

5
2ef.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA



**“PROYECTO DE
AUTOMATIZACIÓN DE UNA RED
DE DISTRIBUCIÓN”**

T E S I S

que para obtener el título de:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

Área Eléctrica y Electrónica

P r e s e n t a n:

Francisco Isaías Aldana Contreras
Tomás Ricardo Bernal Castillo
Arturo Gómez Carranza
Andrés Hidalgo Espinosa
Víctor Palafox Martínez

Director de Tesis : Ing. Pelayo Fernández Villalobos

México D.F.

1997



**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México



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.

Agradecer es un acto necesario de aquellos que sabemos que las metas no pueden lograrse individualmente. Es la consecuencia lógica a los esfuerzos de todas aquellas personas que nos motivaron para realizar nuestros sueños, dirimir nuestros temores y continuar, como siempre hacia adelante. Por eso queremos mencionar en especial a nuestras familias por el apoyo brindado y a nuestros amigos y compañeros que con su ejemplo nos indicaron el camino.

ÍNDICE

CAPÍTULO I

ANTECEDENTES, DEFINICIONES.

1.1 INTRODUCCIÓN.	1
1.2 ANTECEDENTES.	2
1.2.1 Redes automáticas de distribución.	2
1.2.2 Automatización con dispositivos remotos.	2
1.2.3 Límites de empleo y aplicación de las redes automatizadas.	7
1.3 DEFINICIONES.	7
1.3.1 Automatización.	7
1.3.2 Confiabilidad.	7
1.3.3 Sistema de Distribución.	8
1.3.4 Estructuras fundamentales de los Sistemas de Distribución.	8
1.3.4.1 Estructuras de Mediana Tensión.	9
1.3.4.2 Disturbios en los sistemas.	11
1.3.4.3 Operación o maniobra.	12
1.3.5 Unidad Terminal Remota (UTR).	12

CAPÍTULO II
CALIDAD DE SERVICIO, CONFIABILIDAD Y
TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN.

2.1 CALIDAD DE SERVICIO.	14
2.1.1 Continuidad del servicio.	15
2.1.2 Regulación de voltaje.	15
2.1.3 Control de frecuencia.	15
2.2 CONFIABILIDAD.	16
2.2.1 Introducción.	16
2.2.2 Confiabilidad en sistemas serie y paralelo.	18
2.2.3 Parámetros importantes de la confiabilidad.	19
2.2.4 Obtención de los parámetros de confiabilidad.	20
2.2.5 Índices de confiabilidad.	23
2.3 TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN POR USUARIO (TIU).	26

CAPÍTULO III

CÁLCULO DEL COSTO CAUSADO POR LAS INTERRUPCIONES.

3.1 INTRODUCCIÓN.	28
3.2 INTERRUPCIONES.	28
3.2.1 Tipos de Interrupciones.	29
3.2.2 Causas de las Interrupciones.	29
3.3 COSTOS O PÉRDIDAS CAUSADOS POR LAS INTERRUPCIONES.	30

3.3.1 Efectos o costos provocados a los usuarios.	30
3.3.2 Costos a las empresas que suministran la energía.	31
3.4 MÉTODOS, ÍNDICES Y PARÁMETROS QUE SE UTILIZAN EN LA EVALUACIÓN DEL COSTO DE LAS INTERRUPCIONES.	32
3.4.1 Métodos.	32
3.4.2 Índices.	33
3.4.3 Parámetros.	34
3.5 COSTO DE LAS INTERRUPCIONES.	34
3.5.1 Optimización Costo-Confiability.	36
3.6 CÁLCULO DE LOS COSTOS DE INTERRUPCIÓN DE LA RED A AUTOMATIZAR.	38

CAPÍTULO IV

INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS Y RED DE CONTROL.

4.1 INTRODUCCION.	41
4.2 INTERRUPTORES.	41
4.2.1 Características generales de los interruptores.	42
4.3 RESTAURADORES.	44
4.4 SECCIONALIZADORES.	46
4.5 COORDINACION DE DISPOSITIVOS.	48
4.6 RED DE CONTROL.	51

CAPÍTULO V

TOPOLOGÍA DE LA RED CON RESTAURADORES AUTOMÁTICOS.

5.1 CONCEPTOS GENERALES.	57
5.1.1 Sistemas de Distribución.	57
5.1.2 Componentes principales de un sistema de distribución.	58
5.2 FACTORES QUE INTERVIENEN EN EL ANÁLISIS DE LA CONFIABILIDAD.	59
5.3 ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD.	59
5.3.1 Alternativas.	60
5.4 SISTEMA AUTOMATIZADO.	69

CAPÍTULO VI

ANÁLISIS DE LA INVERSIÓN.

6.1 ANÁLISIS BENEFICIO COSTO.	73
6.1.1 Método Beneficio Costo.	73
6.2 HORIZONTE DE PLANEACIÓN, ANÁLISIS DEL CRECIMIENTO DE LA CARGA.	74
6.2.1 Horizonte de planeación.	74
6.2.2 Análisis del crecimiento de la carga de la red.	75
6.3 OBTENCIÓN DE LA RELACIÓN BENEFICIO/COSTO DE LAS ALTERNATIVAS DEL PROYECTO DE AUTOMATIZACIÓN EN VALOR PRESENTE.	75
6.3.1. Determinación de beneficios y costos.	75
6.3.2 Conversión de costos y beneficios a valor presente.	79
6.3.3 Cálculo de la relación beneficio / costo.	80
6.4 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN.	81

CAPÍTULO VII

COSTOS DE OPERACIÓN Y COSTOS DE MANTENIMIENTO

7.1 CONCEPTOS.	83
7.2 COSTOS DE OPERACIÓN.	85
7.3 COSTOS DE MANTENIMIENTO.	85

CAPÍTULO VIII

HOJA DE CÁLCULO, FLUJO DE CAJA, TIR Y CRITERIOS DE DECISIÓN SOBRE EL PROYECTO.

8.1 INTRODUCCION.	88
8.2 CONCEPTOS GENERALES SOBRE TIR.	88
8.3 MÉTODO DE LA TASA INTERNA DE RETORNO.	91
8.4 HOJA DE CÁLCULO.	93
8.5 CRITERIOS DE DECISIÓN SOBRE EL PROYECTO.	94
8.6 RESULTADOS Y CONCLUSIONES.	94

APÉNDICE A

TOPOLOGÍA DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN A AUTOMATIZAR. ESQUEMA 1 1/2.	96
--	-----------

APÉNDICE B

ANÁLISIS DE RENTABILIDAD.	97
----------------------------------	-----------

APÉNDICE C

MÉTODOS PARA LA COMPARACIÓN DE ALTERNATIVAS.	98
1. MÉTODO DEL VALOR PRESENTE (VP).	99
2. MÉTODO DEL VALOR ANUAL EQUIVALENTE (VAE).	100

APÉNDICE D

DATOS EMPACADOS DIGITALMENTE VIA CELULAR (CELLULAR DIGITAL PACKET DATA/CDPD).	101
GLOSARIO.	103
BIBLIOGRAFÍA.	108

CAPÍTULO I

ANTECEDENTES, DEFINICIONES.

1.1 INTRODUCCIÓN.

La mayoría de las fallas que se presentan en las redes de distribución eléctrica no automatizadas de Compañía de Luz y Fuerza del Centro tienen duraciones promedio de 20 minutos, lo cual provoca una considerable reducción en la calidad del servicio, reflejándose ésta principalmente en la continuidad. Un sistema con deficiente continuidad en el servicio suministrado es un sistema de baja confiabilidad.

Es el aspecto confiabilidad lo que nos lleva al planteamiento de la automatización de una red de distribución, ya que la importancia de contar con un sistema confiable, reedita tanto en la calidad del servicio como en los costos de distribución y mantenimiento, es decir, el tiempo promedio de interrupción por usuario (TIU) se reduciría considerablemente dado que para el caso de México se tiene un valor TIU promedio de aproximadamente 400 minutos al año considerando interrupciones completas del suministro de energía, aun cuando éstas sean instantáneas. Este tiempo es bastante elevado en comparación con algunas ciudades de los Estados Unidos puesto que en estas se manejan rangos de 5 a 10 minutos al año de interrupciones. El reducir el valor de TIU provocaría un decremento en los tiempos de reparación, mantenimiento y restablecimiento del servicio así como de los costos que estos provocan.

El presente trabajo propone la automatización de un grupo de alimentadores de una red de distribución, la cual comprenda cuatro subestaciones eléctricas del Distrito Federal. Consideramos que la automatización permitiría incrementar en la zona la continuidad del servicio, es decir, se reduciría la zona afectada en comparación a aquella en la que no existe automatización, lo que implicaría un menor número de usuarios sin servicio, además de que se decrementarían los tiempos de reparación, mantenimiento y restablecimiento del servicio eléctrico a los consumidores.

1.2 ANTECEDENTES.

1.2.1 Redes automáticas de distribución.

Inicialmente se pensó que la red automática se usaría sólo para grandes ciudades y en zonas donde existiese una densidad de carga muy alta, pero a medida que fue pasando el tiempo y que se perfeccionaron procedimientos y equipo, ésta se ha venido empleando en ciudades de menor importancia. Actualmente hay redes instaladas en poblaciones hasta de 25 mil habitantes en Estados Unidos.

El sistema de la red automática garantiza un servicio prácticamente continuo porque las fallas en los alimentadores de alta tensión no afectan a los usuarios, únicamente habrá interrupción en el caso de una falla en la subestación principal o una salida completa de todo el sistema, casos poco frecuentes y que por lo general, de presentarse, se deben resolver en tiempos cortos. Habrá también interrupción cuando la falla sea en baja tensión en la acometida del servicio del cliente.

1.2.2 Automatización con dispositivos remotos.

Las redes eléctricas automatizadas se han desarrollado en conjunto con los sistemas supervisores de adquisición de datos y control (SCADA, por sus siglas en inglés de Supervisory Control and Data Acquisition). A los controles supervisores se les ha definido como “Un arreglo para realizar control y supervisión de aparatos localizados remotamente utilizando técnicas de multiplexaje a través de un pequeño número de canales de interconexión”. Un sistema supervisor tiene la capacidad de controlar dispositivos específicos y confirmar dicha ejecución por medio de acciones dirigidas. Es decir es un conjunto de equipos que entregan a un operador localizado remotamente, la información necesaria para determinar el estado particular de una pieza o parte de un equipo en una subestación o de una planta generadora, y el operador podrá ejecutar acciones sobre los equipos sin estar presente físicamente en el mismo sitio donde se ubican los equipos.

De lo anterior podemos determinar que una red eléctrica automática es aquella que a través de un centro de control recibe información de los elementos que la componen como plantas generadoras,

líneas de transmisión y subtransmisión, con la que podemos enviar comandos que modifiquen el estado de los diferentes elementos que integran la red eléctrica.

La mayoría de los sistemas supervisores se justifican con el propósito de dar a los operadores del sistema eléctrico de potencia la información y capacidad de control que estos requieren para poder realizar el manejo adecuado del sistema y responder de manera conveniente al sistema en caso de una falla. La información intenta alertar de algunos problemas pero existe otro tipo de información que se necesita para registros y reportes. Esta información que entrega el sistema supervisor se utiliza por otros departamentos de la compañía eléctrica como:

- Departamento de Protección, éste utiliza la información para determinar si los relevadores operan apropiadamente durante una falla y/o posiblemente determinar que relevadores no operan como se esperaba (estos registros se logran debido a que las modernas terminales remotas, UTR's por sus siglas en inglés Remote Terminal Unit, son capaces de almacenar largas secuencias de eventos).
- Departamento de Mantenimiento usa la información de una manera diferente. Por ejemplo en algunos casos el mantenimiento de un equipo como interruptores se programa con base en el número de operaciones o tiempo de servicio.
- Departamento de Producción estará interesado en reunir información relativa a unidades y plantas generadoras, a subestaciones en servicio, del uso de combustible, eficiencia y condiciones del sistema en general.

Diferentes niveles de las compañías eléctricas hacen uso de la información disponible, se obtiene la indicación de como se opera el sistema, de como se distribuye la energía total suministrada durante el día, durante una semana, durante un mes o durante un año, porcentajes de costos, uso de combustible (venta y compra), etc. En resumen todos los departamentos de una compañía eléctrica tienen una mayor cantidad de información, la cual será proporcionada por el sistema supervisor.

Los sistemas de distribución de energía eléctrica surgen cuando comienza a utilizarse la electricidad como fuente de energía que satisface necesidades de procesos industriales y

necesidades residenciales, la cual al aumentar su demanda hace imposible que los centros de generación y de consumo estén en el mismo lugar dando origen a los sistemas de generación, transmisión y distribución. Estos últimos tienen como objetivo proveer de energía eléctrica a los diversos usuarios en el punto de consumo.

Conforme los sistemas eléctricos han crecido, la necesidad de ahorro de energía debido al costo y escasez de combustibles además de la necesidad de minimizar los daños ecológicos, se han buscado varias técnicas que logren dichos ahorros energéticos y produzcan un servicio más eficiente eléctrica y operacionalmente buscando dar mayor confiabilidad al suministro eléctrico. En lo que respecta a la distribución se han logrado dichas metas con diversos enfoques de confiabilidad y estrategias de operación, entre las que se encuentran los esquemas de automatización de la distribución y los siguientes casos muestran un panorama de la evolución de los sistemas automatizados en la distribución.

Una compañía pionera en tecnología de control supervisor y adquisición de datos en el nivel de distribución fue la Union Electric Company (UE), cuya base de operación está en St. Luis Missouri, Illinois. Esta compañía empezó a investigar técnicas de automatización en los años sesentas para poder reducir la duración de las fallas y su frecuencia. Instaló su primer sistema SCADA en 1975 en el departamento de operación de distribución que permitía controlar firmemente su sistema de distribución primario. A través del monitoreo de señales analógicas y digitales en puntos como subestaciones de distribución, transformadores, seccionadores e interruptores, se podía ejercer un control de dichos elementos. El sistema tenía cuatro componentes principales: 1) Unidades Terminales Remotas, 2) Terminales usadas por los operadores para monitorear y controlar el sistema, 3) Una unidad central de cómputo y otra de respaldo. 4) Una red de telecomunicaciones que enlazaba a las UTR's con el control central (líneas telefónicas, 900 Mhz radio, y enlaces de microondas).

Una compañía española de transmisión y distribución conocida como IBERDROLA (IBD) que cubre un área de 188,122 km² con 7'930,000 consumidores, comenzó a desarrollar desde 1981 un sistema de distribución automatizado llamado CERA (Control Electrónico de Redes y Abonados). Este proyecto inició como un proyecto piloto para 2,500 consumidores dispersos en áreas diferentes teniendo la telecomunicación del sistema SCADA por medio de líneas de potencia y

otras vías como la línea telefónica, además usó dispositivos , que llamó concentradores, los que se colocaron en diversos puntos para coleccionar pulsos de los medidores de los consumidores. Entre las tareas que realizaba este sistema era la reconfiguración de los circuitos, libramiento de fallas, regulación de voltaje, control de reactivos, corrección del factor de potencia y control de carga.

Uno de los proyectos de automatización en la distribución más sobresalientes fue el Athens Automation and Control Experiment (AACE) ya que fué el primer sistema de automatización en la distribución integrado completamente en Estados Unidos. El proyecto fue patrocinado por la Athens Utilities Board y el Departamento de Energía de los Estados Unidos a través de la oficina de energía de distribución y almacenamiento de energía, en cooperación con la Tennessee Valley Authority (TVA), el Electric Power Research Institute (EPRI), el Tennessee Valley Public Power Association (TVPPA) y la Baltimore Gas and Electric Company. El propósito de el AACE fué desarrollar y probar varias acciones de control de carga, operaciones de control de reactivos y capacidades de reconfiguración del sistema de distribución desde el balance de cargas en los transformadores y alimentadores hasta aplicaciones residenciales individuales. La tecnología resultante sería transferida a la industria eléctrica para su implementación a gran escala. Este proyecto comenzó a funcionar en enero de 1985 hasta junio de 1987 en su fase experimental.

Entre los proyectos de automatización más recientes está el operado por Kyushu Electric Power Co. Inc. desde el inicio de la década de los noventas. Este sistema tiene un control central de procesamiento de alta confiabilidad basado en una computadora Hitachi V90/65 con dos estaciones de monitoreo, con terminales gráficas de alta resolución. Las principales funciones que realiza el sistema son monitoreo (monitorear el sistema de distribución), control (operaciones para cubrir fallas automáticamente, operaciones programables, operaciones de emergencia, etc.), llevar registros (de cargas y de operaciones realizadas), ser un soporte de operación (para mantenimiento y en caso de desastres).

Otro sistema de automatización implementado recientemente es el desarrollado por la Pacific Gas & Electric Company Distribution, la cual desarrolló un sistema de información en tiempo real llamado RTSCADA. En cuya primera fase (agosto 1991-abril 1992) se desarrolló un sistema maestro SCADA con funciones avanzadas y se creó una red de información en tiempo real de los eventos del sistema. La segunda fase sería conectar nueve estaciones maestras y poder controlar

varios centros de conmutación. El sistema se interconectó con las redes LAN y WAN de la PG&E en la tercer fase, además se integro a la red de proyectos de ingeniería y planeación. Para este equipo se usaria una workstation bajo ambiente UNIX.

En la actualidad la automatización en la distribución sigue sumando fuerzas para su implementación solo que a futuro se desarrollaran estos sistemas con filosofías diferentes como la del sistema que la Sourthern California Edison (SCE) ha creado para mejorar la eficiencia eléctrica y operacional de su sistema. Esta empresa sirve a 4.2 millones de consumidores en 50,000 m². Su programa de automatización incluye automatización de capacitores, interruptores, alarmas de circuitos desenergizados o fallas, monitoreo y control de subestaciones y control de interrupciones. Este proyecto inició en 1992 con la instalación de los primeros capacitores automáticos cuyo número ha ido en aumento. El control de interrupciones usa una interfaz gráfica donde se muestra el sistema de distribución del cual se pueden localizar fallas al accesar a la información de la base de datos de la computadora principal (bajo un ambiente UNIX) que contiene información en tiempo real a partir de un modelo de enlaces de conectividad eléctrica de los consumidores a un alimentador o a una subestación, cuya información de continuidad alimenta a la base de datos. Este sistema fue instalado en enero de 1994. Anteriormente se realizaba el control centralizado, la SCE ha implementado sistemas de control y procesamiento distribuidos, los elementos del sistema pueden ser manejados en el más bajo nivel a través del incremento de información disponible en todos los aspectos del sistema. Lo anterior se logra instalando un sistema escalable modular de dispositivos electrónicos inteligentes (IDE's) coordinados a través de procesadores de subestaciones con lo que se intenta incrementar la información disponible en todos los aspectos del sistema y los operadores están equipados para intervenir donde sea necesario por medio de varias PC's y estaciones de trabajo que se unen para crear un sistema con un vasto poder de procesamiento distribuido. Este sistema de procesamiento distribuido se ha comenzado con la instalación de los procesadores y vías de comunicación en subestaciones y se esperan terminar con los IDE's en 1997.

Por lo expuesto anteriormente se puede establecer, la espera de un futuro de crecimiento en los sistemas automatizados como solución a la eficiencia eléctrica y operativa de los sistemas de distribución.

1.2.3 Límites de empleo y aplicación de las redes automatizadas.

Cuando se necesita alta calidad en el servicio en alguna zona, por lo general la estructura de red automática es la que más emplea; en ciertas condiciones este tipo de red de distribución es más económica cuando se desea obtener un alto grado de continuidad. Las fallas en circuitos o líneas usualmente se localizan y reparan en tiempos más o menos cortos; sin embargo, hay que tener presente que una falla en un cable requiere un tiempo considerable para ser localizada y reparada.

1.3 DEFINICIONES.

1.3.1 Automatización.

En el transcurso de la historia, el hombre a través de la ingeniería ha desarrollado procesos, metodologías y sistemas auxiliares para manipular sistemas físicos y obtener, a través de los efectos o reacciones controlados del sistema, el máximo aprovechamiento de éste, en beneficio del hombre.

Una manera de mejorar dichos sistemas físicos se logra a través de la automatización. La cual podemos definir como: “El sistema que provee el control oportuno y la adquisición de información de los elementos de un proceso a través de las comunicaciones con dispositivos remotos”.

1.3.2 Confiabilidad.

Una definición formal de confiabilidad establece que esta es la probabilidad de que un equipo o un sistema no falle en un periodo y condiciones establecidas, sin embargo se ha hecho costumbre hablar de confiabilidad en términos generales como todo aquello que aumenta la seguridad y confianza de la falla de un equipo, sistema o servicio.

El problema de asegurar y mantener la confiabilidad tiene múltiples facetas, incluyendo el diseño de equipo original, control de calidad durante la producción, inspección de aceptación, ensayos de campo, prueba de vida y modificaciones de diseño. Por si fuera poco, la confiabilidad compete

directa o indirectamente a una gran variedad de otras consideraciones de ingeniería, principalmente costo, complejidad, tamaño, peso y mantenimiento. A pesar de sus complicados aspectos ingenieriles, es posible dar una definición matemática del concepto de confiabilidad. El hecho de que un producto puede funcionar de una manera satisfactoria en un conjunto de condiciones pero no en otras, y que el rendimiento para un fin no garantiza un rendimiento adecuado en otro, así pues, definiremos la confiabilidad de un producto como la probabilidad de que funcione dentro de límites dados al menos durante un período determinado en condiciones ambientales específicas.

1.3.3 Sistema de Distribución.

Es el conjunto de instalaciones desde 120 volts hasta tensiones de 34.5 Kv encargadas de entregar la energía eléctrica a los usuarios.

1.3.4 Estructuras fundamentales de los Sistemas de Distribución.

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

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

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

- Continuidad del servicio.
- Regulación de tensión.

