



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICO-MECÁNICO

TEMA:

LEVANTAMIENTO DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE LA PARROQUIA GUALE -
PAJÁN

Previa la obtención del Título

INGENIERO ELECTRICO-MECANICO

ELABORADO POR:

JOSÉ MIGUEL NIETO PUGA
LUIS OMAR SANCÁN NARVÁEZ

GUAYAQUIL, ENERO DE 2013



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue realizado en su totalidad por el Sr. José Miguel Nieto Puga y Luis Omar Sacan Narváez como requerimiento parcial para la obtención del título de INGENIERO ELÉCTRICO-MECÁNICO

Guayaquil, Enero de 2012

DIRECTOR

ING. EDUARDO ZAMBRANO ROBAYO

REVISADO POR

RESPONSABLE ACADÉMICO



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

INGENIERÍA ELÉCTRICA MECÁNICA

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

JOSÉ MIGUEL NIETO PUGA

DECLARO QUE:

El proyecto de grado denominado “LEVANTAMIENTO DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE LA PARROQUIA GUALE - PAJÁN”, ha sido desarrollado con base a una investigación exhaustiva, respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan al pie de las páginas correspondientes, cuyas fuentes se incorporan en la bibliografía.

Consecuentemente este trabajo es e mi autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance científico del proyecto de grado en mención.

Guayaquil, Enero del 2012

AUTORES

JOSÉ MIGUEL NIETO PUGA



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

INGENIERÍA ELÉCTRICA MECÁNICA

AUTORIZACIÓN

Yo, JOSÉ MIGUEL NIETO PUGA

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, la publicación, en la biblioteca de la institución del proyecto titulado: “LEVANTAMIENTO DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE LA PARROQUIA GUALE – PAJÁN”, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y autoría.

Guayaquil, Enero del 2012

EL AUTOR

JOSÉ MIGUEL NIETO PUGA



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

INGENIERÍA ELÉCTRICA MECÁNICA

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

LUIS OMAR SANCÁN NARVÁEZ

DECLARO QUE:

El proyecto de grado denominado “LEVANTAMIENTO DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE LA PARROQUIA GUALE - PAJÁN”, ha sido desarrollado con base a una investigación exhaustiva, respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan al pie de las páginas correspondientes, cuyas fuentes se incorporan en la bibliografía.

Consecuentemente este trabajo es e mi autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance científico del proyecto de grado en mención.

Guayaquil, Enero del 2012

AUTOR

LUIS OMAR SANCÁN NARVÁEZ



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

INGENIERÍA ELÉCTRICA MECÁNICA

AUTORIZACIÓN

Yo, LUIS OMAR SANCÁN NARVÁEZ

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, la publicación, en la biblioteca de la institución del proyecto titulado: “LEVANTAMIENTO DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE LA PARROQUIA GUALE – PAJÁN”, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y autoría.

Guayaquil, Enero del 2012

EL AUTOR

LUIS OMAR SANCÁN NARVÁEZ

DEDICATORIA

En primer lugar a Dios, quien nos dio la sabiduría necesaria para lograr culminar este trabajo, en segundo lugar a nuestras familias quien nos dieron el apoyo incondicional durante todo este levantamiento.

En tercer lugar a los catedráticos quienes forman la carrera de Ingeniera Electromecánica, a quienes pudieron darnos el soporte necesario durante todo el desarrollo de este proyecto.

Y finalmente a don Tito quien nos abrió las puertas de su hogar brindándonos su conocimiento geográfico sobre la Parroquia Guale; quien nos dio la guía necesaria para lograr este trabajo.

AGRADECIMIENTO

A Dios, quien nos ha sostenido durante todo el desarrollo de este proyecto y nos ha brindado la oportunidad de dar un paso muy importante en nuestra vida.

A nuestras familias ya que sin el apoyo que ha sido incondicional para la culminación de este proyecto.

A la gente de Guale que tiene sus esperanzas que este levantamiento sirva a quien le corresponda actuar sobre el mismo.

ÍNDICE

DEDICATORIA.....	iii
AGRADECIMIENTO.....	iv
RESÚMEN.....	v
CAPÍTULO 1	
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.2 DELIMITACIÓN DEL PROBLEMA.....	2
1.2.1 JUSTIFICACIÓN.....	2
1.3 OBEJTIVO.....	3
1.3.1 OBJETIVO GENERAL.....	3
1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	3
1.4 HIPÓTESIS.....	4
CAPÍTULO 2	
2. MARCO TEÓRICO. SISTEMA DE DISTRIBUCION Y SUS COMPONENTES .	5
2.1 FUNDAMENTOS TEÓRICOS. SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA ...	5
2.2 CIRCUITOS DE SUBTRANSMISIÓN.....	9
2.3. PARTES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	9
2.3.1 SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCION.....	10
2.3.2 LÍNEAS PRIMARIAS O ALIMENTADORES PRIMARIAS.....	11
2.3.3 RED SECUNDARIO.....	12
2.3.4 ACOMETIDA SECUNDARIO.....	12
2.3.5 TIPOS DE VOLTAJE UTILIZADOS EN DISTRIBUCIÓN.....	12
2.4 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	13
2.4.1 REDES DE DITRIBUCIÓN AÉREA.....	13
2.4.2 REDES DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEAS.....	14
2.4.3 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA ELECCIÓN DE UN SISTEMA AÉREO O SUBTERRANEO.....	15
2.4.4OBJETIVOS QUE DEBEN CUMPLIR EL SITEMA ELEGIDO.....	15
CAPÍTULO 3	
3. CONFIGURACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	16
3.1 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN RADIAL.....	16
3.2 SISTEMA TIPO ANILLO.....	19
3.3 SELECTIVO PRIMARIO.....	21

3.4 SISTEMA SELECTIVO SECUNDARIO.....	23
3.5 SISTEMA DE MALLA SECUNDARIO PUNTUAL	30
CAPÍTULO 4	
4. MATERIALES ELÉCTRICOS PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN	33
4.1 MATERIALES PARA LA RED AÉREA.....	33
4.2 REDES SUBTERRÁNEAS. SISTEMA TIPO VARILLA	47
CAPÍTULO 5	
5. PROTECCIÓN Y EQUIPO DE MANEOBRA EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN	52
5.1 TIPOS DE FALLA	52
5.2 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE.....	53
5.3 TIPOS DE SOBRE TENSIONES	61
5.4 SECCIONADORES	73
CAPÍTULO 6	
6. TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	77
6.1 CLASIFICACIÓN SEGÚN EL TIPO DE AISLAMIENTO	77
6.2 VENTAJAS DE LOS TRASNFORAMDORES SECOS	78
6.3 PRINCIPALES CARACTERISTICAS DE LOS TRANSFORMADORES EN ACEITE	78
6.4 CLASIFICACIÓN SEGÚN EL NUMERO DE FASES	79
6.5CLASIFICACION DEACUERDO A LA PROTECCION	79
6.6 CLASIFICACION SEGÚN EL TIPO DE MONTAJE	82
6.7CLASIFICACION DEACUERDO A LA POTENCIA	83
CAPITULO 7	
7. CONDUCTORES ELÉCTRICOS	85
7.1 PROPIEDADES	85
7.2 TIPOS DE CABLES	87
7.3 PROPIEDADES MECÁNICAS.....	93
7.4 PROPIEDADES TÉRMICAS	93
7.5 PROPIEDADES ELÉCTRICAS	94
7.6 PROPIEDADES QUÍMICAS	95
7.7 RESISTENCIAS A LA MALLA	96
7.8 CONTAMINACIÓN AL MEDIO AMBIENTE	96
7.9 FABRICACIÓN DEL CABLE XLPE	96
7.10 NIVELES DE ASILAMIENTO	98

