



57
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

Zejeni

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA ELÉCTRICA,
ELECTRÓNICA Y EN COMPUTACIÓN.

CONFIABILIDAD
EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

FALLA DE ORIGEN

TESIS

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

(ÁREA: ELÉCTRICA ELECTRÓNICA)

PRESENTA:

TERESITA CHÁVEZ AGUIRRE

DIRECTOR DE TESIS:

M.I. ROBERTO ESPINOSA Y LARA

MEXICO, D. F.

1995



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

AGRADECIMIENTOS

A LA MÁXIMA CASA DE ESTUDIOS DE MÉXICO:

LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**POR HABER PERMITIDO MI DESARROLLO ACADÉMICO E
INTELLECTUAL**

A MIS MAESTROS:

**PORQUE SIN CONOCERME ME DEDICARON SUS
CONOCIMIENTOS Y SU TIEMPO.....**

A MI DIRECTOR DE TESIS:

M.I. ROBERTO ESPINOSA Y LARA

POR SU TIEMPO Y POR EXHORTARME A SER PROFESIONAL

DEDICATORIAS

*Tus hijos no son tus hijos,
son hijos de la vida,
deseosa de sí misma.*

*No vienen de ti, sino a través de ti
y, aunque estén contigo
no te pertenecen.*

*Puedes darles amor,
pero no tus pensamientos,
pues ellos tienen sus propios pensamientos.....*

*Fragmento
Gibrán Jalil Gibrán*

*Marcos y Teresa:
Mis Padres*

*Profundamente guardo de ustedes todos los Cuidados , el Amor y el Apoyo
que me han brindado para llegar a donde estoy.....*

Teresita.

A mi Madre
Teresa Concepción Aguirre Flores:

Por tu Inmenso Amor y Apoyo incondicional hacia mi.

A mi Padre:
Marcos Fidel Chávez Torres:

Por Cuidar siempre el Bienestar de Nuestra Familia.

A mis hermanos:

Rogelio y Mariana

Pedro y Maricruz

Marcos y María Elena

Lourdes

Juan Antonio

*Por los Cuidados, el Apoyo y la fraternidad que
cada uno de ustedes, en un momento me han
brindado.*

A mis Pequeños:

Erick

Marcos Rogerio

Maricruz

Betsy

y Marcos Vicente:

Porque algún día ustedes alcanzarán sus sueños.

A mis Amigos y Compañeros:

*A todas aquellas personas con las que compartí
Alegrias, Retos, e Ilusiones en una etapa de -
Gran trascendencia: La Escuela.*

ÍNDICE

ORGANIGRAMA DE LA TESIS

OBJETIVO

INTRODUCCIÓN

1. MANEJO DE DATOS PROBABILÍSTICOS Y ESTADÍSTICOS

1.1 CONCEPTO DE PROBABILIDAD 2

1.2 VARIABLE ALEATORIA

1.3 LA MEDIA Y LA VARIANZA DE UNA DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD

1.4 DISTRIBUCIONES DISCRETA

DISTRIBUCIÓN BINOMIAL

DISTRIBUCIÓN DE POISSON

1.5 DISTRIBUCIONES CONTINUAS

DISTRIBUCIÓN NORMAL

1.6 MANEJO DE DATOS ESTADÍSTICOS

DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIAS

GRAFICAS DE LA DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIAS

1.7 AJUSTES DE CURVAS

2. CONCEPTOS BÁSICOS DE CONFIABILIDAD

2.1 CONCEPTO DE CONFIABILIDAD

2.2 DISPONIBILIDAD

2.3 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

2.4 ÍNDICE COSTO-CONFIABILIDAD

2.5 ÍNDICE DE CONFIABILIDAD EN DIFERENTES TIPOS DE SISTEMAS

2.6 DISTRIBUCIÓN DEL TIEMPO DE FALLA

2.7 MODELO EXPONENCIAL DE CONFIABILIDAD

2.8 GRADOS DE CONTINUIDAD

1

2

2

2

3

4

4

6

7

7

10

10

11

12

16

16

16

17

22

24

27

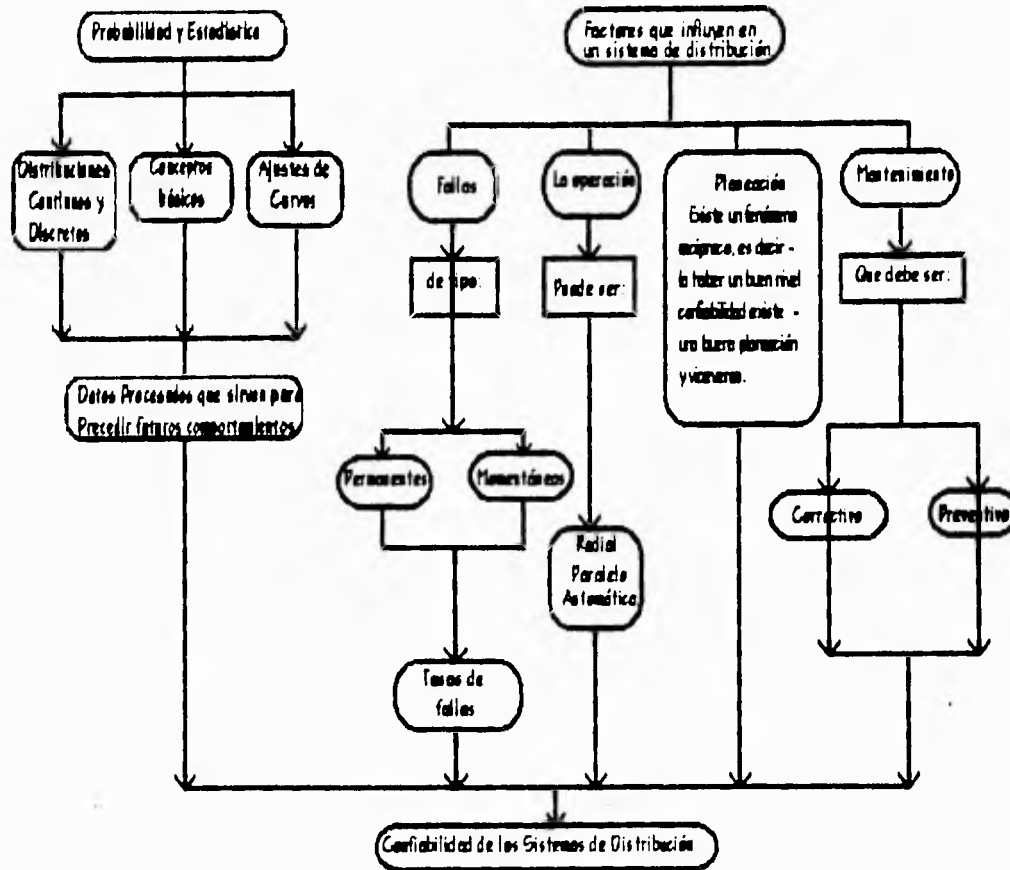
29

31

| | |
|---|-----------|
| 3. FACTORES QUE INFLUYEN EN LA CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN | 34 |
| 3.1 FALLAS | 34 |
| TIPOS DE..... | 34 |
| PRINCIPALES FALLAS MECÁNICAS EN SEMICONDUCTORES | 35 |
| FALLAS TEMPORALES Y PERMANENTES | 37 |
| REDUCCIÓN DE..... | 38 |
| 3.2 EVALUACIÓN DE CALIDAD DE LOS DIFERENTES ELEMENTOS DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN | 38 |
| CABLES | 38 |
| AISLAMIENTO | 40 |
| 3.3 PLANEACIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN | 41 |
| CONSIDERACIONES GENERALES | 41 |
| ESTUDIO ECONÓMICO | 42 |
| PRINCIPIO GENERAL DE CONSIDERACIÓN DEL SERVICIO DE CALIDAD | 43 |
| INECUACIÓN DE CAMBIO DE ESTADO | 44 |
| 3.4 EVALUACIÓN DE LOS INCONVENIENTES EN EL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN | 45 |
| EVALUACIÓN DEL SERVICIO DE CONTINUIDAD | 45 |
| 3.5 OPERACIÓN DE LA RED | 46 |
| RED RADIAL | 46 |
| RED PARALELA | 46 |
| REDES AUTOMÁTICAS | 48 |
| 3.6 MANTENIMIENTO | 49 |
| PREVENTIVO Y CORRECTIVO | 49 |
| EN ALIMENTADORES | 50 |
| EN PORCELANAS Y FUSIBLES | 51 |
| 3.7 CONCEPTOS Y ASPECTOS DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA | 51 |
| 4. CASOS PRÁCTICOS | 54 |
| ESTUDIO DE CONFIABILIDAD DE LA LINEA DEL METRO "PANTITLÁN-LA PAZ" | 54 |
| ESTADÍSTICAS DE LOS ELEMENTOS FALLADOS EN EL SISTEMA 121 DE DISTRIBUCIÓN AÉREO A BAJA TENSIÓN DE AGOSTO DE 1994 A OCTUBRE DE 1994 | 63 |
| ISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEOS DE LA CD. DE MÉXICO | 64 |
| EVALUACIÓN DE EL COSTO-CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEOS COMERCIALES E INDUSTRIALES | 75 |
| 5. CONCLUSIONES | 84 |

| | |
|---------------------|-----------|
| GLOSARIO | 86 |
| APENDICE | 87 |
| BIBLIOGRAFÍA | 88 |

ORGANIGRAMA DE LA TESIS



OBJETIVO

El presente trabajo, es producto de la incesante innovación tecnológica que el hombre ha desarrollado día con día, dando como una consecuencia la dependencia entre las compañías suministradoras de energía eléctrica y los consumidores. Los diferentes usuarios requieren de un servicio específico para cada uno, sin embargo coinciden en un demanda general: la alta calidad que debe proporcionar la compañía de Luz y Fuerza del Centro en nuestro país.

Por ello que es necesario comprender y profundizar los conocimientos acerca de la teoría de confiabilidad, particularmente en el nivel de distribución, ya que en nuestro país se han realizado estudios para las áreas de generación, de transmisión y subtransmisión con mayor énfasis debido a la gran cantidad de energía que se maneja a estos niveles, dejando a un lado la parte de distribución, donde paradójicamente las fallas ocasionadas se encuentran reflejadas inmediatamente hacia el usuario.

A partir de este problema, es necesario un estudio, que tenga como características la fácil comprensión, que sea didáctico, lógico y tangible (es decir que este de acuerdo al sistema de distribución con que contamos en México.), y además que incremente de alguna manera la información poco difundida de la confiabilidad a nivel Distribución en nuestro idioma.

Teresita Chávez Aguirre.

INTRODUCCIÓN

La implementación de un mejoramiento continuo en la calidad del servicio de suministro de energía eléctrica en nuestro país, implica un cambio dentro de la empresa que necesariamente se enfoca hacia los procesos, la orientación de la organización y la mentalidad del personal hacia el servicio a los usuarios.

La calidad del servicio que se debe proporcionar a los usuarios, además de los aspectos de continuidad, voltaje y frecuencia de la energía suministrada, también debe comprender la calidad de la atención integral al reporte de fallas, contratación y conexión de nuevos servicios, todos estos aspectos se encuentran inherentes en lo que consideramos la **Confiabilidad de un sistema**.

La palabra Confiabilidad proviene del latín "CON" que quiere decir junto "F" y "HABILITIS" que significan actividad, que conjuntamente es: que se le puede tener confianza o fe a algo, en nuestro caso es la habilidad de un sistema para mantener una capacidad continua de suministro, o sea representa la probabilidad de operación satisfactoria de los componentes de un Sistema de Distribución.

Las redes de Distribución deben de tener una especial atención, ya que representan en longitud 3 veces más, con respecto a los circuitos primarios que se manejan en una división, además que se presentan una serie de desenergizaciones que se encuentran reflejadas inmediatamente en los usuarios. Para esperar una confiabilidad aceptable en los Sistemas de Distribución, estos deberán atenderse en la planeación, proyecto, construcción, mantenimiento y operación de los componentes.

Los sistemas deben diseñarse en la forma más confiable donde se tenga una gran flexibilidad, realizando un análisis costo-beneficio, ya que entre más segura y confiable sea una instalación, esta tiende a tener un costo mayor.

Analizando las estadísticas de falla demuestran que el Sistema de distribución tiene una mayor contribución individual de la indisponibilidad del suministro a los usuarios. En la mayoría de los sistemas eléctricos más del 90% de las interrupciones a los usuarios son producto de fallas en el sistema de distribución, esta es la razón por la cual la mayoría de las compañías definen a la confiabilidad del servicio de distribución en términos de la frecuencia de interrupciones y la duración de las interrupciones en el servicio.

En el capítulo 1, se encuentran las diversas técnicas de la probabilidad y la estadística que se utilizan para evaluar los datos reales de los Sistemas de Distribución, que se encuentran operando, y así poder determinar la confiabilidad.

El capítulo 2 ilustra los conceptos fundamentales sobre la confiabilidad junto con la definición y aplicación de índices de confiabilidad en los Sistemas de Distribución.

En el capítulo 3, se exponen los diferentes factores de los Sistemas de Distribución que se deben de considerar para poder evaluar de una manera completa la confiabilidad.

El capítulo 4, nos muestra en casos reales la utilidad y el manejo de la confiabilidad en nuestro país.

El capítulo 5 se presentan las conclusiones del análisis del presente trabajo, indicando los aspectos más importantes de cada uno de los temas mencionados.

MANEJO DE DATOS PROBABILÍSTICOS Y ESTADÍSTICOS

La información que se genera en un Sistema de Distribución de Energía Eléctrica que esta en operación sirve, una vez analizada para predecir o generalizar el comportamiento de la red, permitiendo mejoras que eleven, el nivel de confiabilidad de la red o como antecedente para futuras redes.

La información de fallas, mantenimiento, tiempo de vida de los dispositivos, etc., una vez que se ha recopilado se debe analizar, con ayuda de herramientas como la probabilidad y la estadística. La aportación que puede realizar la teoría de la probabilidad es fundamental en algunos diseños, y junto con la estadística son una excelente herramienta ya que permite apreciar la variabilidad de cada uno de los componentes que integran un sistema.

1.1 CONCEPTO DE PROBABILIDAD

La forma más antigua de medir lo incierto, es mediante el concepto clásico de probabilidad, que se aplica cuando los resultados son igualmente posibles, todos los cuales ocurren y s son considerados como "éxitos", entonces la probabilidad de un "éxito" está dada por $\frac{s}{n}$.

Axiomas de la Probabilidad.

Sean A y B dos eventos independientes, la probabilidad de ocurrencia simultánea entre los dos eventos es:

$$P(A \cap B) = P(A) \cdot P(B)$$

$$P(A \cup B) = P(A) + P(B) - P(A \cap B)$$

$$P(A^c) = 1 - P(A)$$

Ejemplo: Ciertas pruebas muestran que 294 de 300 aislantes de cerámica probados podrían resistir un shock térmico

¿Cuál es la probabilidad de que cualquiera de los aislantes pueda resistirlo?

$$P = \frac{s}{n}$$

$$P = \frac{294}{300} = 0.98$$

Siendo esta cantidad una estimación de la probabilidad.

Sin embargo existe la interpretación frecuentista, donde la probabilidad de un evento, es la frecuencia relativa con la que se presenta dicho evento, en un número grande de experimentaciones.

Ejemplo: Se tienen 200 cilindros de concreto y se someten a una prueba de compresión. Todos los cilindros son iguales y están bajo las mismas condiciones de humedad y temperatura. Los resultados obtenidos son los siguientes:

| LIMITES | FRECUENCIAS |
|---------|-------------|
| 171-180 | 10 |
| 181-190 | 12 |
| 191-200 | 25 |
| 201-210 | 132 |
| 211-220 | 21 |

La resistencia está medida en kg./cm^2 . Calcular la posibilidad de cada uno de los eventos:

A: Un cilindro resista entre 191 y 200 kg./cm^2

B: Un cilindro resista a lo sumo 200 kg./cm^2

solución:

$$P(A) = \frac{n(A)}{n} = \frac{25}{200} = 0.125$$

$$P(B) = \frac{n(B)}{n} = \frac{47}{200} = 0.235$$

1.2 VARIABLE ALEATORIA

Espacio muestral.

Se denomina *espacio muestral* al conjunto de todos los resultados posibles de un experimento estadístico.

Variable aleatoria.

Una *variable aleatoria* es una función que asocia un número real a cada elemento de un espacio muestral

Variable aleatoria discreta. Es aquella cuyo rango es un conjunto discreto, es decir finito o infinito numerable.

Variable aleatoria continua. Es aquella cuyo rango es un conjunto continuo, es decir infinito no numerable.

1.3 MEDIA Y VARIANZA DE UNA DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD

A parte de las distribuciones aquí mencionadas existen muchas más, todas ellas con algunas características generales como lo son la simetría o sesgo de una distribución, que puede ser sesgo positivo, negativo o una distribución simétrica.

Para describir la localización y la variación de una distribución de probabilidad se utiliza *la media y la varianza*.

La media de una distribución de probabilidad es simplemente la esperanza matemática de la variable aleatoria correspondiente: Si una variable aleatoria es discreta asume los valores $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$, con las probabilidades $f(x_1), f(x_2), f(x_3), \dots, f(x_n)$, su esperanza matemática es:

$$x_1 \cdot f(x_1) + x_2 \cdot f(x_2) + \dots + x_n \cdot f(x_n)$$

usando la notación de la sumatoria, y denotando la media con la letra griega μ (mu):

$$\mu = \sum_{\text{sobre } x} x \cdot f(x)$$

Si se trata de una variable aleatoria continua:

$$\mu = \int_{-\infty}^{\infty} x \cdot f(x) dx$$

La media de una distribución de probabilidad mide su centro en el sentido de un promedio o, mejor aún, en el sentido de un centro de gravedad. Siendo de esta manera μ un sistema discreto de masas $f(x)$ dispuestas en una línea recta a distancias x del origen, es el primer momento con respecto al origen. Para cada distribución la media se puede expresar en términos de sus parámetros.

En cualquier distribución discreta existe una alta probabilidad de obtener valores esparcidos a distancias considerables de la media por medio de la varianza:

$$\sigma^2 = \sum_{\text{sobre } x} (x - \mu)^2 \cdot f(x)$$

Si tenemos una distribución continua:

$$\sigma^2 = \int_{-\infty}^{\infty} (x - \mu)^2 \cdot f(x) dx$$

Esta medida no tiene las mismas unidades que los valores de la variable aleatoria, pero se ajusta tomando la raíz cuadrada, definiendo así la desviación estándar:

$$\sigma = \sqrt{\sum_{\text{sobre } x} (x - \mu)^2 \cdot f(x)}$$

1.4 DISTRIBUCIONES DISCRETAS

Distribución Binomial.

Un experimento consiste a menudo en ensayos repetidos, cada uno con dos posibles resultados que se denominan *éxito y fracaso*. Los experimentos de este tipo se conocen como experimentos binomiales, los cuales poseen las siguientes características:

- El experimento consiste en n ensayos repetidos
- Cada ensayo proporciona un resultado que puede clasificarse como éxito o fracaso.
- La probabilidad de éxito, designada por p , permanece constante de un ensayo a otro
- Los ensayos son independientes.

Si un ensayo binomial puede tener un éxito con probabilidad p o un fracaso con probabilidad $q = 1 - p$, entonces la distribución de probabilidad de la variable aleatoria binomial X , es:

$$b(x; n, p) = \binom{n}{x} p^x q^{n-x}$$

La media y la varianza de la distribución binomial $b(x; n, p)$ son:

$$\mu = np$$

$$\sigma^2 = npq$$

Ejemplo : Se asegura que, en el 60% de las instalaciones generadoras de electricidad mediante energía solar los gastos de servicio se reducen al menos en una tercera parte. De acuerdo con lo anterior, ¿Cuáles son las probabilidades de que se reduzcan al menos en una tercera parte en:

- (a) cuatro de cinco instalaciones;
 (b) en al menos cuatro de cinco instalaciones ?

solución (a) Sustituyendo $x=4$, $n=5$, y $p=0.60$ en la fórmula para la distribución binomial, obtenemos

$$b(4,5,0.60) = \binom{5}{4} (0.60)^4 (1 - 0.60)^{5-4}$$

$$b(4,5,0.60) = 0.259$$

(b) Sustituyendo $x=5$, $n=5$ y $p=0.60$, ocupando la fórmula de distribución binomial, obtenemos:

$$b(5,5,0.60) = \binom{5}{5} (0.60)^5 (1 - 0.60)^{5-5}$$

$$b(5,5,0.60) = 0.078$$

como la pregunta es al menos cuatro de cinco instalaciones:

$$b(4,5,0.60) + b(5,5,0.60) = 0.259 + 0.078 = 0.337$$

En el caso de que el número de ensayos sea demasiado grande, es necesario el uso de aproximaciones numéricas o acudir a tablas especiales.

Distribución de Poisson.

Los experimentos que producen valores numéricos de una variable aleatoria X , y el número de resultados que ocurren son durante un intervalo de tiempo dado o en una región especificada, se llama con frecuencia *experimento de Poisson*, el cual presenta las siguientes propiedades:

- El número de resultados que ocurren en un cierto intervalo de tiempo o en una región especificada, es independiente del número que se tiene en cualquier otro intervalo.
- La probabilidad de que un solo resultado ocurra durante un lapso muy corto o en una región pequeña, es proporcional a la magnitud del intervalo de tiempo o al tamaño de la región, y no depende del número de resultados que se produzcan fuera del intervalo considerado.
- La probabilidad de que ocurra más de un resultado en ese breve lapso es despreciable.
La probabilidad de que ocurra un evento en un intervalo de tiempo de longitud t , es igual a λt , donde λ es constante, y se le conoce como intensidad del proceso, para nuestros propósitos es la tasa de falla promedio.

Debido a que sus probabilidades dependen sólo del número medio de resultados que ocurren en el lapso dado o en la región especificada t , se designan con el símbolo $p(x;\lambda t)$, siendo la definición de la distribución de Poisson, la representación del número de resultados que se producen en un intervalo de tiempo dado, o en una región específica:

$$p(x; \lambda t) = \frac{e^{-\lambda t} \lambda t^x}{x!}$$

La media y la varianza de la distribución de Poisson $p(x;\lambda t)$ tienen un valor igual al número promedio de resultados λt .

Ejemplo: Supóngase que 30 fusibles defectuosos se instalaron en 600 postes de una red aérea. Hallar la probabilidad de que un poste tenga exactamente dos fusibles defectuosos.

Solución: el promedio de que los 30 fusibles defectuosos estén repartido proporcionalmente en los 600 postes es:

n : 30 fusibles defectuosos

p : probabilidad de que este en alguno de los 600 postes

$$\lambda t = np$$

$$\lambda t = 30 \left(\frac{1}{600} \right) = 0.05$$

$$p(2,0.05) = \frac{e^{-0.05} (0.05)^2}{2!} = 0.00119$$

1.5 DISTRIBUCIONES CONTINUAS

Distribución Normal.

La distribución de probabilidad más importante de todo el campo de la estadística es la distribución normal. su curva, llamada curva normal, es una curva en forma de campana que describe la distribución de muchos conjuntos de datos que ocurren en la naturaleza, la industria y la investigación.

Una variable aleatoria continua X que tiene la distribución en forma de campana, lleva el nombre de variable aleatoria normal. La ecuación de la distribución de probabilidad de la variable normal, depende de los parámetros media μ y desviación estándar σ , en consecuencia, se designan los valores de la función de densidad de X como $n(x; \mu, \sigma)$.

$$n(x; \mu, \sigma) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-\frac{1}{2}\left[\frac{(x-\mu)}{\sigma}\right]^2}$$

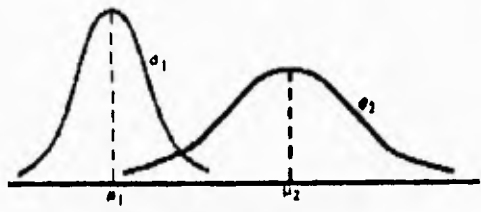
La curva normal tiene las siguientes propiedades:

- La moda, que es el punto en el eje horizontal donde la curva tiene su máximo, ocurre cuando $x = \mu$.
- La curva es simétrica respecto al eje vertical que pasa por la media μ .
- La curva tiene sus puntos de inflexión en $x = \mu \pm \sigma$, es cóncava hacia abajo si $\mu - \sigma < X < \mu + \sigma$ y es cóncava hacia arriba en caso contrario.
- La curva normal se aproxima en forma asintótica al eje horizontal, a medida que avanza en uno u otro sentido a partir de la media.
- El área total bajo la curva y por encima del eje horizontal es igual a 1.

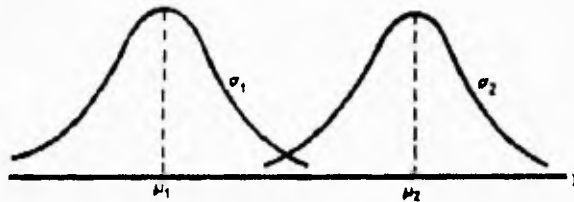
La distribución de una variable aleatoria normal con media cero y varianza 1, se llama distribución normal estándar.

$$F(z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^z e^{-\frac{1}{2}t^2} dt$$

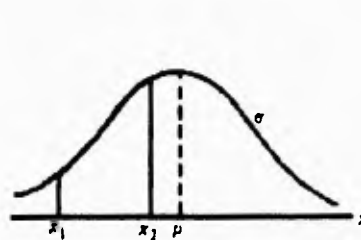
Dado que la densidad de probabilidad normal no puede ser integrada en forma exacta entre cualquier par de límites a y b , las probabilidades relacionadas con la distribución normal suelen obtenerse de tablas especiales.



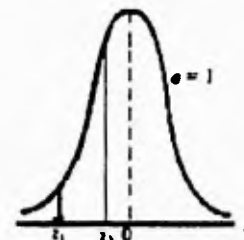
Curvas normales con diferente media
y diferente desviación estándar



Curvas normales con diferente media
y desviación estándar igual



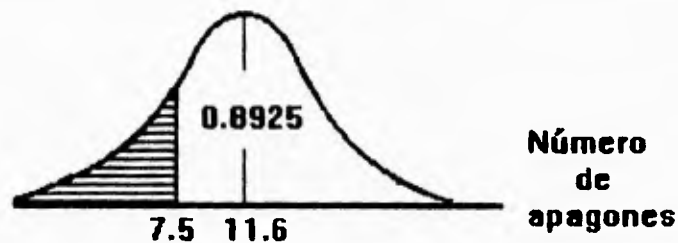
Distribución normal



Distribución normal estándar

Ejemplo: En cierta ciudad, el número de interrupciones en el suministro eléctrico al mes es una variable aleatoria que tiene una distribución con $\mu=11.6$ y $\sigma=3.3$. Si esta distribución se aproxima con una distribución normal estándar, ¿Cuál es la probabilidad de que haya al menos ocho interrupciones en cualquier mes?

Solución: La respuesta está dada por el área de la región de la sig. figura, el área a la derecha es de 7.5 y no de 8, debido a que el número de interrupciones es una variable aleatoria discreta, y si queremos aproximarla con la distribución normal, debemos "distribuir" sus valores sobre una escala continua. Hacemos esto representando cada entero k por el intervalo entre $k-1/2$ y $k+1/2$, por lo tanto, la probabilidad buscada es aproximada por:



Dado que la densidad de probabilidad normal no puede ser integrada de manera exacta, la probabilidad que buscamos, se obtiene de tablas especiales (ver apéndice).

Utilizando la identidad:

$$1 - F(z) = F(-z)$$

Donde z :

$$z = \frac{b - \mu}{\sigma}$$

Sustituyendo valores:

$$1 - F\left(\frac{7.5 - 11.6}{3.3}\right) = F[-(-1.24)]$$

$$1 - F(z) = F(1.24)$$

Con este valor
entramos a tablas:

$$P = 0.8925$$

1.6 MANEJO DE DATOS ESTADÍSTICOS

Los datos estadísticos, obtenidos de muestras, experimentos o cualquier colección de mediciones, a menudo son tan numerosos que carecen de utilidad a menos de que sean condensados o reducidos en forma adecuada.

Distribución de Frecuencias.

