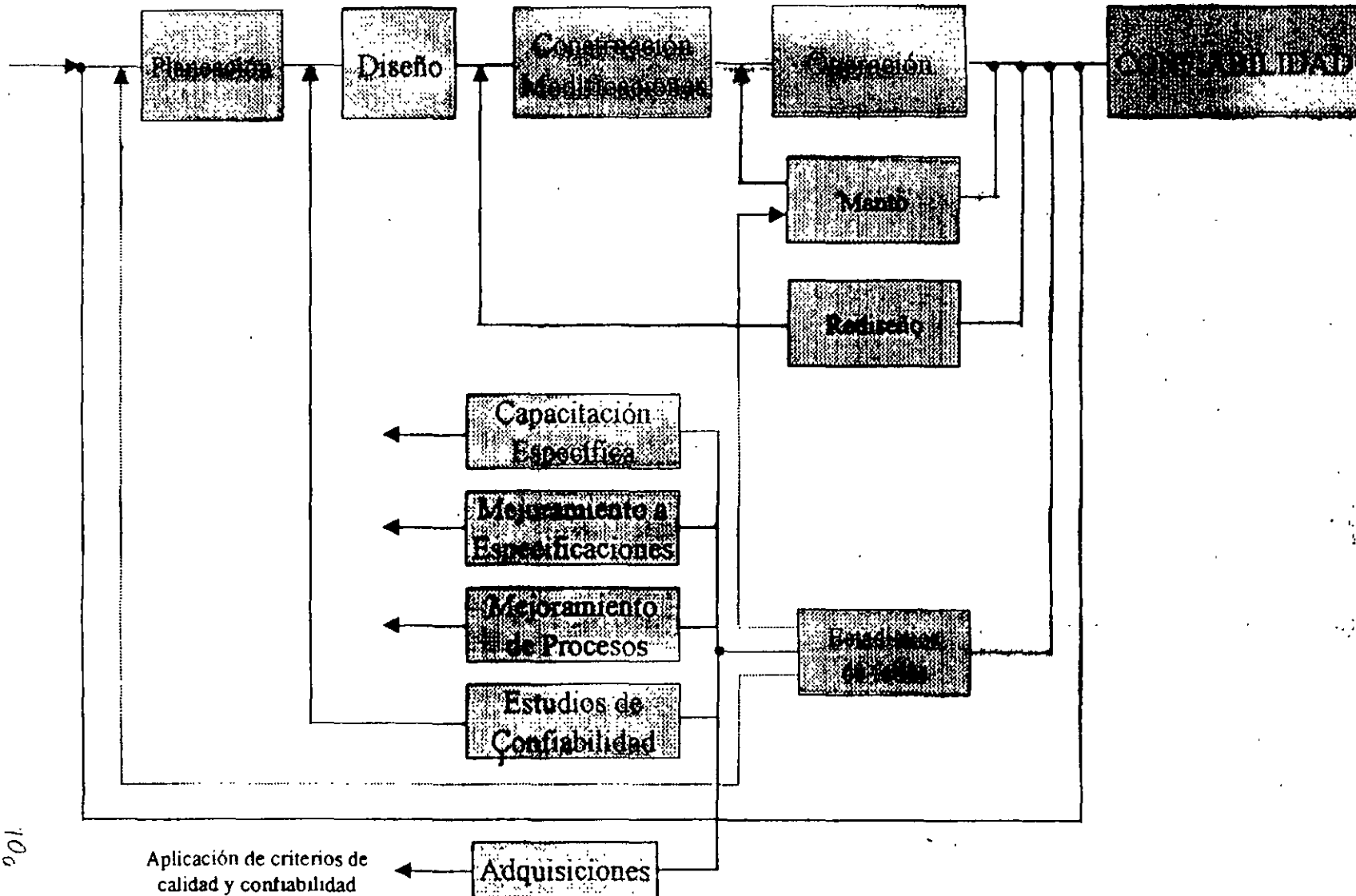
## **PROCESOS QUE INTERVIENEN EN LA CONFIABILIDAD DE SERVICIO**

- 1.- GENERACIÓN**
- 2.- TRANSMISIÓN**
- 3.- TRANSFORMACIÓN**
- 4.- DISTRIBUCIÓN**
- 5.- COMERCIALIZACIÓN**

## **ACTIVIDADES QUE INTERVIENEN EN LA IMPLANTACIÓN DE LA CONFIABILIDAD**

- 1.- PLANEACIÓN**
- 2.- DISEÑO**
- 3.- CONSTRUCCIÓN  
Y/O MODIFICACIÓN**
- 4.- OPERACIÓN**
- 5.- MANTENIMIENTO**

# PROCESOS TÉCNICOS PRINCIPALES



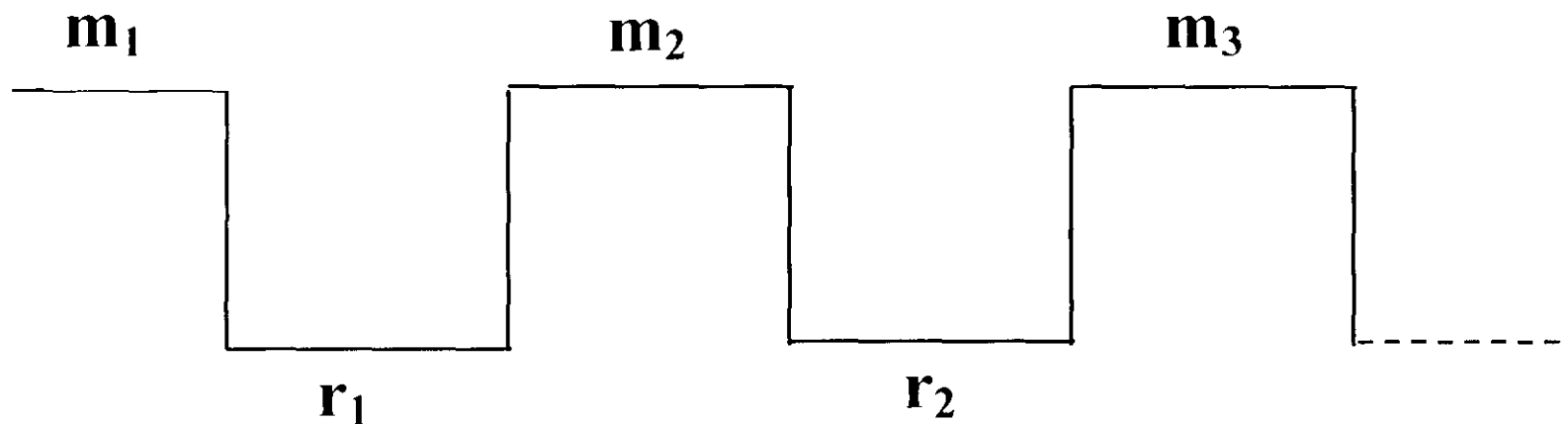
## **II.- Confiabilidad (R)**

**“Confiabilidad es la probabilidad de que un elemento o sistema realice su función, en un cierto periodo y bajo condiciones específicas de operación”.**

- **Las llantas de un automóvil.**
- **Los sistemas eléctricos (tormentas, sismos, vientos, etc.)**
- **El concepto de redundancia (reserva).**

# C i c l o

**operación – falla – reparación – operación**



**DISPONIBILIDAD:**  $A = \sum m_i$  (horas / año)

**INDISPONIBILIDAD:**  $U = \sum r_i$  (horas / año)

**PERÍODO:**  $T = A + U$  (años)

**Nº DE CICLOS EN EL PERÍODO:**  $n$  (fallas)

- **Tipos de Componentes.**

**Se pueden clasificar en 3 grupos:**

- 1. Componentes no reparables.-** Son los que son observados sólo hasta que fallan, debido a que no pueden ser reparados, la reparación es muy costosa ó solamente es de interés su vida útil hasta la primera falla. Sus fallas son llamadas catastróficas.
- 2. Componentes reparables.-** Son aquellos que son reparados hasta que fallan y por lo tanto su vida operativa consiste en periodos alternados de operación y reparación.
- 3. Componentes ideales o con tiempo de reparación cero.-** Es un grupo de componentes en el que su vida útil es muy larga, sin fallas que obliguen al sistema completo a salir de operación, pero cuando ocurre una falla se considera que el tiempo de reparación, comparado con el tiempo de operación, es prácticamente despreciable.

## CONFIABILIDAD (R)

$$R = \frac{A}{T} \dots \dots \dots (1)$$

## INCONFIABILIDAD (Q)

$$Q = \frac{U}{T} \dots \dots \dots (2)$$

$$R + Q = 1 \dots \dots \dots (3)$$

EJEMPLO: ¿Cuál es la confiabilidad de un componente que ha estado fuera de servicio 10 horas en un período de dos años?

$$Q = \frac{10 \text{ horas}}{2 (8760) \text{ horas}} = 0.00057$$

$$R = 1 - Q = 0.99943$$

$$R = 0.99943$$






EJEMPLO: Cierta sistema tiene una confiabilidad de 0.9999 ¿Cuál es su indisponibilidad anual?

De la ecuación (3), la inconfiabilidad es:

$$Q = 1 - R = 0.0001$$

$$Q = 0.0001$$


De la ecuación (2), la indisponibilidad es:

$$U = (0.0001) (8760 \text{ horas/año}) = 0.876 \text{ horas/año}$$
$$= 52.6 \text{ minutos / año}$$

## Tasa de falla o de riesgo ( $\lambda$ )

Es una medida de la frecuencia con la que ocurren las fallas:

**Para componentes discretos:**

$$\lambda = \frac{\mathbf{n}}{\mathbf{NT}}$$

**n = número de fallas**  
**N = número de componentes de la familia**  
**T = período en años**

**Para componentes continuos:**

$$\lambda = \frac{\mathbf{n}}{\mathbf{lT}}$$

**n = número de fallas**  
**l = longitud total de componentes de la misma familia**  
**T = período en años**

## **Tiempo medio de reparación (r)**

**Es el valor promedio de la duración de las “n” reparaciones en un período dado.**

$$\mathbf{r = \frac{\sum r_i}{n} = \frac{U}{n}}$$

**U = indisponibilidad**

**n = número de fallas**

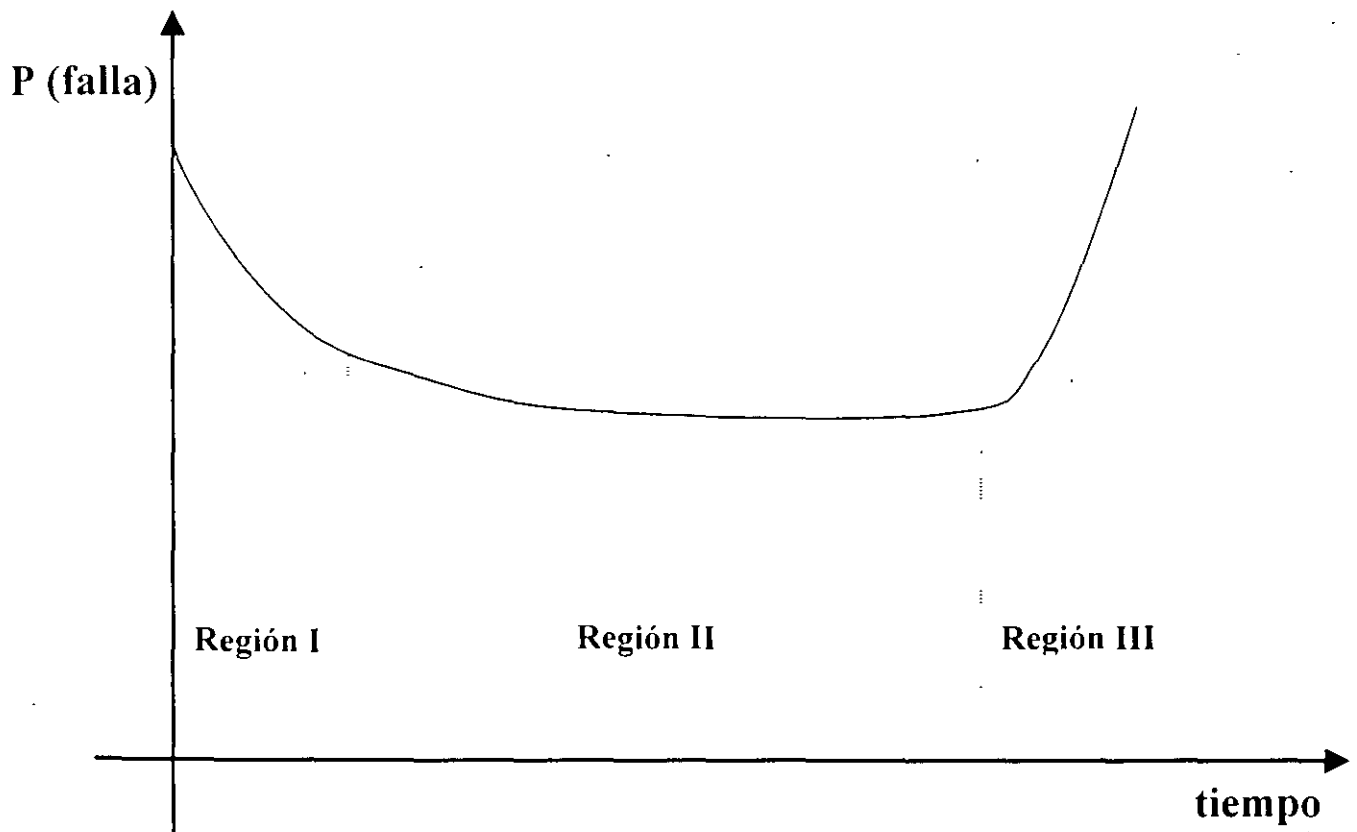
- **Tiempo de vida, maduración y envejecimiento**

Para el cálculo de la vida esperada de un equipo se debe utilizar un modelo matemático que mejor quede a los datos o mediciones hechas en campo.

En nuestro sistema de distribución el elemento más costoso es el transformador.

De los estudios que últimamente se han venido realizando sobre la vida de los transformadores, el comportamiento según su antigüedad de mortalidad infantil es elevado. El 50% de los fallados tienen una antigüedad menor a 15 años.

La vida teórica esperada de un transformador esta entre 25 y 30 años según valores internacionales pero en algunas Compañías suministradoras es menor a los 15 años y adicionalmente el 23% falla durante el primer año por lo que se debe realizar un estudio profundo a los diseños, a las protecciones y a las prácticas de operación.



**Región I.-** Nombres: Fase de depuración

Región de maduración

Periodo de mortalidad infantil.

Características: La tasa de riesgo decrece en función del tiempo

Tipos de fallas típicos: Errores en el diseño

Falta de cuidado en la fabricación

**Región II.-** Nombres: Periodo de vida útil

Fase de operación normal.

Características: La tasa de riesgo permanece constante.

Tipo de falla típicas: Fallas que ocurren puramente al azar.

**Región III.-** Nombres: Fase de desgaste

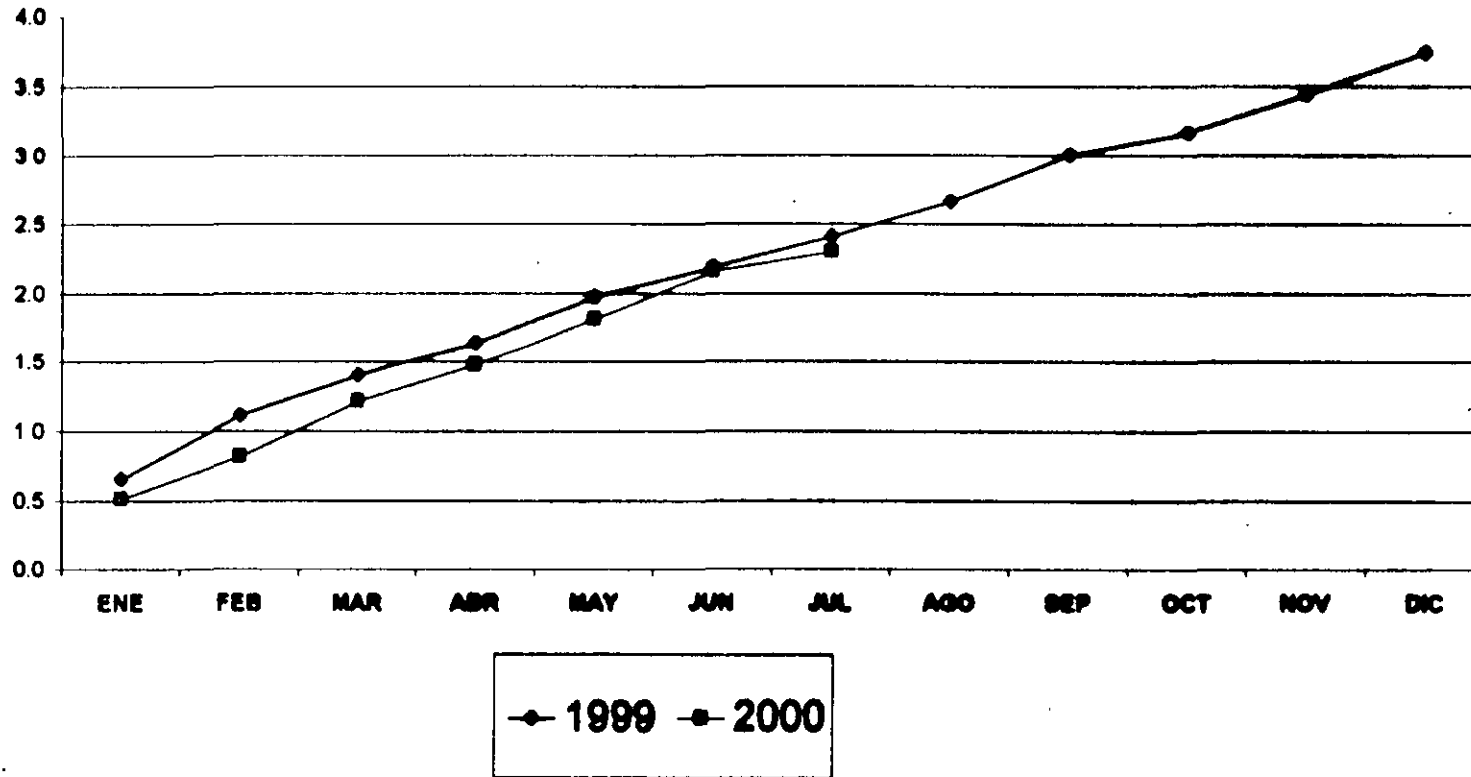
Fase de fatiga.

Periodo de envejecimiento.

Características: Tasa de riesgo que se incrementa rápidamente con el tiempo.

Tipo de falla típicas: Fallas por envejecimiento.

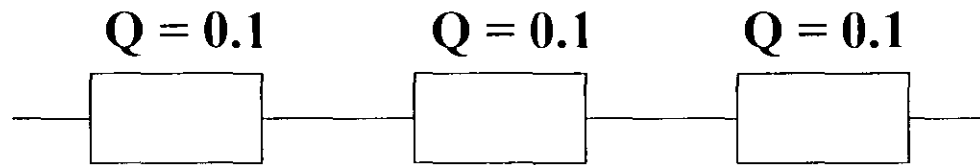
**TASA DE FALLA DE TRANSFORMADORES 2000  
TOTAL DE LA DIVISIÓN**



TOTAL DE LA DIVISIÓN	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
TRANSF.DAÑADOS (M)	90	63	70	45	60	61	25					
TRANSF.DAÑADOS (A)	90	142	211	266	316	378	401					
TRANSF. EXISTENTES	17206	17253	17279	17331	17391	17453	17501					
TASA DE FALLA (M)	0.523	0.307	0.405	0.26	0.346	0.352	0.144					
TASA DE FALLA (A)	0.523	0.823	1.221	1.479	1.810	2.167	2.307					

# Solución de sistemas simples

## Sistemas serie



$U = 37$  días para un componente

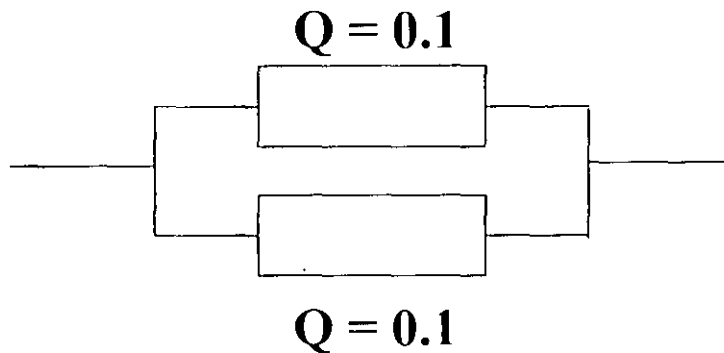
$$R = P(O1 \cap O2 \cap O3) = P(O1) P(O2) P(O3) = R1 R2 R3$$

$$Q = 1 - R1 R2 R3 = 1 - (0.9) (0.9) (0.9) = 0.271$$

$$U = QT = 0.271 (8760) = 99 \text{ días}$$

Entre mayor sea el número de elementos en serie, menor será la confiabilidad.

# Sistemas paralelo



U = 37 días por un componente

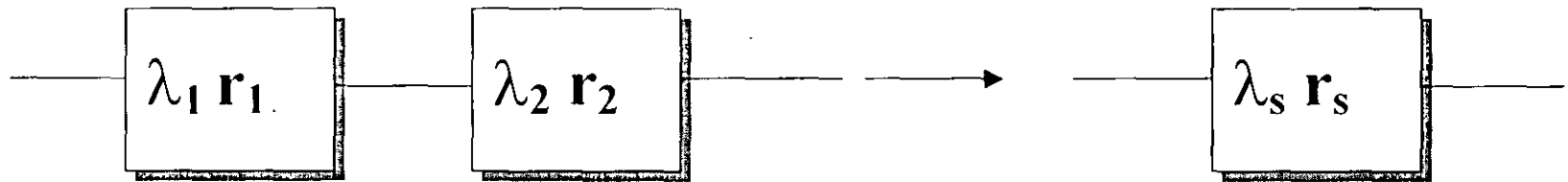
$$Q = P(F1 \cap F2) = P(F1) P(F2) = Q1 Q2 = (0.1)^2 = 0.01$$

$$U = Q (8760) = 87.6 \text{ horas} = 3.7 \text{ días}$$

COSTO	No Elementos	Q	U	R	% de aumento
C	1	0.1	37 días	0.9	---
2 C	2	0.01	3.7 días	0.99	10
3 C	3	0.001	8.8 horas	0.999	1
4 C	4	0.0001	0.9 horas	0.9999	0.1
5 C	5	0.00001	5 minutos	0.99999	0.01



## Solución con $\lambda$ 's y $r$ 's - sistema serie

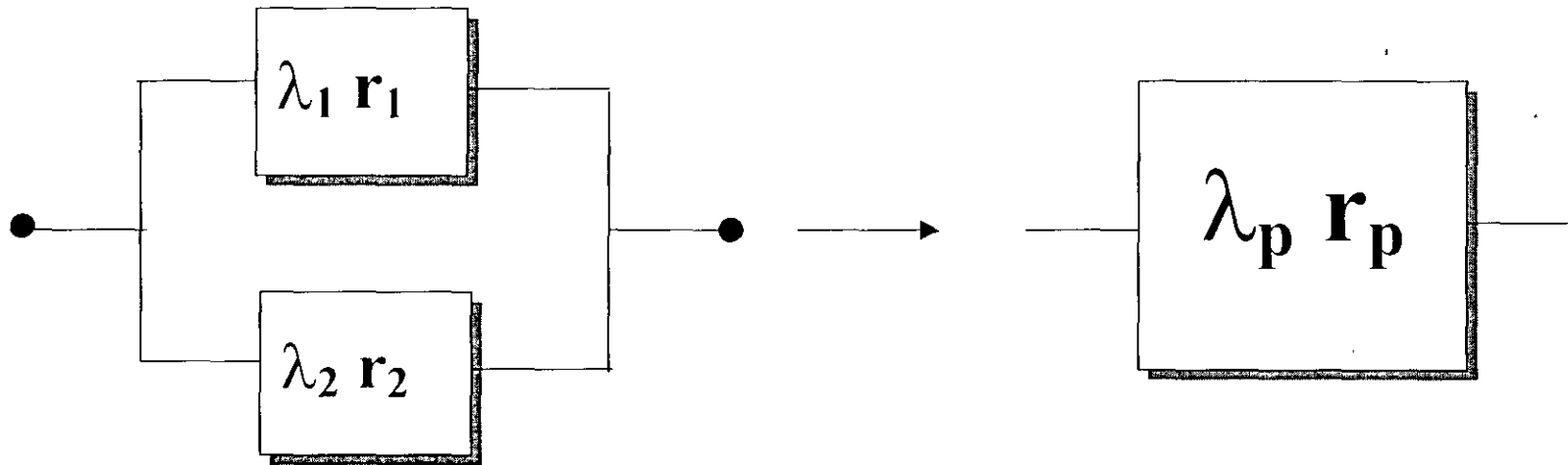


$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2$$

$$r_s = \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2}{\lambda_s}$$

$$U_s = \lambda_s r_s$$

Solución con  $\lambda$ 's y  $r$ 's - sistema paralelo



$$\lambda_p \approx \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)$$

$$r_p = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2}$$

$$U_p = \lambda_p r_p$$

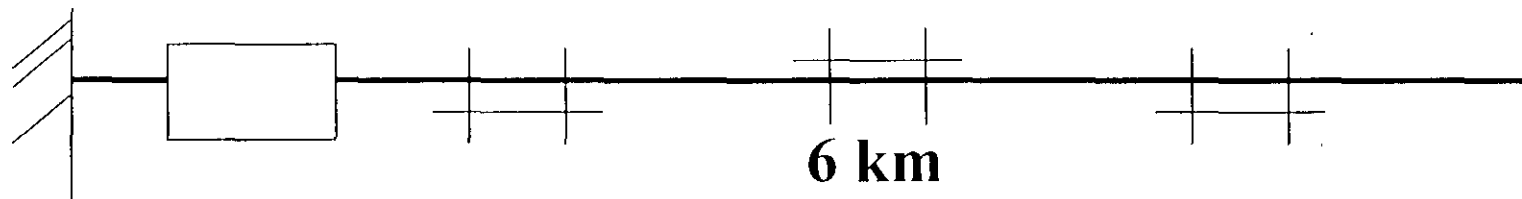
## Solución con $\lambda$ 's y $r$ 's - sistema serie

EJEMPLO:

$$\lambda = 0.1 \text{ fallas / año} \quad \lambda = 0.8 \text{ fallas/km-año} = 4.8 \text{ fallas/año}$$

$$r = 72 \text{ horas}$$

$$r = 5 \text{ horas}$$

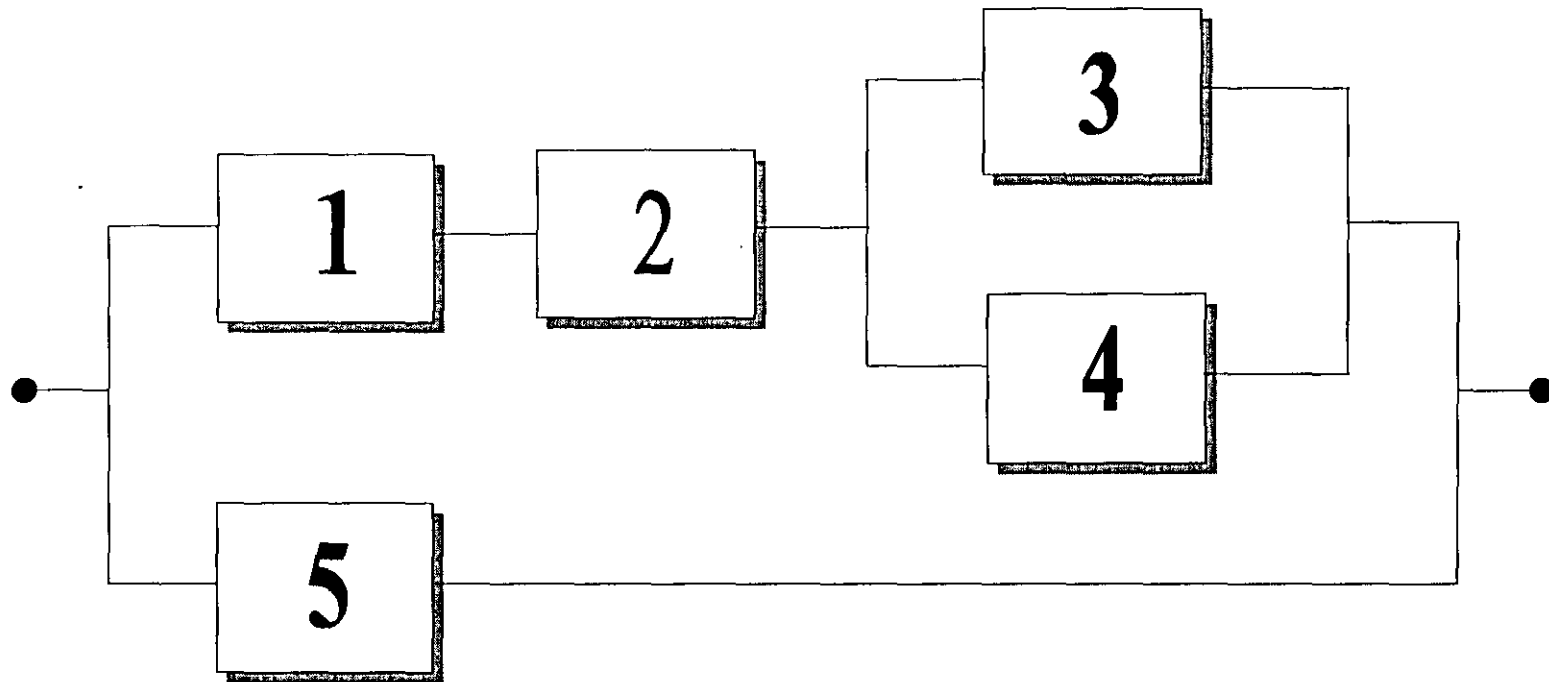


$$\lambda_s = 0.1 + 4.8 = 4.9 \text{ fallas / año}$$

$$r_s = \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2}{\lambda_s} = \frac{(0.1 \text{ f/a})(72 \text{ h/f}) + (4.8)(5)}{4.9 \text{ f/a}} = \frac{7.2 + 24}{4.9} = 6.4 \text{ h/f}$$

$$U = \lambda_s r_s = (4.9) (6.4) = 31.2 \text{ h / año} = 1.3 \text{ día / año}$$