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

Existen sólo dos tipos fundamentales de redes de distribución:

- **Radial.** Por definición, un sistema de operación radial es aquel en que el flujo de energía tiene una sola trayectoria de la fuente a la carga, de tal manera que una falla en ésta produce interrupción en el servicio. Es probablemente el más antiguo y comúnmente usado en la distribución de energía eléctrica. Debido a su bajo costo y sencillez, las redes de operación radial se seguirán usando.
- **Paralelo.** En un sistema de operación en paralelo el flujo de energía se divide entre varios elementos, teniendo más de una trayectoria. La operación en paralelo se utiliza sobre todo en redes de baja tensión. Con este tipo de redes se tiene una estructura sencilla en la red primaria, donde las subestaciones están conectadas en simple derivación radial. La continuidad está asegurada en la red de baja tensión por medio de la operación en paralelo. Las protecciones sólo existen en la salida de los alimentadores de red y a la salida de los transformadores. La eliminación de las fallas en los cables de la red de baja tensión se hace por autoextinción o bien con fusibles limitadores colocados en los extremos de los cables. En este caso el nivel de continuidad desciende hasta las derivaciones a los servicios.

1.3.4.1 Estructuras de Mediana Tensión.

Las diferentes estructuras de mediana tensión que más se emplean en la actualidad en los sistemas de distribución son las siguientes:

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

Estructura radial.

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

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

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

Red aérea. Se caracteriza por su sencillez y economía, razón por la cual su empleo está muy generalizado. Se adapta para:

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

Los elementos principales en esta red (transformadores, cuchillas, seccionadores, cables, etc.) se instalan en postes o estructuras de distintos materiales. La configuración más sencilla que se

emplea para los alimentadores primarios es del tipo arbolar; consiste en conductores de calibre grueso en la troncal y de menor calibre en las derivaciones o ramales.

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

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

Red Mixta. Es muy parecida a la red aérea; difiere de ésta sólo en que sus alimentadores secundarios en vez de instalarse en la postería se instalan directamente enterrados, tiene la ventaja de que elimina gran cantidad de conductores aéreos, favoreciendo con esto la estética del conjunto y disminuyendo notablemente el número de fallas en la red secundaria, con lo que aumenta por consecuencia la confiabilidad del sistema. El tipo de cable que por lo general se emplea es de aislamiento extruido directamente enterrado.

Red Subterránea. Esta estructura se constituye con cables troncales que salen en forma “radiante” de la subestación eléctrica y con cables transversales que ligan a las troncales. La sección de cable que se utiliza debe ser uniforme, es decir, la misma para los troncales y para los ramales.

La aplicación de este tipo de estructura es recomendable en zonas extendidas, con altas densidades de carga (15 a 20 MVA/km²) y fuertes tendencias de crecimiento.

1.3.4.2 Disturbios en los sistemas.

Las perturbaciones y disturbios ocurren en un circuito de transmisión cuando se alteran sus condiciones, de cualquier forma que sea. Una oscilación es un disturbio recurrente debido generalmente a la oscilación de energía entre los campos electrostático y electromagnético. Una oscilación de baja frecuencia o una oscilación que se amortigua rápidamente se denomina

perturbación u onda de choque. Los disturbios pueden originarse en el mismo sistema, en casos tales como maniobras, contactos con tierra o variaciones de carga, o pueden ser debidos a causas exteriores, como es el caso del rayo o descargas atmosféricas.

1.3.4.3 Operación o maniobra.

La eficacia y habilidad de maniobra de un sistema es tan esencial para el buen servicio como su proyecto técnico.

En realidad, un sistema bien proyectado puede fracasar, no respondiendo a las necesidades del servicio, si su explotación es defectuosa. Además de las maniobras de conexión y desconexión de líneas y unidades para atender a las demandas de carga, en caso de ocurrir una interrupción es necesario no sólo restablecer prontamente el servicio, sino detectar y separar el equipo defectuoso, evitando de este modo la propagación de las averías.

1.3.5 Unidad Terminal Remota (UTR).

Las unidades terminales remotas son un juego de subsistemas o elementos que trabajan como los ojos, oídos y manos de una estación maestra. UTR's son el esclavo de la estación maestra, pero en algunas aplicaciones las UTR's se equipan para tener capacidad de procesamiento computacional y/o automatización. Los elementos de las UTR's son:

- **Subsistema de Comunicaciones:** Es la interfaz entre la red de comunicaciones y la lógica interna de la UTR, este subsistema recibe los mensajes de la estación maestra y después que la UTR los interpreta e inicializa acciones, envía una respuesta apropiada a la estación maestra. Esta comunicación es a través de una red de telecomunicaciones entre la estación maestra y el subsistema de comunicaciones.
- **Subsistema Lógico:** Este consiste de un microprocesador principalmente y una base de datos de entrada y salida; realiza el procesamiento principal, controla los tiempos y secuencia de control además realiza la conversión analógica-digital y la optimización requerida.

- **Subsistema de Dispositivos Terminales:** Este provee la interfaz entre el subsistema lógico de la UTR y el equipo externo tal como el sistema de telecomunicaciones, la fuente de poder primaria y los dispositivos de la subestación.
- **Subsistemas de prueba para la interfaz Hombre-Maquina:** Es una serie de componentes para probar el hardware, firmware, software, y los indicadores visuales de las UTR's incorporadas en displays o paneles de prueba y mantenimiento. Este subsistema debe probar la correcta operación del hardware y software. Si existen errores detectados deben encenderse ciertos indicadores de alarmas en la UTR y se procede a tomar las medidas adecuadas. Si el protocolo lo permite, la información del error debe ser transmitida a la estación maestra. El panel de prueba para la interfaz hombre-maquina debe operar la UTR simulando una estación maestra sin causar una operación del sistema de potencia, lo que significa que la energía para los relevadores de control debe ser interrumpida en ese período. Este subsistema deberá asistir al personal en detectar fallas y problemas en el nivel del tablero de la UTR de tal manera que la falla se reparada.

La red de telecomunicaciones empleadas en estos sistemas pueden ser implementadas sobre diversos sistemas tales como comunicación vía satélite, fibra óptica, por los sistemas de radio, usando la línea de transmisión, canales de TV por cable, etc. Los UTR's modernas pueden ser intercomunicadas con la mayoría de estos sistemas de telecomunicaciones por medio de modems incorporados, estos modems pueden variar su velocidad desde 300 a 1200 bauds. La mayoría de los UTR's están provistos de un puerto de comunicación RS232 que se puede usar para conectarse a modems externos de alta velocidad de transmisión de información de 2400 a 9600 bauds.

CAPÍTULO II

CALIDAD DE SERVICIO, CONFIABILIDAD Y TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN.

2.1 CALIDAD DE SERVICIO.

Para la industria eléctrica, como cualquier empresa de manufactura o servicio, el control de calidad debe ser una de sus principales preocupaciones y objetivos.

Un control total de calidad implica una producción de bienes o servicios a niveles más económicos proporcionando la completa satisfacción de los usuarios.

La calidad del servicio eléctrico se define como la capacidad del sistema eléctrico de proporcionar, dentro de los límites establecidos, un suministro aceptable. El sistema debe ser capaz de responder satisfactoriamente a perturbaciones y entregar la energía en forma adecuada para su uso.

La calidad del suministro de energía eléctrica puede definirse con los tres parámetros siguientes: continuidad del servicio, regulación del voltaje, y control de la frecuencia. Los parámetros a su vez contienen variables que se toman en cuenta para evaluar la calidad de servicio.

- Continuidad.
- Tensión.
- Relación entre fases.
- Interrupciones instantáneas.
- Frecuencia.
- Forma de onda.
- Armónicas.

2.1.1 Continuidad del servicio.

En los sistemas eléctricos había sido norma considerar lo más importante la continuidad, después su calidad y por último la economía, sin embargo, hoy debemos admitir que la continuidad es parte de la calidad del servicio lo que presupone un costo asociado al nivel que se requiera de los parámetros de calidad y cada tipo de servicio o tarifa es sensible a un nivel diferente.

Siendo la industria eléctrica tan importante para el desarrollo y sostenimiento de toda actividad humana, un disturbio en el suministro de energía eléctrica puede causar trastornos y pérdidas económicas considerables; todo eso ha traído como consecuencia que la continuidad y la calidad de servicio sean más exigidas por los usuarios y que su análisis se haya extendido.

2.1.2 Regulación de voltaje.

Para el funcionamiento satisfactorio de los sistemas eléctricos, la regulación de voltaje es de suma importancia ya que por medio de ésta se evita acortar la vida útil de los aparatos que usan la energía eléctrica. Una variación de $+5\%$ del voltaje en los puntos de utilización, con respecto al voltaje nominal, se considera satisfactorio; una variación de $+10\%$ se considera tolerable.

2.1.3 Control de frecuencia.

Los sistemas de energía eléctrica funcionan a una frecuencia determinada, dentro de ciertas tolerancias. El rango de las variaciones de frecuencia que se tolera en el suministro a usuarios depende de las características de los aparatos que utilicen la energía y del funcionamiento del sistema. Tanto los equipos eléctricos generadores, como los aparatos que utilizan la energía, están diseñados para funcionar a una frecuencia determinada.

Desde el punto de vista del usuario puede ser suficiente una tolerancia de $\pm 1\%$. Desde el punto de vista del funcionamiento del sistema de suministro algunos tienen capacidad de controlar la frecuencia en el orden de ± 0.5 Hz.

Las cargas resistivas son insensibles a la variación de frecuencia. En cambio las cargas inductivas, que en su gran mayoría son motores eléctricos y transformadores, son afectados en mayor o menor grado por las variaciones de frecuencia. De lo anterior, se deduce la importancia del control de frecuencia, como sabemos la gran mayoría de procesos productivos son impulsado por algún tipo de carga inductiva.

Las características que debe cumplir la frecuencia de una onda de tensión en un sistema eléctrico son: pureza, los generadores deben proporcionar tensión lo mas aproximado a una onda sinusoidal; armónicas en un porcentaje despreciable, las armónicas de la onda de tensión existen pero representan un porcentaje reducido con relación a la onda fundamental para no causar problemas de pérdidas o mal funcionamiento de cierto tipo de equipos eléctricos.

La verificación continua de la calidad de suministro de energía eléctrica se basa en la comparación de valores previamente fijados por las compañías de distribución y los que se presentan en la operación real del sistema a través del tiempo.

El establecimiento de las metas de calidad constituye un factor esencial en el proceso de planeación de un sistema de distribución, ya que con ellas es posible establecer criterios de diseño, por ejemplo la localización de subestaciones y equipos de seccionamiento automático, configuración de las estructuras, etc.

Las metas de calidad deben ser fijadas en función de las necesidades de suministro de los consumidores, tomando en cuenta siempre las inversiones necesarias que deberán erogarse en el equipo y su mantenimiento.

2.2 CONFIABILIDAD.

2.2.1 Introducción.

El análisis de la confiabilidad, en este trabajo, se limita a un sistema de distribución de energía eléctrica. Se tratará de hacer un análisis del Sistema de Transmisión separado del Sistema de

Generación, debido a que la transmisión y generación están generalmente divididas en diferentes empresas, y pueden adoptar sus propias definiciones y patrones. Muchos de los conceptos descritos también se aplican al análisis de la confiabilidad de un sistema de generación y transmisión.

En la actualidad el modelado y evaluación de la confiabilidad en los sistemas de distribución ha recibido el mismo interés que se tiene en los sistemas de potencia, pero falta estudiar la integración de datos, para hacer aplicaciones metódicas en casos prácticos. Anteriormente por razones de la inversión inicial y la seguridad de transportar grandes cantidades de energía, se había resaltado en gran medida el aseguramiento de la confiabilidad en la parte de centrales eléctricas y líneas de transmisión.

El análisis de la confiabilidad de la distribución había sido descuido por los especialistas y estudiosos. En parte esto fue porque las consecuencias de las fallas en los sistemas de distribución están reducidas a una zona específica y por ello son poco probables de ser causantes de una ruina política o financiera. También por la percepción de que los beneficios son bajos, al extender la confiabilidad. Además ciertamente el análisis de la confiabilidad de la distribución, su predicción y optimización pueden no ser problemas particularmente manejables. Las técnicas que se requieren para analizar un sistema de distribución depende del tipo de sistema y la profundidad del análisis.

Un análisis de las estadísticas de falla demuestra que el sistema de distribución tiene la mayor contribución individual en la disponibilidad del suministro de energía a los usuarios.

Otra razón del aumento del interés en el análisis de confiabilidad es que la configuración del sistema de distribución y la filosofía de operación afectan significativamente la confiabilidad, y a que el capital, costo de operación y mantenimiento son mas representativos que los del sistema de transmisión y además como ya se mencionó, las necesidades y expectativas acerca de la confiabilidad de fuentes de energía eléctrica para toda actividad humana.

Además, el análisis de confiabilidad de la distribución puede ayudar a mejorar la confiabilidad de los sistemas de transmisión eléctrica al mismo tiempo que previene gastos mal dirigidos y sobreinversiones.

La definición formal de confiabilidad nos dice que es la probabilidad de que un equipo o un sistema no falle en un período dado y en condiciones establecidas. Sin embargo se ha hecho costumbre hablar de confiabilidad en términos generales, como todo aquello que aumenta la seguridad y confianza de que un equipo, sistema o servicio no falle durante un lapso de tiempo, el cual es generalmente un año.

Matemáticamente la confiabilidad esta definida por:

$$R(t) = e^{-\lambda t}$$

donde:

λ : tasa de falla.

t: tiempo en años.

La confiabilidad del servicio eléctrico a un usuario es la probabilidad de no tener suspensión del servicio, es decir continuidad de servicio. La confiabilidad esta íntimamente relacionada con la continuidad, es decir a medida que el servicio es más continuo se tiene una mayor confiabilidad.

2.2.2 Confiabilidad en sistemas serie y paralelo.

Una gran cantidad de sistemas pueden considerarse como sistemas en serie o en paralelo, o una combinación de ambos. Un sistema en serie está caracterizado por el hecho de 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.

La ley simple del producto de confiabilidades, aplicable a sistemas en serie de componentes individuales, claramente demuestra el efecto que el incremento de complejidad ejerce sobre la confiabilidad.

$$R = \prod_{i=1}^n R_i$$

Así, en el caso de sistemas en paralelo tenemos una ley del producto de confiabilidades para sistemas en serie. Escribiendo esta ley en otra forma, obtenemos la ley del producto de inestabilidades para la confiabilidad de un sistema en paralelo.

$$R = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - R_i)$$

2.2.3 Parámetros importantes de la confiabilidad.

Los parámetros prácticos y más empleados en la actualidad por las compañías eléctricas de Estados Unidos y Canadá, para el cálculo de la confiabilidad son: tasa de falla por año λ y tasa de reparación μ .

Si hablamos de un sistema de distribución, la tasa de falla es el número medio de interrupciones del servicio que el consumidor puede esperar por año, el número medio es obtenido independientemente de la duración de la interrupción.

Si nos referimos al integrante de un sistema, la tasa de falla que en alguna literatura se le llama tasa de salida, es el estado de un componente cuando no esta disponible o habilitado para ejecutar su función específica debido a un evento asociado a este.

La confiabilidad de un sistema depende del tiempo que ha estado en servicio, por esto es importante el estudio de la distribución en el tiempo, de la tasa de falla de los componentes del sistema, en condiciones determinadas.

Una curva para la razón de falla que caracteriza a una gran diversidad de sistemas y aparatos eléctricos es la que se presenta en la figura 2.1.

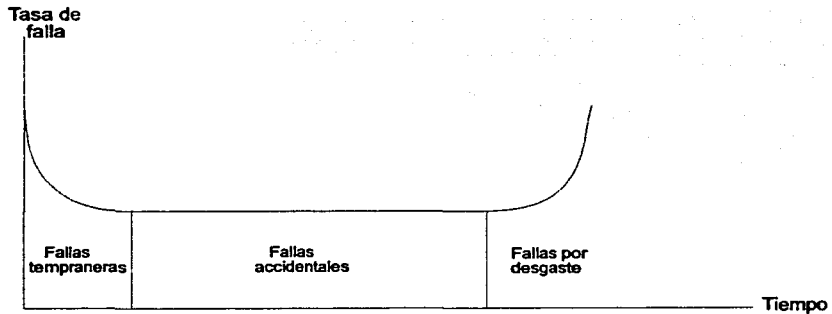


Fig. 2.1. Curva para la razón de falla

La curva está dividida de manera conveniente en tres partes. La primera se caracteriza por una razón de falla decreciente y representa el período durante el cual los aparatos de mala calidad son eliminados. La segunda parte, que a menudo se caracteriza por una razón de falla constante, se considera el período de vida útil en que sólo ocurren fallas accidentales. La tercera parte se caracteriza por un incremento en la razón de falla, y es el período durante el cual las fallas se deben principalmente al desgaste.

La tasa de reparación μ es el tiempo medio empleado para restablecer el servicio o poner en operación el componente que falló.

Los parámetros anteriores pueden ser evaluados de las características físicas o en base a información estadística del sistema o sus componentes.

2.2.4 Obtención de los parámetros de confiabilidad.

Cuando se tiene un elemento o un sistema, la principal pregunta que uno se hace es ¿cuándo fallará? pero su respuesta no es precisa, para obtenerla se hace necesario tomar datos estadísticos de elementos iguales o similares.

Si contamos con los suficientes datos de tiempos de operación y de duración de falla, es de esperarse que el tiempo de una falla (r), con respecto a otro puede ser diferente y que el tiempo para que se presente una falla (T) es variable, por lo que es difícil predecirlos, pero es posible hacerlo, si calculamos tiempos promedios en base a los datos de su desempeño pasado, como se puede observar en la figura 2.2.

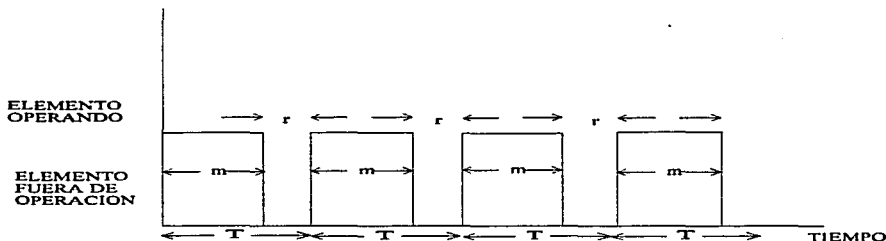


Fig. 2.2. Tiempos de operación y de duración de fallas

donde:

r : tiempo de duración de la falla o tiempo de reparación.

m : tiempo de operación o servicio

T : frecuencia de falla

- Tiempo medio (promedio) en presentarse una falla (M.T.T.F.: por sus siglas en inglés de Mean Time To Failure). Este parámetro es empleado en sistemas o equipos no reparables.

$$M.T.T.F = \frac{\sum_{i=0}^n m_i}{n}$$

- **Tiempo medio de reparación (restauración) (M.T.T.R.:** por sus siglas en inglés de Mean Time To Repair.)

$$M.T.T.R = \frac{\sum_{i=0}^n r_i}{n}$$

- **Tiempo medio entre fallas (M.T.B.F.:** por sus siglas en inglés de Mean Time Between Failure). En caso de ser sistemas o equipos reparables es cuando se emplea este parámetro.

$$M.T.B.F = \frac{\sum_{i=0}^n (m_i + r_i)}{n}$$

De los anteriores tiempos promedio se pueden obtener las tasas que nos indican la transición de un estado disponible a uno no disponible.

λ tasa de falla. Esta se define por la siguiente ecuación:

$$\lambda = \frac{1}{M.T.T.F.}$$

μ tasa de reparación. La ecuación que define la tasa de reparación es:

$$\mu = \frac{1}{M.T.T.R}$$

f frecuencia de falla. La frecuencia de falla esta representada por la siguiente expresión:

$$f = \frac{1}{M.T.B.F + M.T.T.R.} \approx \frac{1}{M.T.B.F.}$$

Si se considera que $MTTF \gg MTTR$ se puede ver que la frecuencia de falla y la tasa de falla tienden a ser iguales, por lo que generalmente son usadas indistintamente.

El concepto de disponibilidad toma en cuenta el tiempo que se tarda en restablecerse el servicio, además del tiempo de interrupciones sucesivas.

Un aspecto importante de la confiabilidad de los sistemas o componentes es la oportunidad de encontrarlo en estado disponible.

D disponibilidad, la cual se representa por la siguiente expresión:

$$D = \frac{\mu}{\lambda + \mu}$$

El caso contrario de encontrar un componente en estado disponible se define como indisponibilidad, la cual se representa como:

$$I = 1 - D \quad \text{o} \quad I = \frac{\lambda}{\lambda + \mu}$$

2.2.5 Índices de confiabilidad.

Estos índices se calculan normalmente cuando el suministro de energía eléctrica a los usuarios individuales o a los sistemas de distribución se evalúan independientemente del valor de la confiabilidad o el costo de la no confiabilidad. Estos índices pueden usarse para evaluar el rendimiento pasado o para predecir el rendimiento futuro. Típicamente son medidas de tasa de falla promedio, duración de corte promedio y tiempo de corte anual promedio en el cual se, a su tiempo, determina la disponibilidad de energía a los clientes.

Ahora presentamos un número de índices de confiabilidad usados comúnmente para los sistemas de distribución. Mientras que estos índices son aquellos que generalmente se presentan en la literatura, las aplicaciones en la práctica pueden usar índices diferentes, o tal vez equivalentes, para

cubrir sus propios requerimientos específicos o aquellos de sus reglamentos. Al calcular los índices, es importante tener una definición clara y consistente de el tipo de falla (corte) o duración que se caracteriza como una interrupción.