La distribución de frecuencia es una tabla que divide un conjunto de datos en un número de categorías apropiadas, mostrando también el número de elementos de cada categoría. Este tipo de agrupamiento hace resaltar características importantes de los datos, y lo que se gana en "legibilidad" se compensa con creces la pérdida de información que se tiene. La primera etapa en la construcción de una distribución de frecuencia consiste en decidir cuántas clases utilizar y elegir los límites de cada clase, es decir de donde abarcará cada una. En general, el número de clases que usemos depende del número de observaciones, pero tiene muy poca utilidad utilizar menos de 5 o más de 15. Depende así mismo del rango de los datos, es decir el valor más grande y el valor inferior, así pues, ordenamos las observaciones y determinamos así las frecuencias de clase, que son el número de observaciones de cada clase. Las clases no se traslapan, incluyen a todos los datos y tienen la misma medida. Cada categoría cuenta con una marca de clase, que con frecuencia se obtiene promediando los límites de clase consecutivos o fronteras consecutivas.

Ejemplo: Consideremos las siguientes 80 mediciones de emisión diaria (en toneladas) de óxido de azufre de una planta industrial para: (a) crear una distribución de frecuencia con siete categorías

15.8 26.4 17.3 11.2 23.9 24.8 18.7 13.9 9.0 13.2
 22.7 9.8 6.2 14.7 17.5 26.1 12.8 28.6 17.6 23.7
 26.8 22.7 18.0 20.5 11.0 20.9 15.5 19.4 16.7 10.7
 19.1 15.2 22.9 26.6 20.4 21.4 19.2 21.6 16.9 19.0
 18.5 23.0 24.6 20.1 16.2 18.0 7.7 13.5 23.5 14.5
 14.4 29.6 19.4 17.0 20.8 24.3 22.5 24.6 18.4 18.1
 8.3 21.9 12.3 22.3 13.3 11.8 19.3 20.0 25.7 31.8
 25.9 10.5 15.9 27.5 18.1 17.9 9.4 24.1 20.1 28.5

Solución: En vista de que la observación más grande es de 31.8, la más pequeña 6.2 y el rango es de $31.8 - 6.2 = 25.6$, se eligen siete categorías quedando la siguiente tabla

| Limites de clase o de categoría | Frecuencia |
|---------------------------------|------------|
| 5.0-8.9 | 3 |
| 9.0-12.9 | 10 |
| 13.0-16.9 | 14 |
| 17.0-20.9 | 25 |
| 21.0-24.9 | 17 |
| 25.0-28.9 | 9 |
| 29.0-32.9 | 2 |
| Total | 80 |

b) Encontrar la marca de clase y c) el intervalo de clase:

Solución: Las marcas de clase son:

$$\frac{5.0 + 8.9}{2} = 6.95$$

$$\frac{9.0 + 12.9}{2} = 10.95$$

$$\frac{13.0 + 16.9}{2} = 14.95$$

$$\frac{17.0 + 20.9}{2} = 18.95$$

$$\frac{21.0 + 24.9}{2} = 22.95$$

$$\frac{25.0 + 28.9}{2} = 26.95$$

$$\frac{29.0 + 32.9}{2} = 30.95$$

c) Y el intervalo de clase es:

$$10.95 - 6.95 = 4$$

Gráficas de la Distribución de Frecuencias.

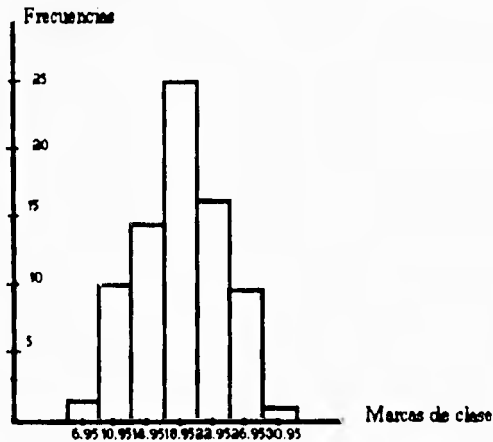
Las propiedades de la distribución de frecuencia relacionadas con su forma se hacen más evidentes por medio de gráficas. La forma más común de presentar gráficamente una distribución de frecuencia es el *histograma*, el cual se construye con rectángulos, cuya altura representa la frecuencia de clases y sus bases se extienden entre fronteras de clase sucesivas.

En relación con los histogramas es preferible considerar las áreas de los rectángulos, más que sus alturas, como representativas de las frecuencias de clase. Esto se aplica particularmente en situaciones en las cuales se desea aproximar histogramas con curvas suaves o en que las clases son de longitud distinta.

Otras gráficas similares a los histogramas son los *diagramas de barras*, en los cuales las barras representan las frecuencias de clase pero no se pretende fijar alguna escala horizontal continua.

Ejemplo: Crear el histograma del ejemplo anterior:

Solución: A partir de la marca de clase y la frecuencias se crea el histograma:



1.7 AJUSTES DE LAS CURVAS

Método de los mínimos cuadrados.

Al tener un conjunto de datos, los cuales al graficarlos no presentan por su propia naturaleza un modelo matemático, se utiliza un método no subjetivo para ajustar líneas rectas que reflejen algunas propiedades estadísticas convenientes.

Consideremos n parejas de datos (x_i, y_i) las cuales es razonable suponer que la regresión de y sobre x es lineal, y deseamos determinar la línea (esto es, la ecuación de la recta) que en algún sentido dé el mejor ajuste. Por medio de la ecuación:

$$\hat{y} = a + bx$$

donde a y b son constantes, entonces el error e_i , al predecir el valor de y correspondiente a la x_i , está dado por:

$$e_i = y_i - \hat{y}_i$$

y queremos determinar a y b de tal manera que estos errores sean, en cierto modo pequeños.

Puesto que no podemos minimizar cada uno de los errores e_i , por separado, se sugiere tratar de hacer la sumatoria de todos los errores e_i , tan cercana a cero como sea posible. Sin embargo, dado que la suma puede hacerse igual a cero para muchas elecciones de líneas enteramente inadecuadas, ya que los errores positivos y negativos se cancelan, minimizaremos la suma de los cuadrados de los errores (por la misma razón trabajamos con los cuadrados de las desviaciones a partir de la media en la definición de desviación estándar), es decir:

$$\sum_{i=1}^n [y_i - (a + bx_i)]^2$$

Esto equivale a minimizar la suma de los cuadrados de las distancias verticales a partir de los puntos respecto a la línea.

una condición necesaria para que exista un mínimo relativo es la anulación de las derivadas parciales con respecto a a y b. Tenemos así,

$$\sum_{i=1}^n y_i = an + b \sum_{i=1}^n x_i$$

$$\sum_{i=1}^n x_i y_i = a \sum_{i=1}^n x_i + b \sum_{i=1}^n x_i^2$$

En este conjunto de ecuaciones lineales son las incógnitas a y b, denominadas ecuaciones normales, da los valores de a y b para la línea con el mejor ajuste a un conjunto de datos apareados de acuerdo con el criterio de mínimos cuadrados.

A continuación se presentan las siguientes ecuaciones más empleadas en este método y su cálculo a partir de los datos obtenidos.

| Tipo de curva | Fórmula | Ecuaciones normales de la curva de mínimo cuadrado |
|---------------|---------------------|--|
| Recta | $y = a + bx$ | $\sum y = an + b \sum x$ $\sum xy = a \sum x + b \sum x^2$ |
| Exponencial | $y = ab^x$ | $\sum y = an + b \sum x$ $\sum xy = a \sum x + b \sum x^2$ |
| Parábola | $y = a + bx + cx^2$ | $\sum y = an + b \sum x + c \sum x^2$ $\sum xy = a \sum x + b \sum x^2 + c \sum x^3$ $\sum x^2 y = a \sum x^2 + b \sum x^3 + c \sum x^4$ |

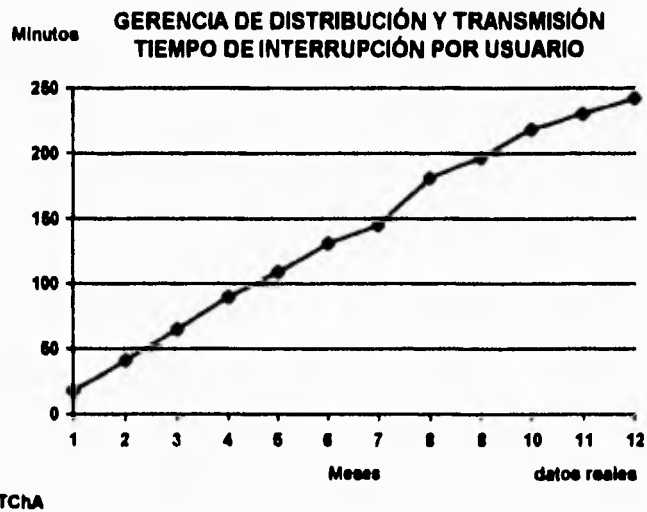
Ejemplo: Sean los siguientes datos obtenidos por el departamento de líneas area norte, del tiempo de interrupción por usuario durante los años de 1992 y 1993, ajustar los valores por el método de los mínimos cuadrados.

| AÑO | ENE | FEB | MAR | ABR | MAY | JUN | JUL | AGO | SEP | OCT | NOV | DIC |
|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 1992 | 18 | 41 | 65 | 90 | 109 | 131 | 145 | 181 | 196 | 218 | 230 | 242 |

solución: La variable x se designa a cada uno de los meses, y la variable y es el tiempo de interrupción por usuario en minutos, por lo tanto podemos tabular:

Podemos observar de los valores que el comportamiento del TIU se puede ajustar con la ecuación de la recta, utilizando el método de los mínimos cuadrados.

| X | Y |
|----|-----|
| 1 | 18 |
| 2 | 41 |
| 3 | 65 |
| 4 | 90 |
| 5 | 109 |
| 6 | 131 |
| 7 | 145 |
| 8 | 181 |
| 9 | 196 |
| 10 | 218 |
| 11 | 230 |
| 12 | 242 |



utilizando:

$$\sum_{i=1}^n x_i y_i = a \sum_{i=1}^n x_i + b \sum_{i=1}^n x_i^2$$

$$\sum_{i=1}^n y_i = an + b \sum_{i=1}^n x_i$$

donde:

$$n = 12$$

$$\sum x_i = 78$$

$$\sum y_i = 1666$$

$$\sum x_i^2 = 650$$

$$\sum x_i y_i = 13827$$

Obtenemos dos ecuaciones, con dos incógnitas:

$$1666 = 12a + 78b$$

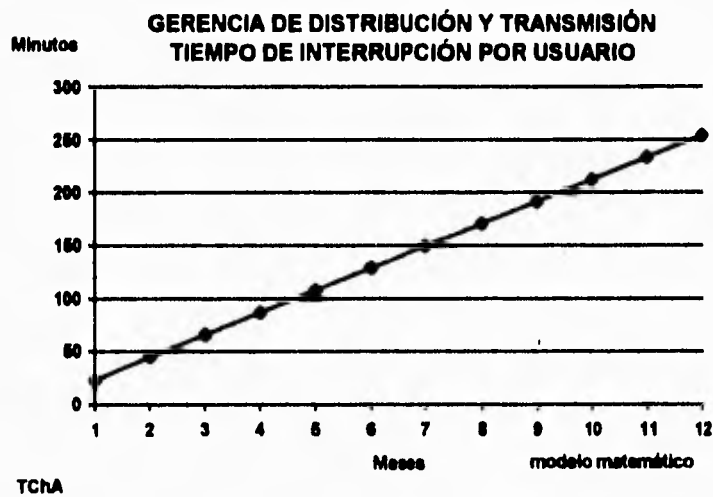
$$13827 = 78a + 650b$$

Resolviendo este sistema de ecuaciones por el método de eliminación o de sustitución, obtenemos los valores de $a=2.56$ y $b=20.965$, así la ecuación de la línea recta que se ajusta es:

$$y = 2.56 + 20.965x$$

si evaluamos para los doce meses:

| x | y |
|----|--------|
| 1 | 22.56 |
| 2 | 44.50 |
| 3 | 65.47 |
| 4 | 86.44 |
| 5 | 107.41 |
| 6 | 128.38 |
| 7 | 149.35 |
| 8 | 170.32 |
| 9 | 191.29 |
| 10 | 212.26 |
| 11 | 233.23 |
| 12 | 254.20 |



CONCEPTOS BÁSICOS DE CONFIABILIDAD.

La energía eléctrica se ha convertido en un elemento indispensable en casi todas las actividades del ser humano, y en algunas ocasiones resulta que no debe interrumpirse, debido a las cuantiosas pérdidas humanas y materiales que se originarían. Suministrar un servicio con una alta calidad es una de las metas de los Sistemas de Distribución.

Una vez instalados y puestos en operación los Sistemas de Distribución, es responsabilidad de los operadores el adecuado funcionamiento del sistema, es decir, que los límites del proyecto no sean excedidos, de estar alerta de la condiciones que puedan existir para afectar la confiabilidad y estar preparados para tomar decisiones cuando se presenten situaciones peligrosas en su operación.

Cuando el servicio se pierde o el equipo no está disponible, el operador del sistema debe proceder a restaurarlo tanto como sea posible a su funcionamiento normal, tal que su confiabilidad se eleve.

Consideraremos dos formas para evaluar la confiabilidad de los sistemas de distribución, que son :

Evaluación de la Confiabilidad del comportamiento real del Sistema. Se realiza por medio de la recolección y análisis de la información de las interrupciones acaecidas en el sistema.

Evaluación de la Confiabilidad Predictivamente. Se realiza combinando la información de las interrupciones históricas y modelos matemáticos para estimar el desempeño de los sistemas.

Anteriormente la continuidad era el parámetro con el cual se evaluaba la confiabilidad del servicio, sin tomar en cuenta las diferentes fallas que se presentaban, ni el tiempo que se requería para reparación, siendo que estos datos, una vez agrupados, analizados y corregidos, logran dar un mejor servicio al usuario.

A continuación se presentan los factores e índices que actualmente se utilizan para evaluar la confiabilidad de los sistemas de distribución, entre ellos se encuentran los diferentes índices de continuidad, los índices de la confiabilidad, y los modelos matemáticos que muestran las posibles manifestaciones del sistema una vez operando, es importante marcar que estas técnicas teóricas son complejas y presentan problemas por la dificultad de reunir información. Es por ello que en ocasiones se adoptan suposiciones que facilitan el análisis práctico de los sistemas de distribución.

2.1 CONFIABILIDAD.

Se puede definir la confiabilidad de un sistema, como la probabilidad de que funcione dentro de los límites dados, al menos durante un periodo determinado en condiciones ambientales especificadas.

2.2 DISPONIBILIDAD.

La disponibilidad de un sistema se define como la probabilidad de que opere en un instante de tiempo futuro seleccionado aleatoriamente.

2.3 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD.

La continuidad de servicio de un sistema de distribución se puede evaluar en función de distintos factores, que se encuentran implícitamente en los índices de confiabilidad

Anteriormente la medida tradicional de la confiabilidad había sido el índice de continuidad de servicio, el cual expresa la disponibilidad promedio del servicio y es la relación del tiempo real de servicio por consumidor en un año a el tiempo total posible por consumidor en el año.

La continuidad de servicio de un sistema de distribución se puede evaluar en función de distintos factores, que a continuación se muestran:

1. Índice de interrupción.

Es la relación existente de la energía interrumpida durante un periodo dado y la energía disponible durante este periodo.

$$I_i = \frac{E_i}{E_D}$$

en la que:

I_i = Índice de interrupción
 E_i = Energía interrumpida
 E_D = Energía disponible

expresado porcentual:

$$I_i \% = \frac{E_i}{E_D} 100$$

1.1. Energía interrumpida.

Es igual a la suma de todas las pérdidas de energía por interrupciones, originadas por disturbios y licencias en el sistema de distribución.

$$E_i = \sum_{i=1}^n E_{i_i}$$

en donde:

E_{i_i} = Energía interrumpida durante un disturbio o licencia

La energía interrumpida se puede calcular en forma aproximada como:

$$E_i = F.C. \times C \times H$$

en la que:

F.C. = Factor de carga promedio de las líneas
 C = Capacidad promedio de los alimentadores considerándolos trabajando a plena carga.
 H = Interrupción anual en horas, de todos los alimentadores del sistema considerado.

2. Energía disponible.

Es la energía consumida más la energía interrumpida en un periodo dado.

$$E_D = E_C + E_I$$

en la que:

E_D =Energía disponible
 E_C =Energía consumida
 E_I =Energía interrumpida

La energía disponible en un año será igual a:

$$E_D = F.C. \times C \times N \times 8760$$

En donde:

N =Número de alimentadores.

C =Capacidad promedio de los alimentadores considerándolos trabajando a plena carga.

$F.C.$ =Factor de carga promedio de las líneas.

2.2 Índice de continuidad.

Es la relación existente de la energía consumida y la energía disponible en un periodo dado, o sea:

$$I_C = \frac{E_C}{E_D}$$

$$I_C = \frac{E_D - E_I}{E_D}$$

$$I_C = 1 - \frac{E_I}{E_D}$$

Sustituyendo en esta última ecuación los valores de E_I y E_D , se tiene:

$$I_C = 1 - \frac{H}{8760N}$$

esta expresión porcentual:

$$I_C(\%) = 100 - \frac{100H}{8760N}$$

en donde:

H =Interrupción anual en horas, de todos los alimentadores del sistema considerado

N =Número de alimentadores.

3. Tiempo de interrupción equivalente.

Se define como la relación existente de la energía interrumpida entre la potencia media, durante un período dado, o sea:

$$\theta = \frac{E_I}{P_M}$$

en donde:

θ =Tiempo de interrupción equivalente.

E_I =Energía interrumpida

P_M =Potencia media.

La potencia anual media es el cociente de la energía anual disponible entre 8760 horas que tiene un año.

Sustituyendo el valor de E_I en la ecuación anterior, se tiene que el tiempo de interrupción es:

$$\theta = \frac{F.C. \times C \times H}{F.C. \times C \times N} = \frac{H}{N}$$

en donde:

H =Interrupción anual en horas, de todos los alimentadores del sistema considerado

N =Número de alimentadores.

4. Duración media de interrupción.

La duración media de interrupción se define como el cociente del tiempo total de interrupción entre el número de interrupciones en un período dado.

$$D_I = \frac{H}{n}$$

en donde:

D_I =Duración media de la interrupción

H =Interrupción anual en horas

n =número de interrupciones en un año

Actualmente se emplean otros factores para comparar la confiabilidad de la red, de acuerdo al tiempo, es decir, considerando la frecuencia de las interrupciones y la duración de las mismas.

A continuación se presentan los más usuales:

1. Tiempo de interrupción por usuario (TIU).

Este índice está definido como el cociente de la duración de la falla tomando en cuenta al número de usuarios afectados, entre el número total de usuarios:

$$TIU = \frac{\sum_{i=1}^T \sum_{j=1}^{M_i} DI_j U_{Aij}}{\sum_{i=1}^T NUI}$$

en donde:

DI_j=Duración de la interrupción en minutos acaecida durante un mes en un circuito de distribución de la zona de que se trata.

U_{Aij}=Usuarios afectados por la interrupción acaecida durante un mes en un circuito de distribución de la zona que se trata.

NUI=Número total de consumidores del sistema o alimentador.

i=el mes del que se trata, variando desde 1 hasta T, en donde 1 corresponde al mes del inicio del período y T al término.

2. Interrupciones cada 100 km. de la línea.

Este índice está definido como el cociente del total de interrupciones sostenidas y no continuas entre la longitud total en km. de la línea primaria.

$$FIL = \frac{IS}{LP} \times 100$$

en donde:

IS=Total de interrupciones sostenidas y no continuas, acaecidas durante el período 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. Porcentual del índice de disponibilidad.

Este índice está definido como el cociente del tiempo total en minutos demandados menos el tiempo en minutos no disponibles entre el tiempo total demandado en minutos.

$$PID = \frac{MMNU - MU}{MMNU} \times 100$$

en donde:

MU=Total de minutos usuario no disponibles debido a las interrupciones acaecidas durante el período especificado.

MMNU=Total de minutos usuarios demandados durante el período especificado, en los circuitos de distribución de la zona que se trata.

4. Interrupciones por cada 1000 usuarios (FIU).

Este índice está definido por el cociente entre el número total de interrupciones sostenidas y no continuadas entre el número total de usuarios:

$$FIU = \frac{IS}{NU} \times 1000$$

en donde:

IS=Total de interrupciones sostenidas y no continuadas, acaecidas durante el periodo especificado, en los circuitos de distribución de la zona que se trata.

NU=Total de número de usuarios al último día del periodo especificado de las zonas de que se trata.

5. Interrupciones por circuito (FIC).

Este índice está definido como la razón del total de interrupciones sostenidas y no continuas entre el total de circuitos en operación.

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

en donde:

IS=Total de interrupciones sostenidas y no continuadas, acaecidas durante el periodo especificado, en los circuitos de distribución de la zona que se trata.

NC=Total de número de circuitos de 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 como el cociente de la duración de la interrupción en minutos entre el número de disturbios acaecidos durante un mes en una zona específica.

$$TIP = \frac{\sum_{i=1}^n Di}{\sum_{i=1}^n NDi}$$

en donde:

Di=Duración en minutos de la interrupción 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.

Este índice se define como el cociente de la tasa de falla de un componente teniendo en cuenta al número de componentes y el número de consumidores afectados por la falla entre el número total de consumidores del sistema.

$$FEC = \frac{\sum_{j=1}^m \lambda_j n_j C_{aj}}{C_s}$$

en donde:

C_s =Número total de consumidores del sistema (equivalente a NUi).

λ_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_{Ai}).

m=Número de diferentes tipos de componentes.

8. Duración equivalente de la interrupción por consumidor en horas.

Esta expresión es similar a la del tiempo de interrupción por usuario (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 λ característica, quedando la expresión como sigue:

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

en donde:

r_j =Tiempo medio de restablecimiento de la componente j, en horas.

2.4 ÍNDICE COSTO-CONFIABILIDAD

En la confiabilidad de un servicio, se involucra la calidad del mismo, generalmente en términos de la presencia o ausencia del potencial en las terminales del consumidor, por lo tanto es de primordial interés el número y la duración de las interrupciones en un servicio, para consignar estos dos parámetros se han desarrollado los siguientes índices: el índice de duración de interrupciones promedio del sistema (\bar{d}) y el índice de frecuencia de interrupciones promedio del sistema (\bar{f}), estos dos índices son los que se emplean frecuentemente para ponderar la operación de los sistemas de distribución.

1. Índice de duración promedio de interrupciones del sistema (\bar{d}).

Este índice se obtiene de la operación histórica del sistema, es decir dividiendo la suma de la duración de todas las interrupciones de un consumidor en un año entre el mínimo de consumidores servidos, expresado matemáticamente este concepto nos quedaría:

$$\bar{d} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^n C_i t_i$$

donde:

n=mínimo de interrupciones en un año.

t_i =duración de cada interrupción.

C_i =Número de interrupciones por consumidor o número de consumidores afectados por la falla de un componente.

N=Total de consumidores servidos.

2. Índice de frecuencia de interrupciones promedio del sistema (\bar{f}).

Está definido a partir de la suma total del producto de las tasas de fallas de los componentes por la longitud del alimentador o el número de componentes del sistema y lógicamente por el número de consumidores afectados por una falla, es decir matemáticamente será:

$$\bar{f} = \sum_{i=1}^n C_i X_i \lambda_i$$

en donde:

C_i =Número de interrupciones por consumidor o número de consumidores afectados por la falla de un componente

λ_i =tasa de falla del componente.

X_i =longitud del circuito o número de componentes.

Otra forma matemática de expresar \bar{d} en función de la confiabilidad del mínimo de componentes y aún del tiempo de operación de los mismos es el siguiente:

$$\bar{d} = \sum_{i=1}^n X_i \lambda_i \left(\sum c_{ij} t_{ij} \right)$$

C_{ij} =Número de consumidores afectados durante la operación (paso por paso)

j =índice de funciones de trabajo

t_{ij} =Tiempo requerido en la operación (paso por paso)

Con el fin de combinar tanto el costo como la confiabilidad de los sistemas de distribución se ha definido un índice, al cual se le ha denominado factor de conveniencia (F_{CON}), con el cual es posible establecer la comparación entre las diferentes alternativas factibles para la alimentación de una carga importante.

Este índice se define como el inverso del producto del costo del sistema por consumidor C y del índice de duración promedio de interrupciones del sistema (\bar{d}), la expresión matemática es:

$$F_{CON} = \frac{1}{\bar{d}C}$$

Este índice será por lo tanto una medida de conveniencia entre los diferentes sistemas de alimentación, de tal manera que entre mayor sea el número de alimentadores, más conveniente resultará el diseño para la alimentación del consumidor.

Actualmente se busca calcular la frecuencia y la duración de las interrupciones, así como el costo de la estructura para poder seleccionar la alternativa óptima. Es por ello que es necesario utilizar una metodología en el estudio de costo-confiabilidad.

Metodología en el estudio de costo-confiabilidad.

1. Partir del establecimiento de las tasas de falla de los componentes del sistema estudiado, dichas tasas son obtenidas por medio de estimaciones estadísticas sobre datos de falla.
2. Se enlistan las actividades que se deben realizar para restablecer el servicio en un tiempo mínimo
3. Se obtienen los costos de los componentes del sistema basados en los precios de compra.

4. Basándose en las tasas de fallas de los componentes y en las actividades para restablecer el servicio, se obtiene la frecuencia y duración promedio para cada alternativa que se presenta.
5. Una vez obtenidos la frecuencia y duración de las fallas se comparan los costos de los diferentes componentes calculándose así los resultados finales y decidir por la mejor alternativa.

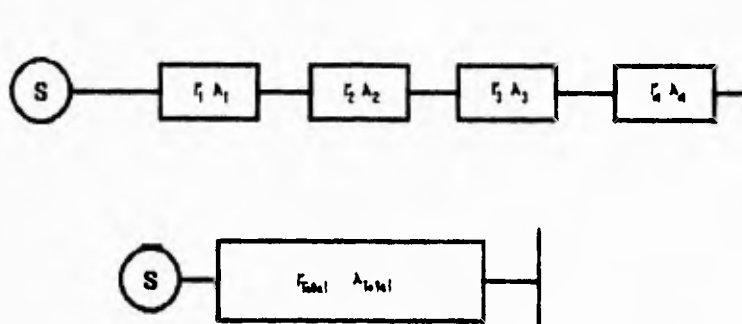
2.5 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD EN DIFERENTES TIPOS DE SISTEMAS.

Una gran cantidad de sistemas pueden considerarse de acuerdo a su topología, como sistemas en serie o en paralelo, o una combinación de ambos. Un sistema en serie está caracterizado por el hecho en que todos sus componentes están relacionados de manera que el sistema completo deje de funcionar si alguno de sus componentes falla; un sistema en paralelo, por el contrario, sólo deja de funcionar si todos sus componentes fallan.

Los sistemas de distribución presentan este tipo de estructuras, siempre que se les considere como un grupo de trayectorias desde el suministro de Energía hasta los puntos de carga específicos.

La evaluación de confiabilidad en algunos sistemas es de gran sencillez, siempre que la confiabilidad de sus componentes sea conocida.

Sistema serie.



Supóngase que existen n componentes acoplados en serie, que funcionan independientemente y nos interesa conocer la confiabilidad de el sistema completo que denotaremos como $R(t)$, conocidas las confiabilidades de los componentes:

$$R(t) = R_1(t)R_2(t)R_3(t)\dots R_n(t)$$

Si además se conocen las tasas de falla y los tiempos de reparación de cada componente, se puede calcular la tasa de falla del sistema, el tiempo de duración promedio de la interrupción en el sistema y además el tiempo de interrupción total promedio del sistema.

Tasa de falla del sistema.

$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \dots + \lambda_i + \dots + \lambda_n$$

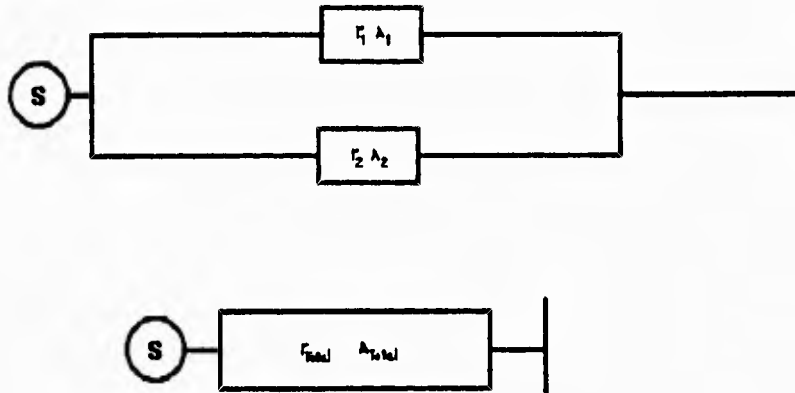
Tiempo de duración promedio de la interrupción en el sistema.

$$r_s = \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2 + \dots + \lambda_i r_i + \dots + \lambda_n r_n}{\lambda_1 + \lambda_2 + \dots + \lambda_i + \dots + \lambda_n}$$

Tiempo de interrupción total promedio del sistema.

$$d_s = \lambda_s r_s$$

Sistema paralelo.



