



137

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO**

Tejeras

**FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE INGENIERIA ELECTRICA,
ELECTRONICA Y EN COMPUTACION.**

**EVALUACION TECNICO ECONOMICA DE
SISTEMAS DE AUTOMATIZACION PARA
SISTEMAS DE DISTRIBUCION DE
ENERGIA ELECTRICA**

FALLA DE ORIGEN

T E S I S

PARA OBTENER EL TITULO DE
**INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
(AREA: ELECTRICA ELECTRONICA)**

P R E S E N T A :

GONZALO MOYAO LOPEZ

DIRECTOR DE TESIS:

DR. RAUL VELAZQUEZ SANCHEZ

DIRECTOR DE TESIS:

M.I. ARTURO MORALES COLLANTES

MEXICO, D. F.

1996

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO.
FACULTAD DE INGENIERIA.**



**EVALUACION TECNICO ECONOMICA DE SISTEMAS DE
AUTOMATIZACION PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCION DE ENERGIA
ELECTRICA.**



**INSTITUTO DE
INVESTIGACIONES
ELECTRICAS**

Este trabajo representa la culminación de mis estudios que son producto de los esfuerzos bien encausados de mis padres, para formar un hombre de bien, lo que solo en parte podre retribuirles como homenaje a mis padres, siguiendo sus consejos y siendo un buen ciudadano mexicano.

Por esto y mi vida muchas gracias PAPAS.

Gonzalo Moyao López.

DEDICATORIAS.

A mis padres:

José de Arimatea Moyao Mejía (†).

**Por todo el cariño y confianza que siempre me otorgaste.
Agradeciendote profundamente haber formado en mi los principios
Universales de un Hombre.**

Elvia Edith López Romero.

**Por todo el amor y comprensión excesiva que siempre me has
brindado. Gracias por haberme infundido los sentimientos más
nobles del Hombre.**

A mis hermanos:

José de Arimatea,

Elvia Edith,

Félix Antonio,

Heidi,

Cuahtémoc,

Rocío Irene,

y

Victórico.

A mis abuelitos.

Félix Moyao Esqueda. (†).

Juvenal Mejía de Moyao. (†).

Victórico López Figueroa. (†).

Irene Romero de López.

A las familias:

Chávez Aguirre.

Rojas Castel.

y

Mar Martínez.

Por contar siempre con su apoyo incondicional y especialmente en los momentos más difíciles.

AGRADECIMIENTOS.

A la UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO, máxima casa de estudios, que me brindó la oportunidad de realizar mi formación profesional.

Al Instituto de Investigaciones Eléctricas por todo el apoyo brindado en la realización del presente trabajo.

A mis directores de Tesis:

Dr. Raúl Velazquez Sánchez.

M.I. Arturo Morales Collantes.

A la M. I. Consuelo Lemus por todas sus atenciones y por inspirarme la actitud que un profesional debe seguir.

Especialmente a mis verdaderos amigos y familiares.

Agrediendo el apoyo brindado de mis maestros y compañeros de la Facultad de Ingeniería así como a todos los miembros del Departamento de Transmisión y Distribución del IIE.

INDICE.

	Página.
INDICE.	I
GLOSARIO.	V
ABREVIATURAS.	VIII
INTRODUCCION.	1
CAPITULO I.	
AUTOMATIZACION EN REDES ELECTRICAS.	3
1.1 Antecedentes.	3
1.2 Tipos de Automatización en Redes Eléctricas.	4
1.3 Arquitectura de un sistema SCADA.	6
1.4 Evolución de la aplicación de los esquemas de Automatización en la Distribución.	8
CAPITULO II.	
CONFIABILIDAD.	12
2.1 Introducción. (Concepto de Confiabilidad).	12
2.2 Medición de la Confiabilidad e Indices Indicativos.	13
2.2.1 Conceptos.	14
2.2.2 Indices.	15

	Página.
2.3 Interpretación de la Confiabilidad.	20
2.4 Características para la medición de la Confiabilidad.	21
2.5 Elementos a considerar en la Evaluación de los Costos de las Interrupciones (Valor de la Confiabilidad).	22
2.6 Causas de las Interrupciones.	24
2.7 Algunas Prácticas para Mejorar la Confiabilidad.	25
2.8 Evaluación de la Confiabilidad.	28
2.9 Impacto en la Confiabilidad por la Automatización.	29
2.10 Impacto en los Índices de Confiabilidad.	30
2.11 Mejoramiento de la Confiabilidad no Estimada dentro de los Índices de Confiabilidad.	34

CAPITULO III.

AUTOMATIZACION DE LA DISTRIBUCION.	36
3.1 Introducción.	36
3.2 Objetivos y Funciones de la Automatización en la Distribución.	37
3.2.1 Manejo de la Información.	38
3.2.2 Control de la Confiabilidad del Sistema.	38
3.2.3 Control de la Eficiencia del Sistema.	39
3.2.4 Control del Voltaje.	41
3.2.5 Control de Carga.	41
3.2.6 Funciones de la Automatización en la Distribución.	42
3.3 Elementos de un Sistema de Automatización en la Distribución.	45

3.4	Descripción de las Funciones de Automatización de la Distribución Viabiles para Implementarse en México.	46
3.4.1	Telecontrol de Dispositivos de Seccionamiento a lo Largo del Alimentador y Seccionalización Automática.	48
3.4.2	Control Integrado de Voltaje y Reactivos.	52
3.4.3	Descripción del Equipo de Automatización.	57

CAPITULO IV.

ANALISIS ECONOMICO BENEFICIO COSTO.	61	
4.1	Beneficios producidos por la Automatización en la Distribución.	61
4.2	Clasificación de los Beneficios de la Automatización en la Distribución.	62
4.3	Metodología para Evaluación Económica Beneficio-Costo.	63
4.4	Análisis Económico de la Implementación de Telecontrol de Dispositivos de Seccionamiento a lo Largo del Alimentador.	67
4.4.1	Descripción de Los Alimentadores.	67
4.4.2	Primer Análisis Beneficio-Costo.	69
4.4.3	Segundo Análisis Beneficio-Costo.	73

CAPITULO V.

CONCLUSIONES.	78
----------------------	-----------

APENDICE A.

PREDICION PROBABILISTICA DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION.	81
A.1 Parámetros de Confiabilidad.	81
A.2 Cálculo de los Parámetros de Confiabilidad en un Punto de Carga.	85

APENDICE B.

TELECOMUNICACIONES.	92
B.1 Evaluación de las Telecomunicaciones.	92
B.2 Sistemas de Telecomunicaciones usados en la Automatización de la Distribución.	93
REFERENCIAS.	99

GLOSARIO.

Alimentador:	Conjunto de conductores destinados al suministro de energía eléctrica, cuyo origen es de la subestación de distribución y a lo largo de estos se conectan las diversas cargas de los usuarios ya sea directamente o a través de sus circuitos derivados.
Automatización:	Sistema que provee el control oportuno y la adquisición de información de los elementos de un proceso a través de las telecomunicaciones con dispositivos remotos.
Base de datos:	Archivo informático que almacena los datos del sistema que se opera.
Baud:	Bit por segundo. De una manera mas estricta es el nivel de señalización por segundo.
Cogeneración:	Sistema que genera energía eléctrica a partir de excedentes energéticos utilizados en diversos procesos (químicos, mecánicos, etc) utilizados en algunas industrias.
Compañía Eléctrica:	Empresa orientada a la generación, transmisión y/o distribución de energía eléctrica.
Confiabilidad:	Es la medida de la continuidad de un servicio y de sus características de calidad del servicio.
Confort:	Bienestar en el estilo de vida.
Consumidor:	Usuario individual, firma u organización que compra servicio eléctrico en un sitio bajo ciertas condiciones de un contrato.
Control:	Capacidad de un sistema de automatización para poder cambiar el estado del sistema de distribución.
Corriente In-rush:	Corriente de pequeña duración y de gran magnitud generada al energizarse un equipo después de cierto tiempo de estar desenergizado.
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 período dado.
Distribución:	Parte constitutiva de un Sistema Eléctrico de Potencia la cual opera para suministrar la energía eléctrica a los diversos tipos de usuarios.
Estación Maestra:	Computadora principal que concentra y procesa toda la información de un sistema SCADA .
Generación:	Parte constitutiva de un Sistema Eléctrico de Potencia que transforma las diversas manifestaciones de la energía en energía eléctrica.
Hardware:	Equipo físico de un sistema de computo (Circuiteria, impresoras, medios de almacenamiento etc.).
Interfaz:	Equipo o elemento que sirve de interconexión entre sistemas, equipos o elementos diferentes.
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.
Monitoreo:	Capacidad del sistema de automatización para determinar el estado del sistema de distribución a través de la recolección o captación de datos o variables significativas (parámetros analógicos o de posición).
Operación & Mantenimiento:	Labor que se realiza para manejar un sistema y conservar su adecuado funcionamiento .
Protección :	Capacidad de los sistemas automáticos de poder detectar e identificar la localización de las 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 sobrecorriente, de abrir el circuito y volverlo a cerrar repitiendo esta acción tantas veces como fue programado y si no se libró la falla en su ultima operación deja abierto

el circuito, en caso de librarse la falla cesan los recierres.

Red de Telecomunicaciones: Sistema de comunicación que comunica 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

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 número de veces más.

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

Software: Paquetería y Archivos de un sistema informático.

Subestación: Sistema eléctrico compuesto principalmente de elementos pasivos, la cual funciona como medio de interconexión, elevador y/o reductor de tensión.

Tap: Derivación.

Tiempo Real: Se refiere cuando se realiza control en un sistema casi en el instante en que suceden los cambios de este.

Transceptor: Equipo de telecomunicaciones con las funciones de transmisor y receptor.

Transmisión: Parte constitutiva de un Sistema Eléctrico de Potencia cuya función trasladar la energía eléctrica a los centros de distribución.

ABREVIATURAS.

A-1, A-...:	Escenarios de automatización.
AACE:	Athens Automation and Control Experiment.
ACCI:	Indice de reducción de consumidores promedio.
AL:	Carga Promedio.
ALII:	Indice de interrupción de carga promedio.
AMR:	Lectura Automática de medidores.
ASAI:	Indice de disponibilidad promedio del sistema. También se le llama "índice de confiabilidad" del servicio.
ASCI:	Indice de reducción del sistema promedio.
ASUI:	Indice de no disponibilidad promedio del sistema.
AUB:	Athens Utilities Board.
BSC:	Controlador de la estación base.
BST:	Transceptor de la estación base.
B/C:	Relación Beneficio sobre Costo.
CAIDI:	Indice de duración de interrupciones promedio por consumidor.
CAIFI:	Indice de la frecuencia de interrupciones promedio por consumidor.
CAUE:	Costo Anual Uniforme Equivalente.

CBS:	Interruptor del banco de capacitores.
CEA:	Canadian Electric Association.
CENACE:	Centro Nacional de Control de Energía.
CERA:	Control Electromecánico de Redes y Abonados.
Costo A:	Costo por automatización.
Costo I:	Costo producido por las interrupciones.
CPLG/BP:	Acoplador de continuidad de comunicación.
CPLGU:	Unidad de acoplamiento de la señal.
CT:	Transformador de corriente.
DAS:	Sistemas de control y adquisición de datos.
DAS-BK:	DAS utilizados en interruptores de la subestación.
DAS-TR:	DAS utilizados en los transformadores.
DC:	Acoplador de información.
DDC:	Centro de Despacho de distribución.
DMS:	Sistema de Administración de la Distribución (Distribution Management System).
DPM:	Módulo de protección digital.
DR:	Restaurador Digital.
DT:	Terminal de información.
EAG:	Equipo de automatización por punto de telecontrol.
EAPT:	Equipo de automatización por punto de Telecontrol.
EEl:	Edison Electric Institute.
EMG:	Sistema de Administración de Energía (Energy Management

	System).
EPRI:	Electric Power Research Institute.
ES:	Equipo de Seccionalización.
FD:	Detector de fallas.
F.P.:	Factor de potencia.
FRU:	Unidad Remota del alimentador.
FVR:	Regulador de voltaje del alimentador.
IED's:	Dispositivos Electrónicos Inteligentes.
IEEE:	Institute of Electrical and Electronic Engineers.
IBD:	IBERDROLA (Razón Social de una compañía suministradora de energía eléctrica en España).
ISO:	Filtro de línea.
ITDCR:	Transductor de Corriente.
I/O:	Dispositivos de entrada y salida de datos.
kVA:	Kilovoltamper. Unidad de potencia aparente.
kVAR:	Kilovoltamperreactivo. Unidad de potencia reactiva.
kW:	Kilowatt. Unidad de potencia real.
kW-H.	Kilowatt-hora. Unidad de energía eléctrica.
LBS:	Seccionalizador para corte de carga.
LC:	Canal arrendado.
LM:	Sistema de Administración de la Demanda (Load Management).
LR/S:	Restaurador de línea y seccionalizador.

LTC:	Cambiador de Taps.
MAIFI:	Indice de la frecuencia de interrupciones momentáneas promedio.
PRAM:	Predictive Reliability Assessment Model.
PRT:	Terminal de radio del circuito primario.
PC:	Computadora Personal.
PG&E:	Pacific Gas and Electric Company.
PT:	Transformador de Potencia.
PTDCR:	Transductor de voltaje.
RBS:	Sistema de radio difusión.
RS232:	Puerto estándar de comunicación.
RTU:	Unidad Terminal Remota.
SAIDI:	Indice de duración de interrupciones promedio del sistema.
SAIFI:	Indice de la frecuencia de interrupciones promedio del sistema.
SCADA:	Sistema supervisorio de adquisición de datos y control.
SCE:	Southern California Edison.
SCU:	Unidad de control de la subestación.
SEO:	Operador de energía acumulada.
SIM:	Modulo de integración de la subestación.
STN:	Red Telefónica de líneas conmutadas.
TC:	Transformador de Corriente.
TIU:	Tiempo de Interrupción por Usuario.

TP:	Transformador de potencial.
TVA:	Tennessee Valley Authority.
TVPPA:	Tennessee Valley Public Power Association.
UE:	Union Electric Company.
UHF:	Ultra High Frequency.
UNIX:	Software utilizado como Sistema Operativo.
UPS:	Sistema de suministro de energía de emergencia.
VHF:	Very High Frequency.
VOS:	Valor del servicio.
VTDCR:	Transductor de VAR's.
XLPS-LTC:	Conmutador de posición del LTC.
\$kW-h:	Costo por kW-h.

INTRODUCCION.

A través de los años el hombre ha desarrollado una enorme cantidad de herramientas y sistemas que ha utilizado para manipular su medio ambiente en su propio beneficio, ya sea para satisfacer sus necesidades primarias o aumentar su confort de vida. Esto ha requerido manipular las diversas formas de energía presentes en la naturaleza, encontrando en la energía eléctrica la mejor forma de llevar energía a todos los sitios donde es requerida, surgiendo de esta manera los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica.

Pero en los últimos años la industria eléctrica enfrenta grandes retos en su capacidad energética por lo que la industria ha enfocado sus esfuerzos para responder a la dependencia creciente de la electricidad como un medio de suministro de energía, a la presión continua para reducir las compras de gas y petróleo y a las presiones sociales y regulatorias para mantener una alta confiabilidad del servicio. Esto se debe a que transportar la energía eléctrica y la explotación de las fuentes naturales de energía presentan un costo energético el cual hace un impacto en nuestro medio ambiente, y de gran pérdida económica, lo que ha encaminado varios esfuerzos a desarrollar sistemas eficientes y fáciles de operar al costo más bajo.

Una opción para resolver el problema citado ha sido la implementación de sistemas automatizados en la red de distribución de energía eléctrica, con lo cual se busca obtener un uso de la red de distribución más eficiente tanto eléctricamente como operacionalmente, lo cual debe incurrir básicamente en disminuciones de costos de operación y mantenimiento además se logra una elevación de los niveles de calidad del suministro de energía eléctrica en puntos tales como regulación de voltaje y confiabilidad del servicio eléctrico.

La automatización en la distribución básicamente se agrupa en tres grandes funciones que son Control, Monitoreo y Protección las cuales tendrán diversos impactos en la distribución dependiendo del área donde sean implementadas.

En el trabajo que se desarrolla a continuación establece las bases para la implementación de ciertas funciones de automatización de la distribución, y plantea sus beneficios además de una metodología para su evaluación beneficio costo la cual

nos permita decidir en que casos es viable la implementación de ciertas opciones de automatización en redes de distribución.

En el Capítulo I se busca establecer los conceptos generales de la automatización en redes eléctricas, por lo que se hace una breve reseña de los elementos básicos de un sistema SCADA y de los tipos de automatización que se aplican a las redes eléctricas.

En el Capítulo II se define el concepto de confiabilidad y los índices utilizados para su evaluación, puesto que es necesario su claro establecimiento ya que al evaluar la confiabilidad en un sistema eléctrico antes y después de ser sujeto de automatización se obtienen parámetros para poder evaluar los beneficios económicos y de operación. En este capítulo se especifican las causas de las interrupciones y algunas prácticas para evitarlas, de esta manera se trata de enfatizar que la automatización en la distribución es sólo una de las posibles soluciones para resolver el problema de confiabilidad.

El Capítulo III define el objetivo de las funciones de Automatización de la Distribución y se agrupan las funciones bajo tres grandes grupos de control, de monitoreo y de protección. Se describen los elementos básicos de un sistema automatizado en la distribución y se plantean las funciones más viables de implementar en México.

En Capítulo IV se presenta una metodología para el análisis económico de beneficio-costos, con el cual se pretende que con base en una evaluación de los diversos beneficios debido a la implementación de ciertas funciones de automatización se pueda elegir el sistema más rentable, es decir, que la inversión dada por cada peso produzca el mayor beneficio.

El Capítulo V desglosa las conclusiones de nuestro análisis.

CAPITULO. I.

AUTOMATIZACION EN REDES ELECTRICAS.

1.1 ANTECEDENTES.

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 este, 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".

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 multiplexión a través de un pequeño número de canales de interconexión" (ANSI C.37.1) [1]. Un sistema supervisorio 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, subestaciones, alimentadores y/o cargas por medio de una red de telecomunicaciones, con la que podemos enviar comandos que modifiquen el estado de los diferentes elementos que integran la red eléctrica. Lo anterior se puede lograr a través de un sistema SCADA.

La mayoría de los sistemas supervisorios 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 una manera adecuada 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 supervisorio se utiliza por otros departamentos de la compañía eléctrica tales como:

El Departamento de Protección utiliza esta 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, RTU's por sus siglas en inglés Remote Terminal Unit, son capaces de almacenar largas secuencias de eventos).

El 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.

El Departamento de Producción estará interesado en reunir información relativa a unidades y plantas generadoras, a sus 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 capacidad para desarrollar sus tareas si cuentan con mayor cantidad de información, la cual será proporcionada por el sistema supervisorio.

1.2 TIPOS DE AUTOMATIZACION EN REDES ELECTRICAS.

Las redes eléctricas topológicamente y funcionalmente presentan características muy diferentes entre si, por lo que cada red presenta diferentes necesidades. Lo que establece la posibilidad de tener diferentes tipos de automatización o sistemas supervisorios [1], los cuales deberán satisfacer las necesidades particulares de cada red eléctrica, como ejemplo se pueden mencionar los siguientes sistemas:

-Sistema de propósito específico. Este sistema se diseña para desempeñar un objetivo bien definido en una red eléctrica y por lo tanto no se diseña para crecer y es limitado en sus funciones.

-Control Supervisorio y de Adquisición de Datos (SCADA). Este sistema reúne información y ejercita las funciones de control (Una parte de la información obtenida es almacenada y otra se reporta en tiempo real al operador). En resumen un sistema SCADA reúne y despliega información y realiza el control remoto de los elementos seleccionados.

-Sistema de Administración de la Energía [Energy Management System EMG]. En México se conoce como Centro Nacional de Control de Energía [CENACE]. Este sistema de control realiza, además de las funciones de un sistema SCADA, funciones avanzadas a un nivel de compañía eléctrica. En este centro de control se incorpora una gran cantidad de herramientas de computo tanto en hardware como en software y grandes medios de almacenamiento de información. El Centro de control tiene como interfaz hombre-maquina elementos como monitores gráficos de alta resolución, tableros mimicos dinámicos, graficadores etc. En su software se incluyen programas complejos para hacer análisis de configuración, funciones de seguridad, flujos de carga, optimizar los flujos de carga etc. Un centro de control como el CENACE es el principal centro de control de una compañía eléctrica.

-Sistema de Administración de la Distribución [DMS: Distribution Management System]. En un principio los sistemas de Administración de la Distribución fueron un medio para monitorear las cargas de los alimentadores de distribución y controlar la distribución a un nivel de subestación. Con el desarrollo de la tecnología, el monitoreo y control llego a las líneas de los alimentadores mas alla de los límites de la subestación. Los dispositivos como restauradores, seccionalizadores e interruptores se automatizan de tal manera que un operador de distribución tenga un panorama de los eventos que suceden en los alimentadores. Con lo anterior, al personal de mantenimiento se le ordena desplazarse directamente al área del problema y en muchos casos en forma remota se aislara el problema. Los sistemas modernos de Administración de la Distribución incorporan análisis topológicos en programas para ayudar al operador a aislar fallas y restaurar el servicio eléctrico. Existen programas que automáticamente generan los comandos de control, que reconfiguran el sistema de alimentación para restaurar el servicio inmediatamente [Sin embargo la mayoría de las veces estas funciones están abajo de un control permisivo del operador. La automatización autónoma en muchos casos no es todavía aceptada ampliamente].

-Sistema de Administración de la Demanda [LM: Load Management]. Este sistema es en si una función que intenta controlar la demanda pico y producir ahorros a través de una reducción en la demanda , con la menor inconveniencia para el consumidor, lo cual se logra a través del control directo sobre las cargas de grandes usuarios. Muchas veces es una función del sistema de la administración de la energía para poder controlar la demanda y la generación requerida, pero se desea implementar como una función del sistema de la administración de la distribución.

-Lectura Automática de medidores (AMR). Es una función para reunir información, la cual puede ser un sistema aislado o parte de uno mas complejo como un sistema de la administración de la demanda.

1.3 ARQUITECTURA DE UN SISTEMA SCADA.

Un sistema SCADA estructuralmente consta de una estación maestra conectada a través de una red de comunicaciones a un determinado número de Unidades Terminales Remotas (RTU) geográficamente dispersas. De acuerdo a su topología se pueden tener los siguientes tipos de control supervisorio [1]:

- Una sola estación maestra controlando a una RTU.
- Una sola estación maestra controlando varias RTU's.
- Varias estaciones maestras y varias RTU's (estos son sistemas muy grandes que tienden a crecer y a aumentar el número de variables a controlar por lo que incluyen múltiples estaciones maestras y/o submaestras y comúnmente cientos de RTU's).

A continuación se explican los diversos elementos de un sistema SCADA:

Estación Maestra:

La estación maestra se integra por un grupo de computadoras, periféricos y sus sistemas de entrada y salida (I/O) de datos, los cuales permiten a los operadores monitorear el estado del sistema y controlarlo. La estación maestra es el cerebro del sistema SCADA y como todo equipo informático se divide en dos partes Hardware y Software.

El Hardware lo compone la parte física del computador, el subsistema de entrada y salida de datos y el bloque de memoria.

El Software: El software de un sistema SCADA es un conjunto de programas de aplicación operando en relación con un sistema operativo multitareas y una base de datos. Los programas de aplicación son los siguientes.

a) Adquisición de Información: Es un juego de programas que ejecuta funciones de búsqueda de datos y secuencia de eventos.

La función de búsqueda o rastreo incluye la necesidad de programar la secuencia de cada RTU para acceder su información. Cuando se recibe la información de la RTU, la función de adquisición de información analiza la información punto a punto y determinara si el estado del sistema ha cambiado y si así es se genera una

alarma o un comando automático, con lo que se alerta al operador y a otras funciones.

La secuencia de eventos es una función que trabaja en coordinación con la función de búsqueda, almacena los cambios del estado del sistema en un orden cronológico (algunas veces los cambios son del orden de milisegundos).

b) Base de Datos: La base de datos es el programa que guarda toda la información del sistema en que se opera. La base de datos para un sistema SCADA son diseñadas con énfasis en la velocidad de acceso y de almacenamiento.

c) Software de interfaz Hombre-Maquina: Este software habilita al operador para ver el estado del sistema, con el que se pueden tener acceso al valor de ciertos parámetros, cambiar la configuración del sistema y controlar el sistema de potencia. Este Software es difícil de separar de los demás ya que forma parte de ellos.

d) Software de aplicación de Entrada/Salida: Este Software realiza tareas como: Buscar una RTU local y proveer control local, establecer comunicación para enviar las señales de control, para la realización de mediciones o para actualizar registros etc.

e) Software para elaborar reportes: Este Software está diseñado para que en base a formatos predeterminados presente la información requerida.

Unidad Terminal Remota [RTU].

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

Subsistema de Comunicaciones: Es la interfaz entre la red de comunicaciones y la lógica interna de la RTU, este subsistema recibe los mensajes de la estación maestra y después que la RTU 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 RTU 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 RTU 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 RTU 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 RTU simulando una estación maestra sin causar una mala 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 RTU de tal manera que un tablero en mal estado sea reemplazado rápidamente.

La red de telecomunicaciones empleadas en estos sistemas puede ser implementada sobre diversos sistemas de telecomunicaciones tales como comunicación vía satélite, fibra óptica, por líneas telefónicas, por los sistemas de radio, usando la línea de transmisión, canales de TV por cable etc. Las RTU 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 las RTU's están provistas de un puerto de comunicación RS232 que se puede usar para conectarse a modems externos de alta velocidad de transmisión de información de 2400 bauds a 9600 bauds.