SAIFI (Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema). Se define como el número promedio de interrupciones por consumidor servido por unidad de tiempo. Es calculado dividiendo el número acumulado de interrupciones usuario en un año entre el número de usuarios servidos.

$$\text{SAIFI} = \frac{\text{Número total anual de interrupciones por usuario}}{\text{Número total de usuarios servidos}}$$

Este índice tiene unidades: tiempo⁻¹.

CAIFI (Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Consumidor). Es definido como el número promedio de interrupciones experimentadas por consumidor afectado por unidad de tiempo. Es calculado dividiendo el número de interrupciones usuario observadas en un año entre el número de usuarios afectados. Contando cada usuario afectado solo una vez sin considerar el número de interrupciones que el consumidor puede haber experimentado durante el año.

$$\text{CAIFI} = \frac{\text{Número total anual de interrupciones a usuarios}}{\text{Número total de usuarios afectados}}$$

El CAIFI es el índice usado para calcular la tasa de falla de sistemas de distribución o la tasa de interrupción a la cual los clientes son expuestos. Mide la frecuencia de interrupción para consumidores que han sido afectados y así provee un medio para el reconocimiento cronológico de la tendencia en la confiabilidad del servicio para aquellos consumidores que actualmente sufren una interrupción.

El SAIDI y CAIDI son los índices de duración de interrupción que corresponden a los índices de frecuencia de interrupción SAIFI y CAIFI respectivamente.

SAIDI (Índice de Duración Promedio de Interrupción del Sistema.). Se define como la duración promedio de interrupción para consumidores servidos durante un año. Es calculado dividiendo la suma de todas las duraciones de las interrupciones usuario durante el año entre el número de usuarios servidos durante el año.

$$\text{SAIDI} = \frac{\text{Suma de duraciones de interrupción a usuarios}}{\text{Número total de usuarios}}$$

SAIDI tiene dimensiones de: hora-año⁻¹.

CAIDI (Índice de Duración Promedio de Interrupción al Cliente). Este índice está definido como la duración de interrupción para consumidores afectados durante un año. Se calcula dividiendo la suma de la duración de las interrupciones a usuario durante el periodo especificado entre el número de interrupciones durante el año.

$$\text{CAIDI} = \frac{\text{Suma de duraciones de interrupción a usuario}}{\text{Número total de interrupciones a usuarios}}$$

CAIDI tiene dimensión: horas.

Finalmente, el **ASAI** (Índice de Disponibilidad Promedio del Servicio). Es la razón del número total de horas usuario que el servicio estuvo disponible durante un año y el total de horas usuario demandadas.

$$\text{ASAI} = \frac{\text{Servicio disponible al usuario en horas}}{\text{Total de horas demandadas}}$$

ASAI es adimensional.

Estos índices de confiabilidad son valores promedio que son usados para describir eventos aleatorios poco frecuentes. Cuando son aplicados a grupos de consumidores o sistemas de distribución completos, estos índices de confiabilidad no hacen distinción entre clientes o entre las cargas que representan. Asumen que un cliente corporativo mayor no tiene más importancia que el más humilde consumidor residencial. Es ocioso decir que esto puede no estar de acuerdo con la realidad.

Aún cuando se usen los mismos índices casi nunca son compatibles entre compañías diferentes. Las compañías, los consumidores y los organismos reguladores deberán ser precavidos cuando los comparen. Así, por ejemplo, la comparación del SAIFI entre compañías puede ser confusa en ausencia de una definición común de lo que constituye una interrupción.

Otras medidas de confiabilidad indican el servicio más pobre dado a cualquier usuario en el sistema de distribución:

- Número máximo esperado de interrupciones experimentadas por un consumidor.
- Tiempo máximo esperado de restauración experimentado por algún consumidor.
- Probabilidad de que cualquier consumidor estará fuera de servicio en algún tiempo por más del tiempo especificado.

Dado que los clientes pueden tolerar cortes pequeños ocasionales pero pueden resentirse por cortes excesivamente prolongados o frecuentes, estos índices de confiabilidad pueden ser de utilidad en el cálculo de las fronteras de la confiabilidad del servicio.

2.3 TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN POR USUARIO (TIU).

El tiempo medio de interrupción por usuario (TIU) es la suma de todos los tiempos de interrupción de una zona, tomando en cuenta todos los usuarios de la zona, o sea que, como es el promedio, algunos usuarios podrían haber tenido 24 hrs. de interrupción y otros minutos, aquí una interrupción mayor es tomada como mínimo de un minuto, esta duración fue escogida por que es

el tiempo medio en que se realiza una apertura y recierre automático, por lo que es también es importante conocer la dispersión del TIU por zonas.

$$TIU = \frac{\sum Di * Ui}{N}$$

donde:

Di.- Duración de la i-esima interrupción en minutos acaecida durante un año en un circuito de distribución de la zona que se trata.

Ui.- Usuarios afectados por la i-esima interrupción acaecida durante el año en un circuito de distribución de la zona que se trata.

N.- Número total de consumidores en un circuito de distribución de la zona que se trata.

En México, según, datos de CLyFC, el TIU anual es aproximadamente de 400 min. Con un promedio anual de 0.01 interrupción/ km.

El tiempo medio de interrupción en un punto de entrega de energía al sistema de distribución tiene del 5% al 15% de las interrupciones, el otro 85% a 95% de las interrupciones que sufre el usuario final lo aporta la distribución.

CAPÍTULO III

CÁLCULO DEL COSTO CAUSADO POR LAS INTERRUPCIONES.

3.1 INTRODUCCIÓN.

La determinación del costo de las interrupciones es importante porque sirve para la evaluación de alternativas de sistemas eléctricos (de automatización en nuestro caso) que tienen confiabilidades diferentes. Las interrupciones en el suministro de energía causan costos tanto a los usuarios, como a la compañía que proporciona el servicio. Los costos provocados a la compañía que presta el servicio se deben al restablecimiento del servicio y el costo de la energía que se deja de vender. Los costos o pérdidas en los usuarios se relacionan con la naturaleza y con el grado de dependencia que se tiene del fluido eléctrico, esta dependencia es función de las características tanto del consumidor como de la interrupción. En las características del consumidor se incluyen el tipo de consumidor, el tipo de actividades del consumidor, la demanda y necesidades de energía, la dependencia de la energía, etc. Las características de las interrupciones comprenden: la duración, la frecuencia, la hora del día, si la interrupción es parcial o completa, etc.

3.2 INTERRUPCIONES.

El suministro de energía a los clientes puede ser interrumpido por la falla de componentes o por inestabilidad del sistema, provocados por excesivo calor debido a sobrecargas o por voltajes indeseables.

3.2.1 Tipos de Interrupciones.

Las interrupciones ocasionadas por fallas u otras emergencias que requieren que un componente sea retirado de servicio inmediatamente tan pronto como se puedan realizar operaciones de switcheo, son conocidas como interrupciones forzadas.

Se conocen como interrupciones programadas las que ocurren cuando un componente es retirado de servicio deliberadamente, para actividades de construcción, mantenimiento preventivo o de reparación.

Las interrupciones se clasifican como permanentes, temporales o transitorias dependiendo de su duración y de las medidas que se toman para eliminarlas.

Una interrupción permanente forzada es aquella que no es eliminada rápidamente, por ejemplo cuando un rayo cae sobre un aislador, esta falla debe ser eliminada reparando o reemplazando el componente antes de restablecer el servicio.

Una interrupción forzada, temporal o transitoria es aquella que es eliminada inmediatamente, el componente afectado es puesto en servicio rápidamente. La distinción entre una interrupción forzada temporal y una transitoria es que la temporal es restablecida por switcheo manual o por el cambio de un fusible, mientras que una transitoria es restablecida por switcheo automático. Una interrupción se considera instantánea si dura menos de un minuto.

3.2.2 Causas de las Interrupciones.

Las fallas por la apertura de un componente pueden ser el resultado de rupturas físicas o por la apertura de un dispositivo de interrupción en una o más fases de la red. Además, los interruptores (breakers) del circuito, los restauradores (reclosers) y los switches de desconexión pueden funcionar mal al trabajarse cuando se les ordena abrir o cerrar, o sufrir operaciones espurias.

Las fallas dan como resultado altas corrientes que fluyen al punto fallado. A menos que sean interrumpidas, estas corrientes exceden la capacidad térmica de los conductores y resultan en el

recocido de los conductores y en la quema del aislante, en suma, bajo voltaje en la vecindad del punto fallado y por lo tanto en la puesta fuera de operación de los equipos conectados. Las fallas pueden también dar como resultado que se tenga un sistema trifásico no balanceado el cual causa la operación inadecuada de los equipos.

Pueden ocurrir los siguientes tipos de falla de aislamiento en una línea de distribución: falla de una fase a tierra, falla de dos fases a tierra, falla entre dos fases y falla trifásica.

Los transformadores fallan debido a la ruptura o deterioro del aislamiento entre vueltas o entre el bobinado y la estructura de acero, o quizás por la pérdida de aceite combinado con el switcheo o sobrevoltaje provocado por descargas atmosféricas. También factores externos tales como sobrecarga, sobrevoltajes y operación a baja frecuencia que incrementan los flujos y la temperatura en los transformadores pueden causar su falla.

Las líneas aéreas son particularmente susceptibles a fallas causadas por el viento, granizo, impacto de árboles, grúas, papalotes, globos y pájaros, daño a los soportes, contaminación de aislantes, y a sobrevoltajes provocados por rayos.

Las tormentas eléctricas son responsables de alrededor del 40 % de las interrupciones.

3.3 COSTOS O PÉRDIDAS CAUSADOS POR LAS INTERRUPCIONES.

Las fallas en los sistemas de distribución tendrán como resultado la interrupción en el suministro de energía, provocándole costos a los usuarios y a la compañía que presta el servicio, éstos se describen a continuación.

3.3.1 Efectos o costos provocados a los usuarios.

Los efectos o costos causados a los usuarios pueden clasificarse como:

- **Directos, económicos o sociales.** Los efectos económicos directos comprenden las pérdidas provocadas debido a que se detiene la producción en las fábricas, el pago de recursos ociosos

(mano de obra, capital, impuestos, etc.), costos por reiniciar procesos, costos por la descomposición o daño de materias primas o alimentos, daños a equipos, costos asociados a la salud y a la seguridad de las personas y los costos de las compañías que suministran la energía asociados a las interrupciones.

Los efectos sociales directos comprenden las molestias debidas a la falta de transporte, pérdidas de tiempo, daños personales, etc.

- **Indirectos, económicos o sociales.** Los efectos económicos indirectos son difíciles de clasificar como económicos o sociales. Ejemplos de tales costos son: saqueos durante las interrupciones, fallas en dispositivos de seguridad industrial obligando a paralizarse la zona, desobediencia civil, etc.
- **A corto plazo o a largo plazo.** Los impactos económicos a corto o a largo plazo son a menudo identificados como las medidas que se toman para reducir los costos debidos a interrupciones próximas o futuras como es la instalación de interruptores de protección y fuentes de respaldo (UPS's). También se incluye la reubicación de plantas industriales a lugares con mayores índices de confiabilidad.

3.3.2 Costos a las empresas que suministran la energía.

Estos costos se clasifican como costos directos y costos indirectos.

Los costos directos siempre incluyen la pérdida monetaria debida a la energía no suministrada al cliente más el costo del trabajo de las cuadrillas y de los materiales requeridos para el restablecimiento del servicio.

Los costos indirectos son pérdidas monetarias que son difíciles de cuantificar, como es la pérdida de la confianza de los usuarios y por consiguiente la pérdida de ventas futuras de energía.

3.4 MÉTODOS, ÍNDICES Y PARÁMETROS QUE SE UTILIZAN EN LA EVALUACIÓN DEL COSTO DE LAS INTERRUPCIONES.

No existen acuerdos en los métodos empleados para la determinación de los costos o pérdidas provocados por las interrupciones en situaciones particulares ni en la interpretación de resultados.

Para la evaluación de los costos de las interrupciones se han creado modelos analíticos complejos que se aplican a los diferentes tipos de consumidores, éstos hacen uso de información específica y de numerosas consideraciones, así como de índices o variables relacionados con la distribución o con el consumo de la energía.

3.4.1 Métodos.

Los costos causados por las interrupciones al cliente pueden ser evaluados utilizando métodos de costos implícitos o explícitos:

- Un método implícito es aquel que emplea un índice de confiabilidad (capítulo 2) que representa un compromiso entre el costo de la energía y los beneficios derivados a la sociedad. En la práctica, esto parecería ser equivalente a definir un índice de valor específico como una meta de confiabilidad, ignorando cualquier costo o beneficio asociado con situaciones específicas.
- En contraste los métodos explícitos intentan medir las pérdidas económicas del cliente directamente. Los costos son medidos utilizando estudios del comportamiento real o por medio de inspecciones al cliente.

De estudios de costos incurridos por usuarios industriales se puede llegar a varias conclusiones; sin embargo estas no facilitan ni la definición del valor de la confiabilidad ni la determinación de los costos de las interrupciones, ni los pasos apropiados que deben tomarse para disminuir el costo de dichas interrupciones. Las conclusiones son que hay amplias variaciones en los costos de las interrupciones dentro y entre grupos industriales y que la frecuencia de las interrupciones y el tiempo del año en que estas suceden parecen tener poco efecto en dichos costos. Además los costos no son necesariamente una función lineal de la duración de las interrupciones para un

determinado tipo de cliente. En realidad pareciera que el restablecimiento del servicio, no el costo, pudiera ser la principal preocupación.

Los intentos para establecer los costos que las interrupciones causan a los usuarios residenciales son igualmente no conclusivos. Los costos que se predicen varían de acuerdo con el método que se utiliza, con el área y la sociedad examinada y con el tipo de cliente. La variación en los costos de interrupción entre las clases sociales puede ser ilustrado por la afirmación de que donde el temor al crimen es grande, es probable que los usuarios valoren más la confiabilidad del servicio que donde el crimen no es percibido como una amenaza real. El que haya una enorme variación es intuitivamente obvio dado que la misma pequeña interrupción podría simplemente requerir que un usuario tenga que poner a tiempo los relojes, otro podría sufrir un percance médico, mientras un tercero podría faltar a alguna reunión muy importante.

Esta ilustración hipotética ejemplifica que quizás la mayor parte de los costos de las interrupciones incurridos por los clientes residenciales son indirectos, ya que no hay forma de medir con exactitud la ansiedad, la inconveniencia o el malestar. Otra complicación en la utilización de viejos estudios para asignar un valor a la confiabilidad o a los costos de interrupción para los usuarios residenciales es que tales estudios no pueden reflejar la llegada de casas-oficina, computadoras personales y de otro tipo de servicios electrónicos y por consiguiente tampoco los costos que resultan de las interrupciones de la energía.

3.4.2 Índices.

La evaluación de los costos de las interrupciones se asocian con índices o variables tales como:

- Tasas o tarifas de suministro de energía que se utilizan para obtener estimaciones de la confiabilidad del servicio, la tasa mínima se basa en la voluntad del consumidor para pagar tomando como referencia las tarifas eléctricas y la tasa máxima se basa en el costo de tener una planta segura.

- El valor de la producción se determina tomando la relación del PNB (producto nacional bruto) del país y el total de consumo de energía eléctrica (\$/kW-h), este valor se asigna al valor de confiabilidad del servicio.
- El valor del tiempo ocioso basado en las tasas de salarios de los usuarios se ha utilizado en varias evaluaciones como costos de interrupción.

3.4.3 Parámetros.

Para poder estimar el costo de las interrupciones en el usuario del servicio eléctrico es conveniente que se tengan los siguientes parámetros:

- Número de interrupciones (frecuencia).
- Curva de frecuencia - tiempo.
- Tiempo medio de interrupción (TIU).
- Curva frecuencia - energía suministrada.
- Tiempo de interrupción equivalente a la potencia instalada (TIEPI).

El TIU y su frecuencia, así como el TIEPI se clasifican según su origen:

- a) Programados (mantenimiento).
- b) Imprevistos tiempo seco (fallas).
- c) Imprevistos tiempo de lluvia (fallas).
- d) Imprevistos causados por terceros.

3.5 COSTO DE LAS INTERRUPCIONES.

En México desde 1970 el sector eléctrico ha tenido interés en conocer el costo de las interrupciones en los usuarios pero por múltiples razones no se ha podido determinar, aunque se utilizan valores estimados. Existe bastante literatura al respecto y se considera que los estudios

más serios han sido los realizados en Suecia, Canadá, Bélgica y en los E.U.A. En todos estos estudios se insiste en que los valores encontrados son sólo aplicables a su ámbito y el utilizarlos en otras naciones es arriesgado. Sin embargo aunque los valores no son los mismos, casi todos concuerdan en los siguientes puntos:

1. El costo de las interrupciones es diferente según el usuario y se pueden clasificar como:

- a) Industrial grande.
- b) Industrial mediano y pequeño.
- c) Comercial.
 - Grandes tiendas.
 - Hoteles.
 - Servicios médicos.
 - Bancos.
- d) Residencial.
 - Urbano alto y mediano.
 - Urbano popular.
 - Suburbano.
 - Rural.
- e) Agricultura.
- f) Servicios municipales.
 - Alumbrado.
 - Bombeo.
 - Metro.

2. El costo unitario de la interrupción aumenta con el tamaño de la demanda contratada. Esto es, aunque el costo se da en \$ / kW el costo aumenta con los kW que usa el cliente.

3. A medida que el tiempo de la interrupción aumenta, el costo aumenta exponencialmente, por lo que se utiliza una fórmula del tipo:

$$\text{Costo} = at^b$$

donde a y b son constantes que dependen del tipo de usuario y t es el tiempo de interrupción en minutos después del primer minuto.

4. Son diferentes los costos de invierno que de verano, es diferente y más alto de 7 A.M. a 9 P.M. que después de esas horas.
5. Existen diferencias de costo según si el usuario:
 - a) No cuenten con respaldo.
 - b) Tenga batería (UPS).
 - c) Tenga respaldo para sus funciones esenciales.
6. Es más alto el costo de la interrupción donde la confiabilidad es alta que en los lugares o países acostumbrados a una confiabilidad baja.

3.5.1 Optimización Costo-Confiabilidad.

Una alternativa a la utilización de índices de confiabilidad (capítulo 2) como norma para medir que tan adecuado es el servicio proporcionado al usuario es asignar un valor económico a la confiabilidad, o un costo a la no-confiabilidad. El costo anual esperado de las interrupciones (CAEI) puede ser estimado como:

$$CAEI = \sum_1^N \lambda_i C_i$$

donde:

λ_i es la frecuencia del i -ésimo de N posibles eventos de interrupción ocurridos durante el año y C_i es su costo. La confiabilidad óptima es aquella que minimiza el costo total.

Se sabe que la función a optimizar es la siguiente:

f = costo incremental por aumento de confiabilidad en inversión (equipos redundantes, equipos de mayor calidad, etc.) + costo de mantenimiento + costo decremental o aumento en el costo de las

interrupciones (energía dejada de vender + el impacto económico en las empresas + repercusión en la economía).

Esta función es de la forma mostrada en la figura 3.1.

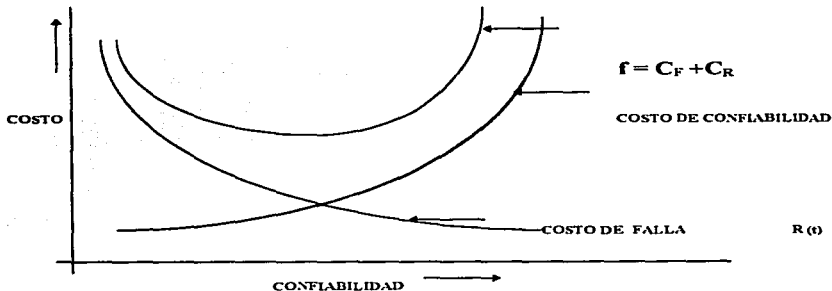


Fig.- 3.1 Función Costo - Confiabilidad

El punto óptimo de esta función ocurre cuando el costo de un incremento en la confiabilidad es igual a la mejoría o lo que se decrementa el costo de la falla por motivo del incremento de la confiabilidad.

Se ha planteado este problema a los consumidores de otros países como Suecia y Estados Unidos, preguntándoles a los consumidores cuánto estarían dispuestos a pagar por un aumento en la confiabilidad (willing to pay) o que bonificación estarían dispuestos a otorgar por estar sujetos a una condición de prioridad en las interrupciones y aunque la mayoría les fue muy difícil calcular esta oferta, todos preguntaron cuál es una confiabilidad razonable que esté incluida en el precio actual de la energía.

Si esta pregunta se le hace a los usuarios en México, la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (CLyFC) tendría que responder que la calidad es baja comparada con los estándares internacionales.

3.6 CÁLCULO DE LOS COSTOS DE INTERRUPCIÓN DE LA RED A AUTOMATIZAR.

Dada la complejidad para el cálculo de los costos causados por las interrupciones a los usuarios. Se utiliza para su cálculo la fórmula CLyFC proporciona fórmula $C = a t^b$ y unos valores conservadores para las constantes a y b (estas constantes se muestran en la tabla 3.1).

C = costo por kW-h según el tipo de usuario

a = constante según el tipo de usuario

t = tiempo (1 hora de interrupción)

b = constante o exponente de tiempo según el tipo de usuario

USUARIO	a	b
RESIDENCIAL	0.1	1.1
COMERCIAL	0.3	1.2
INDUSTRIAL	0.5	1.6

Tabla 3.1 Constantes del tipo de usuario

Sustituyendo estos valores en la fórmula determinamos entonces que el costo por kW-h causado al usuario con estos datos es:

Usuario Residencial $0.1 \times t^{1.1} = 0.1 \times 60^{1.1} = \$ 9.03$

Usuario Comercial $0.3 \times t^{1.2} = 0.3 \times 60^{1.2} = \$ 40.82$

Usuario Industrial $0.5 \times t^{1.6} = 0.5 \times 60^{1.6} = \$ 349.95$

Para evaluar el costo total causado por las interrupciones es necesario cuantificar tanto el costo de la energía que se dejará de vender como el costo repercutido en el usuario.