Sean n componentes en un sistema paralelo, que funcionan en forma independiente y si el componente i ésimo tiene una confiabilidad $R_i(t)$, entonces la confiabilidad de todo el sistema es:

$$R(t) = 1 - [1 - R_1(t)][1 - R_2(t)] \dots [1 - R_i(t)] \dots [1 - R_n(t)]$$

Si los componentes tienen igual confiabilidad, es decir $R_i(t) = R_j(t) = r(t)$:

$$R(t) = 1 - [1 - r(t)]^n$$

Tasa de falla del sistema.

$$\lambda_p = \lambda_1 \lambda_2 \dots \lambda_n (r_1 + r_2 + \dots + r_i + \dots + r_n)$$

Duración promedio de interrupción del sistema.

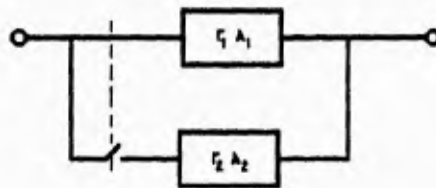
$$r_p = \frac{r_1 r_2 \dots r_{i-1} r_{i+1} \dots r_n}{r_1 + r_2 + \dots + r_{i-1} + r_{i+1} + \dots + r_n}$$

Tiempo de interrupción total promedio del sistema.

$$d_p = \lambda_p r_p$$

Sistemas secuenciales.

Un 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. 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 se utilizan en México.



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 de el equipo sustituto de manera automática, 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.

Tasa de falla del sistema.

$$\lambda_{sca} = \lambda_1 \cdot \lambda_2 \cdot r_1$$

Duración promedio de interrupción del sistema.

$$r_{sca} = r_2$$

Tiempo de interrupción total promedio del sistema.

$$d_{sca} = \lambda_1 \lambda_2 r_1 r_2$$

Sistema secuencial no automático.

Tasa de falla del sistema.

$$\lambda_{scna} = \lambda_1 + \lambda_1 \cdot \lambda_2 \cdot r_1$$

Duración promedio de interrupción del sistema.

$$r_{sena} = \frac{r + \lambda_2 r_1 r_2}{1 + \lambda_2 r_1}$$

Tiempo de interrupción total promedio del sistema.

$$d_{sena} = \lambda_1 \cdot r + \lambda_1 r_1 \cdot \lambda_2 r_2$$

2.6 DISTRIBUCIÓN DEL TIEMPO DE FALLA.

Para un sistema serie o paralelo, la confiabilidad depende del intervalo de tiempo que ha estado en servicio, es por ello que es de primordial importancia el estudio de la distribución del tiempo de falla de los componentes del sistema en condiciones ambientales determinadas.

El estudio de esta distribución se puede llevar a cabo considerando la tasa de falla instantánea de esta distribución, sea $f(t)$ la densidad de probabilidad del tiempo de falla de un componente dado, es decir que la probabilidad de que el componente falle entre los tiempos t y $t+\Delta t$ está dada por $f(t) \cdot \Delta t$. Entonces, la probabilidad de que el componente falle en un intervalo desde 0 hasta t se define como:

$$F(t) = \int_0^t f(x) dx$$

y la función de confiabilidad que expresa la probabilidad de que dure más del tiempo t , está dada por:

$$R(t) = 1 - F(t)$$

Así la probabilidad de que el componente este dentro del intervalo señalado es : $F(t+\Delta t) - F(t)$, y la probabilidad condicional de falla durante este intervalo, dado que el componente duró más que el tiempo t se expresa mediante:

$$\frac{F(t + \Delta t) - F(t)}{R(t)}$$

Dividiendo entre Δt , encontramos que la razón promedio de falla en el intervalo de t a $t+\Delta t$, dado que el componente duró más que el tiempo t , es:

$$\frac{F(t + \Delta t) - F(t)}{\Delta t} \times \frac{1}{R(t)}$$

Tomando el límite de cuando $\Delta t \rightarrow 0$, se tiene la razón de falla instantánea o simplemente la razón de falla:

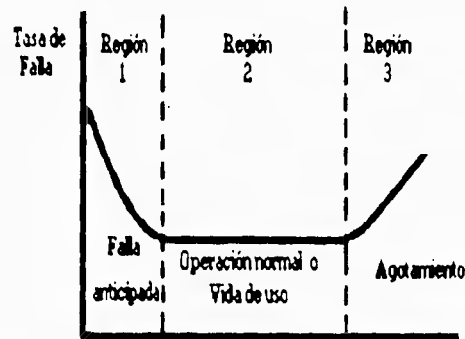
$$Z(t) = \frac{F'(t)}{R(t)}$$

que desarrollándola es:

$$Z(t) = \frac{F'(t)}{1-F(t)} = \frac{f(t)}{1-F(t)}$$

Siendo esta última la relación que expresa la razón de falla en términos de la distribución del tiempo de falla.

Una curva para la razón de falla que caracteriza a los componentes de un sistemas de distribución , aparece en la siguiente figura. La curva está dividida de manera conveniente en tres partes. La primera se caracteriza por la razón de falla decreciente y representa el periodo en el cual los componentes de mala calidad del sistema se eliminan. La segunda parte , que por lo general se caracteriza por una razón de falla constante, se considera el periodo de vida útil en que sólo ocurren fallas accidentales y la tercera región se caracteriza por un incremento de en la tasa de fallas, y es el periodo en el cual las fallas se deben principalmente al desgaste.



Tasa de falla de un componente eléctrico como función del paso del tiempo

Si derivamos la relación que expresa la densidad del tiempo de falla en términos de la función tiempo de falla , apoyándonos en que: $R(t)=1-F(t)$ y, en consecuencia: $F'(t)=-R'(t)$, podemos escribir:

$$Z(t) = \frac{R'(t)}{R(t)} = \frac{d[\ln R(t)]}{dt}$$

Al resolver la ecuación diferencial para $R(t)$, obtenemos:

$$R(t) = e^{-\int_0^t Z(x) dx}$$

y, utilizando la expresión $f(t)=Z(t).R(t)$, obtenemos por último la ecuación general para la distribución del tiempo de fallas:

$$f(t) = Z(t).e^{-\int_0^t Z(x) dx}$$

Como se advierte en la gráfica anterior, por lo general se supone que la razón de falla es constante durante un periodo de vida útil de un componente. Denotando esta razón de falla constante por α , con $\alpha > 0$, y sustituyendo α por $Z(t)$ en la fórmula para $f(t)$, obtenemos:

$$f(t) = \alpha \cdot e^{-\alpha t}$$

con:

Así tenemos una **distribución tiempo de falla exponencial** cuando la razón de falla es constante. Al interpretar el tiempo de falla como un tiempo de espera, se puede concluir que la ocurrencia del tiempos de falla es un proceso de Poisson, es decir si un componente falla es reemplazado de inmediato por otro nuevo que tenga la misma tasa de falla constante α , el tiempo de espera promedio entre fallas sucesivas es $1/\alpha$, o sea el recíproco de la razón de falla, la constante $1/\alpha$ suele denominarse tiempo promedio entre fallas y lo abreviaremos como MTBF.

Sin embargo, en la mayoría de los sistemas no es realista suponer una tasa de falla constante, es por ello que se debe de considerar que la función tasa de falla crece o decrece "suavemente" con el tiempo, es decir se tiene un sistema donde no hay discontinuidades o puntos críticos, es decir lo que se encuentra representado al inicio y final de la curva anterior. Una función útil que suele usarse para aproximar tales curvas está dada por:

$$Z(t) = \alpha \beta t^{\beta-1}$$

donde α y β son constantes positivas, se debe recordar que si $\beta < 1$ la tasa de falla decrece con el tiempo; si $\beta > 1$ la tasa de falla se incrementa, y si $\beta = 1$ la tasa de falla es igual a α .

Si sustituimos el valor de $Z(t)$ en la ecuación de $f(t)$:

$$f(t) = \alpha \beta t^{\beta-1} e^{-\alpha t \beta}$$

$$t > 0$$

2. 7 MODELO EXPONENCIAL DE CONFIABILIDAD.

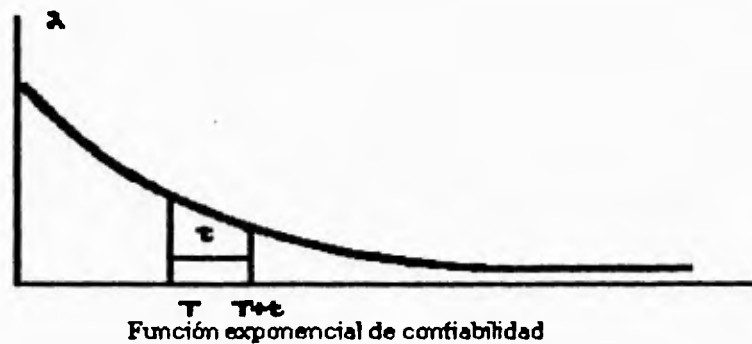
Si hacemos la suposición exponencial acerca de la distribución de tiempos de falla, pueden derivarse algunos resultados útiles relativos al tiempo promedio entre fallas MTBF, de los sistemas en serie y en paralelo. Tenemos la relación que expresa la confiabilidad de un componente en función del tiempo de servicio t :

$$R(t) = 1 - F(t) = 1 - \int_0^t f(x) dx$$

obtenemos:

$$R(t) = 1 - \int_0^t \alpha e^{-\alpha x} dx = e^{-\alpha t}$$

la función de confiabilidad del modelo exponencial.



Si consideramos un sistema en serie con n componentes, con tasas de falla $\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n$, la ley del producto de confiabilidades es:

$$R_s = \prod_{i=1}^n e^{-\alpha_i t} = e^{-\left(\sum_{i=1}^n \alpha_i\right) t}$$

Dado que el tiempo promedio entre fallas MTFB es el recíproco de la tasa de falla cuando cada componente que falla es reemplazado de inmediato por otro que tiene la misma tasa de falla, se tiene la fórmula del tiempo promedio entre fallas para un sistema en serie de n componentes:

$$\mu_s = \frac{1}{\frac{1}{\mu_1} + \frac{1}{\mu_2} + \dots + \frac{1}{\mu_n}}$$

En el caso de sistemas en paralelo, que tienen sus tasas de falla respectivas $\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n$, la inestabilidad del sistema en el tiempo es:

$$F_p(t) = \prod_{i=1}^n (1 - e^{-\alpha_i t})$$

Así, la distribución tiempo de falla de un sistema en paralelo no es exponencial aun cuando cada uno de sus componentes satisfaga la suposición exponencial. La función tasa de falla del sistema puede obtenerse a partir de la fórmula $Z_p(t) = F_p(t) / R_p(t)$.

$$R_p(t) = 1 - (1 - e^{-\alpha t})^n$$

$$R_p = \binom{n}{1} e^{-\alpha t} - \binom{n}{2} e^{-2\alpha t} + \dots + (-1)^{n-1} e^{-n\alpha t}$$

y el tiempo promedio entre fallas para un sistema en paralelo es:

$$\mu_p = \frac{1}{\alpha} \left(1 + \frac{1}{2} + \dots + \frac{1}{n} \right)$$

2.8 GRADOS DE CONTINUIDAD.

El grado de continuidad del suministro depende del tipo, importancia y características específicas de la carga servida, independientemente de su localización, sin embargo existen otros factores que se deben de considerar: aspectos económicos, características propias del sistema de distribución, localización de cargas con características diversas, y otros que obligan a establecer a los grados de continuidad en función de la zona típica del mercado. Para ello es necesario la adopción de índices de referencia, los cuales permiten el análisis crítico comparativo, entre la situación real de operación de un sistema de distribución y sus índices establecidos, o bien con otros sistemas similares.

Los criterios para establecer los grados de continuidad son variados dependiendo de las políticas de diseño, servicio y operación de cada empresa. Uno de esos criterios es aquel, en el que los grados de continuidad están establecidos dentro de una escala de 1 a 4, siendo el más deficiente el grado 4, que será el límite inferior mínimo.

Las zonas, que se establecen para la práctica de estos grados de continuidad, son seis, los parámetros utilizados para clasificarlas reflejan más la energía requerida en la zona que la confiabilidad, y ello es justificable ya que existe una correlación entre las grandes concentraciones de carga y las necesidades de un grado de continuidad elevado.

Zona tipo A

Las características de esta zona son:

- Número de consumidores: mayor a los 500 000 habitantes.
- Consumo de carga industrial: superior a los 100 000 MWh/año
- Densidad demográfica: alta, mayor o igual a los 2 000 hab/ Km²
- Área urbana: mayor a los 100 Km²
- Densidad de carga: mayor a 1.5 MVA/Km²
- Tipo de edificaciones: vertical acentuado (edificios de más de cinco niveles).
- Grandes centros comerciales o industrias importantes.
- Tipo de alimentación: por medio de tres o más subestaciones de potencia -85 a 230 KV- localizadas en la misma zona, las cuales se encuentran interconectadas lo que permite soportar una o más contingencias.

Zona tipo B

- Número de consumidores: entre 15 000 y 50 000 habitantes.
- Consumo de carga industrial: entre 25 000 y 100 000 MWh/año
- Densidad demográfica: entre 1 500 y 2 000 hab/ Km²
- Área urbana: entre 40 y 100 Km²
- Densidad de carga: *
- Tipo de edificaciones: inicios de crecimiento vertical (edificios de más de cinco niveles)
- Construcción de algunos centros comerciales y/o industrias importantes.
- Tipo de alimentación: por medio de dos o más subestaciones de potencia -85 a 230 KV- localizadas en la misma zona, las cuales se encuentran interconectadas lo que permite soportar una contingencia.

Zona tipo C

- Número de consumidores: entre 5 000 y 15 000 habitantes.
- Consumo de carga industrial: entre 10 000 y 25 000 MWh/año

- Densidad demográfica: entre 1 000 y 1500 hab/ Km²
- Área urbana: entre 10 y 40 Km²
- Densidad de carga: *
- Tipo de edificaciones: vivienda y multifamiliares
- Pequeños centros comerciales y/o industrias medianas.
- Tipo de alimentación: por medio de una subestación de potencia -85 KV- localizada en la misma zona, y no soporta contingencias.

Zona tipo D

- Número de consumidores: entre 1000 y 5 000 habitantes.
- Consumo de carga industrial: entre 2 500 y 10 000 MWh/año
- Densidad demográfica: baja, entre 1 000 y 1 500 hab/ Km²
- Área urbana: entre 3 y 10 Km²
- Densidad de carga: *
- Tipo de edificaciones: vivienda.
- Pequeños centros comerciales.
- Tipo de alimentación: por medio de una subestación de potencia no siempre localizada en la misma zona de carga, y no soporta contingencias.

Zona tipo E

- Número de consumidores: entre 200 y 1000 habitantes.
- Consumo de carga industrial: No existe.
- Densidad demográfica: baja, entre 500 y 1 000 hab/ Km²
- Área urbana: entre 1 y 3 Km²
- Densidad de carga: *
- Tipo de edificaciones: vivienda.
- Pequeños centros comerciales.
- Tipo de alimentación: por medio de una subestación de potencia no localizada en la misma zona de carga, a distancias mayores de 10 Km, sin recursos de absorber contingencia alguna.

Zona tipo F

- Número de consumidores: menor a los 200 habitantes
- Consumo de carga industrial: No existe.
- Densidad demográfica: baja, menor a los 500 hab/ Km²
- Área urbana: menor a 1 Km²
- Densidad de carga: *
- Tipo de edificaciones: vivienda
- Uno o dos pequeños centros comerciales.
- Tipo de alimentación: por medio de una subestación no localizada en la misma zona de carga, a una distancia de 20 Km, sin recursos de absorber contingencia alguna.

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

Grado I. Es un valor que se considera ideal y una vez que se logra tener son mínimas las mejoras a las instalaciones de la red.

Grado 2. El sistema acepta mejoras o instalación de equipo para mayor flexibilidad en la operación y por ello, el menor número de consumidores afectados a menor tiempo de reparación.

Grado 3. Es el número requerido para suministrar un servicio aceptable, admite mejoras substanciales y su objetivo será siempre pasar a otro grado de continuidad superior.

Grado 4. Este grado indica una condición de suministro indeseable y significa que el sistema requiere mejoras substanciales en su diseño, operación y mantenimiento.

Sin embargo estos niveles no satisfacen completamente los requisitos de continuidad necesarios para consumidores, cuyos procesos de producción o actividades sean especiales, es por ello que los grados de continuidad no siempre reflejan el comportamiento del sistema a nivel consumidor; por lo que en ocasiones es necesario calcular la duración total y frecuencia de las interrupciones a consumidores especiales, basándose en ello, las empresas eléctricas proyectan sus redes de tal manera que se puedan atender por escala de prioridades en situaciones de emergencia a los consumidores especiales. Una clasificación de prioridades es:

Consumidores con prioridad A

Dentro de esta prioridad se encuentran aquellos consumidores a los cuales una interrupción, sea de la magnitud que sea, le puede ocasionar:

- ◊ Paralización total de sus actividades, ocasionando pérdidas económicas, sociales y financieras.
- ◊ Riesgos serios en contra la vida humana.
- ◊ Dificultad para reiniciar las diferentes actividades paralizadas.

Ejemplos de este tipo de consumidores: Fábricas de: leche en polvo, cable, hilo, café, vidrio, centro de proceso de datos, emisoras de radio y T.V., hospitales, metro.

Consumidores con prioridad B

Son aquellos consumidores para los cuales, una interrupción no programada ocasiona:

- ◊ Paralización de actividades, pérdida del producto, en ambos casos existe una pérdida financiera.

Ejemplos: Industrias con altos hornos, bancos, estaciones de bombeo y órganos gubernamentales. Este tipo de consumidores debe de tener el mínimo de interrupciones programadas.

Consumidores con prioridad C

Son aquellos para los cuales, una interrupción instantánea no les afecta, sin embargo la falta de energía por un periodo largo puede producir serio daños.

Ejemplos: Oficinas gubernamentales, centros comerciales, hoteles, cines y teatros.

Consumidores con prioridad D

Consumidores domésticos y pequeños comercios.

FACTORES QUE INFLUYEN EN LA CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

La meta primordial de un sistema de energía eléctrica en la actualidad es proveer una adecuada fuente de energía eléctrica a los diferentes usuarios, tan económicamente como sea posible sin tener que restarle al sistema el nivel de confiabilidad.

La confiabilidad, es sinónimo de calidad y continuidad del servicio eléctrico, un método a menudo utilizado para estimar el valor de confiabilidad es determinar las pérdidas monetarias de los consumidores resultantes de las interrupciones del servicio, generalmente para poder determinar el costo de las interrupciones es necesario entender la naturaleza de las interrupciones y la variedad de impactos a los consumidores y a la misma compañía suministradora.

Las diferentes consecuencias debidas a las interrupciones en el sistema pueden ser de tipo económicas, sociales, de corto plazo y/o largo plazo, directas e indirectas.

Una forma de contar con un sistema de alta confiabilidad es contando con materiales y dispositivos, que por si solos cuenten, con una alta calidad de manufactura, así como una óptima planeación del sistema, y contar con un mantenimiento para que el sistema se encuentre en condiciones operables, además que el mantenimiento correctivo sea el mínimo.

De los factores que influyen en la confiabilidad de los sistemas se deben considerar los siguientes:

3.1 FALLAS.

Dado que la definición de confiabilidad es la probabilidad de la operación correcta de un sistema, es evidente que los elementos que componen al sistema tienen una influencia decisiva sobre la confiabilidad del sistema. Los componentes pueden ser elementos simples como el cable, interruptores, transformadores, postes, aisladores, protección de fallas integrado en el sistema, etc.

La influencia de la confiabilidad de un sistema por sus componentes sobre el mismo, sugiere la conveniencia de estudiar el comportamiento de los componentes.

TIPOS DE FALLAS

Un componente puede fallar de forma catastrófica, por degradación, o de un modo indeterminado. Las fallas eléctricas usualmente son temporales, permanentes, o con parámetros fuera de especificación. La falla mecánica es básicamente un cambio químico o físico. Para estudiar las distintas formas de colapso se agrupan en tres categorías: fallas prematuras, fallas por desgaste, y fallas casuales.

Fallas prematuras

Las fallas prematuras son causadas por diversos factores, incluyendo la fabricación deficiente, el uso de materiales defectuosos, los ineficientes de procesos de control, daños causados por el transporte y por el ensamble y por errores de instalación.

Algunos ejemplos de fallas prematuras son: soldaduras deficientes, empalmes de cables, sellos herméticos, conexiones incorrectas, contaminación sobre las superficies, impurezas químicas en metales y en los encapsulados, entre otras.

Para los componentes electrónicos, los agentes más destructivos son las altas temperaturas debidas a los sobrevoltajes, y la humedad del medio ambiente.

Por medio de un control de calidad a través de las pruebas de laboratorio antes de utilizar los componentes permite una reducción de este tipo de fallas

Fallas por desgaste

Este tipo de fallas son causadas por el deterioro o esfuerzo que sufren los componentes de un sistema, que se encuentra en operación, expuestos al medio ambiente; existen excepciones en las que el desgaste es causado por acciones químicas o físicas.

Algunas fallas por desgaste son: oxidación, corrosión, debilitamiento o rompimiento de los encapsulados, etc.

Para contrarrestar este tipo de fallas es posible substituir en intervalos regulares aquellos elementos, que se sabe tienen un desgaste considerable; en el caso de que se encuentren en un lugar poco accesible deberán de protegerse para prolongar su vida útil.

Fallas casuales

Son aquellas fallas imprevisibles, ocurren en intervalos aleatorios, irregulares e inesperados, no es posible predecir cuando ocurrirá una falla, por lo que no obedecen a ninguna regla de comportamiento colectivo. En general no es fácil eliminar este tipo de fallas casuales por lo que se han desarrollado técnicas de confiabilidad para reducir las posibilidades de que ocurran y tener un mínimo número de veces en que se dará en un determinado intervalo de tiempo.

La teoría y la práctica de confiabilidades hacen la distinción entre fallas prematuras, por desgaste y casuales de los componentes del sistema

PRINCIPALES FALLAS MECÁNICAS EN SEMICONDUCTORES.**Fallas en los encapsulados**

Degradación del vidrio fundido causando fallas en el aislamiento.

Problemas de compatibilidad

Penetración de humedad e impurezas

Imperfecciones en la terminación de los materiales

Roturas por esfuerzos en los encapsulados o en el vidrio fundido

Diferentes coeficientes térmicos de expansión de los encapsulados, terminales, y cubiertas

Fallas visibles en la cubierta

Rotura de una gran parte de la cubierta

Rotura de las conexiones

Rotura e imperfecciones debido al deficiente trazo de las pistas

Acoplamiento defectuoso de la cubierta al sustrato

Contacto térmico incompleto

Rotura de la unión del sustrato a la cubierta

Corto circuito en la soldadura o en el material epóxico

conexión de cables

Excesiva presión en las conexiones

Mala colocación de los cables, cruzamiento de los cables, amarres demasiado largos, conexiones de gran tamaño

Deformación debida al esfuerzo mecánico del cable durante el procedimiento de conexión

Roturas microscópicas debidas al dobléz demasiado agudo en las conexiones

Roturas físicas debido al dobléz demasiado agudo en las conexiones

Rotura en los cables de aleación Si-Al (1 por ciento SiAl)

Movimiento de electrones en cables de aluminio

Corrosión en uniones intermetálicas de oro-aluminio

Conductores de aluminio

Rotura en los conductores de aluminio debido al esfuerzo

Fallas por metalización en el contacto de ventanas

Pudelado en contactos

Fallas de adhesión

Movimiento de electrones en uniones

Corrosión

Fallas dependiendo del tamaño del grano

Deformación y rotura por presión

Fallas debidas a la inestabilidad del sistema de metalización

Reconstrucción de la superficie de aluminio por metalización

Fallas geométricas en conexiones con mal diseño

Lixiviación de metalización por soldadura

Chisporroteo entre "electrodos"

Fallas en conexiones por esfuerzos de expulsión

Conductores de oro

Movimiento de los electrones

Degradación de la metalización del oro a altas temperaturas

Formación de corrosión en la doble capa de metalización de oro

Oxidación térmica

Impurezas iónicas debido al óxido

Iones en la superficie debido al óxido

Fallas debido a la formación de óxido en circuitos multicapas.

Pequeños agujeros durante el proceso para obtener un circuito impreso

Rotura o rasguños en superficies de óxido

rompimiento eléctrico del óxido

La unión de substancias extrañas

Conductor de aluminio para interconectar subcapas

Reacciones térmicas de conexiones de silicio

Capas porosas de aluminio en las ventanas de contacto

Defectos de diseño y fallas en la unión de Silicio

Diseño impropio

Defectos en materiales de unión

Centros de recombinación-generación en la interconexión de dióxido de silicio de silicio para dispositivos planares y retención de los portadores en el dióxido silicio

Fallas de difusión.

FALLAS TEMPORALES Y PERMANENTES

A nivel Sistema las fallas se clasifican, de acuerdo con su naturaleza, en temporales o permanentes.

Falla temporal

Una falla temporal o transitoria se define como aquella que puede ser librada antes de que ocurra algún daño serio al equipo o a las instalaciones. Un ejemplo de fallas temporales son los arcos que se producen en los aisladores debido a sobretensiones por descargas atmosféricas, "el galopoo" de los conductores (debido a vientos, o sismos), o por contacto con las ramas de los árboles. Si no se atiende una falla temporal puede convertirse en una falla permanente.

Falla permanente

Una falla permanente es aquella que persiste a pesar de la rapidez con la que el cortocircuito se desenergiza. Si dos o más conductores desnudos en un sistema aéreo de distribución se juntan debida a rotura de postes, cruceta o conductores, la falla será permanente .

En el caso de los sistemas de distribución subterráneos, las fallas son de naturaleza permanente, que por lo general son: fallas de aislamiento del cable debido a sobrevoltajes y roturas mecánicas del cable.

Al existir una falla permanente, el sistema de protección con que cuenta el sistema deberá de aislar la falla de las secciones no falladas del sistema, una segunda función del sistema de protección, es desenergizar rápidamente fallas transitorias antes de que se presente algún daño serio que pueda causar una falla permanente, cuando el sistema de protección actúa de forma correcta el usuario experimenta sólo una falta de energía transitoria.

REDUCCIÓN DE FALLAS

Cualquiera que sea la causa de la interrupción, esta debe de ser determinada antes de elegir entre un rango de soluciones. A continuación se enlistan algunos problemas y sus posibles soluciones para los sistemas de distribución aéreos:

| PROBLEMAS | POSIBLES SOLUCIONES |
|---------------------------|---|
| ÁRBOLES | <ul style="list-style-type: none"> a) Dar mantenimiento periódico b) Utilizar cable aislado para árboles c) No pasar la ruta del cable por zonas arboladas d) Instalar dispositivos de protección para limitar el alcance de las interrupciones causadas por los árboles. |
| FALLAS DE EQUIPO | <p>Evaluar los siguientes factores:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Nivel de aislamiento b) Capacidad de carga c) Capacidad de interrupción d) Resistencia a la corrosión e) La calidad de los diferentes componentes |
| RAYOS | <ul style="list-style-type: none"> a) Usar aisladores con un BIL mayor b) Líneas de distribución blindadas c) Uso de apartarrayos d) Aumentar los seccionadores e) Contar con una buena red de tierras |
| ANIMALES/OBJETOS EXTRAÑOS | <ul style="list-style-type: none"> a) Aumentar el espaciamiento entre conductores b) Reemplazar el cable desnudo y conectores con conductores aislados c) Instalar protecciones de animales en forros y protecciones de equipo. |
| POSTES DAÑADOS | <ul style="list-style-type: none"> a) Utilizar materiales resistentes b) Reemplazar postes de madera c) Ubicarlos después de la guarnición de la banqueta |

3.2 EVALUACIÓN DE CALIDAD DE LOS DIFERENTES ELEMENTOS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Cables.

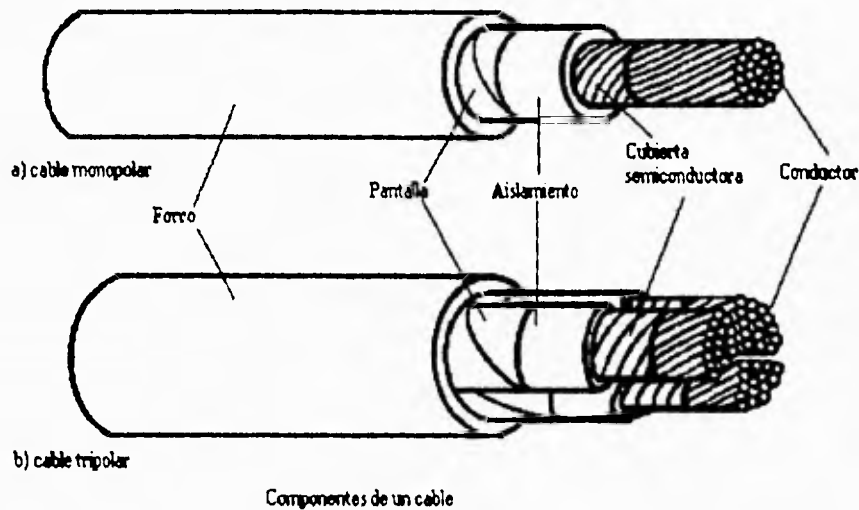
Los compuestos poliméricos que se utilizan en el recubrimiento de los cables eléctricos de baja tensión han tenido un desarrollo tecnológico bastante grande, con el fin de buscar la confiabilidad de las instalaciones eléctricas desde diferentes puntos de vista.

en muchas ocasiones a pesar de que desde el punto de vista eléctrico se hayan definido las características del cable en una instalación, no siempre es evidente la selección de las características físicas y químicas de los materiales de aislamiento y cubierta o bien del cable en su conjunto, es por esto que se considera necesario hacer un análisis de las propiedades de los materiales utilizados en la construcción del cable, así como del cable mismo.