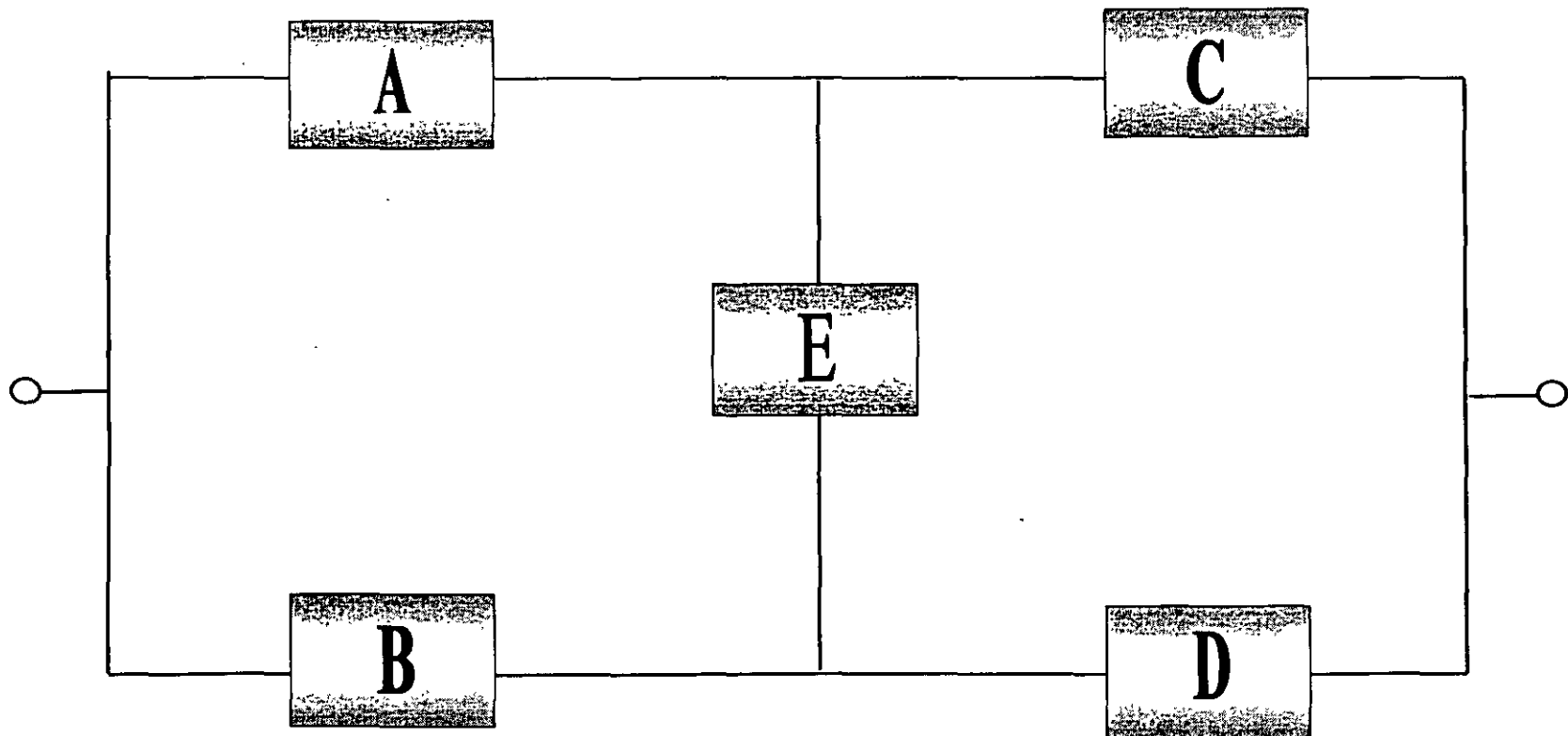
# Solución de sistemas serie – paralelo



# SOLUCIÓN DE SISTEMAS COMPLEJOS

¿QUÉ ES UN SISTEMA COMPLEJO?

Sistema que no tiene una estructura del tipo SERIE / PARALELO



## **Algunas técnicas disponibles para la evaluación de la confiabilidad en sistemas complejos**

- Probabilidad condicional.
- Árbol de eventos.
- Árbol de fallas.
- Método de Monte Carlo.
- Modos multifalla
- Conexiones mínimas.
- Cortes mínimos.

### III.- INDICES DE CONFIABILIDAD

La finalidad de los indicadores, es conocer el comportamiento del sistema eléctrico en cuanto a su confiabilidad en forma global y mediante estadísticas, determinar los motivos de las interrupciones y de las fallas de los equipos y componentes del sistema eléctrico de distribución, para disponer de los elementos tangibles en la toma de decisiones.

Las estadísticas promedio del índice TIU a nivel internacional tiene los siguientes valores.

Clase mundial	(TIU = 8 min.)
Clase media	(TIU = 100 min.)
Clase normal	(TIU = 300 min.)

Por ejemplo:

LyF	299
CFE	240
EUA	70
CANADA	70
JAPON	8

#### • BENEFICIOS.

- Disponer de los indicadores aplicados en forma homogénea y con criterios unificados.
- Conocer el comportamiento de los diferentes equipos, para detectar fallas y causas recurrentes por tipos, fabricantes y otras características.
- Obtener elementos tangibles para la mejora de las especificaciones, de los proyectos, de la operación y del mantenimiento.
- Disponer de los elementos para justificar la sustitución de equipos y en su caso, para vetar algún fabricante.
- Identificar requerimientos de capacitación.
- Mejorar los procesos que inciden en la confiabilidad y la calidad de la energía.
- Mejorar la confiabilidad de los sistemas de potencia y de distribución.
- Incrementar la calidad del suministro eléctrico.

- **INDICADORES.**

Con el fin de obtener bases cuantitativas útiles que proporcionen los beneficios esperados, se tienen dos tipos de indicadores:

- Indicadores de confiabilidad globales.
- Indicadores de confiabilidad de componentes.

- **INDICADORES DE CONFIABILIDAD GLOBALES Y CAUSAS DE INTERRUPCION.**

Los indicadores de confiabilidad globales son:

- Indicador de frecuencia promedio de interrupciones (IFI), el cual es equivalente al SAIFI (System Average Interruption Frequency Index).
- Indicador de duración promedio de interrupciones al sistema (TIU), el cual es equivalente al SAIDI (System Average Interruption Duration Index).
- Indicador de duración promedio de interrupciones al cliente (IDIU), el cual es equivalente al CAIDI (Custom Average Interruption Duration Index).
- Índice de disponibilidad de servicio al usuario (IDIS), el cual es equivalente al ASAI (Average Service Availability Index).

Los indicadores globales se integran a partir de las aportaciones correspondientes de los procesos de generación, transmisión, transformación y distribución.



# **INTERRUPCIONES DEL SERVICIO**

## **CLASIFICACIÓN GENERAL:**

- a) Salidas forzadas (ocasionadas generalmente por fallas).**
  - **Permanentes.**
  - **Temporales (seccionadas manualmente).**
  - **Transitorias (restablecimiento automático)**
  
- b) Salidas programadas (ocasionadas por ampliaciones, modificaciones, mantenimiento y reparaciones, generalmente no contempladas en la confiabilidad).**

- **Para el cálculo del TIU, se consideran:**

- a) **Disturbios.**
- b) **Licencias de emergencia.**
- c) **Licencias programadas con interrupción.**

y estas pueden ser menores (hasta 5 minutos) y mayores (más de 5 minutos).

- **Existe una clasificación de las causas que provocan las interrupciones:**

**INTERNAS.-** Las originadas de forma intrínseca por el sistema. (falla de aislamiento, falso contacto, etc.)

**EXTERNAS.-** originadas por terceros y sin relación directa con red. (árbol sobre la línea, poste chocado, etc.)

- **Para la reparación de las interrupciones básicamente se realizan por dos métodos:**

1. **Con línea viva.**
2. **Con línea desenergizada (licencia pci).**

# ALGORITMOS DE CALCULO DE LOS INDICADORES DE CONFIABILIDAD GLOBALES

- **Indicador de frecuencia promedio de interrupciones (IFI)**

$$\text{IFI} = \frac{\text{No. Total de interrupciones}}{\text{No. Total de usuarios atendidos}} \quad (1,1)$$

- **Indicador del tiempo (promedio) de interrupción al usuario (TIU)**

$$\text{TIU} = \frac{\Sigma \text{ Duración de interrupciones a los usuarios}}{\text{No. Total de usuarios atendidos}} \quad (1,2)$$

- **Indicador de duración promedio de interrupciones al cliente (IDIU).**

$$\text{IDIU} = \frac{\Sigma \text{ Duración de interrupciones a los usuarios}}{\text{No. Total de interrupciones a los usuarios atendidos}} \quad (1,3)$$

- **Indicador de disponibilidad del servicio al usuario (IDIS).**

$$\text{IDIS} = \frac{\text{Horas de disponibilidad del servicio}}{\text{Horas de la demanda del servicio al usuario}} \quad (1,4)$$

# TIEMPO DE INTERRUPCION POR USUARIO ( T I U )

## 1.- DEFINICION:

T = TIEMPO

I = INTERRUPCION

U = USUARIO

EL "T I U" ES EL TIEMPO PROMEDIO QUE CADA USUARIO NO DISPUSO DEL SERVICIO DE ENERGIA ELECTRICA, DEBIDO A INTERRUPCIONES EN LOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCION DURANTE UN PERIODO DE TIEMPO, Y EN UNA ZONA ESPECIFICA.

## 2.- CLASIFICACION:

ESTE INDICE ES PARA MEDIR LA CALIDAD DEL SERVICIO DE ENERGIA ELECTRICA Y LA CONTINUIDAD DEL MISMO.

### 3.- FORMULA:

$$T I U = \frac{\sum_{i=1}^I \sum_{l=1}^L [ D I_{il} \times U A_{il} ]}{\sum_{i=1}^I N U_{il}}$$

- DONDE:
- $D I_{il}$  = Duración de la interrupción "I" en minutos acaecida durante el mes "i", en un circuito de distribución.
  - $U A_{il}$  = Usuarios afectados por la interrupción "I" en un circuito de distribución.
  - $i$  = Mes de que se trata
  - $l$  = Número consecutivo de la interrupción durante el mes.
  - $N U_{il}$  = Número de usuarios de la zona que se trata

### FORMULA REDUCIDA:

$$T I U = \frac{M U}{N U}$$

- DONDE:
- $M U$  = Total de minutos usuarios no disponibles debido a las interrupciones sucedidas durante el período especificado.
  - $N U$  = Total del número de usuarios en el periodo y zona de que se trata



<b>TIEMPO DE INTERRUPCIÓN POR USUARIO -TIU-</b>	<b>INTERPRETACIÓN Y CÁLCULO</b>
---	---------------------------------

Ejemplo:

N°	Alimentador fallado	División	Clientes (U)	Minutos de interrupción mensual (M)	Clientes por minutos de interrupción (MU)
1	NET-25	OTE	21250	36	765000
2	PAC-26	PAC	6170	25	154250
3	ECA-22	NTE	20750	62	1286500
4	NET-24	OTE	18630	43	801090
5	CVA-23	CVA	6370	29	184730
6	OLI-24	PTE	8575	45	385875
7	ECA-28	NTE	21355	33	704715
8	NET-21	OTE	16550	91	1506050
9	OLI-27	PTE	9630	47	452610
10	PAC-22	PAC	5420	105	569100
11	ECA-25	NTE	19860	85	1688100
12	OLI-23	PTE	9700	44	466800
13	CVA-29	CVA	4820	61	294020
...					
1					
<b>TOTAL LyF</b>			<b>5053876</b>		<b>9218840</b>

$$TIU_{LyF} = \frac{\sum_{i=1}^I M_i \times U_i}{U_{LyF}}$$

Se toman en consideración las interrupciones ocurridas al total de los alimentadores de LyF. En un periodo determinado.

$$TIU_{LyF} = \frac{9218840}{5053876} = 1,824$$

Calcularemos el ATIU de cada división para ejemplificar. En cada caso, únicamente se consideran los alimentadores que les corresponde:

$$ATIU_{LyF} = \frac{\sum_{i=1}^I M_i \times U_i}{U_{LyF}}$$



<b>TIEMPO DE INTERRUPCIÓN POR USUARIO -TIU-</b>	<b>INTERPRETACIÓN Y CÁLCULO</b>
---	---------------------------------

$$ATI_{OTE} = \frac{3072140}{5053876} = 0,6078$$

$$ATI_{PTE} = \frac{1305285}{5053876} = 0,2582$$

$$ATI_{NTE} = \frac{3679315}{5053876} = 0,7280$$

$$ATI_{PAC} = \frac{723350}{5053876} = 0,1431$$

$$ATI_{CVA} = \frac{478602}{5053876} = 0,0947$$

---

1,824

Los elementos que determinan el valor del TIU o ATIU son:

1. Las interrupciones en los circuitos eléctricos.
2. Duración de la interrupción.
3. Número de usuarios.

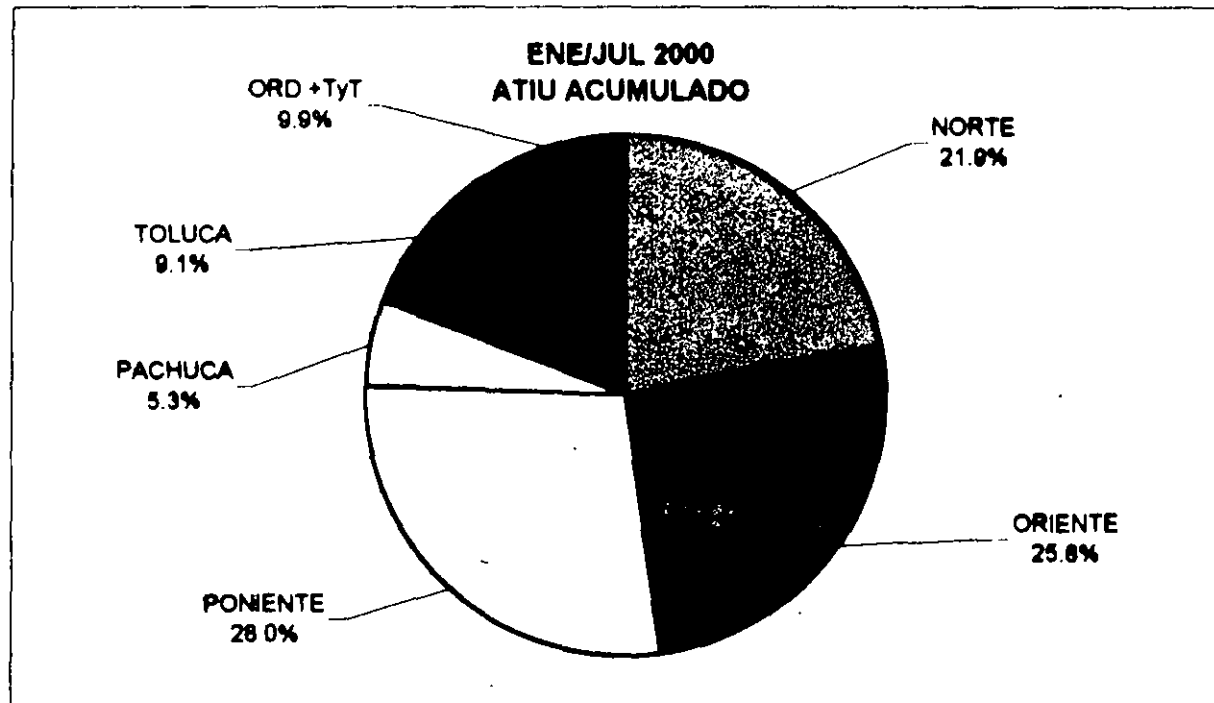
Las interrupciones en los circuitos eléctricos que se consideran para el cálculo del TIU son:

- Disturbios mayores a 5 minutos.
- Licencias programadas con interrupción mayores de 5 minutos.
- Emergencias de cualquier duración.

**SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN**

**APORTACIÓN AL TIU DE L y F**

DIVISIÓN	AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
NORTE	1999	4.580	5.300	9.320	9.030	8.910	7.030	4.680						45.880
	2000	3.930	3.998	5.203	4.067	5.100	3.780	4.480						30.138
ORIENTE	1999	3.940	8.580	8.440	17.420	10.030	8.720	4.400						57.530
	2000	3.383	4.114	7.591	5.623	5.480	5.620	3.680						35.481
PONIENTE	1999	3.720	7.770	11.080	9.620	9.410	6.650	4.380						52.640
	2000	3.578	3.811	6.427	5.478	6.180	6.270	4.980						38.533
PACHUCA	1999	1.030	0.940	1.320	1.200	1.080	0.980	0.870						7.060
	2000	1.067	1.532	0.778	1.383	0.670	1.110	0.720						7.261
TOLUCA	1999	4.780	3.680	2.180	3.180	4.040	3.310	5.940						27.110
	2000	2.138	2.142	0.548	1.482	1.880	2.480	1.730						12.810
OPERACIÓN REDES DE DISTRIBUCIÓN	1999	0.110	0.430	0.400	1.130	2.840	0.010	0.020						4.740
	2000	0.000	0.000	0.002	0.018	0.140	0.080	0.230						0.441
TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN	1999	2.100	1.360	3.880	3.780	2.380	3.710	1.740						18.780
	2000	0.648	2.880	1.848	2.001	2.210	1.870	2.470						13.236
TOTAL L y F	1999	20.270	28.030	38.420	45.380	35.480	28.190	22.140						213.810
	2000	14.545	17.788	24.195	20.081	21.760	20.980	18.280						137.589

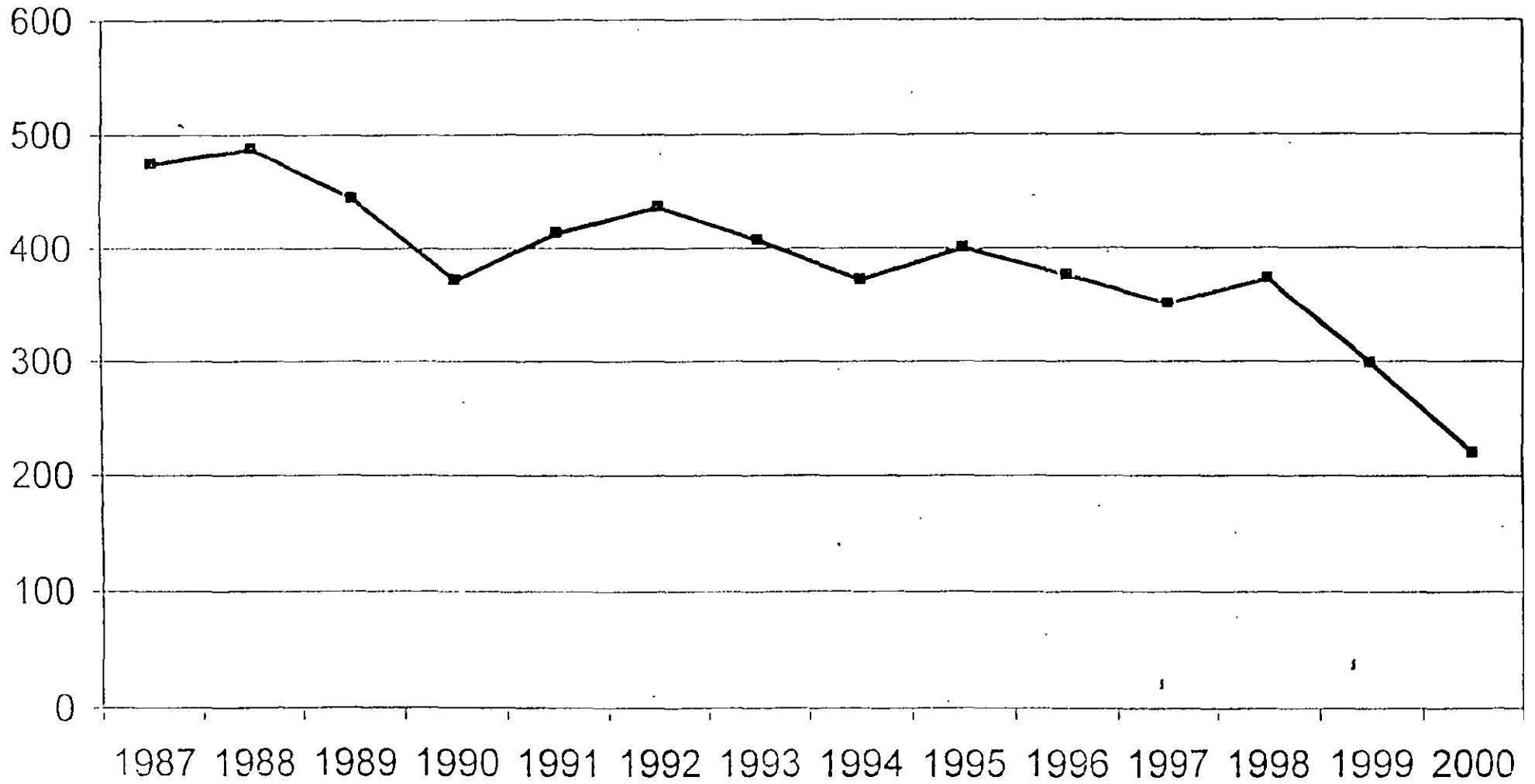


**VARIACIÓN (1999-2000)**

DIVISIÓN	ATIU (min)
NORTE	-15.71
ORIENTE	-22.05
PONIENTE	-14.31
PACHUCA	0.18
TOLUCA	-14.60
O.R.D.	-4.30
T y T	-5.53
L y F	-76.32

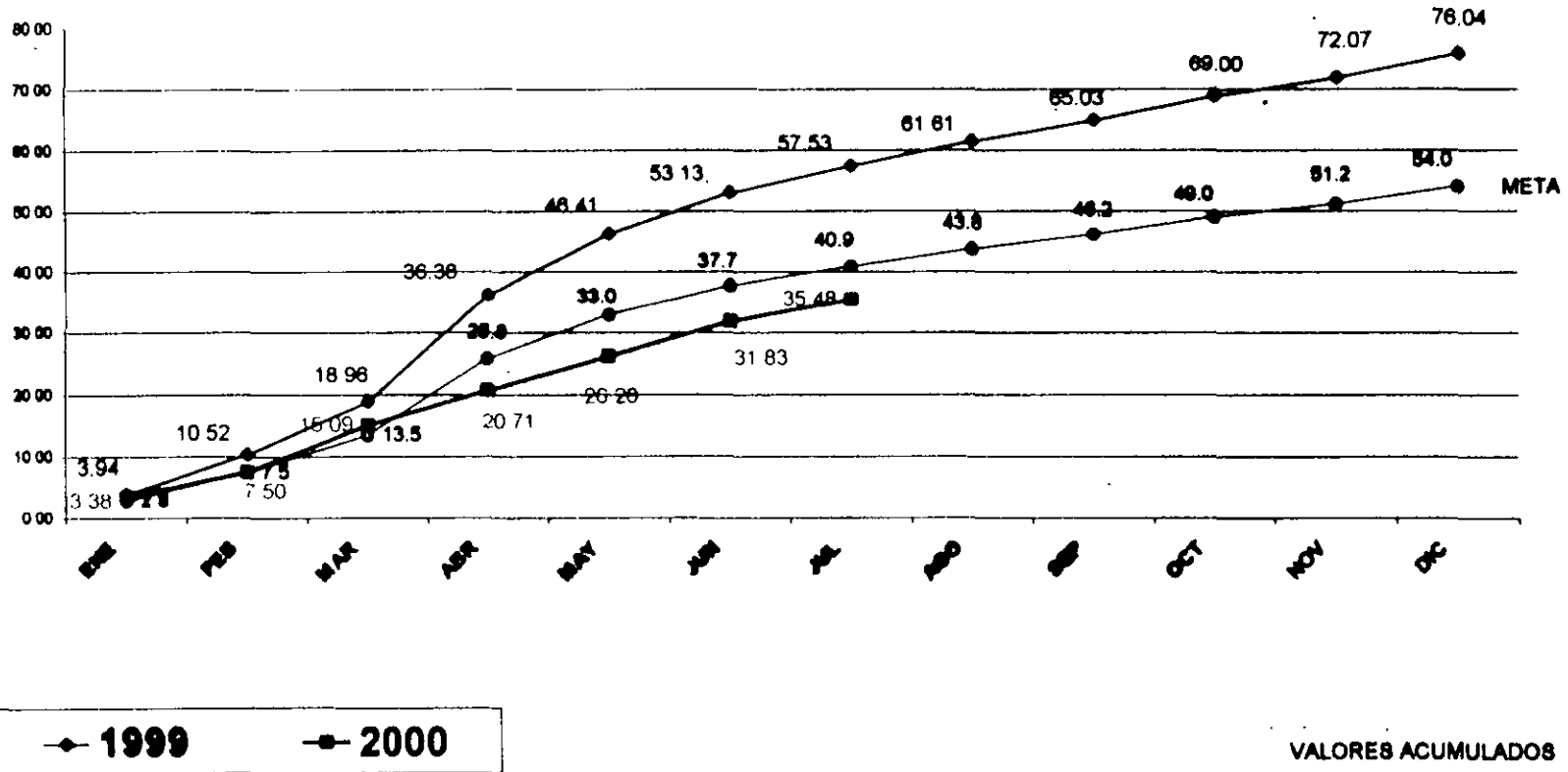


## EVOLUCION DEL TIU LFC minutos anuales





## ATIIL COMPARATIVO DIVISION METROPOLITANA ORIENTE DISTURBIOS + LICENCIAS



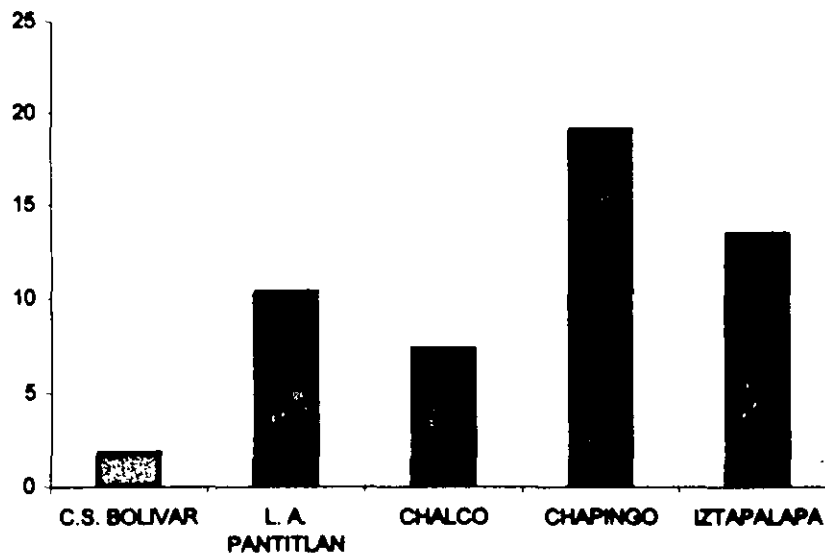
AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
1999	3.94	6.56	8.44	17.42	10.03	6.72	4.40	4.08	3.42	3.97	3.07	3.97	76.04
2000	3.38	4.11	7.66	6.62	5.49	5.62	3.68						35.48
META	2.80	4.68	6.98	12.37	7.13	4.77	3.13	2.80	2.43	2.81	2.18	2.81	54.00

VALORES MENSUALES

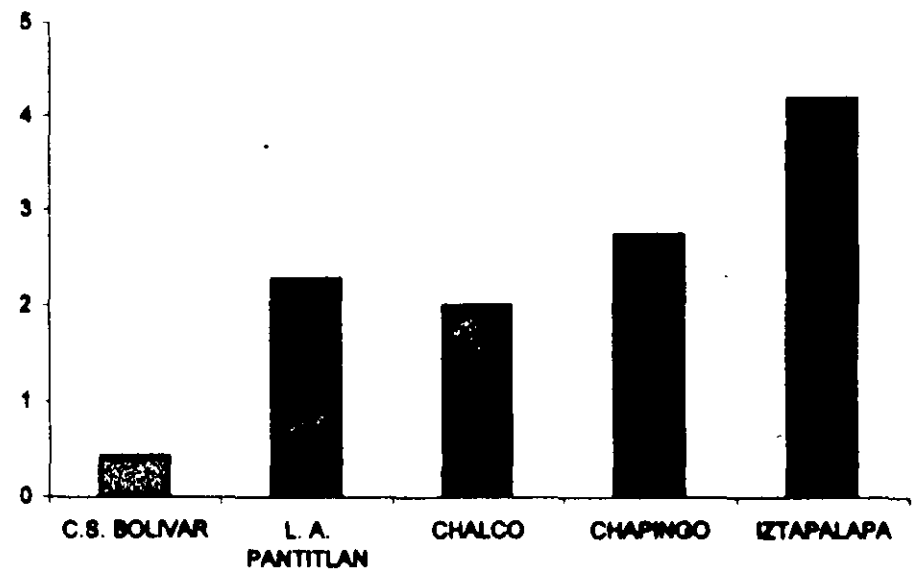
**TASA DE FALLAS  
ENE/JUL**

REGIÓN	Nº ALIM.	DISTURBIOS			FALLAS P/ALIMENTADOR			ATIU	
		INST	MAY	TOTAL	INST	MAY	TOTAL	PROM P/ ALIM.	TOTAL
C.S. BOLIVAR	54	101	23	124	1,87	0,43	2,30	0,01	0,31
L. A. PANTITLAN	59	611	134	745	10,36	2,27	12,63	0,17	9,89
CHALCO	25	184	50	234	7,36	2,00	9,36	0,08	2,11
CHAPINGO	19	362	52	414	19,05	2,74	21,79	0,11	2,06
IZTAPALAPA	47	632	197	829	13,45	4,19	17,64	0,22	10,17
<b>TOTAL</b>	<b>204</b>	<b>1890</b>	<b>456</b>	<b>2346</b>	<b>9,26</b>	<b>2,24</b>	<b>11,50</b>	<b>0,12</b>	<b>24,54</b>