1.4 EVOLUCION DE LA APLICACION DE LOS ESQUEMAS DE AUTOMATIZACION EN LA DISTRIBUCION.

Los sistemas de distribución de energía eléctrica surgen cuando empieza 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 ahorros 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 mas 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 supervisorio y adquisición de datos en el nivel de distribución fue la Union Electric Company (UE) [2], cuya base de operación esta en ST. Luis Missouri con un millón de consumidores en 24000 millas² en los estados de Missouri, Illinois y Iowa. 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 computo y otra de respaldo. 4) Una red de telecomunicaciones que enlazaba a las RTU's con el control central (líneas telefónicas, 900Mhz radio, y enlaces de microondas).

Una compañía española de Transmisión y Distribución IBERDROLA (IBD) [3], que cubre una área de 188,122Km² con 7930000 consumidores, empezó a desarrollar desde 1981 un sistema de distribución automatizado llamado CERA (Control Electrónico de Redes y Abonados). Este proyecto empezó como un proyecto piloto para 2500 consumidores dispersos en áreas diferentes teniendo la telecomunicación del sistema SCADA por medio de las líneas de potencia y otras vías como la línea telefónica, Además uso dispositivos, que llamó concentradores, los que se colocaron en diversos puntos para coleccionar pulsos de los medidores de los consumidores y controlar los interruptores 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 principalmente.

Uno de los proyectos de automatización en la distribución mas sobresalientes fue el Athens Automation and Control Experiment (AACE) [4,5] ya que fue 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 fue 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 empezó 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. [6] desde los inicios de la década de los noventa. Este sistema tiene un control central de procesamiento de alta confiabilidad basado en un computador 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 desastres). Este sistema busca acercar a los consumidores y a la Kyushu Electric Power Co. Inc.

Otro sistema de automatización implantado recientemente es el desarrollado por la Pacific Gas & Electric Company Distribution [7], 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 creó una red de información de tiempo real de los eventos del sistema. La segunda fase sería conectar nueve estaciones maestras y poder controlar varios centros de conmutación. El sistema será interconectado con las redes LAN y WAN de la PG&E. En la fase III [1993] se integraran a la red proyectos de ingeniería y planeación. Para este equipo se usará una workstation en un 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 Southern California Edison (SCE) [8] 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 empezó en 1992 con la instalación de los primeros capacitores automáticos cuyo número se ha ido aumentando. El control de interrupciones usa una interfaz gráfica donde se muestra el sistema de distribución del cual se pueden localizar fallas al acceder 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 (IED'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 empezado con la instalación de los procesadores y vías de comunicación en subestaciones y se esperan terminar con los IDE's en 1997.

Como se puede observar la automatización en la distribución se inicio desde los años setentas variando solo sus tecnologías de control y procesamiento lo cual es obvio debido al constante desarrollo de los dispositivos automáticos, sistemas computacionales, la teoría de control y los medios de telecomunicación, pero lo que se puede establecer es que se espera en un futuro próximo un crecimiento de los sistemas automatizados como una solución a la eficiencia eléctrica y operativa de los sistemas de distribución [9].

CAPITULO II.

CONFIABILIDAD.

2.1 INTRODUCCION. (CONCEPTO DE CONFIABILIDAD)

Con el desarrollo de la tecnología en el desempeño de las actividades humanas se ha establecido una gran dependencia del suministro de energía eléctrica lo que ha producido que la continuidad y calidad de servicio sea exigida en mayor grado a las compañías eléctricas por todos y cada uno de los tipos de usuario conectado a los diversos niveles de tensión. Por lo que dentro de los sistemas de potencia, los sistemas de distribución han adquirido interés en el modelado y evaluación de la confiabilidad. Ya que las centrales eléctricas y las líneas de transmisión representan cantidades mucho mayores en cuanto a inversión inicial comparadas con las de un sistema de distribución y una falla en ellas significa en la mayoría de los casos situaciones catastróficas debido a la energía tan grande que generan y transportan, los estudios de calidad y continuidad del servicio eléctrico tradicionalmente se habían enfocado a esas áreas. Sin embargo la confiabilidad en el servicio de distribución es casi siempre más evidente a los consumidores que en los sistemas de transmisión y generación, debido en gran parte a que los sistemas de distribución tienen un diseño radial y a diferencia de los sistemas de transmisión, los sistemas de distribución rara vez son redundantes, por lo que una falla de una componente de distribución generalmente produce interrupciones al usuario y un efecto muy bien localizado.

Un análisis de las estadísticas de falla demuestran que el sistema de distribución tiene la mayor contribución individual en la indisponibilidad del suministro a los usuarios. En la mayoría de los sistemas eléctricos mas del 90% de las interrupciones a los usuarios son producto de fallas en el sistema de distribución [10] por lo que la mayoría de las compañías definen la confiabilidad del servicio de distribución en términos de la frecuencia de interrupciones y la duración de las interrupciones experimentadas por los consumidores.

La calidad del servicio eléctrico se define como la capacidad del sistema para

proporcionar dentro de los límites establecidos, un suministro aceptable. Las variables que se toman en cuenta para su evaluación son: tensión, frecuencia, forma de onda, relación entre fases y continuidad.

La confiabilidad es un término usado en un sentido ingenieril para indicar la calidad de la continuidad del servicio eléctrico. Por lo que podemos determinar que la confiabilidad está íntimamente relacionada con la "continuidad del servicio", sin embargo, podemos definir de una manera más específica a la confiabilidad como: **"La medida de la continuidad de un servicio (en este caso el suministro eléctrico) y de sus características de calidad de servicio (tales como tensión, frecuencia, forma de onda, relación entre fases, etc)."**

2.2 LA MEDICION DE LA CONFIABILIDAD E INDICES INDICATIVOS.

Para poder determinar la medida de la confiabilidad de un sistema es necesario adoptar ciertas definiciones y estándares, ya que varias compañías no tienen estándares uniformes a pesar de que usen los mismos índices para medir la confiabilidad. Por ejemplo estudios con base en la experiencia de las empresas, dicen que la satisfacción del consumidor es más cercana cuando se relaciona con la frecuencia de las interrupciones que con la duración de ellas, un estudio de la PG&E [10] apuntaba que la satisfacción de los consumidores es más favorable si la frecuencia de las interrupciones no excedía cuatro veces por año, sin embargo, no se ha logrado establecer el impacto específico de las interrupciones momentáneas, pero es claro que las interrupciones momentáneas se convierten cada día en un problema mayor y esto se atribuye a la amplia utilización de cargas sensibles. Lo anterior trae como consecuencia que los consumidores en muchas áreas que acostumbraban ser relativamente tolerantes a las interrupciones incluyendo interrupciones momentáneas, ahora demandan un nivel mayor de confiabilidad de servicio.

Una limitación para desarrollar estándares de confiabilidad significativos es la dificultad de determinar con precisión los costos que representan para los consumidores la interrupción del servicio eléctrico, lo cual se hace necesario para aplicar las técnicas de planeación de costos. La confiabilidad influirá en el valor del servicio para los consumidores según el tipo de negocios, el tiempo del día, su localización, el tiempo del año, el clima, la duración de la interrupción, la frecuencia de las interrupciones y la preferencia del personal. El valor del servicio es usado en la mayoría de las compañías suministradoras para distinguir entre alternativas de solución para diseños relativamente iguales. De lo anterior se ve que el valor del servicio es el valor que un consumidor tiene asociado al servicio eléctrico derivado del impacto sobre su negocio o sobre su comodidad.

A continuación se citan algunos conceptos que son básicos para la definición

de los índices de confiabilidad.

2.2.1 CONCEPTOS:

Para la determinación de parámetros e índices que nos permiten evaluar la confiabilidad de un sistema es necesario establecer ciertos conceptos referentes al sistema de distribución, para así poder determinar dichos parámetros e índices en una base común y poderse comparar con sus homólogos en diferentes compañías. Por lo que se establecerán los siguientes conceptos:

-Sistema de Distribución: Un sistema de distribución es aquella porción de un sistema eléctrico de potencia el cual enlaza la fuente o fuentes del bloque de potencia con las instalaciones de los consumidores. Las líneas de subtransmisión, subestaciones de distribución, alimentadores primarios, transformadores de distribución y servicios al consumidor, conforman las diferentes partes de un sistema de distribución.

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

-Salida: Es el estado de una componente cuando esta no esta disponible o habilitada para ejecutar su función específica debido a un evento directamente asociado con dicha componente.

-Interrupción momentánea: Es una interrupción del servicio eléctrico a uno o mas consumidores por un minuto o menos resultado de una o mas fallas de las instalaciones. La interrupción es limitada por el tiempo requerido para restaurar el servicio a través de una conmutación automática de un control supervisorio o a través de una conexión o desconexión manual. La duración de las interrupciones momentáneas puede variar de compañía a compañía, teniendo valores que oscilan entre tiempos menores a un minuto a alrededor de 5 minutos. La duración de un minuto fue escogida por que es el tiempo medido en que se realiza una apertura y recierre automático y las compañías pueden registrar esas interrupciones vía un sistema SCADA.

-Interrupción sostenida: Es una interrupción del servicio eléctrico a uno o mas consumidores por mas de un minuto.

-Consumidor [Cuenta de un consumidor]: Es un usuario individual, firma u organización que compra servicio eléctrico en un sitio bajo ciertas condiciones de un contrato. Si el servicio es suministrado a un consumidor en mas de un sitio cada sitio debe ser contado como un consumidor individual. Cada consumidor que esté mas alla de un medidor principal se incluye en la cuenta de un solo consumidor, por lo que se consideran en conjunto un solo consumidor.

-Duración de la interrupción: Es el período desde el inicio de una interrupción a un usuario hasta que el servicio ha sido restaurado a ese usuario.

-Clima adverso: El clima clasificado como adverso es aquel cuyas condiciones exceden los límites de diseño del sistema de distribución y el porcentaje de los consumidores fuera de servicio y tiempo de restauración es 10% y 24 hrs.

respectivamente.

-Valor del servicio (VOS): Es una medida del precio que los consumidores están dispuestos a pagar por la obtención de beneficios que ellos asocian con la compra y uso de energía eléctrica. El principal atributo de una metodología del VOS es servir de apoyo para la toma de decisiones, respecto a que los consumidores reciban el nivel de confiabilidad de servicio al que ellos asignan un costo razonable. El VOS mejora las decisiones de confiabilidad del servicio por la conversión de las consideraciones de confiabilidad del servicio en términos monetarios.

-Energía no suministrada: Es simplemente una medida de la energía que los consumidores no recibieron después de una interrupción.

-Interrupciones a los consumidores: Es la suma de los productos de los consumidores interrumpidos, por el número de interrupciones que afectan a esos consumidores.

-Duración de la interrupción al consumidor: Esto es el producto de los consumidores interrumpidos por el período de interrupciones (duración de la interrupción).

2.2.2 INDICES.

La mayoría de las compañías evalúan la confiabilidad del servicio por medio de índices basados en promedios. Los índices son evaluados para mostrar frecuencia y duración para interrupciones momentáneas o sostenidas, la disponibilidad del servicio, la no disponibilidad del servicio para el sistema completo etc. Todos los índices sin embargo son sujetos a errores inherentes de cualquier promedio. Esto se debe a que ellos pueden ocultar un problema de confiabilidad donde existe uno, o puede indicar un problema donde no existe por considerar en forma combinada áreas con alta confiabilidad junto con áreas de baja confiabilidad. Los resultados son seguramente insatisfacciones de los consumidores o gastos innecesarios por parte de las compañías suministradoras y por supuesto ninguna permite adoptar soluciones efectivas.

A pesar de que las compañías pueden usar los mismos índices, casi nunca son compatibles entre diferentes compañías. Por lo que las compañías, los consumidores y los organismos reguladores deben ser precavidos cuando traten de comparar a diferentes compañías eléctrica con base en sus índices de confiabilidad.

Una manera de evitar los errores o confusiones asociadas a los promedios es realizar el registro de cada interrupción individual que afecte a cada consumidor y analizar la distribución estadística de todos los consumidores [10] como se observa en la figura 2-1.

MIN. DE INTERRUPCION POR USUARIO.

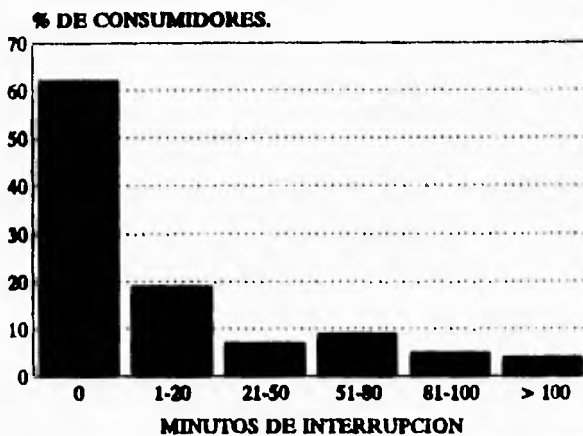


Figura 2-1 Minutos de Interrupción por Consumidor.

Este tipo de medida se puede llevar a cabo en áreas de operación, alimentadores individuales, sistemas eléctricos completos, o en áreas definidas que pueden agrupar una comunidad o alguna área que es especialmente sensible, con lo que podemos determinar de una manera particular el comportamiento de nuestro sistema.

El almacenamiento de registros y análisis es una tarea casi imposible de seguir sin un modelo estructurado del sistema de distribución y un sistema de reportes de interrupciones. Un modelo computarizado del sistema contiene características eléctricas, geográficas y físicas del consumidor (carga), posibilitando la determinación de los índices más relevantes. Si en el modelo computarizado del sistema, se pueden hacer cambios de las características de él, tales como modificaciones del alimentador; esto permitirá a los diseñadores hacer simulaciones para poder mejorar la confiabilidad del sistema y probar dichas soluciones en su grado de efectividad y dar soluciones posibles al sistema real.

Los siguientes índices han sido definidos [10,11] por el IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers), CEA (Canadian Electric Association), EEI (Edison

Electric Institute) y/o el EPRI (Electric Power Research Institute). Estos índices son promedios, computarizados mensualmente, por estación, o anualmente, de frecuencia de interrupciones o duración. A pesar de que estos índices se aplican a todo el sistema estos se pueden aplicar a una sola área ya sea a un nivel de voltaje determinado, a subestaciones, condiciones del clima, o a cualquier categoría que ayude a explicar el desempeño del sistema de distribución.

Índice de la frecuencia de interrupciones promedio del sistema (SAIFI): Este índice se define como el número promedio de veces que un consumidor es interrumpido durante un período de tiempo preestablecido. Es decir el promedio de interrupciones en el sistema.

$$SAIFI = \frac{NUM. \text{ TOTAL DE INTERRUPCIONES A LOS CONSUMIDORES}}{TOTAL \text{ DE CONSUMIDORES SERVIDOS}}$$

Índice de duración de Interrupciones promedio del sistema (SAIDI): Este índice se define como la duración promedio de una interrupción por consumidor.

$$SAIDI = \frac{SUMA \text{ DE LA DURACION DE LAS INTERRUP. A LOS CONSUMIDORES}}{TOTAL \text{ DE CONSUMIDORES SERVIDOS}}$$

Índice de la frecuencia de Interrupciones promedio por consumidor (CAIFI): Se define como el número promedio de interrupciones por consumidor interrumpido durante un tiempo dado.

$$CAIFI = \frac{TOTAL \text{ DE INTERRUPCIONES. A LOS CONSUMIDORS}}{NUM. \text{ TOTAL DE CONSUMIDORES INTERRUMPIDOS}}$$

Los consumidores afectados son contados solo una vez, no obstante el número de interrupciones que cada uno podría haber experimentado en un período de tiempo predeterminado.

Índice de duración de interrupciones promedio por consumidor (CAIDI): Se define como la duración promedio de la interrupción para los consumidores interrumpidos durante un período dado. Es decir la duración de la interrupción promedio por consumidor interrumpido en un período de tiempo dado (por ejemplo un año).

$$CAIDI = \frac{\text{SUMA DE LA DURACION DE LAS INTERRUPCIONES. AL CONSUMIDOR}}{\text{NUM. TOTAL DE CONSUMIDORES INTERRUMPIDOS}}$$

Indice de disponibilidad promedio del sistema (ASAI): Este índice se define como la suma de todas las horas que el servicio estuvo disponible por año dividido entre el número de horas del consumidor que el servicio fue demandado. Las horas consumidor demandas son determinadas como el número promedio de los 12 meses en que los consumidores solicitan el servicio, 8760 hr.

$$ASAI = \frac{\text{TOTAL DE HORAS DEL SERVICIO DISPONIBLE}}{\text{TOTAL DE HORAS DEL SERVICIO DEMANDADO}}$$

Este valor se conoce como el índice de confiabilidad del servicio. Es el grado de continuidad del servicio experimentado por el número de consumidores servidos en un período determinado.

Este índice se puede calcular de la siguiente forma

$$\text{INDICE DE CONFIABILIDAD (ASAI)} = \frac{8760\text{hr/año} - \text{SAIDI}}{8760\text{hr/año}}$$

Indice de no disponibilidad promedio del sistema (ASUI): Se define como la suma de todas las horas que el servicio no esta disponible por año dividido por el número de horas que el servicio fue demandado.

$$ASUI = \frac{\text{TOTAL DE HORAS DE INTERRUPCION}}{\text{TOTAL DE HORAS DEL SERVICIO DEMANDADO}}$$

Indice de interrupción de carga promedio (ALII): Este índice esta definido como el promedio de kVA de carga interrumpidos por año por los kVA de carga conectada.

$$ALII = \frac{\text{TOTAL DE KVA DE INTERRUPCIONES DE CARGA}}{\text{TOTAL DE KVA DECARGA CONECTADA}}$$

Indice de reducción del sistema promedio (ASCI): Este índice se refiere a los

kVA-h de carga limitada o reducida por consumidor servido.

$$ASCI = \frac{\text{TOTAL DE KVA-hr DE CARGA LIMITADA}}{\text{NUM. TOTAL DE CONSUMIDORES}}$$

Índice de reducción de consumidores promedio (ACCI): Se define como el total de kVAR-h de reducción de carga por consumidor afectado en un tiempo predeterminado

$$ACCI = \frac{\text{TOTAL DE KVA-hr DE CARGA REDUCIDA}}{\text{NUM. TOTAL DE CONSUMIDORES AFECTADOS}}$$

Índice de la frecuencia de interrupciones momentáneas promedio (MAIFI): Este índice se define como el promedio de interrupciones momentáneas experimentadas por consumidor en un periodo dado. Se refiere a todas las interrupciones momentáneas causadas por interrupciones instantáneas producidas por los interruptores y operaciones de restauración del servicio que no resulten en interrupciones sostenidas.

Existe un nuevo índice llamado "Índice de satisfacción de la confiabilidad del servicio eléctrico". Este índice es una medida de la satisfacción del consumidor. El consumidor residencial mide esa satisfacción respecto a la variación de la confiabilidad debido a las interrupciones, y el consumidor industrial y el comercial miden su satisfacción respecto a la confiabilidad debido a las interrupciones y disturbios ocasionados. Se realiza en base a entrevistas telefónicas con consumidores residenciales, industriales y comerciales, además es necesario cotejar dichas entrevistas con la información registrada por las compañías suministradoras (información de disturbios, fallas, mantenimiento etc).

Cuando una compañía cuenta con un modelo de un sistema de distribución sistematizado y una base de datos de reportes de interrupciones, esta compañía tendrá una mayor probabilidad de poder estimar en forma precisa sus índices de confiabilidad a diferencia de una compañía que basa sus índices de confiabilidad en estimaciones y suposiciones.

Es importante denotar la importancia del MAIFI, que es un índice relativamente nuevo (1993), puesto que hay que tomar en cuenta que varias compañías no consideran las interrupciones planeadas en sus índices de confiabilidad, sin embargo los problemas por interrupciones momentáneas se incrementan día a día, los consumidores a menudo atribuyen el mal funcionamiento de equipos eléctricos sensibles a interrupciones de las compañías eléctricas aunque estas sean de pocos ciclos o muy pocas décimas de segundo, por lo que las compañías deben poner mas

atención a las interrupciones momentáneas.

2.3 INTERPRETACION DE LA CONFIABILIDAD.

La confiabilidad puede tener interpretaciones muy diferentes tanto para los usuarios como para las compañías.

La confiabilidad del servicio eléctrico y el precio son los dos medios principales por los que la mayoría de los consumidores juzgan a una compañía. Sin embargo rara vez los consumidores piensan en confiabilidad si la electricidad esta presente a un precio aceptable cuando ellos la necesitan. El usuario pensará en la confiabilidad si el no esta satisfecho con el servicio, muy probablemente como resultado la compañía puede sufrir problemas severos de imagen y en algún momento la disminución de ingresos. Estudios recientes de satisfacción del consumidor muestran una relación entre el nivel percibido de los consumidores de la confiabilidad del servicio y su completa valoración favorable de la empresa.

Para los consumidores residenciales la confiabilidad se fundamenta en términos que son negativos, esto es, los consumidores piensan en confiabilidad solo cuando el servicio eléctrico esta ausente. Si existen algunos "costos tangibles" por las interrupciones experimentadas por los consumidores residenciales son usualmente menores comparados con la "inconveniencia en su estilo de vida".

Los consumidores comerciales, industriales y agropecuarios pueden incurrir en pérdidas "financieras o agrícolas sustanciales" debido a interrupciones del servicio eléctrico. Estas pérdidas pueden ocurrir en varias formas: pérdidas de la producción actual particularmente en el caso de la industria de manufactura con procesos continuos; pérdidas de ventas si el consumidor deja los almacenes cuando las luces o el aire acondicionado y las cajas registradoras no pueden operar; pérdidas de costos de mano de obra cuando un trabajador es enviado a su casa o pérdidas de las cosechas si la irrigación se interrumpe. Otro aspecto en el cual se puede incurrir debido a las interrupciones es la "seguridad" por ejemplo si un proceso químico se interrumpe en un tiempo crítico o si falla una señal de tránsito (semáforos) en un cruceo peligroso, etc.

Para la mayoría de los diseñadores de los sistemas de distribución la confiabilidad del servicio significa simplemente "no tener interrupciones" en el servicio resultantes de fallas de equipo o dispositivos mal operados. Para lograrlo el diseñador debe proyectar el sistema eléctrico lo más eficiente y efectivo posible para minimizar las fallas del servicio. La reducción de fallas significan mas ingresos para la compañía. Si un diseñador está enfocado a conservar costos bajos, la falla de servicio se verá incrementada, los consumidores pueden inconformarse tanto que se tendrán protestas frecuentes de los usuarios. De otra manera si una solución es demasiado costosa las ganancias pueden ser reducidas desproporcionadamente debido a los beneficios derivados a los consumidores. Así que un diseñador de distribución debe estar

familiarizado con técnicas de análisis económicos para balancear la solución de problemas de los costos asociados.

De lo anterior podemos definir que la falta de confiabilidad del servicio implica costos menores e Inconveniencia en el estilo de vida de los consumidores residenciales y pérdidas financieras y de producción junto con riesgos de seguridad para los consumidores comerciales, industriales y agropecuarios, lo que se traduce en una medida de desempeño para las compañías eléctricas, por lo que los diseñadores de los sistemas de distribución deberán buscar en sus proyectos disminuir el número de interrupciones siempre realizando un balance económico.

2.4 CARACTERISTICAS PARA LA MEDICION DE LA CONFIABILIDAD.

La medición precisa de la confiabilidad del servicio de distribución de energía eléctrica requiere de dos características: 1)_Conocer donde los consumidores están conectados al sistema de distribución. 2)_Un programa mediante el cual las interrupciones son fielmente reportadas. Idealmente la localización de un consumidor y todos los parámetros del sistema de distribución deberán contenerse en una base de datos de un modelo computacional.

Un sistema de reportes de interrupciones efectivo requiere la cooperación del personal de campo, operadores del sistema, empleados del servicio al consumidor y el compromiso de todos los niveles de administración. Para poder establecer un análisis de confiabilidad los registros de interrupciones deberán contener información acerca de la localización, cronología, instalaciones involucradas, causa, clima y los pasos seguidos para la restauración del servicio y el número y características de los consumidores involucrados. Dependiendo de la cantidad de detalles requeridos en los reportes, crear y monitorear registros de interrupciones puede ser una carga pesada para la compañía y sin un software bien diseñado es casi imposible.

El proceso de planeación de los sistemas de distribución requiere de la confiabilidad predecible [ver apéndice A] y esto se refiere a métodos usados para analizar y predecir el comportamiento de las interrupciones (ya sean medidas con los índices SAIFI, CAIFI, etc). El concepto cabal es evaluar y predecir cada evento de interrupción esperada con los diseños adoptados, la caída de voltaje, condiciones de carga y costo, con el fin de que el diseñador pueda determinar las características del sistema que podrá proporcionar un adecuado nivel de servicio.

El análisis de confiabilidad basado en registros históricos es una práctica común pero puede ser engañoso; La historia nos dice que interrupciones ocurrieron en un período de tiempo dado y bajo ciertas condiciones prevalecientes, si contamos con las mismas condiciones pasadas y las mismas condiciones de clima, los mismos elementos de control y el mismo equipo se pueden tener resultados de confiabilidad

similares. Desafortunadamente no siempre es el caso ya que cuando se diseña o se mejora una parte del sistema se tiene equipo y condiciones muy diferentes.

Comparar los planes de mejoramiento de confiabilidad para esperar condiciones futuras se conoce como evaluación de confiabilidad predictivamente. La habilidad para predecir la confiabilidad puede ser útil por numerosas razones puesto que las técnicas de confiabilidad predecible pueden ser una ayuda significativa para que el capital sea invertido en el proyecto de mejoramiento de confiabilidad mas ventajoso. Si el costo de los proyectos de mejoramiento de confiabilidad es conocido, los proyectos pueden ser priorizados en términos de mejoramiento minutos-consumidor por unidad monetaria gastada o algún otro índice conveniente.