En la construcción de un cable de baja tensión se encuentran involucrados cuatro tipos de materiales:

- Materiales poliméricos
- Cintas no metálicas
- Metales
- Materiales textiles

Las propiedades finales del cable están relacionadas con las propiedades particulares de los materiales utilizados en su construcción, así como el diseño también contribuye a que se garantice una operación confiable y eficiente.



Materiales poliméricos. Son utilizados como aislamiento, cubierta y en algunos casos como relleno, los compuestos que son comúnmente utilizados como aislamiento y cubierta son generalmente basados en el PVC, Polietileno de alta y baja densidad, Polietilenos clorados, clorosulfonados y Poleofinas especiales

Cintas de materiales no metálicos. Se utilizan para diferentes funciones, ya sea como simples cintas reunidoras para conformar cables multicolores, como separadores par evitar la adherencia entre diversos componentes del cable o bien como barrera térmica; en algunas ocasiones se utilizan cintas con propiedades semiconductoras, dependiendo del diseño eléctrico del cable.

Materiales metálicos. Los materiales metálicos están relacionados fundamentalmente con dos funciones, la primera de ellas está ligada al comportamiento eléctrico del cable, ya sea en la conducción de la energía o como pantallas electrostáticas y la segunda a la protección mecánica del cable en forma de armaduras. La calidad del cable está comprometida en gran medida con la pureza y el proceso metalúrgico de los metales que cumplen la función de conducción de energía, utilizándose generalmente cobre o cobre estañado; su disposición, número y tipo de conductor estará determinado por el diseño del producto y las necesidades propias del tipo de aplicación, por ejemplo, cobre estañado en lugares corrosivos o en donde se necesite una gran flexibilidad. Las pantallas electrostáticas están construidas generalmente de cintas o hilos de cobre. La segunda función es la protección del cable, para ello requiere tener buenas propiedades

mecánicas, como las que posee el acero, o resistir al ataque químico, como en el caso del monel, y en algunas ocasiones materiales con características específicas que satisfacen requerimientos especiales.

Materiales textiles. Están relacionados principalmente a los materiales de relleno, ya sea como centros de aplicación de compuestos poliméricos o como amortiguamiento en la aplicación de armaduras.

Aislamiento.

La coordinación de aislamiento es el proceso de relacionar la resistencia de aislamiento de los equipos, con los sobrevoltajes esperados y con las características de los elementos de protección contra sobrevoltajes. se puede considerar como un conjunto de disposiciones, encaminadas para que los equipos eléctricos de una instalación tengan un margen de seguridad.

El nivel básico de aislamiento al impulso de un equipo se fija en función del voltaje nominal de operación, quedando definida la resistencia de aislamiento que debe presentar a las sobretensiones que se presentan. Un nivel de voltaje puede tener diferentes niveles de aislamiento dependiendo de las características de aterrizamiento y de los pararrayos usados.

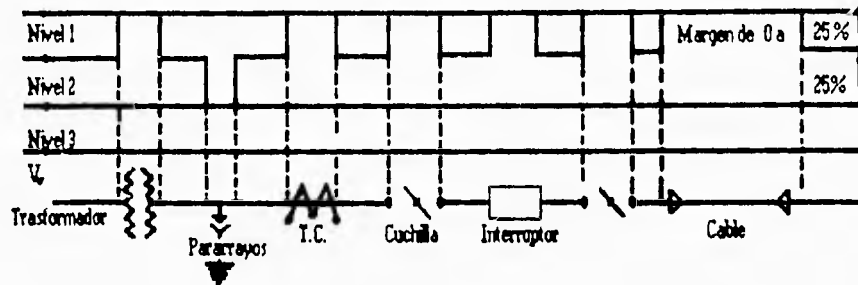
Los diferentes elementos del Sistema de Distribución deben obedecer al ordenamiento de los niveles de aislamiento de los diferentes equipos, de tal manera que al presentarse una onda de sobretensión, ésta se descargue a través del elemento adecuado, sin producir arcos ni daños a los equipos adyacentes. La coordinación de aislamiento se refiere a la correlación entre los esfuerzos dieléctricos aplicados y a los esfuerzos dieléctricos resistentes.

El nivel de aislamiento del sistema eléctrico es definido de acuerdo a los esfuerzos originados por la presencia de tensiones transitorias y de frecuencia fundamental en diferentes equipos del sistema de distribución.

En el caso de una línea de distribución, el aislamiento debe ser suficientemente confiable en su operación en las diferentes condiciones atmosféricas que se presenten, sin embargo un diseño que no considere salidas por falla de aislamiento por la presencia de sobrevoltajes será exageradamente caro.

Las descargas atmosféricas representan un gran problema en la confiabilidad, por lo que los diseñadores deben evaluar los sistemas de distribución ya existentes y revisar los requerimientos de diseño para reducir las desenergizaciones causadas por los rayos. El nivel básico de aislamiento (BIL) de un sistema de distribución es importante para la protección de líneas de distribución contra rayos. Las líneas de distribución deben ser construidas para obtener un BIL que asegure que solo los impactos directos a la línea causarán fallas. En los sistemas de distribución el BIL puede variar de 60 kV a 3000 kV, dependiendo de la frecuencia y la magnitud de los impactos de los rayos.

En un Sistema de Distribución es muy importante coordinar los aislamientos entre todo el equipo de la instalación, para ello se consideran tres niveles de aislamiento:



3.3 PLANEACIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

CONSIDERACIONES GENERALES.

Los procedimientos para la planeación y diseño de los sistemas de distribución constan de tres partes fundamentales como son: las consideraciones generales, el diseño del sistema y el diseño del equipo; como es de esperarse los factores que intervienen son de tipo económico, civil, mecánico, administrativo, de automatización y por supuesto eléctrico.

En México la planeación de las redes de distribución debido al desarrollo económico con el que cuenta dentro de las consideraciones generales están:

- Normatividad nacional e Internacional: con ello se logra tener una seguridad tanto para el personal que laborará como para el equipo.
- Simplicidad: con esta característica la red a construirse será más fácil de instalarse y de operar.
- Condiciones climáticas: Si se toman en cuenta las diferentes cuestiones climáticas de los diferentes puntos del país, se transforman los posibles riesgos para la red en aliados de la misma.
- Mantenimiento-política de piezas de repuesto: es importante la utilización de dispositivos que después de instalada la red, se puedan reemplazar en caso de ser necesarios, teniendo la red la capacidad de adaptabilidad de dispositivos sustitutos en caso de que los primeros tenga una obsolescencia.
- Adiestramiento del personal: Este es un factor importante que se debe de cubrir antes de tener la red, ya que de no ser así, se tiene que recurrir a que personal extranjero opere y mantenga la red.
- Confiabilidad de los componentes: El realizar el estudio de cada uno de los componentes de la red, como son alimentadores, fusibles, transformadores, cables, etc. Elevará en conjunto la confiabilidad de la red.
- Alimentación desde el sistema de potencia: Con ellos se evita tener que subtransportar la energía, teniendo gastos mayores de infraestructura.
- Optimización de costos: Es necesario realizar un estudio cuidadoso de los fondos con los que cuenta la creación de la red para poder tener al final un sistema óptimo.

- Alteraciones ecológicas: Actualmente se debe realizar un estudio que nos indique las posibles alteraciones al entorno ecológico ya que de no ser así se corre el riesgo de no obtener el permiso para llevar a cabo la red.

El diseño del sistema en sí requiere de varios factores y necesidades a cubrir:

- Automatización del sistema: Con ello se logra tener una mayor simplicidad de operación, así como elevar la confiabilidad del sistema, reduciendo posibles fallas al mínimo.
- Tasa de crecimiento de las cargas: Es importante y de vital importancia para la red saber el tipo de carga a la cual va a poder alimentar y por cuanto tiempo.
- Selección de estructuras: A partir de los estudios de las cargas, es fácil seleccionar estructuras de alta tensión (AT), mediana tensión (MT) y baja tensión (BT).
- Localización de la subestación: Es importante localizar en un punto estratégico la subestación, ya que con ello se podrá tener una mejor operación de la red.
- Selección de la tensión de alimentación: Esta debe estar de acuerdo con las cargas.
- Análisis de cortocircuito: Se debe realizar para poder instalar las debidas protecciones a la red y utilizar los debidos relevadores y fusibles.
- Protección contra sobrevoltajes: Instalación de hilos de guarda, así como de pararrayos y apartarrayos.
- Diseño de la red de tierras: Con el estudio de la red de tierras se evitarán pérdidas por fugas, además se brindará una mayor seguridad para al personal que opere en la subestación.

En cuanto al diseño del equipo:

- Diseño de las subestaciones de distribución: toda la obra mecánica, civil, y eléctrica, aquí se incluyen interruptores, transformadores y edificios.
- Optimización del calibre: ya sea para líneas aéreas o subterráneas.
- Equipo de emergencia: Este equipo permite la supervisión de la carga y automatización del sistema para la operación en condiciones normales y anormales del sistema.

ESTUDIO ECONÓMICO.

En México se tienen varios aspectos que se tienen que afrontar como son la falta de personal capacitado para operar y mantener la red, los fondos económicos necesarios para instalar una estructura con un alto costo de inversión, falta de normas nacionales acordes con las internacionales.

El estudio de las redes de distribución en un principio fue basado de acuerdo a la inversión y las pérdidas de la red, tomando en cuenta las variaciones del voltaje máximo de caída y tomando en consideración un número máximo anual de interrupciones.

El siguiente estudio presenta un método de cálculo económico de los términos fallados en función del costo, es decir, tomando en cuenta la inversión y los gastos de operación.

Para poder contrarrestar el problema de la calidad del servicio, en primer lugar hay que clasificar las principales fallas que existen en el servicio que pueden ser:

- Ausencia momentánea de tensión.

- Variaciones de larga duración del voltaje usual.
- Cortes pequeños (micro-cortes) o pequeñas variaciones en el voltaje.
- Oscilaciones.
- Existencia de armónicas en el voltaje.

De manera general, es obvio que el problema es encontrar la optimización total entre la calidad del suministro de la energía eléctrica, la capacidad del equipo para sostener las fallas, y los efectos resultantes para los consumidores afectados. El tomar en cuenta las inconveniencias que sufren los consumidores, ayuda a mejorar el sistema. El objetivo de este estudio es colocar a disposición de los consumidores un sistema de distribución, el cual corresponda a un costo mínimo para toda la población, y al mismo tiempo elevar el nivel de servicio en las zonas que se requiera.

El estudio para un costo mínimo implica tomar en cuenta los costos de distribución (gastos de inversión y de operación) y el costo de las pérdidas sufridas por los consumidores, debidas a las deficiencias del servicio. Sin embargo, la diversidad de los usos y las limitaciones técnicas no permiten obtener una economización para todos los consumidores, es por ello que se deben clasificar en tres categorías a los consumidores:

- Cliente "Normal", que corresponde a la mayoría de los usuarios, el cual puede satisfacerse mediante las estructuras típicas.
- Un cliente "adaptable", es aquel que puede aceptar como satisfactorio un nivel bajo de calidad a cambio de una compensación en el precio.
- Un cliente "sensible", es aquel que requiere de arreglos y dispositivos especiales de suministro (dispositivos, interconexiones).

Si el costo de instalación y de operación del sistema puede evaluarse con gran exactitud, es más difícil valorar los inconvenientes que sufren los consumidores. En cuanto a este tipo de cliente la sensibilidad varía en función del uso, localización, y nivel socioeconómico. Por medio de un consenso se ha demostrado la complejidad de esta evaluación, teniéndose como única alternativa la investigación de campo para valorar de cada cliente sus pérdidas ocasionadas por la falta de energía.

Para simplificar el estudio se toma el factor:

El número de Kw/h cortados, para fallas en servicio.

Esta indicación no toma en cuenta el número de usuarios, lo cual significa que se atribuye un valor promedio de inconvenientes por watt-hora, sin tomar en cuenta el uso. Una variación del costo unitario de los inconvenientes depende de alguna forma en función de la duración la falla.

La optimización económica determinada de esta manera no puede llevarnos a tener un solo criterio, para los casos limitados de bajo consumo y donde el costo para mejorar las estructuras es alto.

En cuanto a la continuidad, parece deseable no exceder el siguiente patrón mensual: un corte de larga duración o de 7 a 8 cortes pequeños en este periodo de un mes.

PRINCIPIO GENERAL DE CONSIDERACIÓN DEL SERVICIO DE CALIDAD.

Para cuantificar la calidad del servicio, se puede aplicar el siguiente modelo matemático:

$$\sum_{t=0}^T \frac{I_t + E_t + D_t}{(1+i)^t} - \frac{V(t)}{(1+i)^T}$$

donde:

I_t : La cantidad de inversiones en el año t.

E_t : La cantidad de gastos de operación en el año t.

D_t : Costo esperado de las fallas en la calidad del servicio en el año t.

- $V(t)$: Valor del uso del sistema del próximo año T .
 i : índice de conversión supuesto constante $(0, T)$
 • la unidad de todos estos valores calculados es el dinero.

INECUACIÓN DE CAMBIO DE ESTADO.

Una estrategia óptima para poder calcular el tiempo de servicio de las estructuras, es mediante el uso de las inecuaciones conocidas como "cambio de estado".

Para simplificar, se consideran los periodos en intervalos de años, que al final de su vida θ , el costo de la estructura es I , y será remplazada por otra igual.

La siguiente inecuación describe el año t , que es el comienzo en el cual una estructura debe ser puesta en servicio:

$$I \frac{i}{I+i} \left(\frac{I}{I - \left(\frac{I}{I+i} \right)^\theta} \right) \leq \Delta E_t + \Delta D_t$$

En la mayoría de los casos, tomando en cuenta la larga duración de vida de las estructuras, o que de hecho la obsolescencia no es una razón para cambiar la estructuras, se omite el término $\left(\frac{I}{I+i} \right)^\theta$, quedando la inecuación:

$$I \frac{i}{I+i} \leq \Delta E_t + \Delta D_t$$

Esta inecuación sirve para ajustar anualmente la fecha óptima para colocar las estructuras en servicio. En efecto es correcto y generalmente aceptado que las pequeñas variaciones en las hipótesis de estudio existan, por ejemplo: el ritmo del desarrollo del consumo de una área, que se ha empezado a considerar sin requerir de la consistencia de la estrategia óptima del sistema desarrollado, o las fechas aleatorias en que se deben ser puestas en servicio, en estas condiciones la inecuación de cambio de estado permite ajustar la fecha para colocar la primera estructura en servicio, sin tener que realizar un estudio completo otra vez.

La principal dificultad para poner en práctica estos principios teóricos, es la deficiente naturaleza de los cálculos, mediante los cuales se evalúan las faltas en la calidad del servicio, por lo que llegan a ser un poco complejos y tediosos.

La planeación de la corriente puede llevarse acabo usando elementos previamente establecidos y cambiando la fecha óptima para cada estructura, por medio de la inecuación de cambio de estado.

Actualmente una dificultad extra se origina a partir de las restricciones financieras, lo cual significa que la estrategia óptima no es necesaria para poder ejecutar en el tiempo oportuno.

En un principio estas restricciones financieras deben ser a corto plazo, de no ser así el índice de conversión utilizado deberá tener una incidencia. En este caso, se puede considerar que las estrategias óptimas son modificadas ligeramente por estas restricciones y no afectan, y pueden llevarse a cabo para cada año, de acuerdo con la clasificación de otras estructuras por medio de su índice directo de rentabilidad definido como la relación que la estructura que debe presentar en el nivel que opera y el perfeccionamiento en la calidad del servicio.

Así, el costo de inversión es:

$$\delta = \frac{\Delta E_t + \Delta D_t}{I}$$

Esto es posible para seleccionar las inversiones en función de δ decreciendo los créditos vencidos.

3.4 EVALUACIÓN DE LOS INCONVENIENTES EN EL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN.

Para poder obtener una cierta calidad, se debe determinar un medio para cuantificar las fallas del sistema en unidades defectuosas, y así seleccionar el costo de unidad defectuosa, el cual en el aspecto económico representará la inconveniencia causada al consumidor.

EVALUACIÓN DEL SERVICIO DE CONTINUIDAD.

Primero se hace una distinción entre dos tipos de usos:

Usos industriales. En este caso las inconveniencias de los cortes dependen de la duración y la frecuencia, generalmente se puede admitir que para un sector industrial, el daño ocasionado por un corte de energía eléctrica P con duración t se puede aproximar como:

$$(a + bt + ct^2)P$$

Analizando este modelo matemático, el término aP representa los resultados inmediatos del corte (desorganización de la producción, pérdidas de materiales procesados, pérdidas de percepciones de los consumidores, debido a las fallas del sistema), y que puede ser reducido por medio de una notificación de la suspensión del servicio por parte de la compañía suministradora.

El término bPt es proporcional a la energía no distribuida, es decir es la representación de una falla temporal en el proceso.

El término ct^2P , es para representar las fallas de larga duración, en ciertos casos puede describir deterioros en la planta de producción (Cubas electrolíticas, turbinas deterioradas, etc.....) en otros una reacción en cadena de desorganización de los procesos de produccióny por último muy generalizado, el crecimiento de la irritación de los consumidores debido a la ineficiencia de la compañía suministradora.

Usos domésticos. Existen dos tipos de usos dentro de los hogares que son: los no-continuos (iluminación, T.V., aparatos electrodomésticos, etc.) para los cuales el daño ocasionado se puede aproximar según el modelo anterior.

En el caso de usos continuos (refrigeración) una falla temporal puede sostenerse, sin embargo cuando se presenta una duración de falla larga puede causar considerables inconvenientes, para este caso el costo del daño hecho durante un periodo t toma la forma de:

$$b(1 + \frac{c}{b}t)Pt$$

$$(b + \frac{c}{b}bt)Pt$$

$$(b + ct)Pt$$

En el campo de trabajo.

En general, las fallas son calculadas mediante el valor de los watts garantizados (para el sistema en el que ocurre el incidente), que es un estándar de carga, típico de la demanda del área estudiada. En el caso de fallas de larga duración donde la energía varía sobre un período, los diagramas permiten el cálculo rápido del equivalente de la falla en función del tiempo que se requiere para repararla, la profundidad de la falla (lo relacionado con la energía garantizada entre la energía demandada y el tipo de zona).

3.5 OPERACIÓN DE LA RED.

Redes radial y paralela

Desde el punto de vista operacional existen dos estructuras básicas en los sistemas de distribución la radial y la paralela.

Un sistema radial es el que tiene la operación más simple, el más antiguo y el de más utilizado, debido a que el alimentador radial es el más económico, pero es el sistema menos confiable de todas las estructuras, ya que el suministro a las diferentes cargas puede interrumpirse por alguna falla que se presente en cualquier sección. La red radial se emplea en los tres tipos de construcción que existen:

- Red aérea
- Red mixta
- Red subterránea

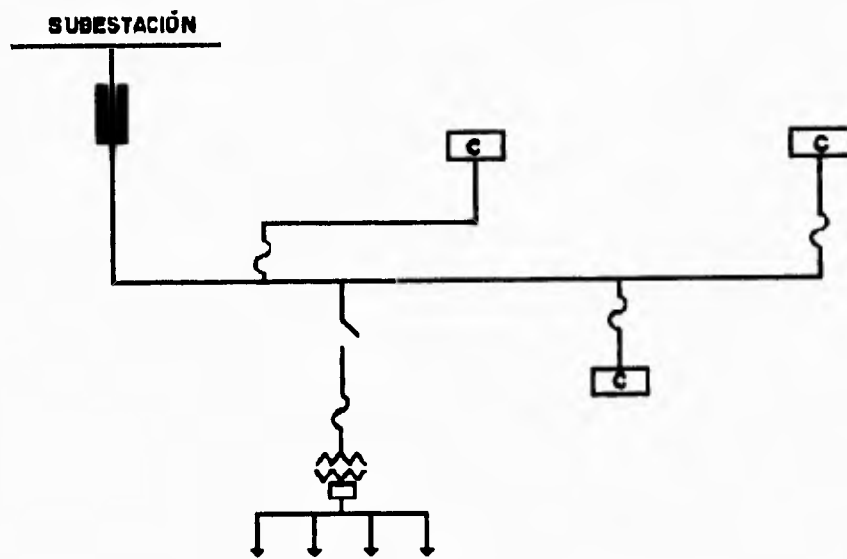
La red radial aérea es de gran sencillez para ser utilizada para alimentar zonas residenciales, comerciales, de carga industrial baja y rurales. Los elementos principales en esta red son: transformadores, cuclillas, seccionadores, cables, etc., se instalan en postes o estructuras de distintos materiales.

La radial subterránea consiste en cables troncales que vienen de una subestación y de cables transversales que ligan a las troncales. La sección del cable que se utiliza debe ser uniforme.

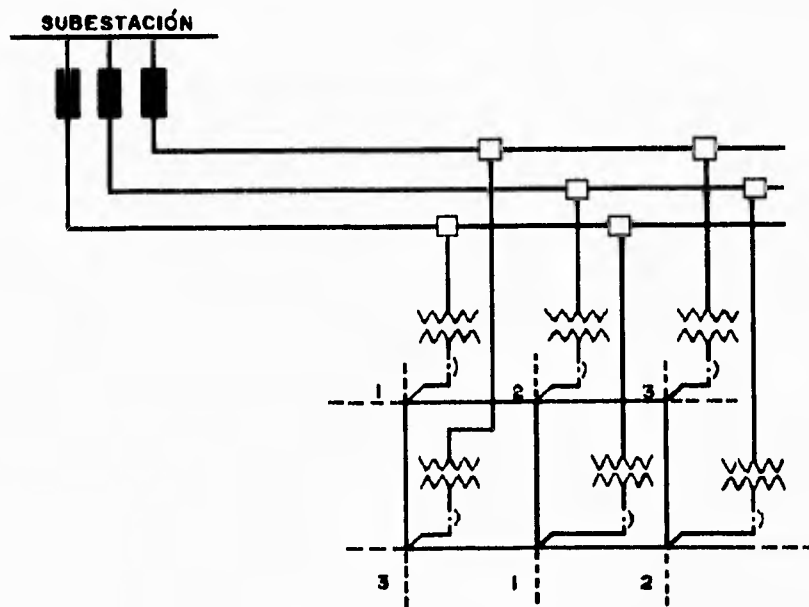
Su aplicación es en aquellas zonas cuyas densidades de carga son elevadas y con tendencia al crecimiento. En caso de emergencia los alimentadores deberán soportar la carga adicional que se les asigne, de acuerdo con la capacidad del equipo y del cable, esta es la razón por la que la estructura debe contar con cable de igual sección.

La radial mixta es una combinación de las dos anteriores, sus alimentadores secundarios van directamente enterrados en lugar de ir en los postes, su principal cualidad es su discreción, ya que elimina gran cantidad de conductores aéreos, dando un resultado estético y disminuyendo notablemente el número de fallas en la red secundaria, aumentando la confiabilidad del sistema, el tipo de cable empleado es de aislamiento extruido directamente enterrado.

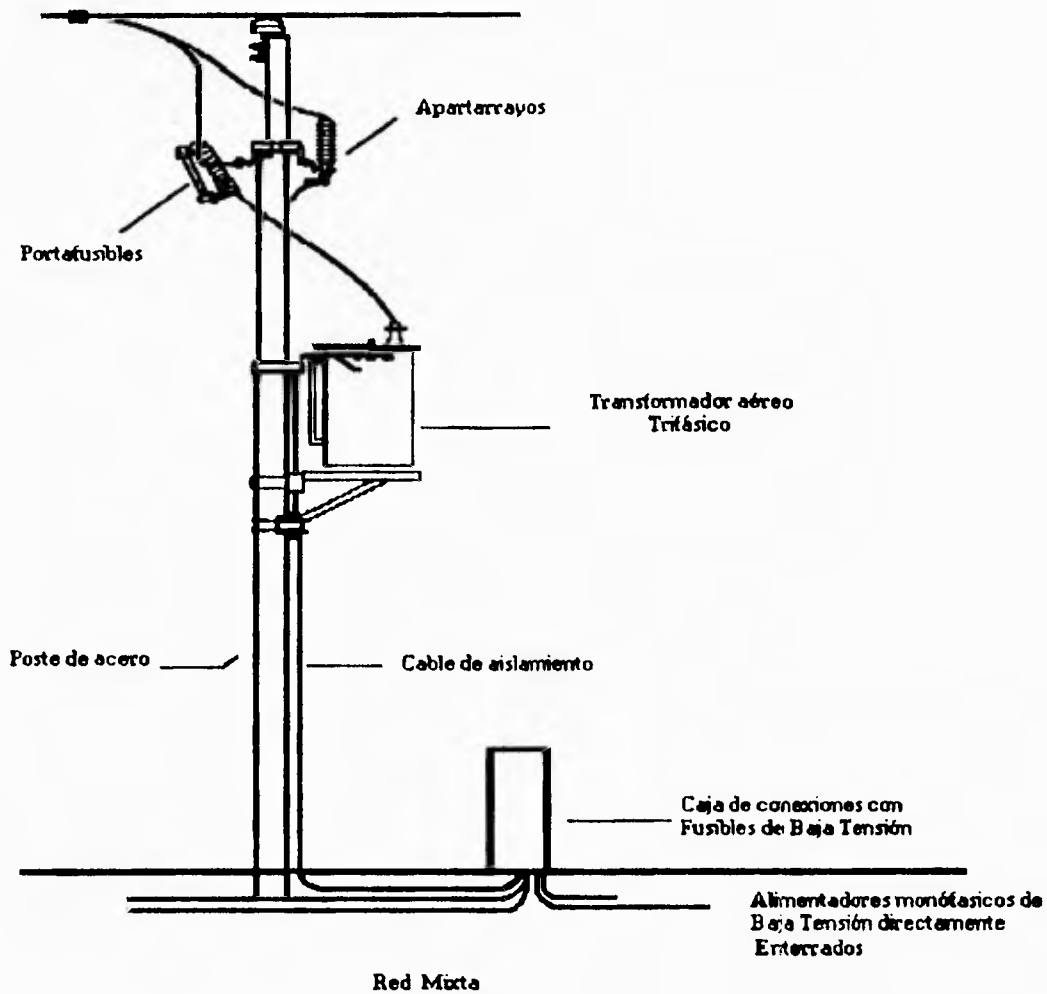
La operación en paralelo se utiliza en las redes de baja tensión, con este tipo de redes se tiene una estructura sencilla en la red primaria, donde la subestaciones están conectadas en simple derivación radial, la continuidad de la red de baja tensión se basa en la operación en paralelo. Las protecciones sólo existen en las salidas de los alimentadores de la red y a la salida de los transformadores. La eliminación de las fallas en los cables de la red de baja tensión se realiza por autoextinción o bien con fusibles limitadores colocados en los extremos de los cables.



Red de operación radial sirviendo cargas en mediana y baja tensión



Red de operación en paralelo en la baja tensión.



Redes automáticas

El transportar energía eléctrica y la misma explotación de las fuentes naturales de energía representan un impacto tanto ecológico como financiero que es provocado por el alto costo energético, los estudios más recientes muestran que una opción para solucionar este inconveniente es la implementación de un sistema automatizado en la red de distribución, teniendo como resultado una red de distribución más eficiente eléctricamente y operacionalmente hablando, es decir reduciendo costos de operación y mantenimiento.