**FALLAS INSTANTÁNEAS PROM-ALIM**



**FALLAS MAYORES PROM-ALIM**



## **PROPUESTAS DE MEJORAMIENTO PARA AUMENTAR LA CONFIABILIDAD**

En particular en la zona central del país se tiene el programa estratégico para la reducción de interrupciones y mejorar la confiabilidad del servicio eléctrico de distribución de la siguiente manera:

### **a) Confinación de las fallas.**

- **Instalación de restauradores.**
- **Instalación de seccionalizadores.**
- **Instalación de CCF en RR.**
- **Instalación de interruptores.**
- **Instalación de ICF.**
- **Coordinación de protecciones correcta.**

### **b) Eliminación de causas de fallas.**

- **Poda.**
- **Retiro de objetos extraños (campana).**
- **Reposición de aislamiento dañado.**
- **Uso de equipos y materiales con un adecuado nivel de aislamiento (150 kV a 2 300 msnm).**
- **Normalización de los montajes utilizados.**
- **Instalación de cable semiaislado.**

**c) Automatización.**

- **Telecontrolar Restauradores.  
Seccionalizadores.  
Interruptores.**

**d) Reconfiguración del sistema.**

- **Reducción de longitud de alimentadores.**
- **Flexibilidad entre circuitos colindantes (traspasos de carga).**
- **Diseño de S.E's más pequeñas.**
- **Utilización de cable aislado en redes aéreas.**

**e) Crear un nivel de compromiso.**

- **Fomentar entre los equipos de trabajo, la unión para motivar una mejora en la actitud.**
- **Intensificar la supervisión de los trabajos.**
- **Programar una capacitación constante.**

**Las inversiones que se pretenden efectuar durante los próximos 10 años son del orden de los 1,000 millones de pesos anuales aproximadamente.**

#### **IV.- ANÁLISIS BENEFICIO-COSTO**

**Éste análisis es una forma práctica de estimar la conveniencia de proyectos en los cuales es importante analizar rápidamente una inversión a largo plazo y estudiar las consecuencias secundarias que afectan a un gran número de personas o industrias.**

**La base para resolver muchos problemas de ingeniería consiste en identificar todas las alternativas existentes para alcanzar una meta en particular.**

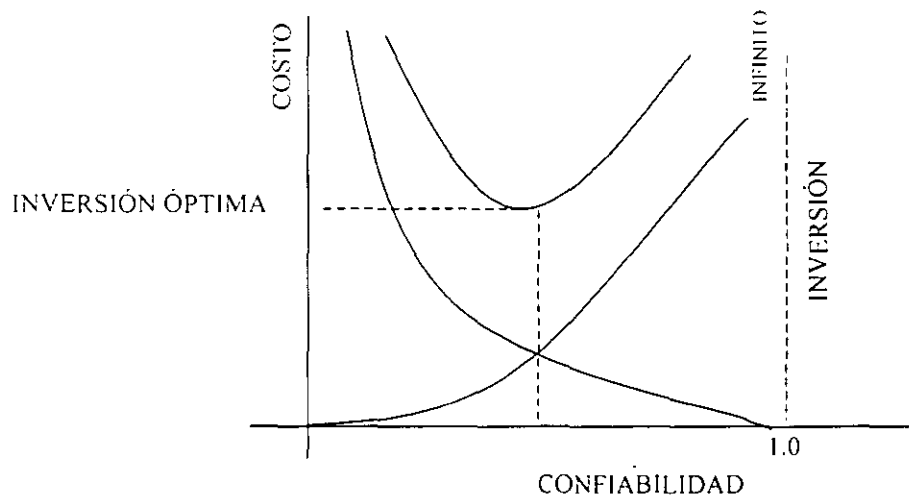
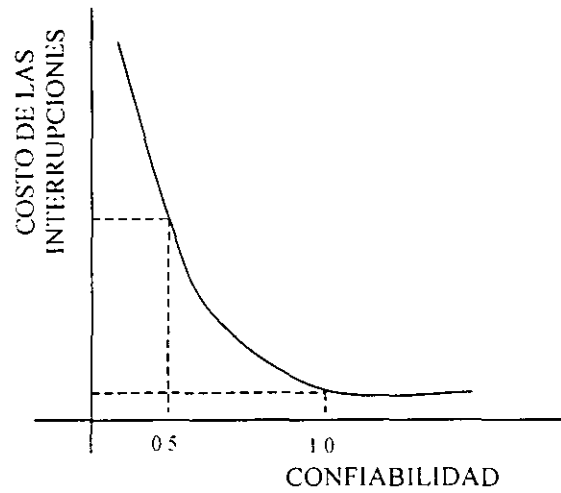
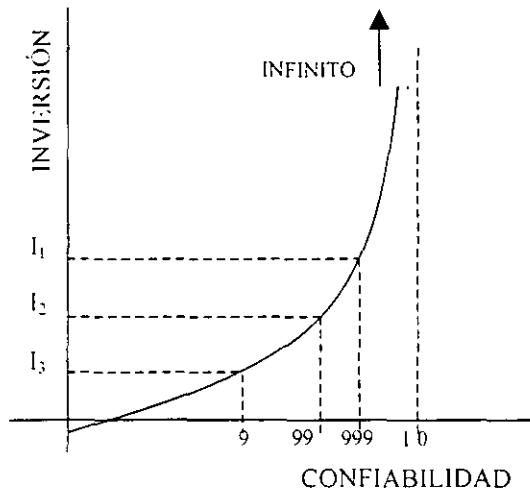
**El horizonte de planeación es esencial para definir el periodo en que se ha de escoger el mejor de los proyectos para cuantificarse monetariamente, así como la tasa de interés que se ha de usar.**

**Todo incremento en la confiabilidad de un sistema de distribución lleva asociado el costo, por tanto será necesario siempre un análisis económico para cuantificar las inversiones por este concepto.**

**Dos puntos fundamentales a considerar son:**

- UN SISTEMA ELECTRICO SIN FALLA REQUERIRA UNA INVERSION INFINITA.**
  
- LA RELACION ENTRE LAS INVERSIONES POR AUMENTO DE CONFIABILIDAD Y SU COSTO ASOCIADO NO ES LINEAL.**

En las gráficas siguientes se observan estos principios:



La determinación de la confiabilidad óptima en un sistema será la que ofrezca menos interrupciones a menos costo.

# REPERCUSIONES ECONÓMICAS DE LAS INTERRUPCIONES

## COSTOS DE INTERRUPCIONES EN BRASIL

PERIODOS DE LA INTERRUPCIÓN	D U R A C I Ó N D E L E V E N T O					
	0 - 3 min	3 - 15 min	15 - 30 Min	30 - 60 min	60 - 120 min	> 120 min
0 - 8 h	2.87	1.23	1.07	0.90	0.81	0.78
8 - 18 h	2.73	1.26	1.20	0.95	0.86	0.78
18 - 24 h	2.80	1.14	1.16	0.83	0.75	0.78

Costos de interrupción industriales (U.S. \$ / kWh de diciembre de 1990).

PERIODOS DE LA INTERRUPCIÓN	D U R A C I Ó N D E L E V E N T O					
	0 - 3 min	3 - 15 min	15 - 30 Min	30 - 60 min	60 - 120 min	> 120 min
0 - 8 h	0.98	1.83	2.80	2.55	2.45	2.69
8 - 18 h	1.83	3.16	4.25	4.36	4.76	3.76
18 - 24 h	1.81	3.30	3.08	3.77	4.10	3.14

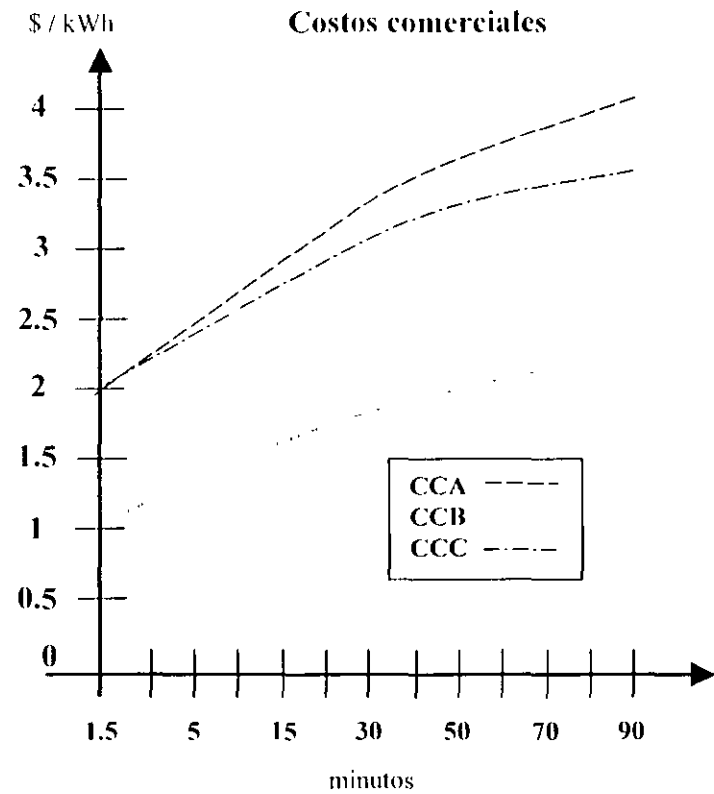
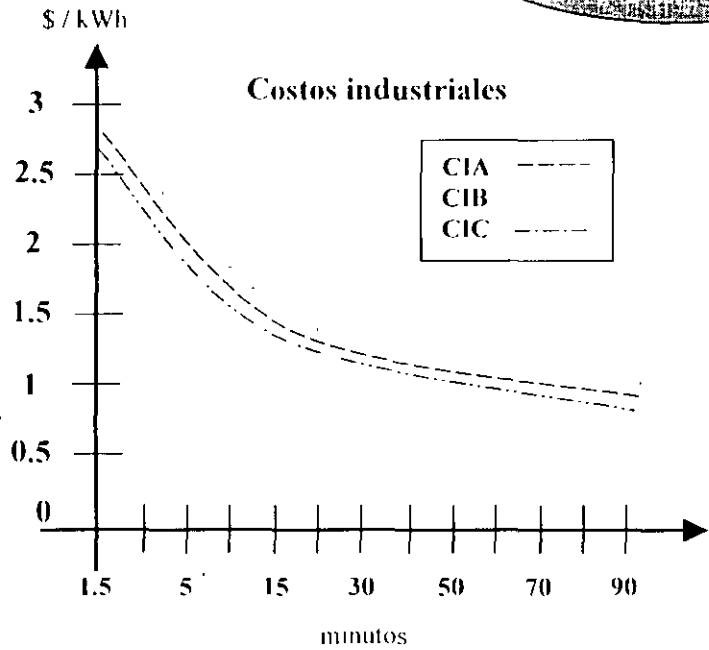
Costos de interrupción comerciales (U.S. \$ / kWh de diciembre de 1990).



# Costos de interrupción industriales y comerciales en Brasil

$$C = a t^b$$

Ecuación de Regresión



USUARIO	HORA	a	b
INDUSTRIAL	0 - 8	3.2589	-0.2932
	8 - 18	3.1982	-0.2785
	18 - 24	3.1178	-0.2933
COMERCIAL	0 - 8	0.9457	0.2212
	8 - 18	1.8068	0.1859
	18 - 24	18.953	0.1444

## ESTIMACIÓN DE COSTOS DE INTERRUPCIÓN

Dos interrupciones ocurren entre las 18 y las 24 horas a una carga de 8000 MW una de 29 min y otra de 60 min, con la siguiente composición por tipo de carga

Industrial	59 %
Comercial	20 %
Residencial	21 %

De acuerdo a las tablas:

Industrial (29 minutos):	1.16 US\$ / kWh
Industrial (60 minutos):	0.83 US\$ / kWh
Comercial (29 minutos)	3.08 US\$ / kWh
Comercial (60 minutos)	3.77 US\$ / kWh
Residencial	1.09 US\$ / kWh

Las funciones de daño compuesto al cliente (FDCC) para una interrupción de 29 y otra de 60 minutos son:

$$\text{FDCC (29)} = (1.16 \times 0.59) + (3.08 \times 0.20) + (1.09 \times 0.21) = \mathbf{1.53 \text{ US\$ / kWh}}$$

$$\text{FDCC (60)} = (0.83 \times 0.59) + (3.77 \times 0.20) + (1.09 \times 0.21) = \mathbf{1.47 \text{ US\$ / kWh}}$$

Los costos absolutos CA resultan:

$$\text{CA (29)} = (1.53) (29 / 60) (8 \times 10^6) = \mathbf{5.9 \times 10^6 \text{ US\$}}$$

$$\text{CA (60)} = (1.47) (60 / 60) (8 \times 10^6) = \mathbf{11.8 \times 10^6 \text{ US\$}}$$

**Los costos debido a las interrupciones han sido evaluados en países como USA, Canadá y en Europa y recientemente en Brasil.**

**En México aún no se realizan los estudios para evaluar el impacto económico de las interrupciones**

**Al utilizar estándares de otros países se ignora la realidad social y económica del país.**

**Para la aplicación de la técnica descrita, es necesario contar con los valores estadísticos del área donde se efectúe.**

TARIFA	CLASE DE SERVICIO	PRECIO PROMEDIO \$ /kWh	CONSUMO PROMEDIO kWh / USU
<b>G O B I E R N O</b>			
2	GENERAL HASTA 25 kW DE DEMANDA	1.269	1 203
3	GENERAL PARA MÁS DE 25 kW DE DEMANDA	1-117	12 323
OM	GENERAL MEDIA TENSION MENOR DE 100 kW	0.691	20 381
HM	GENERAL MEDIA TENSION MAYOR DE 100 kW	0.598	179 063
<b>P Ú B L I C O</b>			
1	DOMÉSTICO	0.557	121
2	GENERAL HASTA 25 kW DE DEMANDA	1.279	304
3	GENERAL PARA MÁS DE 25 kW DE DEMANDA	1.151	8 997
OM	GENERAL MEDIA TENSION MENOR DE 100 kW	0.76	19 245
HM	GENERAL MEDIA TENSION MAYOR DE 100 kW	0.575	136 820

## **V.- R E S U M E N**

### **LOS SISTEMAS O PROCESOS ADMINISTRATIVOS TIENEN GRAN INFLUENCIA EN LA CONFIABILIDAD.**

- Diversidad de tecnologías y marcas.
- Disponibilidad de refacciones.
- Conocimiento y capacitación.
- Trabajo continuo (24 horas)
- Sistema eficiente de recepción de quejas.
- Centros estratégicos de operación y mantenimiento.

## **Confiabilidad humana**

**“Confiabilidad es la medida en que un elemento o sistema cumple con su función”**

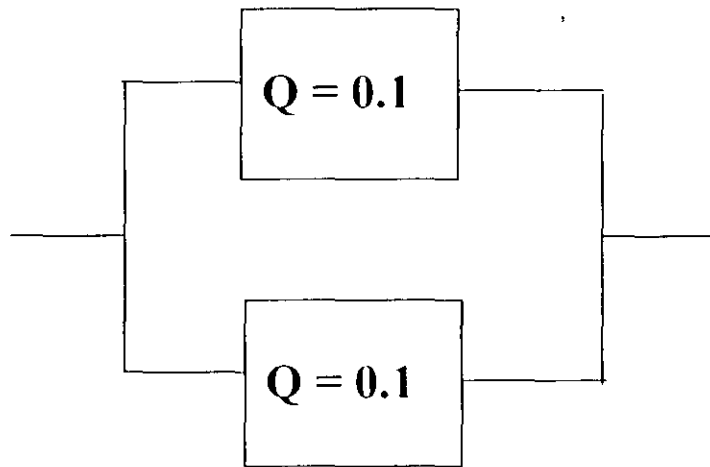
Debemos preguntarnos cuál es nuestra función: personal operativo, ingenieros, funcionarios, . . .

¿Estamos cumpliendo? SI! ¿En qué medida?

En ocasiones se requieren algunas transformaciones de las personas, ya sea en su aptitud, en su actitud y/o su ética.

Cuesta trabajo y horas de esfuerzo, pero ningún peso (\$).

## Aplicación del concepto de redundancia a los sistemas humanos



$$Q = (0.1)^2 = 0.001$$

TRABAJO INDIVIDUAL (SIN RESPALDO):

SE FALLA 1 VEZ DE CADA 10

TRABAJO EN EQUIPO (CON RESPALDO RECÍPROCO):

SE FALLA 1 VEZ DE CADA 100

**Tener un sistema humano fiable, también es un buen negocio**

## Tendencias

- Los requerimientos en la confiabilidad del servicio se incrementarán cada vez más, debido a la dependencia de las actividades humanas respecto de la electricidad y a las repercusiones socio-económicas de las interrupciones.
- En el futuro, en los contratos del servicio se establecerán cargos por interrupciones hacia los suministradores y éstos podrán también cobrar y recuperar sus inversiones que redunden en una mayor confiabilidad.

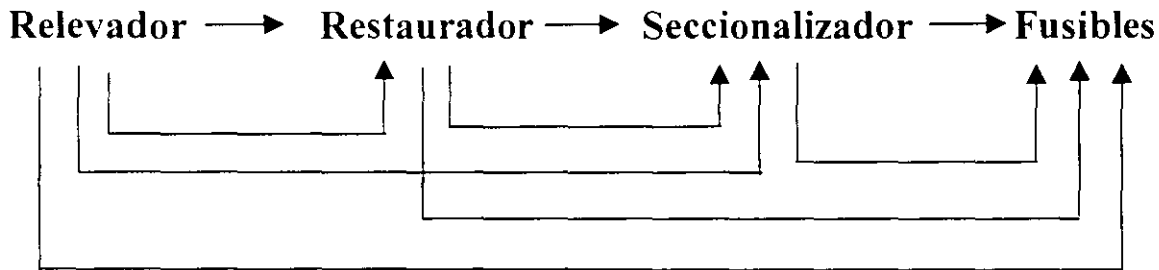


## **VI.- CONCLUSIONES**

La confiabilidad de LyFC en el sistema de distribución, actualmente es baja comparada con referencias internacionales, algunas de la razones son las siguientes:

- En pocos alimentadores se tienen instalados dispositivos de protección, provocando que una falla permanente ocasione un disturbio en el total del alimentador.
- Existen muchos alimentadores demasiado largos y su exposición es tal que el riesgo de una falla es muy alta.
- Hay demasiados alimentadores sobrecargados y con muchos usuarios conectados.
- La tasa de falla de transformadores es muy alta en comparación a la norma. Se dañan aproximadamente 3000 transformadores al año.
- Las comunicaciones o señales para el telecontrol representa un gran obstáculo para la automatización integral de los dispositivos factibles de ser telecontrolados.
- Falta por instalar cable semiaislado en las zonas arboladas, ya que las ramas provocan continuamente salidas de los alimentadores.

- Se requiere la aplicación de apartarrayos más eficientemente en los equipos eléctricos y en las líneas de distribución.
- La coordinación de protecciones no está optimizada para garantizar una adecuada operación de los equipos de seccionamiento.



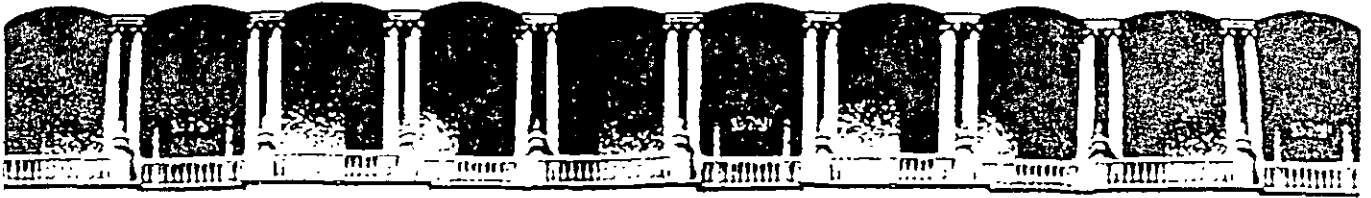
- La tasa de fallas de los relevadores está por arriba de los límites normalizados.
- Existen diferentes niveles básicos de aislamiento al impulso mezclados entre los equipos instalados en un alimentador.
- LyFC es inconsistente para atender las llamadas de los clientes, cuando reportan fallas en el suministro de energía eléctrica.

## **Automatización de la distribución**

**Existe un análisis realizado por Kema que arrojó una viabilidad razonable para llevarse a cabo lo que resulta financieramente factible.**

**La idea general es crear un Sistema de Administración de Distribución que pueda integrar en un futuro SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) con otros sistemas de información como por ejemplo: GIS, Trouble Call Sistem, CYME, y otros, todo esto con la finalidad de tener un sistema seguro, confiable y eficiente en su operación; planeando y analizando el comportamiento de las redes de distribución.**

**El SAD nos permitirá elaborar estadísticas de los alimentadores y de cada uno de sus elementos, (restauradores, seccionalizadores, interruptores, cuchillas, kilómetros de línea, etc.), para contar con los datos necesarios y efectuar estudios de confiabilidad reales.**



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.  
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**CURSOS ABIERTOS**

## **SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

**TEMA**

**CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCION**

**EXPOSITOR: ING. GUSTAVO ROBLES PEÑA  
PALACIO DE MINERIA  
AGOSTO 2000**

**CONFIABILIDAD DE LOS  
SISTEMAS  
ELÉCTRICOS DE  
DISTRIBUCIÓN**

**I. PROGRAMA CYMDIST**

**II. PROGRAMA CYMTCC**

**HERRAMIENTAS PARA ANÁLISIS**

**AGOSTO 2000**

CONTENIDO	PAGINA
<b>I PROGRAMA CYMDIST.</b>	<b>1</b>
1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.2 OBJETIVO	1
1.2.1 CYME	2
1.3 REQUERIMIENTO DE EQUIPO	3
1.4 JUSTIFICACIÓN	3
1.5 ESTRUCTURA DE UNA SECCIÓN DE CYMDIST	4
1.6 BASE DE DATOS PARA EL ANÁLISIS DE REDES DE DISTRIBUCIÓN CON CYMDIST	4
1.7 ESTRUCTURA DEL ÁREA DE TRABAJO DE CYMDIST	5
1.8 PROCESO DE DIGITALIZACIÓN DE LOS ALIMENTADORES	7
1.9 APLICACIÓN DE LAS HERRAMIENTAS DE CYMDIST PARA EL ANÁLISIS EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.	11
1.10 REPORTE GRÁFICOS Y DE TEXTO DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS	13
1.11 RESULTADOS DE APLICACIÓN	14
1.12 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE FLUJOS DE CARGA.	14
1.13 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE LOCALIZACIÓN DE CAPACITORES	17
1.14 ANÁLISIS DE LA SUBESTACIÓN 1	19
1.15 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	23

## CONTENIDO

## PAGINA

### II PROGRAMA CYMTCC

2.1	CRITERIOS DE COORDINACIÓN UTILIZADOS POR EL SUMINISTRADOR	26
2.1.1	COORDINACIÓN RELEVADOR-RESTAURADOR	26
2.1.2	COORDINACIÓN RESTAURADOR-RESTAURADOR	27
2.1.3	COORDINACIÓN RELEVADOR-FUSIBLE	28
2.1.4	COORDINACIÓN RESTAURADOR FUSIBLE	29
2.1.5	COORDINACIÓN FUSIBLE-FUSIBLE	29
2.2	APLICACIÓN DE LOS CRITERIOS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL SUMINISTRADOR.	30
2.2.1	CONSIDERACIONES PARA EL ESTUDIO DE LA ZONA 2	30
2.2.2	APLICACIÓN DE LOS CRITERIOS DE COORDINACIÓN	31
2.2.3	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	44

# CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN

## I PROGRAMA CYMDIST

### 1 INTRODUCCIÓN

El desarrollo que ha tenido y sigue experimentando nuestro país, tanto en el aspecto social como económico, se refleja principalmente en las grandes ciudades. Es por ello que el crecimiento ha hecho necesario hacer frente a la dinámica de los servicios públicos, ya que las ciudades no solamente crecen en extensión, sino también en la construcción continua de centros habitacionales y desarrollos fabriles, aunado al compromiso del gobierno de hacer llegar el fluido eléctrico prácticamente a la totalidad de la población.

La distribución de la energía eléctrica es una actividad de gran dinámica, debido al aumento de las redes, para hacer posible la utilización de los incrementos de generación y entregar a los consumidores la energía requerida, así como suministrar los nuevos servicios que demanda el desarrollo del país, nos obliga a mantener una modificación continua de los sistemas de distribución, pero siempre cuidando que la energía eléctrica suministrada, tenga una mayor calidad y asegurar por parte de las compañías suministradoras mayor confiabilidad.

Para tener una confiabilidad aceptable, el suministro debe darse con parámetros de calidad definidos como son. regulación de tensión, continuidad del servicio y control de frecuencia.

Debido a consideraciones técnicas y económicas, las compañías suministradoras no pueden proveer a cada uno de los consumidores una tensión que coincida con la del equipo del cliente. Así, las compañías buscan permanecer dentro de un rango de variación de tensión satisfactoria para la operación del equipo, con base en el artículo 18 del reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica

### 1.2 OBJETIVO

El presente trabajo se enfoca a presentar el uso del programa CYMDIST como herramienta de cálculo, tanto para el diseño de nuevos alimentadores como para la reingeniería que requieren los existentes, además de la remodelación a fondo y no simplemente a intensificar su mantenimiento.

Se presentaran algunos reportes y resultados específicos, para ejemplificar algunas funciones de este programa.



## ..2.1 CYME

Es una compañía Canadiense dedicada al diseño de programas de ingeniería eléctrica, y tiene un programa específico para cada especialidad, por ejemplo:

**CYMDIST.**- Se aplica para el análisis de redes eléctricas de distribución.

**CYMTCC.**—Se utiliza para efectuar coordinación de protecciones en sistemas de media tensión.

**PSAF-FLOW.**- Se aplica para el cálculo de flujo de potencia tanto en redes de alta tensión como industriales.

**CYM HARMO.**- Aplicable para el cálculo y estudio de distorsiones armónicas en redes.

**PSAF-FAULT.**- Es un modelo de análisis dedicado a simular condiciones de falla en sistemas eléctricos de potencia trifásica. Es aplicada fundamentalmente en la industria.

**PSAF-STAB.**- Es un modelo de simulación de fenómenos transitorios electromecánicos en sistemas eléctricos de potencia.

**PSAF-LINE.**- Permite el análisis, trazado y los resultados de un diagrama unificar, es compatible con AUTOCAD.

**CYMGRA.**- Programa especializado en el análisis y diseño de redes de tierra para subestaciones.

**CYMCAP.**- Cálculo de intensidad máxima admisible en cables conductores; simula el comportamiento térmico en instalaciones de cables eléctricos.

**CYMSTAB.**- Sirve para el análisis de estabilidad en régimen transitorio.

De los programas mencionados; se han adoptado el CYMDIST y el CYMTCC para el análisis de las redes de distribución en media tensión.

### **1.3 REQUERIMIENTO DE EQUIPO**

Las versiones Windows con PC. (Estaciones de trabajo o servidores) compatibles con Microsoft Windows NT, Windows 95 o 98.

Los requerimientos mínimos de equipo recomendados son:

- Una computadora Pentium
- 32 Mb. De memoria extendida (64 Mb. Recomendados) y 150 Mb. de espacio libre en disco duro.
- Un Mouse, monitor, impresora o trazador de curvas (plotter) compatible con Windows.

### **1.4 JUSTIFICACIÓN**

Una amplia importancia se le ha dado a la mejora del comportamiento de las redes eléctricas de distribución mediante la reducción de interrupciones y del tiempo en que se quedan los clientes sin el suministro eléctrico.

Para lograr esto, es necesario calcular los posibles puntos de interconexión entre alimentadores y la magnitud de las transferencias de carga, para disminuir las áreas sin servicio en caso de disturbios.

Con referencia a la disminución de pérdidas, es preciso recalcular los flujos de energía, identificar puntos de posible reducción en las pérdidas, mediante reconfiguración de alimentadores, sustitución de conductores y la determinación de la magnitud así como la ubicación de los bancos de capacitores que sean necesarios.

La cantidad de trabajo de ingeniería que la descripción anterior implica, rebasa las posibilidades de hacerlo oportunamente, con procedimientos convencionales. Por lo tanto, se requiere la ayuda de herramientas computacionales modernas, tal es el caso de CYMDIST y CYMTCC, que permite realizar este tipo de estudios, además de la coordinación de protecciones que se efectúa con el segundo programa, ambos cuentan con una gran flexibilidad en su uso y aplicación.

Lo anterior da lugar a realizar, un mejor uso de los recursos eléctricos disponibles, mejorar la calidad al usuario, pudiendo disminuir el tiempo de interrupción al mismo y obviamente mejorar la operación económica de los componentes del sistema y tener un mejor conocimiento del estado eléctrico de la zona en estudio bajo cualquier circunstancia.