Las técnicas de confiabilidad predecible descansan en el conocimiento de dos clases de información general para estimar la confiabilidad: Los parámetros de confiabilidad de las componentes y la estructura del sistema.

Para predecir la confiabilidad con precisión razonable los diseñadores deben conocer la composición del sistema esto es el número y características del equipo incluyendo su tasa de fallas, condiciones externas estimadas, información acerca del tráfico, árboles, clima, patrones de crecimiento, etc. Adquirir y mantener esta información es una tarea difícil para conservar dichos registros. En la práctica se pueden realizar algunas simplificaciones por los diseñadores debido al conocimiento de su sistema.

Existen programas disponibles para calcular los índices de confiabilidad del servicio y predecir los índices de confiabilidad para varias condiciones.

2.5 ELEMENTOS A CONSIDERAR EN LA EVALUACION DE LOS COSTOS DE LAS INTERRUPCIONES (VALOR DE LA CONFIABILIDAD).

La función básica de un sistema de energía eléctrica moderno es proveer una adecuada fuente de energía eléctrica a sus consumidores tan económicamente como sea posible y con un razonable nivel de confiabilidad, por lo que es necesario evaluar dicha confiabilidad.

Cuando se habla de confiabilidad, se hace referencia a la calidad y continuidad del servicio eléctrico para el consumidor, además también se incluye el lado de la compañía, teniendo efectos la confiabilidad en el costo de energía que se deja de vender, en el costo de restauración del servicio, en el deterioro de equipo debido a sus fallas y por elementos auxiliares en el restablecimiento (tales como restauradores).

Un método a menudo utilizado para estimar el valor de la confiabilidad es

determinar las pérdidas monetarias de los consumidores resultantes de las interrupciones del servicio, esto es evaluar el costo de la indisponibilidad [12]. Actualmente no existen acuerdos sobre cuales son las metodologías apropiadas para las diferentes situaciones particulares, ni en la interpretación de los resultados obtenidos. Pero generalmente para poder determinar el costo de las interrupciones es necesario entender la naturaleza de las interrupciones y la variedad de los impactos a los consumidores y a la compañía suministradora [12, 13]. Los impactos pueden ser clasificados como directos o indirectos, económicos o sociales, de corto plazo y/o largo plazo. Los impactos directos son aquellos que resultan directamente por cesar el suministro de energía eléctrica mientras que los impactos indirectos resultan como respuesta o reacción por dejar de proveer energía. Los impactos económicos directos incluyen la pérdida de producción, pago de recursos ociosos (materiales, mano de obra, capital, impuestos etc.), costos por reiniciar procesos, costos por descompostura o daño de materias primas o alimentos, daños en equipos, costos directos asociados a la salud y seguridad humana y costos de las compañías suministradoras asociados a la interrupción (restablecimiento del servicio, disponibilidad de personal, energía no vendida). Los impactos sociales directos incluyen inconveniencias debido a la falta de transporte, pérdida de tiempo, temperaturas desagradables en algunos edificios, temores o daños personales etc. Las pérdidas indirectas comúnmente surgen como consecuencias posteriores y son difícil de categorizarse como sociales o económicas. Se tienen ejemplos de tales costos como desobediencia civil, saqueos durante una falla extendida, fallas en un dispositivos de seguridad industrial en una planta industrial obligando a la evacuación de las residencias vecinas. La distinción entre impactos de corto y largo plazo se obtiene de la inmediatez de las consecuencias. Especialmente los impactos a largo plazo son amenudo identificados como respuestas adaptativas o de mitigación para reducir o evitar costos de interrupciones futuras, como la instalación de interruptores de protección equipo de regulación de voltaje y cogeneración o fuentes de respaldo. Serían incluidos en esta categoría la relocalización de una planta industrial a una área de mayor confiabilidad de servicio eléctrico.

El costo de una interrupción, desde la perspectiva de los usuarios se relaciona con la naturaleza y el grado de dependencia que tienen las actividades interrumpidas del suministro de electricidad. Por lo que esta dependencia del suministro eléctrico es función combinada de las características del consumidor y de la Interrupción. Las características del consumidor incluyen el tipo de consumidor, la naturaleza de las actividades del consumidor, el tamaño de sus operaciones, sus condiciones demográficas, demanda y requerimientos de energía, dependencia de la energía como función del tiempo del día etc. Las características de las interrupciones incluyen la duración, frecuencia (tiempo de aparición de las interrupciones), hora del día en que ocurre, si una interrupción es completa o parcial, si el área afectada por una falla es localizada o está ampliamente distribuida, etc. Finalmente se puede determinar que el impacto de una falla es parcialmente dependiente de la postura y el estado de preparación de los consumidores para soportar las interrupciones, lo cual esta

relacionado con la existencia de sus niveles de confiabilidad y sus sistemas de emergencia.

Los mecanismos diseñados para evaluar los costos de las interrupciones pueden ser categorizados como métodos analíticos indirectos en los cuales los costos de las interrupciones son asociados a índices o variables tales como:

-Tasa o tarifas de suministro de energía que son usados para derivar valores de estimaciones de confiabilidad de servicio. La estimación mínima de las voluntades de los consumidores para pagar esta basada en las estructuras de tarifas eléctricas y el máximo esta basado en el costo de una planta segura.

-El valor de la producción se determina tomando la relación de el producto nacional total anual entre el total del consumo de energía eléctrica (N\$/kW-h) y este valor es asignado al valor de confiabilidad del servicio. Se han creado modelos analíticos mas complejos con ajustes apropiados, los cuales se aplican a categorías de diferentes tipos de consumidores. Estas aproximaciones hacen uso de información específica y numerosas consideraciones, como derivaciones del consumo promedio y variabilidad de precios. Como ejemplo se puede citar un modelo realizado en Brasil sobre el costo de las interrupciones [14], en base a su tiempo de duración de las fallas, hora del día y tipo de consumidor.

-El valor del tiempo ocioso basado en las tasas de salarios o pagos de los consumidores se ha usado en varias evaluaciones como costos de interrupciones.

2.6 CAUSAS DE LAS INTERRUPCIONES.

A continuación se establece la clasificación de las interrupciones [15, 10] en cuanto a sus causas primarias de la interrupción:

0.-Desconocidas/otras: Son interrupciones al consumidor con una causa no aparente o razón por la cual podría haber contribuido a dicha desenergización.

1.-Desenergizaciones programadas: Es una interrupción debido a la desconexión en un tiempo seleccionado con el propósito de construcción, mantenimiento preventivo o reparaciones.

2.-Pérdidas de suministro de energía: Es la interrupción al consumidor debido a problemas en el bloque de suministro de energía (Generación y Transmisión) tales como baja frecuencia, transitorios en el sistema de transmisión, etc.

3.-Contacto con árboles: Son interrupciones a consumidores causadas por fallas debido a árboles o ramas que afectan circuitos energizados.

4.-Rayos o descargas atmosféricas: Este tipo de interrupciones son debido a descargas atmosféricas que impactan al sistema de distribución resultando en una falla aislada, un equipo dañado y gran número de interrupciones momentáneas.

5.-Equipo defectuoso: Son interrupciones, a los consumidores, como resultado

de fallas en el equipo debido al deterioro de mismo por el tiempo, mantenimiento incorrecto o fallas inminentes.

6.-Clima adverso: Las interrupciones que se producen a los consumidores como resultado de lluvias, nieve, granizo, afre, vientos, temperatura ambiente extrema, neblina, escarcha etc.

7.-Ambiente adverso: Las interrupciones son producto de equipo sujeto a ambiente anormal tal como **salinidad, contaminación industrial, humedad, corrosión, vibración, fuego, o inundaciones.**

8.-Elementos humanos: Las interrupciones son debido a la interferencia del personal de la compañía tal como: uso incorrecto de equipo, construcción incorrecta o instalación incorrecta, mala coordinación de protección, daños deliberados, sabotaje, errores en los procesos de conmutación.

9.-Interferencia exterior: Estas interrupciones son debido a causas mas alla del control de la compañía tales como pájaros animales, vehículos, sabotaje, objetos extraños y vandalismo.

2.7 ALGUNAS PRACTICAS PARA MEJORAR LA CONFIABILIDAD.

Sin la definición precisa de los problemas de confiabilidad es muy probable que se gaste dinero y tiempo resolviendo problemas no existentes mientras que los problemas reales siguen perturbando a los consumidores.

Para conseguir que la confiabilidad del servicio no caiga en niveles inaceptables, se deben establecer niveles de referencia para definir el punto en el que la confiabilidad del servicio debe empezar. Este debe alcanzar la confiabilidad de servicio de un nivel de diseño predeterminado el cual resultará en la satisfacción del consumidor sin ser una carga financiera excesiva para la empresa.

Para establecer los niveles de inicio, una compañía debe primero categorizar su territorio de servicio en un tipo de consumidor significativo, densidad y conocimiento de diferencias geográficas. Por ejemplo, muchas compañías distinguen a sus consumidores como sigue:

- Residencial.
- Alumbrado Comercial.
- Comercial.
- Industrial.
- Agrícola.
- Reventa (municipal, etc).
- otros.

Los alimentadores de distribución y segmentos de alimentadores son clasificados por la porción del total de demanda (KW) y energía (kWh) suministrada

por cada alimentador a cada clase de consumidor, por lo tanto los alimentadores pueden ser identificados como residencial, agrícola etc. (No siempre o casi nunca un alimentador provee a un solo tipo de consumidor.).

Por lo anterior se pueden establecer dos tipos de categorías o clasificaciones, geográficas y por consumidor y estas categorías posibilitan a las compañías suministradoras la definición de los niveles de referencia y los niveles de diseño para cada alimentador que se incorpora. Los niveles deben ser revisados frecuentemente para asegurar que los recursos asignados para mejorar la confiabilidad son gastados razonablemente.

Una vez que el problema de confiabilidad ha sido definido, las tareas de los diseñadores es combinar toda la información conocida y desarrollar un juego de alternativas para solucionarlo, como las siguientes:

Si el problema es de frecuencia o demasiados consumidores afectados, adicionar dispositivos de seccionalización automática tales como fusibles, restauradores, seccionalizadores e interruptores pueden reducir el avance de la interrupción por el aislamiento automático de las secciones de línea dañadas. Estos dispositivos reducen el número de consumidores afectados por lo tanto los minutos del consumidor interrumpidos. Ellos también reducen la frecuencia de interrupciones experimentadas por consumidor en el lado del equipo de la fuente. El resultado será una reducción de sobre todo minutos de consumidor de interrupción.

Los interruptores colocados estratégicamente operados manualmente pueden reducir el tiempo que el consumidor es afectado por una interrupción pero no puede influenciar en la frecuencia. Si el problema es la duración de la interrupción o el número de consumidores afectados, la adición de interruptores operados manualmente y desconectores pueden aislar la sección de la línea dañada y hacer una restauración rápida del servicio a los consumidores en las secciones no dañadas.

Si el problema son interrupciones momentáneas, hay pocas soluciones efectivas. Registrar las veces cuando una interrupción momentánea ocurre es difícil o hasta imposible. La adición de los detectores de fallas de lecturas remotas e interruptores controlados a distancia, pueden reducir significativamente los minutos que el consumidor tiene de interrupciones ya que permiten una rápida separación de la sección fallada y una restauración casi inmediata de las secciones no dañadas. Estos dispositivos son a menudo instalados como una parte de un gran sistema SCADA o un proyecto de distribución automática. Los controles de equipo recientemente desarrollados ahora contienen características que le permiten imprimir las interrupciones momentáneas con lo que posibilitan al diseñador el determinar la causa de los problemas con mas confianza y seguridad.

La alta velocidad de un recierre, después de que opero un restaurador o un interruptor de un circuito, pueden reducir el impacto en el equipo electrónico de las interrupciones momentáneas; ya que reduce la duración de las interrupciones causadas por fallas transitorias y algunos equipos podrán sobreponerse sin ningún problema.

Otra práctica, la cual reduce el impacto de las interrupciones momentáneas, es eliminar el ahorro de fusibles, esto es incrementar los tiempos de los relevadores de los interruptores de los circuitos y minimizar los disparos de los restauradores y sus espacios de tiempo, y reducir el tamaño de los fusibles, buscando que el fusible opere antes que el restaurador. El efecto será reducir el número de interrupciones momentáneas a los consumidores en el lado de la fuente del fusible mientras que se incrementa el número de interrupciones sostenidas causadas por fallas transitorias a los consumidores en el lado del fusible.

Las descargas atmosféricas representan un gran problema en la confiabilidad por lo que los diseñadores deben evaluar los sistemas de distribución ya existentes y revisar los requerimientos de diseño para reducir las desenergizaciones causadas por rayos. El control de las mejoras debe ser revisado contra el valor ganado por las mejoras. El nivel básico de aislamiento (BIL) de un sistema de distribución es importante para la protección de líneas de distribución contra los rayos. Las líneas de distribución deben ser construidas para obtener un BIL que asegure que solo los impactos directos a la línea causarían fallas. En los sistemas de distribución el BIL puede variar de 60KV a 300KV dependiendo de la frecuencia y la magnitud de los impactos de los rayos.

Cualquiera que sea la causa de la interrupción, esta debe ser determinada antes de elegir entre un rango de soluciones. A continuación se listan algunos problemas y posibles soluciones.

PROBLEMAS	OPCIONES DE SOLUCION.
Arboles	<ul style="list-style-type: none"> -Cortar, podar o remover los árboles. -Reemplazar el conductor por cable aislado para árboles. -Cambiar la ruta de las líneas a un área menos expuesta. -Instalar dispositivos de protección para limitar el alcance de las interrupciones causadas por los árboles. Esta opción no reduce la frecuencia de interrupciones a los consumidores que están en el lado de la carga del dispositivo.
Fallas de equipo	<p>Evaluar la aplicación de equipo con interés en los siguientes puntos:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Nivel de aislamiento -¿Es el valor del BIL adecuado para prevenir los sobrevoltajes? -Capacidad de carga-¿Es a corto y largo plazo suficiente la capacidad de corriente para prevenir sobrecargas durante una carga normal y de emergencia? -Capacidad de interrupción ¿Es suficiente la capacidad de interrupción para interrumpir la máxima corriente de corto circuito? -Resistencia a la corrosión. ¿El equipo está construido de un material diseñado para soportar los efectos corrosivos de la salinidad de la costa y de la contaminación química de la industria

	<p>y la agricultura?</p> <p>-El diseño mecánico de parte operantes -¿El equipo está diseñado para minimizar fallas? ¿Es adecuado el control de calidad de los armadores para asegurar que se cumplan las especificaciones de diseño?</p>
Rayos	<p>-Usar aisladores con un BIL mayor.</p> <p>-Líneas de distribución blindadas.</p> <p>-Aumentar el uso de apartarrayos (uno cada 1/4 milla).</p> <p>-Usar enlaces aislados (conectores).</p> <p>-Aumentar los seccionalizadores.</p> <p>-Proveerse de un buen aterrizamiento.</p>
Animales/aves	<p>-Aumentar el espaciamiento de los conductores o reemplazar el cable desnudo y conectores con conductores aislados para prevenir que las alas de los pájaros hagan contacto.</p> <p>-Instalar protecciones de animales o pájaros en aisladores y en forros y protecciones del equipo.</p>

No importa que tan técnicamente elegante sea una solución, ésta debe resultar económica para proteger la situación financiera de la empresa.

2.8 EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD.

Existen dos formas para evaluar la confiabilidad que son útiles estas son:

Evaluación de la Confiabilidad Histórica: Se realiza por medio de la recolección y análisis de la información de interrupciones en el sistema [Evaluación histórica del desempeño del sistema de distribución].

Evaluación de la Confiabilidad Predictivamente: Se realiza combinando información de interrupciones históricas y modelos teóricos para estimar el desempeño de las configuraciones diseñadas [Predicción Probabilística de desempeño del sistema de distribución]. (Ver Apéndice A).

Medir la confiabilidad en términos de índices de sistemas y cuentas de incidentes posibilita al ingeniero establecer conclusiones basadas en desempeños pasados. La evaluación histórica es descrita como la medición del comportamiento pasado de un sistema mediante el constante registro de las interrupciones a los consumidores y fallas en las componentes tanto como la frecuencia, la duración y la causa de estas.

La Evaluación Histórica del Desempeño del Sistema de Distribución es una forma de evaluar la confiabilidad del sistema de distribución, medida a través de la continuidad del servicio pasado, lo cual se hace resumiendo los efectos de las

interrupciones del servicio por medio de los índices de desempeño del sistema [11, 16]. Estos índices son generalmente promedios anuales de la frecuencia o duración de la interrupción. Estos índices intentan mostrar la magnitud de los disturbios por el balance de los promedios.

Las técnicas de la confiabilidad predictiva son teóricamente complejas y presentan problemas por las dificultades de reunir información. La adopción de suposiciones facilita el análisis práctico de los sistemas de distribución. Las técnicas predictivas descansan en dos clases generales de información para estimar la confiabilidad: parámetros de la confiabilidad de las componentes y una estructura del sistema. La caracterización funcional de una componente se logra a través de la tasa de sus fallas y el tiempo de restauración. Usando una estructura del sistema e información de desempeño de la componente, las metodologías predictivas evalúan la confiabilidad de puntos de carga específicos en el sistema de distribución. El método de Confiabilidad Predictiva es una forma de técnicas probabilísticas.

Para tomar decisiones en un sistema de distribución se debe de contar con información y para que esta información tenga un valor esta debe tener las siguientes propiedades: Precisión, Completa, Relevante, Oportuna y Accesible.

La evaluación de la confiabilidad usa la información del sistema para mejorar el desempeño de los sistemas existentes y predecir el desempeño de los sistemas propuestos.

2.9 IMPACTO EN LA CONFIABILIDAD POR LA AUTOMATIZACION.

La automatización de la distribución ha mejorado la disponibilidad para restaurar el servicio eléctrico a los consumidores después de ocurrir una condición anormal, tal como una falla. Como parte del sistema de automatización los detectores de fallas (sensores, TP, TC, relevadores y medidores.) son colocados en varios puntos del sistema de distribución para identificar, localizar y reportar la localización y tipo de falla a los operadores del sistema, con lo que se pueden controlar (automáticamente, o por control remoto) los interruptores y elementos de conmutación desde una ubicación remota, haciendo posible transferir carga entre subestaciones o entre alimentadores, en cuestión de minutos.

La automatización en la distribución provee la habilidad de controlar interruptores y seccionadores para desenergizar una subestación entera, un alimentador, o una sección del alimentador para mantenimiento con lo que se ha simplificado grandemente y reducido el personal y el tiempo necesario para servir o reparar equipo de distribución. En el caso de una falla el operador del sistema abre y cierra los interruptores necesarios para aislar una falla y el personal de campo es

conducido al sitio de trabajo. La posibilidad de transferir carga de una subestación o alimentador aseguran un servicio continuo para los consumidores durante operaciones de mantenimiento tanto correctivo como preventivo.

Como se ha dicho los operadores del sistema usan el sistema automatizado para determinar la ubicación aproximada de la falla del servicio con lo que se puede despachar a la cuadrilla de trabajadores al sitio correcto sin tener que enviar cuadrillas extras o utilizar tiempo para localizar la falla.

Se ha demostrado que la automatización produce beneficios de confiabilidad intangibles significativos y ahorros de costos tangibles asociados con la automatización que están fuera del alcance de los índices de confiabilidad convencional en la distribución, además de los ahorros que son cuantificados en base a los índices de confiabilidad.

2.10 IMPACTO EN LOS INDICES DE CONFIABILIDAD.

Los detectores de fallas automatizados, el control remoto de los interruptores de los circuitos de distribución, de los restauradores de potencia y de los interruptores de carga pueden reducir significativamente el tiempo requerido para detectar y localizar fallas aumentando la velocidad de aislamiento del equipo dañado y proveer rápidamente la restauración de la carga antes y después de la zona fallada del alimentador. Estos beneficios de la automatización pueden ser fácilmente cuantificables usando registros históricos y herramientas de evaluación de confiabilidad convencional.

Básicamente la automatización será evaluada con índices de confiabilidad tales como SAIFI, SAIDI, ASAI y CAIDI. El SAIDI, CAIDI, y ASAI los cuales son altamente sensibles al tiempo de conexión y desconexión requerido para restaurar el servicio después de una falla por lo que la implementación de interruptores o seccionadores controlados remotamente en lugar de los manuales, resulta en un mejoramiento de estos índices de confiabilidad. El SAIFI es una medida del número de interrupciones y no es afectado significativamente.

Para poder evaluar la confiabilidad se usan modelos computacionales como el PRAM [11] (Predictive Reliability Assessment Model) desarrollado por EPRI, este fue utilizado por la Athens Utilities Board en el Athens Automation and Control Experiment, de lo que surgieron resultados de como varían los índices principales de confiabilidad al ir aumentando el nivel de automatización de los interruptores, restauradores y seccionadores de los circuitos de alimentación [4,5].

Para explicar como varían los índices de confiabilidad por la automatización de la distribución se utilizan resultados de el AACE el cual en su análisis plantea primer

escenario que es un circuito (un alimentador) sin automatización; el segundo escenario es el mismo circuito automatizando el interruptor del alimentador (reduciendo de esta forma el tiempo de conmutación de 20 a 3 min.). Los siguientes escenarios son el mismo circuito pero ahora también automatizando los elementos de conmutación a lo largo de alimentadores por pares, uno a lo largo de la línea y otro como elemento de amarre lo que permite que parte del alimentador se transfiera a otro alimentador y poder restaurar el servicio. Típicamente cada alimentador puede ser seccionalizado remotamente en 3 o 4 zonas. Los escenarios son ilustrados en la Figura 2-2. Además en cada escenario de penetración se variaron las tasas de fallas y el tiempo de restablecimiento manual.

Todos los circuitos analizados presentaron resultados similares por lo que se explicaran como varían los índices de confiabilidad de una manera representativa en la Figura 2-3, a través del ejemplo obtenido del Athens Automation and Control Experiment:

Escenarios de automatización.

1.-Sin automatización.

2.-Automatización en BR234.

3.-Automatización en BR234, RCL117, y SW16 (2 zonas).

4.-Automatización en BR234, RCL117, SW16, SW20 y SW15 (tres zonas).

Las combinaciones de tiempo de conmutación manual y tasa de falla son:

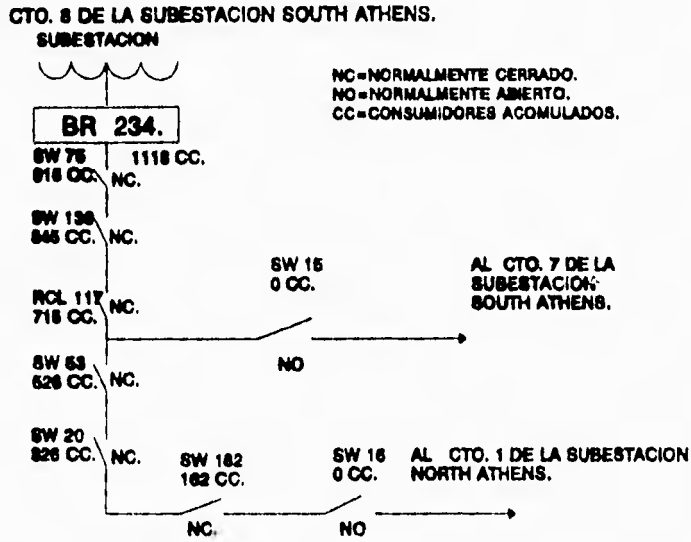
A. 20min. 1.53 falla/año/milla.

B. 40min. 1.53 falla/año/milla.

C. 20min. 0.765 falla/año/milla.

D. 20min. 3.06 falla/año/milla.

Nota: "Los elementos automatizados tienen un tiempo de restablecimiento de 3 min".



08LUNAM-11E.

Figura 2-2 Circuito Eléctrico.

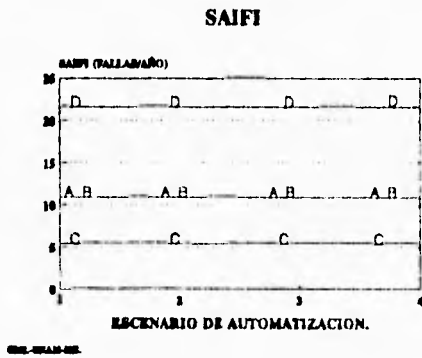


Figura 2-3 A.

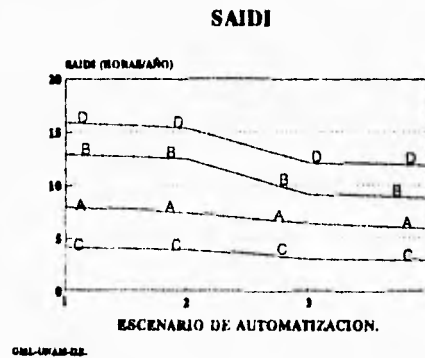


Figura 2-3 B.

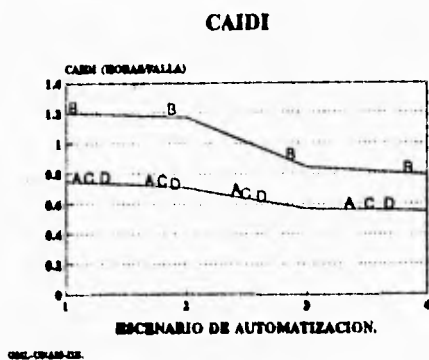


Figura 2-3 C.

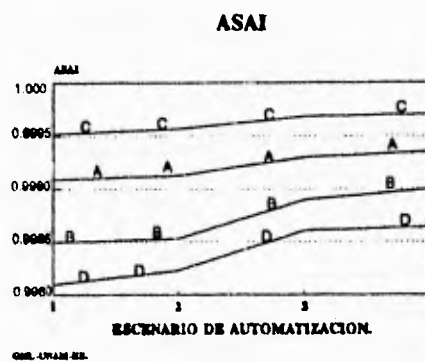


Figura 2-3 D.