7.11 CAPACIDADES DE CORRIENTE	100
CAPÍTULO 8	
8. MARCO METODOLÓGICO	104
8.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN	104
8.2 FASES METODOLÓGICAS.....	104
8.3 UNIDAD DE ANÁLISIS.....	109
8.4 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS	109
8.5 ANÁLISIS DE RESULTADO	111
CONCLUSIONES	113
RECOMEDACIONES	115
BIBLIOGRAFÍA	116
ANEXOS	119

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1.- Diagrama de bloques en sistema potencia	6
Figura 2.2- Diagrama unifilar de un sistema de potencia	7
Figura 3.1- Sistema radial.....	17
Figura 3.2.- Sistema radial expandido.....	18
Figura 3.3- Sistema radial con uniones.....	19
Figura 3.4- Sistema tipo anillo.....	19
Figura 3.5- Sistema selectivo primario	22
Figura 3.6- Sistema selectivo secundario	25
Figura 3.7- Sistema de malla secundario.....	28
Figura 3.8- Sistema de malla secundario cerrado.....	29
Figura 3.9- Sistema de malla secundario puntual	31
Figura 5.1- Caja primaria	55
Figura 5.2- Curva caracteristica de algunos fusibles.....	56
Figura 5.3- Fusible tipo t	56
Figura 5.4- Fusible tipo k	57
Figura 5.5- Recierre autoamtico trifascio	61
Figura 5.6- Tipo de sobretensiones.....	63

Figura 5.7- Características de las sobre tensiones.....	64
Figura 8.1- Altura normalizada para postes de distribución	111

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Ejemplo de tensiones de servicios	6
Tabla 2.2- Tensiones de generación y distribución	12
Tabla 5.1- Especificaciones de fusible para cajas primarias	59
Tabla 5.2- Especificaciones de fusible para aisladores	59
Tabla 7.1- Resumen de propiedades de los conductores de cobre y aluminio	86
Tabla 7.2- Propiedades de algunos materiales corriente para aislamientos y cubiertas de cable	92

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

Las disposiciones reglamentarias de las leyes eléctricas y las respectivas resoluciones de la comisión de regulación de energía regulan la actividad de la transmisión y distribución de la energía eléctrica del país, así mismo, establecen la relación del sistema con los diferentes usuarios del mismo, con base en principios de eficiencia y calidad. Los criterios y procedimientos para la planeación, el diseño, la expansión, la operación y el mantenimiento de los sistemas de transmisión y distribución eléctrica deben ser conocidos por los usuarios y deben ser globales para las diferentes empresas que prestan estos servicios en el país

En este orden de ideas es necesario que los ingenieros electricistas y los profesionales vinculados con el arte de la ingeniería eléctrica se encuentren bien informados en todos lo concerniente al sistema eléctrico; se hace necesario entonces, conocer los principios del diseño, los materiales utilizados en el levantamiento de estas obras y otros temas que de una u otra forma involucran el conocimiento de las redes de distribución.

El texto que se presenta en este trabajo de grado reúne en sí los diferentes temas que contempla el programa detallado de la materia de redes de distribución eléctrica, cátedra que se dicta en la Universidad Católica Santiago de Guayaquil para los estudiantes de pregrado de ingeniería eléctrica mecánica. El texto en sí es un compendio de los temas más relevantes que se desarrollan en dicha materia bajo la óptica de las disposiciones gubernamentales y las normas vigentes que son de obligatorio cumplimiento. En este trabajo de grado se desarrollan temas ya documentados en manuales, en otros libros y en una gran cantidad de artículos especializados, sin embargo, se reúnen aquí todos esos esfuerzos diseminados y se logra obtener un libro que contemple de manera global todos los temas de la cátedra antes mencionada.

Se espera que los capítulos desarrollados en este trabajo llenen las expectativas de los estudiantes de pregrado, de los estudiantes de postgrado, de los ingenieros en pleno ejercicio y de aquellas personas interesadas en los diferentes temas, así mismo se espera que las personas interesadas encuentren en este trabajo un texto de obligada consulta para poder abordar literatura más especializada.

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.-

Atendiendo a la necesidad de solventar los problemas existentes en la Parroquia Guale por la inapropiada distribución de cargas eléctrica, en la selección de las protecciones y del cambio constantes de tipo de materiales y larga distancias de distribución de energía eléctrica, en donde no fue considerado el crecimiento del número de habitantes de la parroquia que están conectadas.

En consecuencia se optó por efectuar un estudio de carga eléctrica para aplicar la correcta selección de los cables, reguladores y protecciones del sistema eléctrico, ya que se presentan constantemente caídas de tensión e incluso secciones que se quedan sin suministro eléctrico.

1.2. DELIMITACIÓN DEL PROBLEMA.-

Esta tesis está delimitada para el levantamiento del sistema eléctrico de media tensión de la parroquia Guale y una propuesta para mejorar este sistema de acuerdo a la situación encontradas tanto de los postes como el recorrido de la línea de acuerdo a la situación del terreno y al calibre de cable de acuerdo a la carga instalada

1.2.1. JUSTIFICACIÓN.-

El sistema de distribución de electricidad de la parroquia Guale cantón Paján requiere un estudio técnico a fin de determinar la condición operativa de todo su sistema, tanto sus transformadores, accesorios y las

Propias líneas de conducción a fin de determinar las posibles causas que producen las fallas de las caídas de tensión en toda la red o por sectores. Esto permitirá presentar un proyecto de mejoramiento del sistema de distribución, renovando las líneas de conducción, mejorando u optimizando la distribución de los postes de apoyo, incrementando las protecciones, dispositivos reguladores de tensión, etc. El resultado final de este trabajo será velar por la protección y la atención de los usuarios de un cantón, con un excelente sistema de distribución eléctrica

Para que el sistema de distribución proyectado funcione de manera de reducir a cero fallas de caída de tensión se debe realizar un diseño de distribución eléctrica bien definido, y esto con llevará a una serie de investigaciones analíticas con interdisciplinariedad

.