## 1.5 ESTRUCTURA DE UNA SECCIÓN EN CYMDIST

Se representa por 3 subsecciones:

- Fuente
- Conductor
- Carga

## 1.6 BASE DE DATOS PARA EL ANÁLISIS DE REDES DE DISTRIBUCIÓN CON CYMDIST

CYMDIST utiliza una base de datos para almacenar los equipos y los alimentadores creados por los usuarios. La estructura lógica de CYMDIST se divide en tres partes principales, que a continuación se describen brevemente:

### 1. Base de datos de la red eléctrica:

Contiene información que describe cada alimentador, la conectividad entre las secciones, los conductores y los tipos de equipo utilizados, así como las interconexiones entre alimentadores, si es que existen. Por lo tanto esta base de datos la crea CYMDIST al dar de alta uno o más alimentadores en el sistema.

### 2. Base de datos del equipo.

Contiene las características eléctricas de los equipos o componentes utilizados en CYMDIST para conformar un alimentador de distribución. Este archivo debe contener los equipos usados en CYMDIST en diferentes estudios, por lo tanto este archivo puede ser compartido con distintas redes eléctricas. Esta base de datos de equipo, conforma el catálogo. Las componentes eléctricas que CYMDIST considera son las siguientes:

- Cable
- Conductor
- Configuración de la línea
- Subestación
- Interruptor (son todos los equipos de seccionamiento, como: fusible, restaurador, seccionalizador, cuchilla, desconectador, interruptores, etc.)
- Capacitor
- Regulador
- Línea

### 3. Base de datos de las cargas

En ésta se encuentra la información que describe las cargas, los capacitores y reactores SHUNT conectados a cada sección del alimentador descrito en la base de datos de la red eléctrica. Debido a ello, la base de datos de las cargas está directamente relacionada con su correspondiente alimentador.

## 1.7 ESTRUCTURA DEL ÁREA DE TRABAJO DE CYMDIST

La pantalla principal de CYMDIST se divide en las secciones que indica la FIGURA "A"

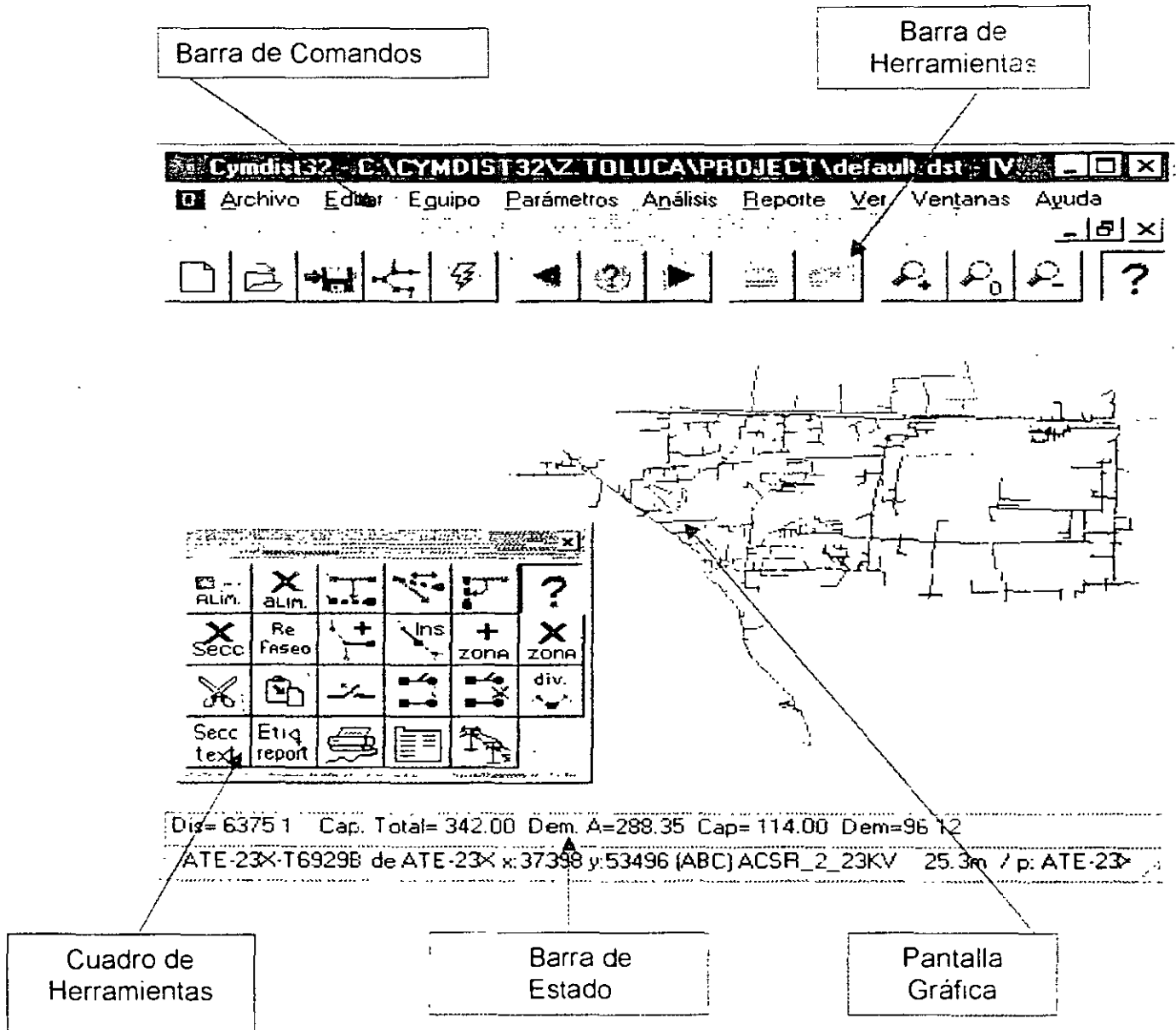


FIGURA A Estructura de la pantalla principal de CYMDIST

## 1. Barra de comandos:

- Archivo: Menú para abrir y guardar estudios, gráficas y reportes. También contiene los comandos referentes a las bases de datos (en la que están almacenados la topología de la red y los parámetros de cada equipo)
- Editar: Contiene los comandos para encontrar y editar secciones y ajustes de equipos. Desde allí se puede acceder a todas las herramientas para la construcción de los diagramas unifilares de los alimentadores.
- Equipo: por medio de este menú se puede agregar nuevos equipos a la base de datos. La base de datos es un catálogo de los equipos disponibles, para ser conectados a un alimentador.
- Parámetros: Con este menú, se pueden definir algunas características generales de la red como: establecer colores y tamaños de los símbolos gráficos que aparecen en el diagrama unifilar y definir los parámetros que controlan algunas de las funciones de análisis.
- Análisis: CYMDIST, puede desempeñar varias funciones de análisis sobre el Alimentador seleccionado. Este menú abarca las siguientes funciones:
  1. Caída de tensión
  2. Corriente de cortocircuito
  3. Balance de carga
  4. Distribución de carga
  5. Ubicación óptima de capacitares
  6. Coordinación de dispositivos de protección
  7. Crecimiento de carga
  8. Optimización de la configuración del sistema eléctrico
- Reporte: Se encuentran los comandos para ejecutar los informes escritos de los resultados de cálculo, topología del alimentador ( datos de entrada) y la base de datos del equipo. Los informes pueden guardarse en archivos e imprimirse. Una función importante es que permite al usuario, seleccionar las variables a presentar en el informe para una función determinada de análisis, simplemente llenando una lista.
- Ver: Contiene los comandos que controlan lo que se puede visualizar en la pantalla, como por ejemplo: las secciones de la pantalla o elementos del alimentador del diagrama unifilar.
- Ventanas: Contiene comandos para la presentación de varias ventanas simultáneamente, en forma contigua ( una detrás de otra ). Cada ventana puede presentar una porción de una red única o de redes diferentes.

## **BARRA DE HERRAMIENTAS**

Los botones que contiene dan acceso a los comandos de menú utilizados en el uso del programa, se pueden elegir los iconos más empleados.

## **CUADRO DE HERRAMIENTAS**

Estos iconos sirven para acceder rápidamente a los comandos de menús utilizados para la digitalización de la red eléctrica, son de gran apoyo y uso. Su activación puede ser por medio de la barra de herramientas o de su botón correspondiente.

## **BARRA DE ESTADO**

Contiene 2 líneas de comentarios: Una indica las rutas de los directorios de la base de datos y el nombre del estudio. Pero también, valores de las variables de mayor interés al realizar un estudio determinado. La otra línea proporciona información sobre la sección de línea seleccionada.

## **PANTALLA GRÁFICA**

Es el espacio donde se despliegan los diagramas unifilares de los alimentadores. En ésta, se puede ajustar el color y anchura de las líneas, el color, tipo y tamaño del símbolo, etc.

## **1.8 PROCESO DE DIGITALIZACION DE LOS ALIMENTADORES**

La manera de empezar a construir los diagramas unifilares de los alimentadores es sencilla, como a continuación se describe:

1. Especificación de los equipos en la base de datos. Se debe verificar que el equipo que se va a utilizar para la construcción del alimentador, se encuentre dado de alta. Los principales equipos que se dan de alta y sus características son las siguientes:
  - a) Subestación eléctrica de distribución: nombre y capacidad en kVA.
  - b) Dispositivos de seccionamiento: tipo de dispositivo (cuchillas, interruptor, fusibles, relevador, etc ) y capacidad nominal de operación.
  - c) Sección de línea: tipo de conductor, número de fases, impedancias de línea, corriente permitida para los diferentes conductores, etc.



Tabla C Información de los conductores utilizados  
en las líneas de distribución en la Zona 1

ID	Diam. cond. (cm)	RMG (cm)	R 25°C (ohms/km)	R 50°C (ohms/km)	Valor nominal (Amperes)
ACSR1/0	1.011	0.354	0.53	0.59	220.00
ACSR2	0.801	0.280	0.83	0.93	160.00
ACSR2/0	1.135	0.153	0.44	0.56	270.00
ACSR336	1.830	0.740	0.17	0.19	470.00
ACSR4	0.636	0.222	1.32	1.47	120.00
ACSR4/0	1.431	0.501	0.26	0.29	330.00
ACSR556	2.350	0.951	0.10	0.12	630.00
ACSR6	0.503	0.118	2.21	2.47	100.00
ALAMBRECUD2	0.654	0.255	0.54	0.59	160.00
ALAMBRECUD4	0.519	0.202	0.86	0.94	135.00
ALD_2	0.742	0.269	0.86	0.95	160.00
ALD_266	1.506	0.571	0.21	0.24	420.00
ALD_3/0	1.180	0.428	0.34	0.38	290.00
ALD_336	1.690	0.641	0.19	0.19	470.00
ALD_4	0.588	0.213	1.37	1.51	120.00
ALD_556	2.174	0.824	0.09	0.10	580.00
CSA23-1/0	1.011	0.354	0.53	0.59	220.00
CSA23-2	0.801	0.280	0.83	0.93	160.00
CSA23-ALD_336	1.690	0.641	0.17	0.19	470.00
CUD1/0	0.936	0.340	0.35	0.38	310.00
CUD4	0.588	0.213	0.88	0.96	180.00
CUD4/0	1.325	0.481	0.17	0.19	480.00
CUD6	0.588	0.213	0.88	0.96	100.00



Tabla D Información de las líneas de distribución utilizadas en la Zona 1

ID	Impedancias (Ohms/km)			Suceptancia		Ampacidad
	R1	X1	R0	X0	(B)	(A)
ACSR_1/0_23KV	0.5936	0.4316	0.7714	1.9390	3.91	220.00
ACSR_1/0_6KV	0.5936	0.4093	0.7714	1.9837	4.13	220.00
ACSR_2/0_23KV	0.4387	0.4949	0.6165	2.0023	3.99	270.00
ACSR_2_6KV	0.9275	0.4269	1.1053	2.0013	3.95	160.00
ACSR_336_23KV	0.1882	0.3760	0.3660	1.8834	4.39	470.00
ACSR_336_6KV	0.1882	0.3537	0.3660	1.9281	4.68	470.00
ACSR_4/0_23KV	0.2935	0.4055	0.4713	1.9129	4.18	330.00
ACSR_4/0_6KV	0.2935	0.3831	0.4713	1.9575	4.44	330.00
ACSR_4_23KV	1.4713	0.4668	1.6491	1.9742	3.60	120.00
ACSR_4_6KV	1.4713	0.4445	1.6491	2.0189	3.79	120.00
ACSR_556_23KV	0.1157	0.3572	0.2935	1.8645	4.63	630.00
ACSR_6_23KV	2.2125	0.5143	2.3903	2.0217	3.46	100.00
ALCUD_2_6KV	0.5909	0.4341	0.7687	2.0085	3.81	160.00
ALCUD_4_6KV	0.9397	0.4516	1.1175	2.0260	3.65	135.00
ALD_266_23KV	0.2370	0.3956	0.4148	1.9030	4.22	420.00
ALD_266_6KV	0.2370	0.3733	0.4148	1.9477	4.49	420.00
ALD_2_23KV	0.9490	0.4523	1.1268	1.9596	3.69	160.00
ALD_2_6KV	0.9490	0.4299	1.1268	2.0043	3.90	160.00
ALD_3/0_23KV	0.3760	0.4173	0.5538	1.9246	4.02	290.00
ALD_3/0_6KV	0.3760	0.3949	0.5538	1.9693	4.26	290.00
ALD_336_23KV	0.1890	0.3869	0.3668	1.8942	4.32	470.00
ALD_336_6KV	0.1890	0.3645	0.3668	1.9389	4.60	470.00
ALD_4_23KV	1.5150	0.4698	1.6928	1.9772	3.55	120.00
ALD_4_6KV	1.5150	0.4475	1.6928	2.0219	3.74	120.00
ALD_556_23KV	0.1010	0.3679	0.2788	1.8753	4.56	580.00
CSAACSR_2_23KV	0.9275	0.4492	1.1053	1.9566	3.74	160.00
CSAALD_336_23KV	0.1890	0.3869	0.3668	1.8942	4.32	470.00
CSACSR_1/0_23KV	0.5936	0.4316	0.7714	1.9390	3.91	220.00
CUD_1/0_23KV	0.3801	0.4347	0.5579	1.9421	3.85	310.00
CUD_1/0_6KV	0.3801	0.4124	0.5579	1.9868	4.07	310.00
CUD_2/0_23KV	0.1218	0.3626	0.2996	1.8700	4.56	1000.00
CUD_2/0_6KV	0.3005	0.4061	0.4782	1.9796	4.01	1000.00
CUD_4/0_23KV	0.1900	0.4085	0.3678	1.9159	4.11	480.00
CUD_4/0_6KV	0.1900	0.3862	0.3678	1.9606	4.37	480.00
CUD_4_23KV	0.9625	0.4698	1.1403	1.9772	3.55	180.00
CUD_6_23KV	0.8778	0.4699	1.0556	1.9773	3.55	100.00
CUD_6_6KV	0.8778	0.4476	1.0556	2.0220	3.74	100.00

Una vez que se tienen los diagramas unifilares de los alimentadores terminados, se pueden realizar los estudios eléctricos.

## 1.9 APLICACIÓN DE LAS HERRAMIENTAS DE CYMDIST PARA EL ANÁLISIS EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

A continuación se mencionan las funciones de CYMDIST que se emplearon para realizar los estudios eléctricos:

### 3. DISTRIBUCIÓN DE CARGA

- 1 Si el usuario proporciona los valores de la demanda consumida por la carga se puede bloquear, para que cuando CYMDIST realice la repartición de carga en los usuarios que no cuentan con este valor, no lo altere. CYMDIST suma toda la carga que está protegida por el bloqueo, sustrae ese total de la demanda medida y distribuye el resto.
- 2 Sin embargo, si la demanda ha sido medida en puntos específicos (medidores), CYMDIST distribuirá una parte de la demanda medida del alimentador a cada fase de cada sección, según la capacidad instalada (kVA). Los datos que se requieren son la demanda y el factor de potencia, los medidores se pueden colocar uno al inicio y otro a lo largo del alimentador. Obviamente si se ejecuta la función con la primera forma, la distribución de la carga es proporcional a su capacidad instalada a lo largo del circuito; en cambio con la segunda forma, la distribución de carga se realiza real y conforme a la operación del alimentador.

Después de haber definido los valores de demanda de los consumidores o las lecturas de los medidores, se puede efectuar el reparto de cargas, el proceso es el siguiente:

- a) Seleccionar el comando en el menú análisis para la distribución de cargas.
- b) Elegir los alimentadores en los que se distribuirá la carga.
- c) Seleccionar el método y la tolerancia de distribución que se va a ocupar.
- d) Decidir si se desea que se mida la demanda con los medidores o desde la subestación.
- e) Llevar a cabo la simulación.  
Al mismo tiempo que se efectúa la asignación de la carga, CYMDIST realiza la simulación de caída de tensión debido a que considera las pérdidas en la línea.

### d) CAÍDA DE TENSIÓN

Primero verificar los parámetros requeridos como: el valor en porcentaje para las condiciones de alarma de sobretensiones y subtensiones.

Pasos a seguir para la simulación

- a) Activar la opción de caída de tensión.
- b) Señalar los alimentadores.
- c) Iniciar la simulación.

se obtendrá una vista gráfica del reporte de las iteraciones, cálculo que se efectúa y el alimentador. Si un cálculo no converge en una solución, se queda la pantalla, permitiendo investigar el problema. Cuando se finaliza la simulación, los alimentadores aparecen nuevamente en la pantalla activa.

### 3. TAMAÑO Y UBICACIÓN ÓPTIMA DE CAPACITORES

Con este análisis se obtiene el tamaño y ubicación óptima de los capacitores para su instalación; con el fin de obtener el factor de potencia deseado, en la subestación y reducir las pérdidas de kW.

Simulación:

- a) Seleccionar los alimentadores
- b) Ficha "restricciones", en esta se puede aplicar limitaciones para la instalación de capacitores sugeridos. Las opciones son la reducción de pérdidas mínima para permitir que se instale el banco correspondiente, desviación máxima de tensión y las secciones que se desean ignorar para asignar capacitores.
- c) Ficha "banco de capacitores". Se define el tamaño de los capacitores; se pueden aplicar los tamaños estándar de la base de datos o usar algún sugerido por el programa, de acuerdo al incremento que se indique.
- d) Ficha "niveles de carga", se pueden definir tres niveles: ligera, normal y pico. Estos determinan las condiciones de carga para los que se optimizaran los capacitores. CYMDIST dividirá los bancos sugeridos de capacitores en porciones fijas y conmutadas dependiendo del tamaño del banco requerido para cada nivel de carga.
- e) Una vez definidos los parámetros, se puede efectuar la simulación.

### 4 MÓDULO PARA OPTIMIZAR LA CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO SOM.

Para efectuar esta función, se requiere la siguiente información:

- a) Cargar en memoria, los alimentadores
- b) El módulo SOM, recomienda maniobras para minimizar pérdidas y/o balancear alimentadores, en este caso lo que importa es minimizar las pérdidas en el sistema.
- c) Tolera las condiciones iniciales (sobrecargas y bajas tensiones), en dado caso que alguna maniobra empeore estas condiciones, será rechazada.
- d) Especificar la carga máxima de cada equipo y los límites de tensión máximo y mínimo, el recomendado es de  $\pm 5\%$  del valor nominal.
- e) Indicar al programa los dispositivos de seccionamiento que se deben tomar en cuenta. Finalmente se obtienen los resultados.

## 1.10 REPORTES GRÁFICOS Y DE TEXTO DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL ANÁLISIS ELÉCTRICO

CYMDIST, presenta los resultados escritos y en forma gráfica.

### a) Distribución de cargas.

1.- Seleccionar una sección donde se encuentre un usuario, se observa: la carga asignada por fase, unidades y su factor de potencia.

2.- Seleccionar la opción "distribución de cargas" en el menú informes. El informe de texto, editará el listado de resultados, en la parte superior los datos de entrada, incluso la información de los medidores y en la parte inferior se verán los detalles de los kVA de cada sección y la carga asignada en kW., y en kVAr que se asignó a cada sección. Al final se indica la carga total distribuida en kW y en kVAr, convirtiendo en kVA se obtiene:

$$kVA = \sqrt{(kW)^2 + (kVAr)^2}$$

### b) Visualización de resultados de caída de tensión.

1.-En modo gráfico existen dos formas:

- En pantalla observaremos que los alimentadores con problemas tendrán varios colores, esto depende de cómo se fijaron cada una de las condiciones anormales, tales como: subtensión, sobretensión y sobrecarga.
- Con el cuadro de caída de tensión se observan algunos de los resultados dependiendo de las variables que se necesiten y se hayan personalizado, esto permite trazar el perfil de tensión a lo largo del alimentador, desde la subestación hasta la sección seleccionada en ese momento.

2. Los resultados se pueden obtener en forma tabular. El reporte se puede personalizar con las variables de interés La información se da por sección del alimentador, en forma de resumen, que muestra la carga nominal, carga de capacitores en kVAr, las pérdidas totales, la sección con menor tensión, etc.

### c) Visualización de los resultados de ubicación óptima de capacitores

1. En la pantalla, con la ficha de resultados, previa ubicación, se indica el número de capacitores requeridos, reducción de pérdidas, tipo de banco (fijo o desconectable ), etc. También se observa el símbolo del capacitor Shunt en la sección que se recomendaba.
2. Se puede obtener un reporte por escrito, activándolo en la ventana de informes después de haber ejecutado la función de ubicación de capacitores, en el que indica cómo se instalaron.

#### **d) Visualización de los resultados de la reconfiguración de alimentadores.**

- 1 En pantalla gráfica, se visualizan los alimentadores por color, así es posible identificar la longitud y la anomalía que presentan.
- 2 En reporte escrito.
  - Despliega opciones con las que se pueden realizar maniobras en un dispositivo o en caso contrario indica la razón.
  - El orden de las maniobras que se deben efectuar, identificación de los dispositivos para abrir y/o cerrar, así como las pérdidas que se logran reducir en Kw.
  - Despliega las anomalías iniciales (secciones con baja tensión y sobrecargadas) que se tuvieron con respecto a las restricciones en los equipos.

### **1.11 RESULTADOS DE APLICACIÓN**

Los estudios eléctricos son fundamentales en la programación del futuro crecimiento del sistema, puesto que su funcionamiento satisfactorio depende del conocimiento de las consecuencias debidas a la interconexión con otras redes, de la creación de nuevas cargas y líneas de suministro, antes de su instalación. Con los resultados obtenidos se pueden tomar alternativas de solución para mejorar sus condiciones.

Para efecto práctico presentaremos en este trabajo dos zonas geográficas con sus alimentadores involucrados tipo aéreo.

### **1.12 ANALISIS DE LOS RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE FLUJOS DE CARGA**

Estos estudios son de gran importancia, debido a que nos permite conocer el funcionamiento del sistema bajo ciertas condiciones de carga en un periodo determinado, y por lo tanto se pueden determinar:

- Conductores sobrecargados
- Cantidad de corriente en la línea
- Tensión en cada sección de la línea y la variación

Con estos resultados se puede:

- Diseñar la expansión futura del sistema
- Determinar las mejores condiciones de operación del sistema existente.
- Verificar la caída de tensión que debe ser de  $\pm 5\%$  y distancia de la subestación

En este ejemplo se analizan 8 circuitos de 6 kV y 45 de 23 kV repartidos en 7 subestaciones.

Los datos que se utilizaron para estos estudios fueron la demanda y factor de potencia de cada circuito.

En la tabla "E" se presenta en resumen los resultados de los estudios de caída de tensión de la subestación 1. En términos generales, pero con sus resultados propios se obtienen para las otras seis subestaciones. La tabla "F" resume los totales por subestación los estudios realizados.

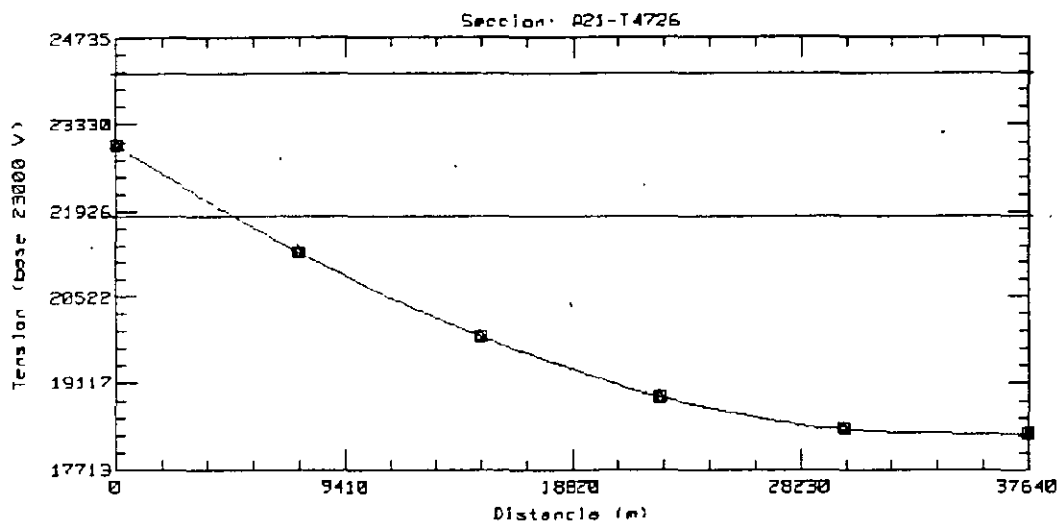
**Tabla E Resultados de los análisis de flujos de los alimentadores de la Subestación 1**

Nombre del Alimentador	Demanda máxima (kVA)	Perdidas Totales			Voltaje (kV) en la sección de mayor Reg.	Regulación (%)	Distancia de la S.E a la sección de mayor Reg (m)
		kW	kVAr	kVA			
A1	12349.50	196.10	397.16	442.93	22.39	2.67	3,490.80
A2	15536.40	1558.29	3112.9	3481.15	18.30	20.44	37,649.50
A3	4382.00	14.55	28.88	32.34	22.83	0.72	4,578.70
A4	3585.30	21.33	35.97	41.82	22.67	1.42	8,568.70
A5	15934.80	902.02	1779.21	1994.80	20.05	12.83	18,898.40
A6	14739.80	526.80	1064.11	1187.37	20.93	9.01	15,753.10
A7	4103.00	39.46	57.44	69.69	22.40	2.62	12,663.90
A8	13146.20	276.74	560.64	625.22	21.97	4.46	7,218.20
A9	14102.00	243.14	490.51	547.46	21.93	4.66	12,616.40
TOTAL	97,879.00	3,778.43	7,526.82	8,422.79			

**Tabla F Resultados de análisis de flujos en las Subestaciones de la Zona 1**

Subestacion:	Capacidad de la subestacion (MVA)		Demanda máxima (MVA)	Pérdidas Totales		
	Instalada	Firme		MW	MVAR	MVA
1	90.00	90.00	97.88	3.78	7.53	8.42
2	120.00	72.00	118.30	3.38	6.27	7.13
3	120.00	72.00	93.10	2.61	5.10	5.73
4	120.00	72.00	96.01	2.73	5.13	5.81
5	60.00	60.00	93.02	1.39	2.72	3.06
6	50.00	25.00	27.85	1.46	2.66	3.04
7	60.00	36.00	47.33	4.18	5.26	6.78
TOTAL	620.00	427.00	573.49	19.54	34.66	39.97

Por cada subestación se eligió el alimentador que presenta mayor caída de tensión para observar mediante la figura de perfil de tensión, el comportamiento de la tensión desde la salida en la subestación hasta la sección de mayor caída. En la figura "G" se pueden observar dos líneas horizontales que representan en valor máximo y mínimo de tensión permitidos, en la parte superior el nombre de la sección de menor tensión, en el eje de las abscisas la distancia en km desde la subestación hasta la sección de menor tensión y en el eje de las ordenadas la escala de tensión en volts.



**FIGURA G Perfil de tensión del alimentador A-1**

Tomando como base los estudios de flujo de carga para los 53 alimentadores, se puede concluir lo siguiente:

- a) Trece alimentadores tienen problemas de sobrecarga en los conductores, estos representan en 25%.
- b) De los 45 alimentadores que operan en 23 kV, 18 tienen problemas de caída de tensión, estos representan el 40%. Los alimentadores de 6kV, todos tienen problemas de caída de tensión.
- c) Todas las subestaciones sobrepasan el valor total de demanda máxima a su capacidad firme (tabla "F").
- d) En las subestaciones 1 y 5, el valor total de demanda en MVA, por cada una es más alto que la capacidad instalada en la subestación.
- e) Las pérdidas totales de la zona son de 39.97 MVA, estas representan el 9.36% de la capacidad firme total de la zona y el 6.45% de la capacidad instalada en las subestaciones.
- f) Solamente 24 alimentadores de 53 que se consideran en estos estudios, no tienen ningún problema de sobrecarga o caída de tensión en su red eléctrica.

### 1.13 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE LOCALIZACIÓN DE CAPACITORES

La colocación de bancos de capacitores en las líneas de distribución, representan uno de los medios más efectivos para suministrar los requerimientos de potencia reactiva, a la vez que minimizan las pérdidas del sistema.

La mayoría de las cargas del sistema de potencia y los equipos de suministro son de naturaleza inductiva, por lo tanto operan con un factor de potencia atrasado.

Esto requiere un flujo adicional de VAR el cual provoca una reducción de la capacidad, un incremento de las pérdidas y una reducción del voltaje del sistema.

La instalación de un capacitor Shunt en paralelo en las líneas del alimentador, reduce la magnitud de la corriente de la subestación, el factor de potencia puede ser mejorado y por consiguiente la caída de tensión entre el envío y la carga es también reducida. Sin embargo, los capacitores Shunt no tienen ningún efecto mas alla del punto de instalación

Los capacitores en este caso, pueden ser tanto fijos como desconectables. El proceso de maniobras de capacitores puede ser realizado por un control manual o un control automático usando algún tipo de control inteligente. El control manual es empleado para capacitores fijos, mientras el control inteligente (remoto) es empleado para los capacitores desconectables.