La automatización permite realizar las funciones básicas de la operación de un sistema eléctrico con una alta calidad de servicio tanto en el aspecto de protección, control y monitoreo. Las funciones de la automatización en los sistemas de distribución se llevan a cabo desde la subestación de alimentación hasta

los usuarios. Antes de la devaluación en México se estaba desarrollando la implementación técnica y económica de los sistemas de automatización en las redes de distribución dejando atrás la marginación de automatización en las redes de distribución.

Un sistema de distribución automático tiene la capacidad de ejecutar las funciones de un operador, la diferencia radica por ejemplo que en el caso de una falla y restauración del servicio, se realiza a nivel subestación usando microcontroladores que reaccionan como un operador, este proceso permite el acceso a información a diferentes bases de datos como lo debe de hacer un operador, y para reparar una o varias fallas las "estudia" y las jerarquiza en base a prioridades especificadas previamente, después de que las fallas han sido atendidas, el microcontrolador reporta lo sucedido al centro de operación, la diferencia que existe es de horas contra minutos.

Este tipo de redes proporcionan dos tipos de ahorro relacionados con las interrupciones: ahorro de operación y ahorros relacionados a los daños ocasionados a los consumidores.

Los ahorros operacionales pueden incluirse en diversas áreas, tales como ahorros de combustible de generación a través de la reducción de las pérdidas en los sistemas de distribución, la reducción de costos de personal para el servicio de conexión y reducción del costo debido a las reducciones de la energía que es robada.

3.6 MANTENIMIENTO.

PREVENTIVO Y CORRECTIVO

Los problemas que ocasionan los terrenos con una alta resistividad y la contaminación que se deposita en los equipos y aisladores de las redes de distribución aérea de la zona metropolitana actualmente se solventan mediante un mantenimiento adecuado que se deriva de algunas técnicas estadísticas, análisis de resultados obtenidos y además recomendaciones.

Los elementos de la red de distribución están expuestos a la acción del medio ambiente, como son el viento, la lluvia, y los cambios de temperatura, entre otros. De igual manera están expuestos a sufrir daños por acciones humanas tales como postes chocados, objetos colgados, vandalismo, y otros, es por ello que sea debe realizar un mantenimiento adecuado, que puede ser correctivo, cuando la energía es interrumpida por una falla o preventivo que es un mantenimiento programado, el cual tiene por objeto minimizar el número de fallas, así como para disminuir el tiempo de interrupción del servicio.

Un programa de mantenimiento debe tener un relatorio de las fallas, en el cual se anotan el tipo de falla, su causa probable, el tiempo de interrupción, las maniobras efectuadas, podemos sintetizar toda esta información de la siguiente manera:

- Causa de fallas más comunes
- Pronósticos de fallas en intervalos de tiempo
- Determinación de los lugares críticos de falla
- Número total de fallas
- tiempo de interrupción
- Comportamiento del alimentador en diferentes épocas del año

También se deben efectuar revisiones continuas mediante recorridos para detectar:

- Ramas de árboles en las líneas
- Objetos extraños sobre las líneas
- Postes dañados

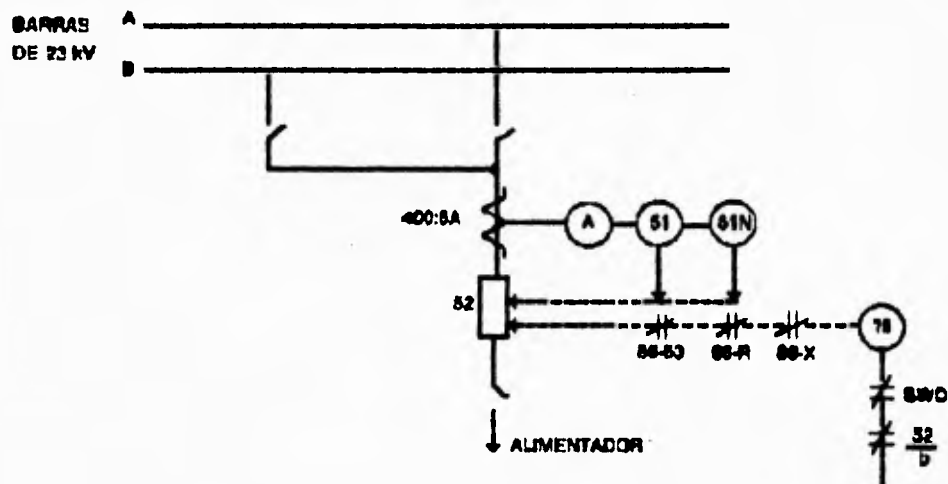
- Equipos flameados
- Porcelanas rotas, etc.

Con toda esta información de los relatorios y los recorridos se elabora un programa de mantenimiento.

MANTENIMIENTO EN ALIMENTADORES.

Uno de los dispositivos que se encuentra instalado a gran escala en los sistemas de distribución, son los alimentadores, por tal motivo se hace necesario un mantenimiento selectivo recurriendo a mecanismos tales como: estadísticas de fallas, años de operación, importancia del servicio, entre otros. También existen alimentadores que a pesar del mantenimiento recibido no responden en forma satisfactoria. Sin embargo es necesario aclarar que los recursos con que se cuentan no son los suficientes y puede llevar algún tiempo lograr que un alimentador conflictivo se comporte adecuadamente. Los alimentadores desde su construcción reciben un mantenimiento continuo y a pesar de ello su índice de fallas es elevado.

Analizando los alimentadores COA-21, COA28, pertenecientes a la subestación de Coapa, se encontró que el principal problema son las malas conexiones a tierra en los equipos de protección instalados contra sobretensiones como son el caso de los apartarrayos y el hilo de guarda, esto se debe a la alta resistividad del terreno constituido por roca, además el alto nivel cerámico y del alto promedio de descargas atmosféricas. La solución a estos inconvenientes es el colocar electrodos efectivos con valor de 25 ohms, teniendo un alto costo económico y humano.



Los alimentadores generalmente están implementados por el esquema de protección de sobrecorriente por medio de los relevadores de sobrecorriente con unidades instantáneas (50) y unidades de tiempo inverso (51). Si los alimentadores salen de una manera aérea de la subestación, cuentan con una unidad de recierre para fallas transitorias, que son las que con mayor frecuencia se presentan en los alimentadores, esta unidad se identifica con el número 79 y forma parte del esquema de protección.

El recierre de la unidad 79 opera de la siguiente forma: Al ocurrir una falla en un alimentador, operan las unidades 50 y 51 del esquema de protección correspondiente y abre el interruptor. Inmediato a la apertura, el relevador 79 de recierre envía al interruptor una señal de recierre: si la falla persiste, vuelve a disparar el interruptor debido a la operación de los relevadores 50/51. El relevador 79 manda un segundo recierre con un tiempo de retraso para dar tiempo a que se libere la falla completamente. Finalmente el relevador 79

efectúa un tercer intento de recierre con un retraso aún mayor, y en el caso de persistir la falla el circuito de cierre del interruptor queda bloqueado hasta que el personal de mantenimiento despeje físicamente la falla. Para poder recibir un mantenimiento adecuado los alimentadores cuentan con un equipo de seleccionamiento, el cual permite interconectar el sistemas de distribución primario, cortando el suministro de energía eléctrica solo en las zonas que van a recibir mantenimiento.

La confiabilidad de los alimentadores radica: en la forma en que se encuentran instalados, si se instalan un número determinado de alimentadores en serie, su confiabilidad disminuirá con forme mayor sea el número de alimentadores instalados; opuesto a este fenómeno, entre mayor sea el número de alimentadores conectados en un arreglo paralelo, mayor será la confiabilidad que éstos proporcionen.

MANTENIMIENTO EN PORCELANAS Y FUSIBLES.

Otro problema que se presenta en la Ciudad de México, es que los dispositivos de porcelana y los fusibles cortocircuitos se encuentran flameados debido a la contaminación, esto se solucionó implantando un proceso de lavado durante el mantenimiento con un solvente adecuado.

3.7 CONCEPTOS Y ASPECTOS DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

El concepto de la calidad de la energía eléctrica ha cambiado debido a los sofisticados equipos, que son sensibles a las depresiones de voltaje, a las variaciones en el voltaje de alimentación y en la frecuencia, a la presencia de armónicas, picos e impulsos.

En estudios realizados por el Departamento de distribución y subtransmisión se han encontrado que las depresiones momentáneas tiene una duración típica de 100 a 200 ms .

Los equipos de esta naturaleza que producen la disminución de la calidad de la energía pertenecen a:

1. La microelectrónica. Los encapsulados LSI (de diseño de integración a gran escala) y los VLSI (a muy gran escala) obedecen niveles lógicos de menor voltaje, reduciendo el consumo de potencia y los requerimientos de ventilación para los dispositivos; sin embargo presentan la desventaja, de que los niveles de voltaje utilizados son fáciles de perturbar.
2. La electrónica de potencia. Debido al gran desarrollo de la electrónica de potencia se poseen nuevos y novedosos dispositivos de alta capacidad y costos mínimos, sin embargo producen perturbaciones en la calidad de la energía que alimenta a los elementos de la microelectrónica.
3. Para corregir el factor de potencia los usuarios comúnmente utilizan bancos de capacitores para filtrar corrientes de alta frecuencia, sin embargo independientemente de los resultados que se obtienen, alteraran el número de armónicas que influyen en la calidad de la energía. Al existir cargas y fuentes no lineales, se complica el estudio y la normatividad acerca del número de armónicas que el sistema puede soportar y las empresas eléctricas puedan absorber.

Encuestas sobre la calidad de la energía

Las estadísticas de las redes industriales o de otro tipo tienen por objeto caracterizar los problemas de la calidad de la energía por ejemplo: el porcentaje de trastornos, de las depresiones de voltaje, de las sobretensiones, de impulsos, por distorsiones de onda senoidal, etc.

En Wagner, Van et al (1989) se encontró que las depresiones de voltaje son alteraciones que ocasionaron directamente la pérdida de producción y representaron el 68% de las alteraciones registradas.

En Carter (1989) un poco más del 62% de los desarreglos fueron depresiones de voltaje con una duración menor a medio segundo, estas depresiones tuvieron su origen a partir de fallas de diferentes tipos: un corto circuito en el sistema de la empresa suministradora, descargas atmosféricas, problemas por contacto de las ramas de árboles o animales.

Aproximadamente el 21% de las perturbaciones fueron impulsos de voltaje transitorios, producidos por la conexión y desconexión de cargas, normalmente no representan problema alguno hasta que sobrepasan el 200 o 300% del voltaje rms. Otras causas comunes son: descargas atmosféricas, descargas estáticas y arcos entre contactos, mal funcionamiento del equipo, accidentes automovilísticos, excavaciones en sistemas subterráneos entre otros.

Otro estudio realizado por los laboratorios de la compañía Bell Telephone, relevó los siguientes resultados (Wagner, Van et al, 1989), la duración media de las depresiones fueron de 190 ms y ninguna ocurrió por menos de 100 ms. Se encontró una correlación importante entre las tormentas eléctricas y las depresiones de tensión más severas, el 81% de éstas ocurrieron durante tormentas eléctricas en el área, sin embargo no se encontró correlación alguna entre la ocurrencia de impulsos y las descargas atmosféricas.

Equipo acondicionador de línea

Un equipo acondicionador de línea es aquel, que contribuye a resolver alguno de los problemas de calidad de la energía, podemos considerar de este tipo desde los supresores de transitorios sencillos, pasando por los reguladores de tensión constante, los motores-generadores, hasta las unidades combinadas, sistemas ininterrumpibles de energía (UPS), híbridos, estáticos y rotatorios. Cabe señalar, que algunos autores denominan equipo acondicionador de línea, solamente a aquel que cumple como mínimo las siguientes funciones:

1. Proporcionar aislamiento entre la salida y la entrada, permitiendo un sistema de tierras adecuado en la carga.
2. Regular el voltaje de salida disminuyendo los efectos de depresiones de voltajes y sobretensiones.
3. Proporcionar filtros de ruido de modo común y de modo transversal.

A continuación se tiene una breve descripción de la función de diferentes dispositivos, relevante a los problemas de calidad de la energía.

Supresores de Tensiones transitorias. Dispositivo de bajo costo disponibles para microcomputadoras con contactos múltiples e incluyendo varistores de óxido de metal. Eliminan los efectos de picos breves de alto voltaje.

Filtros. Remueven señales de alta frecuencia, armónicas y otros contaminantes de los sistemas de energía y de datos. Estos equipos normalmente incluyen una combinación de transformadores y capacitores que permiten la reducción tanto de ruido de modo común como de modo transversal. También se pueden incluir circuitos de supresión para atenuar picos de alto voltaje y alto contenido de energía.

Transformadores de aislamiento. Evitan que el ruido de la fuente de potencia llegue a las computadoras y a otros equipos sensibles. Un transformador de este tipo está construido con los devanados separados entre el primario y el secundario para la atenuación del ruido del modo común. También habilitan el establecimiento de una conexión a tierra de alta calidad próxima a la carga. Los transformadores de aislamiento están equipados frecuentemente con una jaula de Faraday, entre los devanados. Se trata de una malla consistente conductora de material no-magnético conectado a tierra para reducir el efecto del acoplamiento capacitivo entre los devanados, formando una trayectoria para el ruido de modo común que se convierte en ruido de modo normal en el devanado secundario del transformador.

Transformadores de tensión constante o reguladores de voltaje. Proporcionan el voltaje nominal requerido en la carga, a pesar de amplias fluctuaciones en la tensión de suministro. Algunos diseños dependen de la saturación y pérdidas del núcleo; dichos diseños pueden ser extrapolables a niveles de mayor potencia (>250 kW) debido al calentamiento excesivo asociado con las pérdidas, a éste de diseños, se les conoce como transformadores ferro-resonantes. Están formados por un transformador especial combinado con un capacitor diseñado para resonar a la frecuencia nominal. El transformador normalmente se encuentra incorporado en un transformador de aislamiento, junto con filtros adicionales para eliminar armónicas autoinducidas. El efecto de filtrado del transformador ferroresonante también reduce la distorsión armónica, sin embargo como estos transformadores presentan una alta impedancia a la salida, su comportamiento con cargas que varían bruscamente a la salida no es satisfactorio. Entre sus principales ventajas está su sencillez, confiabilidad y bajo costo; entre sus desventajas se menciona que son pesados, grandes, y ruidosos, son muy sensibles a la frecuencia y no resultan adecuados para operar en un medio donde exista variación de la misma.

Dentro de esta clasificación existen también los transformadores cambiadores electrónicos de taps, que proporcionan un control activo a la salida. Los cambiadores de taps incluyen un circuito para sensar la salida, permitiendo a la lógica de control seleccionar el tap adecuado. Pueden incluir aislamiento completo y blindaje, así como atenuación de ruido de modo común.

Sistemas motor-generador. Los constituyen un motor eléctrico de CA que opera un generador de CA de manera que la carga esté aislada eléctricamente de la línea de alimentación. Proporcionar un voltaje de salida igual o diferente a la tensión de entrada. Mantienen el voltaje constante mediante reguladores automáticos, controlando la excitación de campo, representan el método más tradicional para mejorar la calidad de la energía. Esencialmente, ni ruidos, ni impulsos, ni otra perturbación puede pasar de la línea a la carga, ya que existe un aislamiento absoluto tanto físico como eléctrico. La eficiencia típica de estos sistemas es baja, de manera que los costos de energía en un período largo pueden ser importantes, su confiabilidad es alta.

Sistemas interrumpibles de energía (UPS). Estos sistemas representan la única protección completa contra cualquier alteración de entrada. Los sistemas UPS operan en línea con un rectificador CA-CD a la entrada, que se usa para alimentar un inversor, al mismo tiempo que se mantiene la batería a plena carga. El inversor convierte la CD a CA.

CASOS PRÁCTICOS

ESTUDIO DE CONFIABILIDAD PARA LA ALIMENTACIÓN A LA LÍNEA DEL METRO "PANTITLÁN-LA PAZ"

INTRODUCCIÓN

La preocupación y responsabilidad de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, como suministrador de energía eléctrica, es proporcionar al consumidor un servicio continuo y libre de interrupciones de acuerdo a los programas de inversión que le son aprobados.

Cada medida adoptada para mejorar la confiabilidad en un sistema eléctrico, repercute directamente en los costos, por tanto es importante conocer que tanto se está dispuesto a invertir para obtener un nivel de confiabilidad determinado.

En este estudio se muestra una comparación de los valores de confiabilidad calculados para las alternativas 3, 3A y 3B con subalimentadores que se presentaron en el Estudio de alimentación de la línea del metro "Pantitlán-La Paz".

ANTECEDENTES

El Sistema de Transporte Colectivo (STC) se originó para cubrir una necesidad primordial de transporte para los habitantes de la ciudad de México. Las primeras tres líneas fueron suministradas por medio de cables subterráneos de potencia de 85 kv. desde la subestación Buenavista.

Las líneas subsiguientes, el STC solicitó a la Compañía de Luz alimentación en 23 kv. empleándose para estas la estructura normalizada en la Compañía de PRIMARIO SELECTIVO. En la línea siete se optimizó este diseño al conectar un mayor número de Puestos de Rectificación (PR's) a un mismo alimentador con objeto de aumentar el Factor de Utilización de los alimentadores, sin menoscabo de la confiabilidad.

A continuación se enlistan las características solicitadas para la Línea Pantitlán-La Paz por el STC:

- Alimentación radial de 23 kv. a 16 puestos de rectificación con 2 941 kVA cada uno.
- Doble alimentación en 23 kv. con Transferencia automática para dos cabeceras con 4 150 kVA cada una.
- Alimentación radial en 23 kv. al taller ubicado al final de la línea con 4 000 kVA.

La Compañía de Luz y Fuerza inicialmente, realizó estudio presentando las seis alternativas más viables para la línea "Pantitlán-La Paz", desde el punto de vista de calidad de servicio, mismos que a continuación se enlistan:

1. Alimentación en anillo con gabinetes
2. Alimentación radial con interruptores

3. Alimentación con interruptores de transferencia (TAC1)
 - 3A. Alimentación con interruptores de transferencia (TAC1) energizados de subestaciones alternadas
 - 3A-C/S Alimentación con interruptores (TAC1) energizando las cabeceras con subalimentadores
4. Alimentación con subalimentadores

De estas estructuras, fue seleccionada la alternativa 3A. A continuación se detalla el estudio de confiabilidad desarrollado a petición del STC para las alternativas 3, 3A y 3A-C/S.

ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD

Se realizó el estudio de confiabilidad considerando los elementos (equipos instalados) en serie y en paralelo de cada una de las alternativas, obteniendo se las tasas de falla promedio (λ), el tiempo de falla (r) y el tiempo promedio de interrupción anual (R), según se muestra en la Tabla No. 1, calculándose además, el índice Costo-Confiabilidad (Factor de Conveniencia), que determina la estructura de alimentación más adecuada.

Los índices más importantes desde el punto de vista del usuario son:

El índice de duración de interrupción (d) y el índice de frecuencia de interrupciones (f), cuyas expresiones son las siguientes:

$$d = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^n (C_i \times t_i) = \sum_{i=1}^n (X_i \times \lambda_i) \left[\sum (C_{ij} \times t_{ij}) \right]$$

$$f = \sum_{i=1}^n C_i \times X_i \times \lambda_i$$

en donde:

- t_{ij} = Duración de cada interrupción
- C_i = Número de interrupciones por usuario
- N = Número de consumidores atendidos
- λ_i = Tasa de falla de la componente
- X_i = Kilómetro(s) de alimentador o número de componentes de cada tipo
- C_{ij} = Cantidad de consumidores en p.u. afectados durante la operación paso por paso de los trabajos de restablecimiento o seccionamiento de una falla
- j = Indica las funciones de restablecimiento o seccionamiento de la falla

El factor de conveniencia de una estructura está definido como la inversa del producto del costo del arreglo y el índice de duración de interrupciones correspondiente. La expresión matemática correspondiente es:

$$F_{CON} = \frac{1}{(c)(d)}$$

en donde:

- c = Costo total
- d = Índice de duración de interrupciones

COSTO DE CADA UNA DE LAS ESTRUCTURAS

A continuación se resumen los costos considerados para cada una de las alternativas mencionadas:

ALTERNATIVA 3

| | |
|--|--------------------------|
| OBRAS CIVILES DE CONSTRUCCIÓN (DENTRO DE LA S.E.) | 184'724,796 |
| OBRAS CIVILES DE DISTRIBUCIÓN | 17,116'116,483 |
| CABLES SUBTERRÁNEOS BOLÍVAR (ARREGLO DE CABLES) | 20,459'233,412 |
| CABLES SUBTERRÁNEOS BOLÍVAR (EQUIPADO) | 2,905'450,690 |
| CABLES SUBTERRÁNEOS BOLÍVAR (SERVICIO) | 155'124,465 |
| CUENTAS ESPECIALES | 181'350,154 |
| | <u>\$ 41,002'000,000</u> |

ALTERNATIVA 3-A

| | |
|--|--------------------------|
| OBRAS CIVILES DE CONSTRUCCIÓN (DENTRO DE LA S.E.) | 184'724,796 |
| OBRAS CIVILES DE DISTRIBUCIÓN | 17,116'116,483 |
| CABLES SUBTERRÁNEOS BOLÍVAR (ARREGLO DE CABLES) | 22,209'052,098 |
| CABLES SUBTERRÁNEOS BOLÍVAR (EQUIPADO) | 2,905'450,690 |
| CABLES SUBTERRÁNEOS BOLÍVAR (SERVICIO) | 155'124,465 |
| CUENTAS ESPECIALES | 181'350,154 |
| | <u>\$ 42,751'818,686</u> |

COSTO DE CADA UNA DE LAS ESTRUCTURAS

A continuación se resumen los costos considerados para cada una de las alternativas mencionadas:

ALTERNATIVA 3

| | |
|--|--------------------------|
| OBRAS CIVILES DE CONSTRUCCIÓN (DENTRO DE LA S.E.) | 184'724,796 |
| OBRAS CIVILES DE DISTRIBUCIÓN | 17,116'116,483 |
| CABLES SUBTERRÁNEOS BOLÍVAR (ARREGLO DE CABLES) | 20,459'233,412 |
| CABLES SUBTERRÁNEOS BOLÍVAR (EQUIPADO) | 2,905'450,690 |
| CABLES SUBTERRÁNEOS BOLÍVAR (SERVICIO) | 155'124,465 |
| CUENTAS ESPECIALES | 181'350,154 |
| | <u>\$ 41,002'000,000</u> |

ALTERNATIVA 3-A

| | |
|--|--------------------------|
| OBRAS CIVILES DE CONSTRUCCIÓN (DENTRO DE LA S.E.) | 184'724,796 |
| OBRAS CIVILES DE DISTRIBUCIÓN | 17,116'116,483 |
| CABLES SUBTERRÁNEOS BOLÍVAR (ARREGLO DE CABLES) | 22,209'052,098 |
| CABLES SUBTERRÁNEOS BOLÍVAR (EQUIPADO) | 2,905'450,690 |
| CABLES SUBTERRÁNEOS BOLÍVAR (SERVICIO) | 155'124,465 |
| CUENTAS ESPECIALES | 181'350,154 |
| | <u>\$ 42,751'818,686</u> |

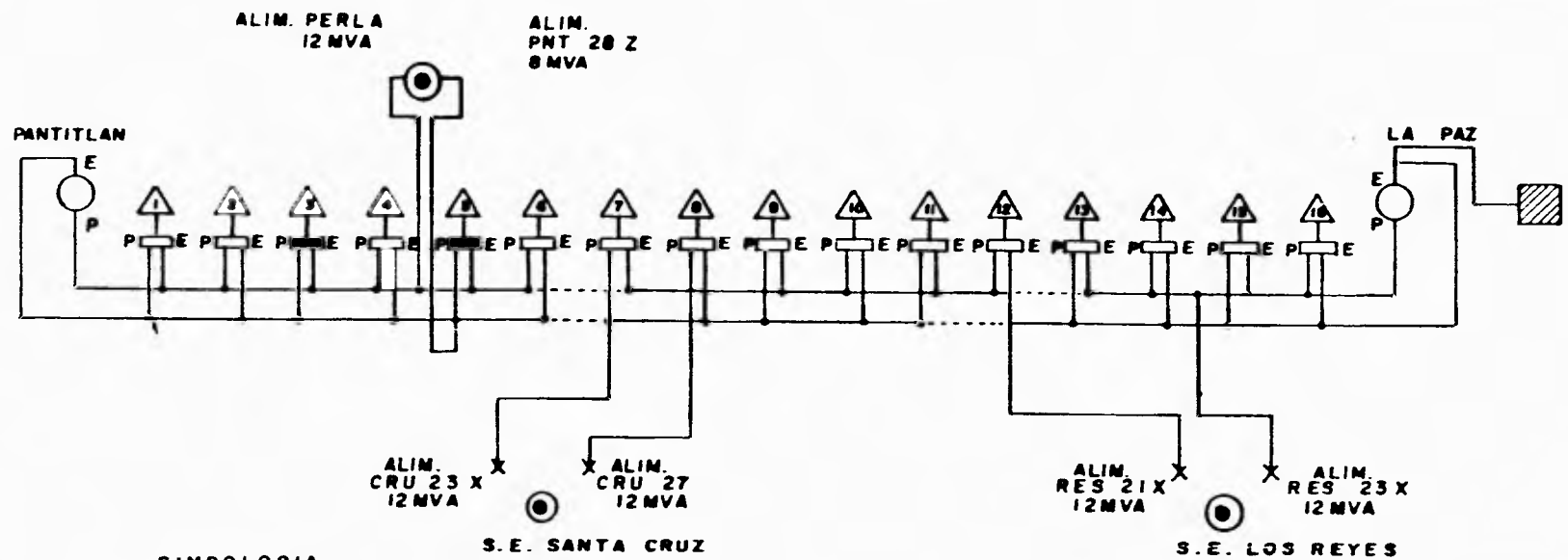
ALTERNATIVA 3-A CON SUBALIMENTADORES

| | |
|--|--------------------------|
| OBRAS CIVILES DE CONSTRUCCIÓN (DENTRO DE LA S.E.) | 184'724,796 |
| OBRAS CIVILES DE DISTRIBUCIÓN | 18,026'137,792 |
| CABLES SUBTERRÁNEOS BOLÍVAR (ARREGLO DE CABLES) | 23,607'842,316 |
| CABLES SUBTERRÁNEOS BOLÍVAR (EQUIPADO) | 3,055'109,284 |
| CABLES SUBTERRÁNEOS BOLÍVAR (SERVICIO) | 155'124,465 |
| CUENTAS ESPECIALES | 181'350,155 |
| | <u>\$ 45,210'288,808</u> |

*VALORES EN VIEJOS PESOS

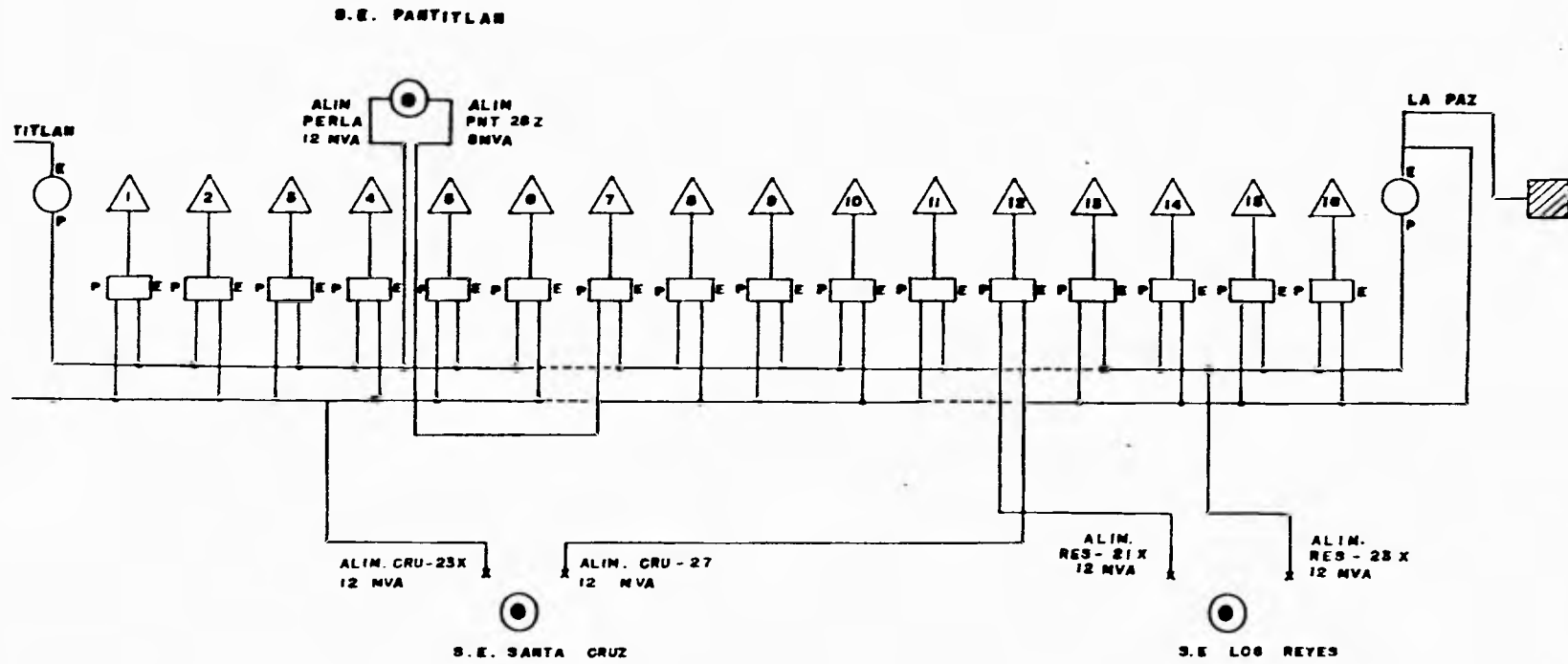
CALCULO DEL FACTOR DE CONVENIENCIA

En las Tablas 2 y 3 se en lista la tasa de fallas de cada uno de los elementos y equipos de las estructuras y sus tiempos de operación promedio. En las figuras 1, 2 y 3 se muestra la topología de cada una de las alternativas y en las Tablas 4, 5 y 6 se sumarian los valores considerados de λ , T_{ij} , C_{ij} y d para cada una de las alternativas y finalmente en la Tabla 7, el valor del Factor de Conveniencia que muestra que la alternativa 3A, para este caso es la más recomendable.