1.3. OBJETIVOS.-

Los objetivos planteados para este proyecto de investigación son los siguientes:

1.3.1. OBJETIVO GENERAL.-

Evaluar y Diagnosticar la red de distribución eléctrica para que la entidad que le corresponda pueda plantear un rediseño de una red de servicio de energía eléctrica para el desarrollo de la comunidad y así eliminar una carencia de la continuidad del servicio eléctrico.

1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.-

Mejorar la calidad de vida eliminando la deficiencia de servicios básicos de electricidad.

Obtener un sistema más confiable equilibrado para dar avances para la pequeña y mediana industrias, para lo cual se efectuara lo siguiente:

- Determinar la condición operativa del sistema de distribución eléctrica.
- Levantamiento de datos del sistema de distribución eléctrica en primario.
- Levantamiento de datos del sistema de distribución eléctrica en secundario.

1.4. HIPÓTESIS.-

Se realizara un levantamiento del sistema de distribución eléctrico para la Parroquia Guale a fin de tener toda la información necesaria para lograr reducir al máximo las fallas de caídas de tensión para un futuro rediseño de la misma a la entidad quien le corresponda.

Para el levantamiento del sistema de distribución eléctrica se requiere de la recolección de datos técnicos a fin de dar a conocer la condición operativa de todo su sistema.

El levantamiento de esta red se lo realizará optimizando los recursos, logrando tener en cuenta hasta el más mínimo detalle y pensando en un futuro que esta información será indispensable para su reestructuración.

2 EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN Y SUS COMPONENTES

2.1 SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

Un sistema de potencia eléctrico se define como el conjunto de elementos como: centrales hidroeléctricas o térmicas, subestaciones, líneas de transmisión y redes de distribución que están eléctricamente unidas y cuya finalidad es hacer llegar a los usuarios de dicho sistema, la energía eléctrica que necesitan en forma segura con los niveles de calidad exigidos por el consumidor.

Aproximadamente las dos terceras partes de la inversión total del sistema de potencia están dedicadas a la distribución, lo que implica un trabajo cuidadoso en el planeamiento, diseño, construcción y en la operación de un sistema de distribución, lo que requiere manejar una información voluminosa y tomar numerosas decisiones lo cual es una tarea compleja y de gran trascendencia.

Algunos parámetros importantes del sistema eléctrico son:

Frecuencia de servicio. Esta se expresa en Hertzios (Hz), en nuestro medio está normalizado en 60 Hz.

Número de fases. En nuestro sistema existen sistemas eléctricos del tipo trifásico (los más generalizados), monofásicos, y en algunos casos se utilizan sistemas bifásicos.

Tensión de servicio. Es la principal característica y la que determina el aislamiento de las partes constructivas de un sistema eléctrico. Representa el voltaje que podrán utilizar los usuarios en los diferentes puntos del sistema.

Tabla 2 muestra algunas de las tensiones de servicio utilizadas en los sistemas eléctricos.

Tabla 2.1. Ejemplos de tensiones de servicio

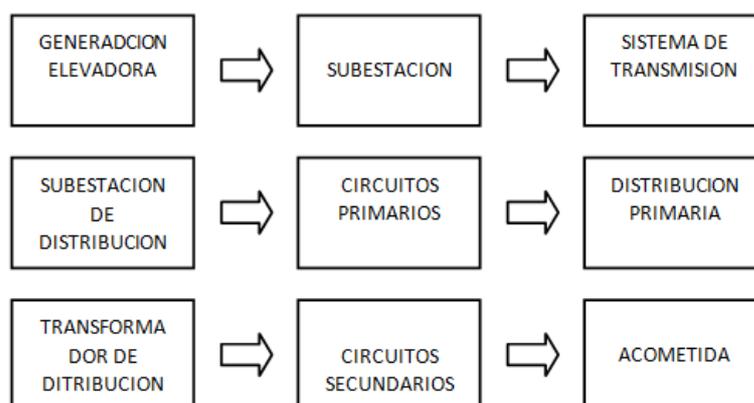
TENSIÓN DE SERVICIO			
BAJA TENSIÓN	MEDIA TENSIÓN	ALTA TENSIÓN	EXTRA – ALTA TENSIÓN
	7.62 kV*	115 kV*	345 kV
De 120 V a 440 V	13.2 kV*	138 kV	500 kV*
240/120 V, 208/120 V	22.8 kV*	161 kV	735 kV
220/127 V	44 kV*	230 kV*	1000 kV
440/240 V	66 kV		> 1000 kV (Ultra Alta Tensión)

Fuente: subestaciones de alta y extra alta tensión. Carlos Felipe Ramírez

G. Página 4

El sistema eléctrico de potencia incluye tres etapas básicas: generación, transmisión y distribución. El diagrama de bloques de la Figura 1 da una idea de ello.

Figura 2.1. Diagrama en bloques de un sistema de potencia



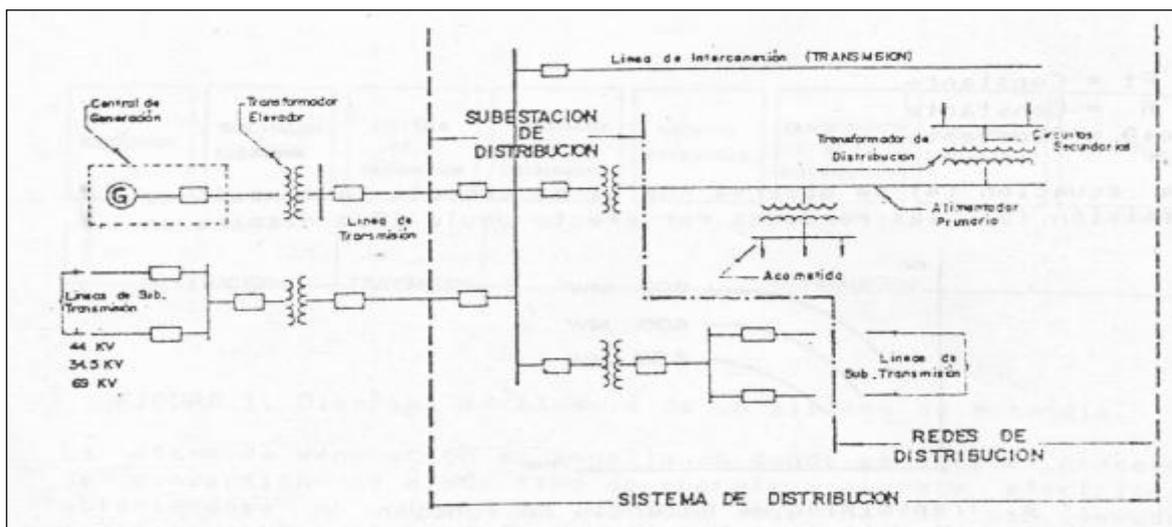
Fuente: Autores

La etapa de generación es aquella en donde se hace el proceso de conversión de energía mecánica rotacional en energía eléctrica, obteniéndose un nivel de voltaje que ha de ser elevado mediante un transformador. La siguiente etapa es la de transmisión, la cual, consta de líneas o conductores, a través de los cuales se transporta la energía generada hasta la subestación de distribución.