Para obtener el beneficio óptimo de capacitores en sistemas de distribución, los bancos deben localizarse donde produzcan la máxima reducción de las pérdidas, proporcionen los máximos beneficios de tensión y tan cerca como sea posible de la carga.

En este caso CYMDIST recomienda el tamaño y la ubicación óptima de los capacitores a ser instalados mediante la función de "ubicación de capacitores", utiliza un algoritmo que se basa en la reducción máxima de pérdidas. Una vez que las pérdidas iniciales se han calculado, las ubicaciones óptimas de los capacitores se encuentran usando la siguiente ecuación (EBACO " Electric Distribution Systems Engineering Handbook ", sección E 926).

$$\text{Reducción de pérdidas kW}=(2i_q \times i_c - i_c^2) r$$

Donde:

$i_q$ = Corriente reactiva al final de la sección (A)

$i_c$ = Corriente del capacitor (A)

$r$ = Resistencia de la sección ( Ohms)



Antes de ejecutar la función de darle tamaño y ubicación óptima de capacitores en CYMDIST, se debe introducir la siguiente información:

- Reducción de pérdidas mínimas: evita que se instale un banco de capacitores si no se reducen las pérdidas de por lo menos el valor especificado en kW.
- Desviación máxima de la tensión: evita que se instale un capacitor, si el incremento de tensión resultante excede el valor especificado (en % de la tensión inicial). La desviación de tensión del emplazamiento del capacitor se define como:

$$\% \text{Desviación} = \frac{V_{c/\text{condensador}} - V_{s/\text{condensador}}}{V_{s/\text{condensador}}} \times 100$$

- Tamaño de capacitores: Indicar la capacidad, en nuestro caso se eligieron de 900 kVAr.
- Niveles de carga: CYMDIST divide los bancos sugeridos de capacitores en porciones fijas y desconectables depende esto del tamaño del banco requerido para cada nivel de carga. Los tres niveles de carga son :
  - Carga ligera
  - Carga normal
  - Carga pico.

La información que se requiere para estos tres niveles de carga son:

Carga.- Representa un multiplicador global en % de la carga real distribuida.

Factor de potencia.- Constituye el factor de potencia en % deseado en la subestacion.

Duración de la carga. Es el periodo de tiempo (en porcentaje anual) del año en que se aplica una condición particular de carga.

Para el caso que nos ocupa, los valores que se utilizaron fueron los siguientes:

	Carga %	F.P. %	Duración de carga %
Carga ligera	60	98	40
Carga normal	100	98	50
Carga pico	120	98	10

En los estudios realizados se utilizaron los valores de demanda media, dado que son datos mas apegados a las condiciones normales de operación de cada alimentador.

La tabla "H" presenta los resultados de la ubicación de los capacitores en los alimentadores correspondientes, obtenidos con CYMDIST, esta indica la distancia de la sección de menor tensión, la distancia desde la subestación hasta el lugar donde se sugiere, que se instalen los capacitores y las pérdidas una vez instalados. Los renglones que están vacíos es porque el programa no sugirió instalación de capacitores.

#### 1.14 ANÁLISIS DE LA SUBESTACION 1 TABLA "H"

En esta subestación existe un alimentador que tiene una gran caída de tensión y que requiere de capacitores para disminuir sus pérdidas, en el A2 requiere cuatro bancos de capacitores desconectables de 900 kVAr para condiciones de carga pico, Instalándolos y haciendo nuevamente el análisis de flujos se reducen 517.46 kVA que representa el 19.70% menos de pérdidas obtenidas sin capacitores.

Tabla H Resultados de la Ubicación Óptima de Capacitores en los alimentadores de la Subestación 1

Alimentador	Pérdidas Totales			Distancia de la S.E a la sección de mayor Reg. ( m )	Distancia de la S.E a la localización de capacitores ( m )
	kW	KVAr	KvA		
A1	112.24	227.04	253.27	3.490.80	3.451.40 3.489.10
A2	944.02	1885.87	2108.95	37.649.50	25.281.00 25.387.00 29,179.00 31.024.00
A3	-----	-----	-----	-----	-----
A4	-----	-----	-----	-----	-----
A5	643.87	1266.93	1421.15	18.898.40	18.524.00 18.847.00 18.898.00
A6	344.45	693.79	774.59	15.753.10	14.324.00 15.692.00 15.753.00
A7	-----	-----	-----	-----	-----
A8	39.74	80.35	89.64	7.218.20	6.825.50
A9	167.74	337.71	377.07	12.616.40	7.932.80 10.575.00
TOTALES	2.252.06	4.491.69	5.024.68		

El número total de bancos de capacitores que requiere esta subestación es de 15, de 900 kVAr cada uno, de los cuales 3 son fijos y 12 desconectables, instalando los bancos de capacitores indicados y haciendo el análisis de flujos, se reducen 1.07 MVA que representa el 17.27% menos de las pérdidas obtenidas con la demanda media para esta subestación. La reducción de las pérdidas se puede observar en la FIGURA I

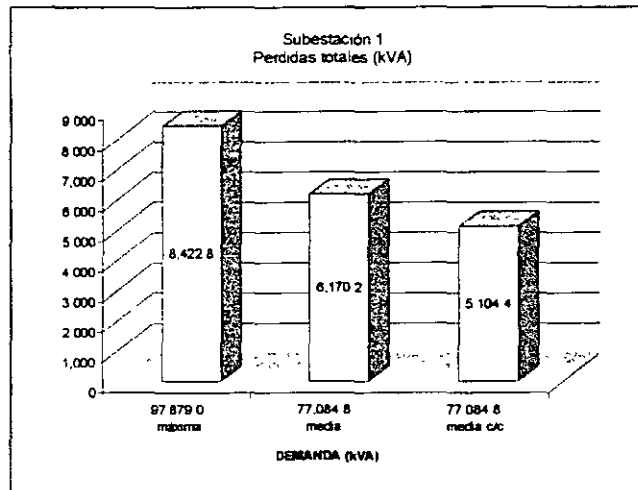


FIGURA I Disminución de pérdidas en la subestación 1.

En forma similar se efectúa para las 7 subestaciones restantes.

- En los alimentadores que se instalaron bancos de capacitores casi se logró un F.P. de 0.98, este se debió a que solamente se instalaron bancos de una sola capacidad (300 kVAr/ fase).
- Aunque la instalación de bancos de capacitores reduce las pérdidas en cada una de las subestaciones consideradas en este estudio, es más conveniente pensar en nuevas fuentes de alimentación en la zona, como puede ser la construcción de nuevos alimentadores en las subestaciones existentes o bien la creación de nuevas subestaciones.

## **ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE RECONFIGURACIÓN EN ESTADO ESTABLE DE LOS ALIMENTADORES EN UN SISTEMA ELÉCTRICO**

Otra opción para disminuir los niveles bajos de voltaje y pérdidas en la red de distribución en estudio, es realizar reconfiguración de alimentadores por medio del programa SOM (Switching Optimization Module) de CYMDIST.

La función indica qué dispositivos se deben abrir o cerrar para abastecer las cargas con menores pérdidas, manteniendo los niveles de tensión aceptables y sin sobrecargar los equipos.

Para el análisis existen algunas restricciones:

- Los dispositivos de seccionamiento o enlace deben tener una identificación.
- Los alimentadores se tratan como si estuvieran balanceados.
- Alimentadores radiales
- El programa SOM, considera que se pueden realizar interacciones si ambos lados de las secciones a unir son trifásicas, tienen la misma tensión y la misma configuración en las líneas.
- Es necesario definir el rango aceptable de caída de tensión, el recomendable es de  $\pm 5\%$ .
- Se deben definir los límites de carga o capacidad de los equipos en un rango de 0 a 100% de su valor nominal, como: cables, líneas, subestaciones, transformadores y dispositivos de seccionamiento.

Para poder llevar a cabo este análisis fué necesario recalibrar la troncal y por consiguiente en los puntos de enlace con los alimentadores adyacentes para tener el mismo tipo de conductor, situación que no sucedía. El calibre que se utilizó fué de mayor capacidad, con respecto al que tenía, por ejemplo en la troncal, la mayoría de los alimentadores tenían ALD-336, ahora pasó a ser ALD-556, de acuerdo a los tipos de conductores utilizados por el suministrador.

Los resultados de la configuración de alimentadores indican que se deben realizar diversas maniobras de apertura o cierre de algún equipo de seccionamiento, y se puede apreciar mejor la nueva configuración de los alimentadores; por ejemplo, la FIGURA "J".

En los alimentadores Z4 y Z6, el dispositivo C24 del Z4 se abre y el C2-672 se cierra; pasando las secciones comprendidas en este tramo al alimentador Z6. En la FIGURA "J" se muestran los alimentadores antes y después de las operaciones de maniobra de los dispositivos de seccionamiento.

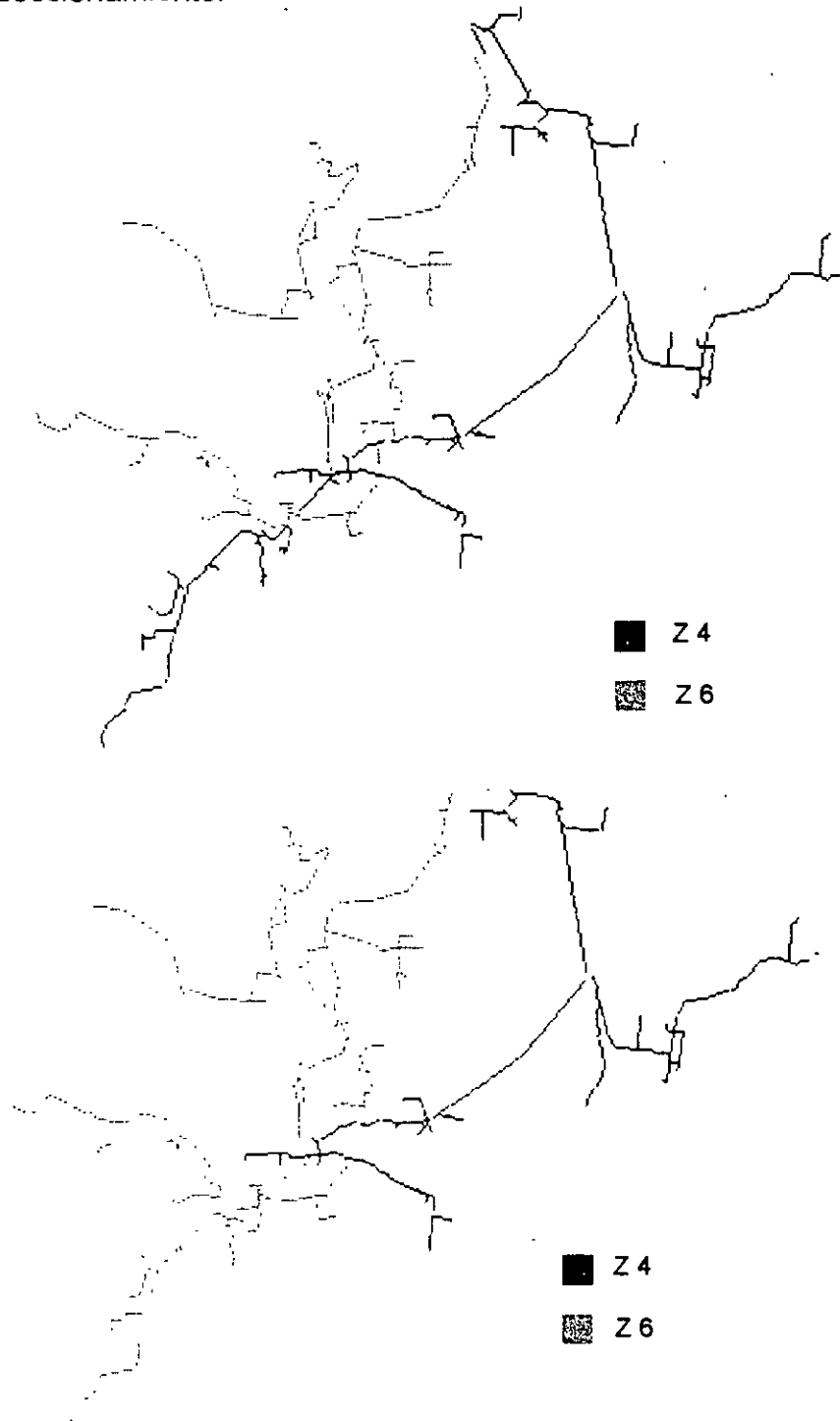


FIGURA J Configuración de los alimentadores antes y después de las maniobras.

Después de haber realizado la reconfiguración de los 53 alimentadores, se puede concluir lo siguiente:

- Los alimentadores conservan su tensión cerca de la subestación, pero existe una gran caída en las secciones de los puntos de interconexión con otros alimentadores.
- Fue necesario realizar una recalibración en las líneas troncales, para tener el mismo calibre en los puntos de interconexión y con esto se resolvió el problema de sobrecarga en aquellos tramos donde se presentaba.
- Existen varios alimentadores que sobrepasan su capacidad nominal.
- Realizando las maniobras de apertura o cierre de los dispositivos de seccionamiento indicados, se logran reducir 450.01 kW, de pérdidas, excepto los alimentadores de 6 kV.

### **1.15 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

Es indudable la importancia de realizar estudios eléctricos al sistema de distribución de toda compañía suministradora de energía eléctrica, en nuestro país CFE (Comisión Federal de Electricidad) y LyFC ( Luz y Fuerza del Centro) para observar su comportamiento en diferentes condiciones de operación y considerar estos resultados para realizar estudios de planeación posteriormente, que conlleven al mejor uso y suministro de la energía eléctrica.

A continuación se resumen los resultados es decir, las conclusiones a que se llegaron con los estudios eléctricos realizados a los 45 alimentadores de 23kV y 8 de 6kV que comprenden una zona de estudio importante.

## CONCLUSIONES:

- La zona en estudio tiene 40% de sus alimentadores de 23 kV con problemas de baja tensión; así mismo los alimentadores de 6Kv.
- Las pérdidas totales de la zona son de 39.97 MVA, representan el 9.36% de la Capacidad Firme total de la zona y el 6.45% de la Capacidad Instalada en las subestaciones de la zona 1.
- Existen 40 alimentadores de los 53 considerados para estos estudios que requieren de la instalación de bancos de capacitores fijos y desconectables (control manual) para disminuir las pérdidas.
- Los estudios de caída de tensión permitieron observar que existen tramos en los alimentadores que tienen cuello de botella, es decir, que inician con un calibre más grueso, disminuye y luego vuelve a ser del mismo grosor, esto se presenta sobretodo en puntos de enlace.
- A consecuencia de los graves problemas encontrados en los estudios de caída de tensión; la reconfiguración de los alimentadores es muy escasa.
- Las posibles configuraciones se dan en los alimentadores de la subestación 2. Algún alimentador que presenta una mayor alteración en su estructura topología por su gran longitud y por lo tanto con mayor perdidas.
- Con las reconfiguraciones de los alimentadores indicadas por el programa de SOM de CYMDIST, se logran reducir 450 kW de pérdidas.
- La reducción de estas pérdidas representa un ahorro de \$ 1,553,148.00 al año para la compañía suministradora, con solo la apertura o cierre de algún dispositivo de seccionamiento o de enlace.
- Cabe señalar que los resultados se dieron con una gran rapidéz y exactitud, gracias al apoyo de la herramienta que se utilizó (CYMDIST), debido a sus ámplias facilidades que otorga al usuario para realizar cualquier tipo de diagramas unifilares, una gran variedad de estudios eléctricos y la sencillez para su uso.

## RECOMENDACIONES:

- Es necesario recalibrar algunos tramos de los alimentadores, principalmente la parte troncal y los ramales que llegan hasta las interconexiones con alimentadores adyacentes.
- Aunque la instalación de capacitores reduce las pérdidas en cada una de las subestaciones de la zona, es más conveniente pensar en ubicar nuevas fuentes de suministro, como puede ser la creación de alimentadores en las subestaciones existentes o bien la construcción de nuevas subestaciones eléctricas.
- Si se disminuye la longitud de los alimentadores y se aumenta el número de alimentadores, se aumenta su capacidad para suministrar a las cargas y para realizar transferencias de cargas entre alimentadores.
- El dimensionamiento de las subestaciones eléctricas existentes en la zona, da lugar a que los alimentadores sean muy largos lo que provoca problemas críticos de caída de tensión y por lo tanto pérdidas; es conveniente que se considere en un futuro instalar subestaciones más pequeñas que las existentes, con la finalidad de que estos problemas puedan disminuirse.



## II PROGRAMA CYMTCC

### 2.1. Criterios de Coordinación utilizados por el suministrador

En esta sección se presenta un resumen de los criterios, estos valores establecen los márgenes utilizados por el suministrador para la coordinación de protecciones en las redes de distribución que se encuentran a su cargo.

La coordinación es un análisis organizado tiempo-corriente de las curvas de los dispositivos de protección contra sobre corriente en serie, desde el punto de utilización hasta la fuente.

Para que haya una buena coordinación se requiere básicamente un intervalo o margen de tiempo entre curvas de operación de los dispositivos de protección. Los márgenes que se presentan a continuación, se establecen para pares de dispositivos, donde el primero representa la protección de respaldo y el segundo la protección primaria.

#### 2.2.2. Coordinación Relevador-Restaurador

Las curvas de fase "rápida y lenta" del restaurador deben quedar debajo de la de fase del relevador, dentro del rango de coordinación de fase. Igualmente, las curvas de tierra "rápida y lenta" del restaurador deben quedar debajo de la de tierra del relevador dentro del rango de coordinación de tierra.

Se debe cumplir que exista un intervalo de tiempo ( $\Delta t$ ) para relevadores electromecánicos de 0.3 seg. entre la curva lenta del restaurador y la curva del relevador, y de 0.2 seg. para relevadores microprocesados como se muestra en la figura 1.1 Además, la curva lenta debe quedar arriba de 0.1 seg.

Para ajustar el disparo del instantáneo del relevador se toma la falla al 60% de la distancia del primer restaurador y el disparo del restaurador se ajusta a 160% de la corriente nominal que circula por ese punto.

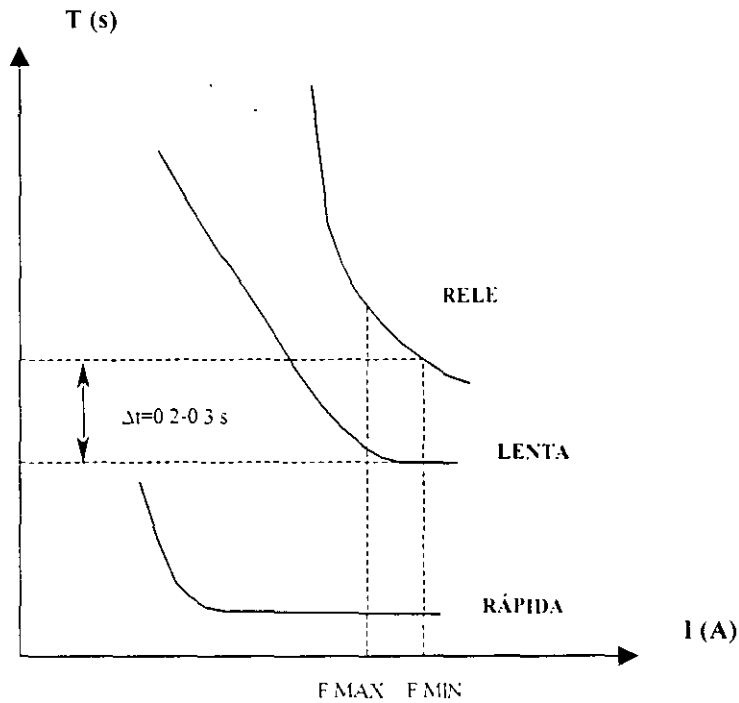


Figura 1-1 Coordinación Relevador–Restaurador

### 2.2.2. Coordinación Restaurador-Restaurador.

Entre las curvas lentas de los restauradores, tanto de fase como de tierra, debe existir un margen ( $\Delta t$ ) de 0.2 seg. para restauradores microprocesados y 0.3 seg. para restauradores hidráulicos, como se muestra en la figura 1-2 El disparo mínimo de fase del restaurador es ajustado 60% arriba de la corriente de carga máxima en el punto de localización del restaurador. El disparo mínimo de tierra del restaurador es ajustado entre el 10 y 20% con respecto al disparo mínimo de fase.

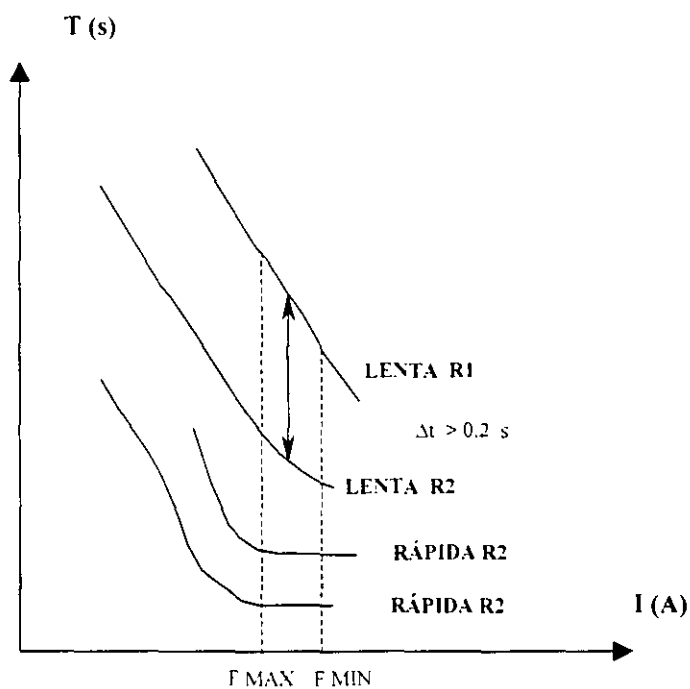


Figura 1-2 Coordinación Restaurador-Restaurador

### 2.2.2. Coordinación Relevador-Fusible

Las curvas de operación tiempo-corriente del fusible deben quedar debajo de la curva tanto de fase como de tierra del relevador. El tiempo ( $\Delta t$ ) entre la curva de máximo tiempo de libramiento del fusible y las curvas del relevador debe ser como mínimo 0.3 seg. dentro del rango de coordinación de fase y de tierra, como se muestra en la figura 1-3

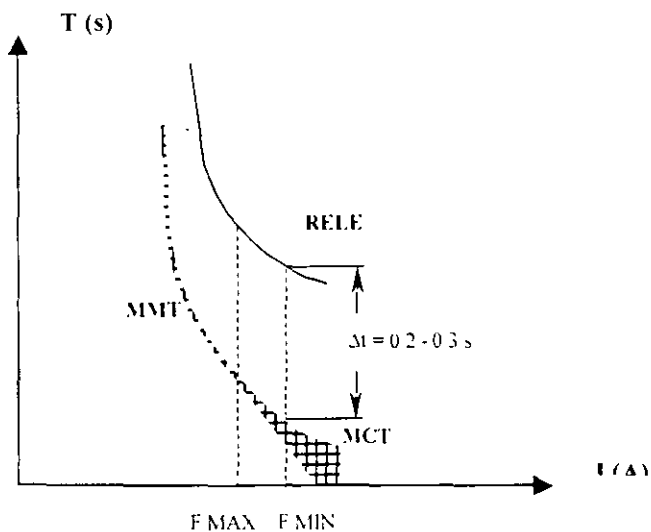


Figura 1-3 Coordinación Relevador - Fusible

### 2.2.2. Coordinación Restaurador-Fusible

Únicamente como referencia la curva rápida del restaurador, tanto de fase como de tierra, se corrige por un factor que toma en cuenta los efectos de calentamiento del fusible por las operaciones rápidas del restaurador. Para el restaurador Cooper "F-5" con 2 operaciones rápidas y 2 lentas, este factor es 1.35. La curva rápida corregida del restaurador debe quedar debajo de la curva de tiempo mínimo de fusión (MMT) del fusible, mientras que la curva de tiempo máximo de libramiento (MCT) del fusible debe quedar debajo de la curva lenta del restaurador, tanto en la coordinación de fase como en la de tierra, como se muestra en la figura 1.4

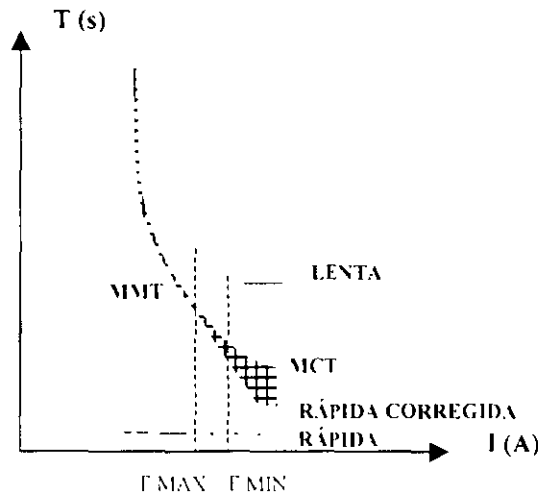


Figura 1-4 Coordinación Restaurador-Fusible

### 2.2.2. Coordinación Fusible-Fusible

El tiempo máximo de libramiento(MCT) del segundo fusible (protector, activo o primaria) no debe exceder el 75% del tiempo mínimo de fusión (MMT)del primer fusible (protegido o respaldo) dentro del rango de coordinación, como se muestra en la figura 1-5.

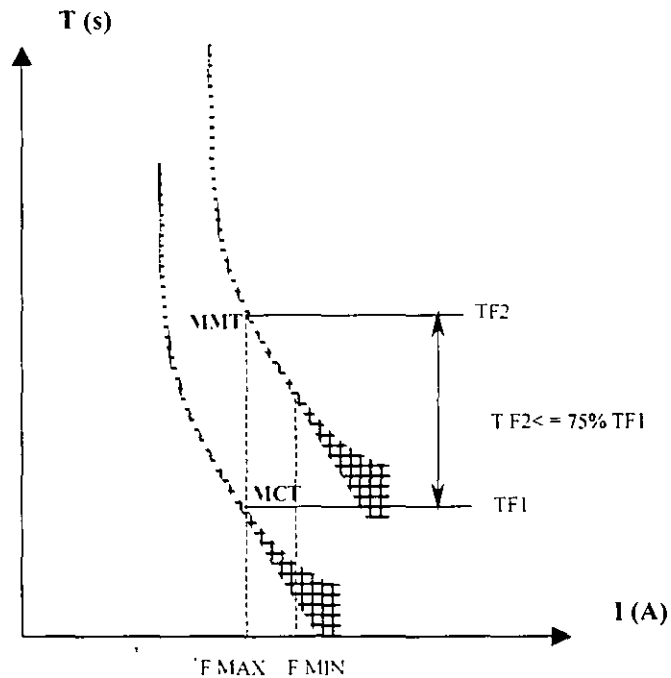


Figura 1-5 Coordinación Fusible-Fusible

## 2.2 Aplicación de los criterios de coordinación de protecciones del suministrador.

En este capítulo se describe la forma de aplicar los criterios de coordinación de protecciones a la Zona 2 por medio de la herramienta CYMTCC. Como ya se mencionó anteriormente, se requiere de un análisis de flujos y de corto circuito para empezar la coordinación de protecciones, estos estudios fueron realizados con ayuda de la herramienta CYMDIST,. Debido a que los alimentadores considerados para el estudio ya existen y están actualmente en operación se deben hacer ciertas consideraciones para aplicar los criterios.

### 2.2.1. Consideraciones para el estudio de la Zona 2

Los elementos de protección se coordinan a partir de los ajustes actuales de los relevadores de las subestaciones. Estos ajustes solo se modificarán en caso de ser necesario para satisfacer los criterios de coordinación.

El restaurador en todos los casos es Cooper "F-4" con una secuencia de operación de dos rápidas y dos lentas, con un factor de corrección para la coordinación restaurador-fusible de 1.35 para la curva rápida del restaurador y los fusibles para todos los casos serán S&C SMU 20.

Los elementos de protección se coordinan tanto en el rango de fallas trifásicas como en el de fallas monofásicas. El rango de coordinación es el comprendido entre las corrientes de corto circuito trifásico en el punto de localización del segundo elemento de protección (protector o activo) y el punto más lejano sobre la troncal o el ramal más largo que protege este segundo elemento de protección. De manera similar para el rango de coordinación monofásico.

### **2.2.2. Aplicación de los criterios de coordinación.**

El procedimiento para aplicar los criterios se muestra a continuación, por medio de un ejemplo se indican los pasos para la correcta aplicación de los criterios de coordinación. El alimentador que se toma para el ejemplo es uno de los 20 alimentadores a los que se les realizaron los estudios de coordinación de protecciones en la Zona 2. El alimentador seleccionado para este ejemplo es el C-23.

#### **1 Ubicación de Protecciones**

El primer paso es ubicar los dispositivos de protección como fusibles, restauradores y seccionadores sobre la troncal. Los dispositivos de protección se ubicarán de acuerdo con las recomendaciones presentadas en " Guías Técnicas de Aplicación para el Sistema de 23 kV del suministrador. Estas recomendaciones toman en cuenta la distribución de carga de los usuarios a lo largo del alimentador para ubicar los dispositivos de protección, esto ayuda a reducir el tiempo de interrupción al usuario (TIU). Las recomendaciones de manera resumida son las siguientes:

- ✓ Instalar un restaurador en alimentadores con aproximadamente 10 km de longitud de troncal.
- ✓ Instalar dos restauradores en alimentadores con alrededor 20 km de longitud de troncal.
- ✓ Para ubicar los restauradores, la troncal del alimentador se divide en un determinado número de segmentos. En cada segmento se realiza un producto entre la distancia acumulada y la demanda acumulada (kW) desde la subestación. El mejor punto para instalar el elemento de protección es cuando después de un segmento a otro, el producto disminuye. La ubicación en serie de otro restaurador sobre la troncal, se realiza de manera similar, pero considerando como el punto inicial al restaurador anterior y no la subestación.
- ✓ Para proteger un ramal, inicialmente, se propone un fusible; si el tamaño de este no coordina con otros elementos de protección del alimentador (relevador de la subestación, restauradores o fusibles) y la carga conectado al ramal (kVA) es mayor a la soportada por el fusible, se recomienda sustituir el fusible por:

A. Restaurador: Si la protección de respaldo del ramal es el relevador de la subestación.

. Seccionador: Si la protección de respaldo del ramal es un restaurador ubicado en la troncal.