En la siguiente tabla se muestran los valores de los costos de interrupción proporcionados por CLyFC según el tipo de usuario: el costo de la energía no vendida (costo de venta al usuario menos lo que cuesta producirla) y el costo que se le causa al usuario.

TIPO DE USUARIO	COSTO A CLyFC S/kw-h (ENERGÍA NO VENDIDA)	COSTO CAUSADO AL USUARIO S/kw-h	COSTO TOTAL S/kw-h
RESIDENCIAL	\$0.36 - \$0.3 = \$0.06	\$ 9.03	\$ 9.09
COMERCIAL	\$0.94 - \$0.3 = \$0.64	\$ 40.82	\$ 41.46

Tabla 3.2 Costo total causado por las interrupciones S/kW-h

Considerando el costo según el tipo de usuario y que 75% de los usuarios es residencial y el 25% comercial se tiene que: $\$/kW-h = 0.75 \times 9.09 + 0.25 \times 41.46 = \$ 17.18 / kW-h$ que es el costo total de interrupción por kilowatt-hora.

El costo total de la interrupciones por alimentador en un año se calcula con la siguiente ecuación:

$$CI = \sqrt{3} V_F I_F \cos\theta (kW) TI (h) (\$/kW-h)$$

donde:

CI = Costo total de la interrupciones por alimentador en un año

\$/kW-h = Costo total de interrupción por kilowatt-hora

TI = Tiempo de indisponibilidad del alimentador en un año (horas)

$\sqrt{3} V_F I_F \cos \theta$ = Carga promedio del alimentador (kW)

Con datos de los alimentadores proporcionados por CLyFC se calcula en la tabla 3.3 el costo de las interrupciones en un año en los alimentadores de la red sin automatizar, en la última fila se tiene el costo total.

ALIMENTADOR	V_F (V)	I_F (Amp)	cos 0	TI (h)	S/Kw-h	CI
ANS-21	23 000	174.16	0.9	2.866	17.18	\$ 307 452
ANS-24	23 000	144.23	0.9	1.883	17.18	\$ 166 242
JAMAICA 21	23 000	317.50	0.9	2.900	17.18	\$ 567 147
ASTURIAS	23 000	121.25	0.9	2.983	17.18	\$ 222 787
VERTIZ 21	23 000	52.83	0.9	1.716	17.18	\$ 55 841
VERTIZ 26	23 000	152.95	0.9	2.300	17.18	\$ 216 698
VERTIZ 29	23 000	164.70	0.9	1.666	17.18	\$ 169 014
MAGD 22	23 000	196.47	0.9	2.233	17.18	\$ 270 151
MAGD 26X	23 000	149.37	0.9	1.183	17.18	\$ 108 843
MAGD 28	23 000	263.66	0.9	1.216	17.18	\$ 195 395
COSTO TOTAL						\$2 279 570

Tabla 3.3 Costo total de las interrupciones en la red a automatizar

Este costo total nos servirá como base para la comparación de las alternativas de automatización de la red.

CAPÍTULO IV

INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS Y RED DE CONTROL.

4.1 INTRODUCCIÓN.

Este capítulo abordará el concepto general de los interruptores automáticos, presentando a su vez los restauradores y seccionalizadores. Además se hace una breve descripción de su coordinación en la operación y finalmente se da un panorama de lo que conforma una red que controle estos dispositivos para integrar una red de distribución automática.

4.2 INTERRUPTORES.

Los interruptores son mecanismos de protección de gran importancia en los sistemas de distribución. Podemos definirlos en forma general como un dispositivo de apertura o cierre mecánico capaz de soportar tanto corriente de operación normal como altas corrientes durante un tiempo específico, debidas a fallas en el sistema. Pueden cerrar o abrir en forma automática por medio de relevadores, accionados a control remoto o localmente. Tienen una gran capacidad de interrupción de corriente y soportan altas corrientes de operación en forma continua.

La operación automática se lleva a cabo por medio de relevadores, que son los encargados de registrar las condiciones de operación de la red; las situaciones anormales, tales como sobrecargas o corrientes de falla ejercen acciones de mando sobre el interruptor, ordenándole abrir. En las redes de distribución, se pueden clasificar como relevadores de sobrecorriente y de recierre. En general los relevadores de corriente son del tipo electromecánico, aunque en la actualidad se han desarrollado del tipo de estado sólido y se inicia su aplicación en los sistemas de distribución.

La interrupción del arco producido por las corrientes de falla puede llevarse a cabo por medio de:

- Aceite.
- Vacío.
- Hexafluoruro de azufre (SF_6).

Los interruptores tienen un mecanismo de almacenamiento de energía que le permite cerrar hasta cinco veces antes de que la energía sea interrumpida totalmente. Este mecanismo puede ser de los siguientes tipos:

- Neumático (aire comprimido).
- Hidráulico (nitrógeno comprimido).
- Neumático-hidráulico (combinación).
- Mecanismo de resorte.

4.2.1 Características generales de los interruptores.

Las tensiones nominales de operación son: 7.2, 14.4, 23, 34.5 Kv. Esto es, para el sistema que nos ocupa se utiliza el de 23 Kv o bien el de 34.5 Kv.

Se entiende como voltaje máximo (tensión nominal máxima) al valor de tensión al cual el interruptor puede operar: los valores son normalizados a 8.25, 15.5, 25.8 y 38 Kv.

La corriente nominal de operación continua en un interruptor es la que puede soportar sin exceder la elevación de temperatura permisible. Nominalmente: 800, 1200, 2000, 3000 A.

La corriente nominal de cortocircuito es el máximo valor de corriente (rms) simétrica que el interruptor puede abrir sin dañarse. Para interruptores de distribución de corrientes nominales de 1200 Amperes y menores al ciclo de operación establecido es CO-15-CO (CO: ciclo de operación), lo que significa que el interruptor puede cerrar con una falla simétrica de 20 kiloamperes, abrir, permanecer abierto durante 15 segundos, cerrar nuevamente y volver a abrir sin dañarse.

El tiempo requerido para que el interruptor abra sus contactos y extinga el arco una vez que éste recibe el orden de apertura se ha estandarizado en cinco ciclos, aunque actualmente algunos interruptores de SF₆ y vacío lo hacen en tres solamente.

El tiempo total de apertura incluye el del relevador, y es importante tanto para la coordinación como para la protección de los conductores y equipo.

En la última década se ha incrementado el uso de interruptores de SF₆ y vacío debido principalmente a su confiabilidad, bajo mantenimiento y a que su costo se ha reducido considerablemente en los últimos años.

El hexafluoruro de azufre es un gas no inflamable con características que hacen conveniente su uso en este tipo de dispositivos: su rigidez dieléctrica es varias veces mayor que la del aire a la misma presión, y a una presión de 2 bar es igual a la del aceite, por lo que es un excelente aislante. Además, tiene una gran capacidad para interrumpir corrientes muy superior a la del aire y muchos gases.

La pérdida de gas debida a la disociación durante la interrupción de corriente es despreciable, por lo que actualmente este tipo de interruptores llegan a tener una vida útil de 10 años.

El principio de extinción del arco en vacío se utiliza ampliamente en equipos de potencia. Actualmente su uso se ha extendido a los sistemas de distribución, a medida que los costos han disminuido. Este tipo de interruptores efectúa la extinción del arco en un ambiente inerte, lo que permite un mantenimiento reducido en el interruptor.

Estos equipos resultan muy útiles para la protección de redes aéreas debido a la cantidad de fallas transitorias a las que se ven sujetas, que por lo general no dejan daño permanente una vez que han sido despejadas. Los interruptores precisan entonces de recierres rápidos y frecuentes; la rápida recuperación dieléctrica del medio de aislamiento después de la extinción del arco permite el siguiente ciclo a la capacidad nominal de corto circuito.

En la figura 4.1 se muestra un interruptor automático de SF₆.

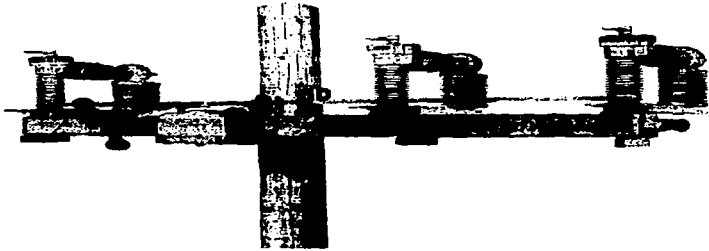


Fig.- 4.1 Interruptor automático trifásico

4.3 RESTAURADORES.

El restaurador o reconectador es un aparato que al detectar una condición de sobrecorriente interrumpe el flujo, y una vez que ha transcurrido un tiempo determinado cierra sus contactos nuevamente, energizando el circuito protegido. Si la condición de falla persiste, se repite la secuencia de cierre-apertura un número determinado (generalmente 4 máximo), después de las cuales se abrirá definitivamente, aislando el circuito con falla del resto del sistema.

Esto quiere decir que el reconectador es esencialmente un disyuntor con un sistema para detectar sobrecorrientes, medir e interrumpir corrientes de falla y para reconectar automáticamente restaurando el suministro en la red aérea.

Cuando un restaurador detecta una falla abre un ciclo y medio. Esta rápida operación de apertura disminuye la probabilidad de daño a los equipos del circuito. Uno o medio segundo después cierra sus contactos, energizando nuevamente el circuito; esto significa una pequeña interrupción en los servicios conectados. Después de una, dos y hasta tres operaciones rápidas el restaurador cambia a una operación de característica retardada. Tal disparo retardado permite coordinar este aparato con otros dispositivos de protección.

Los restauradores se calibran para abrir después de la cuarta operación de apertura, por lo que si la falla se elimina dentro de las tres primeras aperturas, se restablece la conexión a su posición original, quedando listo para registrar nuevas aperturas. En caso contrario, es decir, ante una falla permanente, el restaurador pasara por un ciclo completo de recierres y aperturas, quedando definitivamente abierto, por lo que se deberá cerrar manualmente para volver a energizar la sección de línea que protege.

Actualmente los restauradores son de control electrónico y de interrupción en aceite, en SF₆ o en vacío. La capacidad interruptiva y de conducción en unidades monofásicas y trifásicas está incrementándose, permitiendo su uso en subestaciones de distribución y sobre la troncal de alimentadores.

El restaurador debe tener una tensión nominal igual o mayor que la tensión del sistema. La capacidad de interrupción del restaurador debe ser igual o mayor que la máxima corriente de cortocircuito en el punto donde se instala el restaurador. La capacidad nominal de conducción del restaurador se debe seleccionar de tal manera que sea igual o mayor que la corriente de carga del circuito.

Los restauradores tienen dos curvas características tiempo-corriente: una de tiempo rápido y otra de tiempo lento. La primera operación es tan rápida como sea posible para eliminar fallas transitorias antes de que ocurra un daño en la línea. Si la falla es permanente, la operación de tiempo retardado permite que el dispositivo más cercano al lugar de la falla interrumpa esa parte del circuito.

Las fallas que incluyen contacto con tierra por lo general son menos severas que las fallas trifásicas; sin embargo, la primeras son más comunes que las segundas y esto hace importante detectarlas y proteger los sistemas contra ellas.

Los factores que se deben considerar para aplicar restauradores adecuadamente son:

- Tensión del sistema.
- Máxima corriente de falla en el punto donde se instale el restaurador.
- Mínima corriente de falla dentro de la zona que protege al restaurador.
- Coordinación con otros dispositivos de protección.
- Sensibilidad de fallas a tierra.

Actualmente se cuenta con una extensa variedad de equipos que pueden ser integrados a una red de distribución automática. Elegir uno o varios dispositivos para el proyecto no es una tarea fácil, pues requiere de que se puedan conjuntar como un sistema, considerando sus características y facilidad de interoperabilidad. Es por esta razón que se eligió un producto que contemplara una solución integral, es decir, aquella que reúna el mayor número de características requeridas, así como su facilidad para incluirse en un sistema automático.

En el mercado se ofrecen diversos restauradores de diferentes marcas, todos ellos apropiados para su utilización en una red de distribución, pero que en general no contemplan esta solución especial e integral para el problema de la automatización, pues los dispositivos para la red de control, por ejemplo, tienen que ser adquiridos por separado.

Así, seleccionamos los sistemas automáticos Scada-Mate de S&C, pues ofrecen:

- Un interruptor o restaurador de SF₆, con valores nominales de 14.4 a 34.5 Kv, cinco ciclos, 20,000A rms de corriente de interrupción, operación manual y remota, para montaje en poste.
- Sensores de corriente y voltaje, para monitoreo de la corriente y voltaje de la línea.
- Unidad de comunicaciones y control que incluye la unidad terminal remota UTR, el control para operación local o remota, batería y cargador de batería.

4.4 SECCIONALIZADORES.

La incorporación de este tipo de dispositivos de protección en alimentadores de distribución protegidos por interruptores o restauradores hace posible que las fallas puedan ser aisladas o seccionadas, reduciendo la zona de interrupción del alimentador a la mínima parte del circuito, y por lo tanto afectan solamente a los usuarios conectados a esa derivación.

Un seccionizador es un dispositivo de apertura de un circuito eléctrico que abre sus contactos automáticamente mientras el circuito está desenergizado por la operación de un interruptor o un restaurador. Esto es, debido a que este equipo no está diseñado para interrumpir corrientes de falla, se utiliza siempre en serie con un dispositivo de interrupción. Asimismo, dado que no

interrumpe corriente de falla no tiene características tiempo-corriente, lo que constituye una de sus mayores ventajas en cuanto a su aplicación en los esquemas de protección.

Los seccionalizadores pueden ser clasificados dependiendo de su medio de aislamiento, tipo de control, número de fases y por la forma de ser operados para la interrupción de la corriente de carga. Así, existen seccionalizadores de aislamiento de aceite, aire o vacío, trifásicos o monofásicos, en serie o paralelo, hidráulicos, de tipo seco o electrónico, manuales o con motor, etc.

El seccionizador detecta la corriente que fluye en la línea y cuenta el número de veces que opera el dispositivo de interrupción cuando trata de aislar una falla. Esto se hace en dos partes: primero, cuando detecta una corriente mayor que un valor previamente fijado se prepara para contar el número de operaciones de dispositivo de interrupción, y posteriormente, cuando se interrumpe la corriente que circula por él o ésta disminuye abajo de cierto valor, empieza el conteo. Si se registra un número de interrupciones predeterminado, en un lapso de tiempo el seccionizador abre después que ha operado el interruptor. Cuando ocurre una falla dentro de la zona de operación de un seccionizador, la corriente de falla es detectada tanto por el interruptor como por el seccionizador, preparándose éste para el conteo del mínimo de recierres del interruptor.

Cuando la línea se desenergiza, la corriente en el seccionizador es cero, registrando en su memoria una operación del interruptor.

Si la falla es temporal, es probable que la aisle la operación rápida del interruptor. Puesto que ningún dispositivo ha completado su secuencia de operación, los controles del restaurador y el seccionizador regresan a su estado original, preparándose para otra secuencia de operación. Si es permanente, el restaurador continúa con su programa inicial de operaciones, el seccionizador cuenta los disparos y después de que se ha realizado el penúltimo disparo, completa su conteo, abre y aísla la falla. El dispositivo de respaldo energiza el resto del sistema al efectuar el último recierre y su control queda listo para repetir su secuencia de recierres. Aún cuando el seccionizador no está diseñado para interrumpir corrientes de falla, bajo estas condiciones puede cerrar los contactos sin daño alguno.

4.5 COORDINACIÓN DE DISPOSITIVOS.

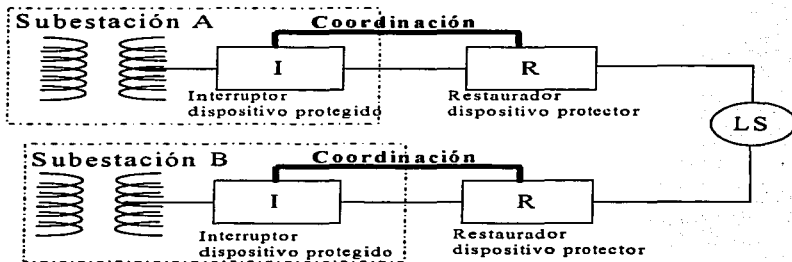
Actualmente la coordinación de los dispositivos de protección en los sistemas de distribución se hace en serie o "cascada", ya que la mayoría de éstos funcionan de manera radial.

En un esquema de protección, se le denomina dispositivo "protector" a aquel que se encuentra más cercano a la falla del lado de alimentación y al siguiente más cercano se le llama de "respaldo".

La coordinación adecuada se puede lograr haciendo operar al dispositivo protector de manera que despeje la sobrecorriente (corriente de falla), antes de que el respaldo opere.

Existen diversos esquemas de protección, aplicables en función de la importancia del suministro de energía. Algunos de ellos son:

- a) Interruptor-restaurador.
 - b) Restaurador-restaurador.
 - c) Restaurador-seccionalizador.
-
- a) Interruptor-restaurador. De la figura 4.2 podemos observar que el restaurador operará ante una falla del lado de la carga, impidiendo actuar al interruptor a través del relevador de tiempo, es decir, que la curva característica del restaurador no cruza con la del relevador, dejando un tiempo mínimo (0.35 s) y eliminando el último recierre del restaurador.
 - b) Restaurador-restaurador. De la figura 4.3 observemos que la coordinación eficiente se llevará a cabo cuando exista el retraso necesario (12 ciclos por ejemplo, en frecuencias de 60 Hz) en la operación del restaurador protegido A, de manera que el dispositivo B no opere simultáneamente o que ambos operen siempre.
 - c) Restaurador-seccionalizador. En este caso el seccionalizador, sin capacidad interruptiva, registra las operaciones del restaurador o respaldo (figura 4.4). Cuando se llega al número de interrupciones predeterminado, abre sus contactos. La coordinación de estos dispositivos toma en cuenta ajustar el equipo protector a un recierre menos que el dispositivo de respaldo (interruptor o restaurador).



I: interruptor
 R: restaurador
 LS: Line switch

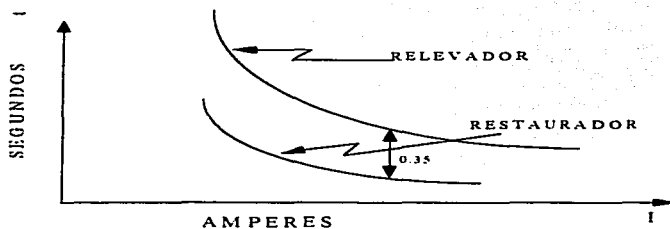
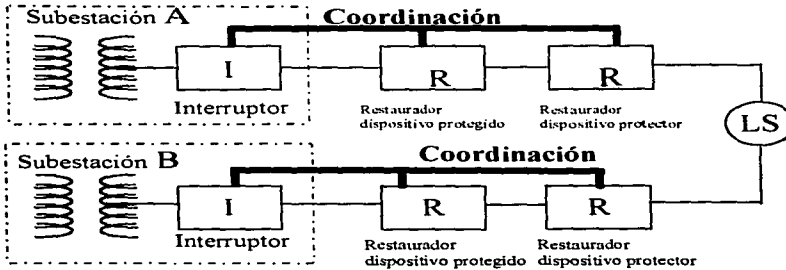
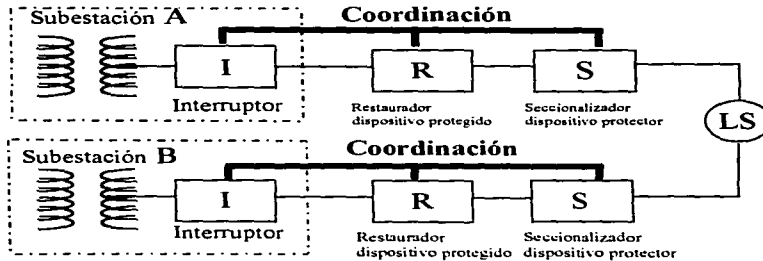


Fig.- 4.2. Coordinación interruptor-restaurador .



I: interruptor
R: restaurador
LS: Line switch

Fig.- 4.3 Coordinación restaurador-restaurador



I: interruptor
R: restaurador
LS: Line switch

Fig.- 4.4 Coordinación restaurador-seccionizador

4.6 RED DE CONTROL.

Los sistemas de automatización de la distribución no sólo comprenden los dispositivos interruptores citados anteriormente, sino también mecanismos, programas y estructuras capaces de ordenarse y agruparse como una red de control. Así, es posible que un operador, de manera remota, supervise el estado de los elementos de la red, desplegando múltiples datos adquiridos desde los puntos de prueba, realizando en su caso acciones sobre los restauradores, interruptores, etc., o bien que se ejecuten acciones predeterminadas en casos de falla para librarlas en el menor tiempo posible.

La red de control tiene como objetivo proveer una malla de comunicación para monitorear y controlar los elementos automáticos en la red de distribución. Esto quiere decir que a través de la integración, a un costo competitivo, del SCADA y su software, el equipo de campo y el diseño de comunicaciones, se logre la reducción de los tiempos de interrupción, la transferencia de carga, mediciones de voltaje y corriente, etc.

Una red de control para la automatización de la distribución, es un sistema que, en general, permite:

1. Monitoreo y control remoto.
2. La habilidad para direccionar múltiples puertos de comunicaciones con diferentes sistemas/protocolos.
3. Configuración en línea.
4. Manejo de un gran número de puntos manteniendo el desempeño en tiempo real.

Elementos de la red de control.