La tensión se eleva a través de equipos de transformación para aprovechar los beneficios de una transmisión con pérdidas por efecto Joule bajas.

El nombre de redes de distribución se deriva de la forma propia del trazado de las líneas de energía eléctrica en los centros de consumo, ya que estas se hacen en forma de malla o red. Lo que representa a su vez un incremento en la confiabilidad, flexibilidad y seguridad de dicho sistema.

Figura 2.2. Diagrama unifilar de un sistema eléctrico de potencia



Fuente: ACIEM. V Jornadas nacionales de transmisión y distribución de energía eléctrica. Página 12.

Subestaciones de Distribución. Estas reciben la potencia del circuito de transmisión y la transforman al voltaje adecuado para el suministro a los alimentadores primarios.

Alimentadores Primarios. Son circuitos 3 que salen de las subestaciones de distribución y proveen los caminos al flujo de potencia para los Transformadores de distribución.

Transformadores de Distribución. Reducen el voltaje de los alimentadores primarios al voltaje adecuado para el consumidor.

Distribución Secundaria. Distribuye la potencia desde los bobinados secundarios de los transformadores de distribución hasta los consumidores.

El voltaje en la distribución secundaria, varía de acuerdo a la carga que se vaya a alimentar.

Hay una gran cantidad de combinaciones en los voltajes de transmisión - distribución primaria y distribución secundaria; pronto se verá que no hay una combinación estándar debido a múltiples factores como densidad de carga, áreas cubiertas, carga total servida, rata de crecimiento de la carga, geografía del terreno, disponibilidad de los derechos de vía, sistema de voltaje existente, etc.

En muchos casos, uno o varios de los componentes que forman parte de un sistema de distribución, pueden eliminarse. Por ejemplo, un pequeño pueblo que es servido por una planta independiente, la distribución, consiste en algunos alimentadores primarios, que van a los transformadores de distribución donde el voltaje se reduce al nivel requerido por los consumidores.

2.2 CIRCUITOS DE SUBTRANSMISIÓN

La tensión de estos circuitos está comprendida entre valores de transmisión y de distribución. Estos circuitos parten de un transformador exclusivo que generalmente está en la subestación de distribución o del devanado auxiliar de un transformador de tres devanados.

A los niveles de subtransmisión se manejan en Ecuador demandas de potencia del orden de 10 a 35 MVA, mientras que en distribución las demandas están entre 75 y 500 kVA.

Los niveles de tensión en redes de subtransmisión normalizados en Ecuador son: 34.5 kV, 44 kV, 66 kV. En su recorrido estos circuitos Generalmente alimentan cargas industriales.

2.3 PARTES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Las partes del sistema de distribución se muestran en la Figura 4. En ella se observan los elementos necesarios para llevar la energía eléctrica al usuario, desde el momento en que el transformador de la subestación de distribución recibe la energía hasta entregarla finalmente transformada al usuario final para hacer uso de ella.

DETALLE DE LAS PARTES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

1 = Transformador de potencia.

2 = Interruptores.

3 = Barraje.

4 = Seccionador de puesta a tierra.

5 = Ingreso a la canalización.

6 = Canalización.

7 = Salida de circuito.

8 = Seccionadores o cuchillas.

9 = Aisladero.

10 = Transformador de distribución.

11 = Pararrayos.

12 = Red secundaria.

13 = Acometida Secundaria.

14 = Contador.

15 = Interruptor de bajo voltaje.

16 = Acometida Primaria.

17 = Subestación de edificio, Fábrica, Centro comercial, etc. Ingreso a la canalización

RV = Regulador de voltaje.

RA = Reconectador automático. IF = Indicador de falla.

CP. = Circuito principal.

CE = Circuito de emergencia.

2.3.1 Subestación de distribución

Reciben la energía de los circuitos de transmisión o subtransmisión y transforman su voltaje a niveles adecuados para el suministro a los alimentadores primarios. En ella tenemos:

Transformador de potencia.

Interruptores.

Seccionador de línea de puesta a tierra. Este seccionador puede ser manual o automático según las necesidades del sistema.

Equipos de protección.

2.3.2 Líneas primarias o alimentadores primarios

Son los circuitos que salen de la subestación de distribución y abastecen los caminos de flujo de potencia para los transformadores de distribución, recorriendo el área de carga.

Estos alimentadores pueden ser de tipo trifásico o monofásico, aéreos o subterráneos.

Los alimentadores primarios incluyen elementos como los siguientes:

Elementos de maniobra y/o protección, aisladores, pararrayos, seccionadores, reconectadores e interruptores.

Elementos de señalización. Como por ejemplo el indicador de falla.

Elementos que controlan la tensión como reguladores y capacitores.

Transformadores de distribución. Que se encargan de reducir el voltaje de los alimentadores primarios a niveles adecuados de utilización para el consumidor.

Salidas de circuitos.

Acometida primaria. Entrada de la alimentación en urbanizaciones, fábricas, edificios, centros comerciales, etc. Se utiliza cuando es necesario alimentar un centro de transformación (subestación).

2.3.3 Red secundaria

Es la encargada de distribuir la energía de los secundarios de los transformadores de distribución a los usuarios, a un nivel de tensión adecuado para su utilización. Pueden ser trifásicas o monofásicas, aéreas o subterráneas.

2.3.4 Acometida secundaria

Es la parte del sistema de distribución que se encuentra entre la red secundaria y el contador del usuario. Esta acometida puede ser aérea o subterránea, trifásica o monofásica.

Se resume entonces, que una red de distribución es la parte del sistema eléctrico que le lleva al usuario la energía proveniente de la subestación de distribución, incluyendo la acometida.

2.3.5 Tipos de voltajes utilizados en distribución

Hay una gran variedad de voltajes de generación, transmisión, distribución primaria, distribución secundaria, etc. Ejemplo de ello son los siguientes:

Tabla 2.2. Tensiones de generación y distribución

GENERACION	TRANSMISION	DISTRIBUCION PRIMARIA	DISTRIBUCION SECUNDARIA
*6.6 Kv	*110 Kv	*7.62 kV(10)	*240/120 V
*13.2 kV	138 Kv	11.4 kV(30)	*220/127 V
*13.8 kV	160 kV	*13.2 kV(30)	*208/120 V
15 kV	*220 Kv	6.6 kV(10)	*440/240 V
35 kV	345 Kv		480/277 V

Fuente: subestaciones de alta y extra alta tensión. Carlos Felipe Ramírez G. Página 10

2.4 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

En general se puede mencionar que para llevar la energía eléctrica a los consumidores, desde el punto de vista de construcción se tienen dos tipos de instalaciones: aéreas y subterráneas.