El alimentador C-23 de la subestación cuenta con una longitud sobre la troncal de 32.6 km. Aplicando el procedimiento para la ubicación de restauradores sobre la troncal, se obtienen los resultados que se muestran en la tabla 4-13.

No	DIST. ACUM.	MW ACUM.	UBICACIÓN 1er REST	KM ACUM. 1er REST.	MW ACUM. 1er REST.	UBICACIÓN 2do REST
1	1.237	0.157	5.195			
2	3.36	0.716	22.170			
3	3.914	2.523	76.724			
4	4.242	2.571	77.341			
5	5.452	2.742	<b>79.167</b>			
6	6.436	2.794	77.919	0.984	0.052	1.450
7	8.254	2.902	75.655	2.802	0.16	4.171
8	10.676	3.225	76.265	5.224	0.483	11.422
9	14.608	3.673	72.417	9.156	0.931	18.356
10	22.848	5.626	64.564	17.396	2.884	33.097
11	25.092	8.545	78.887	19.64	5.803	<b>53.573</b>
12	27.298	9.545	67.063	21.846	6.803	47.798
13	29.599	9.827	46.433	24.147	7.085	33.477
14	33.724	10.071	6.043	28.272	7.329	4.397
LONG TOT			34.324			
MW TOT			10.164			
LONG. 1er- FINAL			28.872	LONG. 2do-FINAL	9.232	
MW 1er- FINAL			7.422	MW 2do-FINAL	1.619	

Tabla 4-13. Ubicación de restauradores

El procedimiento indica colocar dos restauradores, el primero entre el punto 5-6 y el segundo entre el punto 11-12, se proponen también 2 fusibles para proteger los ramales de mayor carga y longitud.

## 2. NIVELES DE CORTO CIRCUITO Y CARGA

El siguiente paso es tomar los valores de corto circuito trifásico, monofásico y la carga máxima en los puntos donde se propusieron los dispositivos de protección, en la subestación y al final de la troncal o en el final del ramal que este protegiendo el dispositivo. Esta información se obtiene por medio del programa CYMDIST, la información se muestra en la tabla 4-15.

DISP.	DISTANCIA (KM)	C. C. EN EL DISP.		CARGA (A)	C. C. AL FINAL.	
		3Φ(A)	1Φ(A)		3Φ(A)	1Φ(A)
RELE	-	5442	981		-	-
REST. 1	5.560	2921	720	220	3578	799
REST. 2	25.164	1106	372	50.3	857	303
FUS. 1	3.994	3364	779	43	2233	643
FUS. 2	22.95	1187	393	37	1067	370
FINAL	34.324	857	303	-	-	-

Tabla 4-15. Niveles de corto circuito y carga del alimentador C-23

### 3. COORDINACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS

Una vez que se tiene la información de los niveles de corto circuito y de la carga, se exporta el ramal de CYMDIST donde se tiene la red digitalizada, a CYMTCC donde se realizarán las coordinaciones de los dispositivos.

Las coordinaciones se realizan de la siguiente manera, primero se coordinan el relevador de la subestación con los elementos sobre la troncal, en este caso el relevador y los dos restauradores, una vez logrado, se realizan para los ramales tomando como base los ajustes de los dispositivos ya coordinados sobre la troncal. Se recomienda que las coordinaciones de los ramales se realicen por pares para tener una mejor visión de la gráfica.

#### A) COORDINACIÓN RELEVADOR-RESTAURADOR

La primera coordinación que se realiza es la del relevador y los elementos sobre la troncal ya que los ajustes obtenidos servirán de base para las coordinaciones de los ramales. En este caso se exportan los dispositivos de CYMDIST a CYMTCC, una vez que se tienen los dispositivos en CYMTCC, se introducen primero los ajustes del relevador, dado que los alimentadores existen, se toman como base los ajustes del relevador para todas las coordinaciones. Los ajustes del relevador se muestran en la tabla 4-11

ALIMENTADOR	RTC	50/51-1.2				RELEVADOR 79	
		MARCA TIPO	51 TAP (A)	LS	50 INST (A)	MARCA TIPO	TIEMPO (SEG.)
C-23	FASE	400:5	GEE/IAC52	5.0	1.4	20	INST. 15 45
	TIERRA	400:5	GEE/IAC52	0.5	0.5	15	

Tabla 4-11. Ajustes del relevador del alimentador C-23

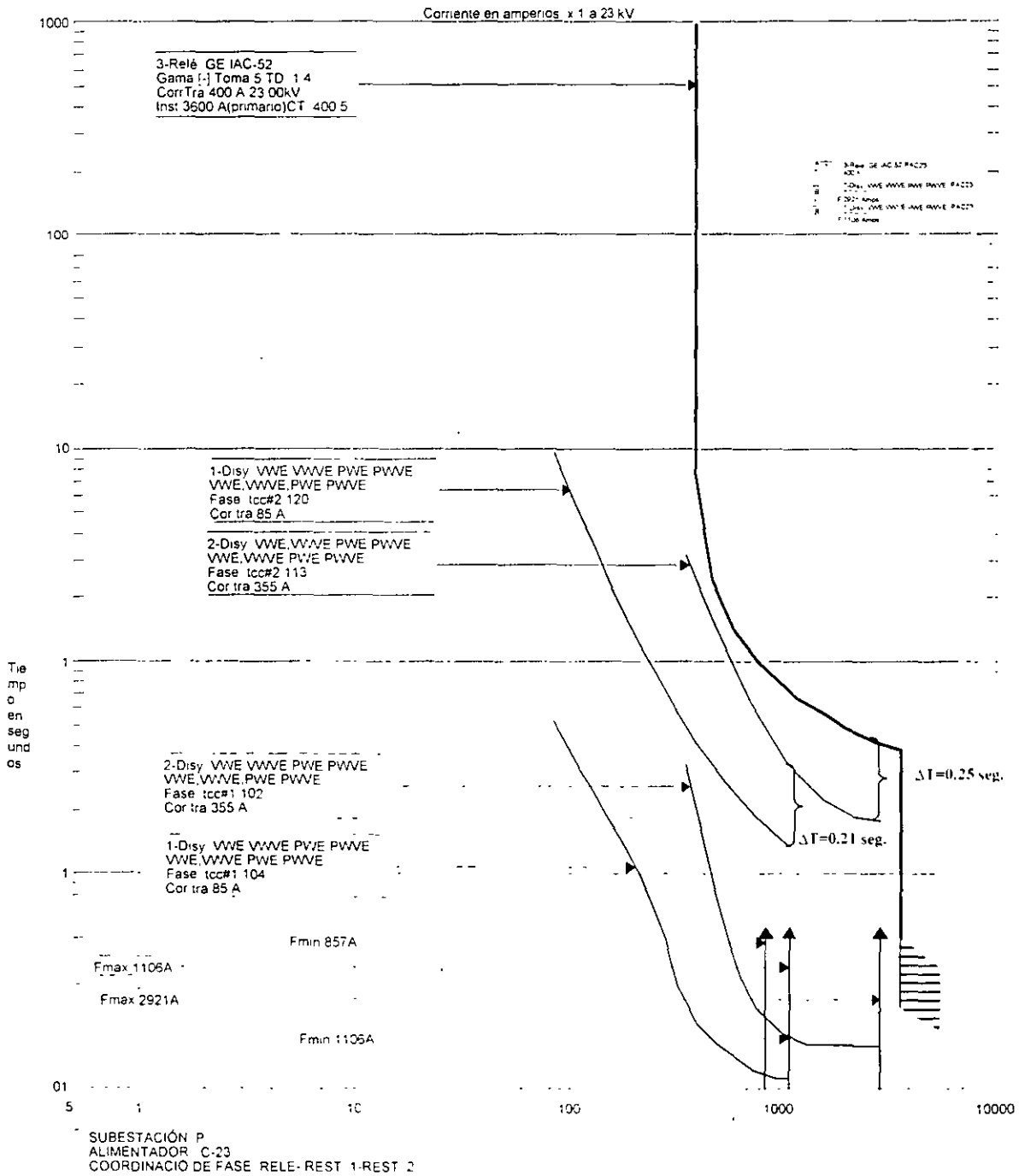


Posteriormente se introducen los valores de corto circuito de los restauradores, para la coordinación de fase, así como de corto circuito máximo que es el que existe en el dispositivo y el corto circuito mínimo es el que tiene al final del ramal o al próximo dispositivo, según sea el caso. De la misma forma se introducen los valores de corto circuito para las coordinaciones de tierra.

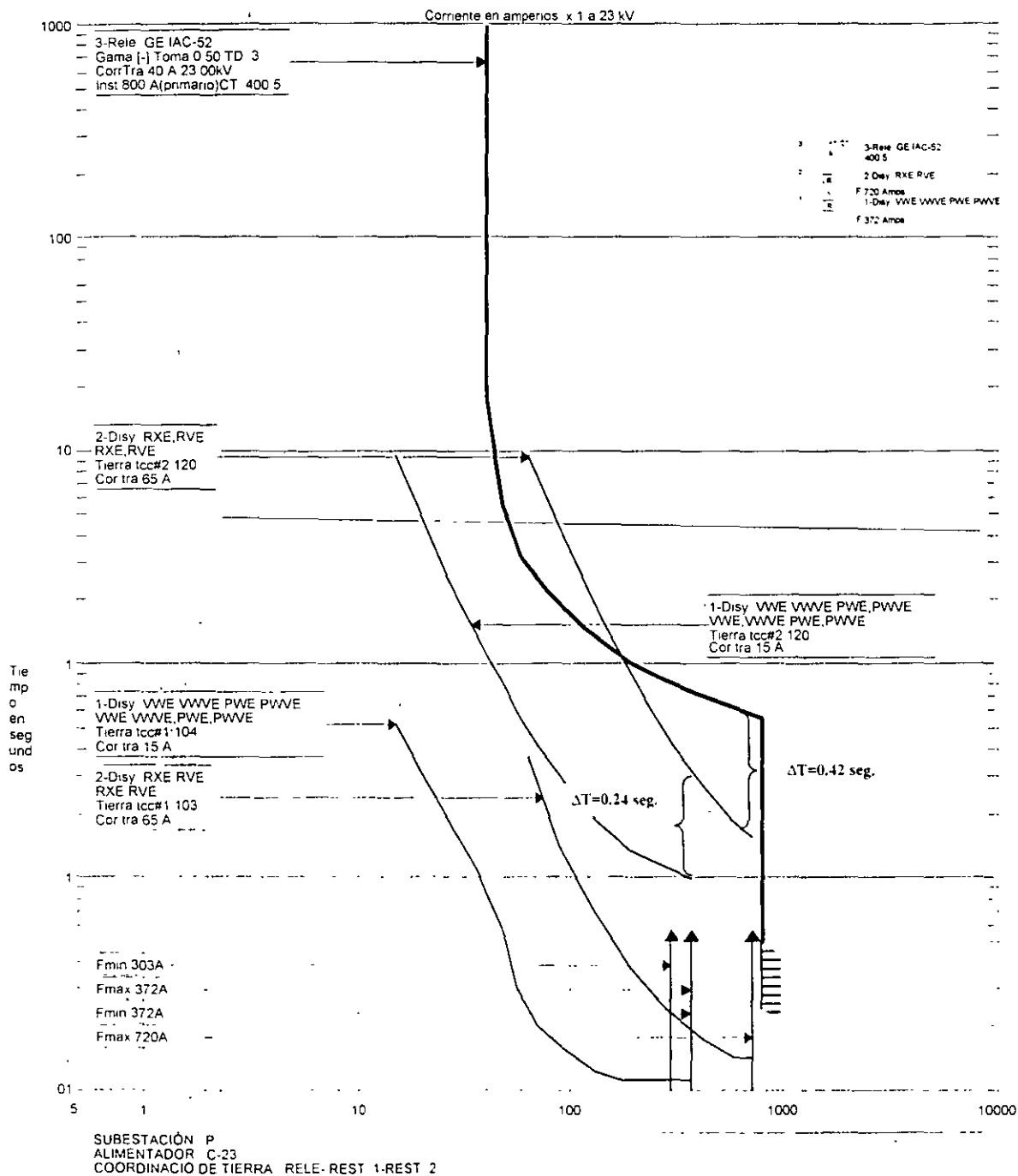
El siguiente paso es verificar que las curvas de los dispositivos cumplan con los criterios de coordinación, tomando como base el relevador de la subestación. Cuando las coordinaciones del relevador con los dispositivos sobre la troncal no cumplen con los rangos establecidos, se recomienda mover solo la palanca (dial) del relevador para obtener la coordinación.

El instantáneo del relevador se ajusta al valor de corto circuito que existe al 60 % de la distancia de la subestación al primer dispositivo de protección (restaurador o seccionador) sobre la troncal, para este ejemplo se modificó el valor del instantáneo de fase de 20, que es el valor proporcionado por el suministrador a un valor de 45, para la coordinación de tierra se modifica de 15 a un valor de 10.

En la gráfica 4-1 se muestra la coordinación de fase del relevador con los dos restauradores que se encuentran en la troncal y en la gráfica 4-2 se muestra la coordinación de tierra.



Gráfica 4-1. Coordinación de fase Relevador-Restauradores



Gráfica 4-2 Coordinación de tierra Relevador-Restauradores

La curva del relevador es la curva que se encuentra en la parte inferior derecha de la gráfica (curva más gruesa), tomando como referencia esta curva y siguiendo un recorrido de arriba hacia abajo, se encuentran las curvas de los restauradores en este orden: la curva lenta del primero, la curva lenta del segundo, la curva rápida del primero y finalmente la curva rápida del segundo restaurador.

Las etiquetas que aparecen en la parte derecha de la gráfica muestran la identificación y los ajustes de los dispositivos. En la parte superior de la derecha se muestra el diagrama unifilar de los dispositivos coordinados.

Para la coordinación de tierra fué necesario modificar el dial del relevador de 0.5 a 3, ya que no se lograba la coordinación del relevador con la curva lenta del restaurador,

Con los ajustes obtenidos de estas coordinaciones se puede iniciar con la de los ramales donde se propone equipo de protección para el alimentador.

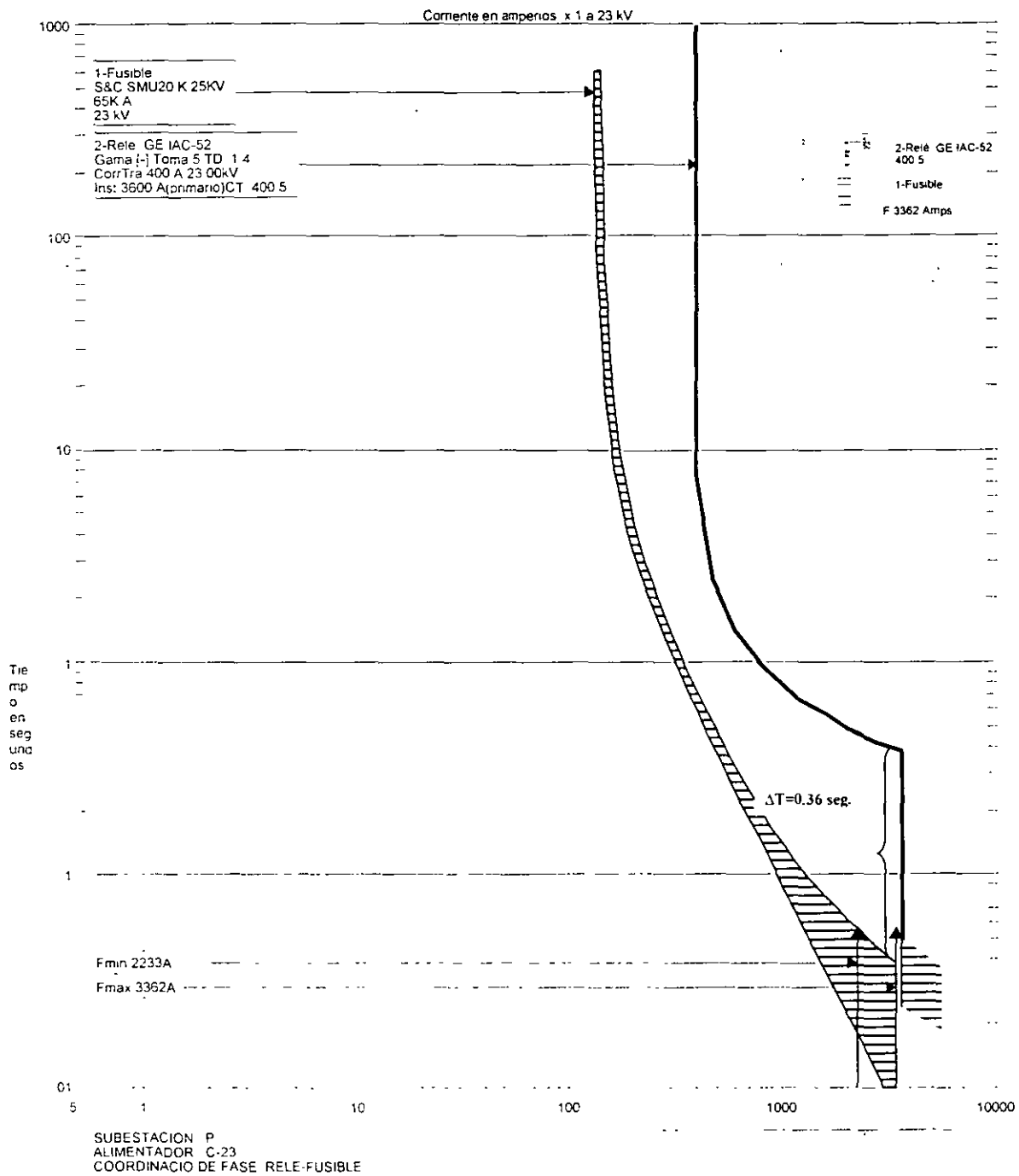
## **B) COORDINACIÓN RELEVADOR-FUSIBLE**

La coordinación para el relevador-fusible se realiza de la misma forma que para el relevador restaurador, pero tomando ahora los nuevos ajustes obtenidos de la anterior, debido a que el relevador ya está coordinado los valores de corto circuito del fusible se introducen de la misma forma que para el restaurador.

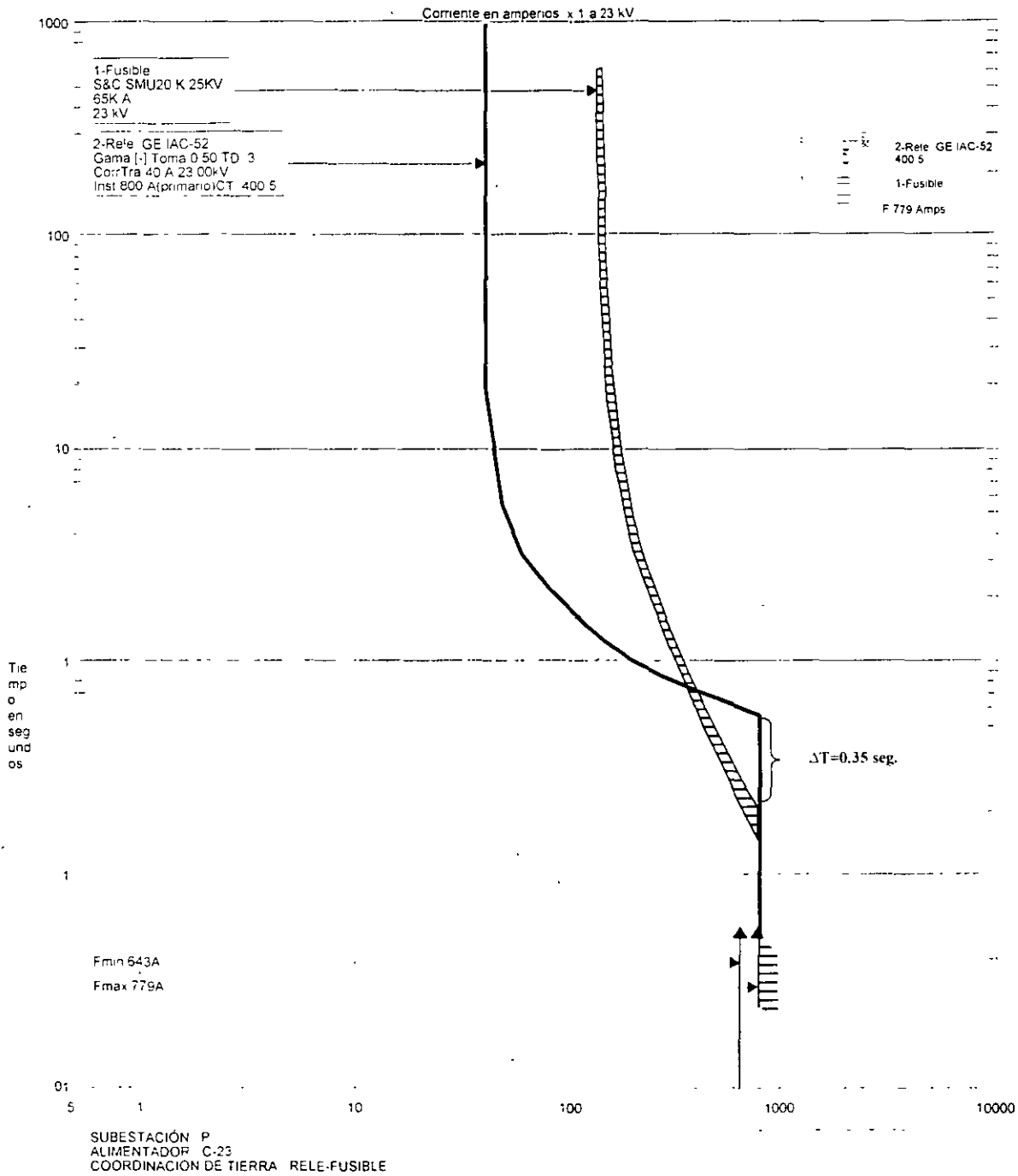
La capacidad del fusible es determinada por la corriente máxima que circula por el punto donde está instalado el fusible, afectado por un factor de 1.30 que proporciona un margen por defectos de fabricación y sobrecarga, esto con el fin de evitar operaciones no deseadas. Cuando no se obtiene un valor exacto del fusible se debe tomar el valor inmediato superior.

En este caso el valor del fusible en el punto donde se encuentra ubicado es de 43 Amperes, afectando esta cantidad por el factor de 1.30, la capacidad del fusible es de 55.9 Amperes, el valor inmediato superior de los fusibles utilizados en este estudio es de 65 Amperes. La capacidad para el fusible será la misma tanto para la coordinación de fase como la de tierra.

En las gráficas 4-3 y 4-5 se muestran las coordinaciones de fase y tierra para el relevador y el fusible colocado sobre un ramal de la troncal. Al igual que las gráficas anteriores estas cuentan con etiquetas que identifican las curvas y muestran los ajustes de los dispositivos presentes.



Gráfica 4-3 Coordinación de fase Relevador-fusible.



Gráfica 4-4. Coordinación de tierra Relevador fusible

## C) COORDINACIÓN RESTAURADOR-FUSIBLE

La coordinación restaurador fusible se realiza básicamente de la misma forma que la coordinación relevador-fusible, los ajustes del restaurador serán los mismos que se obtuvieron en la coordinación con el relevador y solo se realizarán los ajustes al fusible.

Los valores de corto circuito y capacidad del fusible se obtienen de la misma forma que para la coordinación relevador-fusible. Debido a que el restaurador ya está coordinado solo se tiene que tomar en cuenta el factor de corrección para las curvas rápidas fase y tierra que es de 1.35, este factor se emplea para evitar que el fusible tenga una operación no deseada.

En la figura 4-5 y 4-6 se muestra la coordinación de fase y tierra respectivamente de la coordinación restaurador-fusible de este ejemplo.

Las coordinaciones entre restauradores y fusibles son difíciles de obtener debido a que las curvas del restaurador limitan el rango de coordinación para el fusible, en la mayoría de las coordinaciones de este tipo el fusible solo coordina para el rango de fase pero no para el rango de tierra.

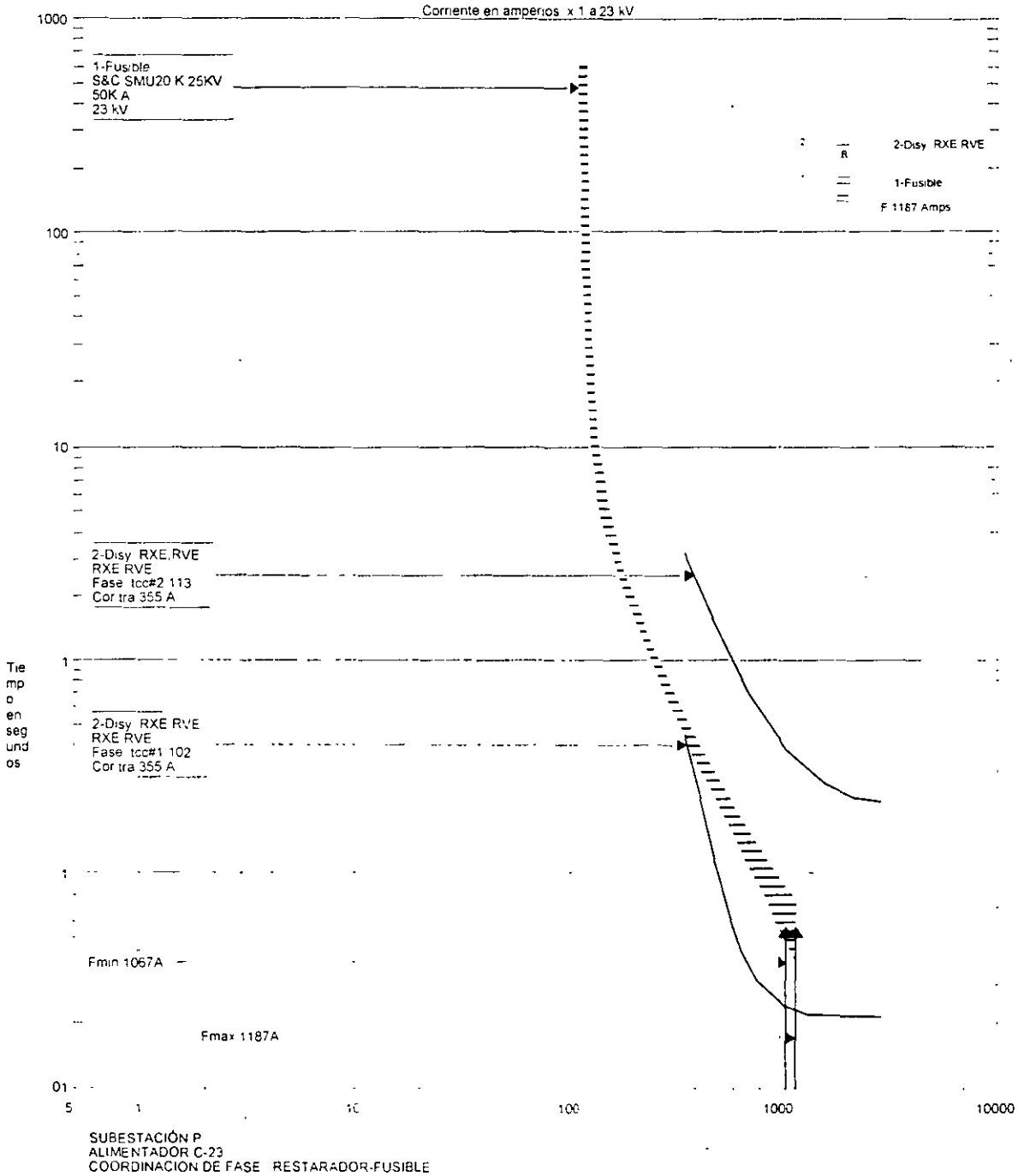
La coordinación restaurador-fusible de este ejemplo presenta este inconveniente, y aunque se afectan las curvas del restaurador por sumadores que modifican sus curvas no se logra la coordinación.

Otra opción para lograr la coordinación es mover la curva de tierra del relevador por medio del dial para ampliar el rango de coordinación de tierra, esto no es muy recomendable ya que la respuesta de los dispositivos será más lenta y se podrían dañar los equipos del sistema, en estos casos se recomienda instalar un seccionador.