Figura 2-3. Indices de Confiabilidad.

De los resultados obtenidos se puede determinar que el SAIFI se mantiene constante ante las variaciones de la penetración en la automatización ya que el número de fallas no se ve afectado, y como es lógico se verá afectado al variar la tasa de falla ya que una mayor tasa de falla un mayor SAIFI.

El SAIDI disminuye conforme se tiene una tasa de falla menor y oviamente un tiempo de conmutación mayor. Conforme se va aumentando el nivel de penetración de automatización de los elementos de seccionamiento se tiene una dismlnución del SAIDI, pero no es lineal ya que tiende a un valor constante.

En el caso del CAIDI este no varia si se mantiene constante el tiempo de conmutación; pero si se tiene un tiempo de conmutación mayor este aumenta. Al ir aumentando los elementos de seccionamiento automatizados se disminuye el CAIDI pero también tiende a un valor constante.

El ASAI disminuye conforme aumenta la tasa de falla y el tiempo de conmutación, pero aumenta conforme se tiene una mayor penetración de la automatización (es decir mas seccionalizadores automatizados), pero también tiende a un valor constante.

De lo anterior se puede confirmar que la automatización en la distribución mejora la confiabilidad, puesto que ésta impacta dos factores directamente relacionados con la automatización: el tiempo de conmutación y el nivel de penetración de la automatización de interruptores, elementos de seccionamiento y restauradores. En el caso de la tasa de falla esta no se puede cambiar por la automatización, solo a través de mejoras diseños y equipos. Todos los índices se mejoran de una manera similar conforme se aumenta el nivel de automatización pero esta mejoría tiende a ser asintótica a un valor constante, es decir se llega a un punto de automatización en que los índices de confiabilidad no se mejoran considerablemente aunque se aumente el grado de automatización. Lo anterior implica buscar este punto para evaluar hasta que nivel de automatización se tienen beneficios considerables.

2.11 MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD NO ESTIMADA DENTRO DE LOS INDICES DE CONFIABILIDAD.

Se ha comprobado que ciertos eventos toman lugar fuera del alcance de los índices de confiabilidad que producen costos substanciales a la empresa, y los cuales pueden ser evitados con la automatización, pero estos ahorros no han sido determinados por estudios analíticos, pero son de los principales beneficios resultantes de un sistema de automatización, ya que se tiene la disponibilidad del diagnóstico para prevenir desde pequeños problemas hasta grandes interrupciones. Como los siguientes ejemplos que se encontraron al realizarse el AACE (4):

-Con la automatización se pueden registrar periódicamente, los conteos de los cambios realizados por los cambiadores de Taps (LTC), de los seccionalizadores y de los interruptores. En la AUB un operador de consola observo un incremento substancial en la frecuencia de las operaciones del cambiador de Tap, en ambos transformadores de la South Athens Subestation. Por lo que se envió a una cuadrilla a investigar y se observó que una de las unidades sensoras estaban fuera de calibración, lo cual resultaba en la alta frecuencia de los cambios con lo que al reparar dicha unidad (\$2400 costo de la reparación) se tubo un ahorro ya que de continuar se hubiese dañado el cambiador de taps (\$250 000) y hubiese sido necesario cambiarse.

-Un beneficio extra es el de operación de mantenimiento complejo. Para el caso anterior se tuvo que trasladar la carga de la subestación sur a la norte, lo cual se hizo en tres noches. La primera noche se hizo el cambio sin automatización y en las dos subsecuentes noches se realizo con funciones de reconfiguración de automatización. El tiempo de conmutación varió de 2.13, 1.20 y 0.44 y las horas hombre 40, 18, 10.13 y el personal de 15, 10, y 8 con lo que se observa una gran disminución de horas hombre y personal necesario lo que significa un ahorro considerable, además se tienen beneficios en la reducción de tiempo de interrupción.

-Detección de fallas en los bancos de capacitores: Con la automatización se han podido localizar el sitio adecuado de los capacitores en la red, con lo que se obtiene una mejor regulación de voltaje y control del flujo de VAR's siendo una mejora en la calidad de la energía suministrada. Además se puede monitorear la corriente del neutro de los capacitores entre otras corrientes, con lo que se pueden detectar si un banco esta dañado y evitar una interrupción por falla del banco.

-También se monitorean los cambiadores de taps en un regulador de línea; para poder detectar si se descompone un motor del cambiador del tap en un regulador de línea en prevención de una interrupción o destrucción del regulador (se estiman ahorros de \$6100 entre el regulador; pérdidas de ingresos y costos de mano de obra).

-Fallas en los aisladores: En algunos casos se pueden encontrar o registrar fallas momentáneas las cuales no son fácil de localizar, por medio de la automatización se pueden ir reduciendo el área donde se registra la falla por medio de la reconfiguración del sistema y cuando se tiene localizada un área menor se pueden revisar los equipos de dicha sección. En algunos casos así se localizan aisladores dañados que se reemplazan antes de provocar una interrupción mayor.

-Por medio del monitoreo se pueden detectar ciertas corrientes de cargas anormales que los equipos de medición convencional no registran, lo que permite, proveer el arreglo mas correcto para dichas cargas, antes que se presente una interrupción.

Existen muchos mas beneficios a la confiabilidad que proveen la automatización, pero estos son principalmente producto de la capacidad de la automatización para poder detectar previamente fallas que podrían conducir a interrupciones, además de la capacidad de poder reconfigurar el sistema para mantenimiento y reparaciones lográndose una mayor continuidad del servicio.

CAPITULO III.

AUTOMATIZACION DE LA DISTRIBUCION.

3.1 INTRODUCCION.

La automatización en los diferentes procesos las redes eléctricas ha demostrado grandes ventajas para la realización de tres funciones básicas de la operación de un sistema eléctrico, las cuales son: protección, control y monitoreo. Sin embargo, debido a su costo la automatización ha sido restringida en su implementación a las etapas de generación y transmisión. En la actualidad debido al creciente desarrollo de la electrónica, de los sistemas de telecomunicaciones y con la ayuda de análisis económicos detallados se está desarrollando la implementación técnica y económica de los sistemas de automatización en las redes de distribución.

La automatización de la distribución integra completamente todas las funciones de flujo de información y control que las compañías suministradoras tienen que realizar; es decir un sistema de distribución automático tiene la capacidad de ejecutar todas las funciones que realiza un operador, la diferencia es por ejemplo en el caso del aislamiento de una falla y restauración del servicio, esto se realiza a nivel de subestación usando microprocesadores que han sido programados para reaccionar como un operador, el proceso también llama a diferentes bases de datos como solo el operador lo haría y para arreglar una falla o varias primero las ordena jerárquicamente y las ordena con base en prioridades preestablecidas, después de que las fallas han sido atendidas, el procesador llama al centro de operación y reporta lo que ha pasado. La principal diferencia son horas contra minutos.

Por lo previamente expuesto se hace necesario establecer una definición de la automatización en la distribución. El Edison Electric Institute, Transmission and Distribution Committee define a la "Automatización en la Distribución como un sistema que monitorea coordina y opera un sistema de distribución en tiempo real desde sitios remotos"[17].

La definición anterior es similar a un simple sistema SCADA con la diferencia que puede realizar sus funciones automáticamente.

Todas las compañías tienen de algún modo un nivel de automatización desde el encendido y/o apagado de las luces de las calles hasta los Centros de Control de Energía por lo que se puede determinar que la automatización en la distribución será una extensión del nivel de automatización que se tenga, y en los sistemas grandes será una extensión del Centro de Control de Energía y tendrá un impacto en todas las áreas del sistema de potencia, pasando por Generación, Transmisión, Subestaciones, Distribución y Consumidores, y en los diferentes departamentos de la compañía eléctrica.

Por lo anterior podemos ver que la automatización hace crecer el alcance del Centro de Control de Energía debido a que se maneja más información (especialmente a nivel de las cargas que el Centro de Control no ve de manera particular.) y se tendrán beneficios en todos los niveles puesto que se pierde el espacio vacío que existe entre los consumidores y el Centro de Control de Energía.

3.2 OBJETIVOS Y FUNCIONES DE LA AUTOMATIZACION EN LA DISTRIBUCION

La automatización en la distribución provee medios para "mejorar eficientemente, minuto a minuto, el funcionamiento continuo de un sistema de distribución", involucrando la recolección y el análisis de información con la cual se "generan decisiones y la verificación de los resultados con los parámetros deseados", además la automatización de la distribución es una herramienta que maximiza la utilización de la planta física de la compañía para dar una "alta calidad de servicio a sus consumidores".

Para poder lograr los objetivos anteriores la automatización de la distribución tiene tres funciones básicas en la red de distribución que son: monitoreo, control y protección.

El Monitoreo: se refiere a la capacidad del sistema de automatización para determinar el estado del sistema de distribución a través de la recolección o captación de datos o variables significativas, que pueden ser analógicas (como voltaje, corriente, energía consumida etc), o de estado o posición (contactos de interruptores abiertos o cerrados, posición de taps o derivaciones, etc).

El Control: se refiere a la capacidad del sistema de automatización para poder cambiar el estado del sistema de distribución. La capacidad del control directo es limitada a elementos del sistema como interruptores, relevadores y contactos lo cuales son controlados directamente para producir los efectos requeridos en el sistema de distribución, afectando parámetros como niveles de voltaje generación de reactivos (VAR's), balanceo de cargas etc.

La Protección: se refiere a la capacidad de los sistemas automáticos de poder detectar e identificar la localización de las fallas en los sistemas de distribución y aislar el circuito o equipo dañado del sistema de distribución.

Las diversas funciones específicas que se pueden implementar mediante la automatización en distribución tendrán un impacto en diversas áreas, las cuales las podemos categorizar en los siguientes procesos de control [18].

- MANEJO DE LA INFORMACION.
- CONTROL DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA.
- CONTROL DE LA EFICIENCIA DEL SISTEMA.
- CONTROL DEL VOLTAJE.
- CONTROL DE CARGA.

3.2.1 MANEJO DE LA INFORMACION:

El manejo de la información es básico en la automatización de la distribución puesto que un preciso y oportuno conocimiento del estado del sistema es esencial para permitir la iniciación correcta de las acciones de control. El manejo de la información es un proceso continuo y tiene dos actividades principales que son la recolección de los valores analógicos y de estado del sistema y el procesamiento de la información, este manejo de la información tiene un elemento básico que es la base de datos descriptiva del sistema de distribución, es decir es un registro completo y preciso de éste, el cual debe ser fácilmente actualizable por el sistema de automatización o por el operador de la compañía. En los procesos de control y protección se requiere que el manejo de la información sea preciso y oportuno dependiendo de la función que se ejecute, además el adecuado manejo y utilización de la información será útil, como ya se menciona, en todos los departamentos de la compañía eléctrica.

3.2.2 CONTROL DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA:

Con el control de la confiabilidad del sistema se busca minimizar tanto el impacto de fallas en los sistemas de distribución y sus usuarios como el tiempo que dura fuera de servicio una sección dañada. Además de tener un logro en la calidad del servicio se busca una mejor eficiencia del personal. El control de la confiabilidad se logra por acciones de control y monitoreo como las siguientes:

Monitorear:

- a)_El estado de los interruptores y otros medios de seccionalización para determinar la configuración del sistema y verificar las reconfiguraciones exitosas de éste.
- b)_Información analógica y de estado para localizar fallas.
- c)_Fuentes alternas para las cargas y verificar la disponibilidad de dichas fuentes sin violar sus límites de carga.

Controlar:

- a)_Interruptores de líneas y de alimentadores para aislar fallas y restaurar el

servicio en los circuitos no dañados.

b)_La carga de los consumidores para poderlos conectar poco a poco y disminuir la corriente de energización ("in rush" o pick up) y disminuir transitorios, cuando se restaure el servicio.

A continuación se explican algunas de las funciones que aumentan la confiabilidad del servicio.

Restauración del servicio e identificación de fallas.

Después de ocurrir una falla el interruptor del alimentador dispara y automáticamente se producen un número de recierres (3), si la falla se libra antes que los recierres se completen no se requiere una acción mayor. Sin embargo si el interruptor se dispara de nuevo y permanece abierto, el sistema de automatización localiza la falla con la información monitoreada en el flujo de la corriente de la falla, entonces se aísla la sección fallada con la apropiada operación de los interruptores y seccionalizadores de la línea. Posteriormente se restaura el servicio con el cierre del interruptor del alimentador y/o la reconfiguración del alimentador, conectando las secciones no dañadas a secciones con fuentes alternas de alimentación.

Carga en frío.

Cuando una carga es energizada en frío, ésta experimenta una corriente de una pequeña duración y de gran magnitud, conocida como corriente de "in-rush"; lo cual sucede si se ha desenergizado el circuito durante un tiempo prolongado ($t > 20\text{min}$), produciendo una demanda no diversificada. La rápida localización de una falla y restauración del servicio eléctrico reduce esa componente no diversificada que puede ser considerable. En el caso de una interrupción prolongada por eventos mas alla del sistema de distribución la reconexión de cargas se hace por medio del controlador de carga el cual sincroniza la reconexión de cargas y lo realiza de una manera diversificada, previniendo de esta manera las sobrecargas de los alimentadores.

3.2.3 CONTROL DE LA EFICIENCIA DEL SISTEMA:

Maximizar la eficiencia del sistema y la utilización de éste se logra por medio de la minimización de pérdidas eléctricas (I^2R) para lo cual es necesario seleccionar la configuración del sistema con la distribución mas uniforme de la carga en los alimentadores y suministrar la generación de reactivos donde sea requerida por la carga. La carga en los transformadores se manipula para dar un uso máximo a su capacidad. El control de la eficiencia del servicio se logra por acciones de control y monitoreo como:

Monitorear:

a)_La carga y los valores de flujo de potencia reactiva en todas los sitios posibles, para poder hacer una acción correctiva y apropiada.

b)_La información del estado de los elementos del sistema para determinar la configuración de este.

Controlar:

- a) Los interruptores o seccionadores de las líneas para reconfigurar el sistema de distribución, buscando una distribución óptima de la carga.
- b) Los interruptores de los capacitores para controlar la generación de reactivos (VAR's) del sistema y disparar la carga de los consumidores para prevenir que la carga del transformador sobrepase su capacidad (a través del controlador de carga).

A continuación se explican algunas funciones mas específicas para lograr el control de la eficiencia del sistema.

Manejo de pérdidas por la distribución de Carga.

Esto se logra seccionando las líneas a través de interruptores y seccionadores, dichas secciones pueden ser interconectadas de varias maneras para formar diferentes configuraciones de los alimentadores, lo cual se facilita cuando se tienen múltiples fuentes de suministro de energía. La configuración se escoge de manera que se tenga una carga distribuida homogéneamente entre alimentadores con lo que se minimizan pérdidas por efecto Joule, I^2R . Debido a que la magnitud de las cargas cambia constantemente la configuración óptima puede cambiar. El proceso de analizar las configuraciones alternativas es complicado por lo que se sugiere el uso de sistemas expertos.

Control de pérdidas por el despacho de VAR's.

Los flujos de corriente defasada que producen reactivos (VAR's) en el sistema de distribución pueden ser determinados con una precisión razonable, con lo que es posible desarrollar y guiar un control de los generadores de reactivos (capacitores) para reducir las corrientes reactivas. Los capacitores son instalados y controlados para reducir pérdidas y controlar la regulación de voltaje, la automatización de la distribución cuenta con los medios para monitorear el estado y condiciones de los capacitores además de aplicarlos en respuesta a las necesidades, en tiempo real del sistema, de una subestación, un alimentador etc. El algoritmo de control aumentará su complejidad tanto como la instalación de capacitores se acerque a un instalación ideal (una serie de pequeños capacitores en toda la línea). La distribución automatizada provee la habilidad para que el control se acerque al flujo de VAR's monitoreado.

Manejo de Carga del Transformador.

Este manejo se realiza para maximizar la utilización de la capacidad del transformador o reducir las pérdidas del sistema. El monitoreo hace posible operar un transformador a su máxima carga posible, la carga puede entonces ser controlada en este nivel por la reconfiguración superior del sistema o por la supervisión de cargas del consumidor. Si mas de un transformador suministra energía al sistema la carga del transformador puede ser balanceada para reducir pérdidas y durante períodos de carga baja uno o mas transformadores pueden ser desconectados obteniendo una reducción de pérdidas.

3.2.4 CONTROL DEL VOLTAJE:

En el diseño de la automatización en la distribución se considera el monitoreo y el control de los niveles de voltaje en puntos claves en el sistema para mantener el voltaje dentro de los límites preestablecidos con lo que se logra una alta calidad del servicio. El control de voltaje esta ligado al manejo eficiente del sistema ya que se ejecutan controles similares para esas categorías.

Los niveles de voltaje se afectan por magnitudes de carga, factores de dispersión y de potencia y por la configuración del circuito. Entre los requerimientos de control y monitoreo más significativos para esta función se tiene:

Monitorear:

- a) Los niveles de voltaje en varios lugares del sistema, para determinar los perfiles de voltaje del sistema.
- b) Los flujos de VAR's.
- c) El estado de los capacitores de cada unidad (la disponibilidad de cada unidad, el estado de operación energizado o desenergizado)
- d) La posición de los reguladores.

Controlar:

- a) Los interruptores de los capacitores para energizarlos o desenergizarlos, operar reguladores e interruptores de reconfiguración.

La función de regulación de voltaje se logra por la operación de los cambiadores de los taps de los transformadores de distribución y los cambiadores de los pasos de voltaje de los reguladores de los transformadores localizados en la subestación o en el circuito de distribución. Generalmente estos son autocontrolados por señales de nivel de carga y voltaje en el punto de aplicación. Otra forma de controlar el voltaje es por la conexión y desconexión de reactivos (capacitores).

3.2.5 CONTROL DE CARGA:

El control de carga es el proceso que involucra controlar las cargas individuales del sistema por un control remoto (conexión y desconexión). Otra forma de controlar la carga puede ser efectuada al inducir a los consumidores a suprimir cargas durante periodos determinados a través de incentivos y tarifas horarias.

En el control de carga se incluyen funciones de control y monitoreo tales como:

Monitorear:

- a) Las cargas de las subestaciones y alimentadores para verificar que la magnitud requerida de carga suprimida se logra en circunstancias normales y de emergencia.
- b) El estado de los interruptores para que se obtenga la configuración del sistema cuando sea requerido el control de carga como una medida correctiva.

c) **Medidores.**

Controlar:

a) **Cargas individuales de los consumidores para conectar o desconectar a un número de consumidores para, suprimir sus cargas del sistema, de la subestación o del alimentador en una condición normal o de emergencia.**

b) **Controlar los interruptores de los medidores para obtener las diversas tarifas y medir las demandas máximas y tiempos de uso.**

El control de carga busca suprimir cargas pico y tener una carga mas uniforme y poder utilizar al máximo el sistema de distribución además puede diferir gastos de capital y minimizar los requerimientos de una operación mas costosa o reducir la compra o producción de energía extra (energía de período de pico, que es la que tiene los costos mas altos de producción).

3.2.6 FUNCIONES DE LA AUTOMATIZACION EN LA DISTRIBUCION.

En las explicaciones anteriores se hizo referencia a algunas funciones de automatización pero a continuación se mostrara una tabla con las funciones de automatización y en la categoría que influyen. Se nota que las funciones pueden influir en varias categorías por lo que para un objetivo específico puede ser necesario implementar varias funciones o una función puede tener varias áreas de impacto.

FUNCIONES DE LA AUTOMATIZACION EN LA DISTRIBUCION.

FUNCION	AREA DE IMPACTO				
	INFORMACION	CONFIABILIDAD	EFICIENCIA	VOLTAJE	CARGA
A. Control Automático:					
Seccionalización Automática del Bus.	X	X	X		
-Aislación de fallas.	X	X			
-Restauración del servicio.	X	X			
-Detección de sobrecorriente.	X	X	X		
Telecontrol de dispositivos de seccionamiento a lo largo del alimentador y Seccionalización Automática.	X	X			
-Localización de fallas.	X	X			
-Aislamiento de fallas.	X	X			
-Restauración del servicio.	X	X	X		
-Reconfiguración del alimentador.	X				
Control integrado de Volt/VAR.	X		X	X	
-Control del voltaje del Bus.	X			X	
-Control de la corriente circulante del transformador de la subestación.	X		X		
-Compensación de la caída del voltaje en línea.	X			X	
-Control de la potencia reactiva del alimentador.	X			X	
-Balanceo de carga del transformador de la subestación	X		X		
-Control de potencia reactiva de la subestación	X		X		
Balanceo de carga del transformador de la subestación	X		X		
-Pérdida de carga del transformador reducida.	X		X		
-Sobrecargas minimizadas.	X	X			
B. Control Manual:					
Interfaz del centro de despacho de distribución con el sistema SCADA.	X	X	X	X	X
C. Procesamiento y Adquisición de datos:					
Captura de información analógica	X				
Monitoreo de información.	X				
Registro de información.	X				

FUNCIONES DE LA AUTOMATIZACION EN LA DISTRIBUCION. (Continuación)

FUNCION	AREA DE IMPACTO				
	INFORMACION	CONFIABILIDAD	EFICIENCIA	VOLTAJE	CARGA
D. Interfaz.					
Interfaz de comunicación al sistema de distribución	X				
-Portadora por la línea de distribución.	X	X	X	X	X
-Radio.	X	X	X	X	
-Teléfono.	X				
E. Protección.					
Recierres automáticos.	X	X			
Falla del bus.	X	X			
Sobrecorriente instantánea.	X	X			
Transformador de Subestación.	X	X			
Tiempo de sobrecorriente.	X	X			
Baja Frecuencia.	X	X			
F. Manejo de carga.					
Control de carga	X				X
Conexión y desconexión por un servicio remoto.	X				X
Comandos de traslados.	X				X
-Repartir Carga.	X				X
-Señal de tiempo de uso.	X				X
G. Medición Remota.					
Exploración de carga.	X				X
Medición de demanda pico.	X				
Lecturas de medidores remotos.	X				X
Programación remota de medidores	X				X
Detección de tamper.	X				X

3.3 ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE AUTOMATIZACION EN LA DISTRIBUCION.

Los sistemas de automatización en la distribución, como todo equipo automático se compone de su hardware y su software [18] siendo estos elementos muy similares a los descritos en un sistema SCADA.

El hardware de un sistema de automatización en la distribución esta compuesto por:

- a) Red de telecomunicaciones.
- b) Equipo de procesamiento de información (una o varias computadoras que comúnmente se les conoce como la Estación Maestra).
- c) Elementos terminales, como transductores, sensores, equipo de medición relevadores etc. El principal elemento terminal es la Unidad Terminal Remota la cual manipula y utiliza al resto de los elementos terminales que están conectados directamente a la red de eléctrica de distribución.

El monitoreo se lleva a cabo por un sistema de telecomunicaciones conectado a medidores y transductores (a través de la conexión a las RTU's con las que se realiza el monitoreo del estado de ciertos elementos y parámetros analógicos) situados en diversos puntos o en elementos del sistema de distribución. El control se lleva a cabo por comandos, (provenientes de algoritmos de control o comandos humanos) que viajan por medio de señales en la red de telecomunicaciones, los cuales son recibidos por las RTU's, ubicadas en diversos puntos del sistema de distribución (Las RTU's operan los actuadores que pueden ser motores acoplados a los elementos del sistema de distribución).

La función principal del Hardware en la automatización de la distribución es proveer una malla cerrada o abierta de comunicación para monitorear y controlar los elementos de la subestación (transformadores, relevadores, reguladores, baterías, capacitores, interruptores etc), del alimentador (interruptor en línea, transformadores de distribución, capacitores correctores del FP, restauradores, sensores, T.P., T.C., seccionalizadores, etc) y de la carga. Si el control es por malla cerrada la acción del control será directamente basada en resultados de un conjunto inicial de condiciones que serán monitoreadas por el sistema. Si es una malla abierta el control no será generado directamente sino que se analizan las condiciones monitoreadas y se procederá a ejecutar el control.

Es importante mencionar que una parte importante en la implementación del sistema de control, es la interposición de relevadores (electromagnéticos o digitales) para interconectar al sistema de automatización de la distribución y el accionador de motores o actuadores que hacen posible manipular los elementos del sistema de distribución.

El software de un sistema de Automatización en la distribución se puede dividir en 3 grupos; tiempo real, interactivo y software por bloques.

a)_El software en tiempo real ejecuta funciones como resultado de una condición dada en el sistema de distribución. Estas condiciones pueden venir de fuentes tales como: un contador para disparar un medidor que lea el consumo kWh, la demanda en KW, o el tiempo de uso para facturación; de pruebas de carga y variaciones de kVAR para el control de capacitores y de esta manera hacer a las líneas de potencia mas eficientes.

b)_El software interactivo realiza funciones como resultado de los requerimientos humanos. Tales como la interrupción por un operador al control de una subestación para adquirir datos y manejar carga. El Software en tiempo real e interactivo permanecen residentes en la computadora esperando una condición para cambiar y de esta manera ejecutar sus funciones.

c)_El software del modo por bloques es un programa sometido, que para procesarse espera su turno para ejecutarse y cuando empieza el proceso este se llevará a cabo completamente antes que el siguiente proceso o programa empiece. Por ejemplo en la elaboración de reportes impresos en la producción de gráficas, reportes de secuencia de eventos etc.

La programación anterior conforma el software de aplicación del sistema de Automatización en la Distribución el cual contiene los algoritmos y procedimientos computacionales que permiten el control remoto. Este software es necesario para las funciones de la automatización de la distribución tales como: Seccionalización del bus, control integrado de Volt/VAR, balance de carga en la subestación y/o en el alimentador, medición remota, control de carga etc.