Un sistema de control o red de control para la distribución, se compone de:

- **Elementos terminales**, conocidos como UTR's o unidades terminales remotas, que son dispositivos capaces de manipular a los elementos de campo de la red de distribución (controles del interruptor o restaurador, transductores, sensores, relevadores, etc.). Esto es, los UTR's

operan los actuadores acoplados a los elementos del sistema de distribución, lo cual significa que son utilizados en lugares remotos para monitorear puntos analógicos, de estado y contadores, por ejemplo. Algunos puntos son: *analógicos*: Voltaje y corriente, *de estado*: interruptor del circuito (abierto o cerrado), *de conteo*: pulsos de entrada de los wathorímetros , *de control*: abrir o cerrar el interruptor del circuito (trip/close), etc.

Las UTR's se comunican con la estación maestra por medio de protocolos, de arquitectura abierta, p.e. X.25 o de forma propietaria como el DNP.3 de Harris Controls. Estos protocolos dan las reglas de como se tienen que comunicar los dispositivos, haciendo más seguro el tráfico de la información.

La tendencia actual es proveer esta terminal dentro del mismo paquete, de manera que el dispositivo de interrupción, la UTR, el control y los elementos de comunicación se adquieran en un sólo equipo. Las siguientes figuras muestran el lugar que ocupa la UTR en los dispositivos de campo.

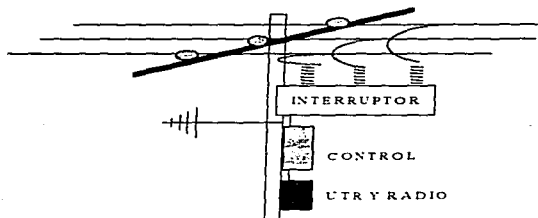


Fig. 4.5 Elementos de la red de control

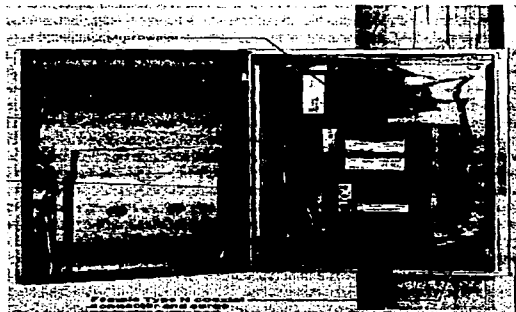


Fig. 4.6 Detalles del dispositivo



Fig. 4.7 Detalles del dispositivo

- **Centro de operación** de la red de distribución, conocida como **estación maestra** ES, o centro de operación de redes de distribución CORD que contiene equipo de procesamiento de la información (una o varias computadoras, con diferentes bases de datos y plataformas diversas). Aquí se generan y reciben, a través de estaciones de trabajo, los datos para la operación y mantenimiento de la red de distribución. Los procesadores digitales y controladores componen lo que se llama un sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition).

Este centro contiene el mapeo automatizado AM, la administración de los recursos FM y el sistema de información geográfica GIS. Un sistema AM/FM/GIS provee información detallada de los elementos que conforman la red automática de distribución, modelos de la red y detalles adicionales de transformadores, interruptores y puntos de servicio de la red. Esto quiere decir que se computarizan los datos, incluyendo los mapas (AM) para que el sistema facilite la colección de datos, su administración y manipulación, análisis y presentación para la red de distribución.

Los operadores en la estación maestra monitorean y controlan la red, y el sistema presenta la información en diagramas esquemáticos, en tiempo real; el sistema es capaz de brindar información del estado de los dispositivos de interrupción. En caso de falla, el operador puede localizarla y minimizar su extensión, haciendo uso de la administración de recursos (FM) y del mapeo automatizado AM. Cuando la falla no sea temporal, las cuadrillas podrán localizar la falla gracias al sistema de información geográfica GIS. Debido a que estas bases de datos se ven afectadas por varias fuentes o departamentos dentro de la compañía de energía eléctrica, lo recomendable es evitar duplicidad y trabajar bajo un esquema unificado. La figura 4.8 muestra un diagrama esquemático de un centro de operación.

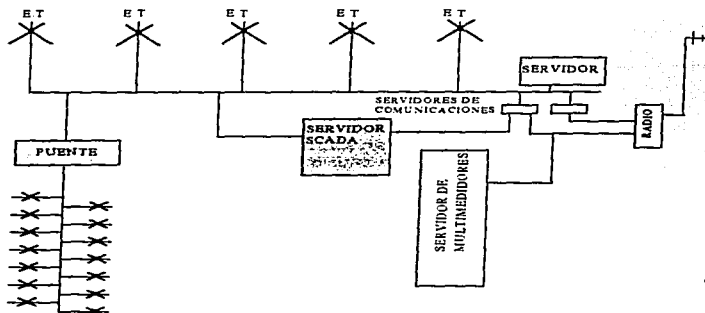


Fig. 4.8 Centro de Operación de Redes de Distribución

- ***Red de telecomunicaciones***, es la encargada de enlazar las unidades remotas UTR a la estación maestra, permitiendo el flujo de información entre ellas. Esto puede lograrse de diversas formas: via modems conectados a líneas arrendadas (leased lines), por telefonía celular inalámbrica, fibra óptica, microondas, radio (radio de adquisición de datos DAR), portadora por la línea de distribución, etc.

Esta red de comunicaciones es parte esencial en el sistema SCADA y requiere en la mayoría de los casos de un servidor de comunicaciones en la estación maestra o CORD, para agrupar a los diversos puntos remotos.

La siguiente figura resume a grandes rasgos la operación de la red de control: el operador, desde una estación de trabajo en la Estación Maestra se comunica con el equipo de campo a través de la red de telecomunicaciones (p.e. radio), de manera que puede ejercer acciones y monitoreo sobre los elementos de interrupción y de control. Elige el punto de automatización del cual desee

obtener información; en su caso, abre o cierra el dispositivo de interrupción, toma mediciones de voltaje o corriente, etc.

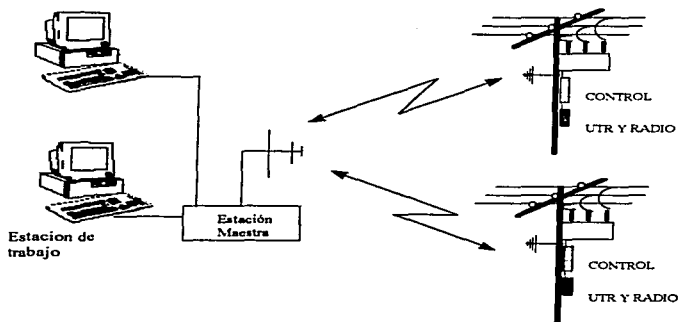


Fig. 4.9 Interacción de los elementos de la red

CAPÍTULO V

TOPOLOGÍA DE LA RED CON RESTAURADORES AUTOMÁTICOS.

5.1 CONCEPTOS GENERALES

El análisis de la confiabilidad de la distribución requiere un claro entendimiento de cómo el sistema de distribución y sus componentes funcionan en circunstancias tanto normales como anormales, como fallan los componentes, consecuencias y respuestas ante la falla del componente.

De acuerdo a esto, se describen brevemente los sistemas de distribución, sus fallas y la topología desde la perspectiva del análisis de confiabilidad.

5.1.1 Sistemas de Distribución.

Un sistema de distribución es el conjunto de elementos encargados de suministrar la energía eléctrica desde una subestación hasta el usuario.

Los sistemas de distribución pueden ser clasificados según su construcción:

- Sistemas aéreos.
- Sistemas Subterráneos.
- Sistemas Mixtos.

En este trabajo solo serán tratados los sistemas aéreos.

5.1.2 Componentes principales de un sistema de distribución

1. **Circuito primario.** Es el encargado de llevar la energía desde la subestación hasta los transformadores de distribución. El circuito primario esta compuesto por dos líneas primarias.
 - **Alimentador troncal:** es el tramo, “rutas principales”, de mayor capacidad del circuito que transmite la energía desde la subestación (fuentes de alimentación) hacia los ramales (laterales). Este alimentador es trifasico de 3 o 4 hilos; las tensiones entre hilos varían según los sistemas. En México las tensiones de distribución primaria recomendadas son 13.2 Kv. y 23 Kv.
 - **Ramal:** es una derivación del alimentador troncal y esta energizado a través de este. En los ramales se encuentran conectados los transformadores de distribución y servicios particulares suministrados en mediana tensión. El ramal puede ser trifásico o monofásico.
2. **Transformadores de distribución.** Reducen la tensión eléctrica al valor de utilización por los usuarios.
3. **Circuito secundario.** Es el circuito que parte del transformador de distribución y termina en las acometidas que reciben los usuarios. Son generalmente trifásicos de 4 hilos, con tensiones, de 115 a 127 v entre fase y neutro (200 a 220 entre fases) o de 220 a 240 entre fase y neutro(380 a 445 V entre fases).
4. **Equipos de protección.** Estos elementos garantizan la integridad del sistema protegiendo contra corrientes de falla o sobretensiones originadas por descargas atmosféricas. En el primer caso se tienen fusibles e interruptores en alta y baja tensión y en el segundo caso se cuenta con apartarrayos o hilo de guarda.

5.2 FACTORES QUE INTERVIENEN EN EL ANÁLISIS DE LA CONFIABILIDAD.

Existen factores específicos que conducen e influyen en la confiabilidad de los sistemas de distribución., como pueden ser:

- Topología del sistema.
- El tipo y localización de equipos de protección, como es el recloser del circuito y los esquemas de coordinación de fusibles.
- Las tasas de falla de componentes en clima normal o adverso y después de que otros componentes han fallado.
- Los tiempos requeridos para reparar los equipos que fallaron y tomar acciones de switcheo para restaurar la energía a algunos o todos los clientes después de la falla del componente.
- La continuidad de las cargas no implica una capacidad para satisfacer las cargas sin violar restricciones de la red.

5.3 ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD.

Los proyectos de automatización de una red de distribución en un sistema eléctrico deben ser juzgados de acuerdo a un análisis técnico y a un análisis económico.

En primer lugar, es necesario formular alternativas, en segundo termino analizarlas técnicamente para asegurar que se cumplan las metas o especificaciones, y finalmente comparar económicamente las alternativas, para escoger la más factible o conveniente.

El punto anterior que es la parte del análisis económico será tratado en los capítulos siguientes.

1. Nuestro estudio comprende una zona de cuatro subestaciones y los alimentadores aéreos mostrados en la siguiente tabla:

SUBESTACION	ALIMENTADOR
San Andrés	Ans.21 Ans.24
Jamaica	Jam.21 Asturias
Vértiz	V.21 V.26 V.29
Magdalena	Mag.22 Mag.26x Mag.28

Tabla 5.1 Alimentadores de la zona de estudio

2. Se escogió esta zona porque esta contemplado en un plan de automatización en los próximos 5 años, por parte de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro.

5.3.1 Alternativas.

Formular alternativas: definir distintos puntos posibles o viables de instalación del equipo automático, para cumplir metas o especificaciones. En nuestro caso una meta es bajar el TIU.

Las alternativas son planteadas en base a mantener la continuidad del servicio, para esto se conectan dos alimentadores troncales.

Existen esquemas típicos de automatización de la red de distribución. Su función básica es aislar la falla de un alimentador y dar suministro a la carga que no esta bajo falla por medio de un segundo alimentador para dejar el menor porcentaje de carga fuera de servicio. Los esquemas tienen reclosers operados remotamente.

a) ESQUEMA 1 ½

Operación normal.

La alternativa 1 1/2 esta compuesta por dos restauradores normalmente cerrados y un equipo de amarre común normalmente abierto, todos ellos conectados a su respectiva UTR y radio, que mantiene en constante comunicación y control con la central. Además se tienen en la subestación interruptores y UTR's con su respectivo radio de comunicación para cada alimentador.

Para fines de análisis, se hace la suposición de que los equipos de seccionamiento están colocados en el punto medio de cada alimentador.

Operación con falla.

Cuando ocurre una falla, los equipos de seccionamiento abren y aíslan la falla, dejando solo una parte del alimentador fuera de servicio.

Para el caso de que la falla ocurra en la mitad más cercana a la subestación se procedería abriendo el interruptor intermedio (A), para dejar aislada la sección dañada y así lograr su corrección, mientras que en la otra mitad se cerraría el interruptor de unión (C), teniendo así la mitad de la carga atendida por el alimentador (B), como se puede observar en la figura 5.1.

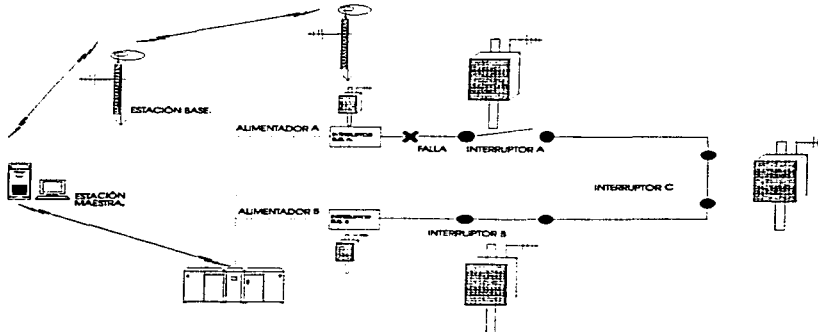


Fig. 5.1 Alternativa 1 1/2

Para el otro caso, es decir cuando la falla se presenta en la otra mitad, el interruptor intermedio (B) se abrirá, mientras que el interruptor de unión (C) permanecerá abierto lográndose con esto, por un lado el aislamiento de la mitad fallada para su mantenimiento y por otro la continuidad del servicio en la otra mitad del alimentador.

De un análisis de confiabilidad a un sistema que usa el esquema de automatización 1 ½ se obtiene la disminución del tiempo de indisponibilidad en un 75% con respecto a un sistema no automatizado.

b) ESQUEMA 2 ½.

Operación normal.

Este esquema tiene cinco interruptores cada uno ligado con una UTR, dos interruptores normalmente cerrados para cada alimentador y un último normalmente abierto que sirve de amarre entre ambos alimentadores. Además en la subestación existe un interruptor para cada salida de alimentador, el cual se encuentra conectado a una UTR para su control remoto.

Operación con falla.

Si ocurre una falla en alguno de los alimentadores, los reclosers de seccionamiento se abrirán para aislar el tramo que está fallando y se cierra el recloser de unión que permite la continuidad del servicio a los clientes en el resto del alimentador. Aquí la suposición que se hace es que los reclosers están colocados a un tercio de la longitud del alimentador.

En un sistema que aplica un esquema 2 1/2 la disminución del tiempo de indisponibilidad es de un 83.33 % con respecto a un sistema no automatizado.

Análisis de Confiabilidad.

El análisis de confiabilidad tiene por objeto determinar el desempeño técnico de las posibles alternativas. En este análisis se presentan las alternativas de automatización aplicando los esquemas 1 ½ y 2 ½, como se aprecia en las figuras 5.2 y 5.3 respectivamente, además de la alternativa de no automatizar.

El análisis es aplicado a los alimentadores Vértiz 29 y Nativitas y después se presentan en tablas los resultados de toda la zona de estudio.

También se debe mencionar que este estudio comprende solo el caso de que ocurra una falla, es decir los casos de múltiples fallas son excluidos por razones probabilísticas.

CASO SIN AUTOMATIZAR.

ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD PARA LOS ALIMENTADORES VÉRTIZ 29 Y ANS21(NATIVITAS)

VÉRTIZ 29

Tiempo promedio en presentarse una falla:

$$M. T. T. B. = \frac{525600}{3} = 175200$$

Tasa de falla del alimentador sin automatizar:

$$\lambda = \frac{1}{175200} = 5.7 \times 10^{-6}$$

Confiabilidad del alimentador:

$$R = e^{-5.7 \times 10^{-6}(525600)} = 0.049991$$

Probabilidad de falla anual:

$$Q = 1 - 0.049991 = 0.950009$$

Tiempo medio de restauración

$$M. T. T. R. = \frac{100}{3} = 33.333$$

ANS21(NATIVITAS)

Tiempo promedio en presentarse una falla:

$$M. T. T. B. = \frac{525600}{6} = 87600$$

Tasa de falla del alimentador sin automatizar:

$$\lambda = \frac{1}{87600} = 1.14 \times 10^{-5}$$

Confiabilidad del alimentador:

$$R = e^{-1.14 \times 10^{-5}(525600)} = 0.002499$$

Probabilidad de falla anual:

$$Q = 1 - 0.002499 = 0.997501$$

Tiempo medio de restauración

$$M. T. T. R. = \frac{113}{4} = 28.66$$

Tasa de reparación:

$$\mu = \frac{1}{\text{M.T.T.R.}}$$

$$\mu = 0.03$$

Disponibilidad anual:

$$D = \frac{\mu}{\mu + \lambda} = 0.99981$$

Indisponibilidad

$$I = 1 - D = 0.000190$$

Indisponibilidad anual:

$$I_{SA \text{ horas}} = 1.666$$

Tasa de reparación:

$$\mu = \frac{1}{\text{M.T.T.R.}}$$

$$\mu = 0.034891$$

Disponibilidad anual:

$$D = \frac{\mu}{\mu + \lambda} = 0.999673$$

Indisponibilidad

$$I = 1 - D = 0.000327$$

Indisponibilidad anual:

$$I_{SA \text{ horas}} = 2.866$$

En la tabla siguiente se muestran algunos parámetros de Confiabilidad para todos los alimentadores de la red.

Alimentador	Usuarios	Interrup.	T.I. (min.)	μ_{sa}	λ_{sa}	R _{sa} Anual	Q _{sa} Anual	D _{sa}	I _{sa}	I _{sa} (h)
ROQUETA	5851	4	113	0.035398	7.61 E-06	0.018316	0.981684	0.999785	0.000215	1.882929
V.26	5814	4	138	0.028986	7.61 E-06	0.018316	0.981684	0.999738	0.000262	2.299396
NATIVITAS	6757	6	172	0.034884	1.142E-05	0.002479	0.997521	0.999673	0.000327	2.865729
V.29	7548	3	100	0.03	5.708E-06	0.049787	0.950213	0.99981	0.00019	1.66635
JAM.21	17263	6	174	0.034483	1.142E-05	0.002479	0.997521	0.999669	0.000331	2.89904
MAG.28	15951	3	73	0.041096	5.708E-06	0.049787	0.950213	0.999861	0.000139	1.216498
V.21	6379	5	103	0.048544	9.513E-06	0.006738	0.993262	0.999804	0.000196	1.71633
ASTURIAS	7922	3	179	0.01676	5.708E-06	0.049787	0.950213	0.99966	0.00034	2.982318
MAG.26N	10838	3	71	0.042254	5.708E-06	0.049787	0.950213	0.999865	0.000135	1.183174
MAG.22	12716	4	134	0.029851	7.61E-06	0.018316	0.981684	0.999745	0.000255	2.232764

Tabla 5.2 Parámetros de confiabilidad

ALTERNATIVA CON ESQUEMA 1 ½.

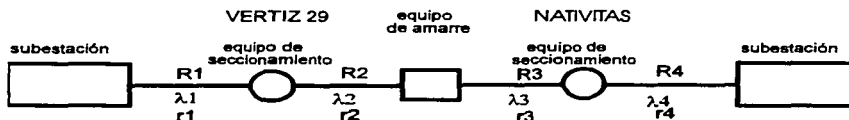


Fig. 5.2 Alternativa 1 ½

ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD PARA LOS ALIMENTADORES VÉRTIZ 29 Y ANS21(NATIVITAS)

VÉRTIZ 29

Tasa de falla dado que esta en serie:

$$\lambda_{SA} = \lambda_1 + \lambda_2$$

Si $\lambda_1 = \lambda_2$

$$\lambda_1 = \frac{\lambda_{SA}}{2}$$

$$\Rightarrow \lambda_1 = \lambda_2 = 2.854 \times 10^{-6}$$

Se considera que:

$$M.T.T.R._1 = M.T.T.R._2 = \frac{M.T.T.R._{SA}}{2}$$

por lo que se tiene:

$$\mu_1 = \mu_2 = 2\mu_{SA} = 0.06$$

Disponibilidad de servicio anualizado

$$D_1 = D_2 = 0.999952$$

Confiabilidad del sistema anualizada

$$R_1 = R_2 = e^{-2.854 \times 10^{-6} (525600)} = 0.22311$$

Probabilidad de que ocurra una falla al año:

$$Q_1 = Q_2 = 0.776884$$

ANS21(NATIVITAS)

Tasa de falla dado que esta en serie:

$$\lambda_{SA} = \lambda_3 + \lambda_4$$

Si $\lambda_3 = \lambda_4$

$$\lambda_3 = \frac{\lambda_{SA}}{2}$$

$$\Rightarrow \lambda_3 = \lambda_4 = 5.71 \times 10^{-6}$$

Se considera que:

$$M.T.T.R._3 = M.T.T.R._4 = \frac{M.T.T.R._{SA}}{2}$$

por lo que se tiene:

$$\mu_3 = \mu_4 = 2\mu_{SA} = 0.069768$$

Disponibilidad de servicio anualizado

$$D_3 = D_4 = 0.999919$$

Confiabilidad del sistema anualizada

$$R_3 = R_4 = e^{-5.71 \times 10^{-6} (525600)} = 0.04978$$

Probabilidad de que ocurra una falla al año:

$$Q_3 = Q_4 = 0.950211$$

Indisponibilidad anual:

$$I_1 = I_2 = 0.42 \text{ horas}$$

Indisponibilidad anual:

$$I_3 = I_4 = 0.72 \text{ horas}$$

De lo anterior se concluye que existe un decremento en el tiempo de indisponibilidad del 75% con respecto al caso sin automatización.