En las redes aéreas los conductores van sostenidos en postes, mientras que en las subterráneas van en ductos.

2.4.1 Redes de distribución aéreas

En esta modalidad los conductores, que usualmente se utilizan son desnudos, van soportados a través de aisladores en crucetas metálicas, en postes fabricados en concreto o madera o metálicos en sistemas urbanos y rurales.

- Comparativamente las instalaciones aéreas tienen un menor costo inicial que las subterráneas (10 veces menos) y tienen las siguientes ventajas: Fácil mantenimiento.
- Rápida localización de fallas.
- Costos de mantenimiento bajos.
- Fácil diseño y construcción.
- Pero, están expuestas a un gran número de factores que pueden ocasionar muchas interrupciones en el servicio tales como:

Descargas atmosféricas, lluvias, granizo, vientos, polvo, temblores, gases contaminantes, contactos con ramas de árboles, vandalismo, choques de vehículos.

Otras desventajas al comparar con el sistema de distribución subterráneo son:

- Poca estética.
- Menos confiabilidad.
- Menos seguridad (Peligro a los transeúntes)
- Sin embargo, a pesar de las contingencias a las que pueden estar sometidas, las redes aéreas son las más utilizadas.

2.4.2 Redes de distribución subterráneas

Se utilizan en zonas donde por razones de urbanismo, de concentración de carga, congestión o condiciones de mantenimiento no es aconsejable el sistema aéreo.

Ventajas:

- Actualmente el sistema subterráneo es competitivo frente al sistema aéreo en zonas urbanas céntricas.

Desventajas:

- Su alto costo inicial.
- Dificultad para localizar las fallas cuando hay daño en el aislamiento.
Mantenimiento costoso y complicado.
- Su diseño y construcción es complicado.
- Respecto a la red aérea el sistema subterráneo resulta ser: Más confiable.
- De mejor estética.
- Más seguro.
- La razón de su alta confiabilidad radica en el hecho de que no se ve afectada por los factores mencionados para la red aérea.

2.4.3 Factores que influyen en la elección de un sistema aéreo o subterráneo

- Densidad de carga. Confiabilidad.
- Estética.
- Costo de inversión.
- Costo de operación y/o mantenimiento. Facilidad de operación.
- Seguridad.
- Aspectos ambientales y urbanismo.

2.4.4 Objetivos que debe cumplir el sistema elegido

Mantener la tensión de suministro a los consumidores dentro de los límites permisibles.

Máxima seguridad en el suministro de energía, estableciendo un equilibrio técnico-económico. Óptimo dimensionamiento en la instalación para cubrir demandas futuras a un costo mínimo.

El sistema de distribución eléctrico se hace cada día más importante, entre otras, por las siguientes razones:

Cumple la función de enlace con el consumidor final.

Representa un elevado costo de la inversión total del sistema de potencia, oscilando alrededor de un 50% del total de redes y se eleva a un 70% cuando son construidos con de redes subterráneas.

Es la parte del sistema que más aporta pérdidas de energía al sistema (oscila en valores cercanos al 70% de las pérdidas totales).

El factor más importante reside en el gran volumen de elementos que conforman estos sistemas.

3 CONFIGURACIONES DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Existen diferentes configuraciones o arreglos, dependiendo de los requerimientos de calidad de servicio que tenga la carga al ser alimentada por el sistema de distribución.

Una buena calidad de servicio comprende no sólo continuidad del mismo sino también una buena regulación de voltaje.

Criterios de diseño:

Obtener un sistema con una buena regulación de voltaje al menor costo posible en lo que a selección de equipos se refiere.

Garantizar el más alto grado de continuidad de servicio o confiabilidad.

En general, puede decirse que los costos del sistema crecen de acuerdo con la confiabilidad que se requiera, si la calidad de los equipos es la misma.

Tipos de configuraciones de los sistemas de distribución eléctrica: Sistema radial.

Sistema anillo primario Sistema selectivo primario Sistema selectivo secundario Sistema de malla secundaria

3.1 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN RADIAL

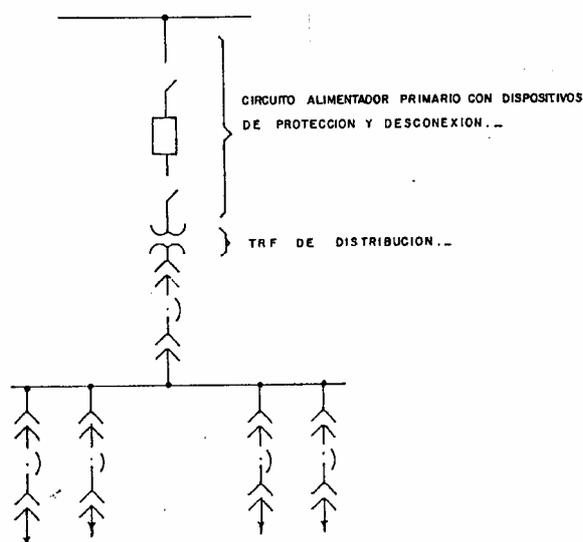
3.1.1 Sistema radial simple

El sistema radial simple es el más sencillo y económico de todos los sistemas.

Sólo emplea un alimentador principal, el cual parte de la subestación de distribución hasta el transformador de distribución, punto de alimentación de los usuarios.

Una falla en el alimentador principal causará interrupción del servicio a todos los usuarios durante el mismo tiempo que dura la falla. Se utiliza para alimentar cargas de tipo residencial y cargas no críticas. Este sistema es tan confiable como lo sean el cable y el equipo asociado al alimentador.

Figura 3.1. Sistema radial simple



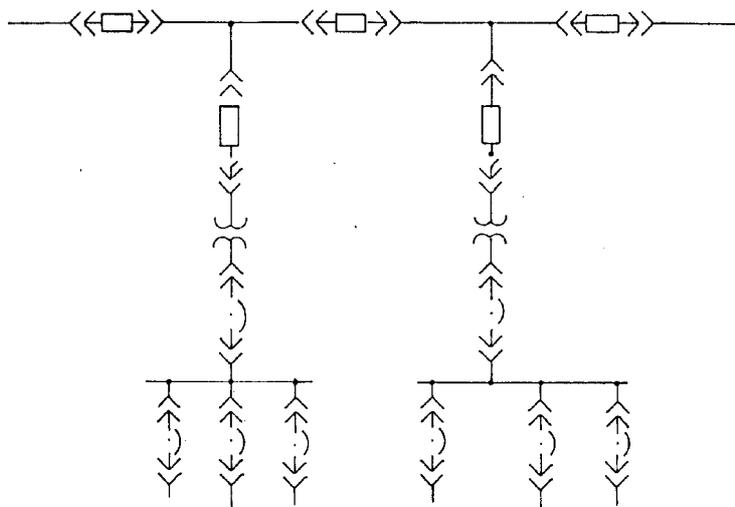
Fuente: ACIEM. V Jornadas nacionales de transmisión y distribución de energía eléctrica. Página 25.