3.4 DESCRIPCION DE LAS FUNCIONES DE AUTOMATIZACION DE LA DISTRIBUCION VIABLES PARA IMPLEMENTARSE EN MEXICO.

La complejidad de la automatización en redes de distribución dependerá del tipo de funciones que se deseen implementar, así como del nivel de aplicación de estas funciones en la red de distribución, por lo tanto estas funciones serán determinadas por las necesidades y características de cada sistema.

Como se ha mencionado anteriormente las funciones de la automatización en la distribución se desarrollan desde la subestación hasta las cargas de los usuarios, por medio de funciones como: a)_ Seccionalización automática del bus de distribución la cual puede aislar fallas, restaurar el servicio y detectar sobrecorrientes en el bus. b)_ Balanceo de las cargas del transformador que permite monitorear las sobrecargas de estos y reducir pérdidas en el transformador. c)_ Conmutación y seccionalización automática del alimentador a través de la cual se localizan fallas, se restaura el servicio y se realizan las operaciones de reconfiguración para minimizar pérdidas. d)_ Control integrado de voltaje y reactivos el cual asigna los reactivos que requiere la

subestación y el alimentador en el momento preciso además de controlar el voltaje en el bus de la subestación así como a lo largo del alimentador por medio de reguladores de voltaje y bancos de capacitores. e) Control de carga que es el proceso que involucra el control de cargas individuales por medio de la conexión y desconexión de estas a través de criterios preestablecidos. f) Facturación del servicio eléctrico utilizando mediciones remotas. Estas funciones son algunas de las más importantes que se pueden implementar con la automatización de la distribución lo cual dependerá de las necesidades del sistema y posibilidades económicas del mismo, por lo que es necesario hacer un análisis del equipo que estas funciones requieren, ya que en varios casos muchas funciones comparten equipos lo que hace más atractivas a esas funciones.

El equipo requerido para la implementación de las funciones de automatización se divide en tres grandes grupos, procesadores digitales y controladores (el cual está compuesto por la estación maestra y las RTU's), equipo de potencia (o campo) y equipo de telecomunicaciones [19]. Por lo general el equipo de telecomunicaciones y los procesadores digitales y controladores se comparten en la gran mayoría de las funciones repercutiendo únicamente en su capacidad de procesamiento y memoria así como el alcance y capacidad de transmisión de datos del sistema de telecomunicaciones.

Es importante mencionar que los procesadores digitales y controladores componen lo que comúnmente llamamos un sistema SCADA (es un sistema de procesamiento y control), pero para este caso no se tiene estrictamente su esquema tradicional, de una estación maestra controlando sus terminales remotas localizadas en diversas subestaciones, ya que una terminal remota de una subestación para estos casos también tiene capacidad de procesamiento y control, y a su vez controla y monitorea los dispositivos del equipo de potencia (interruptores, desconectores seccionalizadores, cambiadores de derivaciones bajo carga [LTC], reguladores de voltaje, interruptores de capacitores, etc) localizados en su área de influencia (subestación y alimentadores), a través de unidades remotas localizadas a lo largo del alimentador [FRU], pero siempre tanto las unidades remotas del alimentador como las de la subestación están bajo el control y coordinación de la estación maestra que se localiza en el centro de despacho de distribución [DDC]. Para que los procesadores ejerzan acción en los controladores se requiere de una interfaz compuesta por el sistema de telecomunicaciones del sistema de distribución, pudiendo ser estos sistemas: portadora por la línea de distribución, sistemas de radio, y red telefónica, entre otros sistemas de comunicación. A su vez los controladores operarán el equipo de potencia o de campo, que es el equipo que actúa directamente en el sistema de distribución.

En México, de acuerdo a las características y necesidades de sus sistemas de distribución, se consideran viables dos funciones de automatización, las cuales en conjunto representan un aumento de la calidad del servicio eléctrico, lo que significa

un beneficio directo al usuario, y ahorros económicos y energéticos debido a la disminución de pérdidas. Estas funciones son:

- a)_Telecontrol de dispositivos de seccionamiento a lo largo del alimentador y seccionalización automática.
- b)_Control integrado de voltaje y reactivos.

3.4.1 TELECONTROL DE DISPOSITIVOS DE SECCIONAMIENTO A LO LARGO DEL ALIMENTADOR Y SECCIONALIZACION AUTOMATICA.

Esta función tiene como objetivos, reducir la duración de interrupciones y proveer una mejor utilización de los componentes del alimentador.

El telecontrol de dispositivos de seccionamiento a lo largo del alimentador y la seccionalización automática tiene dos modos de operación: automática y semiautomática.

-En el modo automático, la función realiza la localización de fallas, aislamiento de fallas, restauración del servicio eléctrico y la reconfiguración del alimentador durante uno o dos minutos después que el alimentador quedo fuera de servicio. Es decir en esta modalidad se ordenan las operaciones de apertura y cierre de los dispositivos seccionalizadores para aislar la falla, restaurar el servicio así como los comandos de conmutación para reconfigurar el sistema.

-En su modalidad semiautomática se generan las mismas instrucciones de conmutación ya citadas, pero el sistema espera a que un operador ratifique o rectifique la ejecución de dichas operaciones.

Esta función actualiza en tiempo real la información de una base de datos del estado de los componentes del alimentador (Diagrama del alimentador y sus elementos constituyentes). Esta base de datos es básica para el desempeño de esta función ya que sirve como señal de entrada antes de procesarse cualquier función, por lo que siempre que se presente un evento o se realice una operación, esta será actualizada

Otra actividad que realiza esta función es la reconfiguración del alimentador para relevar carga en condiciones de sobrecarga del alimentador y para balancear la carga entre los alimentadores.

El telecontrol de dispositivos de seccionamiento a lo largo del alimentador y la seccionalización automática prácticamente es una suma de subfunciones con un fin específico cada una, las cuales serían {18,19}:

- Localización de fallas.
- Aislamiento de fallas.
- Restauración del servicio eléctrico.

-Reconfiguración del alimentador.

La función de localización de fallas determina cual sección del alimentador ha experimentado una falla transitoria o permanente a través de un barrido, por medio del sistema de telecomunicaciones a los detectores de fallas del alimentador, localizados a lo largo del alimentador. Los detectores de fallas son monitoreados periódicamente y también después de una operación en un alimentador, además se monitorea el estado de los restauradores.

Esta función como se ha mencionado requiere del monitoreo de todos los detectores de fallas (a través de sensores de corriente) y los restauradores, y requiere la configuración del sistema, consecuentemente al procesarse dicha información obtendremos los mensajes que indiquen cual sección del alimentador experimento una falla.

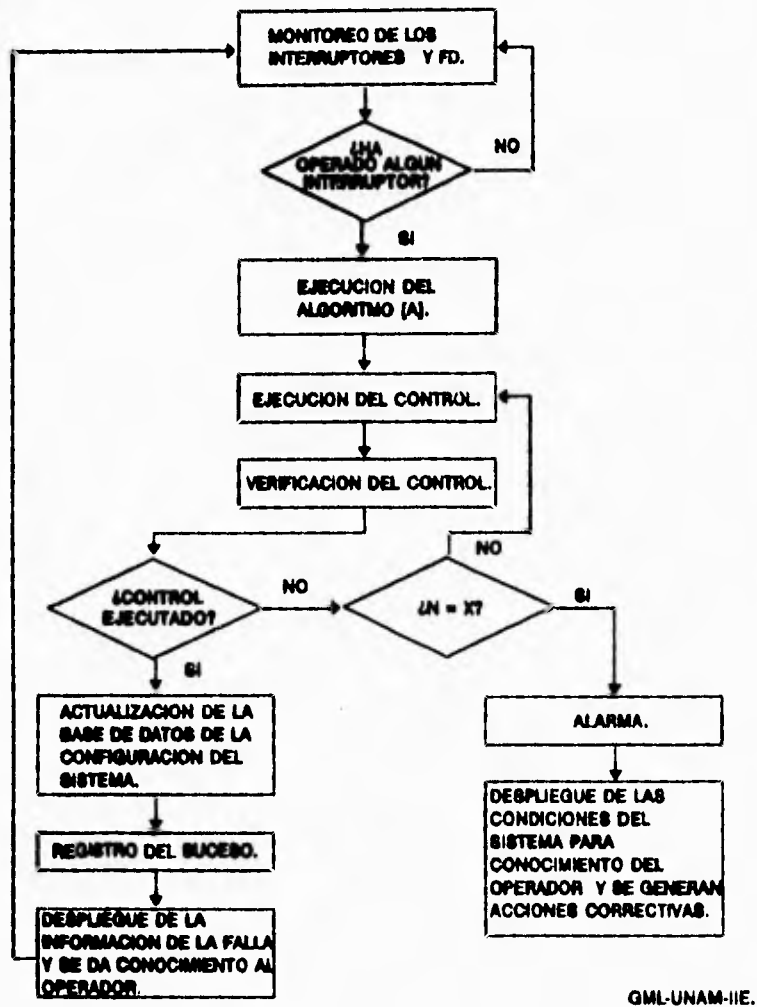
La función de aislamiento de fallas determina las operaciones de conexión y desconexión remotas necesarias para aislar la sección del alimentador dañado por una falla permanente.

Para que esta función opere, debe identificar la sección dañada a partir de la función de localización de fallas, debe de registrar el estado de los desconectores y seccionalizadores del alimentador y el estado de los restauradores, la configuración inicial del sistema y las secciones del alimentador de alta prioridad que deben mantener su carga energizada. Esta función proporciona, como salidas, comandos de conexión y desconexión para los seccionalizadores del alimentador vía el sistema de telecomunicación de la distribución.

La función de restauración del servicio eléctrico determina las operaciones de conmutación de los dispositivos seccionalizadores requeridas para restaurar el servicio de las secciones no dañadas del alimentador en el sistema de distribución. Esta función utiliza la conmutación sin interrupción donde sea factible.

Para que esta función opere debe recibir como señales de entrada la identificación de la sección del alimentador dañado dado por la función de localización de fallas y las instrucciones de conmutación para el aislamiento de fallas, debe registrar el estado de los seccionalizadores de la nueva configuración y las secciones del alimentador de alta prioridad, además debe registrar la conmutación propuesta por la función de reconfiguración del alimentador para determinar el mejor balance de cargas. Esta función da como señales de salida, los comandos de cierre y apertura de los seccionalizadores del alimentador y el interruptor del alimentador y los correspondientes mensajes al operador de acuerdo a sus modalidades de operación.

Las funciones anteriores prácticamente son una secuencia de funciones cuyo objetivo es el libramiento de fallas en el menor tiempo posible y reducir el número de usuarios afectados. Estas funciones se son resumidas en la Figura 3-1.



Algoritmo A: Localización de fallas y generación de comandos secuenciales que operan los dispositivos seccionadores para aislar fallas y reconfigurar el sistema.

Figura 3-1. Localización de Fallas, Aislamiento de Fallas y Restauración del Servicio

Eléctrico.

La función de reconfiguración del alimentador es una función que se traslapa con la función de restauración del servicio ya que esta sería una reconfiguración pero en casos de emergencia (fallas). La reconfiguración del sistema se utiliza para tener una mejor operación del sistema para el control del voltaje y la reducción de pérdidas eléctricas, es decir busca el arreglo mas eficiente eléctricamente.

Esta función monitorea las cargas del alimentador actual y las cargas de las secciones del alimentador y determina las operaciones de conmutación necesarias, utilizando la conmutación sin interrupción donde sea factible, para transferir secciones del alimentador, consecuentemente librando condiciones de sobrecarga. Determina las instrucciones de conmutación para proveer un equilibrio de las cargas en un alimentador después de que opera la función de aislamiento de fallas, en coordinación con la función de restauración del servicio. Además puede incluir la previsión de la capacidad del alimentador para transferir secciones del alimentador cuando una sección del alimentador sea reparada o tenga mantenimiento preventivo.

Para que esta función opere debe de recibir las mediciones de las corrientes en las secciones del alimentador y en el alimentador, las instrucciones de conmutación preliminar de las funciones de restauración del servicio, las señales de entrada del operador para los límites de corriente, marca de los interruptores (tipo y características), secciones de los alimentadores de alta prioridad, la configuración inicial del sistema y comandos del operador en modo semiautomático. Teniendo como salidas los comandos de seccionalización para los seccionadores del alimentador y para el interruptor del alimentador y los mensajes al operador.

Cada función de automatización requiere un equipo específico para lograr sus objetivos. El equipo correspondiente a la función de Telecontrol de dispositivos de seccionamiento a lo largo del alimentador y seccionalización automática se lista a continuación.

Procesadores Digitales y Controladores.

- Centro de despacho de distribución (solo se requiere para sistemas de multisubestaciones). [DDC]
- Modulo de integración de la subestación. [SIM]
- Sistema de control y adquisición de datos. [DAS]

Equipo de Potencia.

- Detector de fallas (Exclusivo para la función localización de fallas). [FD]
- Seccionalizador para ruptura de carga. [LBS]
- Operador de energía acumulada. [SEO]
- Transformador de corriente (se usa para la función de reconfiguración del sistema). [CT]
- Transductor de corriente. [ITDCR]

- Restaurador de línea y seccionalizador. [LR/S]
- Restaurador Digital. [DR]

Equipo de Telecomunicación.

Portadora por la línea de distribución.

- Canal arrendado. [LC]
- Unidad de control de la subestación. [SCU]
- Unidad de acoplamiento de la señal. [CPLGU]
- Acoplador de continuidad de comunicación [CPLG/BP].
- Filtro de línea (isolator) [ISO]
- Unidades remotas del alimentador. [FRU]

Radio.

- Controlador de la estación base. [BSC]
- Canal arrendado. [LC]
- Transceptor de la estación base (emisor receptor). [BST]
- Terminal de radio del circuito primario. [PRT]
- Unidad remota de alimentador. [FRU]

Sistema de radio difusión.

- Sistema de dos canales.

Red Telefónica.

- Terminal de información. [DT]
- Controlador. [CNTLR]
- Acoplador de información. [DC]
- Red telefónica de líneas conmutadas. [STN]
- Unidad remota del alimentador. [FRU]

3.4.2 CONTROL INTEGRADO DE VOLTAJE Y REACTIVOS.

Esta función de automatización tiene como objetivo principal, reducir el flujo de reactivos en la subestación y a lo largo del alimentador, así como mantener el perfil de voltaje del alimentador lo mas cercano a un punto de ajuste logrando de esta manera una disminución de pérdidas de energía eléctrica y la elevación de la calidad del servicio eléctrico.

Esta función se desarrolla desde la subestación hasta el punto mas remoto del alimentador, manteniendo los voltajes de puntos remotos del alimentador y del bus de la subestación dentro de un rango de tolerancia de un punto de ajuste, compensando caídas de tensión a lo largo de la línea. Mantiene el flujo de potencia reactiva del alimentador y la subestación dentro de un rango lo mas cercano a un punto de referencia. Esta función puede operar en dos modalidades automática y

semiautomática para condiciones normal, anormal y de emergencia en el sistema, según lo determine el operador.

Esta función operacionalmente puede desglosarse en las siguientes funciones[18,19]:

- Control de voltaje en el bus.
- Control del voltaje en puntos remotos del alimentador.
- Control de potencia reactiva del alimentador.
- Compensación de caída de tensión en la línea.
- Control de potencia reactiva en la subestación.

La función de control del voltaje en el bus regula el voltaje en el bus de la subestación de distribución controlando el cambiador de derivaciones bajo carga del transformador (LTC), con lo que el voltaje es regulado dentro de una banda lo mas cercano al valor de ajuste. Se tiene la capacidad de controlar uno solo o en paralelo los transformadores de la subestación (a través del LTC) para regular el voltaje en el bus. Esta función provee registros acumulativos, de las operaciones del LTC a alarmas, esto es cuando el LTC esta en los limites de su posición, inhibe la operación del LTC durante las condiciones de falla del alimentador y mientras los recierres automáticos de los restauradores del alimentador están en proceso.

Esta función recibe como señales de entrada el voltaje en el bus de la subestación, la posición del LTC, las señales de inhibición debido a sobrecorrientes y funciones de recierres automáticos, los valores de ajuste de voltaje, ancho de banda y límites introducidos por el operador. Entregando como salidas los comandos para levantar o bajar el LTC del transformador de la subestación, los mensajes para el operador incluyendo alarmas cuando el LTC esta en un mínimo y en un máximo de sus posiciones y después de un número específico de operaciones del LTC.

La función de control de voltaje en puntos remotos del alimentador regula los voltajes en puntos remotos del alimentador por medio de telecontrolar bancos de capacitores y reguladores de voltaje localizados a lo largo del alimentador buscando que la óptima combinación de estos mantenga el voltaje dentro de límites preestablecidos. Esta función se coordina con la función de control de potencia reactiva del alimentador de tal manera que se tiene un control integrado de voltaje y de potencia reactiva para cada alimentador controlado. Esta función verifica la carga reactiva del alimentador (o corriente) antes y después de ordenar abrir o cerrar el interruptor del banco de capacitores, para verificar que todas las fases operaron correctamente.

Esta función recibe como señales de entrada los voltajes en los diferentes puntos remotos del alimentador (haciendo cálculos promedios en los puntos remotos), los valores de corrientes de las tres fases del alimentador, los valores introducidos por el operador tales como valores de ajuste de voltaje y límites y restricciones en la conmutación de capacitores (tales como frecuencia de conmutación). Además debe

recibir la configuración en tiempo real del alimentador y el estado de los interruptores del banco de capacitores del alimentador. Las señales anteriores permiten a la función generar los comandos de cierre y apertura de los interruptores del banco de capacitores del alimentador, las señales de control para cambiar los puntos de ajuste del regulador de voltaje del alimentador además de los mensajes y alarmas al operador.

La función de control de potencia reactiva del alimentador regula el flujo de potencia reactiva, medida en el interruptor del alimentador, de acuerdo a los puntos de ajuste especificados por el operador, por medio del control de los interruptores de los bancos de capacitores del alimentador. Se tiene la capacidad para responder a los requerimientos de potencia reactiva de transmisión y subtransmisión, y la capacidad para controlar la potencia reactiva en los puntos remotos del alimentador. En coordinación con la función de control de voltaje en puntos remotos del alimentador se tiene un control integrado de voltaje y reactivos para cada alimentador controlado y de esta manera se produce una reducción de pérdidas.

Para que esta función opere requiere como señales de entrada las corrientes del alimentador y los voltajes en el bus de la subestación, y consecuentemente a partir de dicha información permite calcular la potencia reactiva del alimentador, además requiere la solicitud de reactivos del control del sistema de transmisión y subtransmisión. También recibe los puntos de ajuste de potencia reactiva y límites para cada alimentador controlado y alguna restricción en la conexión y desconexión de capacitores (tal como frecuencia de conmutación, estos datos son introducidos por el operador). Además requiere de la configuración del alimentador en tiempo real y el estado de los interruptores del banco de capacitores del alimentador. Con las anteriores señales se generan los comandos de cierre y apertura para los interruptores de los bancos de capacitores del alimentador, generando también mensajes al operador tales como alarmas de que si alguna fase del interruptor del banco de capacitores fallo al conectarse o desconectarse.

La función de compensación de caída de tensión en la línea esta estrechamente ligada con la función de control de voltaje en puntos remotos de alimentador. Esta función provee control de los voltajes en puntos del alimentador usando voltajes calculados en lugar de valores medidos en los sitios de los puntos remotos. Se controlan los LTC de los transformadores y los reguladores de voltaje del alimentador para proveer el control de voltaje en puntos remotos y utiliza las corrientes medidas en el alimentador junto con los ajustes de reactancias y resistencias del circuito, ingresados por el operador. Esto permite el mejoramiento preciso de la compensación de caída de voltaje a lo largo de la línea.

Para que esta función opere requiere como señales de entrada los voltajes del bus de la subestación y las corrientes del alimentador, los ajustes de reactancia y resistencia del circuito, límites y ajustes de voltaje ingresados por el operador, además de la configuración del alimentador en tiempo real. Con las señales anteriores se generan los comandos de levantar o bajar el LTC, los comandos para cambiar el valor de ajuste de los reguladores de voltaje y los mensajes al operador.

La función de control de potencia reactiva en la subestación provee el control de potencia reactiva de la subestación (esta se mide en el transformador de la subestación o viniendo del circuito de subtransmisión y transmisión) controlando los bancos de capacitores de la subestación de una manera integrada con el LTC del transformador y con los bancos de capacitores conectados a lo largo del alimentador por lo que interactúa con todas las otras funciones para tener un control integrado de voltaje y de reactivos.

Para que esta función realice su objetivo es necesario que el operador especifique los puntos de ajuste y límites del control de potencia reactiva. Además debe recibir señales de corriente y voltaje en puntos controlados y en la subestación (para los cálculos de flujo de potencia reactiva) y el estado de los bancos de capacitores del alimentador y de la subestación, la configuración en tiempo real del alimentador y los flujos de potencia reactiva calculados para los alimentadores de distribución. Las señales anteriores al ser procesadas generan señales de salidas como los comandos de apertura y cierre de los interruptores de los bancos de capacitores de la subestación y los bancos conectados a lo largo del alimentador así como los mensajes dirigidos al operador.

La función de Control Integrado de Voltaje y Reactivos se ve esquematizada en la Figura 3-2.

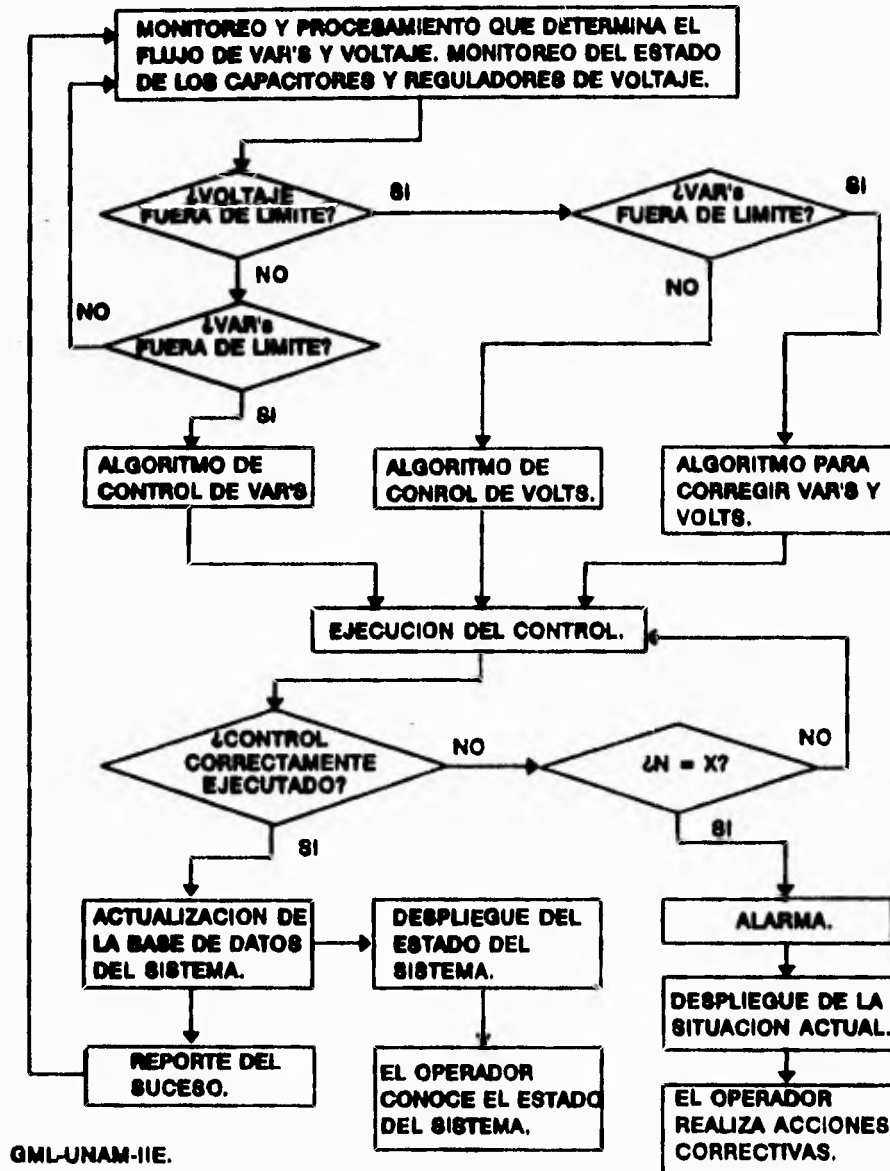


Figura 3-2. Control Integrado de Voltaje y Reactivos.

Cada función de automatización requiere un equipo específico para lograr sus objetivos. El equipo correspondiente a la función de control integrado de voltaje y reactivos se lista a continuación.

Procesadores digitales y Controladores.

- Centro de despacho de distribución. [DDC] (puede no ser requerido).
- Modulo de integración de la subestación. [SIM]
- Sistema de control y adquisición de datos. [DAS]

Equipo de potencia.

- Interruptor del banco de capacitores. [CBS]
- Conmutador de posición del LTC. [XLPS]
- Transformador de corriente. [CT]
- Transformador de potencial. [PT]
- Transductor de corriente. [ITDCR]
- Transductor de voltaje. [PTDCR]
- Transductor de VAR. [VTDCR]
- Regulador de voltaje del alimentador. [FVR]

Equipo de comunicaciones.

Se utiliza el mismo equipo requerido para la función de telecontrol de dispositivos de seccionamiento a lo largo del alimentador y seccionalización automática.

3.4.3 DESCRIPCION DEL EQUIPO DE AUTOMATIZACION.

Los diferentes equipos utilizados en la automatización pueden variar de nombre y estructura topológica dependiendo del fabricante y de la función específica a implementarse, por lo que el nombre y equipo que a continuación se describe puede tener variantes en los diversos proyectos de automatización a pesar de que esencialmente se tendrá un equipo similar al que haremos referencia.