Para el caso de los alimentadores automatizados (alternativa 1 1/2) se tiene:

ALTERNATIVA DE AUTOMATIZACION 1 1/2

Alimentadores	λ_1 λ_3	R_2 R_4	Q_1 Q_3	D_1 D_3	$I_1(h)$ $I_3(h)$
ROQUETA	3.81E-06	0.135335	0.864665	0.999946	0.47
V.26	3.81E-06	0.135335	0.864665	0.999934	0.57
NATIVITAS	5.71E-06	0.049787	0.950213	0.999918	0.72
V.29	2.85E-06	0.22313	0.77687	0.999952	0.42
J.21	5.71E-06	0.049787	0.950213	0.999917	0.72
MAG.28	2.85E-06	0.22313	0.77687	0.999965	0.3
V.21	4.76E-06	0.082085	0.917915	0.999951	0.43
ASTURIAS	2.85E-06	0.22313	0.77687	0.999915	0.75
MAG.26X	2.85E-06	0.22313	0.77687	0.999966	0.3
MAG.22	3.81E-06	0.135335	0.864665	0.999936	0.56

Tabla 5.3 Resultados para el esquema 1 1/2

donde:

$$\lambda_1 = \lambda_2 \text{ y } \lambda_3 = \lambda_4.$$

$$Q_1 = Q_2 \text{ y } Q_3 = Q_4$$

$$D_1 = D_2 \text{ y } D_3 = D_4$$

$$I_1 = I_2 \text{ y } I_3 = I_4$$

ALTERNATIVA CON ESQUEMA 2 ½.

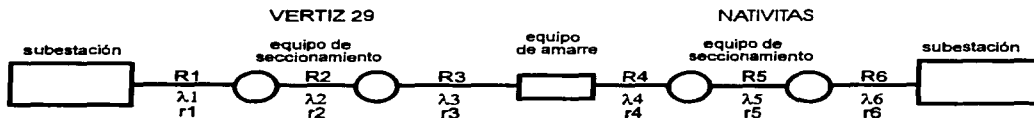


Fig. 5.3 Alternativa 2 ½

ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD PARA LOS ALIMENTADORES VÉRTIZ 29 Y ANS21(NATIVITAS)

VÉRTIZ 29

Tasa de falla dado que esta en serie:

$$\lambda_{sA} = \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3$$

se considera: $\lambda_1 = \lambda_2 = \lambda_3$

$$\lambda_1 = \frac{\lambda_{sA}}{3}$$

Tasa de falla anual:

$$\lambda_1 = \lambda_2 = \lambda_3 = 1.91 \times 10^{-6}$$

Confiabilidad del sistema anualizada:

$$R_1 = R_2 = R_3 = 0.366449$$

Probabilidad de que ocurra una falla al año:

$$Q_1 = Q_2 = Q_3 = 0.633551$$

Si consideramos que:

$$M.T.T.R._1 = M.T.T.R._2 = M.T.T.R._3 = \frac{M.T.T.R._{sA}}{2}$$

La tasa de reparación :

$$\mu_1 = \mu_2 = \mu_3 = 2\mu_{sA} = 0.06$$

ANS21(NATIVITAS)

Tasa de falla dado que esta en serie:

$$\lambda_{sA} = \lambda_4 + \lambda_5 + \lambda_6$$

se considera: $\lambda_4 = \lambda_5 = \lambda_6$

$$\lambda_4 = \frac{\lambda_{sA}}{3}$$

Tasa de falla anual:

$$\lambda_4 = \lambda_5 = \lambda_6 = 3.81 \times 10^{-6}$$

Confiabilidad del sistema anualizada:

$$R_4 = R_5 = R_6 = 0.134992$$

Probabilidad de que ocurra una falla al año:

$$Q_4 = Q_5 = Q_6 = 0.865008$$

Si consideramos que:

$$M.T.T.R._4 = M.T.T.R._5 = M.T.T.R._6 = \frac{M.T.T.R._{sA}}{2}$$

La tasa de reparación :

$$\mu_1 = \mu_2 = \mu_3 = 2\mu_{sA} = 0.069768$$

Disponibilidad de servicio anualizado:
 $D_1 = D_2 = D_3 = 0.999968$

Disponibilidad de servicio anualizado:
 $D_4 = D_5 = D_6 = 0.999945$

Indisponibilidad anual:
 $I_1 = I_2 = I_3 = 0.28$ horas

Indisponibilidad anual:
 $I_4 = I_5 = I_6 = 0.48$ horas

Del resultado anterior se puede concluir que se tiene un 83.33% de reducción del tiempo de indisponibilidad con respecto al caso sin automatizar.

Para la alternativa 2 ½ en todos los casos de automatización, se obtuvieron los siguientes resultados:

ALTERNATIVA DE AUTOMATIZACION 2 1/2

Alimentador	λ_1 λ_4	R_1 R_4	Q_1 Q_4	D_1 D_4	$I_1(h)$ $I_4(h)$
ROQUETA	2.5E-06	0.263597	0.736403	0.999964	0.313878
V.26	2.5E-06	0.263597	0.736403	0.999956	0.383317
NATIVITAS	3.8E-06	0.135335	0.864665	0.999945	0.477752
V.29	1.9E-06	0.367879	0.632121	0.999968	0.277769
J.21	3.8E-06	0.135335	0.868665	0.999945	0.483307
MAG.28	1.95E-06	0.367879	0.632121	0.999977	0.202773
V.21	3.2E-06	0.188876	0.811124	0.999967	0.286102
ASTURIAS	1.9E-06	0.367879	0.632121	0.999943	0.497194
MAG.26X	1.9E-06	0.367879	0.632121	0.999977	0.197218
MAG.22	2.5E-06	0.263597	0.736403	0.999958	0.372206

Tabla 5.4 Resultados para el esquema 2 1/2

donde:

$$\lambda_1 = \lambda_2 = \lambda_3 \text{ y } \lambda_4 = \lambda_5 = \lambda_6.$$

$$Q_1 = Q_2 = Q_3 \text{ y } Q_4 = Q_5 = Q_6$$

$$D_1 = D_2 = D_3 \text{ y } D_4 = D_5 = D_6$$

$$I_1 = I_2 = I_3 \text{ y } I_4 = I_5 = I_6$$

La siguiente tabla muestra las diferencias entre el no automatizar y los dos esquemas de automatización.

Alimentador	R S/A	R 1 1/2	R 2 1/2	I(h) S/A	I(h) 1 1/2	I(h) 2 1/2	1 1/2 DEC T.I.(%)	1 1/2 DEC T.I.(%)
ROQUETA	0.018316	0.135335	0.263597	1.88	0.47	0.31	74.99597	83.33035
V.26	0.018316	0.135335	0.263597	2.3	0.57	0.38	74.99508	83.32969
NATIVITAS	0.002479	0.049787	0.135335	2.87	0.72	0.48	74.99386	83.32879
V.29	0.049787	0.22313	0.367879	1.67	0.42	0.28	74.99643	83.33069
J.21	0.002479	0.049787	0.135335	2.9	0.72	0.48	74.99379	83.32874
MAG.28	0.049787	0.22313	0.367879	1.22	0.3	0.2	74.9974	83.3314
V.21	0.006738	0.082085	0.188876	1.72	0.43	0.29	74.99633	83.33061
ASTURIAS	0.049787	0.22313	0.367879	2.98	0.75	0.5	74.99361	83.3286
MAG.26X	0.049787	0.22313	0.367879	1.18	0.3	0.2	74.99747	83.33146
MAG.22	0.018316	0.135335	0.263597	2.23	0.56	0.37	74.99522	83.32979

5.5 Tabla comparativa entre esquemas

5.4 SISTEMA AUTOMATIZADO

Un esquema básico que muestra los elementos de seccionamiento y los de amarre en nuestra red de distribución eléctrica se observa a continuación:

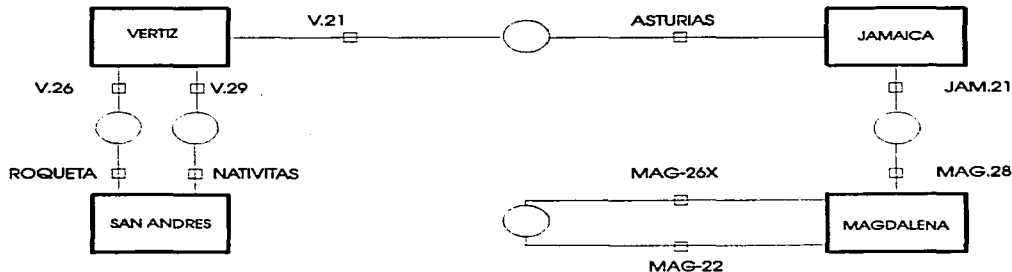


Fig. 5.4 Esquema básico de un sistema automatizado

Las posibilidades de hacer una interconexión entre alimentadores son:

- Entre alimentadores cercanos de una misma subestación.
- Entre alimentadores cercanos de diferente subestación.

La selección de la interconexión de los alimentadores se realizaron bajo los siguientes puntos o criterios:

- Los alimentadores aéreos tienen mayor probabilidad de falla que cualquier otro tipo de red, por lo que nuestra red de estudio se trata de una aérea.
- Se eligieron los alimentadores más problemáticos, esto es los alimentadores con mayor tiempo acumulado de interrupciones.
- También se buscaron los alimentadores de mediano o bajo tiempo de interrupción, para poder combinar con los más problemáticos como se muestra en la tabla 5.6:

ALIMENTADORES	DISTURBIOS 1996					
	INSTANTANEOS		MAYORES		MINUTOS	
V. 29 vs ANS 21	30	45	3	6	100	172
ANS24 vs VER.26	34	26	4	4	113	138
J.21 vs M. 28	8	29	3	6	73	174
V. 21 vs J. ASTURIAS	16	10	5	3	103	179
M. 26X VS M 22	7	8	3	4	71	134

Tabla 5.6 Disturbios en los alimentadores

- Disponibilidad de energía, esto es, bajo la topología empleada todos los alimentadores elegidos para automatizar tienen la capacidad de soportar su carga y la mitad del alimentador correspondiente; es decir es asumido que no hay restricciones en la transferencia de carga y

que los caminos alternativos pueden tomar las cargas transferidas y acomodar las incipientes inestabilidades del sistema, dándose así continuidad del servicio.

- La suposición de que la continuidad implica la satisfacción de la carga podría ser irreal, puede no ser posible utilizar varias acciones de switcheo subsecuentes a la falla sin tirar parte o toda la carga. Esta situación puede presentarse en conjunto con cualquier combinación de cortes excepto aquellos que causan una pérdida total de la continuidad.
- La elección de la zona acorde a su importancia, es decir, en algunas casos se puede dar mayor atención a zonas donde se tengan hospitales, industrias, escuelas que a una zona donde solo se cuente con casas habitación. En el caso que nos compete se eligió esta zona porque es de importancia económica ya que hay gran cantidad de oficinas y comercios, además de que es la zona con la que se cuenta con mayor información.
- Además de los puntos anteriores se hicieron varias consideraciones para el caso real, como la distribución uniforme de la carga a lo largo del alimentador, y que el calibre de los conductores es adecuado para soportar la carga máxima esperada en cada uno de los casos.

ALGORITMO DE AUTOMATIZACIÓN ALTERNATIVA 1 1/2.

Nos permite analizar las acciones que debe tomar la estación maestra para el caso de los posibles disturbios, es decir, determinar qué interruptores se deben abrir o cerrar, considerando las posibles fallas en algunas de las secciones.

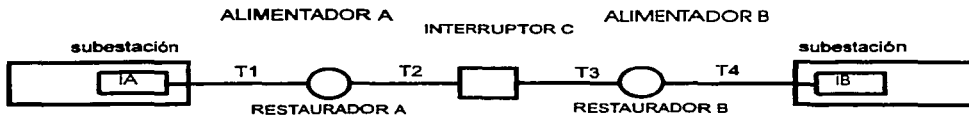


Fig. 5.5 Tramos para el esquema 1 ½

Para el caso de un solo disturbio en la automatización se tiene:

SECCION	Interrupctor A	Restaurador A	Interrupctor C	Restaurador A	Interrupctor B
T1	A	A	C	C	C
T2	C	A	A	C	C
T3	C	C	A	A	C
T4	C	C	C	A	A

Tabla 5.7 Estado de los elementos para una interrupción

En caso de que ocurran dos interrupciones simultáneas:

SECCION	Interrupctor A	Restaurador A	Interrupctor C	Restaurador B	Interrupctor B
T1-T2	A	A	A	C	C
T1-T3	A	A	A	A	C
T1-T4	A	A	A	A	A
T2-T3	C	A	A	A	C
T2-T4	C	A	A	A	A
T3-T4	C	C	A	A	A

Tabla 5.8 Estado de los elementos para dos interrupciones

donde:

C - Cerrado

A - Abierto

La topología de la red de distribución aplicando el esquema 1 ½ se muestra en el mapa 5.4.1, se tienen dos alimentadores con un interruptor de amarre entre ambos, el cual se encuentra normalmente abierto y solo en el caso de necesitar transferir carga se cerrará, también se cuenta con elementos de seccionamiento colocados en medio de cada alimentador los cuales tendrán al igual que el interruptor de amarre un UTR y un radio para el control remoto de nuestra red. Esta alternativa nos aporta una reducción del tiempo de indisponibilidad del 75% con respecto al caso sin automatizar.

CAPÍTULO VI

ANÁLISIS DE LA INVERSIÓN.

6.1 ANÁLISIS BENEFICIO COSTO.

El análisis económico de los sistemas de distribución es muy complejo y es diferente de un análisis económico tradicional, esto se debe a que la política generalizada de inversión no busca un lucro, sino más bien proporcionar un servicio o mejorar la calidad del ya existente. Es posible sin embargo, con una metodología simplificada, comparar de una manera aceptable las alternativas del proyecto de automatización por medio del método beneficio/costo, considerando el costo de la inversión, costos de operación y mantenimiento, y los beneficios monetarios que se podrán obtener.

Para efectos de este análisis se considera que el dinero se encuentra en un medio no inflacionario (dinero constante y real), lo que significa que su poder de compra se mantiene constante a través del periodo de estudio, cambiando solo su poder de ganancia al aplicársele la tasa de interés i .

6.1.1 Método Beneficio Costo.

El método más comúnmente utilizado para la selección entre alternativas de proyectos por las agencias del gobierno es la relación beneficio/costo. Como su nombre lo indica, el método B/C se basa en la relación de los beneficios a los costos asociados con un proyecto en particular. Un proyecto se considera atractivo cuando los beneficios obtenidos superan a los costos asociados.

Pasos a seguir para la obtención de la relación beneficio / costo de un proyecto.

1. El primer paso en el análisis B/C es determinar que elementos constituyen beneficios y cuáles costos. En general, los beneficios son ventajas en términos de dinero que se obtienen al invertir

en el proyecto, y los costos son los gastos realizados para la instalación, la operación y el mantenimiento etc. menos cualquier valor de salvamento. En situaciones de la vida real es necesario emitir juicios que están sujetos a interpretaciones particulares, especialmente para determinar si un elemento es o no un costo o si es o no un beneficio. En otros casos no es posible asignar un valor monetario a todos los beneficios o costos que estén presentes.

2. El siguiente paso es convertir estos costos y beneficios a una unidad monetaria común, es decir, todos deben ser expresados en valor presente, valor futuro o valor anual. En general, los resultados obtenidos en un análisis beneficio/costo deben coincidir con los obtenidos con otros métodos tales como el del valor presente (VP), el valor anual equivalente (VAE) o el de la tasa interna de retorno (TIR). Se hace una breve descripción de los métodos de VP y VAE en el apéndice C y en el capítulo 8 se describe el método TIR.
3. Por último se obtiene la relación beneficio/costo. Existen varias formas de esta relación, pero la relación convencional B/C es probablemente la más utilizada y es la que se aplica en este análisis. Cuando ésta es mayor o igual a 1.0 indica que el proyecto evaluado es económicamente aceptable; entre alternativas de inversión, se elige la que tenga la mayor relación B/C.

6.2 HORIZONTE DE PLANEACIÓN, ANÁLISIS DEL CRECIMIENTO DE LA CARGA.

Las alternativas de automatización de la red, deben tomar en cuenta el crecimiento de la carga del área en estudio en un horizonte de planeación definido, de tal manera que se preserven las metas de calidad del servicio.

6.2.1 Horizonte de planeación.

El número de años que se utiliza para la evaluación de alternativas de inversión se conoce como horizonte de planeación. En todos los estudios de distribución, las compañías de energía eléctrica adoptan normalmente períodos establecidos.

Para el proyecto de automatización se emplea un periodo de estudio de 25 años que es el que utiliza CLyFC en esta clase de proyectos.

6.2.2 Análisis del crecimiento de la carga de la red.

El análisis del crecimiento de la carga de un sistema de distribución se puede realizar por métodos estadísticos utilizando datos históricos de la carga, complementados con estudios locales o regionales de la zona y sus tendencias de crecimiento.

Según datos proporcionados por CLyFC, el sistema tiene una tasa de crecimiento de la carga de 3% anual. Este se utiliza en el análisis económico del proyecto, sólo como el crecimiento en el beneficio que se podrá obtener a través del horizonte de planeación (al aumentar la carga del sistema, se incrementa el beneficio gracias al corte de carga que se evita al automatizar).

6.3 OBTENCIÓN DE LA RELACIÓN BENEFICIO/COSTO DE LAS ALTERNATIVAS DEL PROYECTO DE AUTOMATIZACIÓN EN VALOR PRESENTE.

6.3.1. Determinación de beneficios y costos.

Las funciones de automatización de la distribución tales como el telecontrol de dispositivos de seccionamiento a lo largo de los alimentadores producen un buen número de beneficios al sistema.

Beneficios de la Automatización de la Red de Distribución.

Algunos beneficios derivados de la automatización de la red son los siguientes:

- **Beneficios por el rápido restablecimiento del servicio gracias a la habilidad del sistema para localizar rápidamente las fallas en los alimentadores de distribución, aislar la sección con falla y restaurar el servicio a las secciones del alimentador no fallados (disminución del tiempo de interrupción).**

- Ahorros que obtienen por la reducción de personal dedicado a operación y mantenimiento.
- Capacidad del sistema para administrar sus recursos de manera más eficiente al presentar y procesar de manera rápida y completa la información del estado de la red.
- Capacidad del sistema de reunir datos estadísticos relacionados con la falla de elementos para formar una base de datos que sirva para predecir problemas de los componentes con exactitud.
- Reducción de costos ocasionados por reclamaciones y quejas de los usuarios gracias a que se les proporciona un mejor servicio.

Los beneficios que podemos cuantificar para la evaluación de las alternativas de automatización de la red son:

- Ahorro por reducción del tiempo de indisponibilidad en los alimentadores (ahorro obtenido sobre el costo de las interrupciones).
- Ahorro en operación y mantenimiento de la red (reducción de cuadrillas).

Ahorro sobre el costo de las interrupciones (ACI).

En el capítulo 5 se calculó que el aumento de la confiabilidad del sistema al ser automatizado permitiría reducir los costos causados por las interrupciones de la siguiente manera:

- Esquema 1 ½. Permitirá reducir en un 75 % los costos causados por las interrupciones.
- Esquema 2 ½. Permitirá reducir en un 83.33 % los costos causados por las interrupciones.

En el capítulo 3 se obtuvo el costo total causado por las interrupciones en los alimentadores de la red a automatizar:

El costo total de las interrupciones de la red sin el equipo de automatización es de \$ 2 279 570
Automatizando la red con el esquema 1 ½ el costo se reduce a \$ 569 208

Automatizando la red con el esquema 2 ½ el costo se reduce a \$ 380 004

En la tabla 6.1 se muestra el ahorro que se obtiene:

SISTEMA SIN AUTOMATIZAR	ESQUEMA 1 ½	ESQUEMA 2 ½
COSTO BASE	AHORRO 75 %	AHORRO 83.3 %
\$ 2 279 570	ACI = \$1 709 677	ACI = \$ 1 899 566

Tabla 6.1 Beneficio sobre el costo de las interrupciones

Ahorro en Operación y Mantenimiento (AOM).

El ahorro potencial en la operación y mantenimiento que se puede obtener al automatizar la red de distribución es de \$ 450 000 anuales (ver capítulo 7).

Costos del Proyecto de Automatización.

Se tomarán en cuenta la inversión (el costo de los equipos y la instalación de los mismos) y algunos costos de operación y mantenimiento. Aunque se tienen costos tales como gastos de planeación, administración y otros, éstos no toman en cuenta en el proyecto, ya que existen departamentos en Compañía de Luz dedicados especialmente a estas actividades, además se considera que se cuenta con los espacios adecuados para la instalación de los equipos. Los costos considerados son los siguientes:

Inversión (I)

La inversión incluye el costo de los equipos y su instalación. Dado que no se conocen con certeza los periodos de vida útil de los equipos, se les asignará una vida económica de equipos de funciones similares.

Estación Maestra

Ésta tiene un costo de \$3 000 000 y es capaz de controlar 150 puntos remotos por lo que sólo se considerará el costo de la parte proporcional al número de puntos correspondiente a cada esquema, esto es:

$$\text{Esquema 1 ½} \quad (\$3\,000\,000 / 150) \times 15 \text{ puntos remotos} = \$ 300\,000$$

$$\text{Esquema } 2 \frac{1}{2} \quad (\$3\,000\,000 / 150) \times 25 \text{ puntos remotos} = \$500\,000$$

Se estima que la Estación Maestra podrá tener una vida útil de 15 años por lo que tendría que ser reemplazada después de ese tiempo.

Scada-Mate

El costo de cada uno de estos equipos es de \$ 130 000 el cual incluye restaurador, UTR, radio y sensores.

Se considera que el tiempo de vida útil y el costo en partes de los equipos Scada-Mate es el siguiente:

- Restauradores 15 años. Costo \$ 96 000 .
- UTR's, sensores, radios 7 años. Costo \$ 34 000 .

Por lo que se tendrán que cambiar estos equipos a través del horizonte de planeación de la manera siguiente:

- Restauradores en el año número 15.
- UTR's, sensores y radios en los años 7, 14 y 21.