3.1.2 Sistema radial expandido

Puede aumentarse la confiabilidad del sistema, si a partir del alimentador principal se derivan sub-alimentadores o ramales primarios separados del alimentador principal, mediante los seccionadores adecuados.

Así, en el caso de una falla, sólo habrá interrupción del servicio para aquellos usuarios que estén después del punto de falla; aquéllos ubicados entre la fuente de alimentación y el sitio de falla no perderán el servicio. Este es el caso del sistema radial expandido.

Figura 3.2. Sistema radial expandido



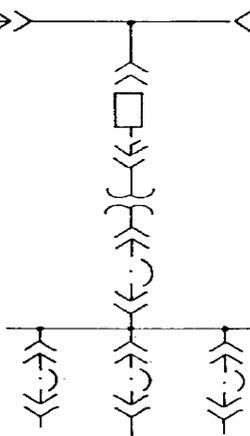
Fuente: ACIEM. V Jornadas nacionales de transmisión y distribución de energía eléctrica. Página 26

3.1.3 Sistema radial con uniones

Es otra variación del sistema radial. Este sistema emplea varios alimentadores primarios los cuales recorren toda el área a servir, con una repartición proporcional de la carga. La confiabilidad de servicio se ve aumentada en este sistema debido a que los diferentes alimentadores o subalimentadores que se derivan de los anteriores, se unen por medio de seccionadores normalmente abiertos; así en caso de falla, los usuarios del ramal afectado no perderán el servicio sino durante el tiempo en que se localice la falla y se operen los seccionadores. Su costo es mayor debido a la adición de los equipos de mando. En condiciones normales cada alimentador funciona como un circuito radial simple.

Esta configuración es semejante a la de anillo abierto.

Figura 3.3. Sistema radial con uniones



Fuente: ACIEM. V Jornadas nacionales de transmisión y distribución de energía eléctrica. Página 29

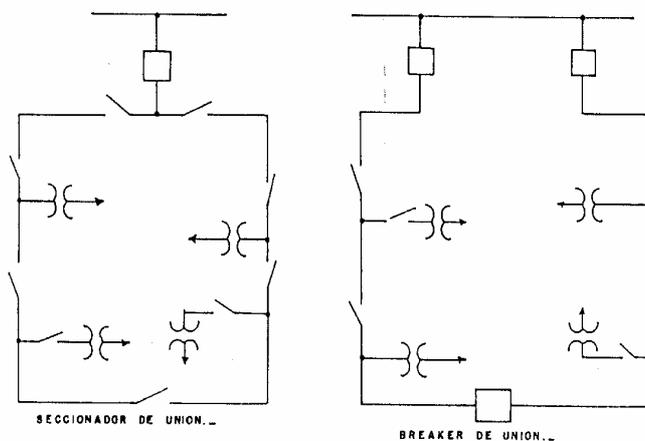
3.2 SISTEMA TIPO ANILLO

Como su nombre lo indica, en este caso el alimentador parte de la subestación, recorre el área de carga y regresa a la subestación formando un circuito cerrado (anillo).

Para lograr un cubrimiento total del área de carga, se derivan ramales del

Alimentador principal. Puede utilizarse uno ó 2 interruptores primarios.

Figura 3.4. Sistema tipo anillo



Fuente: ACIEM. V Jornadas nacionales de transmisión y distribución de energía eléctrica. Página 31.

3.2.1 Anillo abierto

En este caso cada mitad del anillo es similar a un sistema radial con uniones. Una falla en el alimentador primario puede aislarse abriendo los switches de desconexión en cada lado de la falla. Una vez ésta ha sido aislada, puede cerrarse el seccionador de unión del anillo, el cual es normalmente abierto, restableciendo por lo tanto el servicio a una gran porción del alimentador fallado.

El alimentador principal o anillo se diseña para llevar su carga normal más la carga de la otra mitad del anillo para tener en cuenta aquellos casos de emergencia, durante los cuales el anillo deba ser alimentado desde un solo extremo.

En caso de falla, el tiempo de la interrupción no es muy prolongado. Solamente lo será si la carga afectada está conectada a una sección del anillo con falla y no puede ser transferida a otra sección sin falla.

Esta es probablemente de las configuraciones más utilizadas. Es aplicable a cargas residenciales y comerciales, las cuales aunque importantes, generalmente no son críticas.

Puede aumentarse la confiabilidad de este tipo de sistema si, a cambio de interruptores desconectores manuales, se utilizan seccionadores automáticos, controlados por un equipo supervisor, pero este procedimiento eleva los costos del sistema.

3.2.2 Anillo cerrado

Cuando se tiene esta configuración existen dos trayectorias paralelas de la fuente hacia la carga; la carga a lo largo del anillo se dividirá automáticamente entre los dos lados del anillo, de modo que se obtenga el

Mínimo porcentaje de pérdidas así como una buena regulación de voltaje. Para este tipo de configuración debe procederse con mucho cuidado en caso de mantenimiento debido a que puede existir flujo de energía en ambas direcciones.

Por lo anterior el uso del anillo cerrado se ha limitado a casos especiales o a circuitos de subtransmisión.

Por último, puede anotarse como principal desventaja del sistema tipo anillo, el hecho de que en caso de falla de cualquier transformador o cualquier sección del anillo primario, todo el sistema se interrumpirá durante un tiempo, el cual puede ser en algunos casos prolongado.

La norma NEC, sección 450-3, especifica la protección de sobrecorriente para los transformadores, así como los rangos de los fusibles y los switches interruptores a utilizar en un sistema de distribución con arreglo tipo anillo.

3.3 SISTEMA SELECTIVO PRIMARIO

El uso de este sistema es otro medio de reducir el tiempo requerido para establecer el servicio a la carga, en caso de pérdida de un alimentador primario.

Básicamente, el sistema se compone de dos alimentadores que pueden partir de la misma o diferentes subestaciones de distribución. Así, cada transformador de distribución tiene 2 fuentes de alimentación. La selección del alimentador se hace mediante un seccionador.

Cada da uno de los alimentadores debe tener suficiente capacidad para llevar la carga completa del sistema, para el caso de falla de uno de ellos.

En condiciones normales cada alimentador lleva la mitad de la carga.