PROCESADORES DIGITALES Y CONTROLADORES.

Centro de despacho de distribución [DDC]: Es un sistema de cómputo para la adquisición de información, monitoreo y control de 100 o mas subestaciones de distribución. No es requerido en sistemas de una sola subestación.

Modulo de integración de la subestación [SIM]: Provee la función de coordinar los módulos DAS, DPM (modulo de protección digital, no usado en estas funciones) y FRU y forma el centro de automatización de las funciones de control automático enfocadas en la subestación de distribución. Incluye la interfaz de telecomunicación al DDC y a los alimetadores primarios.

Sistemas de control y adquisición de datos [DAS]: Existen dos tipos:

DAS-BK: Este contiene la interfaz a un interruptor de la subestación para adquirir información analógica y estado de los contactos y provee las interfaces de control para los interruptores del circuito.

DAS-TR: Incluye la interfaz a un transformador de una subestación y a su interruptor desconector en el lado de alta y en el interruptor del secundario para adquirir información analógica y estados de contacto. Esto provee interfaces de control a los interruptores y al interruptor secundario.

EQUIPO DE POTENCIA (o de campo).

Detector de fallas [FD]: Detecta fallas (en las 3 fases) en el alimentador primario.

Su principal aplicación normal es no direccional, y tiene ajuste en el nivel de corriente de pick up. Al menos deben ser situados en cada sitio donde se ubica un seccionizador. Para algunas aplicaciones un indicador direccional de fallas puede ser requerido, por ejemplo en sistemas con equipo de almacenamiento y generación conectados a los alimentadores.

Seccionizador para corte de carga [LBS]: Es un interruptor trifásico para aislar fallas en las secciones del alimentador primario y para hacer los puntos de enlace a los alimentadores adyacentes. Pueden operar con carga.

Operador de energía acumulada [SEO]: Es el iniciador de la operación del seccionizador para corte de carga cuando es activado por una señal de la unidad remota del alimentador.

Transformador de corriente [CT]: Es utilizado en la subestación y puntos del alimentador primario. Considera la corriente de una sola fase para cada sección del alimentador (después del primero) en el lado de la carga del seccionizador. Opcionalmente tres CT's, uno para cada fase, son instalados.

Transductor de corriente [ITDCR]: Es requerido para el transformador de corriente en las secciones del alimentador, si el muestreo de la forma de onda no es usado.

Restaurador de línea y seccionizador [LR/S]: Puede ser localizado en puntos de seccionización del alimentador y en puntos de amarre a alimentadores adyacentes. Funciona como seccionizador para corte de carga y además genera recierres para liberar fallas transitorias.

Restaurador digital [DR]: Son usados por algunas compañías en lugar de los restauradores convencionales.

Interruptor del banco de capacitores [CBS]: Es el interruptor que conecta el banco de capacitores al alimentador, operado eléctricamente, con capacidad de interrumpir carga.

Conmutador de posición del LTC [XLPS-LTC]: Conmuta el cambiador de derivaciones del tap bajo carga del transformador de la subestación para indicar cuando el LTC ha alcanzado su límite máximo o mínimo.

- Transformador de potencial [PT]:** Es utilizado en la subestación y en puntos del alimentador primario. Se considera solo un PT para una fase en el lado de la carga de cada sitio donde esta un seccionalizador del alimentador y en cada sitio de amarre. Opcionalmente tres PT's, uno en cada fase, pueden instalarse en cada sitio.
- Transductor de voltaje [PTDCR]:** Es requerido para el transformador de potencial en la subestación y en las secciones del alimentador primario si el muestreo de la forma de onda de voltaje no es usado.
- Transductor de VAR [VTDCR]:** Requerido para el flujo de potencia reactiva del alimentador con la corriente y voltaje del transformador si el muestreo de forma de onda de corriente y voltaje no es usado.
- Regulador de voltaje del alimentador [FVR]:** Puede estar localizado en los interruptores del alimentador de la subestación o en puntos remotos en el alimentador.

EQUIPO DE TELECOMUNICACION.

PORTADORA EN LA LINEA DE DISTRIBUCION.

- Canal arrendado [LC]:** Es un canal del tipo de transmisión de voz requerido desde el DDC a cada subestación de distribución. (Algunas veces es propio este canal).
- Unidad de control de la subestación [SCU]:** Provee la interfaz entre el SIM en la subestación de distribución y la vía de comunicación del alimentador primario. Incluye en su construcción modems (o transceptores)
- Unidad de acoplamiento de la señal [CPLGU]:** Es requerido en cada sitio donde la portadora de la línea de distribución se acopla a el alimentador primario.
- Acoplador de continuidad de comunicación [CPLG/BP]:** Es requerido en cada lugar del alimentador primario donde la señal de la portadora de la línea de distribución no puede ser interrumpida durante un evento en que un seccionalizador es abierto ya que establece un enlace de comunicación en los puntos de seccionalización.
- Filtro de línea [ISO]:** Este filtro que evita que la señal de comunicación se pierda en los capacitores que presentan una baja impedancia a dicha señal, consistente de un inductor y un capacitor variable en derivación, el cual se conecta en el neutro del banco de capacitores, en algunos casos es necesario uno para cada fase.
- Unidad remota del alimentador [FRU]:** Existen dos tipos:
- FRU1:** Provee comunicación unidireccional a las ubicaciones remotas en el alimentador primario. Puede ser usada para el control de bancos de capacitores donde la indicación del estado o información analógica no es requerida.
 - FRU2:** Es un modulo de adquisición de información y control localizado en ubicaciones remotas en el alimentador primario. Provee una

comunicación bidireccional. Adquiere información analógica y de estados de contacto, puede sensar fallas en los alimentadores y controla seccionadores, reguladores de voltaje y restauradores.

RADIO.

Controlador de la estación base [BSC]: Puede ser usado en algunos sistemas de radio. Provee la interfaz hombre-máquina para permitir el control centralizado y adquisición de datos. Incluye un reloj interno del sistema, codificador, acoplador T/R (transmisión recepción), control, alarmas e indicadores con display.

Canal arrendado [LC]: Es un canal del tipo de transmisión de voz requerido del DDC a cada transceptor de la estación base.

Transceptor de la estación base [BST]: Sirve como la locación central para controlar y monitorear las unidades terminales en el alimentador primario. El número requerido depende del área cubierta por la función de automatización.

Terminal de radio del circuito primario [PRT]: Son similares a los transceptores de la estación base. Actúa como un sistema repetidor. El número requerido es una función del área geográfica cubierta.

Unidad Remota del alimentador: Son las mismas descritas previamente.

SISTEMA DE RADIO DIFUSION [RBS].

RBS Sistema de dos canales (bidireccional): Este sistema bidireccional provee señales de radio difusión AM para el enlace a un gran número de receptores de bajo costo. En el retorno del enlace usa un transmisor de muy alta frecuencia (VHF) de banda angosta en cada ubicación remota que comunique las lecturas del medidor y toda la información necesaria al centro de control.

RED TELEFONICA.

Terminal de información [DT]: Provee una interfaz hombre-máquina para permitir el control centralizado y adquisición de información.

Controlador [CNTLR]: Provee interfaz con la red telefónica de líneas conmutadas. Incluyendo el sistema de reloj interno y codificador.

Acoplador de información [DC]: Incluye transmisor y receptor para acoplar la red telefónica de líneas conmutadas. Uno es requerido para el controlador central y en cada ubicación de la unidad Terminal Remota.

Red telefónica de líneas conmutadas [STN]: Es la red de líneas telefónicas utilizada para comunicarse con las RTU.

Unidad remota del alimentador [FRU]: Son las mismas descritas en los sistemas de comunicación previos.

CAPITULO IV.

ANALISIS ECONOMICO BENEFICIO COSTO.

4.1 BENEFICIOS PRODUCIDOS POR LA AUTOMATIZACION EN LA DISTRIBUCION.

La Automatización en la Distribución ofrece una serie de beneficios potenciales a las compañías suministradoras de energía eléctrica, entre los cuales se tienen: minimizar los requerimientos de inversión, mejorar el mantenimiento y operación del sistema, además debido al creciente acceso a la información del sistema se pueden efectuar mejores decisiones de tipo ingenieril y de planeación.

Siempre que se desee determinar un beneficio es necesario primero entender los requerimientos de las funciones de automatización de la distribución que se implementarán. Cada función ofrece ciertos beneficios pero existen casos en que un beneficio no es únicamente resultado de una función en particular, sino que resultan de varias funciones de automatización que operan conjuntamente.

A pesar de que la automatización se implemente en el sistema de distribución, los beneficios de la automatización en la distribución tienen impacto en el resto de las áreas del sistema eléctrico de potencia, es decir en la generación y en la transmisión.

La determinación del beneficio es una parte importante para hacer una evaluación económica de la automatización en la distribución. La otra parte para poder realizar un análisis económico es determinar los costos de la Automatización de la Distribución, los cuales conjuntamente con los beneficios permiten establecer un análisis Beneficio-Costo.

Para poder determinar los beneficios de la Automatización de la Distribución es necesario identificar primero los beneficios potenciales de cada función de automatización que se desea implementar además se deben determinar los valores o parámetros de entrada necesarios para calcular el beneficio.

Los beneficios obtenidos por la Automatización de la Distribución que se pueden

"cuantificar" son de dos tipos principalmente, posibles "aplazamientos de capital" y "ahorros en mantenimiento y operación". Como ejemplos de aplazamiento de capital se pueden mencionar el diferimiento de inversiones por una reducción en la capacidad de generación proyectada, aplazamiento en la construcción de nuevas subestaciones de distribución o aplazamiento de la adición de nuevos transformadores a subestaciones existentes. Entre los ahorros de operación y mantenimiento se encuentran, la reducción de costos de combustibles a través de manipular la carga y/o reducir pérdidas, reducción de personal requerido para la lectura de medidores donde se tenga equipo de medición automático. Se pueden citar beneficios adicionales los cuales dependerán de cada función de automatización específicamente.

4.2 CLASIFICACION DE LOS BENEFICIOS DE LA AUTOMATIZACION EN LA DISTRIBUCION.

Los beneficios de la Automatización de la Distribución pueden ser muy variados y dependerán del tipo de función que se quiera implementar. Los beneficios se pueden clasificar como sigue[18,19,20]:

- Ahorros Diferidos de Capital.
- Ahorros de Mantenimiento y Operación.
- Mejoramiento de la Operación del Sistema.

Ahorros Diferidos de Capital.

Los Ahorros Diferidos de Capital, son ahorros de inversión que se logran al implementar determinadas funciones de automatización en la distribución. Estos ahorros son producto de la eliminación de ciertas compras de equipo o por aplazar ciertos años la compra de equipos, es decir son ahorros relacionados con la inversión. Se pueden citar ejemplos como: la eliminación de o el aplazamiento de la construcción de una nueva subestación de distribución o de un alimentador, lo anterior es posible por la utilización mas eficiente de los sistemas existentes a través de la Automatización de la Distribución. Una operación más eficiente de los sistemas de distribución puede resultar también en ahorros de inversión en los niveles de generación y transmisión de la compañía eléctrica. Otro tipo de ahorro de capital diferido es el desplazamiento de bienes de capital por otro es decir un equipo existente por un equipo más moderno, un ejemplo es el desplazamiento de dispositivos de protección o control electromecánicos por equipos electrónicos, los ahorros desplazados dependerán del costo del nuevo equipo y los costos de instalación del equipo automatizado y estos costos para el equipo convencional desplazado.

Ahorros de operación y mantenimiento.

Los beneficios potenciales de mantenimiento y operación incluyen los siguientes

tipos de ahorros: ahorros relacionados con las interrupciones, ahorros relacionados con los consumidores y ahorros operacionales.

Los ahorros relacionados con las interrupciones son aquellos que resultan de la capacidad de los sistemas de Automatización de la Distribución para que automáticamente se localicen las fallas en los alimentadores de distribución aislando la sección dañada y restaurando rápidamente el servicio eléctrico en las secciones no dañadas. Estos costos son posibles por la reducción de mano de obra (recursos humanos), reducción de equipo y reducción de pérdidas económicas por dejar de percibir el pago de la energía durante el disturbio.

Los ahorros relacionados con los consumidores pueden resultar de la reducción de quejas por pequeñas interrupciones y por mejorar el control del voltaje que implica una mejor calidad del servicio eléctrico. Existen muchos más beneficios relacionados con los consumidores tales como el mejoramiento de la confiabilidad del servicio, pero algunas compañías no incluyen estos beneficios en sus evaluaciones económicas.

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

Mejoramiento de la operación del sistema.

Otra área de beneficios potenciales debido a la Automatización de la Distribución es el mejoramiento de la operación. En esta categoría un número importante de beneficios pueden identificarse, los cuales son difíciles de cuantificar. Se puede citar la ventaja de poder cambiar los ajustes de los relevadores digitales automáticamente en respuesta por cambios de la topología del sistema de distribución.

4.3 METODOLOGIA PARA EVALUACION ECONOMICA BENEFICIO-COSTO.

Las funciones de Automatización de la Distribución, tales como el telecontrol de dispositivos de seccionamiento a lo largo del alimentador y la seccionalización automática, producen beneficios que pueden ser fácilmente cuantificados a través de registros históricos y herramientas de evaluación de confiabilidad. Por lo que para poder realizar un análisis beneficio costo de las funciones de automatización se deben de evaluar los siguientes factores:

- Costo del equipo de automatización.
- Cuantificar la mejoría de la confiabilidad a través de la automatización. Evaluando índices de confiabilidad, específicamente el SAIDI.
- Especificar el valor de la confiabilidad, es decir el costo que tiene, tener sin

servicio a los consumidores.

Pasos a seguir en el análisis:

- 1)_ **Determinar los costos de la automatización. Costo-A.**
 -Costo del equipo requerido para la automatización.
 -Costo de la instalación del equipo.
 -"En algunos casos se considera el costo de operación y mantenimiento".
- 2)_ **Definir índices de confiabilidad.**
 -Específicamente el **SAIDI** ó **TIU**.
- 3)_ **Determinar el valor de la interrupción.**
 -Esta evaluación del valor de la interrupción puede variar puesto que se debe tomar como punto de referencia el costo o perjuicio al usuario, el costo de la energía no vendida, el costo de restablecimiento etc.
 De una manera práctica se considera un costo por kW-h de energía no suministrada. Al cual lo denominaremos **\$kWh**.
- 4)_ **Determinar la Carga Promedio. AL.**
- 5)_ **Determinar el costo de la interrupción.**

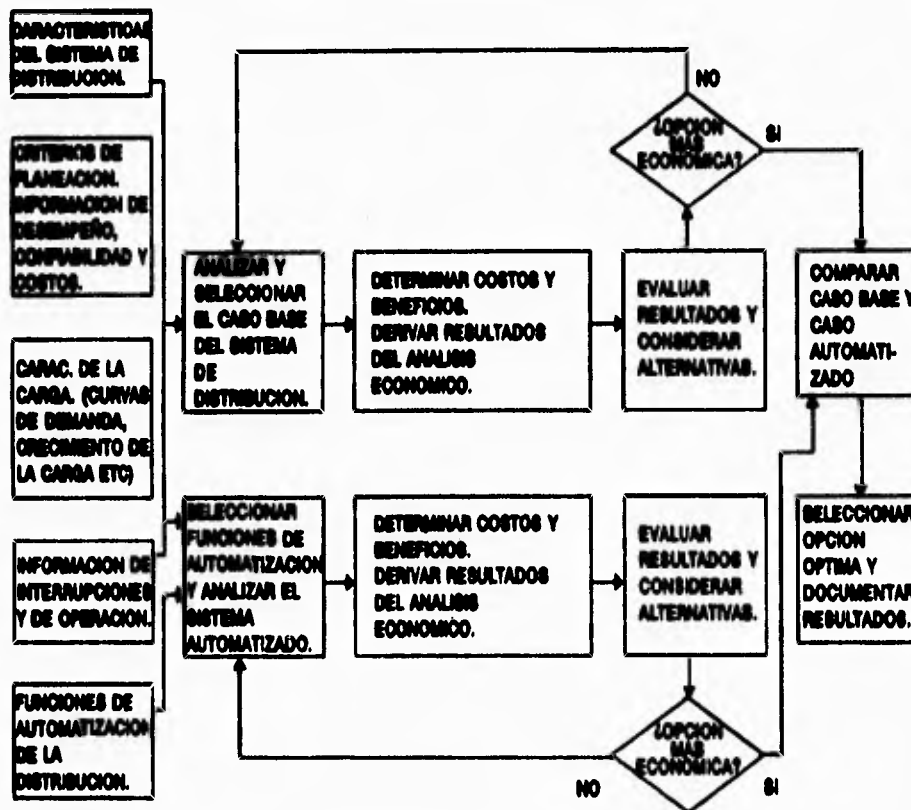
$$\text{Costo-I} = (\$kWh) \times (\text{SAIDI}) \times (\text{AL}); \quad [N\$/kWh][hr.][kW].$$
 Donde Costo-I es el costo de la interrupción [5].
- 6)_ **Realizar los pasos 2,3,4 y 5 para un caso base sin automatización y los pasos 1,2,3,4 y 5 para el o los caso(s) automatizado(s).**
- 7)_ **Transcribir los resultados a la siguiente tabla y comparar costos.**

CASO	COSTO-A	COSTO-I	BENEFICIOS B	$\frac{B}{\text{COSTO-A}}$
BASE.				
A-1.				
A-2.				
....				

8)_Calcular los beneficios. Los beneficios se obtienen de los costos de la interrupción del caso base menos los costos de la interrupción de los casos automatizados.

9)_Determinar las relaciones beneficio costo. Esta relación se obtiene del cociente de los beneficios entre los costos de automatización para cada caso automatizado. Los costos de la automatización pueden ser afectados por un factor de nivelación [21] que permita dividir los costos en cierto número de años. Se podrá observar que la opción de automatización que presente la mayor relación beneficio/costo será el proyecto óptimo.

Esta Metodología de Evaluación a pesar de que se ha enfocado a la función de Telecontrol de Dispositivos de Seccionamiento a lo largo del Alimentador básicamente es aplicable a cualquier función de Automatización De la Distribución lo cual se explica gráficamente en el siguiente diagrama de la Figura 4-1.



QML-UNAM-IE.

Figura 4-1. Pasos Principales de la Evaluación Económica.

4.4 ANALISIS ECONOMICO DE LA IMPLEMENTACION DE TELECONTROL DE DISPOSITIVOS DE SECCIONAMIENTO A LO LARGO DEL ALIMENTADOR.

Como se ha determinado para la realización del análisis económico de beneficio/costo debido a la automatización de alimentadores, es necesario determinar tres elementos básicos: a)_El costo del equipo de automatización, b)_Cuantificar la mejora de la confiabilidad que se logrará por medio de la automatización y c)_Evaluar el valor o el beneficio de dicha confiabilidad.

A manera de guía se cita como ejemplo una propuesta de automatización de los alimentadores 4020 y 4030 de la subestación CUAUTLA, para poder especificar los pasos de la evaluación económica. Esta evaluación se realizara de dos maneras diferentes para considerar el costo de las interrupciones.

Se considero el escenario de Cuautla para este estudio ya que se cuenta con toda la información del sistema de distribución de esta subestación es decir la información referente a los alimentadores tales como demanda, calibres, longitudes etc, y la información económica para el estudio. Además es un sitio donde se puede desarrollar este proyecto piloto y se tiene la facilidad de observar su evolución por su cercanía con el IIE.

4.4.1 DESCRIPCION DE LOS ALIMENTADORES:

Antes de empezar el Análisis Económico es necesario hacer una descripción de los alimentadores que se citan en el ejemplo de automatización.

En la ciudad de Cuautla Mor. se suministra energía eléctrica por medio de la subestación del mismo nombre la cual tiene cuatro alimentadores cuyas claves son 4010, 4020, 4030, 4050, los cuales operan a 13.80 kV. En el estudio se han considerado los alimentadores 4020 y 4030 ya que estos son principalmente tipo urbano con pequeños ramales de tipo suburbano. Estos alimentadores son señalados en el mapa de la figura 4-2.

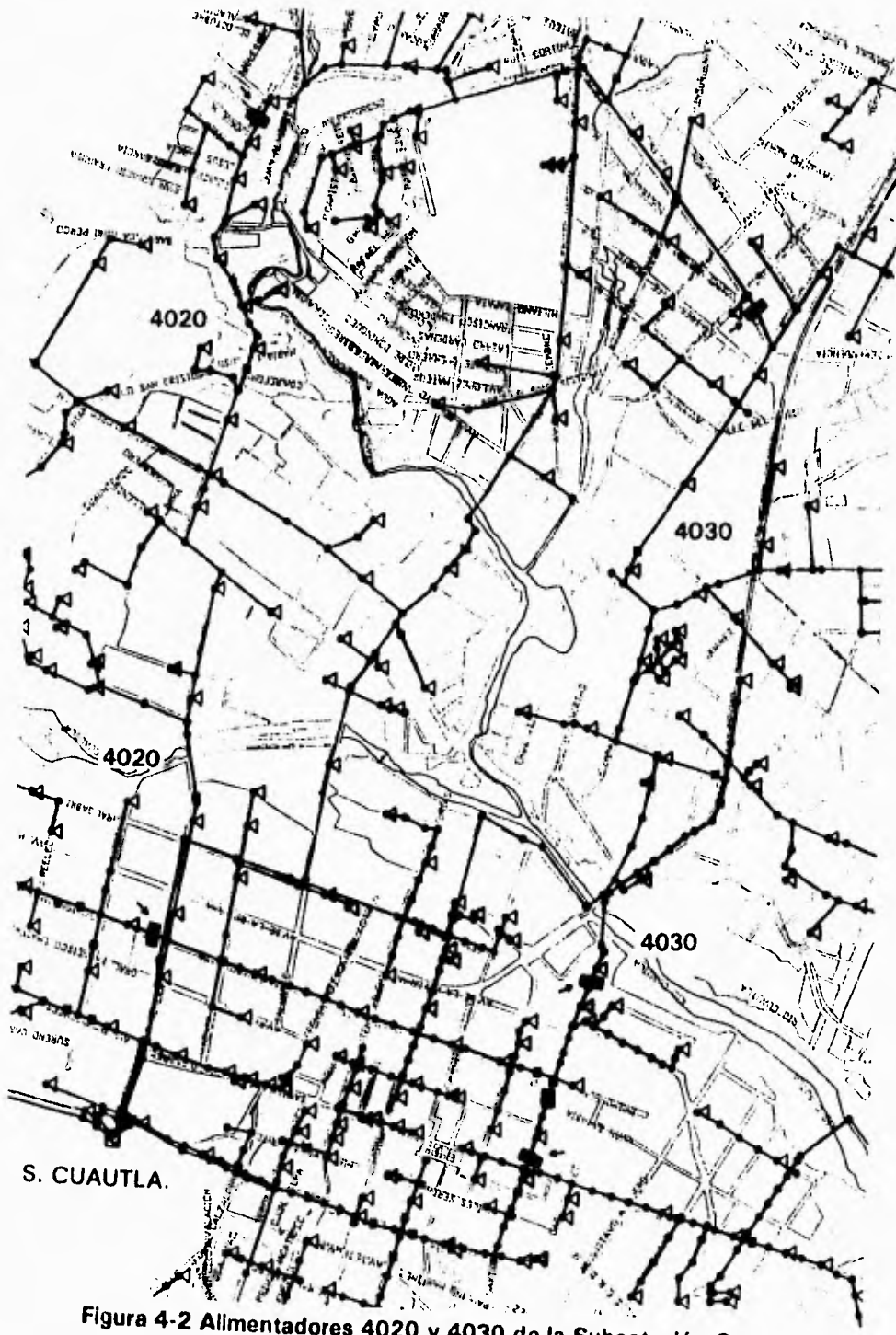


Figura 4-2 Alimentadores 4020 y 4030 de la Subestación Cautla.

El alimentador 4020 tiene 9690 usuarios ubicados en la zona sur de la ciudad de Cuautla. Este alimentador tiene una longitud de 3.864 km y su troncal esta constituido por un conductor ACSR calibre 266.8 MCM.

El alimentador 4020 presento las siguientes demandas: Demanda máxima 5947 KW, Demanda Media 4371.15 KW y Demanda mínima de 3152 KW. Presentado generalmente un factor de potencia de 0.92.

El alimentador 4030 tiene 10352 usuarios ubicados en la zona norte de la ciudad de Cuautla. Este alimentador tiene una longitud de 4.875 km y su troncal esta constituido por un conductor ACSR calibre 266.8 MCM pero la parte final que antes pertenecía al alimentador 4030 esta constituido por un conductor calibre 4 AWG.

El alimentador 4030 presento las siguientes demandas: Demanda máxima 5983 KW, Demanda Media 4393.20 KW y Demanda mínima de 3300 KW. Presentado generalmente una factor de potencia de 0.89.

4.4.2 PRIMER ANALISIS DE BENEFICIO COSTO.

I_ Para empezar es necesario determinar el costo del equipo de automatización.

Se cuenta con la siguiente cotización del equipo de automatización para los diversos escenarios de automatización.

Proveedor (Motorola).

Equipo de automatización general requerido para cualquier escenario [EAG]:

Computadora.	N\$ 12,150.00
Impresora.	3,000.00
UPS.	3,780.00
Paquete de supervisión con unidad de control.	<u>58,450.00</u>
	N\$ 77,380.00

Equipo de automatización requerido por punto de telecontrol [EAPT]:

Fuente de poder p/radio (1).	0,341.67
Unidad Terminal Remota (1).	15,383.33
-Salidas digitales (1).	1,800.00
-Entradas digitales (1).	1,295.00
-Entradas analógicas (1).	2,933.33
Transductores (4/RTU).	<u>0,500.00</u>
	N\$ 22,253.33

Equipo de seccionalización [ES]:

Restaurador COOPER.	N\$ 36,000.00
---------------------	---------------

Como se ha mencionado se debe de buscar el escenario óptimo para ser automatizado, por lo que se sugieren tres escenarios de automatización, uno con un dispositivo de seccionalización intermedio en cada alimentador y uno de amarre (3 seccionalizadores), el segundo con dos dispositivos de seccionalización en cada alimentador y uno de amarre (5 seccionalizadores) y el ultimo con tres dispositivos de seccionalización en cada alimentador y uno de amarre (7 seccionalizadores).