## D) COORDINACIÓN RESTAURADOR-SECCIONADOR

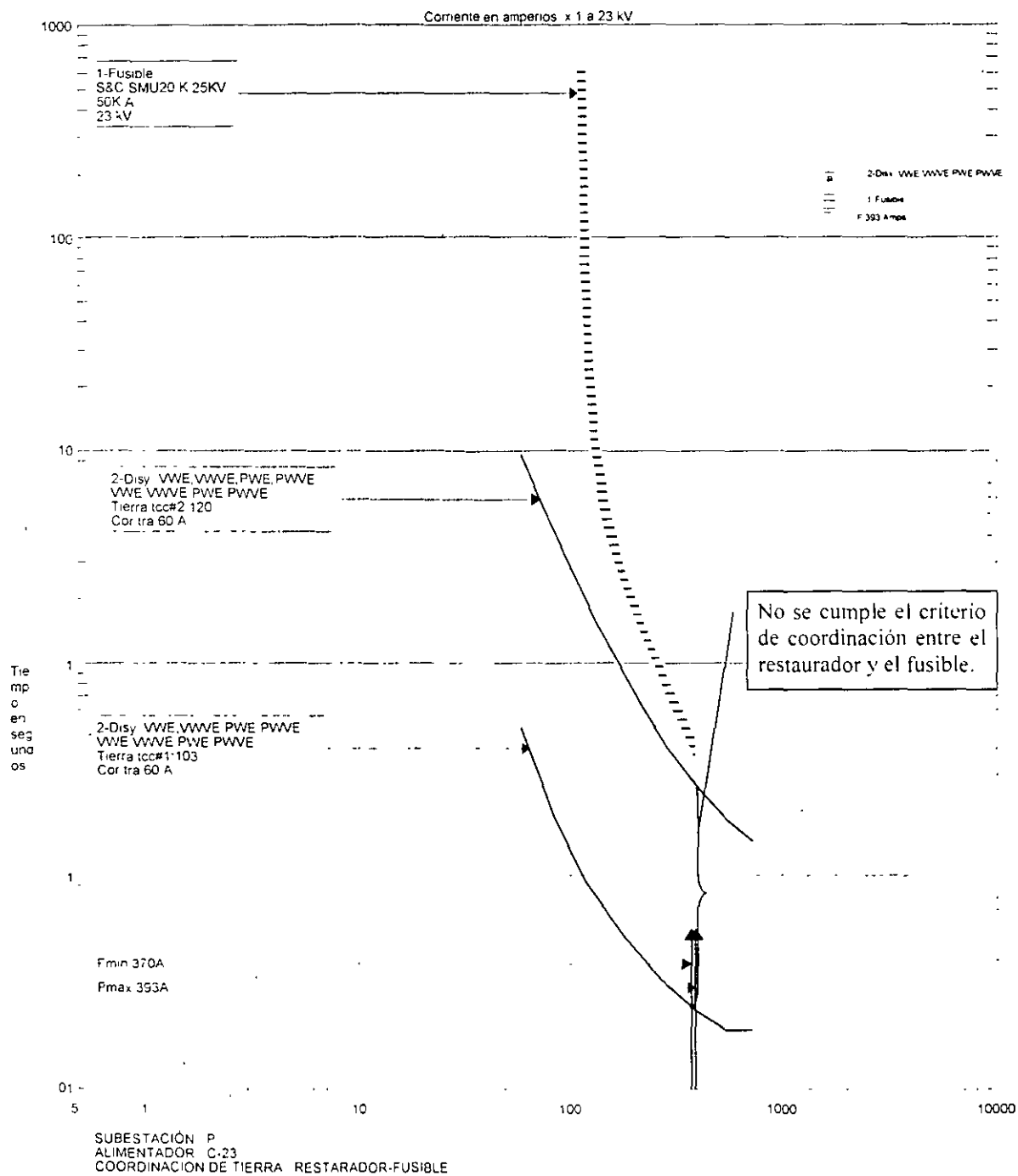
En el caso del fusible anterior no fue posible realizar la coordinación restaurador-fusible, debido a que no se cumplen con los márgenes mínimos para una buena coordinación, por la magnitud de la carga se recomienda instalar un seccionador para proteger el ramal.

Como ya se mencionó el seccionador es un dispositivo de protección que no tiene curva característica tiempo-corriente, por lo que el seccionador se coordina con los recierres del dispositivo de respaldo, en este caso el restaurador.



Gráfica 4-5. Coordinación de fase Restaurador-fusible





Gráfica 4-6. Coordinación de tierra Restaurador-fusible.

El seccionador cuenta los cierres que realiza el restaurador y cuando cuenta un determinado número de recierres establecidos, se bloquea y deja fuera de servicio el ramal. El seccionador debe ser ajustado a un recierre menos que el restaurador para tener una buena coordinación, en este caso el restaurador está ajustado al cuarto recierre antes de bloquearse, por lo tanto el seccionador debe ser ajustado a 3 conteos antes de bloquearse, para que este último se bloquee y deje fuera el ramal, así en el cuarto recierre el restaurador restablecerá el servicio a la mayor parte del alimentador.

En la figura 4-4 se muestra la ubicación de los dispositivos de protección propuestos para este ejemplo.

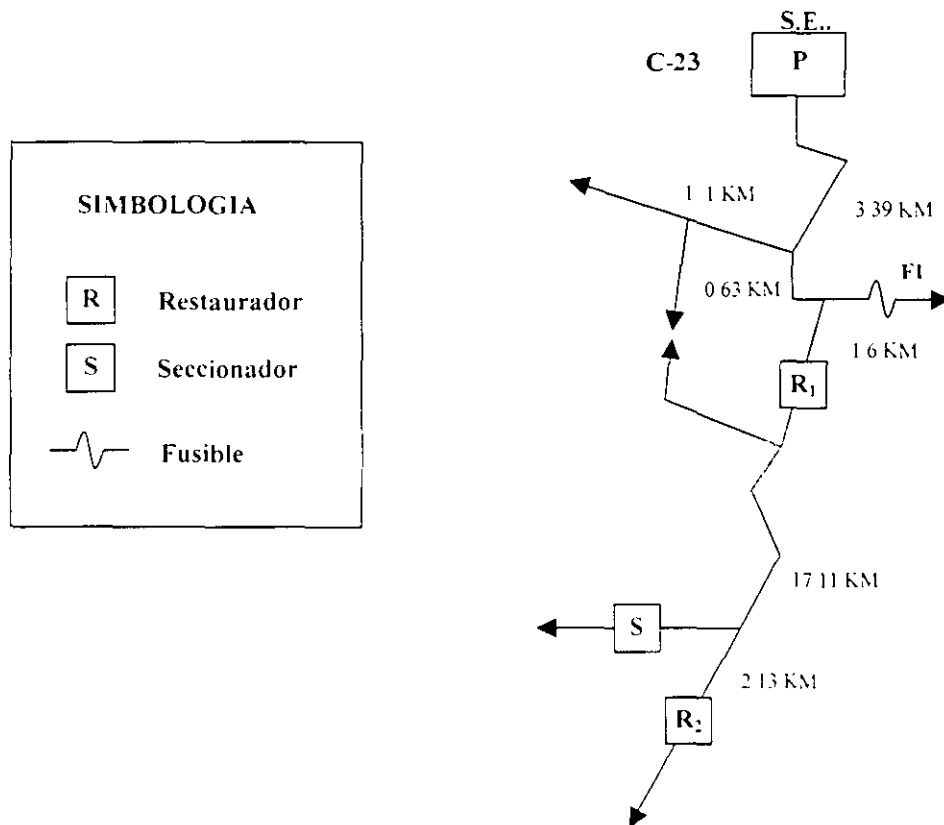


Figura 4-4. Ubicación de protecciones para el alimentador C-23

Como puede observarse la aplicación de los criterios de coordinación, se realiza sobre las gráficas tiempo-corriente, por lo que la verificación de los márgenes de coordinación se realizan visualmente en las gráficas presentadas para las coordinaciones de este alimentador se muestran los márgenes entre los diferentes dispositivos, por lo que se puede concluir que las coordinaciones del alimentador C-23 cumplen con los criterios establecidos.

### 2.2.3 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La confiabilidad de un sistema de distribución depende en gran medida de una buena coordinación de protecciones, por esto resulta de gran importancia el presente estudio.

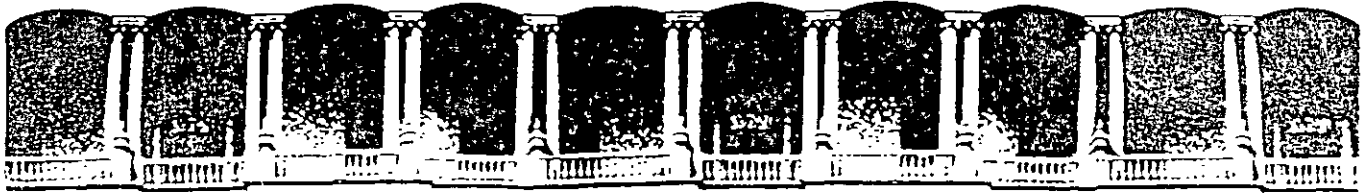
Después de haber realizado los estudios y análisis de los alimentadores de la Zona 2 se obtienen las siguientes conclusiones y recomendaciones.

1. El empleo de la herramienta CYMTCC resultó gran ayuda en los estudios de coordinación de protecciones ya que los estos realizan de forma rápida, precisa y fácil.
2. La ubicación propuesta de los restauradores para los 20 alimentadores de la Zona 2 se realizó por medio de un procedimiento que busca disminuir el tiempo de interrupción por usuario.
3. Para realizar las coordinaciones de tierra entre relevadores y restauradores fué necesario mover la palanca (dial) del relevador de la subestación de 18 de los 20 alimentadores en estudio de la Zona 2.
4. Al realizar las coordinaciones de fase entre relevadores y restauradores fué necesario mover la palanca (dial) del relevador de la subestación para el disparo de fase de 2 de los 20 alimentadores en estudio.
5. Para las coordinaciones de tierra entre relevadores y restauradores fué necesario modificar las curvas lentas de 10 de los 31 restauradores, para lograr los márgenes de coordinación.
6. Las coordinaciones relevador-fusible generalmente coordinan con la capacidad del fusible determinada por la demanda de carga del ramal, siempre y cuando los valores de corto circuito de fase a tierra y trifásico no se encuentren dentro de los rangos del instantáneo del relevador.
7. Las coordinaciones restaurador-fusible para los alimentadores de la subestación en general no coordinaron porque el nivel de corto circuito de tierra es mucho menor en magnitud que el de fase.
8. La ubicación propuesta de los restauradores por medio del procedimiento descrito en este trabajo, coincidió con la ubicación de los restauradores existentes antes del estudio de coordinación, principalmente en los alimentadores de la subestación. De los 31 restauradores propuestos, coincidieron 13 con la ubicación actual en los alimentadores.
9. Si existe un restaurador colocado en un ramal que se encuentre más cerca de la subestación, que otro colocado sobre la troncal del mismo alimentador, el instantáneo del relevador de la subestación se debe ajustar con referencia al restaurador en el ramal.

10. Los estudios de flujos de carga orientados hacia el estudio de coordinación de protecciones se deben realizar con demanda máxima, con el fin de evitar disparos no deseados en los dispositivos de protección.

Con base en los resultados obtenidos del análisis de corto circuito y coordinación de protecciones de la Zona 2 se hacen las siguientes recomendaciones.

1. Se recomienda no instalar fusibles como elementos de protección sobre la troncal, debido a que estos dispositivos son elementos de fusión que seccionan la falla sin posibilidad de restablecimiento hasta el reemplazo del mismo, por lo tanto si el fusible opera, dejaría fuera parte de la troncal.
2. Los seccionadores propuestos para proteger ramales que no tienen más dispositivos de protección (fusibles) sobre el mismo ramal, queda a criterio del ingeniero si es factible la instalación dependiendo de la importancia de la carga conectada.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.  
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**CURSOS ABIERTOS**

# **SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

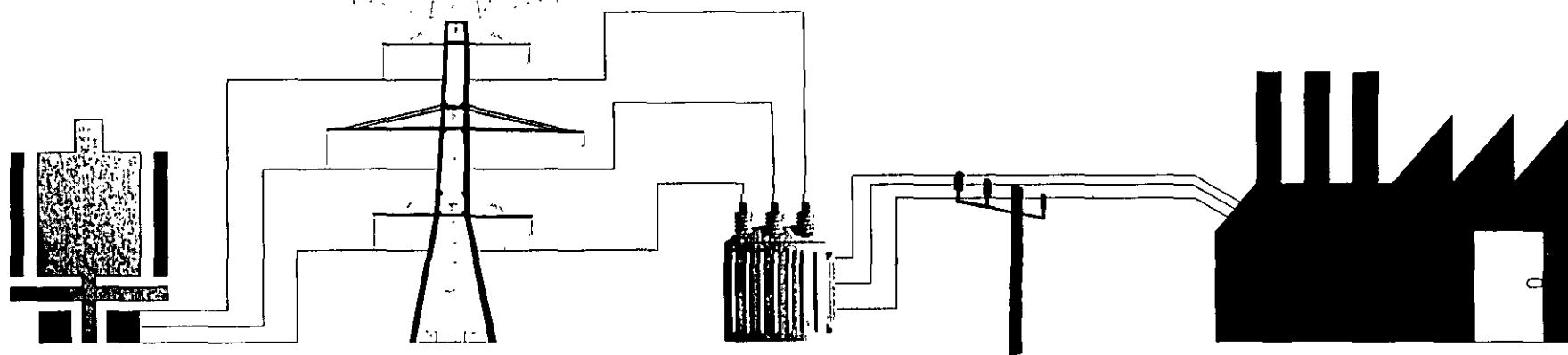
**TEMA**

**EJEMPLO PRACTICO**

**EXPOSITOR: ING. GUSTAVO ROBLES PEÑA  
PALACIO DE MINERIA  
AGOSTO 2000**

# SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

## CONFIABILIDAD EN UN ALIMENTADOR DE DISTRIBUCIÓN RES - 28X



O  
R  
I  
E  
N  
T  
E





## INDICE

- 1.- RESUMEN.**
- 2.- OBJETIVOS.**
- 3.- DESARROLLO.**
  - 3.1 Características del alimentador.
  - 3.2 Diagrama unifilar.
  - 3.3 Capacidad instalada y clientes conectados.
- 4.- MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO.**
  - 4.1 Proceso de mantenimiento y resultados.
  - 4.2 Revisión del cable de salida y alternativas.
  - 4.3 Puesta a tierra de terminales.
  - 4.4 Montajes actuales.
- 5. COMPONENTES DE PROTECCIÓN.**
  - 5.1 Confinamiento de fallas.
  - 5.2 Tabla comparativa de operaciones, 1999-2000
- 6.- RECONFIGURACIÓN DEL ALIMENTADOR.**
- 7.- CONCLUSIÓN.**

## RESUMEN

O  
R  
I  
E  
N  
T  
E

**EL PRESENTE TRABAJO, PROPONE UN MODELO DE MANTENIMIENTO Y CONFIGURACIÓN DE UN ALIMENTADOR DE DISTRIBUCIÓN EN EL QUE SE ANALIZAN DE MANERA GLOBAL SUS PARÁMETROS Y COMPONENTES ELÉCTRICOS PARA UNA EVALUACIÓN MAS COMPLETA DE LA CONFIABILIDAD Y CALIDAD DEL SERVICIO**







O  
R  
I  
E  
N  
T  
E



## OBJETIVO

**IMPLEMENTAR UN MODELO DE ALIMENTADOR DE DISTRIBUCIÓN.**

**LOGRAR ESTÁNDARES INTERNACIONALES EN SU OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.**

**MEJORAR LA CONFIABILIDAD Y CALIDAD DE LA ENERGÍA SUMINISTRADA A LOS CLIENTES.**



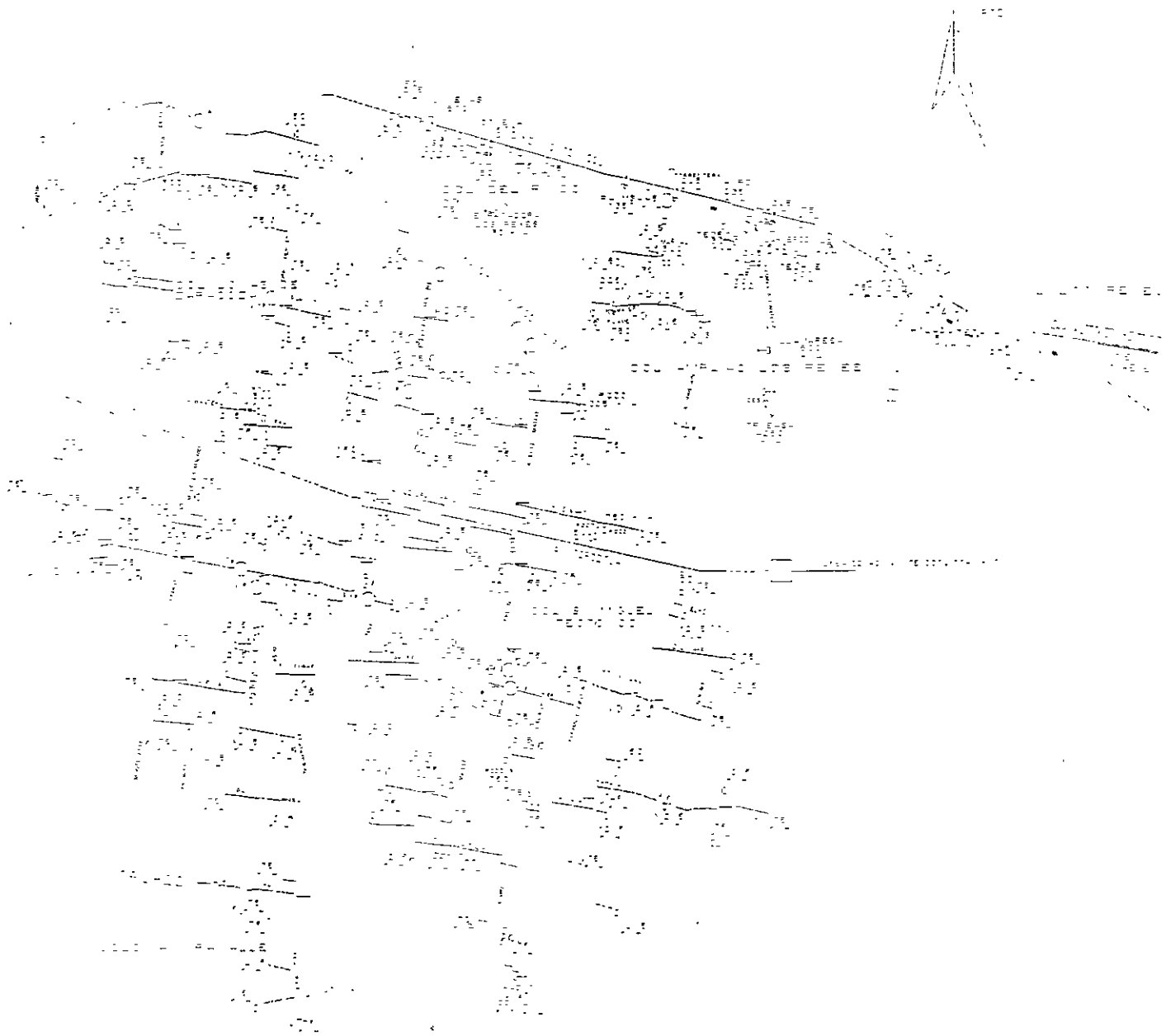
# DESARROLLO

CARACTERÍSTICAS DEL BANCO	
S. E. LOS REYES	85/23 KV
BANCO	30 MVA
CAPACIDAD NOMINAL	750 A
DEMANDA MÁXIMA DEL BANCO	510 A
ALIM. QUE SE CONECTAN AL BANCO	DEMANDA
RES - 22 X	20 A
RES - 24 X	40 A
RES - 28 X	450 A

CARACTERÍSTICAS DEL ALIMENTADOR RES - 28X	
LONGITUD DEL ALIMENTADOR	35 km
ALD 336	5 km
ACSR 1/0	10 km
ACSR #2	20 km
RAMALES PRINCIPALES	
1.- RAMAL CANTERA	
2.- RAMAL E. ZAPATA	
3.- RAMAL F. MAGÓN	
4.- RAMAL L. MATEOS	

PARÁMETROS ELÉCTRICOS	
DEMANDA MÁXIMA	450 A
HORA DE DEMANDA MÁXIMA	20:00 h
CORRIENTE MÁX. DE CORTOCIRCUITO	5,24 (3ØKA) 3,38 (1ØKA)
RESISTIVIDAD DEL SUELO	> 50Ω
TIPO DE CARGA	MIXTA
NIVEL SOCIOECONÓMICO	MEDIO BAJO
CONTAMINACIÓN	MEDIA
EQUIPOS INSTALADOS	
EQUIPO DE MEDICIÓN	1
RESTAURADOR	1
SECCIONALIZADOR	3
CORTADORES	48
TRANSF. DE DISTRIBUCIÓN	160
SERVICIOS EN M. T.	20

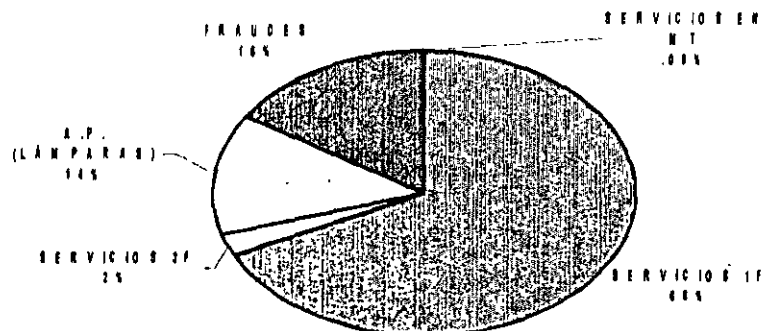
— — — — —  
— — — — —



— — — — —  
— — — — —

# CAPACIDAD INSTALADA Y CLIENTES CONECTADOS

CANTIDAD DE SERVICIOS



TOTAL DE TRANSFORMADORES	CAPACIDAD INSTALADA kVA	SERVICIOS EN MT	SERVICIOS SF	SERVICIOS SF	A.P. (LAMPARAS)	FRAUDES	TOTAL DE CLIENTES
180	31 852	20	13 367	489	2 725	3 147	19 746

SERVICIOS EN MEDIA TENSION

NUMERO	RAZÓN SOCIAL	CAPACIDAD kVA
1	OLIMPIA	3 000
2	TEDESA	750
3	HILADOS	500
4	TELMEX	300
5	GUARNEROS	500
6	HIFIL	300
7	LLAMAPESA	500
8	TRIBASA	4 250
9	PLAMEX	750
10	MAIRO	225
11	TORRENTERA	225
12	RAIMSA	1 350
13	EMP. LOS REYES	300
14	CINEMAX	500
15	CINEMAS	500
16	IMSS	1 000
17	KFC	1 125
18	RADIO SIST DE MEX.	300
19	BODEGA AURERA	750
20	INVERLAT	75
TOTAL		10 007.50

TRANSFORMADORES LyF

N°	CAPACIDAD kVA	TOTAL kVA
2	225	450
5	150	750
62	112.5	6 975
87	75	6 525
3	45	135
1	30	30
160		14 865

ORIENTE



# MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO

O  
R  
I  
E  
N  
T  
E

## **FASE I** **PROGRAMACIÓN**

- 1.- REVISIÓN DEL ALIMENTADOR:
- 2.- COORDINAR TRABAJOS CON CUADRILLAS PARA EFECTUARLOS DE MANERA INMEDIATA.
- 3.- INSPECCIÓN DE CADA UNO DE LOS EQUIPOS DE SECCIONAMIENTO.
- 4.- CALENDARIZAR EL MANTENIMIENTO A CORTO PLAZO.



## **FASE II** **EJECUCIÓN**

- 1.- ELABORACIÓN DE LOS TRABAJOS PROGRAMADOS
  - CONFINAMIENTO DE DISTURBIOS.
  - REDUCCION DE FALLAS.
  - CORRECCIÓN DE ANOMALÍAS
  - ADECUACIONES AL CIRCUITO



## **FASE III** **CONTROL**

- 1.- MANTENIMIENTO PERMANENTE (CUATRIMESTRAL) TÉCNICA MAP.
- 2.- BASE DE DATOS PARA LLEVAR LAS ESTADÍSTICAS.
- 3.- BALANCE DE ENERGÍA CONSUMIDA.
- 4.- DETECCIÓN DE ILÍCITOS.



# PROCESO DE MANTENIMIENTO Y RESULTADOS



O  
R  
I  
E  
N  
T  
E



## 1.- CONFINAMIENTO DE FALLAS

INSTALACIÓN DE RESTAURADOR	1	pz
INSTALACIÓN DE SECCIONALIZADORES	3	pz
INSTALACIÓN DE CORTADORES	48	ig
INSTALACIÓN DE CABLE SEMIAISLADO	2	T

## 2.- REDUCCIÓN DE FALLAS

REVISIÓN GENERAL DEL ALIMENTADOR	31	km
RETIRO DE OBJETOS EXTRAÑOS	60	pz
DESRAPE Y/O PODA DE ÁRBOLES	218	pz
REEMPLAZO DE AISLADORES DAÑADOS	105	pz
INSTALACIÓN DE CONECTORES	55	pz
TENSADO DE CONDUCTORES	129	T
REEMPLAZO DE CORTACIRCUITOS	56	pz

## 3.- CORRECCIÓN DE ANOMALÍAS

REEMPLAZO DE AISLADORES	3 178	pz
INSTALACIÓN DE CONECTORES	292	pz
TENSADO DE CONDUCTORES	55	T
INSTALACIÓN DE APARTARRAYOS DE LÍNEA	6	ig
REEMPLAZO DE CORTACIRCUITOS	59	pz
REEMPLAZO DE APARTARRAYOS SIEMENS	135	pz
NORMALIZACIÓN DE APARTARRAYOS	64	pz
PUESTA A TIERRA DE TRANSFORMADORES	115	pz
REEMPLAZO DE PUENTES EN TRANSFORMADORES Cud 4 X Cud 1/0	477	pz
SEÑALIZACIONES EN POSTE	115	pz
APARTARRAYOS INSTALADOS EN TRANSFORMADORES	109	pz
CUCHILLAS REEMPLAZADAS	9	pz
POSTES REEMPLAZADOS	6	pz
RETENIDAS INSTALADAS	4	pz
FUSIBLES REEMPLAZADOS SMU-20	31	pz
CABLE ESCORIADO REEMPLAZADO Aid 336	1 T	T

## 4.- MANTENIMIENTO PREVENTIVO PERMANENTE

REVISIÓN GENERAL DEL ALIMENTADOR		km
RETIRO DE OBJETOS EXTRAÑOS		pz
DESRAPE Y/O PODA DE ÁRBOLES		pz

# REVISIÓN DE LA TRANSICIÓN DE ALIMENTACIÓN A LOS SERVICIOS EN M.T.

## ALIMENTADOR RES-28X

REFERENCIA	RAZÓN SOCIAL	S.E CAPACIDAD kVA	UBICACIÓN	POSTE	TERMINALES	APTAR TARDE AYOS	PUNTES	CONEXIÓN	CABLE	CLEMA	PROTECCIÓN TUBERÍA	CCF	PUSTRERA
1	OLIMPIA	3800	CARR. FED. MÉX.-PUEBLA ESQ. CARR. FED. MÉX.-TEXCOCO	B	1 REM	IOM MO	3	3	B	B	B	B	B
2	TEDASA	750	CARR. FED. MÉX.-TEXCOCO ESQ. CARR. FED. MÉX.-PUEBLA	B	B	IOM MO	B	B	B	B	IR	B	B
3	HILADOS	500	CARR. FED. MÉX.-TEXCOCO ESQ. CARR. FED. MÉX.-PUEBLA	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
4	TELMÉX	300	CDA 2 DE ABRIL ESQ. CARR. FED. MÉXICO-TEXCOCO	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B
5	GUARNEROS	500	CARR. FEDERAL MÉXICO-TEXCOCO	B	B	IOM MO	3	3	B	B	B	B	B
6	HI FIL	300	CAMINO A LA CANTERA N° 3	B	B	IOM MO	3R	3RE	B	F	B	B	B
7	LLAMAPESA	500	CAMINO A LA CANTERA S/N	B	B	IOM 3 RE	3	3	B	B	B	3R	B
8	TRIBASA	4250	CAMINO A LA CANTERA S/N	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
9	PLA MÉX	750	FCO. I. MADERO ESQ. DIVISIÓN DEL NORTE	M	C	IOM MO	3R	3R	B	F	1R	3RE	L
10	MAIRO	225	CARR. FEDERAL MÉXICO-TEXCOCO	B	B	IOM MO	3	3	B	B	B	3R	B
11	TORRENTERA	225	CARR. FEDERAL MÉXICO-TEXCOCO N° 28 ESQ. DIVISIÓN DEL NORTE	B	B	IOM MO	B	B	B	F	2R	B	B
12	RAIMSA	1350	CARR. FEDERAL MÉXICO-TEXCOCO	B	B	IOM MO	3	3	B	B	B	B	B
13	EMP. LOS REYES	300	CARR. FEDERAL MÉXICO-TEXCOCO S/N ESQ. CDA. DEL RINCÓN	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
14	CINEMAX	500	CARR. FEDERAL MÉXICO-TEXCOCO ESQ. CDA. AUTOPISTA	B	B	IOM MO	3	3	B	B	2R	B	B
15	CINEMAS	500	CARR. FEDERAL MÉXICO-TEXCOCO	B	2**	IOM MO	3	3	B	B	B	B	B
16	IMSS	1000	CARR. FEDERAL MÉXICO-TEXCOCO ESQ. CDA. AUTOPISTA	B	B	IOM MO	3	3	B	B	B	1RE	B
17	KFC	112.5	CARR. FEDERAL MÉXICO-TEXCOCO JUNTO AL IMSS	B	B	IOM MO	B	B	B	B	B	B	B
18	RADIO SIST. DE MÉX.	300	CALLE CIELO AZÚL ESQ. AMAPOLA COL. SAN MIGUEL TEOTONGO	*	*	*	*	*	**	*	*	*	*
19	BODEGA AURRERA	750	CARR. FED. MÉXICO-TEXCOCO	B	B	IOM MO	B	B	B	B	B	B	B
20	INVERLAT	75	CARR. FED. MÉXICO-TEXCOCO	B	B	IOM MO	B	B	B	B	B	B	B