- SIMBOLOGIA**
- - CABECERA CON INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA
 - ⊙ - SUBESTACION DE POTENCIA
 - △ - SUBESTACION RECTIFICADORA
 - ▨ - TALLER
 - - - ENLACE ENTRE SUBESTACIONES
 - ⏏ EQUIPO DE SECCIONAMIENTO (RAC-0)
 - - INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA

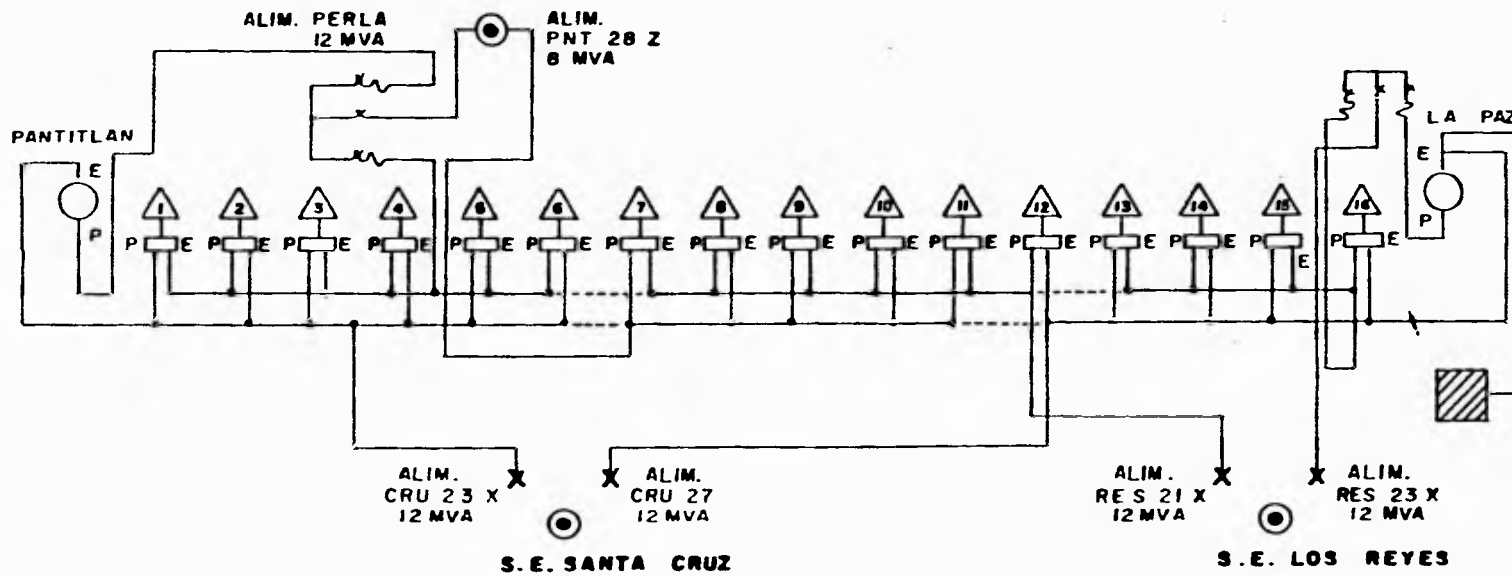
| | |
|--|-------------------|
| UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO FACULTAD DE INGENIERIA | TESIS PROFESIONAL |
| ALTERNATIVA No 3-A LINEA DEL METRO "PARTITLAN LA PAZ" CON SUBALIMENTADORES | FIGURA 1 |



SIMBOLOGIA

- - CABECERA CON INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA
- ⊙ - SUBESTACIONES DE POTENCIA
- △ - SUBESTACIONES RECTIFICADORA
- ▨ - TALLER
- - - ENLACE ENTRESUBESTACIONES
- ↓ - EQUIPO DE SECCIONAMIENTO (RAC[®])
- - INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA

| | |
|--|----------------------|
| UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO FACULTAD DE INGENIERIA | TESIS PROFESIONAL |
| ALTERNATIVA No 3-A LINEA DEL METRO "PANTITLAN LA PAZ" PROYECTOS A GOBIERNO | FIGURA 2 |



SIMBOLOGIA

- - CABECERA CON INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA
- ⊙ - SUBESTACIONES DE POTENCIA
- △ - SUBESTACIONES RECTIFICADORA
- ▨ - TALLER
- - - ENLACE ENTRESUBESTACIONES
- | - EQUIPO DE SECCIONAMIENTO (RAQ'9)
- - INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA

| | |
|---|----------------------|
| UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO FACULTAD DE INGENIERIA | TEBIS PROFESIONAL |
| ALTERNATIVA No 8-A' LINEA DEL METRO "PANTITLAN LA PAZ" CON SUBALIMENTADORES | FIGURA 3 |

TABLA I

| | OPCIÓN 3 | | | OPCIÓN 3A | | | OPCIÓN 3AC/SUBALIM | | |
|--------------------|-----------|--------|-----------|-----------|---------|-----------|--------------------|-------|----------|
| | λ | r | R | λ | r | R | λ | r | R |
| CABECERA O PR | | | | | | | | | |
| CABECERA PANTITLÁN | 2.8767 | 4.026 | 11.5827 | 4.0756 | 4.018 | 16.3759 | 1.7766 | 4.042 | 7.1823. |
| PR-1 | 2.8767 | 4.026 | 11.5827 | 4.0756 | 4.018 | 16.3759 | 4.056 | 4.018 | 16.2999 |
| PR-2 | 2.8767 | 4.026 | 11.5827 | 4.0756 | 4.018 | 16.3759 | 4.056 | 4.018 | 16.2999 |
| PR-3 | 2.8767 | 4.026 | 11.5827 | 4.0756 | 4.018 | 16.3759 | 4.056 | 4.018 | 16.2999 |
| PR-4 | 2.8767 | 4.026 | 11.5827 | 4.0756 | 4.018 | 16.3759 | 4.056 | 4.018 | 16.2999 |
| PR-5 | 2.8767 | 4.026 | 11.5827 | 4.0756 | 4.018 | 16.3759 | 4.056 | 4.018 | 16.2999 |
| PR-6 | 2.8767 | 4.026 | 11.5827 | 4.0756 | 4.018 | 16.3759 | 4.056 | 4.018 | 16.2999 |
| PR-7 | 5.1607 | 4.05 | 20.9028 | 3.0755 | 4.024 | 12.3779 | 3.0755 | 4.024 | 12.3779 |
| PR-8 | 5.1607 | 4.05 | 20.9028 | 3.0755 | 4.024 | 12.3779 | 3.0755 | 4.024 | 12.3779 |
| PR-9 | 5.1607 | 4.05 | 20.9828 | 3.0755 | 4.024 | 12.3779 | 3.0755 | 4.024 | 12.3779 |
| PR-10 | 5.1607 | 4.05 | 20.9028 | 3.0755 | 4.024 | 12.3779 | 3.0755 | 4.024 | 12.3779 |
| PR-11 | 5.1607 | 4.05 | 20.9028 | 3.0755 | 4.024 | 12.3779 | 3.0755 | 4.024 | 12.3779 |
| PR-12 | 3.7487 | 4.02 | 15.0707 | 5.9898 | 4.012 | 24.0351 | 5.9898 | 4.012 | 24.0351 |
| PR-13 | 1.454 | 4.052 | 5.8919 | 2.9478 | 4.025 | 11.8671 | 2.9232 | 4.025 | 11.7687 |
| PR-14 | 1.454 | 4.052 | 5.8919 | 2.9478 | 4.025 | 11.8671 | 2.9232 | 4.025 | 11.7687 |
| PR-15 | 1.454 | 4.052 | 5.8919 | 2.9478 | 4.025 | 11.8671 | 2.9232 | 4.025 | 11.7687 |
| PR-16 | 1.454 | 4.052 | 5.8919 | 2.9478 | 4.025 | 11.8671 | 2.9232 | 4.025 | 11.7687 |
| CABECERA LA PAZ | 1.454 | 4.052 | 5.8919 | 2.9478 | 4.025 | 11.8671 | 1.4907 | 4.05 | 6.0387 |
| PROMEDIOS | 3.16439 | 4.0396 | 12.784616 | 3.59086 | 4.02177 | 14.438411 | 13.37019 | 4.024 | 13.55665 |

ÍNDICES DE CONFIABILIDAD LÍNEA " PANTITLÁN - LA PAZ "

TABLA 2

| No. | DESCRIPCIÓN | TASA DE FALLA FALLAS/UNIDAD/AÑO |
|-----|----------------------------------|------------------------------------|
| 1. | CIRCUITO TRONCAL AÉREO | 0.1000 |
| 2. | CIRCUITO SUBTRONCAL AÉREO | 0.1000 |
| 3. | CIRCUITO LATERAL AÉREO | 0.1500 |
| 4. | INTERRUPTORES DE SALIDA | 0.0050 |
| 5. | RESTAURADORES AUTOMÁTICOS | 0.0060 |
| 6. | SECCIONADORES AUTOMÁTICOS | 0.0070 |
| 7. | FUSIBLES DE EXPULSIÓN | 0.0080 |
| 8. | TRANSFORMADORES TIPO POSTE | 0.0030 |
| 9. | CABLE TRONCAL | 0.0430 |
| 10. | CABLE SUBTRONCAL | 0.0300 |
| 11. | INT. EN AIRE DE OP. MANUAL | 0.0050 |
| 12. | CAJAS DE DERIVACIONES | 0.0010 |
| 13. | TRANSFORMADORES EN INTERIOR | 0.0200 |
| 14. | TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA | 0.0080 |
| 15. | ACOMETIDAS EN M.T. | 0.0300 |
| 16. | FUSIBLES LIMITADORES | 0.0080 |
| 17. | INT. DE OP. MANUAL SUMERGIBLE | 0.0060 |
| 18. | INT. DE OP. MAN. SUM. LIM | 0.0070 |
| 19. | BUSES DE B.T. | 0.0010 |
| 20. | PROTECTORES DE RED | 0.0050 |
| 21. | GABINETES | 0.0050 |

TASAS DE FALLA PARA LAS COMPONENTES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

TABLA 3

| No. | OPERACIÓN | AÉREA | TIPO DE RED | |
|-----|--|-------|-------------|-------------|
| | | | | SUBTERRÁNEA |
| 1. | RECEPCIÓN DE LA QUEJA DESPLAZAMIENTO AL LUGAR | 1.25 | | 1.25 |
| 2. | OPERACIÓN DE UN DISPOSITIVO DE SECC.MANUAL SUMERGIBLE | 0.25 | | 0.35 |
| 3. | LOCALIZACIÓN DE LA FALLA Y DE LA CAUSA | 1.25 | | 8.00 |
| 4. | REPARACIÓN DE LA FALLA | 1.00 | | 2.00 |
| 5. | RESTAURACION O INT. DE SERV. DEL ALJM. TRONCAL O RAMAL | 0.08 | | 0.10 |
| 6. | IDENTIFICACIÓN EQUIPO FALLADO O REPLAZO DE FUSIBLES | 0.40 | | 0.50 |
| 7. | REEMPLAZO DEL TRANSFORMADOR | 6.00 | | 10.00 |
| 8. | PUNTEO DEL SECCIONADOR | 0.25 | | |
| 9. | REEMPLAZO INTERRUPTOR (MAN.,SUM.,AIRE,ETC) | | | 8.00 |
| 10. | REEMPLAZO DE ACOMETIDA EN MEDIANA TENSIÓN | | | 6.00 |
| 11. | REEMPLAZO DE BUS DE B.T. | | | 8.00 |
| 12. | OPERACIÓN DEL INTERRUPTOR MANUAL SUMERGIBLE | | | 0.40 |

FUNCIONES DE OPERACIÓN Y TIEMPOS PROMEDIOS PARA PONER EN SERVICIO ALGÚN ELEMENTO
FALLADO

TABLA 4

| di | N | Xi | λ_j | (Tij) TIEMPO DE OPERACIÓN | | | | | | (Cij) CONSUMIDORES AFECTADOS | | | | | | ÍNDICE d TOTAL | | |
|----|----|------|-------------|---------------------------|------|------|------|------|---|------------------------------|---|---|---|---|---|----------------|--|----------|
| | | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | | | |
| d1 | 6 | 1.0 | 0.005 | 0.5 | 8.00 | 0.10 | | | | | | | | | | | | 0.000000 |
| d2 | 6 | 61.0 | 0.043 | 1.25 | 8.00 | 2.00 | 0.10 | | | | | | | | | | | 0.000000 |
| d3 | 35 | 1.0 | 0.006 | 1.25 | 0.50 | 8.00 | 0.10 | | | | | | | | | | | 0.000000 |
| d4 | 16 | 1.0 | 0.008 | 1.25 | 8.00 | 0.10 | | | | | | | | | | | | 0.067320 |
| d5 | 2 | 1.0 | 0.008 | 1.25 | 8.00 | 0.10 | | | | | | | | | | | | 0.010400 |
| d6 | 18 | 1.0 | 0.008 | 1.25 | 2.00 | 0.50 | 0.10 | | | | | | | | | | | 0.027720 |
| d7 | 19 | 0.3 | 0.03 | 1.25 | 0.50 | 6.00 | 0.10 | | | | | | | | | | | 0.067110 |
| d8 | 3 | 1.0 | 0.001 | 0.5 | 8.00 | 1.25 | 1.40 | 1.20 | | | | | | | | | | 0.011420 |
| d9 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

TOTAL 0.183970

CALCULO DE CONFIABILIDAD DEL METRO
OPCIÓN No. 3

FX=Falla en el equipo
F1=Interruptor de la subestación
F2=Cable troncal
F3=Interruptores RAC
F4=Interruptores de transferencia automática (PR's)
F5=interruptor de transferencia (Cab)
F6=Fusibles limitadores
F7=Acometida del cliente
F8=S.E. de potencia

TABLA 5

| di | N | Xi | λ_j | (Tij) TIEMPO DE OPERACIÓN | | | | | | (Cij) CONSUMIDORES AFECTADOS | | | | | | d TOTAL | | | |
|----|----|------|-------------|---------------------------|------|------|------|------|---|------------------------------|---|---|---|---|---|---------|--|--|----------|
| | | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | | | | |
| d1 | 6 | 1.0 | 0.05 | 0.5 | 8.00 | 0.10 | | | | | | | | | | | | | 0.000000 |
| d2 | 6 | 70.0 | 0.043 | 1.25 | 8.00 | 2.00 | 0.10 | | | | | | | | | | | | 0.000000 |
| d3 | 36 | 1.0 | 0.006 | 1.25 | 0.50 | 8.00 | 0.10 | | | | | | | | | | | | 0.000000 |
| d4 | 16 | 1.0 | 0.008 | 1.25 | 8.00 | 0.10 | | | | | | | | | | | | | 0.067320 |
| d5 | 2 | 1.0 | 0.008 | 1.25 | 8.00 | 0.10 | | | | | | | | | | | | | 0.010400 |
| d6 | 18 | 1.0 | 0.008 | 1.25 | 2.00 | 0.50 | 0.10 | | | | | | | | | | | | 0.027720 |
| d7 | 19 | 0.3 | 0.03 | 1.25 | 0.50 | 6.00 | 0.10 | | | | | | | | | | | | 0.067110 |
| d8 | 3 | 1.0 | 0.01 | 0.5 | 8.00 | 1.25 | 0.40 | 0.20 | | | | | | | | | | | 0.000000 |
| d9 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Total 0.172350

CALCULO DE CONFIABILIDAD DEL METRO
OPCIÓN No. 3A

FX=Falla en el equipo
F1=Interruptor de la subestación
F2=Cable troncal
F3=Interruptores RAC
F4=Interruptores de transferencia automática (PR's)
F5=interruptor de transferencia (Cab)
F6=Fusibles limitadores
F7=Acometida del cliente
F8=S.E. de potencia

TABLA 6

| di | N | Xi | λj | (Tij) TIEMPO DE OPERACIÓN | | | | | | (Cij) CONSUMIDORES AFECTADOS | | | | | | INDICE d TOTAL | | |
|---------------|----|------|-------|---------------------------|------|------|------|---|---|------------------------------|---|---|---|---|---|-------------------|--|----------|
| | | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | | | |
| d1 | 6 | 1.0 | 0.003 | 0.50 | 8.00 | 0.10 | | | | | | | | | | | | 0.000000 |
| d2 | 6 | 75.0 | 0.043 | 1.25 | 8.00 | 2.00 | 0.10 | | | | | | | | | | | 0.000000 |
| d3 | 2 | 1.0 | 0.005 | 1.25 | 0.50 | 8.00 | 0.10 | | | | | | | | | | | 0.000000 |
| d4 | 36 | 1.0 | 0.006 | 1.25 | 0.50 | 8.00 | 0.10 | | | | | | | | | | | 0.000000 |
| d5 | 16 | 1.0 | 0.008 | 1.25 | 8.00 | 0.10 | | | | | | | | | | | | 0.059000 |
| d6 | 2 | 1.0 | 0.008 | 1.25 | 8.00 | 0.10 | | | | | | | | | | | | 0.010400 |
| d7 | 18 | 1.0 | 0.008 | 1.25 | 2.00 | 0.50 | 0.10 | | | | | | | | | | | 0.027720 |
| d8 | 19 | 0.3 | 0.030 | 1.25 | 0.50 | 6.00 | 0.10 | | | | | | | | | | | 0.067110 |
| d9 | 2 | 1.0 | 0.008 | 1.25 | 8.00 | 0.10 | | | | | | | | | | | | 0.000000 |
| d10 | 2 | 1.0 | 0.005 | | | | | | | | | | | | | | | 0.000000 |
| TOTAL 0.16423 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

CALCULO DE CONFIABILIDAD DEL METRO
OPCIÓN No. 3A (CON SUBALIMENTADORES)

FN=Falla en el equipo
 F1=Interruptor de la subestación
 F2=Cable troncal
 F3=Gabinete en M.T.C
 F4=interruptores RAC
 F5=Interruptores de transferencia automática (PR's)
 F6=interruptor de transferencia (Cab)
 F7=Fusibles limitadores
 F8=Acometida del cliente
 F9=Gabinetes
 F10=S.E. de potencia

TABLA 7

| ALTERNATIVA | d | COSTO DE LA RED E9 | FACTOR DE CONVENIENCIA (ABS) | FACTOR DE CONVENIENCIA (P.U) |
|-------------|--------|--------------------|------------------------------|------------------------------|
| 3 | 0.1839 | 41.002 | 0.1325 | 1.000 |
| 3A | 0.1725 | 42.751 | 0.1355 | 1.022 |
| 3A C/S | 0.1642 | 45.210 | 0.1340 | 1.011 |

FACTOR DE CONVENIENCIA

**ESTADÍSTICAS DE LOS ELEMENTOS FALLADOS EN EL SISTEMA 121
DE DISTRIBUCIÓN ÁEREO A BAJA TENSIÓN DE AGOSTO DE 1994 A
OCTUBRE DE 1994.**

Se tiene una lista de elementos que se revisan mensualmente al existir una queja por parte del usuario, teniéndose así los datos de los comportamientos de los desperfectos:

| Material | Agost | Sept | Oct |
|---------------------------|-------|------|------|
| Poste H | 40 | 75 | 49 |
| Poste C | 116 | 248 | 197 |
| Aislador B | 35 | 56 | 33 |
| Aislador TB | 14 | 21 | 14 |
| Cable Cu | 339 | 316 | 356 |
| Alambre Cu | 1264 | 1590 | 1655 |
| Cable BmCu | 505 | 611 | 764 |
| Cable guía del transf. | 484 | 570 | 716 |
| Puente línea | 1031 | 1093 | 1429 |
| FusibleTransf distrib | 3261 | 3712 | 4213 |
| Fusibleserv industrial | 303 | 390 | 436 |
| Transf. De distrib | 204 | 207 | 268 |
| Conector mecánico | 11 | 22 | 19 |
| Material vario | 329 | 473 | 694 |

De los elementos antes mencionados, se observa que el elemento que más falla es el fusible de los transformadores de distribución, el cual presenta quemadura debida a diferentes causas:

| Causas | Agost | Sept | Oct |
|------------------------|-------|------|------|
| Material inadecuado | 12 | 8 | 6 |
| Sobrecarga | 340 | 377 | 434 |
| Falso contacto | 0 | 4 | 7 |
| Corto circuito | 2907 | 3316 | 3764 |
| Varias | 0 | 0 | 0 |

SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEOS DE LA CD. DE MÉXICO

Para la evaluación de las características de confiabilidad de los sistemas de Distribución Subterráneos es necesario considerar que las condiciones de operación e instalación de los equipos y materiales son totalmente diferentes a los Sistemas Aéreos.

La alimentación de energía eléctrica por medio de Sistemas de Distribución Aéreos se torna impracticable en regiones en donde la utilización del suelo vertical conlleva la aparición de altas concentraciones de carga. Un Sistema de Distribución subterráneo se utiliza, no sólo por la densidad sino por las mismas características de la carga que exigen un alto nivel de confiabilidad.

El desarrollo más importante del país de sistemas de distribución subterránea de energía eléctrica se encuentra ubicado en el centro de la Ciudad de México, iniciándose su construcción y expansión en la primera mitad del siglo veinte, se encuentra formado por redes automáticas, redes radiales de alimentadores selectivos, sistemas radiales en 6 kv. y en 23 kv.

En forma general es aceptado que el número de interrupciones por consumidor (λ) en estos sistemas es menor entre (1/5 y 1/7) a los valores que se observan en la redes aéreas; sin embargo dadas sus condiciones de operación, los tiempos de reparación (r_s) son mayores a los de un sistema aéreo entre 2.5 y 3 veces normalmente. Es por ello, indispensable tener presente en la planeación de un Sistema Subterráneo que el diseño, estructura y proyecto debe hacer énfasis en el hecho de disminuir los tiempos de reparación y no las interrupciones por usuario.

Los esquemas empleados en la actualidad en Luz y Fuerza en Sistemas Subterráneos son:

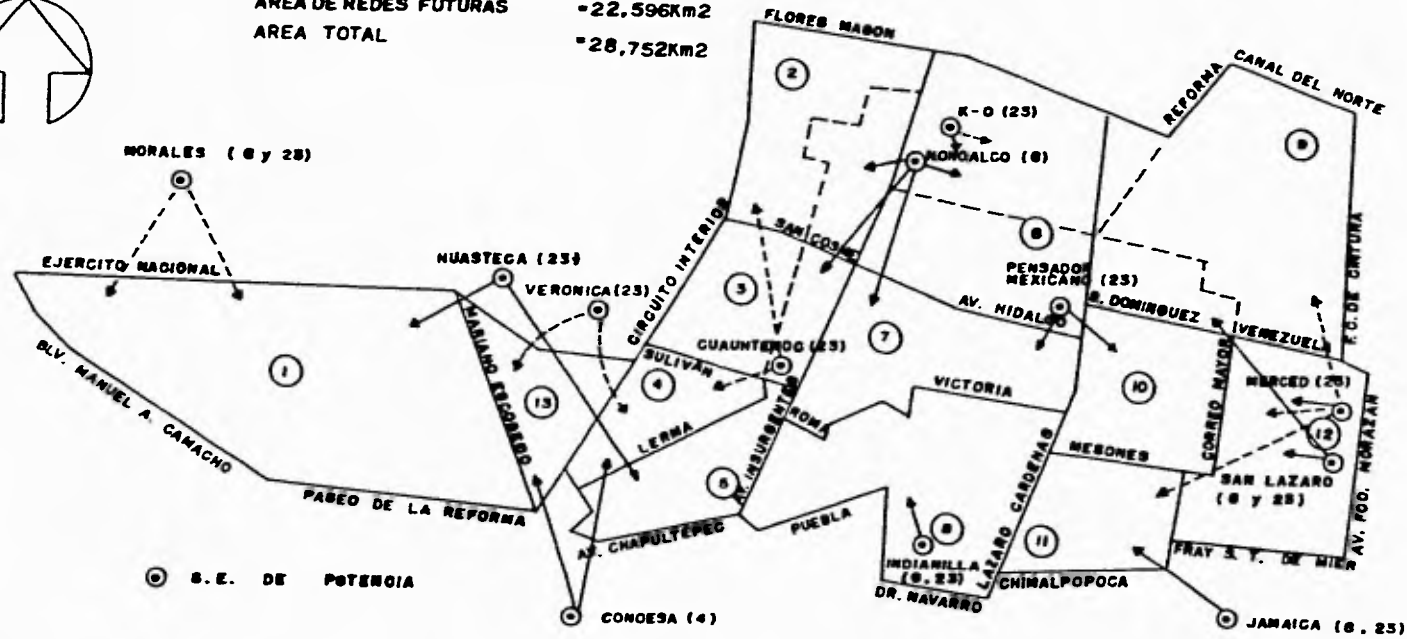
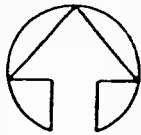
- Radiales alimentados desde línea aérea.
- En anillo alimentado desde línea aérea.
- Totalmente Subterráneos.

Es necesario analizar la operación y coordinación de las protecciones de cada una de ellas para obtener buenos resultados en cuanto a continuidad.

Sistemas Radiales alimentados desde una línea aérea: se recomienda proteger a cada uno de los equipos individualmente y coordinar perfectamente la operación de los dispositivos de protección, es importante en estos casos tomar en cuenta que la energía que se presenta en caso de falla en los transformadores tipo pedestal o sumergibles tiene un valor de i^2t , por lo que se debe escoger un fusible tipo limitador de corriente para lograr una buena coordinación.

Estructuras en anillos: A pesar que la operación manual de los seccionadores no reduce el número de interrupciones por usuario (λ), si contribuye sensiblemente al la reducción de el tiempo de reparación (r), ya que los consumidores afectados en caso de falla en un punto f , pueden ser restablecidos en tiempos más cortos, en caso de consumidores "sensibles" es recomendable la interconexión en baja tensión, ya que una falla en un transformador sacará fuera de servicio a todos los consumidores conectados a éste, el cual tiene un tiempo de reparación considerable. En esta estructura es recomendable, 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 uso de los restauradores es inútil debido a que la fallas son de tipo permanente: sin embargo dependiendo de las condiciones de operación de la red aérea o del tipo de consumidores es recomendable el empleo de seccionadores.