Cotización del primer escenario A-1.

EAG		77,380.00
EAPT	(22,253.33)x(4) =	89,013.32
ES	(36,000.00)x(3) =	<u>108,000.00</u>
		N\$274,393.32

Cotización del segundo escenario A-2.

EAG		77,380.00
EAPT	(22,253.33)x(6) =	133,519.98
ES	(36,000.00)x(5) =	<u>180,000.00</u>
		N\$390,899.98

Cotización del tercer escenario A-3.

EAG		77,380.00
EAPT	(22,253.33)x(8) =	178,026.64
ES	(36,000.00)x(7) =	<u>252,000.00</u>
		N\$507,406.64

Costo por el tiempo de interrupción.

Para evaluar el costo de las interrupciones es necesario cuantificar la energía que se dejará de vender tanto para el sistema sin equipo automático como para el sistema con el equipo automático. Primero valoraremos el costo de la interrupción como el costo de la energía que se deja de vender.

El costo de la energía visto desde la CFE como proveedor (Costo medio de venta en el año 1994) es:

N\$0.210 /kW-h	Consumidor residencial.
N\$0.449 /kW-h	Consumidor comercial.

En base a datos históricos de los alimentadores 4020 y 4030 de la subestación CUATLA, provistos por el Departamento de Operación y Mantenimiento de la Subgerencia de Distribución de la División Centro Sur, se tienen los siguientes datos, para el sistema:

Alimentador CUA-4020.	
SAIDI o TIU	= 2.47hr.
Carga Promedio (AL)	= 4371.15 kW.
Alimentador CUA-4030.	
SAIDI o TIU	= 3.00hr.
Carga Promedio (AL)	= 4393.20 kW

Nota: El SAIDI citado es para el sistema no automatizado.

Para el cálculo del costo de las interrupciones se considera que las cargas residenciales y comerciales están repartidas uniformemente a lo largo del alimentador, y se supone el dato para esos alimentadores que la carga residencial es del 75% y la carga comercial del 25%.

Cálculo del costo de la interrupción.

$$\text{Costo I} = \text{N}\$/\text{kWh} \times \text{SAIDI} \times \text{AL}$$

Caso base sin automatización:

Costo $I_{4020 R}$	= (N\$0.210/kWh)(2.47hr)(4371.15kW)(0.75)
	= N\$ 1,700.48
Costo $I_{4020 C}$	= (N\$0.449/kWh)(2.47hr)(4371.15kW)(0.25)
	= N\$ 1,211.93
Costo I_{4020}	= (N\$1,700.48) + (N\$1,211.93)
	= N\$ 2,912.41
Costo $I_{4030 R}$	= (N\$0.210/kWh)(3.00hr)(4393.20kW)(0.75)
	= N\$ 2,075.79
Costo $I_{4030 C}$	= (N\$0.449/kWh)(3.00hr)(4393.20kW)(0.25)
	= N\$ 1,479.41
Costo I_{4030}	= (N\$2,075.79) + (N\$1,479.41)
	= N\$ 3555.20
Costo $I_{4020 + 4030}$	= (N\$2,912.41) + (N\$3,555.20) =
	= N\$6,467.61

Caso automatizado: Considerando que se tienen tres escenarios de automatización para nuestro sistema de distribución, se ha evaluado que la confiabilidad de suministro tendrá un aumento, lo cual se vera reflejado en una disminución en cada escenario de automatización al 54%, 33%, y 25% del SAIDI respectivamente con respecto al sistema no automatizado, lo cual nos refleja una disminución de los costos de las interrupciones de ese orden siendo estas de

$$\text{Costo } I_{4020+4030 \text{ A-1}} = \text{N\$3,492.51}$$

$$\text{Costo } I_{4020+4030 \text{ A-2}} = \text{N\$2,134.31}$$

$$\text{Costo } I_{4020+4030 \text{ A-3}} = \text{N\$1,616.90}$$

Evaluación de beneficios:

Comparando el sistema automatizado y el no automatizado se encuentra el beneficio [B]:

$$B \text{ A-1} = (\text{N\$6,467.61}) - (\text{N\$3,492.51}) = \text{N\$ 2,975.10 anual.}$$

$$B \text{ A-2} = (\text{N\$6,467.61}) - (\text{N\$2,134.31}) = \text{N\$ 4,333.30 anual.}$$

$$B \text{ A-3} = (\text{N\$6,467.61}) - (\text{N\$1,619.90}) = \text{N\$ 4,850.71 anual.}$$

Relación Beneficio Costo:

Para la relación Beneficio/Costo se considera el costo del equipo de automatización dividido en anualidades iguales en base a un costo anual uniforme equivalente (CAUE) a n años (período de estudio) con una tasa i de descuento (o interés).

Factor de nivelación:

$$A = P \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} = P \frac{0.10(1.10)^{10}}{(1.10)^{10} - 1} = P[0.16275]$$

donde n = 10 años , i = 10%. P = Costo de la inversión, A = Costo de la inversión distribuida en un período de estudio.

Para el costo de la automatización se tiene un CAUE:

$$\text{CAUE A-1} = (\text{N\$274,393.32}) \times (0.16275) = \text{N\$ 44,657.51}$$

$$\text{CAUE A-2} = (\text{N}\$390,899.98) \times (0.16275) = \text{N}\$ 63,618.97$$

$$\text{CAUE A-3} = (\text{N}\$507,406.64) \times (0.16275) = \text{N}\$ 82,580.43$$

Relación Beneficio/Costo.

$$\text{B/C A-1} = 2,975.10 / 44,657.51 = 0.067 < 1.$$

$$\text{B/C A-2} = 4,333.30 / 63,618.97 = 0.068 < 1.$$

$$\text{B/C A-3} = 4,850.71 / 82,580.43 = 0.059 < 1.$$

CASO	COSTO-A	COSTO-I	BENEFICIOS B	$\frac{B}{\text{COSTO-A}}$
BASE.		N\$ 6,467.61		
A-1.	N\$ 44,657.51	N\$ 3,492.51	N\$ 2,975.10	0.067
A-2.	N\$ 63,618.97	N\$ 2,134.31	N\$ 4,333.30	0.068
A-3.	N\$ 82,580.43	N\$ 1,616.90	N\$ 4,850.71	0.059

4.4.3 SEGUNDO ANALISIS BENEFICIO COSTO.

II_A continuación realizaremos este mismo análisis en base a un criterio para valuar el costo de las interrupciones de energía eléctrica desde el punto de vista de daños al usuario por la falta de este servicio y en base a los elementos de los costos de las interrupciones ya antes mencionados.

Costo por el tiempo de interrupción:

Según la literatura consultada y reportes [14,12,13,19] la energía no suministrada tiene costos que oscilan entre N\$4.12-N\$10.25-N\$15.36. Considerado el costo de \$kWh = \$N10.34 como representativo del caso bajo estudio tendremos:

Costo de la interrupción \$kWh = N\$ 10.34 / kWh.

Caso Base:

$$\text{Costo I} = \$\text{kWh} \times \text{SAIDI} \times \text{AL}$$

$$\text{Costo } I_{4020} = (\text{N}\$10.34/\text{kWh})(2.47\text{hr})(4,371.15\text{kW}) = \text{N}\$ 111,638.30$$

$$\text{Costo } I_{4030} = (\text{N}\$10.34/\text{kWh})(3.00\text{hr})(4,393.20\text{kW}) = \text{N}\$ 136,277.06$$

$$\begin{aligned} \text{Costo I} &= \text{N}\$ 111,638.30 + \text{N}\$ 136,277.06 = \\ &= \text{N}\$ 247,915.36 \end{aligned}$$

Caso automatizado:

$$\text{Costo I A-1} = \text{N}\$ 133,874.29$$

$$\text{Costo I A-2} = \text{N}\$ 81,812.07$$

$$\text{Costo I A-3} = \text{N}\$ 61,978.84$$

Evaluación de beneficios:

$$\text{B A-1} = \text{N}\$ 247,915.36 - \text{N}\$ 133,874.29 = \text{N}\$ 114,041.07$$

$$\text{B A-2} = \text{N}\$ 247,915.36 - \text{N}\$ 81,812.07 = \text{N}\$ 166,103.29$$

$$\text{B A-3} = \text{N}\$ 247,915.36 - \text{N}\$ 61,978.84 = \text{N}\$ 185,936.52$$

Costos de la automatización:

Los costos de la automatización serán los mismo que para el caso anterior.

Relación beneficio/Costo.

Para la relación beneficio costo es necesario sumar a estos beneficios los beneficios obtenidos en el caso anterior puesto que en estos últimos beneficios no se está considerado el costo de la energía no vendida.

$$\text{B A-1} = \text{N}\$ 114,041.07 + \text{N}\$ 2,975.10 = \text{N}\$ 117,016.17$$

$$\text{B A-2} = \text{N}\$ 166,103.29 + \text{N}\$ 4,333.30 = \text{N}\$ 170,436.59$$

$$\text{B A-3} = \text{N}\$ 185,936.52 + \text{N}\$ 4,850.71 = \text{N}\$ 190,787.23$$

Relación Beneficio/Costo:

$$\mathbf{B/C\ A-1 = 117.016.17 / 44.657.51 = 2.62 > 1.}$$

$$\mathbf{B/C\ A-2 = 170.436.59 / 63.618.97 = 2.68 > 1.}$$

$$\mathbf{B/C\ A-3 = 190.787.23 / 82.580.43 = 2.31 > 1.}$$

CASO	COSTO-A	COSTO-I	BENEFICIOS B	$\frac{B}{COSTO-A}$
BASE.		N\$254,382.97		
A-1.	N\$44,657.51	N\$137,366.80	N\$117,016.17	2.62
A-2.	N\$63,618.97	N\$ 83,946.38	N\$170,436.59	2.68
A-3.	N\$82,580.43	N\$ 63,595.74	N\$190,787.23	2.31

Se puede observar de los resultados obtenidos que las relaciones beneficio costo en base a considerar los beneficios de la energía que se deja de vender, no representan una relación favorable que decida realizar la inversión, pero si se considera la relación beneficio costo evaluando los beneficios en base a los daños e inconvenientes que produce la desenergización de los usuarios podemos observar que se presenta un relación bastante considerable por lo que se puede determinar que la evaluación Beneficio-Costo de automatización en sistemas de distribución será viable solo si consideramos los daños e inconvenientes al usuario.

Además se observa que la mejor relación Beneficio-Costo se presenta con el escenario numero dos puesto que presenta la mayor relación beneficio costo.

La metodología anterior plantea una guía para elegir el mejor caso de automatización en base a las relaciones Beneficio-Costo.

En el momento que determinamos que inversión de capital es viable, por medio de el análisis Beneficio-Costo, el análisis económico debe complementarse determinando el tiempo de recuperación de la inversión.

El tiempo de recuperación de la inversión es el plazo de tiempo en que se

recupera el capital de inversión y los intereses que produciría ese capital en dicho período. Por lo que para dichos cálculos es necesario usar una tasa de interés inflado para obtener una equivalencia en el tiempo tanto por su interés bancario y su poder adquisitivo.

Para obtener ese plazo de tiempo se deben de igualar los beneficios con el capital invertido llevándolos al mismo valor del dinero en el tiempo y poder determinar en que plazo son iguales.

Para el caso de este análisis igualaremos el costo de la inversión mas viable con los beneficios producidos por esta, por medio de un factor que refleje el valor del dinero en el tiempo.

$$B = \text{Costo-A} \frac{i (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

Donde: B = Beneficios.
 Costo-A = Costo de la inversión.
 i = Tasa de interés.
 n = Tiempo de Recuperación.

Si consideramos :

Costo-A = N\$ 390,899.98
 B = N\$ 170,436.59
 i = 10%

A partir de la igualdad anterior encontramos el tiempo de recuperación de capital, sustituyendo en dicha ecuación el valor de n y por el por el método de ensayo y error encontramos el valor que satisfaga la igualdad.

$$B/\text{Costo-A} = [i (1+i)^n] / [(1+i)^n - 1]$$

$$B/\text{Costo-A} = [N\$170,436.59] / [N\$390,899.98]$$

$$B/\text{Costo-A} = 0.4360$$

$$[i(1+i)^n]/[(1+i)^n - 1] = 0.4360$$

Se obtiene que :

$$n = 2.733 \text{ años.}$$

$$\underline{n = 2.7 \text{ años.}}$$

Con lo anterior determinamos que la opción que resulto mas viable tiene un tiempo de recuperación de 2.7 años lo cual es un tiempo razonable para alentar dicha inversión.

CAPITULO V.

CONCLUSIONES.

Por medio del trabajo desarrollado, el cual se intitula "Evaluación Técnico Económica de Sistemas de Automatización para Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica", se determina que se puede obtener un uso de la red de distribución lo mas eficiente posible tanto eléctrica como operacionalmente es decir hacer óptimo el sistema de Distribución.

Se pudo determinar, en base a estudiar los conceptos de confiabilidad y las opciones para mejorarla, que la automatización es solo una de varias formas de mejorar la confiabilidad de la distribución por lo que es necesario para poder determinar, si es justificable desarrollar la automatización en la distribución, el estudio de varios parámetros tales como:

- Determinar las causas precisas que producen niveles bajos de confiabilidad y su ubicación de estas lo mas preciso posible, para evitar combinar zonas de alta confiabilidad con zonas de baja confiabilidad.
- Hacer un planteamiento de las diversas opciones que se puedan desarrollar para mejorar la confiabilidad del sistema de distribución en estudio, pudiendo estar entre ellas las automatización de la distribución.
- Determinar en base a las necesidades dei sistema de distribución cual es la solución adecuada para elevar nuestros índices de confiabilidad en base a un detallado análisis Técnico Económico que compruebe la viabilidad de la solución deseada.
- Los puntos anteriores plantean la necesidad de que las compañías suministradoras de energía eléctrica uniformen su forma de calcular sus índices de confiabilidad para poder hacer lo más preciso posible estos estudios.

La Automatización de la Distribución presente a través de varias funciones es un medio que permite centralizar el control de nuestro sistema de Distribución logrando elevar la confiabilidad del sistema, aumentar la eficiencia eléctrica del sistema, y tener un control de la carga a nivel distribución.

En México se ha podido comprobar que las funciones de automatización de la Distribución más viables de implementarse son:

a) Telecontrol de Dispositivos de Seccionamiento a lo largo del Alimentador y Seccionalización Automática.

b) Control Integrado de Voltaje y Reactivos.

Estas funciones representan en conjunto un aumento de la calidad del servicio eléctrico, lo que traduce en beneficios directos al usuario, y ahorros económicos y energéticos debido a la disminución de pérdidas.

Se ha determinado que la automatización de la distribución produce una gran variedad de beneficios cuyas áreas de influencia sobrepasan las fronteras de la distribución, puesto que se presentan en áreas como generación y transmisión, además de aumentar la capacidad operativa de los diversos departamentos que conforman a la Compañía Eléctrica.

Existen dos clases de beneficios fácil de cuantificar siempre y cuando se puedan determinar la mejoría de los sistemas de Distribución al implementar las funciones de automatización. Estos beneficios son:

-Ahorros Diferidos de Capital.

-Ahorros de Mantenimiento y Operación.

Existe una tercera clase de beneficios que son difíciles de cuantificar de una manera directa ya que estos son los que implican "El mejoramiento de la Operación del sistema" los cuales generalmente se logran visualizar cuando ya están implementadas las funciones de automatización y se corroboran con datos históricos de otros sistemas no automatizados.

En la metodología para la Evaluación Económica Beneficio-Costo se hace énfasis en la función de Telecontrol de Dispositivos de Seccionamiento a lo largo del alimentador y la Seccionalización Automática, pero esta puede ser implementada a cualquier función de automatización ya que básicamente se deben de considerar tres puntos en todo análisis que son:

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

-Evaluar el Costo de la Automatización.

-Cuantificar la mejoría que presenta la Automatización. (En nuestro análisis hemos hecho énfasis en la mejoría que presentan los índices de confiabilidad)

-Especificar el valor de esa mejoría. Para que directa o indirectamente se obtengan los beneficios de la automatización y poder determinar las relaciones Beneficio-Costo.

Como se puede ver en nuestro análisis Beneficio-Costo a través de este se hacen las comparaciones de varios escenarios de automatización lo cual determina que en base a un buen análisis económico podremos determinar la opción óptima para implantar en nuestro sistema ya que se debe de considerar que aunque se tenga una solución operacionalmente muy sofisticada esta solo será viable si se justifica económicamente.

En nuestro análisis Económico Beneficio-Costo se realizo de dos formas la primera considerando el costo de la desconfiabilidad solo como la energía que se deja de vender por parte de la compañía suministradora lo cual demostró que desde esa perspectiva no es justificable El Telecontrol de Dispositivos de Seccionamiento pero en la segunda forma se comprobó que realmente si es justificable puesto que la compañía eléctrica no solo pierde costos por dejar de vender energía eléctrica sino que le implican gastos de restauración, de mano de obra, gastos por deterioro de equipo, problemas de imagen entre otros y a los usuarios implican una gran cantidad de perdidas económicas lo cual se asentó en el capítulo de Confiabilidad donde se observa que la confiabilidad o disponibilidad del servicio eléctrico tiene un costo para los consumidores. Por lo anterior podemos establecer que siempre que se realice una evaluación económica se debe de hacer un estudio lo mas profundo posible en la valoración de las mejorías que presenta dicha función.

A partir de nuestros resultados en la Evaluación Beneficio Costo de la Función de Telecontrol de Dispositivos de Seccionamiento se puede determinar que aunque al ir aumentando los puntos de telecontrol se aumentaban los beneficios, la opción óptima no será siempre la que presente mayores beneficios sino la que presente relación Beneficio/Costo mayor, puesto que como se pudo comprobar no siempre es la misma.

APENDICE A.

PREDICCIÓN PROBABILÍSTICA DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.

A.1 PARAMETROS DE CONFIABILIDAD.

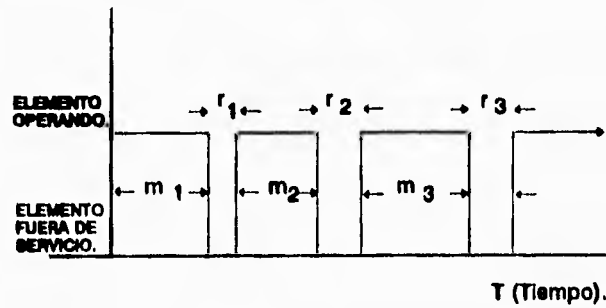
Si las características eléctricas de las componentes y la configuración del sistema son conocidos, entonces las propiedades eléctricas del sistema pueden ser determinadas. Similarmente dando las características de confiabilidad de las componentes del sistema y la configuración del sistema, las características de confiabilidad del sistema pueden ser definidas.

Las características de confiabilidad de las componentes de un sistema, se representan por dos parámetros usados actualmente por las compañías eléctricas: λ = tasa de falla (salidas) y r = tiempo de reparación. Estos parámetros pueden ser estimados de las características físicas de las componentes o en base a información estadística de dichas componentes.

Determinación de los parámetros de confiabilidad de las componentes del sistema:

Cuando se tiene un elemento de un sistema la principal pregunta que uno se hace es ¿Cuándo fallará? pero su respuesta no es precisa por lo que para solucionarla se hace necesario tomar datos estadísticos de componentes iguales o similares.

Si se tiene un componente con los siguientes tiempos de operación y de duración de falla o de reparación como se ve en la Figura A-1.



OML-UNAM-IE.

Figura A-1.

Se puede observar que el tiempo de una falla con respecto a otra es diferente y que el tiempo de presentarse una falla es variable, por lo que es difícil predecirlos pero es posible calcular promedios en base a su desempeño pasado como los siguientes:

m = (mean time to failure MTTF) = Tiempo promedio en presentarse una falla.

$$m = \frac{\sum_{i=0}^n m_i}{n}$$

donde n = núm. de fallas.

T = (mean time between failure MTBF) = Tiempo promedio entre fallas.

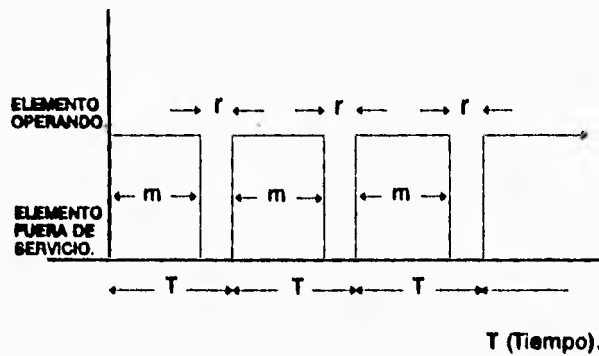
r = (mean time to restore MTTR) = Tiempo promedio de restauración

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

$$r = T - m$$

$$r = \frac{\sum_{i=0}^n r_i}{n}$$

Estos promedios se especifican como en la Figura A-2:



GML-UNAM-IE.

Figura A-2.

De dichos tiempos promedios se pueden obtener ciertas tasas que nos indican los pasos de transición de un estado disponible a uno no disponible.

Tasa de falla (salida).

$$\lambda = \frac{1}{m} = \frac{1}{MTTF} \dots \left\{ \frac{\text{fallas}}{\text{hr.}} \right\};$$

Esta es la tasa de transición de un estado de operación a un estado fallado.
Tasa de restauración (reparación)

$$\mu = \frac{1}{r} = \frac{1}{MTTR} \dots \left\{ \frac{\text{restauración}}{\text{hr}} \right\};$$

Es la tasa de transición de estado fallado a un estado de operación.
Frecuencia de falla.

$$f = \frac{1}{T} = \frac{1}{MTBF}$$

Si se considera que $MTTF \gg MTTR$ se puede ver que la frecuencia de falla y la tasa de falla son similares, por lo que generalmente son usadas indistintamente (mas usual λ)

Un aspecto importante de los componentes de confiabilidad es la oportunidad de encontrar una componente de estado disponible que es

$$A = \frac{\mu}{\lambda + \mu} = \frac{m}{m + r} = \frac{MTTF}{MTBF}$$

y la del estado no disponible.

$$U = 1 - A = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{r}{m + r} = \frac{MTTR}{MTBF}$$

A partir de la componente de estado no disponible se puede obtener el tiempo que no esta disponible la componente

$$U' = UT = \lambda r$$

(duración de las interrupciones).

Si la tasa de salida fuese adoptada como índice deberán ser evaluadas todas las tasas de salida o falla de los diversos elementos componentes del sistema a partir de sus datos estadísticos de operación cuando menos durante 5 años (La tasa de salida de líneas de distribución o subtransmisión deberá ser establecida por km por año para cada tipo, estructura, construcción y tensión de alimentación, para otros equipos tales como transformadores, interruptores, banco de capacitores etc, deberán ser determinada por unidades existentes y por año.

A.2 CALCULO DE LOS PARAMETROS DE CONFIABILIDAD EN UN PUNTO DE CARGA.

Este es un análisis probabilístico de los circuitos y los sistemas para determinar los efectos de las componentes de fallas y restauración en puntos específicos del sistema y para el sistema completo. Se busca desarrollar características significantes de un sistema buscando la combinación de componentes series y paralelos para formar un solo elemento equivalente. En el análisis de confiabilidad el objetivo es combinar los λ 's y r's de los componentes entre la fuente y un punto de carga para obtener un λ y r equivalentes y a partir de ellos poder determinar los índices de confiabilidad del sistema.

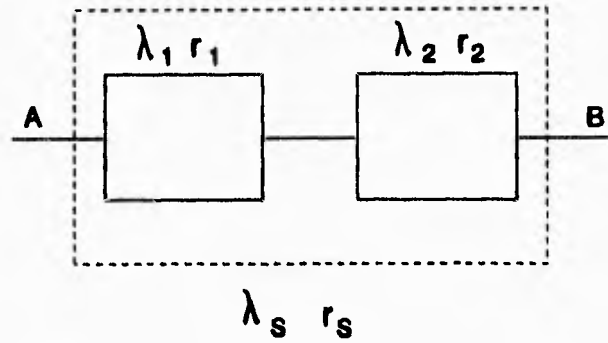
Una interpretación correcta de los registros de la tasa de salida de los diversos componentes del sistema revelara puntos débiles en relación con la confiabilidad, y servirá al mismo tiempo para determinar los valores medios que son empleados para calcular la confiabilidad en proyectos futuros.

Para llevar a cabo un análisis de confiabilidad del sistema los datos que se requieren para cada uno de sus elementos son:

- Las tasas de falla en servicio, asociado con cada uno de las causas de interrupciones (falla casual, tormenta de intensidad, mantenimiento preventivo que requiera desenergizar un elemento, una sobrecarga de una componente que pueda dar como resultado la interrupción de otras componentes en un sistema en paralelo).

- Los tiempos asociados de reparación con las suspensiones de energía por mantenimiento correctivo y preventivo.