La inversión en cada alternativa incluye el costo los equipos a instalar en el año cero más el costo de los equipos a cambiar a través del horizonte de planeación. Todos los equipos necesarios se adquieren en el año cero.(el número total de equipos utilizar y su costo se muestran en las tablas 6.2 y 6.3).

EQUIPO	ESQUEMA 1 ½					ESQUEMA 2 ½						
	AÑO					TOTAL EQUIPOS	AÑO					TOTAL EQUIPOS
	0	7	14	15	21		0	7	14	15	21	
Estación Maestra	1			1		= 2	1			1		= 2
Restauradores	15			15		= 30	25			25		= 50
UTR, radio, sensores	19	19	19		19	= 76	29	29	29		29	= 116

Tabla 6.2 Número de equipos

ESQUEMA	Estación Muestra	Restauradores	UTR radio sensores.	INVERSIÓN TOTAL (I)
1 ½	2 x \$ 300 000	30 x \$ 96 000 = \$ 2 880 000	76 x \$34 000 = \$ 2 584 000	\$ 6 064 000
2 ½	2 x \$ 500 000	50 x \$ 96 000 = \$ 4 800 000	116 x \$34 000 = \$ 3 944 000	\$ 9 744 000

Tabla 6.3 Costo de los equipos

Costos de Operación y Mantenimiento (COM).

Se consideran costos de operación y mantenimiento de \$168 000 anuales (ver capítulo 7).

6.3.2 Conversión de costos y beneficios a valor presente.

Ahora que se tienen los costos y los beneficios, se procederá a convertirlos a una unidad monetaria común, se convertirán a valor presente.

Los términos que no se tienen en valor presente son: Los beneficios y costos en la operación y mantenimiento así como el ACI, por lo que para nuestro siguiente análisis se procederán a convertirlos.

Conversión del ahorro sobre el costo de las interrupciones (ACI) a valor presente.

Considerando que el crecimiento de la carga del sistema será del 3 % anual, los beneficios sobre el costo de las interrupciones aumentarán de igual manera, y se tiene por lo tanto una serie geométrica de flujo de efectivo con gradiente $j = 3\%$ (ver apéndice A).

El ACI en valor presente se obtiene por medio del factor de conversión (tablas) de una serie geométrica uniforme de flujo de efectivo a valor presente equivalente o por medio de la fórmula de interés compuesto.

$$VP = A [1 - (1 + j)^n (1 + i)^{-n}] / (i - j)$$

donde:

VP = es el valor presente equivalente de la serie

A = es el valor del ACI en el año 1

$i = 12\%$ es la tasa de interés que utiliza CLFC en sus proyectos

$j = 3\%$ es la tasa de crecimiento de la carga de la red

$n = 25$ años es el horizonte de planeación

sustituyendo valores obtenemos el siguiente resultado:

$$VP = A [9.7426]$$

Se tiene entonces para las alternativas de automatización:

Esquema 1 ½ ACI = \$ 1 709 677

$$VP = \$ 1 709 677 (9.7426) = \$ 16 656 699$$

Esquema 2 ½ ACI = \$ 1 899 566

$$VP = \$ 1 899 566 (9.7426) = \$ 18 506 711$$

Conversión de costos y beneficios de operación y mantenimiento a valor presente.

Se estiman que éstos serán los mismos para las dos alternativas. La conversión se realiza utilizando la fórmula siguiente:

$$VP = A [(1 + i)^n - 1] / (1 + i)^n i$$

Costos:

$$COM = \$ 168 000 \quad VP = \$ 168 000 (7.8431) = \$ 1 317 641 = COM_p$$

Beneficios:

$$AOM = \$ 450 000 \quad VP = \$ 450 000 (7.8431) = \$ 3 529 395 = AOM_p$$

6.3.3 Cálculo de la relación beneficio / costo.

Ahora que se tienen los costos y los beneficios en valor presente, se procederá al cálculo de la relación B/C de las alternativas de inversión. Estos cálculos se muestran en la tabla siguiente:

ALTERNATIVA	BENEFICIOS			COSTOS			RELACION B/C
	ADM _p	ACI _p	TOTAL B	COM _p	INVERSION	TOTAL C	
ESQUEMA 1 ½	\$ 3 529 395	\$ 16 656 699	\$20 186 094	\$1 317 641	\$ 6 064 000	\$7 381 641	2.73
ESQUEMA 2 ¼	\$ 3 529 395	\$ 18 506 711	\$22 036 106	\$ 1 317 641	\$ 9 744 000	\$11 061 641	1.99

Tabla 6.4 Relaciones beneficio costo

Se puede observar de los resultados de la tabla que las dos alternativas son aceptables; la relación beneficio/costo de ambas es mayor que uno, lo que indica que los beneficios que se obtendrán serán mayores que sus costos asociados. Con el esquema de automatización 1 ½ se obtiene mayor beneficio y por lo tanto es la que se elige. En el capítulo 8 se hace una descripción detallada del flujo de efectivo de esta alternativa.

6.4 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN.

Ahora se calculará el tiempo de recuperación de la inversión de la propuesta seleccionada, que es el tiempo en el que se recupera el capital invertido. Para hacer esto se igualan los costos y los beneficios, en la misma unidad de valor en el tiempo (VAE ó VP) y se determina “n” que es el periodo de tiempo en que son iguales. Por facilidad se obtendrá en VAE.

El ahorro sobre el costo de las interrupciones se tiene en valor presente por lo que se debe convertir a valor anual equivalente, se convierte con la fórmula:

$$ACI_A = ACI (1 + i)^n i / [(1 + i)^n - 1]$$

sustituyendo valores obtenemos el siguiente resultado:

$$ACI_A = \$ 16 656 699 [0.1275] = \$ 2 123 729$$

Ahora se establece la ecuación en que se igualan costos y beneficios en valor anual equivalente, el factor de conversión del valor de la inversión a valor anual se utiliza para obtener //

$$I [\text{factor}] = AOM_A + ACI_A - COM_A$$

donde:

$$AOM_A = \$ 450 000$$

$$COM_A = \$ 168 000$$

sustituyendo valores:

$$6 064 000 (1 + 0.12)^n (0.12) / [(1 + 0.12)^n - 1] = 450 000 + 2 123 729 - 168 000$$

simplificando:

$$0.3025 (1.12)^n = (1.12)^n - 1$$

$$0.6975 (1.12)^n = 1$$

$$(1.2)^n = 1.4337$$

aplicando logaritmo a la expresión obtenemos:

$$\log (1.2)^n = \log (1.4337)$$

$$n \log (1.12) = \log (1.4337)$$

$$n = \log (1.4337) / \log (1.12)$$

de donde obtenemos $n = 3.18$ años, tiempo en el cual se recupera el capital invertido.

CAPÍTULO VII

COSTOS DE OPERACIÓN Y COSTOS DE MANTENIMIENTO

7.1 CONCEPTOS.

Para entender los conceptos de costos de operación y costos de mantenimiento en una red de distribución automatizada, es necesario revisar las acciones que se ejecutan sobre el sistema para que funcione bajo los lineamientos esperados de operación y aquellas que se ocupan de su continuidad y disponibilidad.

En el sistema automático que estudiamos, la operación de los elementos que conforman la red de control está centralizada en la estación maestra. Siendo este punto en donde se pueden operar de manera remota los elementos de seccionamiento y transferencia de carga, el sistema procesará sus algoritmos y los operadores, tendrán a su cargo la supervisión del sistema.

Por otra parte, deben tomarse ciertas acciones de mantenimiento para que los elementos de un sistema automático como el propuesto operen de manera fiable, sin detrimento de sus niveles ni fallas, con rendimiento, disponibilidad, eficacia, seguridad, etc.

Recordemos que el tiempo medio para reparar (M.M.T.R.) puede definirse como el tiempo en que se tiene una condición de falla, es decir un corte de energía permanente. De manera general esta circunstancia provoca diversas actividades que ocurren mientras existe el corte, cada una de ellas con un tiempo asociado que contribuye al MTTR, como lo podemos apreciar en la figura 7.1. Esto elementos son:

1. Tiempo de reconocimiento, es decir, el tiempo que transcurre antes de que la falla se torne aparente.

2. Tiempo de acceso, es el tiempo entre el reconocimiento y el comienzo de la localización de la falla. Este tiempo incluye el aislamiento del equipo para la seguridad, remoción de cubiertas, conexión de equipo de prueba, etc.
3. Tiempo de diagnóstico, es aquel que transcurre para identificar el tipo de falla y diagnosticarla.
4. Tiempo de logística, es decir, el tiempo que se toma para ensamblar las refacciones y partes necesarias, u otros equipos y personal necesario para reparar la falla.
5. Tiempo de reparación / restauración, es el periodo para reemplazar componentes o reparar la falla.
6. Tiempo de chequeo o verificación, tiempo para asegurar que la condición de falla no existe más.

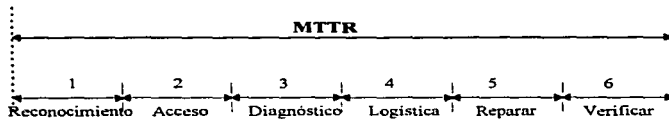


Figura 7.1 Tiempo medio de restauración

Con el sistema automático, el reconocimiento y localización de las fallas se efectúa con un retraso muy pequeño (unos cuantos minutos), lo que nos puede llevar a reducir el tiempo MTTR, sin embargo, las demás actividades tendientes a reparar la falla y verificar la restauración no se verán afectadas y cumplirán sus periodos establecidos.

7.2 COSTOS DE OPERACIÓN.

La operación del sistema depende de dos grandes aspectos: el monitoreo y supervisión desde la estación maestra y el medio de comunicación entre los puntos remotos y dicha estación.

Para el primer punto se estima que 3 personas operan las estaciones de trabajo monitoreando y ejerciendo acciones de supervisión sobre la red de control, durante tres turnos. Se hace esta consideración porque los elementos que seccionan son automáticos y la transferencia podrá depender del operador que detecta la falla en el alimentador sólo en caso fortuito. Esto quiere decir que la red sólo requiere monitoreo y supervisión desde un punto central. El costo estimado es \$108,000 anual, considerando un salario de \$ 3,000 mensual por operador.

El medio de comunicación ha de ser contratado a alguna empresa proveedora. En general, estos costos se relacionan con dos formas principales de tarifar el servicio: por cantidad de información transmitida o bien como una línea privada o dedicada que tiene un precio mensual fijo. Según datos de un proveedor, el costo es aproximadamente de \$60,000 anuales para el servicio dedicado.

Entonces podemos estimar que el costo anual de operación será de:

COSTO DE OPERACIÓN

OPERADORES	\$ 108 000
MEDIO DE COMUNICACIÓN	\$ 60 000
COSTO TOTAL	\$ 168 000

Tabla 7.1 Costos de operación

7.3 COSTOS DE MANTENIMIENTO.

Se denomina mantenimiento a aquella serie de actividades que dirigida por una o un grupo de personas, tiene como fin lograr y asegurar el aprovechamiento más ventajoso de las máquinas y

equipo que los elementos de una organización necesitan para el desempeño de sus funciones y así obtener la óptima recuperación de la inversión.

Los tipos de mantenimientos posibles en el esquema propuesto de automatización son:

1. Mantenimiento predictivo: Esto es, la planeación del mantenimiento tendiente a detectar posibles fallas antes de que ocurran, basándose en datos estadísticos, vida útil, etc. Esto es una filosofía de mantenimiento que nos permitirá tener el número adecuado de refacciones y equipo de emergencia, para evitar sustituciones de equipo aún con vida útil, dando recomendaciones de operación y utilización óptima de los recursos, etc. Estas características se podrían implementar más fácilmente por medio de la generación de bases de datos en la estación maestra.
2. El mantenimiento preventivo, es consecuencia del mantenimiento predictivo, que consiste en todas las actividades que detectan las fallas en su etapa inicial, corrigiéndolas en su momento oportuno, previniendo así la operación defectuosa.

Esto quiere decir que las actividades han de ser planeadas para:

- Los trabajos están señalados en fechas adecuadas, por ejemplo el corte de ramas, inspección de los aisladores, retiro de nidos y basura de las líneas, etc.
 - Dar tiempo a programar reparaciones, ya que el sistema puede absorber en menos tiempo cortes de energía predeterminados.
 - El funcionamiento más adecuado del sistema y su utilización más eficiente.
3. Mantenimiento correctivo: Este se realizará cuando a pesar de todos los esfuerzos ocurra una falla permanente que dañe definitivamente componentes del sistema de automatización. Generalmente sus causas son externas y sin control para el esquema de automatización: inundaciones, accidentes automovilísticos, terremotos, etc. Así este tipo es el más costoso, ya que involucra en la mayoría de los casos cambio de equipo.

Se estima que el mantenimiento preventivo y correctivo en el área donde se propone automatizar puede ser realizado por 3 cuadrillas de 5 personas cada una. Esto se refleja en **\$450,000** anuales, considerando un salario de \$2,500 por persona.

Por otro lado, es conveniente considerar un número de refacciones de acuerdo a la capacidad instalada. En nuestro caso, debido a los pocos equipos que se instalarán, se podría considerar la compra de un Scada-Mate como refacción e incluirlo en la inversión inicial, siguiendo esta filosofía de refacciones.

Es importante mencionar que actualmente el sistema no es automático y que los costos de operación y mantenimiento son mayores que los presentados anteriormente. Esto se debe principalmente al mayor número de personal destinado en el área, es decir, 6 cuadrillas en total.

En el esquema propuesto, la detección y aislamiento de la fallas se realiza en pocos minutos, reduciendo la extensión y enviando la cuadrilla al área exacta, evitando costos indirectos y reduciendo la necesidad de personal.

Así, podemos considerar que al perder sólo la mitad de los alimentadores en caso de falla, las cuadrillas necesarias para su operación y mantenimiento también podrían reducirse en la misma proporción, Esto es, si se estima que una cuadrilla atiende a 4 alimentadores, ahora una cuadrilla podrá atender a 8 alimentadores.

El ahorro reflejado como resultado de esta situación será :

- Por concepto de disminución de equipo destinado a la reparación y mantenimiento: Automóviles y camionetas, herramienta, etc.
- Por concepto de disminución en el personal requerido para mantenimiento, es decir, destinar menos cuadrillas a un área o bien destinar más alimentadores a una cuadrilla.

CAPÍTULO VIII

HOJA DE CÁLCULO, FLUJO DE CAJA, TIR Y CRITERIOS DE DECISIÓN SOBRE EL PROYECTO.

8.1 INTRODUCCIÓN.

En el capítulo 6 se eligió la alternativa que produce el mayor beneficio, ahora se hará una evaluación de ésta a través del método de la tasa interna de retorno.

El método más ampliamente usado para la elaboración de estudios económicos es el de la tasa interna de retorno TIR. Los procedimientos contables que comúnmente se usan para registrar la efectividad de las inversiones proporcionan resultados en términos de utilidades, utilidad por acción o tasa de rendimiento por unidad de capital invertido. Las empresas acostumbran medir la efectividad financiera en estos términos. Es de esperarse que un método que proporcione resultados en estos términos tiene la ventaja de ser fácilmente entendido por los inversionistas. Tal es el caso del método de la tasa de retorno o de rendimiento.

8.2 CONCEPTOS GENERALES SOBRE TIR.

Tasa interna de retorno.

Se define como la tasa de interés que reduce el valor presente de una serie de ingresos y egresos a cero, en términos económicos la tasa interna de retorno representa el porcentaje o tasa de interés obtenido sobre el saldo no recuperado de una inversión. Este saldo puede verse como la porción de la inversión inicial que queda por recuperar después de que se han añadido y restado los ingresos y los pagos por interés respectivamente. La tasa interna de retorno equivale a la tasa de

interés producida por un proyecto de inversión con pagos (valores negativos) e ingresos (valores positivos) que ocurren en periodos regulares.

Para poder evaluar alternativas con este método es necesario que existan cantidades positivas (ingresos) y negativas (costos e inversión) en el flujo de efectivo.

La tasa interna de retorno se expresa como porcentaje por periodo, por ejemplo, $i = 10\%$ anual y siempre es positiva; es decir, no se considera el hecho de que el interés pagado por un crédito es en realidad una tasa de retorno negativa.

Para entender esto más claramente, se debe recordar que la base de los cálculos de la Ingeniería Económica es la equivalencia, es decir, el valor del dinero en el tiempo.

En los cálculos de la tasa interna de retorno el objetivo es hallar la tasa de interés a la cual el valor en el presente y el valor en el futuro son equivalentes.

La tasa interna de retorno " i " se puede obtener por el método del valor presente utilizando la ecuación $VP = 0$, ó por el del valor anual equivalente con la ecuación $VAE = 0$ donde VP es la ecuación del flujo de efectivo en $t = 0$ (tiempo presente) y VAE es la ecuación del flujo de efectivo en valor anual equivalente.

Flujo de Caja.

Todas las empresas tienen ingresos de dinero (rentas) y pagos de dinero (costos) que ocurren en lapsos o periodos de tiempo dados. Estos ingresos y costos se denominan *flujos de caja*. Un flujo de caja positivo representa normalmente un ingreso y un flujo de caja negativo un costo. El flujo de caja puede representarse en cualquier instante de tiempo como:

$$\text{Flujo de caja} = \text{ingresos} - \text{costos}$$

Un flujo de caja tiene lugar en diferentes intervalos de tiempo en un periodo de interés, para simplificar, se supone que todos los flujos de caja suceden al final de cada periodo de interés, esto se conoce como convención de fin de periodo.

Un diagrama de flujo de caja es una representación gráfica de un flujo de caja en una escala de tiempo. El diagrama representa el planteamiento del problema y muestra los datos que se tienen y lo que se debe calcular.

Es importante entender el significado y la construcción de un diagrama de flujo de caja, en vista de que es una herramienta valiosa en la solución de problemas.

Tasa Mínima de Retorno (TMR).

Cuando se evalúan diferentes alternativas de inversión se utiliza el concepto de "Tasa Mínima de Retorno"; este valor es en realidad la tasa mínima de interés aceptable " i " que se desea obtener con la inversión en un proyecto. Si la inversión en el proyecto gana menos que el valor establecido de la TMR dicha inversión no es aceptable.

Se deben hacer importantes consideraciones para establecer su valor:

- La TMR debe ser mayor o igual a la tasa de interés que ofrecen los bancos.
- Se deben considerar en su determinación posibles errores tanto en la estimación de ganancias como de gastos que puedan presentarse en el futuro.
- Se debe considerar siempre la mayor TMR posible ya que con ello se podrán absorber los cambios bruscos que pudieran ocurrir en el entorno económico del proyecto.

Para el proyecto de automatización de la red se propone una $TMR = 23 \%$ la cual es una tasa alta que se ofrece actualmente en una institución financiera.

8.3 MÉTODO DE LA TASA INTERNA DE RETORNO.

Pasos a seguir para la evaluación de un proyecto por el método de la tasa interna de retorno:

1. Se elige una TMR.
2. Se dibuja un diagrama de flujo de caja.
3. Se establece la ecuación de la tasa interna de retorno.
4. Se eligen valores de "i" por ensayo y error o de tablas de interés compuesto, hasta resolver la ecuación (interpolarse si es necesario).
5. Una vez que se obtiene el valor de "i", éste se compara con el valor de la TMR seleccionado previamente. Si $i \geq \text{TMR}$, la inversión será satisfactoria.

Aplicación del método a la propuesta de automatización.

1. Tasa Mínima de Retorno del Proyecto (TMR) 23 % .
2. Los datos obtenidos anteriormente son los siguientes:

- Costo total del equipo (inversión) :

$$I = \$ 6\,064\,000$$

- Ahorro sobre el costo de las interrupciones:

$$\text{ACI} = \$1\,709\,677 + 3\% \text{ anual} = \text{ACI}_A = \$ 2\,123\,729$$

- Período de estudio:

25 años

- Ahorro en operación y mantenimiento:

$$\text{AOM}_A = \$ 450\,000 \text{ anuales}$$

- Costos de operación y mantenimiento:

$$\text{COM}_A = \$ 168\,000 \text{ anuales}$$

Con los datos anteriores se construye el siguiente diagrama de flujo de efectivo:

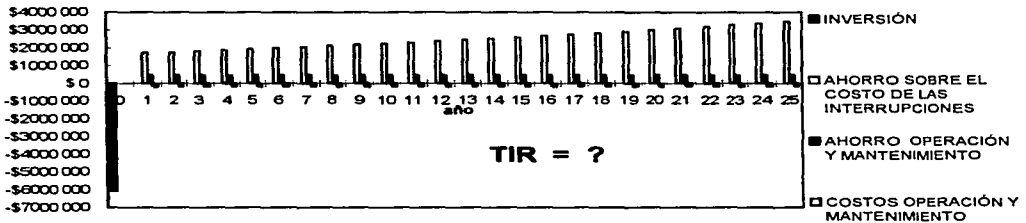


Fig. 8.1 Flujo de caja

3. Ecuación de la tasa interna de retorno (se utiliza el método del valor anual equivalente). Todos los términos se tienen en valor anual, se utilizará el factor de conversión de valor presente de la inversión a valor anual para la obtención de la TIR.

$$VA = 0$$

$$0 = -I [\text{factor}] + ACI_A + AOM_A - COM_A$$

sustituyendo valores y simplificando:

$$0 = -6\,064\,000 [(1+i)^n i / [(1+i)^n - 1]] + 22\,123\,729 + 450\,000 - 168\,000$$

$$0 = -6\,064\,000 [(1+i)^n i / [(1+i)^n - 1]] + 2\,405\,729$$

4. De la ecuación anterior, utilizando el método de ensayo y error para obtener una i aproximada se obtiene que:

Para $i = 35\%$ el factor es 0.35019 y la solución de la ecuación es 282 157
 Para $i = 40\%$ el factor es 0.40009 y la solución de la ecuación es -20 410

De este par de valores, interpolando se obtiene el valor $i = 39.66 \%$ que representa la tasa interna de retorno o de rendimiento del proyecto.