AREA DE REDES EN OPERACION = 6,156 Km²
 AREA DE REDES FUTURAS = 22,596 Km²
 AREA TOTAL = 28,752 Km²



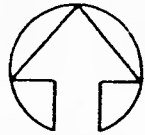
⊙ S. E. DE POTENCIA

REDES

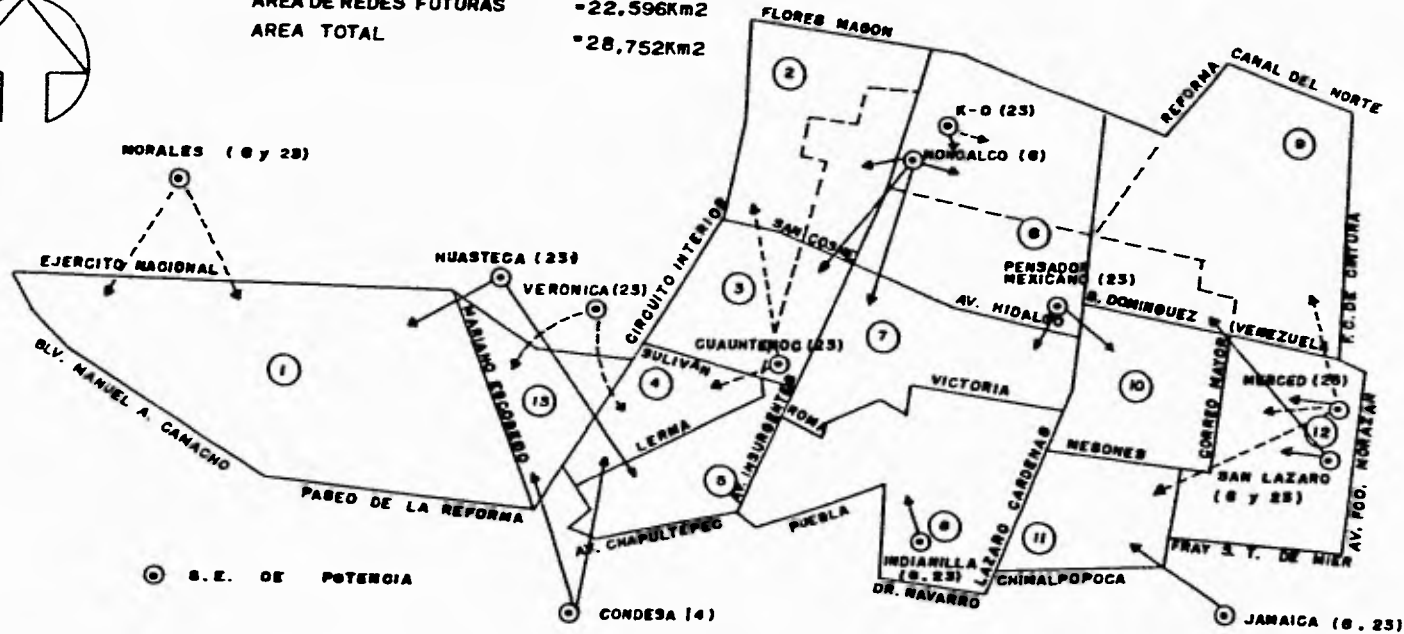
| | NVA/KM2 | | NVA/KM2 |
|--------------------------------|---------|------------------------------|---------|
| 1 FUTURA RAD. POLANCO 25 KV | 19.084 | 8 RAD. INDIANILLA 25 KV | 30.07 |
| 2 FUTURA RAD. STA. MARIA 25 KV | 6.428 | 9 FUTURA RAD. MORELOS 25 KV | 6.018 |
| 3 FUTURA RAD. SAN RAFAEL 25 KV | 19.12 | 10 AUTO. CENTRAL 25 KV | 126.008 |
| 4 FUTURA RAD. CUAUTEMOC 25 KV | 23.782 | 11 AUTO. JAMAICA 6 KV | 79.56 |
| 5 AUTO. VERONICA 25 KV | 91.16 | 12 FUTURA RAD. MERCEO 25 KV | 7.334 |
| 6 FUTURA RAD. BUENAVISTA 25 KV | 17.81 | 13 FUTURA RAD. ANZUREZ 25 KV | 12.366 |
| 7 AUTO. REFORMA 6KV | 66.48 | | |

- - - - - SIST. RADIAL 6 KV
 - - - - -> ALIM. FUTURO
 - - - - -> ALIM. ACTUAL

| | |
|--|----------------------|
| UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO FACULTAD DE INGENIERIA | TESIS PROFESIONAL |
| SISTEMA GENERAL DE CABLES SUBTERRANEOS AREA DE REDES EN OPERACION Y FUTURAS | |



AREA DE REDES EN OPERACION = 6.156Km²
 AREA DE REDES FUTURAS = 22.596Km²
 AREA TOTAL = 28.752Km²



| REDES | | |
|--------------------------------|---------------------|------------------------------|
| | MVA/KM ² | MVA/KM ² |
| 1 FUTURA RAD. POLANCO 25 KV | 19.064 | 8 RAD. INDIANILLA 25KV |
| 2 FUTURA RAD. STA. MARIA 25 KV | 8.426 | 9 FUTURA RAD. MORELOS 25 KV |
| 3 FUTURA RAD. SAN RAFAEL 25 KV | 10.18 | 10 AUTO. CENTRAL 25 KV |
| 4 FUTURA RAD. CUAUTEMOC 25KV | 23.792 | 11 AUTO. JAMAICA 6 KV |
| 5 AUTO. VERONICA 25 KV | 61.16 | 12 FUTURA RAD. MERCED 25 KV |
| 6 FUTURA RAD. BUENAVISTA 25 KV | 17.61 | 13 FUTURA RAD. ANZUREZ 25 KV |
| 7 AUTO. REFORMA 6KV | 68.46 | |

- - - - - SIST. RADIAL 6 KV
 - - - - - ALIM. FUTURO
 - - - - - ALIM. ACTUAL

| | |
|--|----------------------|
| UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO FACULTAD DE INGENIERIA | TESIS PROFESIONAL |
| SISTEMA GENERAL DE CABLES SUBTERRANEOS AREA DE REDES EN OPERACION Y FUTURAS | |

Red totalmente subterránea: Cuando desde la subestación hasta la carga el sistema es subterráneo, los interruptores empleados para la protección de estas redes no efectúan recierres debido al tipo permanente de fallas que se presentan, ya que el tiempo de restauración de estos sistemas es el parámetro más importante que se debe de considerar, en la última década se han desarrollado dispositivos de protección de transferencia automática de carga que censan la presencia o ausencia de potencial, el cual permite reducir considerablemente el tiempo de interrupción.

El análisis de confiabilidad de este tipo de sistemas lleva implícito un costo inherente importante, por lo que las técnicas desarrolladas para su cálculo se tornan importantes, ya que se involucra tanto el número de fallas por usuario, el tiempo de reparación de la falla y su costo asociado.

Al diseñar un sistema eléctrico de distribución subterránea se pretende un servicio de alta calidad. 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.

La planeación de un sistema de distribución subterráneo como el de Luz y Fuerza exige un estudio detallado de la confiabilidad del mismo en sus condiciones de operación actuales y futuras. Por ello, y como primer paso es necesaria la adquisición de datos reales de operación de las redes.

ESTADÍSTICAS DE LAS REDES AUTOMÁTICAS

El Sistema Subterráneo de la Ciudad de México está constituido dentro de las colonias:

Centro, Morelos, Guerrero, Buenavista, Santa Ma. La Rivera, San Rafael, Tabacalera, Juárez, Cuauhtémoc, Anzures, Polanco, Doctores y Obrera, y está formada por Redes Radiales en 6 kv. y 23 kv., y Redes de Alimentadores Selectivos y Redes Automáticas.

De estas últimas las que actualmente están operando son:

Red Automática Central en 23 kv.

Red automática Verónica en 23 kv.

Red Automática Reforma en 23 kv.

Red Automática Jamaica en 6 kv.

Red automática Central. Comprende un área de 0.869 km², siendo los límites físicos las siguientes calles:

- Al Norte por Belizario Domínguez
- Al Este por Carmen y Correo Mayor
- Al Sur por Mesones
- Al Oeste por el eje Lázaro Cárdenas

La Red Automática Central está limitada por la Subestación Pensador Mexicano, de 230 kv. y cuenta con tres transformadores de 60 MVA, 230/23 kv., cada uno. Dicha red está constituida en Mediana Tensión por seis alimentadores de 23 kv., los cuales se identifican por la nomenclatura:

Red 51, Red 52, Red 53, Red 54, Red 55, Red 56, todos ellos con una carga instalada de:

| ALIMENTADOR | CARGA INSTALADA kVA |
|-------------|---------------------|
| Red 51 | 19 250 |
| Red 52 | 21 500 |
| Red 53 | 21 500 |
| Red 54 | 20 500 |
| Red 55 | 19 700 |
| Red 56 | 17 750 |

La densidad de carga de la red es de 138.3 MVA/km².

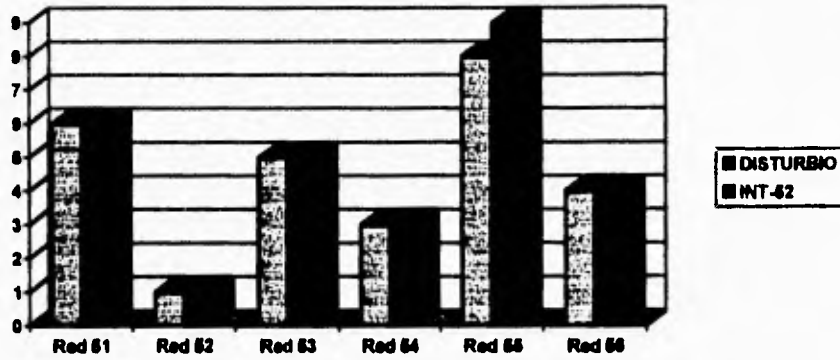
La estructura en Mediana Tensión de este tipo de redes es radial con subestaciones de distribución radiales, cuyas capacidades son de 500 y 750 kVA; este tipo de subestaciones se seleccionan por medio de interruptores, los cuales pueden operar con carga, con esto se abre el ramal sin tener necesidad de seccionar el troncal, manteniendo la continuidad del servicio.

En estadísticas de operación del interruptor 52 de sobrecorriente y de disturbios en esta red durante el periodo de Enero de 1993 a Enero de 1994, se muestran que el interruptor operó correctamente en todos los alimentadores, excepto en la red 55 que tuvo un funcionamiento del 89%, debido a que operaron nueve interruptores, habiéndose presentado solamente ocho fallas; si tomamos en cuenta la carga instalada que se queda sin servicio nos daremos cuenta que es el 16.4% del total de la carga instalada la que queda sin servicio.

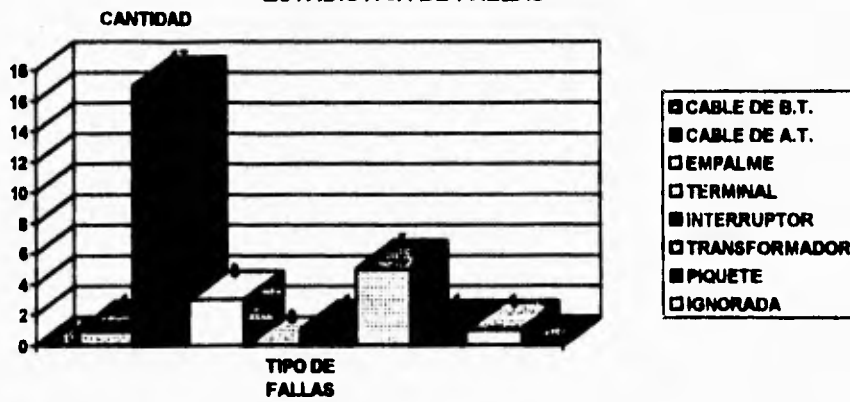
Las fallas de mayor incidencia que se presentaron (diecisiete) fueron por el cable de alta tensión en la red 55, teniendo un tiempo de reparación de las fallas promedio de 19 horas, dando por cada falla un tiempo de 1 hora 12 minutos.

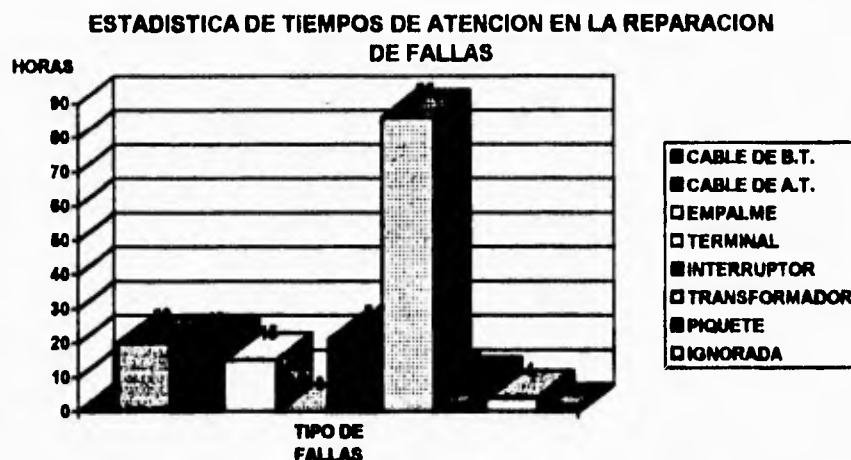
También se encontró que los dispositivo que más tiempo requieren para reparación (86 horas), son los transformadores, si tomamos en cuenta que se tienen 5 transformadores el tiempo promedio de reparación para cada transformador fallado es de 17 horas con 20 minutos, es por ello que es necesario que estos transformadores cuenten con un mantenimiento preventivo, más que correctivo. Todos estos datos pueden observarse en las siguientes gráficas.

ESTADISTICA DE DISTURBIOS Y OPERACIONES DEL INTERRUPTOR 52



ESTADISTICA DE FALLAS





Red Automática Verónica: El área comprendida es de 1 110 km² siendo sus límites físicos las siguientes calles:

- Al Norte por Villalongin
- Al Noreste por AV. De los Insurgentes
- AL Sur este por Av. Chapultepec
- Al Sur este por Lieja y Ródano
- Al Noreste por Río Lerma

La Red Automática verónica está alimentada por la subestación Huasteca , la cual está energizada en 85 Kv. Y cuenta con 4 bancos de transformadores de 30 MVA. de 85/23 Kv. cada uno. Dicha red está constituida en Mediana Tensión por 6 alimentadores de 23 Kv. Los cuales se identifican por la siguiente nomenclatura: Red 61, Red 62, Red 63, Red 64, y Red 66. Cada uno de los alimentadores tiene una carga instalada de:

| ALIMENTADOR | CARGA INSTALADA kVA |
|-------------|---------------------|
| Red 61 | 17 050 |
| Red 62 | 16 800 |
| Red 63 | 18 500 |
| Red 64 | 17 050 |
| Red 65 | 18 000 |
| Red 66 | 15 900 |

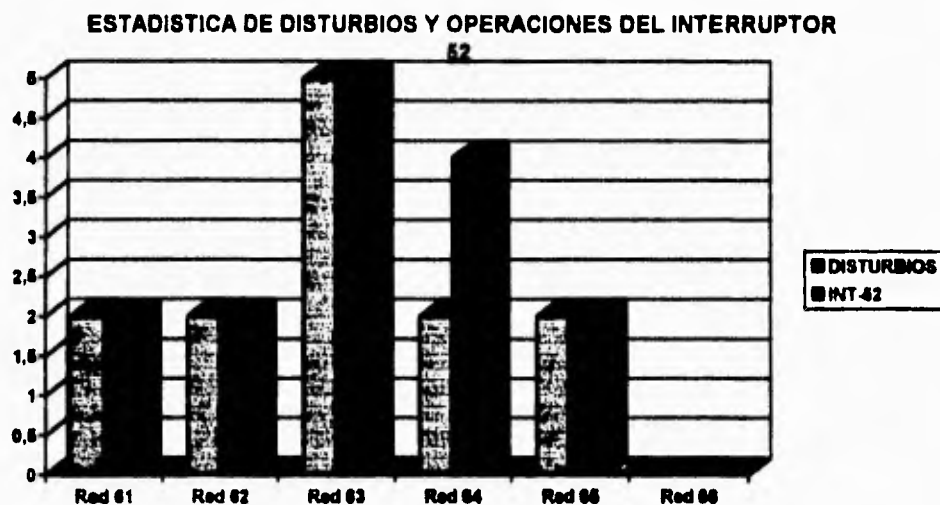
La densidad de carga de la red es de 93,06 kVA/Km².

En estadísticas de operación del interruptor 52 de sobrecorriente y de disturbios en esta red durante el periodo de Enero de 1993 a Enero de 1994, se muestran que el interruptor operó correctamente en todos los alimentadores, excepto en la red 64 que tuvo un funcionamiento del 75%, debido a que operaron cuatro interruptores, habiéndose presentado solamente tres fallas; si tomamos en cuenta la carga instalada que se queda sin servicio nos daremos cuenta que es el 16.5% del total de la carga instalada la que queda sin servicio.

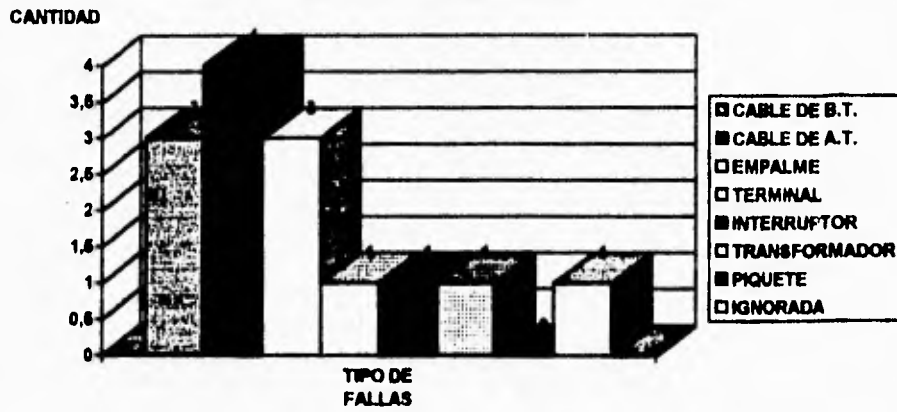
El número total de fallas fue de 14, siendo las de mayor incidencia (cuatro) las del cable de alta tensión, presentándose de la siguiente forma: una en la red 62, dos en la red 63 y una en la red 64, teniendo un tiempo de reparación de las fallas promedio de 12 horas, dando por cada falla un tiempo de reparación de 3 horas.

También se encontró que los dispositivos que más tiempo requieren para reparación (37 horas), son los cables de baja tensión, en cuanto a los transformadores solo fallo uno y el tiempo de reparación es de 31 horas, que es un tiempo también considerable.

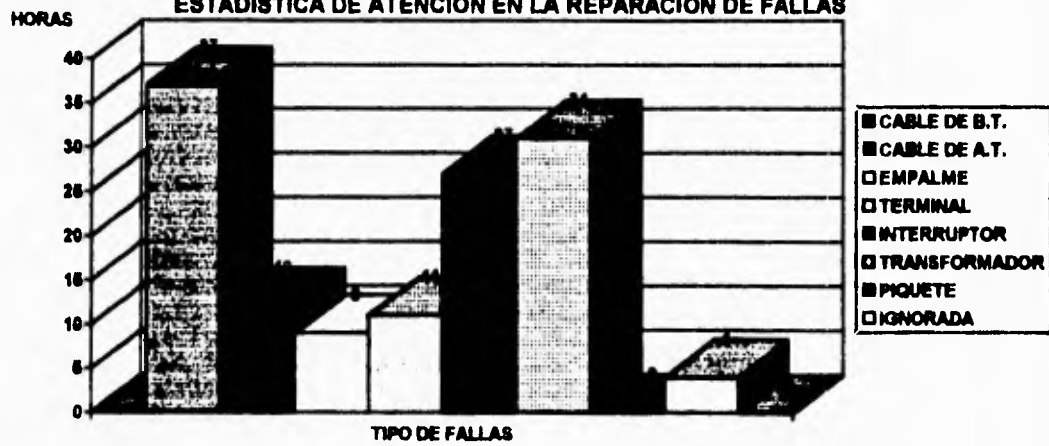
Todos estos datos pueden observarse en las siguientes gráficas.



ESTADISTICA DE FALLAS



ESTADISTICA DE ATENCION EN LA REPARACION DE FALLAS



Red automática Reforma. Comprende 1.4 km². siendo sus límites físicos de las siguientes calles:

- La norte por Puente de Alvarado y Av. Hidalgo.
- Al este por el eje Lázaro Cárdenas, Abraham González y Milán
- Al sur por Victoria, Morelos, Atenas y Roma
- Al oeste por Av. De los Insurgentes

Esta Red está alimentada por la subestación Pensador Mexicano de 230 KV. y cuenta con tres transformadores de 60 MVA 230/23 KV. cada uno, dicha red es de mediana tensión y cuenta con seis alimentadores de 23 KV. cuyas nomenclaturas son: Red 71, Red 72, Red 73, Red 74, Red 75, y la Red 76. cuyas cargas instaladas son:

| ALIMENTADOR | CARGA INSTALADA kVA |
|-------------|---------------------|
| Red 71 | 13000 |
| Red 72 | 14750 |
| Red 73 | 16000 |
| Red 74 | 12750 |
| Red 75 | 13500 |
| Red 76 | 11250 |

Cuya densidad de carga es de 58.03 MVA/Km².

En estadísticas de operación del interruptor 52 de sobrecorriente y de disturbios en esta red durante el periodo de Enero de 1993 a Enero de 1994, se muestran que el interruptor operó correctamente con una eficiencia del 100% en todos los alimentadores.

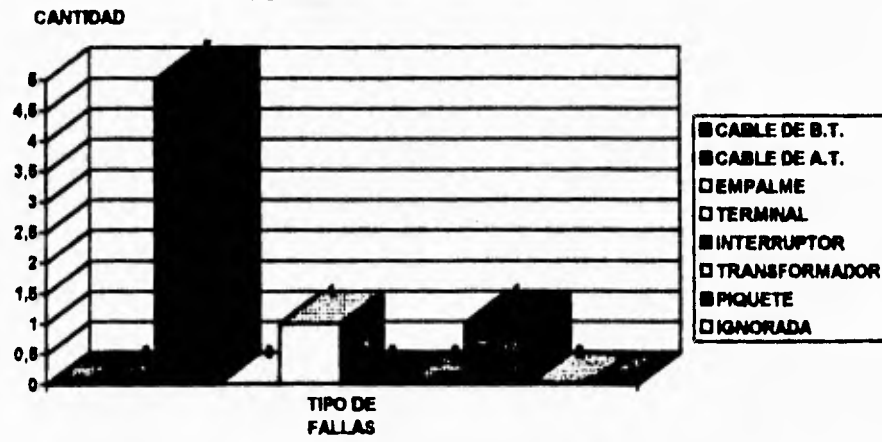
El número total de fallas fue de 7, siendo las de mayor incidencia (cinco) las del cable de alta tensión, presentándose de la siguiente forma: una en la red 73, una en la red 74, dos en la red 75 y una en la Red 76 teniendo un tiempo de reparación de las fallas promedio de 12 horas, dando por cada falla un tiempo de reparación de 2 horas con 40 minutos. Otra falla fue en la Red 73 y fue en la terminal, cuyo tiempo de reparación fue de 28 horas. Por último otra falla se presentó en la Red 71 y fue por piquete mecánico, cuyo tiempo de reparación fue de 19 horas; solamente la Red 72 no presentó ninguna falla, lo que nos muestra la falta de mantenimiento que tiene esta red.

Todos estos datos pueden observarse en las siguientes gráficas.

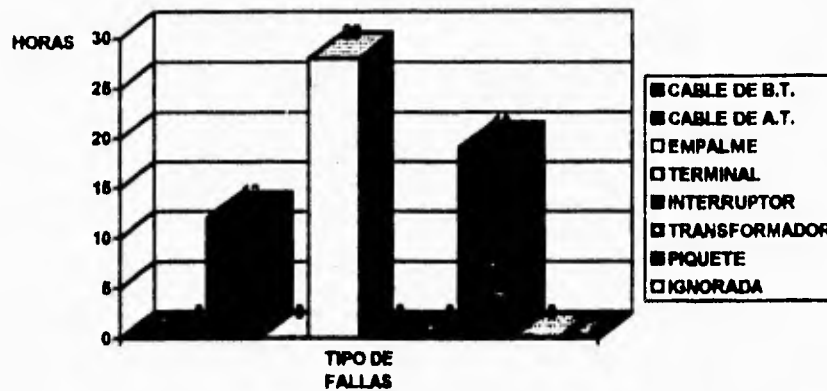
ESTADISITICA DE DISTURBIOS Y OPERACIONES DEL INTERRUPTOR
52



ESTADISTICA DE FALLAS



ESTADISTICA DE TIEMPOS DE ATENCION EN LA REPARACION DE FALLAS



Red automática Jamaica. Es de 0.60 Km² siendo sus límites físicos las calles de:

- Al norte por Mesones
- Al este por Pino Suárez
- Al sur por Chimalpopoca
- Al oeste por el eje Lázaro Cárdenas

Esta red esta alimentada por la subestación Jamaica, la cual esta energizada en 85 Kv. y cuenta con dos transformadores de 30 MVA 85/6 Kv. cuyas nomenclaturas son: Red 11, Red 12, Red 13, Red 14, Red 15, Red 16, y la Red 17, cuyas cargas instaladas son:

| ALIMENTADOR | CARGA INSTALADA KVA |
|-------------|---------------------|
| Red 11 | 4800 |
| Red 12 | 4800 |
| Red 13 | 4600 |
| Red 14 | 6300 |
| Red 15 | 7500 |
| Red 16 | 5950 |
| Red 17 | 5750 |

Cuya densidad de carga es de 66.16 MVA/Km².

En estadísticas de operación del interruptor 52 de sobrecorriente y de disturbios en esta red durante el periodo de Enero de 1993 a Enero de 1994, se muestran que el interruptor operó correctamente con una eficiencia del 100% en todos los alimentadores.

El número total de fallas fue de 5, siendo las de mayor incidencia (tres) las del cable de alta tensión , presentándose de la siguiente forma: dos en la red 15 y una en la Red 17 teniendo un tiempo de reparación

El número total de fallas fue de 5, siendo las de mayor incidencia (tres) las del cable de alta tensión , presentándose de la siguiente forma: dos en la red 15 y una en la Red 17 teniendo un tiempo de reparación de las fallas promedio de 18 horas, dando por cada falla un tiempo de reparación de 6 horas. Otro tipo de falla fue en la Red 13 en la terminal, cuyo tiempo de reparación fue de 24 horas. Por último otra falla se presentó en la Red 15 y fue un interruptor, cuyo tiempo de reparación fue de 17 horas.

EVALUACIÓN DE EL COSTO-CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEOS COMERCIALES E INDUSTRIALES

Este estudio presenta una comparación cuantitativa de los diversos sistemas de distribución subterráneos para suministrar cargas de tipo industrial y comercial en función de la confiabilidad y el costo. Los diseños que se cubren en este estudio son: Anillo abierto, radial, Anillo con transferencia automática, primario selectivo y mancha de red. El objetivo es obtener una guía de aplicación para seleccionar un diseño óptimo para un sistema de distribución subterráneo.

TIPOS DE SISTEMAS

Los diagramas esquemáticos de los cinco sistemas de distribución subterráneo de suministro industrial y comercial están ilustrado en la siguiente figura. En áreas donde las obstrucciones de construcción son mínimas y están ubicadas apropiadamente, es necesario el entierro directo de cable y equipo que debería normalmente estar utilizado por razones económicas. Se supone que tal construcción puede proporcionar un suministro de 500 kVA a seis centros de carga.

Radial

Este diseño subterráneo corresponde al menos complejo y su aplicación es limitada al servicio que no requiere gran continuidad. Tiene un rango limitado en aplicaciones subterráneas debido a que las fallas que se presenten en cualquier sistema primario o componente afectarán a todos los clientes, hasta que la falla sea localizada y reparada. El diseño ha sido empleado para suministrar consumidores aislados con transformadores tipo pedestal o sumergibles.