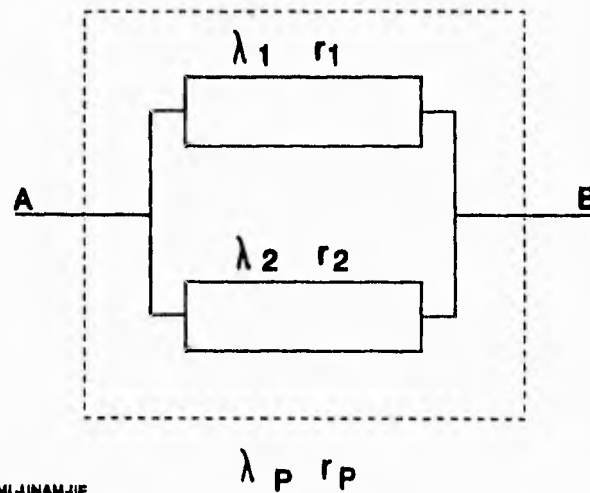
Cuando nos referimos que dos elementos están en serie no se refiere precisamente a que estén en serie eléctricamente sino a que están en serie funcionalmente es decir que la falla de uno implica la salida de este y del otro (Por ejemplo si un alimentador principal tiene varios laterales, la falla en un tramo del alimentador principal hará funcionar al interruptor de este, y por lo tanto se desenergizan los laterales.) En la Figura A-3 se esquematizan la simplificación de un sistema serie.



GMLUNAM-IE.

Figura A-3. Sistema Serie.

Al referirse a dos elementos en paralelo son dos elementos que forman una estructura redundante es decir para que se produzca la desenergización en un punto dado es necesario la falla de los dos elementos en el mismo instante, lo cual es esquematizado en la Figura A-4.



GMLUNAM-IE.

Figura A-4. Sistema Paralelo.

A continuación se citan las expresiones para poder simplificar un sistema serie y/o paralelo en un sistema equivalente:

Sistema serie:

$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2$$

$$r_s = \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2}{\lambda_1 + \lambda_2}$$

$$U'_s = \lambda_s r_s$$

Sistema paralelo:

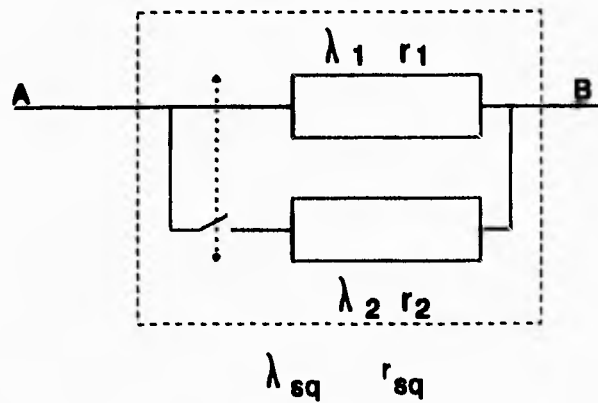
$$\lambda_p = \frac{\lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)}{[1 - \lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2]}$$

$$r_p = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2}$$

$$U'_p = \lambda_p r_p$$

Sistema secuencial: es aquel en el cual al existir una falla en una componente que esta en operación, este es aislado para mantenimiento y sustituido por uno que no esta operando. Se debe destacar que el componente utilizado como sustituto del

fallado estará sujeto a falla cuando entra en operación. Este tipo de sistema se encuentra esquematizado en la Figura A-5.



OML-UNAM-IE.

Figura A-5. Sistema Secuencial.

Existen dos tipos:

a) Sistema secuencia automático. Es aquel que existiendo una falla en el componente que está operando surge una condición para la entrada inmediata en el equipo sustituido automáticamente, sin causar interrupciones sostenidas en el servicio.

$$\lambda_{sqa} = \lambda_1 \lambda_2 r_1$$

$$r_{sqa} = \frac{\lambda_1 \lambda_2 r_1 r_2}{\lambda_{sqa}} = r_2$$

$$U'_{sqa} = \lambda_1 \lambda_2 r_1 r_2$$

b) **Sistema secuencial no automático:** Es aquel en que todo el sistema queda afectado cuando ocurre una falla en una componente hasta que se restablece manualmente a través del componente en reserva

$$\lambda_{sqb} = \lambda_1 + \lambda_1 \lambda_2 r_1$$

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

$$U'_{sqb} = \lambda_1 r + \lambda_1 r_1 \lambda_2 r_2$$

donde r es el tiempo medio necesario para aislar el componente que esta en operación cuando falla y restablecer el servicio a través del componente sustituto.

La estimación de los índices de confiabilidad en un sistema o parte de este por medio de métodos predictivos, se realiza de la siguiente manera:

Primero: Se procede a obtener un modelo del sistema, donde se esquematicen todos sus elementos.

Segundo: A partir de las tasas de salida y tiempo de restauración de los elementos del sistema, se obtienen las tasas de salida y tiempo de restauración equivalente en cada punto del sistema donde se conecta la carga de los consumidores (buses de distribución).

Tercero: Con los datos del sistema y las tasas de salida y tiempo de restauración equivalente en cada punto del sistema se procede al calculo de los índices en base a las siguientes formulas.

$$SAIFI = \frac{\sum_{b=1}^B (\lambda_{eq})_b C_b}{\sum_{b=1}^B C_b}$$

$$SAIDI = \frac{\sum_{b=1}^B (U'_{eq})_b C_b}{\sum_{b=1}^B C_b}$$

$$CAIDI = \frac{\sum_{b=1}^B (U'_{eq})_b C_b}{\sum_{b=1}^B (\lambda_{eq})_b C_b}$$

$$ASAI = \frac{\sum_{b=1}^B [8760 - (U'_{eq})_b] C_b}{\sum_{b=1}^B 8760 C_b}$$

$$ALII = \frac{\sum_{b=1}^B (\lambda_{eq})_b L_b}{\sum_{b=1}^B L_b}$$

$$ASCI = \frac{\sum_{b=1}^B (U'_{eq})_b L_b}{\sum_{b=1}^B C_b}$$

donde; **B** = todos los buses en el sistema.
 C_b = consumidores servidos en el bus b.
 L_b = carga conectada (KVA), en el bus b.
 λ_{eq} = tasa de salida equivalente promedio.
 U'_{eq} = tiempo promedio en que no esta disponible
 el sistema en el período de estudio (hr).

Lo anterior nos permite explicar como se puede evaluar la confiabilidad en un proyecto futuro, teniendo las tasas de salida y el tiempo de recuperación de los elementos del sistema, lo cual nos sirve para poder evaluar las diferentes opciones de un nuevo diseño o la remodelación de uno actual ya sea comparando sus índices actuales con los posibles si se efectúa la remodelación.

APENDICE B.

TELECOMUNICACIONES.

B.1 EVALUACION DE LAS TELECOMUNICACIONES

Los sistemas de control y automatización consisten de un centro de procesamiento y control llamado estación maestra y un número distribuido de unidades terminales remotas que actúan sobre los dispositivos o elementos del sistema a controlar. Todo este equipo se encuentra interconectado a través de canales de comunicación, los cuales hacen posible el control remoto y que las RTU reciban los comandos de la estación maestra.

Existen diversos sistemas de telecomunicaciones los cuales presentan ventajas y desventajas unos sobre otros y como ningún sistema ha demostrado ser el mejor, la elección de este dependerá del tamaño, complejidad y grado de automatización del sistema de distribución.

La evaluación de un sistema de telecomunicaciones considera los siguientes puntos:

-Confiabilidad del enlace de comunicación: La confiabilidad consiste en que el sistema presenta el mínimo de fallas ante el ambiente adverso del exterior, como lluvia, nieve, granizo, viento, tormentas eléctricas, rayos ultravioleta del sol. Por lo anterior el sistema de telecomunicaciones debe ser diseñado para soportar dichas condiciones y tener una rutina sencilla de mantenimiento. Otro factor que afecta la confiabilidad es la interferencia electromagnética, la cual tendrá un grado de tolerancia dependiendo de la función a implementar.

-Costo del sistema: El costo del sistema es un punto primordial de evaluación ya que la selección de la mejor combinación del costo real del sistema de comunicaciones y el desempeño de las funciones pueden producir ahorros substanciales. Por lo que es necesario evaluar el costo inicial y los costos de operación y mantenimiento de la vida útil del sistema.

-Conocimiento presente y futuro de las velocidades de transmisión de información: Un sistema de comunicaciones debe tener un ancho de banda que permita una expansión futura del sistema de automatización. Se debe hacer un análisis de cada función de automatización y determinar la velocidad de transmisión de bits por segundo requeridas para ejecutar cada función. La mayoría de las funciones necesitan una velocidad de transmisión de información de 300 bps o menos.

Por lo general las funciones de automatización en la distribución necesitan canales de comunicaciones del tipo de transmisión de voz (el cual es definido por AT&T como un canal natural tipo 3002 con una frecuencia de respuesta de 300 a 3000HZ).

-Capacidad de bidireccionalidad: La bidireccionalidad de los sistemas de telecomunicaciones es requerida en la mayoría de las funciones de automatización en la distribución puesto que es necesario recibir información de los componentes del sistema de distribución y transmitir los comandos correspondientes para operar el sistema de distribución.

-Capacidad de enlaces en áreas falladas o desenergizadas: Es decir se deben de considerar los efectos en las vías de comunicación cuando un área del sistema de distribución presenta una falla, o está desenergizado, y proporcionar un medio de continuidad del enlace de comunicación, principalmente en los sistemas que usan la línea de distribución como ruta de la señal por lo que algunos equipos pueden necesitar de fuentes o baterías alternas.

-Facilidad de operación y mantenimiento: Un sistema de comunicaciones es una combinación compleja de transmisores receptores y enlaces de información, así que es preferible que su diseño sea tal que su operación y mantenimiento sea tan fácil como sea posible, puesto que en la mayoría de las compañías los trabajadores no son especialistas electrónicos y no están familiarizados con el equipo de comunicaciones, por lo que es necesario utilizar los protocolos y componentes de comunicaciones estandares.

B.2 SISTEMAS DE TELECOMUNICACIONES USADOS EN LA AUTOMATIZACION DE LA DISTRIBUCION.

Los sistemas de telecomunicaciones utilizados en la automatización de la distribución pueden ser de varios tipos esto dependerá de la evaluación de los puntos anteriores y de la función que se desea implementar. En algunos casos estos sistemas son propios de la compañía eléctrica y ella tiene el completo control de estos pero en otros casos los sistemas de comunicaciones son arrendados y solo se tiene el control parcial de estos lo que restringe su aplicación.

En el caso de los sistemas de distribución en México se ha encontrado de acuerdo a la evaluación de los puntos previos y a las condiciones de las compañías encargadas de la distribución de energía eléctrica que para la automatización de la distribución los sistemas de comunicaciones mas convenientes son portadora en la línea de distribución, red telefónica y radios móviles terrestres puesto que no requieren de una gran inversión de infraestructura. El caso de comunicación por portadora en la línea de distribución solo es necesario el equipo de acoplamiento ya que el medio de comunicación es la ya existente línea de distribución. En el caso de la red telefónica esta ya existe casi en su totalidad en las zonas urbanas y suburbanas y es muy adecuada en las funciones de control de carga y telemetría puesto que los nuevos medidores no son de altos costos y cuentan con las interfaces a una red telefónica. Para el caso de comunicación por radios terrestres estos presentan como principal ventaja su bajo costo y fácil acoplamiento al equipo de control (RTU).

A continuación se explican algunos sistemas de telecomunicaciones utilizados en las compañías eléctricas.

Portadora en la línea de distribución [Portadora en la línea de potencia].

El enlace de comunicación por portadora en la línea de potencia (PLC) se empezó a usar en los años veinte. Hoy en día se usa principalmente en protecciones con relevadores, en los sistemas SCADA, y en transmisión de voz de los sistemas de transmisión. El enlace por portadora en la línea de potencia utiliza una señal con una frecuencia portadora para transmitir información a través de la línea de transmisión existente. Los sistemas de transmisión (tensiones mayores a 38 kV) utilizan frecuencias de portadoras comprendidas en el rango de 50kHz a 500kHz, en los sistemas de distribución (tensiones menores a 38kV) emplean frecuencias en los rangos de 45kHz a 55kHz, 3KHz a 10kHz y 100Hz a 1kHz, pero no cumplen con la característica de usar un canal del tipo de transmisión de voz.

Un sistema de telecomunicaciones de portadora en la línea de potencia consiste básicamente de tres distintos elementos (1) equipo terminal, consistente de transmisores receptores y componentes asociados, (2) equipo de acoplamiento y sintonización el cual provee el medio de conexión del equipo terminal a los puntos de alto voltaje del sistema [línea de transmisión o distribución] y (3) las líneas de potencia las cuales proveen una adecuada vía para la transmisión de las señales de alta frecuencia.

El acoplamiento de la señal portadora a la línea de potencia se logra por medio de capacitores (de alta tensión), los cuales sirven como vía de la señal de frecuencia portadora mientras bloquea la señal de 60Hz.

En algunos puntos intermedios es requerida una derivación de la comunicación de la señal portadora en donde existen discontinuidades del sistema, tales como interruptores o transformadores. En este caso el acoplamiento (antes mencionado) es

hecho en ambos lados de la discontinuidad y el equipo sintonizador de líneas usado para completar la ruta de la señal de frecuencia portadora.

A lo largo de la línea existen trampas de línea [construidas a base de inductores] funcionando como filtros que bloquean el paso de la señal en determinados dispositivos, como es el caso de los bancos de capacitores, evitando que se pierda la señal en rutas no deseadas. Desafortunadamente las líneas de distribución son eléctricamente y topológicamente complejas debido a la existencia de numerosas uniones, transformadores y capacitores en derivación, lo que produce que se pierda en varios sitios la energía de la señal portadora, por lo que se pueden utilizar frecuencias mas bajas en la onda portadora para corregir este problema.

Red telefónica.

La red telefónica es un sistema extensamente usado en los sistemas SCADA y en los relevadores de protección. El sistema telefónico provee una alta velocidad de transmisión de información y se tiene la ventaja que ya esta construida, además que es fácil implementar un sistema bidireccional. Desafortunadamente el costo de arrendamiento de circuitos telefónicos es alto y las compañías eléctricas no tienen control en la líneas telefónicas ni en su calidad de comunicación. Además en ciertas locaciones no se tiene acceso y es mas caro tender líneas para esos servicios. El uso de las líneas telefónicas de manera convencional reduce el costo comparado con el arrendamiento de líneas, pero el enlace es mucho mas lento debido a que tienen que esperar el tiempo de sintonía lo cual sería inconveniente en funciones como aislamiento de fallas y restauración del servicio.

Televisión por cable. [CATV].

Las áreas que son servidas principalmente por televisión por cable operan principalmene con cable coaxial como vía de transmisión de datos y con amplificadores de señal donde son necesarios. Generalmente el cable coaxial utilizado tiene amplios anchos de banda y porciones significativas sin utilizar. La automatización en la distribución puede ocupar una porción pequeña de este ancho de banda disponible. Se tienen como desventajas que la mayoría de los sistemas de televisión por cable son unidireccionales y no bidireccionales, además que muchos consumidores no están conectados al sistema de televisión por cable y no se tiene el control del sistema de comunicaciones.

Radio frecuencias.

La comunicación por radio ha probado ser una técnica de telecomunicación viable para ciertas funciones de automatización. El radio tiene una amplia cobertura requiriendo una pequeña o ninguna señal por medios alámbricos y puede ser implementada en configuraciones bidireccionales. Todos los sistemas de radio tienen la capacidad de comunicarse en áreas desenergizadas, sin embargo son afectados por la interferencia de otros sistemas, operaciones del sistema de potencia (en operaciones de conexión y desconexión) además de la interferencia propia en los

sistemas bidireccionales y puede ser difícil su desempeño cuando se tiene un gran número de unidades remotas involucradas.

Las comunicaciones por radio frecuencias se basan en la radiación de ondas electromagnéticas en el espacio libre. Las radiaciones electromagnética varían su comportamiento en el espacio de acuerdo a su frecuencia de propagación de lo cual dependerá el equipo de radio utilizado en los diversos rangos de frecuencias. Las ondas de baja frecuencia tienden a viajar a lo largo de la superficie de la tierra sin atenuarse considerablemente desde cientos a miles de millas. En altas frecuencias la onda se debilita por que su energía es absorbida fácilmente por la superficie de la tierra sobre la cual se esta propagando, viajando solo unos cientos de millas . En frecuencias mayores a 5 MHz solo se propaga en unas cuantas millas y es posible transmitir a largas distancias solo por ondas directas es decir que el transmisor y receptor tengan línea de vista, por lo que estas frecuencias se utilizan en aeronáutica y comunicación vía satélite puesto que además penetran fácilmente a la ionosfera lo que no sucede con las señales de baja frecuencia.

A continuación se listan algunos de los sistemas de comunicación por radio utilizados por las compañías eléctricas.

Radíos móviles terrestres.

Los radios móviles terrestres son operados típicamente por las compañías eléctricas, usando las bandas de frecuencia VHF (30 a 300)MHz y UHF (0.30 a 300)GHz, para comunicarse entre cuadrillas de trabajadores de la subestación y de línea y sus centros de despacho. Estos radios son utilizados para cubrir áreas medias, en algunos casos se pueden cubrir áreas mas grandes con ayuda de la refracción de las ondas en el cielo, pero no se considera un sistema confiable, o pueden aumentar su alcance si se tiene línea de vista entre transmisores y receptores. Estos equipos de radio tienen la ventaja de tener antenas de corta magnitud debido a su corta longitud de onda.

La comunicación puede ser punto a punto o multipunto tales como los sistemas multidireccionados (MAS). Los sistemas multidireccionados (MAS) fueron desarrollados específicamente para los sistemas SCADA. Los MAS operan en frecuencias de 928MHz a 982MHz usando una frecuencia para transmitir y otra para recibir. Los radios remotos son diseñados para conectar y desconectar el transmisor en menos de 5ms permitiendo a las terminales remotas secuencialmente enviar su información a la estación maestra.

Radiodifusión AM.

Este sistema de telecomunicaciones trabaja codificando la información del control de carga en la onda portadora de la señal de radiodifusión AM lo cual no es detectado en los radios receptores ordinarios y no afecta la calidad de la señal de las estaciones de radio (Este concepto se basa en la modulación de cuadratura síncrona

SQM). Si es necesario un enlace de retorno se usa un transmisor de radio de una banda muy angosta a muy alta frecuencia [VHF].

Radiodifusión FM.

Este sistema usa una frecuencia de modulación subportadora, la cual los radios ordinarios no detectan pero equipo especializado podrá decodificar la información. **Estos sistemas de comunicación son unidireccionales. Se tiene como desventaja que debido a su corta longitud de onda es susceptible a múltiples distorsiones.**

Sistema de microondas.

El sistema de radio de microondas es un término usado para definir los transmisores y receptores de radio que operen en frecuencias arriba de 500 MHz en modo multipunto o punto a punto.

Las rutas de los sistemas de microondas generalmente tienen transmisores que operan con unos cientos de miliwatts o hasta 5 watts de potencia de transmisión y usualmente tienen antenas de plato parabólico los cuales enfocan la energía de la señal de microondas en ases estrechos.

Los sistemas de microondas son utilizados por compañías eléctricas para los sistemas SCADA y en las aplicaciones de los relevadores de protección. El uso de los sistemas de microondas en los sistemas de automatización no son comunes excepto como enlace final desde la RTU de la subestación al centro de despacho de distribución o transmisión según sea el caso, esto es debido al alto costo y complejidad del sistema de microondas. Este sistema no es conveniente para los requerimientos de el modo de comunicación multipunto.

Sistema de comunicación vía satélite.

Para comunicarse vía satélite es necesario arrendar o poseer un transponder en un satélite y es necesario tener el equipo, de transmisores y receptores, necesario para subir o bajar un enlace, las frecuencias de microondas son comúnmente usadas para dichos enlaces. Algunas compañías utilizan la comunicación vía satélite para los sistemas SCADA pero a causa de sus retardos asociados (1\4 de segundo por enlace de comunicación) a los satélites geosíncronos, puede no ser utilizados en funciones que requieran una respuesta en tiempo rápido, tales como los relevadores de protección. Pero en la distribución automatizada se esta considerando el uso de satélites para ciertas funciones. Este sistema presenta como gran ventaja su amplia zona de cobertura.

Fibras ópticas.

En la actualidad un gran número de compañías tienen enlaces de comunicación por fibra óptica para transmitir voz, en los sistemas SCADA y en tareas de protección. Los sistemas de telecomunicación por fibra óptica son compuestos por tres elementos básicamente: (1) Transmisor, el cual convierte las señales eléctricas en señales

luminosas, (2) Conductor de fibra óptica, consistente de una fibra de un vidrio muy puro o plástico y un revestimiento de un alto índice de reflexión, permitiendo viajar a la luz desde el transmisor al receptor por su bajo índice de refracción, (3) Receptor, el cual convierte las señales de luz en señales eléctricas. En algunos casos se utilizan repetidores. Para las aplicaciones de distribución el uso de fibra óptica en forma multimodo es mas barata y los transmisores de LED son los mas adecuados. La fibra óptica tiene una ventaja sobre todos los otros sistemas que es su inmunidad a la Interferencia electromagnética, por lo que resulta ser un sistema de alta confiabilidad en los disturbios del sistema de potencia. La fibra óptica puede ser colocada en los conductores de fase o en el conductor del neutro.

Las fibras ópticas es una tecnología ideal para las aplicaciones de los sistemas de potencia. Sin embargo el costo de su instalación es prohibitivo para la automatización en la distribución, pero estos costos tienen una tendencia decreciente lo que hace que se consideren dicho sistema de telecomunicación.

Sistemas de telecomunicación híbridos.

De acuerdo a la arquitectura del sistema de distribución la topología del sistema de comunicación puede variar, lo que algunas veces hace necesario usar un sistema híbrido de telecomunicaciones compuesto de dos o mas de las tecnologías de comunicación previamente explicadas. Un sistema de telecomunicaciones híbrido tiene la ventaja de aplicar el sistema de comunicaciones mas conveniente a cada ruta de información del sistema de automatización.

REFERENCIAS.

- [01] IEEE Tutorial Course "Fundamentals of Supervisory Systems.", 91EH0337-6 PWR, IEEE Power Engineering Society.
- [02] Moira A. Horton. "Interfacing AM/FM with Distribution SCADA.", IEEE Computer Applications in Power, January 1993, pp. 46 - 50.
- [03] Alfredo Pérez Jimenez, Cesar Pumar, "Study about the Viability of the Automaton System CERA.", RGE No. 10/92 - November 1992 pp. 9 - 14.
- [04] Automating Electric Utility Distribution Systems - The Athens Automation and Control Experiment. Prentice Hall. 1990. U.S.A.
- [05] J. S. Lawler, J. S. Lai, L. D. Monteen, J. P. Patton, and D. T. Rzy. "Impact of Automation on the reliability of the Athens Utilities Board's Distribution System.", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 4, No 1, January 1989, pp. 770 - 778.
- [06] Kazutami Oyama, Hitoshi Kakimoto, Yasuhiro Terada, Mitsuo Hayami, "New Automatic Distribution Systems with Advanced Functions.", Hitachi Review, Vol. 41 (1992) No. 3., pp. 139 - 144.
- [07] Douglas L. Campbell, "Review of Pacific Gas & Electric Company Distribution Automation Trial # 7.", DA/DSM 92. January 13-15 1992. pp. 1 - 14.
- [08] B. R. Williams and D. G. Walden, "Distribution Automation Strategy for the future.", IEEE Computer Applications in Power, July 1994, pp. 16 - 21.
- [09] R. Caldwell, Chairman, R. Alder, R. Alford, J. Bunch, J. Carr, W. Donaldson, K. Klein, L. McCall, J. Patton, J. R. Edmon, R. Saccany, P. Shelton. "The Distribution System of the year 2000.", IEEE Transactions on Power Apparatus and System, Vol. PAS 101. No. 8, August 1982. pp. 2485 - 2491.
- [10] IEEE Tutorial Course "Power Distribution Planing.", Course Text 92EHO 361-6-PWR., IEEE Power Engineering Society. Chapter 3 pp. 3-1 - 3-7.

- [11] EPRI Report EL-2018, "Development of Distribution System Reliability and Risk Analysis Models.", Project 1356-1 Final Report, Vol. 2, August 1981.
- [12] G. Wacker, and R. Billinton. "Customer Cost of Electric Service Interruption." IEEE, Proceedings of the IEEE, vol 77, No. 6, June 1989, pp 919-930.
- [13] G. Wacker, E. Wojezynski, and R. Billinton. "Interruption Cost Metodology and Results - A Canadian Residential Survery.", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol PAS-102, No. 10, October 1983, pp 3385 - 3391.
- [14] A. G. Massaud, M. Th Shillign and J. P. Hernandez, "Electricity Restriction Cost.", IEEE Proc.-Gener. Transm. Distri., Vol. 141, No. 4, July, 1994 pp 229-304.
- [15] R. Billinton, R. J. Ringle and A. J. Wood. "Power-System Reliability Calculations.", The MIT (Massachusetts Institute of Tecnolgy) Press, 3a impresión 1980.
- [16] EPRI Report EL-2651, "Distribution System Reliability Handbook.", Project 1356-1 Final Report, December 1982.
- [17] T. J. Kendre. "Distribution Automation: What's it all About.", EPRI, Fortieth Annaul Power Distribution Conference 1987. Palo Alto, California, October 20, 1987.
- [18] IEEE Tutorial Course "Distribution Automatión.", 88EH0280-8-PWR, IEEE Power Engineering Society.
- [19] W. E. Bair, J. B. Bunch, C. H. Gentz. "A Methodology For Evaluation of Distribution Automation.", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol PAS- 104, No. 10, October 1985, pp. 2954 - 2960.
- [20] EPRI Report EL-3728 "Guidelines For Evaluating Distribution Automation.", General Electric Company, EPRI, Project 2021-1 Final Report, November 1984.
- [21] L. T. Blank, A. J. Tarquin. "Ingeniería Económica.", McGraw-Hill Tercera Edición, Colombia 1992.
- [22] R. Espinosa y Lara. "Sistemas de Distribución.", Noriega Limusa, Primera Edición, México 1990.

- [23] John Reason. "Comunications Alternatives for Distribution Automation.", *Electrical World*, February 1993, pp. 29 - 37.