5. Puesto que i es mayor que TMR se concluye que la inversión en el proyecto es satisfactoria.

8.4 HOJA DE CÁLCULO.

A continuación se tiene una tabla que muestra la relación entre capital invertido (ver sección de apéndices), el flujos de efectivo, y el rendimiento sobre la inversión para el proyecto. A partir de estos datos se construye un gráfico del flujo neto de efectivo.

Se tiene la siguiente información en la hoja de cálculo:

Flujo de Costos.

- **Inversión Neta al Inicio del Año.** Es el flujo neto de efectivo al fin del año anterior, esto es, se revierte a la tasa interna de retorno $TIR = 39.66 \%$.
- **Costos de Operación y Mantenimiento.** Se tienen costos de \$ 168 000 anuales.
- **Total Costos.** Total de costos en el año n .

Flujo de Beneficios.

- **Ahorro sobre el costo de las interrupciones.** Se obtienen en el primer año \$ 1 709 677 y aumentan 3% cada año.
- **Ahorro en Operación y Mantenimiento.** Se tienen \$ 450 000 anuales.
- **Total Beneficios.** Total de beneficios obtenidos en el año n .

- **Total Costos + Beneficios.**

Es la suma de los costos y beneficios en el año n.

Flujo Neto al Final del Año

Es el flujo total de efectivo en el año n, se obtiene sumando la inversión al inicio del año más el total de beneficios más costos en ese año.

En el gráfico se observa como el signo cambia a positivo a partir del cuarto año, y a partir de éste, los beneficios se incrementan muy rápidamente.

Después de pagar \$ 168 000 cada año por concepto de operación y mantenimiento, habría un beneficio anual de \$ 450 000 más el ahorro sobre el costo de las interrupciones en el año.

8.5 CRITERIOS DE DECISIÓN SOBRE EL PROYECTO.

Hemos determinado que este proyecto es factible, en base a los siguientes criterios:

- Aumento de la confiabilidad de la red de distribución.
- Reducción de la duración y costos de las interrupciones.
- Reducción de los costos de operación y mantenimiento
- Relación Beneficio/Costo mayor a uno.
- Tasa interna de retorno mayor a 23% (tasa mínima propuesta).

8.6 RESULTADOS Y CONCLUSIONES.

El proyecto de automatización ha sido evaluado tomando en cuenta distintos factores, tales como la confiabilidad, los costos asociados a las interrupciones y la inversión.

Podemos notar que el sistema automatizado siguiendo la topología descrita, aumenta su confiabilidad y a la vez permite que los costos de interrupción se reduzcan en un 75%. Esto implica que las tasas de falla asociadas a los alimentadores sean menores, es decir, que el tiempo de disponibilidad sea mayor, a pesar de que el sistema no reduzca las interrupciones, sino sólo su duración y su extensión.

Respecto al análisis económico, se determinó que el proyecto es rentable, dado que los beneficios superan a los costos. Así, se eligió la alternativa de mayor relación beneficio/costo. Esta alternativa, sin embargo, no es la de mayor confiabilidad, pero sus costos son menores. Además, la tasa de rendimiento obtenida es del 39.66% anual, superior a la tasa mínima establecida, lo que justifica la inversión propuesta.

En el cálculo de los costos de operación y mantenimiento se tomó en cuenta tan sólo el personal requerido dejando a un lado otro tipo de beneficios como los derivados del uso de los equipos y vehículos, ya que son difícilmente cuantificables.

Por otro lado, es importante señalar que los dispositivos inteligentes (*Scada-Mate*) ofrecen un status detallado de las variables del sistema, estos datos van a la *Estación maestra* en donde se concentran y se procesan. Esto es una excelente plataforma para el diagnóstico, mantenimiento predictivo y calidad de la energía.

Así, el sistema tendrá la capacidad de acumular datos estadísticos relacionados con la falla de elementos para formar una base de datos, que sirva para predecir problemas de los componentes con exactitud.

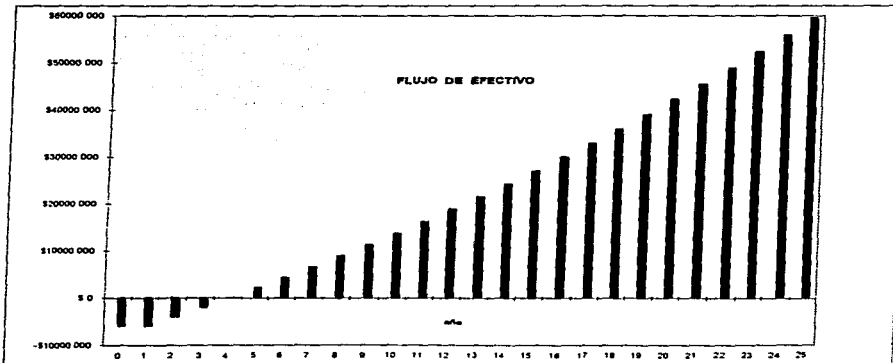
Además, el sistema *SCADA* proporciona valores de voltajes, corrientes, factor de potencia, perfil de la carga y otros valores en tiempo real que sirven para la optimización del sistema de distribución, y consideramos que es el primer paso para llegar a tener un restablecimiento totalmente automático de la energía en las zonas no falladas de los alimentadores.

APÉNDICE B

ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

PROYECTO DE AUTOMATIZACIÓN DE LA RED AÉREA DE 23KV COMPRENDIDA ENTRE LAS SUBESTACIONES JAMAICA, SAN ANDRÉS, VÉRTIZ Y MAGDALENA.

No.	AÑO	FLUJO DE COSTOS			FLUJO DE BENEFICIOS			TOTAL COSTOS - BENEFICIOS	FLUJO NETO AL FIN DEL AÑO
		INVERSIÓN NETA INICIO AÑO	OPERACIÓN Y MANT.	TOTAL COSTOS	AHORRO S COSTO S INTERRUPT	OPERACIÓN Y MANT.	TOTAL BENEFICIOS		
0	1997	\$-6064 000							\$-6064 000
1	1998	\$-6064 000							\$-6064 000
2	1999	\$-4072 323							\$-4072 323
3	2000	\$-2025 356							\$-2025 356
4	2001	\$66 411							\$2216 631
5	2002	\$2216 631							\$4442 907
6	2003	\$4422 907							\$6668 872
7	2004	\$6686 892							\$9010 333
8	2005	\$9010 335							\$11384 790
9	2006	\$11395 022							\$13842 790
10	2007	\$13842 790							\$16395 531
11	2008	\$16395 531							\$18955 194
12	2009	\$18955 194							\$21583 787
13	2010	\$21583 787							\$24300 377
14	2011	\$24300 377							\$27096 095
15	2012	\$27096 095							\$29968 133
16	2013	\$29968 133							\$32909 756
17	2014	\$32909 756							\$35923 286
18	2015	\$35923 286							\$39003 122
19	2016	\$39003 122							\$42253 732
20	2017	\$42253 732							\$45681 661
21	2018	\$45681 661							\$49289 867
22	2019	\$49289 858							\$53181 528
23	2020	\$53248 031							\$57305 949
24	2021	\$57905 849							\$61662 144
25	2022	\$59562 144							\$63319 566



Hoja de cálculo y flujo de efectivo de la alternativa de automatización 1 1/2

APÉNDICE C

MÉTODOS PARA LA COMPARACIÓN DE ALTERNATIVAS

Muchos de los términos utilizados para la evaluación de un proyecto pueden ser medidos en términos de dinero; sin embargo, el valor de éste depende del tiempo en el cual es invertido, por lo tanto es necesario evaluar el cambio de valor del dinero en el tiempo. Así, es necesario considerar para efecto de comparación de alternativas, los siguientes puntos:

- La evaluación del proyecto debe hacerse en un momento fijo en el tiempo.
- La comparación de alternativas debe hacerse en la misma fecha.
- Debido a que el valor del dinero cambia con el tiempo, las cantidades invertidas en épocas diferentes deben referirse todas a la misma fecha.
- Las cantidades invertidas o recuperadas se podrán agregar o restar solo en la misma fecha.

Para poder trasladar dinero de un punto a otro en el tiempo se usan tasas de interés compuesto. Existen fórmulas y tablas de interés para calcular fácilmente los diferentes valores del dinero en el tiempo. Los factores de interés son mucho más sencillos de utilizar que las fórmulas cuando se tienen las tablas de interés correspondientes.

Los tres métodos o patrones básicos para la elaboración de estudios económicos son: el método de la tasa interna de retorno (TIR), el método del valor anual equivalente (VAE), y el método del valor presente (VP). A continuación se describen brevemente los métodos del valor presente y del valor anual equivalente, el método de la tasa interna de retorno se describió en el capítulo 8.

1. MÉTODO DEL VALOR PRESENTE (VP).

El valor presente es el valor que tiene actualmente la suma de una serie de ingresos o gastos que se efectuarán en el futuro.

El método del valor presente para la evaluación de alternativas es muy popular porque los gastos e ingresos futuros son transformados en dinero equivalente al día de hoy, es decir todos los flujos de dinero asociados a una alternativa son convertidos a valores de dinero presente. De esta forma es muy fácil ver la ventaja económica de unas alternativas de inversión sobre otras.

La comparación de alternativas que tienen vidas útiles iguales por este método es directa, si se deben considerar gastos e ingresos (se consideran los ingresos como positivos y los gastos como negativos) en este caso se elige la alternativa que tenga el valor presente más alto. En el caso que solo se tengan gastos entonces se elige la alternativa que tenga el más bajo valor presente.

Para la transformación de cantidades a valor presente se tienen las siguientes fórmulas:

De valor anual a valor presente $VP = A [(1 + i)^n - 1] / (1 + i)^n i$

De valor futuro a valor presente $VP = VF (1 + i)^{-n}$

GRADIENTE

Un gradiente es una serie de flujo de efectivo que aumenta o disminuye de manera uniforme a través del tiempo. Si esta serie cambia en forma lineal se trata de un gradiente aritmético, si lo hace en forma exponencial se trata de un gradiente geométrico. La cantidad de aumento o disminución es el gradiente j .

De gradiente geométrico a valor presente $VP = A [1 - (1 + j)^n (1 + i)^{-n}] / (i - j)$.
donde A es el primer valor de la serie.

2. MÉTODO DEL VALOR ANUAL EQUIVALENTE (VAE).

Una anualidad es una serie de pagos constantes en efectivo que se realiza durante un período continuo. Por ejemplo, un préstamo para comprar un automóvil o una hipoteca constituye una anualidad. En las funciones de anualidades, el efectivo que paga, por ejemplo, depósitos en cuentas de ahorros, se representa con números negativos; el efectivo que recibe, por ejemplo, cheques de dividendos, se representa con números positivos.

Con este método todos los ingresos y gastos se convierten en una cantidad anual uniforme. La principal ventaja de este método sobre los demás es que no requiere que las alternativas tengan vidas útiles iguales.

Como con el método del VP, si se tienen ingresos y gastos se elige la alternativa que tenga el valor anual más alto, en el caso que solo se tengan gastos entonces se elige la alternativa que tenga el más bajo valor anual equivalente.

Para la transformación de cantidades a valor anual equivalente se tienen las siguientes fórmulas:

De valor presente a valor anual $VA = VP (1 + i)^n i / [(1 + i)^n - 1]$

De valor futuro a valor anual $VA = VF \{i / [(1 + i)^n - 1]\}$.

APÉNDICE D

DATOS EMPACADOS DIGITALMENTE VIA CELULAR (CELLULAR DIGITAL PACKET DATA/CDPD)

La arquitectura de CDPD se basa en el concepto de una red proveedora de servicio, que comprende un área de cobertura sobre la cual el proveedor ofrece la tecnología. Esta red sirve de interfaz para unidades móviles o fijas y redes externas del otro extremo.

La característica más importante de esta tecnología es la transmisión de datos via la banda de radio comunicación celular, desde el extremo en donde se tiene un módem CDPD y un extremo fijo. La figura 1 muestra un diagrama esquemático.

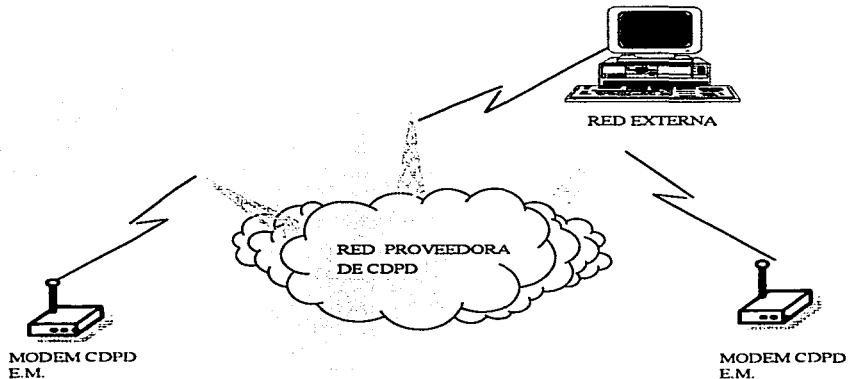


Figura 1

La tecnología CDPD es una extensión lógica de una red de área local (LAN) hacia usuarios móviles o fijos. Con CDPD, un usuario puede transmitir datos de un extremo fijo (E.F.) directamente a otro punto (E.M.) móvil o fijo, sin importar en dónde se encuentre este último dentro del área de cobertura. Esta comunicación puede lograrse a través de protocolo internet (direcciones IP), o si el usuario lo requiere, con protocolo TCP.

GLOSARIO

Aisladores: Un aislador eléctrico es un material que no conduce fácilmente una corriente eléctrica.

Alimentador: Conjunto de conductores destinados al suministro de energía eléctrica, cuyo origen es de la subestación eléctrica y a lo largo de estos se conectan las diversas cargas de los usuarios ya sea directamente o a través de sus circuitos derivados.

Amplitud o valor de pico: Es el valor máximo de una forma de onda.

Calidad de servicio: La calidad del suministro de energía eléctrica queda definida por los siguientes factores: continuidad del servicio, regulación de voltaje y control de la frecuencia.

Campo electromagnético: Es el campo magnético que produce una corriente. Se presenta en forma de círculos alrededor del conductor y su intensidad depende de la intensidad de corriente que fluye por el mismo.

Capacitancia: Es la capacidad de un circuito o un dispositivo para "almacenar" energía eléctrica.

Carga de un sistema: La carga de un sistema esta constituida por un gran número de cargas individuales de diferentes clases (industrial, comercial, residencial). En general una carga absorbe potencia real y potencia reactiva; es en el caso por ejemplo de un motor de inducción. Naturalmente las cargas puramente resistivas (lamparas incandescentes, calefactores eléctricos) absorben únicamente potencia real.

Ciclo: Es la porción de una forma de onda contenida en un periodo.

Circuito serie: Es aquel en el que los elementos que lo conforman se conectan a los conductores uno después de otro. De esta manera, solo hay una trayectoria por la cual la corriente puede circular cuando va de una terminal de la fuente de energía a la otra.

Circuito paralelo: Es aquel en que las cargas se conectan "entre las terminales del tomacorriente"; es decir, entre los dos conductores que conducen a la fuente de energía. Las cargas y sus alambres de conexión se llaman a menudo ramas del circuito. Las conexiones en paralelo reciben también el nombre de conexiones múltiples y conexiones en derivación. En un circuito en paralelo, las cargas operan en forma independiente. Por lo tanto, si una de las ramas se desconecta o abre, las ramas restantes continuarán operando.

Compañía Eléctrica: Empresa orientada a la generación, transmisión y/o distribución de energía eléctrica.

Conductores: Un conductor es un material a través del cual los electrones fluyen fácilmente.

Consumidor: Usuario individual, firma u organización que compra el servicio eléctrico en un sitio bajo condiciones de un contrato.

Continuidad del servicio: Es la alimentación eléctrica de las cargas de un sistema sin interrupción del suministro.

Control: Capacidad de un sistema de automatizado para poder cambiar el estado de un sistema.

Demanda: Es la carga en las terminales receptoras tomada en un valor medio en determinado intervalo.

Demanda promedio: (carga promedio) Es igual al número de Kw-h consumidos, divididos entre el número de horas en el periodo dado.

Disyuntor: También conocido como interruptor automático, es un dispositivo mecánico que realiza la misma función de protección que la de un fusible. No obstante, a diferencia de un fusible, puede servir como un interruptor de encendido-apagado común.

Estación maestra: Computadora principal que concentra y procesa toda la información de un sistema SCADA.

Forma de onda: Es la trayectoria trazada por alguna variable como la posición, el tiempo, los grados, la temperatura, etc.

Forma de onda periódica: Es una forma de onda que se repite continuamente, después del mismo intervalo de tiempo.

Frecuencia: Es el número de ciclos que se producen en un segundo. La unidad de medida de la frecuencia es el Hertz (Hz). La frecuencia nominal en México es de 60 Hz.

Fusible: Un fusible es un dispositivo de seguridad que funciona como un interruptor para desconectar un circuito cuando la corriente sobrepasa un valor especificado.

Impedancia: Es la oposición a la corriente en un circuito, que incluye la combinación de resistencia y reactancia capacitiva o inductiva.

Inestabilidad: Condición del sistema debido a sobrecargas o a cortocircuitos.

Interés Simple: Interés calculado sobre el capital, ignorando cualquier interés acumulado en periodos anteriores.

Interés Compuesto: Se tiene cuando el interés de un periodo se calcula sobre el principal, más el capital reunido de intereses ganados en periodos anteriores.

Interrupción: Es la pérdida del servicio eléctrico de uno o más consumidores.

Interruptor: Dispositivo seccionalizador de potencia capaz de abrir o cerrar un circuito eléctrico energizado o en condiciones de falla.

Kilowatt-hora: Es la unidad de energía eléctrica en la cual las compañías eléctricas basan sus cuentas de consumo de energía eléctrica.

Monitoreo: Capacidad del sistema automatizado para determinar el estado del sistema de distribución a través de la recolección o captación de datos o variables significativas.

Operación y mantenimiento: Labor que se realiza para manejar un sistema y conservar su adecuado funcionamiento.

Perfil de la carga: Características de la carga que sirven para planear, proyectar y aún operar los sistemas apropiadamente.

Periodo: Es el intervalo de tiempo entre repeticiones sucesivas de una forma de onda periódica.

PNB: Suma de todos los bienes y servicios producidos en un país en un periodo de tiempo que es generalmente un año.

Protección: Capacidad de los sistemas automáticos de poder detectar e identificar la localización de fallas en los sistemas de distribución y aislar el circuito o equipo dañado del sistema de distribución.

Recierre: Es la acción, que realiza un restaurador cuando detecta una sobre corriente, de abrir el circuito y volverlo a cerrar repitiendo esta acción tantas veces como fue programado y si no se libro la falla en su ultima operación deja abierto el circuito, en caso de librarse la falla cesan los recierres.

Red de Telecomunicaciones: Sistema de comunicaciones que enlaza un centro de control con los diversos dispositivos a controlar usando diversas tecnologías.

Red eléctrica automatizada: Es aquella red eléctrica que controla, recibe información de sus elementos constitutivos, como plantas generadoras, líneas de transmisión y distribución, alimentadores, subestaciones y/o cargas, por medio de una red de telecomunicaciones.

Resistencia: La oposición a la corriente que resulta de los choques electrónicos dentro de un conductor se denomina resistencia.

Relevador: Es un interruptor operado magnéticamente que cierra o abre uno o mas contactos entre sus terminales.

Restaurador: Es un aparato que al detectar una condición de sobrecorriente interrumpe su flujo, y una vez que ha transcurrido un tiempo determinado cierra sus contactos nuevamente, energizando el circuito protegido. Si la condición de falla sigue presente, el resultado repite la secuencia de cierre-apertura un numero de veces mas.

Rigidez Dielèctrica: Es la capacidad de un material para aislar.

Seccionalizador: Es un dispositivo de apertura de un circuito eléctrico que abre sus contactos automáticamente, existiendo algunos que operan energizados y otros desenergizados.

Sobrecarga: La sobrecarga sucede cuando un circuito entrega mas corriente a la carga que la que los conductores pueden soportar.

Sobrevoltaje: Aumento en el voltaje en algún punto del sistema debido a la interrupción o a la conexión de circuitos, a cortocircuitos y a descargas de rayos.

Subestación eléctrica: Sistema eléctrico que funciona como medio de interconexión, elevador y/o reductor de tensión.

TIEPI: Σ Potencia afectada ; Duración ; / Potencia instalada.

Transformador: La palabra transformar significa cambiar. Un transformador se emplea para cambiar el valor de voltaje o corriente en un sistema eléctrico.

UPS: Sistema de respaldo de energía.

Valor instantáneo: Es la magnitud de una forma de onda en cualquier instante del tiempo.

BIBLIOGRAFÍA

An Introduction to Reliability & Quality Engineering

Bentley, John P.

De. Longman Scientific & Technical

Electricidad y electrónica

Aplicaciones prácticas

Buban, Peter - Malvino, Albert P.

Editorial McGraw-Hill

Cuarta edición, 1989

Ingeniería Económica

Tarquin, Anthony J. - Blank, Leland T.

Editorial McGraw Hill

Ingeniería Económica

DeGarmo, Paul

Editorial CECSA

Manual standard del ingeniero electricista

Knowlton, Archer E.

Probabilidad y Estadística para ingenieros

Miller, Irwin - Freund, John E.

Editorial Prentice Hall

Tercera edición, 1986

Principios de Ingeniería Económica

Grant, Eugene L.

Editorial CECSA

Redes Eléctricas Tomos 1 y 2

Viqueira Landa, Jacinto

Editorial RSI

Sistemas de Distribución

Espinosa y Lara, Roberto A.

Editorial Limusa, S.A. de C.V.

Primer edición, 1990