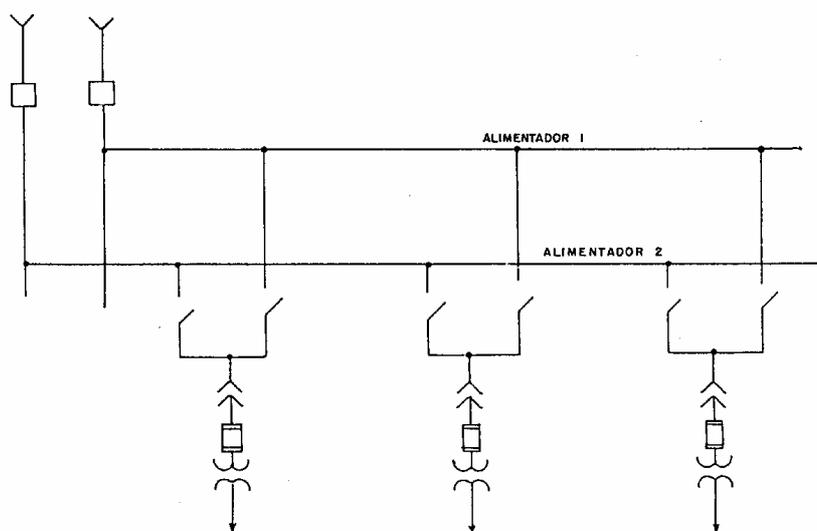
Sin embargo, en caso de falla, habrá interrupción del servicio hasta que la carga normalmente servida por el alimentador fallado, sea transferida al otro alimentador mediante un seccionador que puede ser, manual o automático.

El tiempo que permanecerá la carga sin servicio, dependerá del tiempo requerido para operar los seccionadores.

Antes de transferir un transformador, de un alimentador a otro, en el caso de una falla, debe asegurarse de que ésta no esté en el lado de carga del seccionador.

Este tipo de configuración se utiliza cuando la carga a ser alimentada, incluye cargas industriales y comerciales, para las cuales las interrupciones sostenidas, pueden causar problemas significativos. Una aplicación típica son los hospitales y fábricas con procesos de manufactura en las que las cargas son necesariamente importantes.

Figura 3.5. Sistema selectivo primario



Fuente: ACIEM. V Jornadas nacionales de transmisión y distribución de energía eléctrica. Página 40.

3.4 SISTEMA SELECTIVO SECUNDARIO

Cuando 2 transformadores de distribución se conectan a través de un interruptor normalmente abierto, en su lado secundario, el resultado es un sistema selectivo secundario. Si falla el alimentador primario o el transformador, el interruptor secundario principal del transformador afectado se abrirá y el interruptor de unión normalmente abierto, cerrará. La operación puede ser manual o automática.

Este tipo de configuración presenta alta confiabilidad en la operación, particularmente cuando se somete el equipo a mantenimiento. Cualquier sector del alimentador primario, transformador e inclusive el interruptor secundario, puede aislarse para inspección o mantenimiento sin pérdida de energía a las cargas.

Bajo condiciones normales, el sistema opera con el interruptor de unión normalmente abierto, y cada transformación alimenta la carga conectada a su barra secundaria, al igual que un sistema radial. Cuando ocurre una falta en el transformador o su alimentador primario, o en caso de mantenimiento, el interruptor secundario del transformador se abre y el interruptor de unión se cierra. Así, la totalidad de la carga se alimenta por el transformador energizado. Cada transformador y su alimentador primario deben tener capacidad suficiente para llevar toda la carga conectada a ambas barras durante condiciones de emergencia.

El interruptor de unión debe estar enclavado (eléctricamente) con los interruptores secundarios de los transformadores, con el fin de evitar

Operaciones en paralelo de ellos.

La operación en paralelo aumentaría la capacidad de cortocircuito secundario y probablemente, resultaría en la pérdida de servicio en las barras secundarias para el caso de falla de un transformador o del cable primario.

La operación de los interruptores puede ser manual o automática. Cuando se trata de esta última, el tiempo de interrupción del servicio a la barra afectada, se reduce considerablemente.

Las características I vs t de los diferentes dispositivos de protección deben ser tales que permitan una buena coordinación entre ellos, es decir, debe haber una operación selectiva entre el interruptor secundario del transformador y el interruptor de unión, así como también una operación selectiva entre este último y el interruptor del alimentador principal.

El objetivo de esta coordinación de protecciones es la de minimizar el tiempo durante el cual la carga permanece desconectada bajo condiciones de falla.

Aunque altamente confiable, el sistema selectivo secundario es costoso, debido a los siguientes factores:

Los transformadores deben sobredimensionarse para que puedan alimentar toda la carga, en caso de falla de otro(s) transformador(es).

Las redes deben ser diseñadas para soportar toda la carga en caso de falla. También puede lograrse un aumento de la capacidad de los transformadores por medio de ventilación forzada o en el peor de los casos, permitir sobrecarga del mismo hasta el límite en que no perjudique la vida útil del transformador.

Los equipos que se utilizan en el montaje de este sistema son costosos.

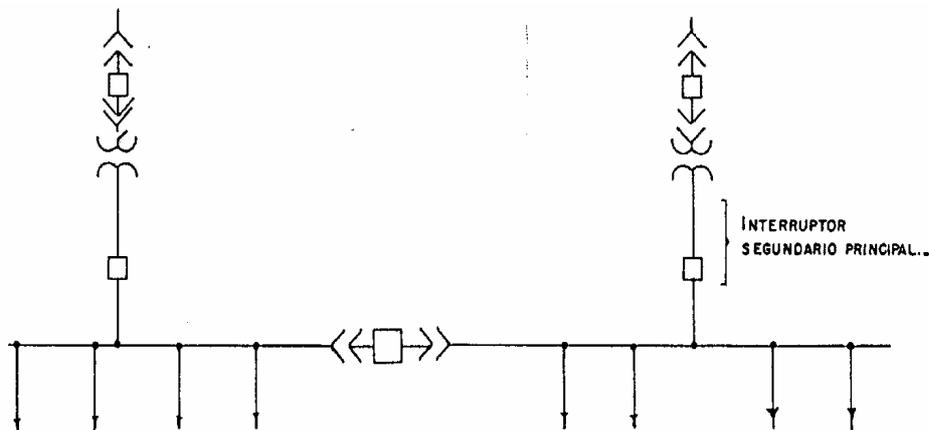
Una manera de evitar el sobredimensionamiento o sobrecapacidad de los transformadores sería clasificando la carga conectada a las barras secundarias como:

- Esencial
- No esencial

Así, en caso de falla, sólo se daría servicio a la carga esencial. El inconveniente de esta alternativa es que le resta confiabilidad al sistema.

Por último, puede conseguirse un alto grado de confiabilidad si se combinan los sistemas selectivos primarios y selectivos secundarios.

Figura 3.6. Sistema selectivo secundario



Fuente: RAMÍREZ G., Carlos Felipe. Subestaciones de alta y extra alta tensión. Medellín: página 30

3.4.1 Sistema de malla secundaria

El sistema de malla secundaria es un medio de suministrar un servicio con alta confiabilidad a todas las cargas o usuarios. La disposición del equipo en este tipo de configuración, es semejante a la del sistema selectivo secundario.

La diferencia está en el modo como operan ambos sistemas. En el selectivo secundario, los circuitos de unión entre barras secundarias están totalmente abiertos y cada transformador alimenta su propia carga.