B - BIEN  
C - CONTAMINADA  
F - FALTANTE

R - ROTO  
M - MAL  
RE - REEMPLAZADO

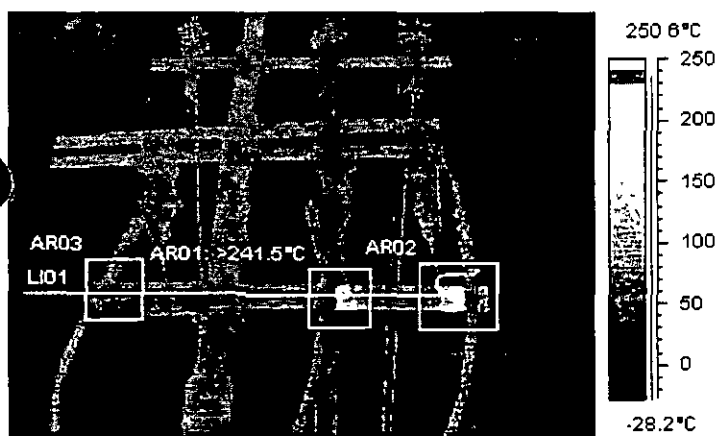
\* S.E. PROPIA  
MO - MONTAJE NORMALIZADO  
\*\* ESCURRIENDO ACÉITE

# REVISIÓN DEL CABLE DE SALIDA CON CAMARA DE THERMOVISIÓN



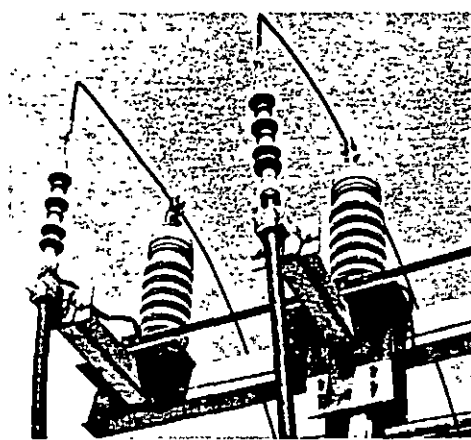
TERMINALES INTERIORES

Calentamiento en conectores de terminales (95 °C)



TERMINALES EXTERIORES

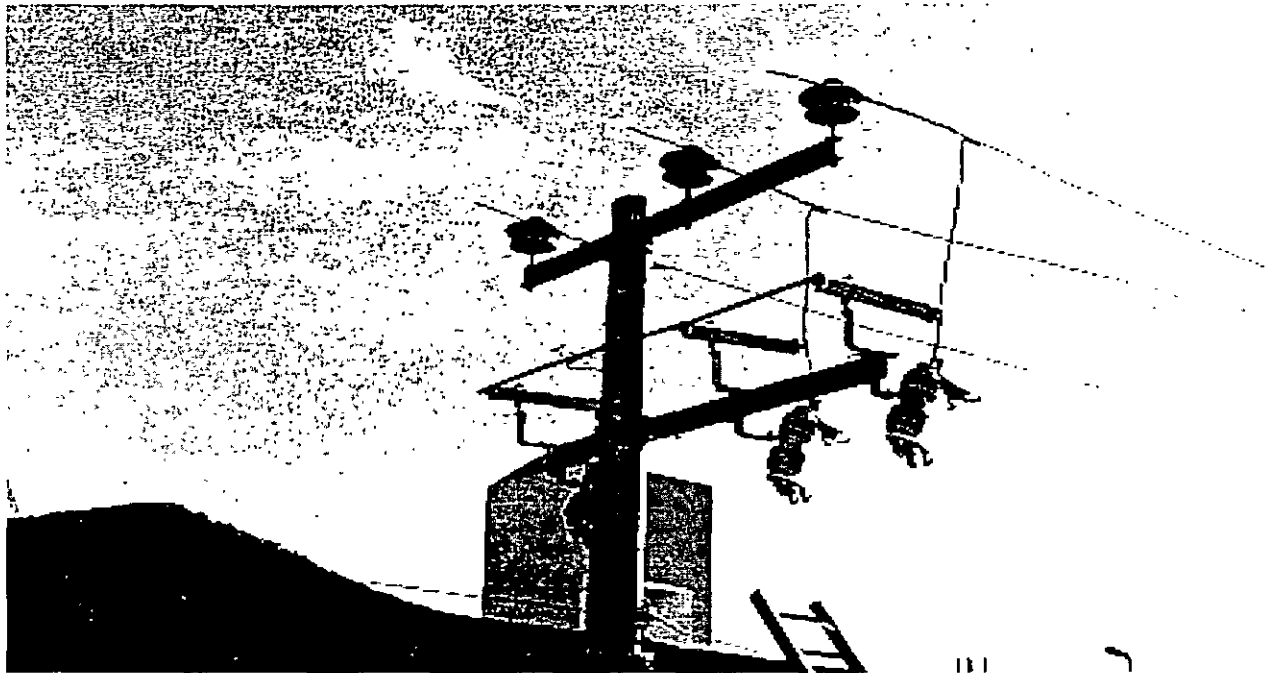
Calentamiento en la puesta a tierra de terminales (250 °C)



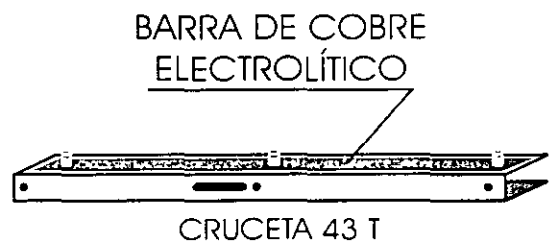
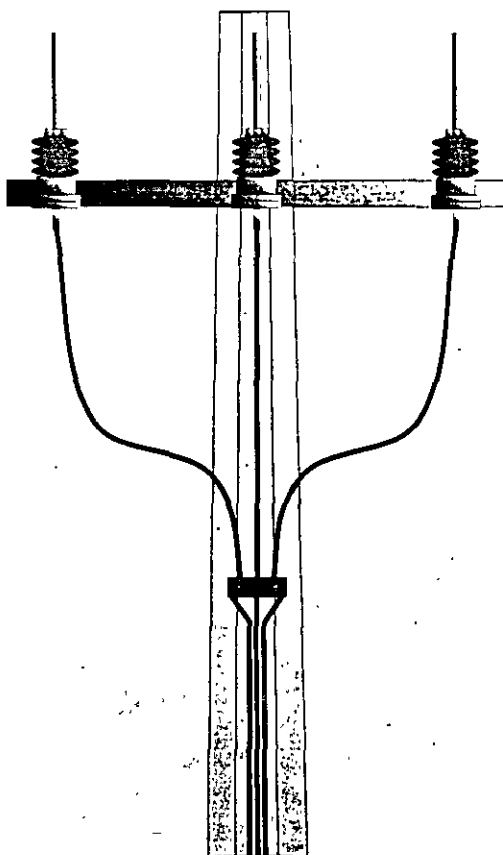
IMPLEMENTACIÓN DE BARRA DE COBRE ELECTROLÍTICO EN TERMINALES PARA PUESTA A TIERRA



# IMPLEMENTACIÓN DE BARRA DE COBRE ELECTROLÍTICO EN TERMINALES Y TRANSFORMADORES

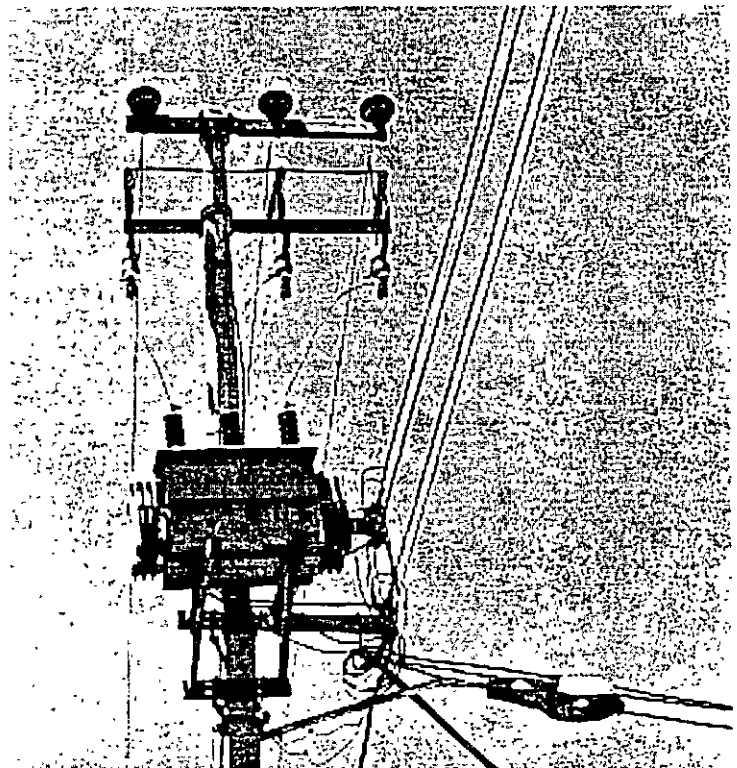
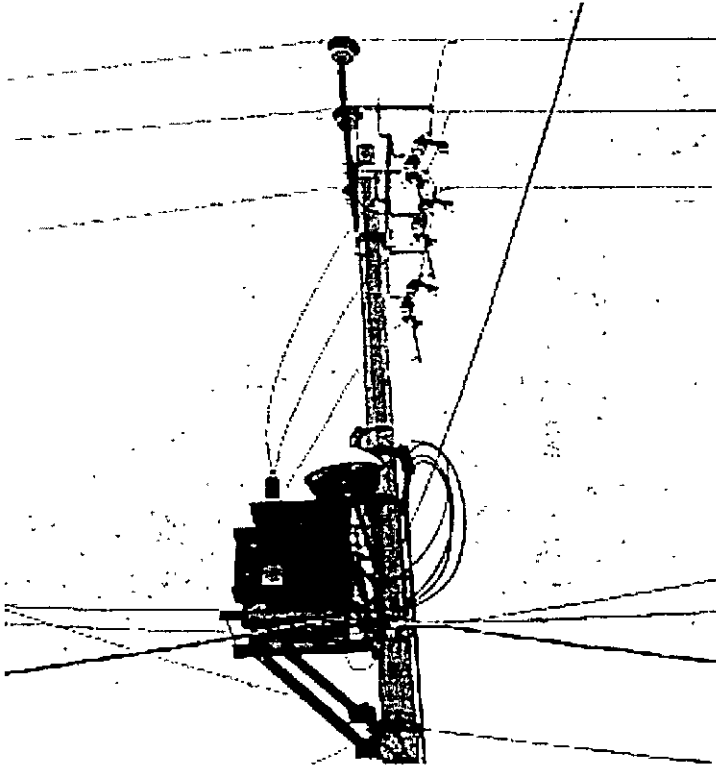


VISTA POSTERIOR MONTAJE DE APARTARRAYOS  
Barra de Cobre para Puesta a Tierra



TERMINAL 23 TC

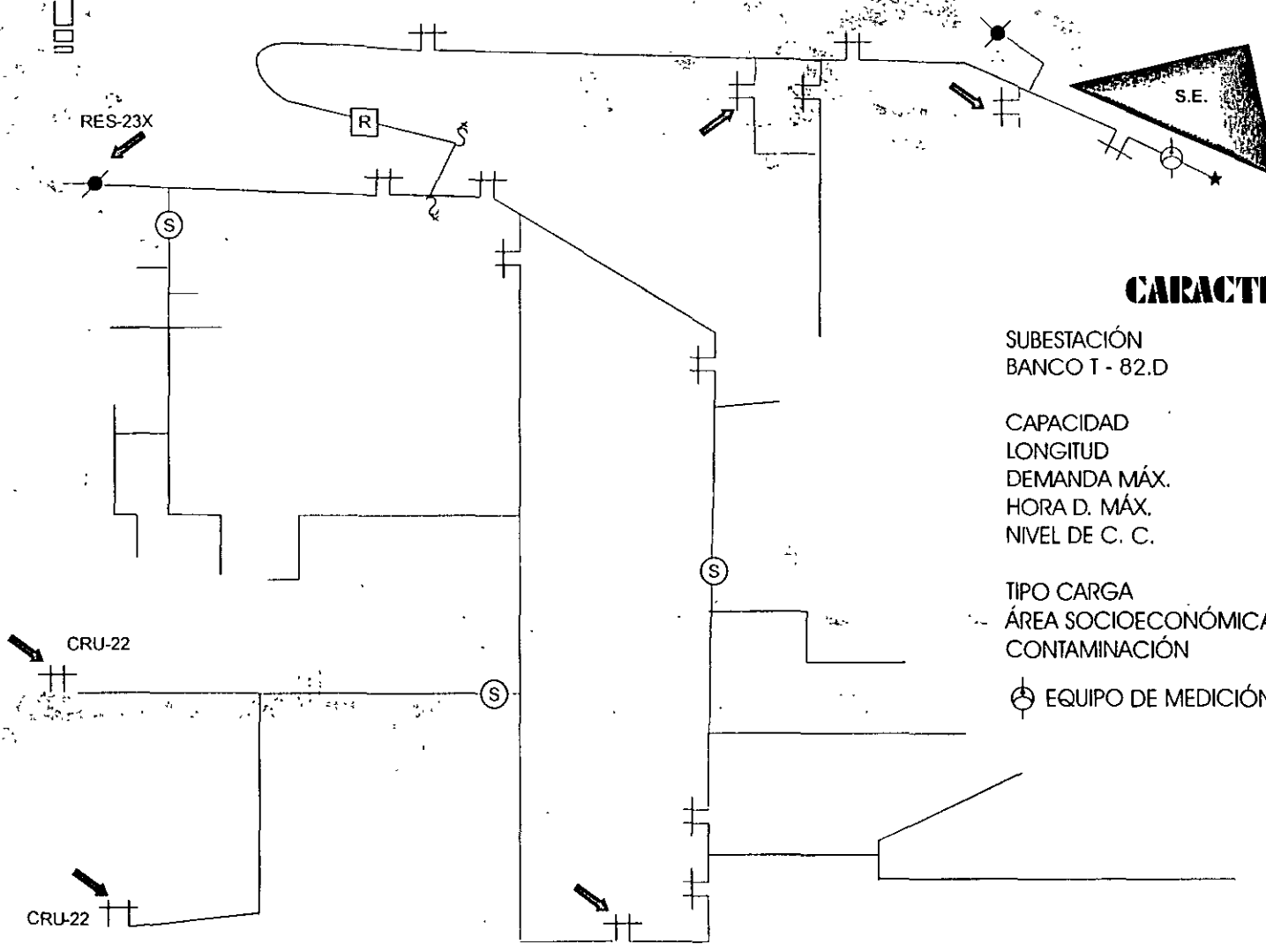
# CORTACIRCUITO FUSIBLE ACTUALIZACIÓN DE MONTAJE CONFORME NORMA L y F




# CIRCUITO ELÉCTRICO RES-28X



ORIENTE



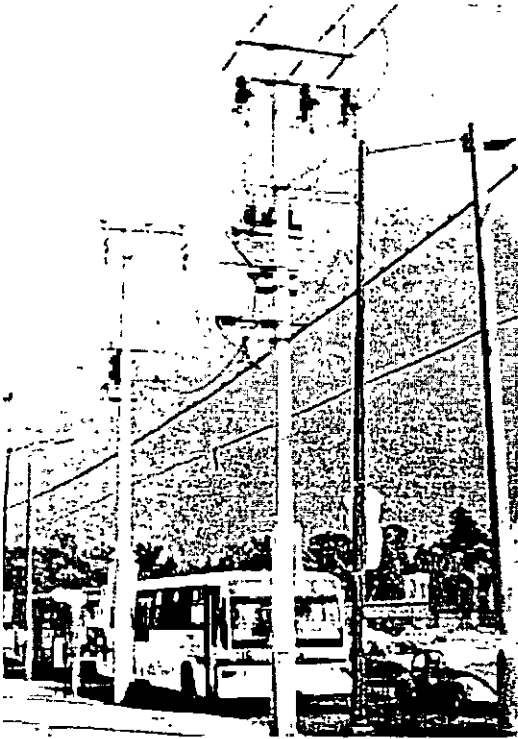
## CARACTERÍSTICAS

SUBSTACIÓN BANCO T - 82.D	LOS REYES 30MVA
CAPACIDAD	7,5 MVA
LONGITUD	35 km
DEMANDA MÁX.	450 A
HORA D. MÁX.	20:00 h
NIVEL DE C. C.	5,24 (3 Ø) kA 3,38 (1 Ø) kA
TIPO CARGA	MIXTA
ÁREA SOCIOECONÓMICA	MEDIA BAJA
CONTAMINACIÓN	MEDIA
 EQUIPO DE MEDICIÓN	

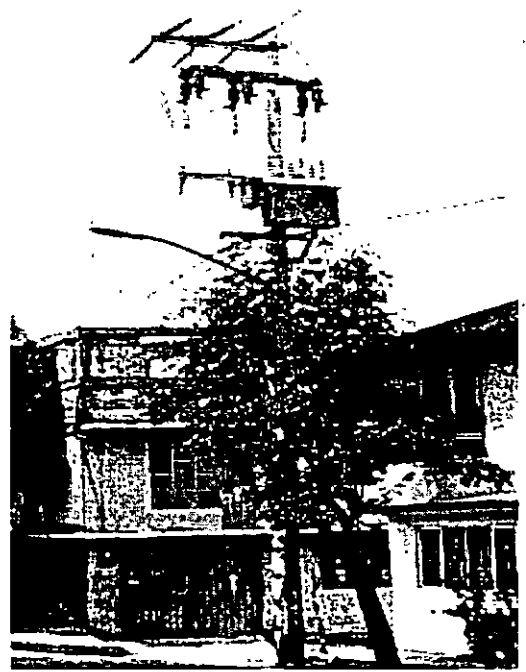


# COMPONENTES DE PROTECCIÓN

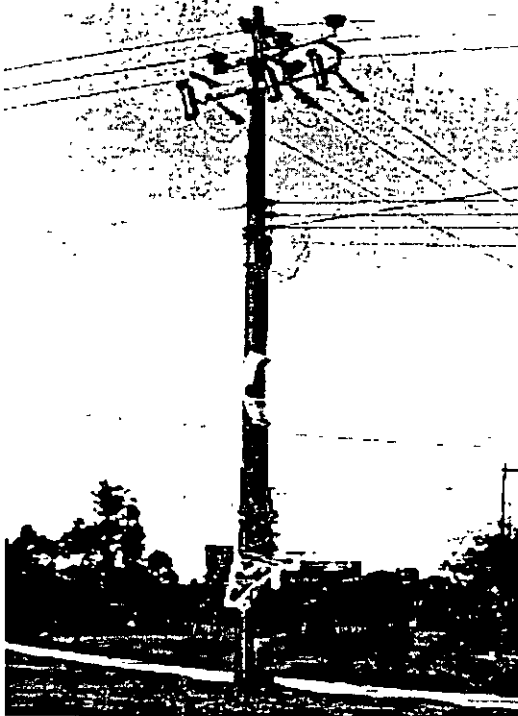
## CONFINAMIENTO DE FALLAS



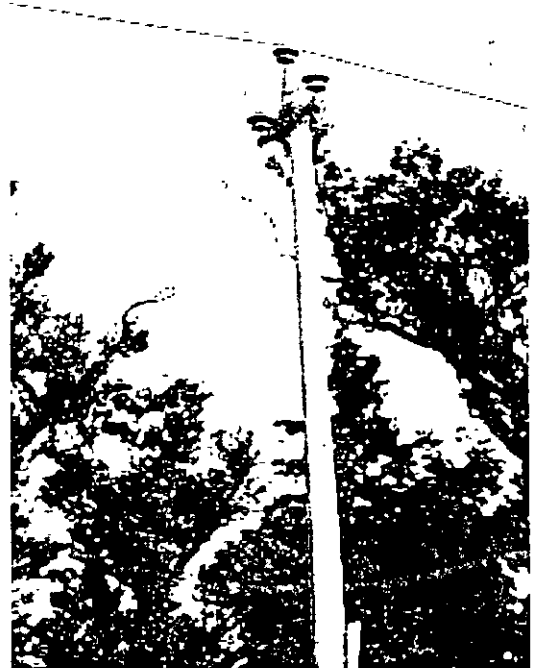
RESTAURADOR  
CON TELECONTROL.



SECCIONALIZADOR PARA  
PROTECCIÓN DE SUBTRONCAL.



CORTADOR PARA PROTECCIÓN  
DE RAMALES.



MONTAJE DE CABLE  
SEMIAISLADO.



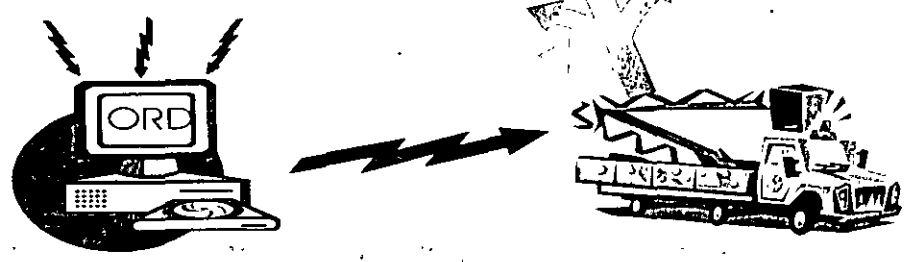
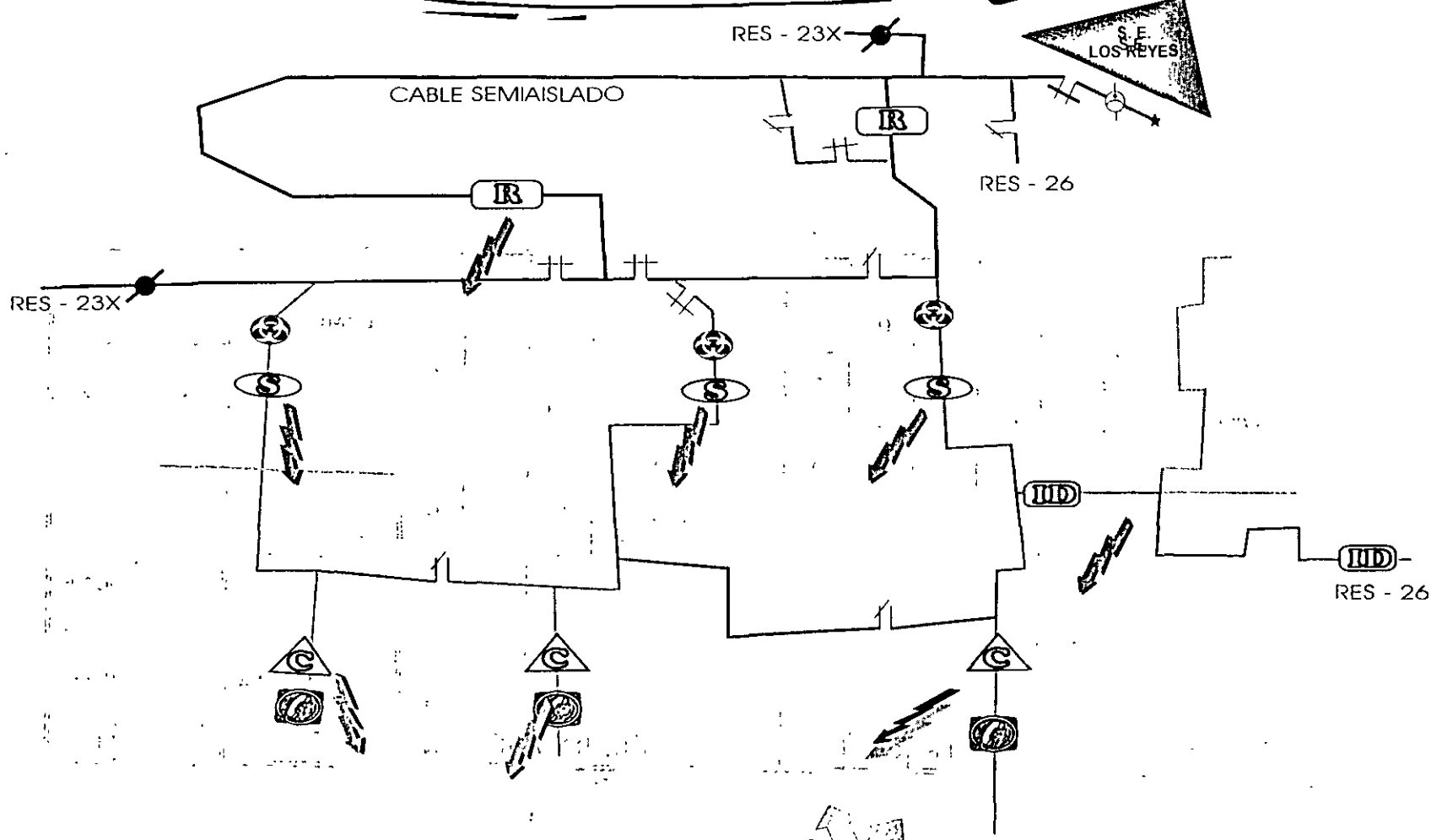
O  
R  
I  
E  
N  
T  
E



# TABLA COMPARATIVA DE OPERACIONES DEL EQUIPO DE SECCIONAMIENTO

EQUIPO	UBICACIÓN	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO	TOTAL
RESTAURADOR	AUTOPISTA MEX-PUE.	0	0	0	0	20	4	25	2	14	4	0	5	1999	74
		2	4	3	0	10	2	1						2000	22
SECCIONALIZADOR	FRESNO								0	2	0	0	0	1999	2
		0	0	0	0	0	0	0						2000	0
SECCIONALIZADOR	1º. DE MAYO	0	0	0	0	0	0	0	10	1				1999	11
		0	0	0	0	1	0	0						2000	1
SECCIONALIZADOR	E ZAPATA	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1999	1
		1	0	0	0	0	0	1						2000	2
CORTADOR	BAHIA DE TENACATITLA JOSELITO HUERTA							1	0	0	0	0	0	1999	1
		0	0	1	0	0	0	0						2000	1

# RECONFIGURACIÓN DEL ALIMENTADOR



**ALIMENTADOR  
RES. 28 X**

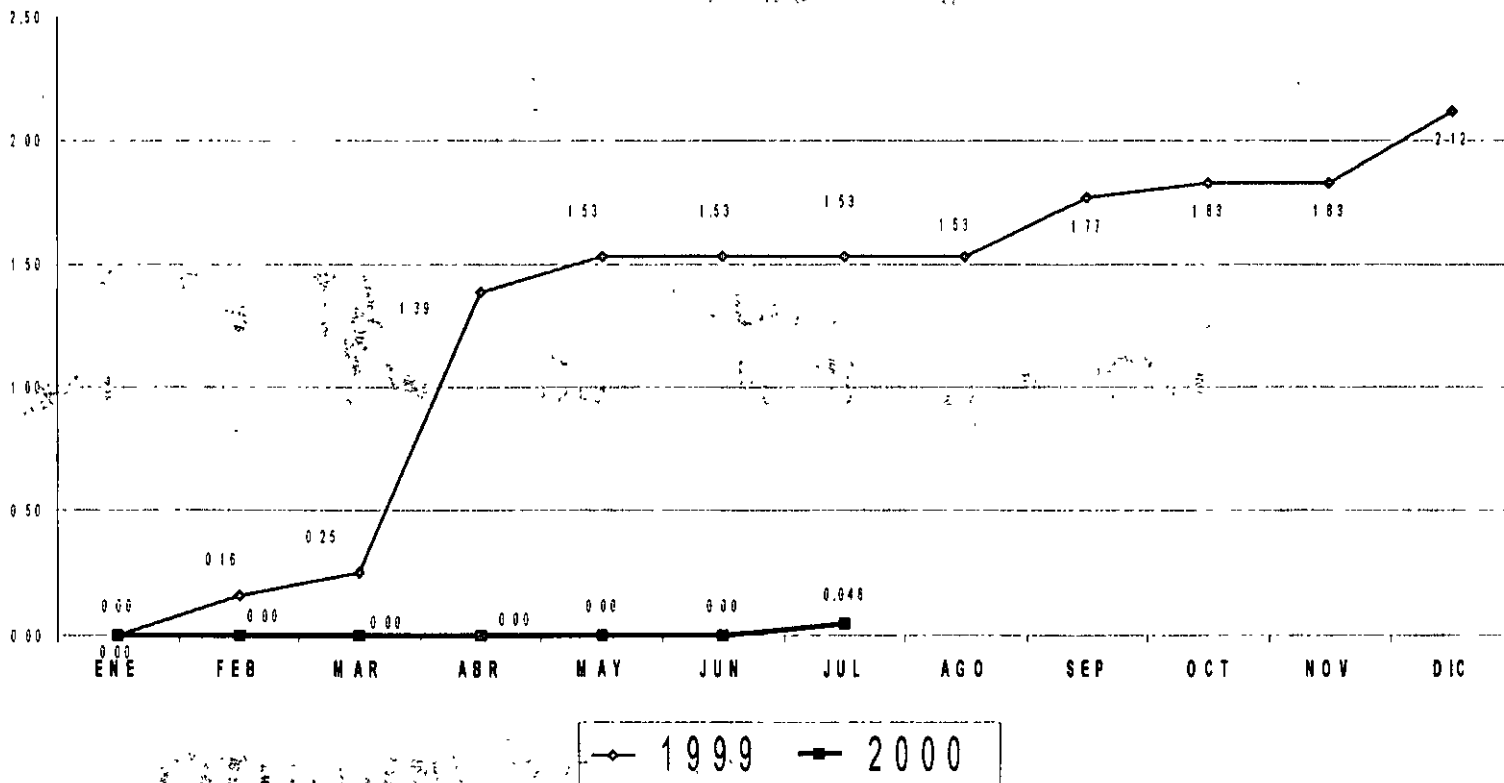
O  
R  
I  
E  
N  
T  
E



# CONCLUSIÓN



Los resultados obtenidos nos permiten conocer el comportamiento y confiabilidad del sistema para determinar los motivos de las interrupciones y las fallas de los componentes eléctricos para una mejor toma de decisiones.



AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
MES-99	0.00	0.16	0.09	1.14	0.14	0.00	0.00	0.00	0.24	0.06	0.00	0.29
MES-00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.046					

ORIENTE



# Gracias por su atención

**U N A M**

**DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA  
FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Palacio de Minería**

**AGOSTO 2000**