Anillo abierto

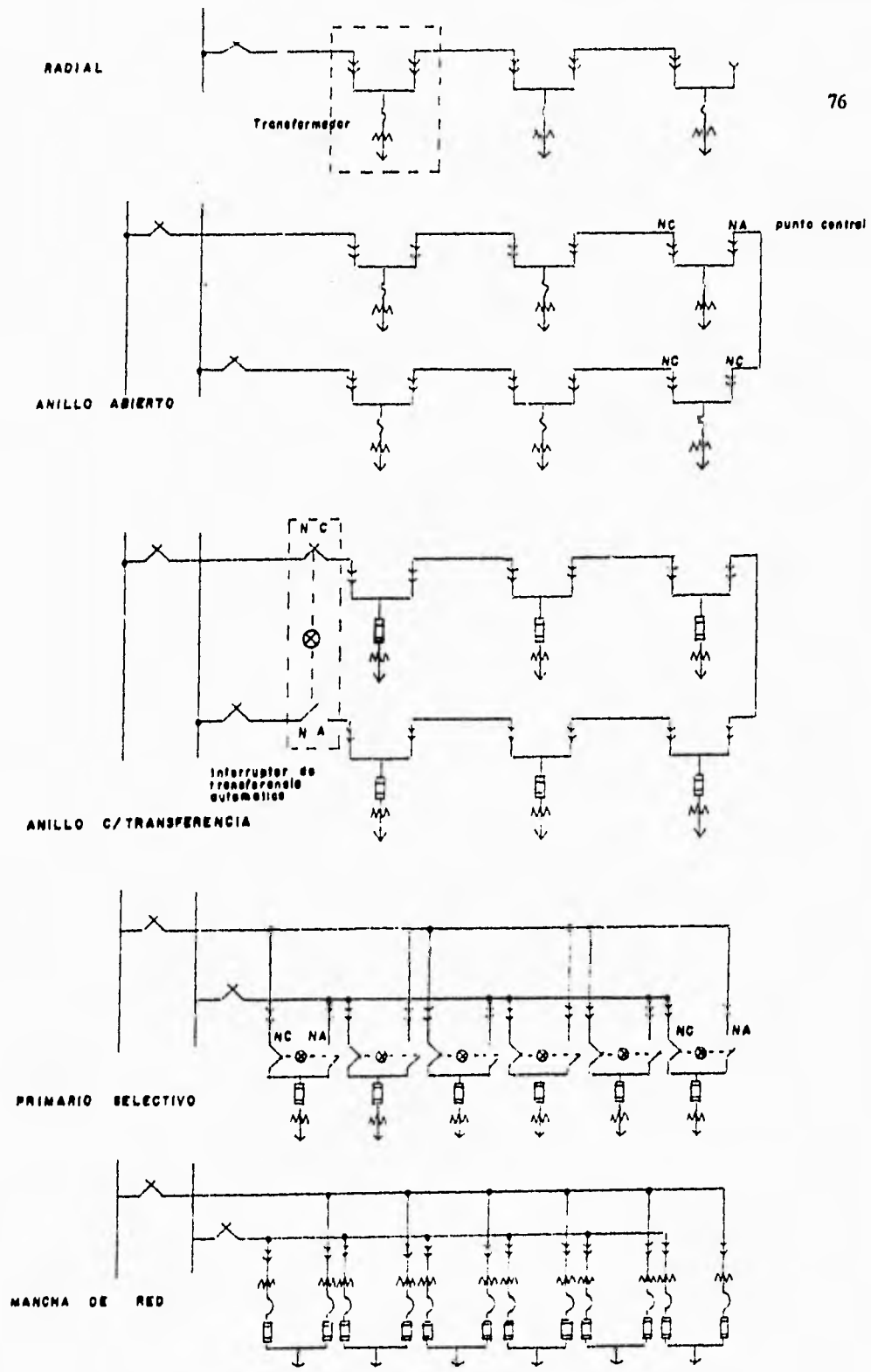
Este diseño ha sido utilizado para el suministro de cargas industriales y comerciales. Consiste de dos suministros radiales unidos en la parte central por un interruptor normalmente abierto. Una falla que se presente en un componente de la red primaria puede ser seccionada o aislada manualmente con los interruptores de los transformadores de pedestal. La apertura normal del interruptor puede cerrar para realimentar a los consumidores que están después de la falla. Aquellos consumidores localizados de el lado de la fuente de la falla tendrán restaurado el servicio hasta que sea cambiado el fusible dañado.

Anillo con transferencia automática

Este diseño es una variación del diseño de anillo de apertura manual. Los dos suministros que alimentan el anillo generalmente provienen de dos diferentes fuentes. Una de estas fuentes está designada como el suministro principal y la otra como un suministro de emergencia. Está provisto de un equipo de transferencia que transfiere del suministro principal al suministro de emergencia en el caso de que se presente una falla en el alimentador. Este diseño es el antecesor del primario selectivo.

Primario selectivo

En este diseño, existen dos circuitos independientes que son llevados hasta el centro de carga y se conectan al transformador a través de un dispositivo automático llamado interruptor de transferencia que conectan normalmente la carga a uno de los circuitos primario. La carga es automáticamente transferida al circuito alterno al existir algún desperfecto en el suministro normal.



DIAGRAMAS DE LAS ESTRUCTURAS NORMALIZADAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION SUBTERRANEA

Mancha de red

Este sistema es uno de los más flexibles y confiables que existen. Su empleo se restringe a zonas en las que ya se tiene una red subterránea implantada y con una elevada densidad de carga. Este diseño suministra un bus secundario común desde dos transformadores, cada uno con sus protectores de red. El protector de red previene que uno de los alimentadores primario retroalimente corriente de falla a otro en el caso de cortocircuito de un transformador o en cualquier otro elemento de la red.

RESULTADOS

Los resultados del cálculo de el índice de costo-confiabilidad para los cinco diseños están expresado en forma porcentual con un valor base de 100 para el diseño de anillo abierto como se muestra en Tabla 1. La información de las tasas de falla de los componentes del sistema, tiempo promedio para funciones de trabajo en función de el trabajo de restauración y costos de sistemas instalados, así como un cálculo de muestra del índice de confiabilidad están incluidos.

Tabla 1
Índice de Costo- Confiabilidad de sistema de distribución

| Diseño | Costo Instalado por unidad* (c) | Prom. Índice de duración de Interrupción (d) | índice de Costo-Confiabilidad (F _{CON}) |
|--------------------|-----------------------------------|--|--|
| Radial | \$ 9,900 | 1.511 | 59 |
| Anillo Abierto | \$10,600 | 0.833 | 100 |
| Anillo c/Trans | \$14,400 | 0.619 | 99 |
| Primario selectivo | \$35,700 | 0.156 | 159 |
| Mancha de red | \$52,300 | 0.130 | 130 |

* Unidad es un centro de carga a 500kVA.

Se observa que la mancha de red tiene el más bajo índice de duración de interrupción promedio pero el más alto costo entre los cinco diseños. En función de índice de costo-confiabilidad, el primario selectivo es superior entre los otros.

Análisis de sensibilidad

Los efectos de variaciones en ciertos parámetros de diseño en el índice de costo-confiabilidad han estado siendo investigados para descubrir la validez de resultados.

Variaciones en tasas de falla de los componentes: Los efectos de las variaciones de las tasas de falla de los componentes en el F_{CON} son comparado a continuación:

El caso 1: Las tasas de falla como originalmente se estimaron

El caso 2: Doble tasa de falla del cable

El caso 3: La mitad de la tasa de falla del cable

El caso 4: Doble de la tasa de falla de los interruptores.

El caso 5: La mitad de la tasa de falla de los interruptores

Los resultados de las variaciones debido a los cálculos de F_{CON} en la tasa de falla de los componentes están mostrados en Tabla 2. Las clasificaciones de F_{CON} de los diseños de anillo y radial están influenciados fuertemente por cambios en la tasa de falla en el cable mientras que en el primario selectivo y la mancha de red son sensibles en los cambios de tasas de falla de los interruptores. La clasificación de F_{CON} de un diseño primario selectivo permanece más alta cuando la tasa de falla del cable o del interruptor está duplicada y es la más alta cuando tal tasa de falla es reducida a la mitad.

Tabla 2
Índice de Costo- confiabilidad F_{CON}

| Diseño | Caso 1 | Caso 2 | Caso 3 | Caso 4 | Caso 5 |
|--------------------|--------|--------|------------|--------|------------|
| Radial | 59 | 31 | <u>107</u> | 55 | 61 |
| Anillo Abierto | 100 | 54 | <u>173</u> | 92 | 104 |
| Anillo c/Trans | 99 | 64 | <u>138</u> | 79 | 113 |
| Primario selectivo | 159 | 159 | 159 | 98 | <u>229</u> |
| Mancha de red | 130 | 130 | 130 | 68 | <u>238</u> |

Variaciones en tiempo de restauración.

Los efectos de variaciones a tiempo requieren para su restauración (reparación o remplazo) en el F_{CON} ser comparados para los siguientes casos:

El caso 1: El tiempo de restauración como se estimó originalmente

El caso 6: Aumentar el tiempo de restauración en un 50 %

El caso 7: Reducir el tiempo de restauración en un 50 %

Los resultados de las variaciones debido a el cálculo del F_{CON} en tiempo de restauración están mostrados en Tabla 3. Como se observa la clasificación del F_{CON} del diseño de primario selectivo permanece superior a los demás diseños en cuanto a el tiempo de restauración, que ha disminuido en un 50%. Es solamente ligeramente menor que el del diseño de la mancha de red cuando el tiempo de restauración está reducido en un 50 %.

Tabla 3
Índice de Costo-confiabilidad F_{CON}

| Diseño | Caso 1 | Caso 6 | Caso 7 |
|--------------------|------------|------------|------------|
| Radial | 59 | 47 | 80 |
| Anillo Abierto | 100 | 95 | 106 |
| Anillo c/Trans | 99 | 92 | 107 |
| Primario selectivo | <u>159</u> | <u>123</u> | <u>221</u> |
| Mancha de red | 130 | 91 | <u>225</u> |

Densidad de carga y consideraciones de ganancia

Como previamente se planteó, la aplicación particular de un diseño de sistema de distribución es depende de el requisito de carga. Los seis transformadores de 500 kVA fueron elegidos en el estudio a partir de una densidad de carga tal, que se considera representativa de los centros de carga comercial e industriales de tamaño moderado. Dentro de un rango de densidad de carga de seis transformadores de 150 kVA a seis de 1500 kVA, la clasificación de el F_{CON} para los cinco diseños permanecen prácticamente igual y se muestra en la la Tabla 4. Sin embargo, el margen de ventaja, tal como fue medido a razón de los F_{CON} s, cambia como varia la densidad de carga de área. Por ejemplo, el F_{CON} del diseño de primario selectivo es 1.36 veces mayor que el del diseño de anillo abierto de 900 kVA y este margen aumenta de 1.59 a 3000 kVA.

Tabla 4
Índice Costo-Confiabilidad en varias Densidades de Carga

| Diseño | 900 kVA | 1800 kVA | 3000 kVA | 6000 kVA | 9000 kVA |
|--------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Radial | 70 | 64 | 59 | 49 | 44 |
| Anillo Abierto | 122 | 108 | 100 | 84 | 75 |
| Anillo c/Trans | 111 | 105 | 99 | 87 | 80 |
| Primario selectivo | <u>166</u> | <u>162</u> | <u>159</u> | <u>150</u> | <u>144</u> |
| Mancha de Red | 141 | 136 | 130 | 125 | 104 |

El costo instalado por kVA por cada diseño varia considerablemente de acuerdo a la capacidad instalada del transformador. La opción de un diseño particular para suministrar una carga dada debe ser sujeta a la consideración de que un mínimo aceptable de ganancia está comprendido. Esta ganancia anual típica de una carga comercial/industrial puede sostener un costo instalado máximo de \$47 por kVA para los componentes incluidos en el diseño de sistema de distribución. Este costo, define la región de factibilidad económica de cada diseño. Así, el diseño de la mancha de red no está justificado económicamente para una capacidad instalada por abajo de los 7200 kVA, ni un primario selectivo por abajo de los 5000 kVA y así sucesivamente. Se debe de señalar que el costo instalado por kVA y la factibilidad económica limitan

**ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA.**

características. En la práctica, cada caso debería estar revisado por la factibilidad económica, comparando la ganancia anual, con los requisitos de ganancias anuales que se necesitan para servir a la carga. Los siguientes lineamientos ofrecen un enfoque general para seleccionar un diseño de sistema de distribución subterráneo para un suministro industrial y comercial:

1. Para áreas de carga que requieren hasta 1500 kVA de capacidad instalada, se utiliza un diseño de anillo abierto. El diseño radial puede estar utilizado como una alternativa para suministrar pequeñas cargas aisladas.
2. Para áreas de carga que requieren más que 1500 kVA pero menos que 7500 kVA, un diseño de primario selectivo deberá ser empleado si ganancia anual se conoce. De otra manera, se utiliza un anillo o anillo abierto con transferencia automática.
3. Para un área de carga que requiere más de 7500 kVA de capacidad, un diseño de primario selectivo deberá ser elegido, a menos que mayores requisitos de confiabilidad que se necesiten, requieran de la opción de un diseño de mancha de red.

Estos lineamientos generales dan el diseño del primario selectivo como primera preferencia sobre un rango amplio de densidades de carga teniendo como base su índice de costo-confiabilidad. También permiten dos opciones: la opción menos costosa pero cuyo diseño es menos confiable en áreas de densidad de carga más baja y más confiables pero más costos para casos de densidad con alta carga.

Los resultados de la evaluación de el costo-confiabilidad muestran que de los diseño mancha de red tienen el menor índice de duración de interrupción pero el más alto costo entre los cinco diseños. En función del índice de costo-confiabilidad, el diseño de primario selectivo es superior comparado con todos los demás diseños sobre un rango amplio de densidad de carga. La clasificación de F_{CON} de el primario selectivo llega casi a la parte superior del rango de variaciones asumidas en tasas de falla de los componentes o tiempo de restauración. En base de índice de costo-confiabilidad y consideraciones de ganancia anuales, una guía de aplicación de diseño de sistema de distribución subterráneo para suministrar cargas industriales y comerciales se puede considerar este estudio. Este estudio fue realizado en 1978, los valores por sí solos carecen de veracidad actualmente, sin embargo es de gran utilidad ya que nos permite visualizar por medio de razones matemáticas las diferencia económica existente entre los diseños, la cual siempre será la misma.

TASAS DE EL TIEMPO DE RESTAURACION DE FALLAS ESTIMADO Y COSTOS

Tabla 1

Tasas de Falla estimadas de los componentes del Sistema de Distribución Subterráneos

| componente | Tasa de Falla |
|---|----------------------|
| Cable Primario | 0.15/circuito mi/año |
| Conector separable | 0.003/unidad/año |
| Transformador | 0.005/unidad/año |
| Interruptor principal | 0.003/unidad/año |
| Interruptor de transferencia automático | 0.005/unidad/año |
| Unidad de Red | 0.005/unidad/año |
| Bus de bajo voltaje | 0.001/unidad/año |

Tabla 2
Tiempo Requerido para la Restauración del funcionamiento del trabajo

| Operación | Tiempo en horas |
|---|-----------------|
| A. Recibir llamadas, viajar al lugar de la falla | 0.75 |
| B. Verificar la causa de la falla, revisar a los indicadores de falla | 0.6 |
| C Operar el conector / interruptor | 0.25 |
| D. Operar el interruptor de transferencia automática | 0.5 |
| E. Reparar el cable | 10.0 |
| F: Reemplazar el conector | 6.5 |
| G. Reemplazar el transformador | 10.0 |
| H Reemplazar el interruptor de transferencia | 8.0 |
| I. Derivar el cable dañado (para el sistema radial solamente) | 2.0 |
| J. Reemplazar la unidad de red | 10.0 |
| K. Reparar el bus de bajo voltaje | 10.0 |

Cálculo de el índice de Confiabilidad

| | | | |
|------------------|----------------------------------|-------------------------------|-------------|
| Cable principal: | $\lambda_1 = 0.15/\text{mi/año}$ | $x_1 = 2 \times 2 \text{ mi}$ | $c_1 = 1/2$ |
| Cable lateral: | $\lambda_2 = 0.15/\text{mi/año}$ | $x_2 = 1 \text{ mi}$ | $c_2 = 1/2$ |
| Conector de LB: | $\lambda_3 = 0.003/\text{año}$ | $x_3 = 11$ | $c_3 = 1/2$ |
| Transformador: | $\lambda_4 = 0.005/\text{año}$ | $x_4 = 6$ | $c_4 = 1/6$ |

Así, el índice de frecuencia de interrupciones promedio del sistema es:

$$\bar{f} = c_1 x_1 \lambda_1 + c_2 x_2 \lambda_2 + c_3 x_3 \lambda_3 + c_4 x_4 \lambda_4$$

$$\bar{f} = (1/2)(2 \times 2)(0.15) + (1/2)(1)(0.15) + (1/2)(11)(0.003) + (1/6)(6)(0.005) = 0.397$$

El índice de duración promedio de interrupciones en cables principales y laterales:

$$\bar{d}_1 = 4\lambda_1(1/2)(A+B+C+D)$$

$$\bar{d}_1 = 4(0.15)(1/2)(.75+.6+.25+.25) = 0.555$$

$$\bar{d}_2 = (2/3)\lambda_2[(1/2)(A+B+C+C) + (1/6)(C+C)] + (1/3)\lambda_2(1/2)(A+B+C+C)$$

$$\bar{d}_2 = (2/3)(0.15) [(1/2)(.75+.6+.25+.25) + (1/6)(.25+.25)] + (1/3)(0.15)(1/2)(.75+.6+.25+.25) = 0.147$$

El índice de duración promedio de interrupción en conectores loadbreak:

$$\begin{aligned} \bar{d}_3 &= 6\lambda_3[(1/2)(A+B+C+C) + (1/6)F] + \\ &+ 4\lambda_3[(1/2)(A+B+C+C) + (1/3)(C+C) + (1/6)F] + \\ &+ \lambda_3[(1/2)(A+B+C+C) + (1/6)(C+F)] \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \bar{d}_3 &= 6(0.003)[(1/2)(.75+.6+.25+.25) + (1/6)(6.5)] + \\ &+ 4(0.003)[(1/2)(.75+.6+.25+.25) + (1/3)(.25+.25) + (1/6)(.25+6.5)] + \\ &+ (0.003)[(1/2)(.75+.6+.25+.25) + (1/6)(.25+6.5)] = 0.0684 \end{aligned}$$

El índice de duración promedio de interrupción en transformadores:

$$\begin{aligned} \bar{d}_4 &= 2\lambda_4[(1/6)(A+B) + (1/2)(C+C) + (1/6)(C+G)] + \\ &+ 2\lambda_4[(1/6)(A+B) + (1/3)(C+C) + (1/6)(C+G)] + \\ &+ \lambda_4(1/6)(A+B+C+C+G) + \lambda_4(1/6)(A+B+C+G) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \bar{d}_4 &= 2(0.005)[(1/6)(.75+.6) + (1/2)(.25+.25) + (1/6)(.25+10)] + \\ &+ 2(0.005)[(1/6)(.75+.6) + (1/3)(.25+.25) + (1/6)(.25+10)] + \\ &+ (0.005)(1/6)(.75+.6+.25+10) + (0.005)(1/6)(.75+.6+.25+10) = 0.0624 \end{aligned}$$

Así, el índice de duración promedio de interrupción de el sistema es:

$$\bar{d} = \bar{d}_1 + \bar{d}_2 + \bar{d}_3 + \bar{d}_4$$

$$0.555 + 0.147 + 0.0684 + 0.0624 = 0.833$$

Cálculo Aceptable de Costo de Instalación por kVA para Instalaciones de Distribución Primarias

Del informe estadístico anual, tenemos que para clientes comerciales/industriales la inversión de planta es:

Los kWh anuales por cliente=75, 197

La ganancia Anual por cliente=\$3,444

Promedio anual del factor de carga=0.50

Inversión de la Planta excepto las instalaciones locales de distribución primaria=\$291 por kW

Gastos de operación y mantenimiento incluyendo combustible=\$90 por kW

Suponga factor de potencia=0.80

Avg. de demanda de cliente=75197/(0.50x8760)=17.2 kW

La ganancia Anual recibida por kW capacidad=3444/(17.2/0.80)=\$160

Sea C : Inversión Capital para instalaciones locales de distribución primaria en \$ / kVA (con un factor de potencia de 0.80)

Cargo Anual de la tasa de inversión de la planta=20%

Ganancia Anual por kW de capacidad= .20(291+(C/0.80))+90

Si la ganancia Anual por KW de capacidad \geq ganancia Anual obtenida

Entonces:

$$.20(291+(C/0.80))+90 \geq 160$$

Resolviendo la Inecuación

$$C \geq 47$$

CONCLUSIONES

Del presente trabajo podemos resumir que la confiabilidad de los sistemas de distribución, es más que un concepto aislado que proporciona una cifra cuantitativa, el cual marca un límite adecuado entre el usuario y la empresa suministradora.

Es importante marcar la insuficiencia de un sólo índice, parámetro o factor de confiabilidad para satisfacer las diferentes necesidades de el sistema, ya sea que se trate de un proyecto o de un sistema ya existente.

La confiabilidad esta relacionada con la calidad del servicio que la empresa suministra a los diferentes consumidores, y los consumidores tienen también su propio concepto de confiabilidad dependiendo del tipo de servicio que requieran, lo que para algunos pueden ser parámetros básicos, para otros pueden ser los suficientes y hasta sobrados.

Los índices, son demasiado generalizados y nos indican con precisión como evoluciona el comportamiento de las instalaciones, sin embargo no proporcionan elementos para mejorarlo, o para determinar cual sería la solución para un valor de índice que haya variado negativamente.

La corrección de las causas más importantes de variación en los índices es mediante el mejoramiento de los programas de mantenimiento preventivo y sistemas para la atención de fallas importantes.

El concepto de confiabilidad, es de gran utilidad, pero que se encuentra limitado, es por ello que se hace necesario tomar en consideración diversos aspectos del comportamiento del sistema de distribución para poder realizar un análisis de confiabilidad que ayude a mejorar la calidad del servicio de distribución. Para ello es necesario utilizar varias técnicas y conceptos de Ingeniería.

Un nivel bajo de confiabilidad del servicio, nos dará menores costos, pero teniendo inconveniencias de suministro para los consumidores residenciales, pérdidas financieras y de producción, así como de seguridad para los consumidores comerciales e industriales, por ello es necesario que el diseñador de un sistema de distribución equilibre su proyecto entre el número de interrupciones que puede soportar el sistema y el costo de la inversión.

La gran utilidad de la probabilidad y las técnicas de la estadística permiten tener una base para proyectos futuros, ya sean de nuevas redes de distribución o cambios y mejoras a realizar en sistemas ya establecidos, como se puede observar en el capítulo 1 se encuentran los conceptos más indispensable para poder realizar un análisis cuantitativo de un sistema.

En el capítulo 2 encontramos todos los índices que se encuentran relacionados con el concepto de confiabilidad de un sistema de distribución, y su definición concebida como una probabilidad de que el sistema funcione dentro de los límites dados, al menos durante un periodo determinado; Esta parte del trabajo nos muestra en todas las relaciones existentes entre los diferentes factores que intervienen en un sistema de distribución una vez analizados y agrupados por medio de las herramientas mencionadas en el capítulo 1.

La estadística nos permite manejar un número bastante grande de información una vez analizada, sin embargo, una vez obtenidos todos los índices, gráficas y demás datos cuantitativos, es necesario reconocer que lo que se ha ganado en legibilidad (al tener los datos agrupados) nos da como consecuencia la pérdida de información, es por ello que es necesario, además de analizar los datos cuantitativos de el comportamiento

del sistema, analizar los diferentes factores que intervienen de una forma directa o indirecta en la confiabilidad del sistema, con el único fin de complementar el estudio de confiabilidad.

En México, actualmente a nivel académico existe muy poca información acerca de el estudio de la confiabilidad de los sistemas de distribución, erróneamente se le considera como un conjunto de valores que nos marcan si un sistema es "bueno" o "malo", sin considerar todos los aspectos anteriormente mencionados.

Además de los aspectos cuantitativos y cualitativos, es necesario tener la certeza de que todo lo anteriormente expuesto en realidad se lleva a cabo en nuestro país es por ello, que consideré necesario el capítulo cuatro de aplicaciones, donde podemos confirmar el uso de todos los conceptos antes mencionados.

GLOSARIO

| | |
|------------------------------------|---|
| Alto voltaje | Un incremento en el voltaje nominal por más de 2.5 segundos. |
| Bajo voltaje | Una reducción en el voltaje nominal por más de 2.5 segundos. |
| Consumidor | Es un usuario individual, firma u organización que compra servicio eléctrico en un sitio bajo ciertas condiciones de un contrato. Si el servicio es suministrado a un consumidor en más de un sitio cada sitio debe ser contado como un consumidor individual. Cada consumidor que este más allá de un medidor principal se incluye en la cuenta de un solo consumidor, por lo que se considera en conjunto a un solo consumidor. |
| Depresiones de voltaje | Es el término aceptado comunmente y que significa una reducción breve en el voltaje nominal, cuya duración va desde los 10 ms hasta 2.5 ms. |
| Duración de la interrupción | Es el periodo desde el inicio de una interrupción a un usuario hasta que el servicio ha sido restaurado a ese usuario |
| Interrupción | Es la pérdida del servicio eléctrico de uno o más consumidores. |
| Sistema de distribución | Un sistema de distribución es aquella porción de un sistema eléctrico de potencia el cual enlaza la fuente o fuentes del bloque de potencia con las instalaciones de los consumidores. Las líneas de subtransmisión, subestaciones distribución, alimentadores primarios, transformadores de distribución y servicios al consumidor, conforman las diferentes partes de un sistema de distribución. |
| Sobretensión. | Es un aumento en el voltaje nominal por más de 2.5 segundos. |
| Unidad de red | Equipo que consta de un transformador y su protección. |

BIBLIOGRAFÍA

Ing. Francisco Hernández Cortés.

"Análisis de diferentes aspectos en la coordinación de aislamiento en las redes de distribución."

IEEE.RVP-86-DIS-06; pp 42-51

Ing. Valmiki López Mena

"Análisis de sistemas de distribución."

IEEE. RVP-89-DIS-24; pp. 166-169

Ing. J.L. Apodaca

"Aplicación de control estadístico a los procesos de distribución."

IEEE: RVP-89-DIS-13; pp. 112-119

H.Solorzano A, A. Basave C.

"Aplicación de seccionadores automáticos para elevar la confiabilidad de las redes de distribución."

Documento IEEE; México 1981; pp232-237

Ing. Héctor G. Sarmiento Uruchurta & Ing. Raúl Velázquez Sánchez

"Aspectos de la calidad de la energía suministrada a industrias con equipo sensible."

Boletín IIE NOV./DIC. 1993; pp 259-265

J. Yebra, R. Espinosa y Lara, F: Martínez Cruz

"Confiabilidad de Sistemas de Distribución"

México 1981.

N.E. Chang

"Cost-Reliability evaluation of commercial and industrial underground distribution system design."

IEEE paper A 79 058-9; New York, NY February 1979

Subgerencia de distribución foránea

"Estadísticas de las redes automáticas de la Ciudad de México."

1994

Subgerencia de distribución foránea

"Estadísticas de operación de las redes subterráneas."

1994

Subgerencia de distribución foránea

"Estudio de confiabilidad para la alimentación a la línea del metro "Pantitlán-La Paz"

1994

Gonzalo Moyao López

"Evaluación Técnico económica de sistemas de automatización para sistemas de distribución de energía eléctrica."

Tesis. pp 12-38

Subgerencia de distribución foránea

"Informes comparativos del Tiempo de Interrupción por usuario."

1992, 1993,1994

Bernardo Frontana de la Cruz
"La Teoría de la Confiabilidad en los sistemas de distribución"
 Ingeniería de distribución; Facultad de Ingeniería; Agosto 1980

Ing. Rafael López Gallardo & Ing. Guillermo López Monroy
"Mantenimiento de alimentadores de distribución aérea en zonas de alta resistividad o con alta contaminación."
 IEEE. RVP-89-DIS-24; pp 188-195

R.E. Walpole & R.H. Myers
"Probabilidad y Estadística para Ingenieros"
 McGraw-Hill; México 1990; pp 139-143, 146-160

Miller Irwin & Freund John E.
"Probabilidad y Estadística para Ingenieros"
 Prentice-Hall; México 1987; pp 7-9,25,75-82, .119-125,152-162,319-324,495-503

Subgerencia de distribución.
"Redes subterráneas"
 1994

Several authors
"Reliability: how parts fail"
 IEEE. Magazine Spectrum
 Volumen 18/Number 10
 October 1981; pp 36-43

Ing. Roberto Espinosa y Lara
"Sistemas de distribución"
 Noruega Limusa; México 1990; pp 331-417

K.A.: Gómez, A. Pérez S., M. Duarte R.
"Situación actual en el desarrollo de cables de baja tensión"
 IEEE. RVP-89-CON-10

J.C: Lemoine, Y. Sacher
"Taking into Account Service Continuity and Quality in Distribution Network Planning"
 IEEE: Paper 4.1 1976; pp 123-126