En el sistema de malla secundaria, las barras secundarias están unidas entre sí y los transformadores operan en paralelo para alimentar toda la carga.

El switch secundario del transformador y el dispositivo protector es un interruptor especial de potencia de bajo voltaje conocido como "protector de malla".

Es un interruptor operado eléctricamente, equipado con relés que disparan el interruptor cuando exista flujo de potencia inverso hacia el transformador y se cierra el interruptor cuando vuelvan las condiciones normales de voltaje al primario del transformador. Los protectores de malla no proporcionan protección de sobrecorriente para el circuito secundario a menos que esté equipado con relés adicionales para este propósito específico. Usualmente se instalan fusibles en el lado de carga del protector para mitigar el daño al mismo y para proteger el sistema de bajo voltaje, en el caso de corrientes de falla de gran magnitud.

En condiciones normales, la carga es compartida por todos los transformadores trabajando en paralelo. Cuando ocurra una falla en el alimentador primario o en el transformador, o si por cualquier razón cae el voltaje en el alimentador primario, habrá un flujo de potencia desde la barra secundaria hasta el transformador que hará que el protector de malla se abra, desconectando por lo tanto el transformador de la barra secundaria; los transformadores restantes que continúen energizados alimentarán la barra y no habrá interrupción del servicio a los usuarios.

Cuando se restablezcan las condiciones normales de voltaje al transformador que había sido desconectado, el protector de malla cerrará automáticamente y el transformador podrá de nuevo alimentar la carga compartida.

Los relés no operarán para cerrar el protector de malla hasta que las condiciones de voltaje sean tales que el flujo de potencia será del transformador hacia la carga.

Cuando el alimentador primario de un transformador de la malla se desenergiza, su protector de malla operará automáticamente y lo desconectará de la barra secundaria.

Debe proveerse a cada transformador de un switch de desconexión primario manual, de tal forma que pueda aislarse para trabajos de mantenimiento.

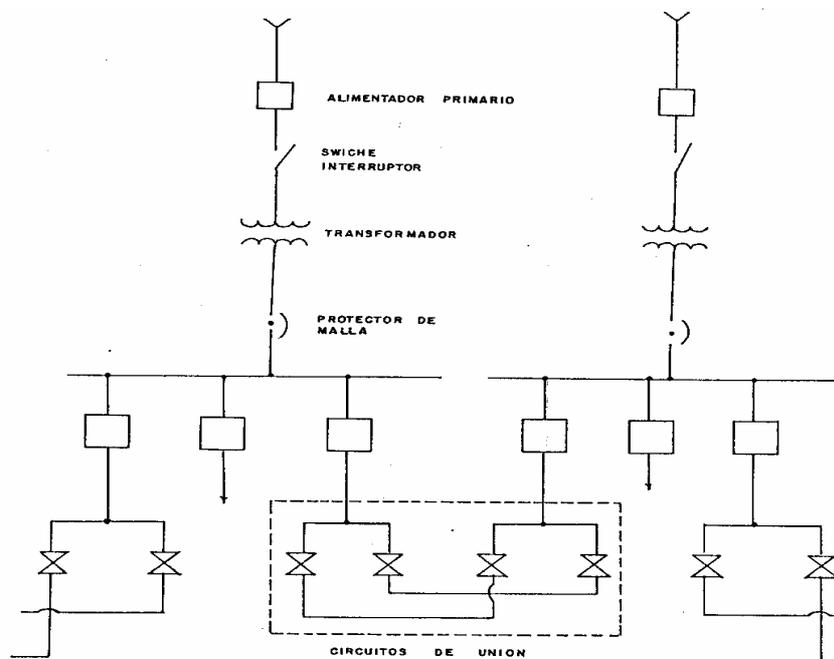
En la figura 11, del sistema de malla secundaria los circuitos de unión entre las barras secundarias se muestran como múltiples cables en paralelo por

Cada fase debido a que un conductor solo usualmente no tiene suficiente Capacidad portadora de corriente. Aunque el sistema presenta la posibilidad de que las fallas se aclaren por sí solas en la mayoría de los casos, también se utilizan unos fusibles limitadores de corriente localizados en cada extremo de cable de los circuitos de unión, cuyo objeto es el de aislar el tramo fallado antes de que la corriente de falla dañe el aislamiento.

Cada grupo de conductores de unión está conectado a dos barras secundarias a través de interruptores no automáticos o interruptores desconectadores.

Las mallas secundarias también pueden estar dispuestas como en un loop o malla cerrada, del sistema de malla secundaria cerrada.

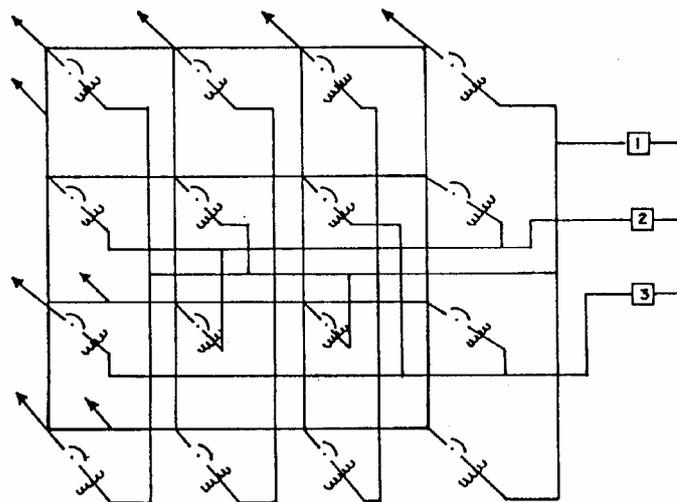
Figura 3.7. Sistema de malla secundaria



Fuente: RAMÍREZ G., Carlos Felipe. Subestaciones de alta y extra alta tensión. Medellín: página 35

El sistema de malla secundaria se utiliza en áreas grandes de alta densidad de carga en los que se requiere una alta confiabilidad, donde existan problemas de estética, como los centros de las ciudades, generalmente se construye de tipo subterráneo. La malla recorre toda el área de carga y los barrajes secundarios van bajo las calles o aceras de tal modo que las acometidas a los usuarios sean tan cortas como sea posible. En los sistemas secundarios subterráneos los circuitos se llevan por conductos y las uniones y conexiones de acometidas. Se utilizan conductores unifilares múltiples para obtener mayor capacidad portadora y más fácil manejo, pero debe vigilarse la repartición uniforme de la carga en cada conductor asegurando igual longitud de cada uno de ellos, principalmente los que van desde el lado secundario del transformador hasta las cajas de unión.

Figura 3.8. Sistema de malla secundaria cerrada



Fuente: RAMÍREZ G., Carlos Felipe. Subestaciones de alta y extra alta tensión. Medellín: página 38

3.5 SISTEMA DE MALLA SECUNDARIA PUNTUAL

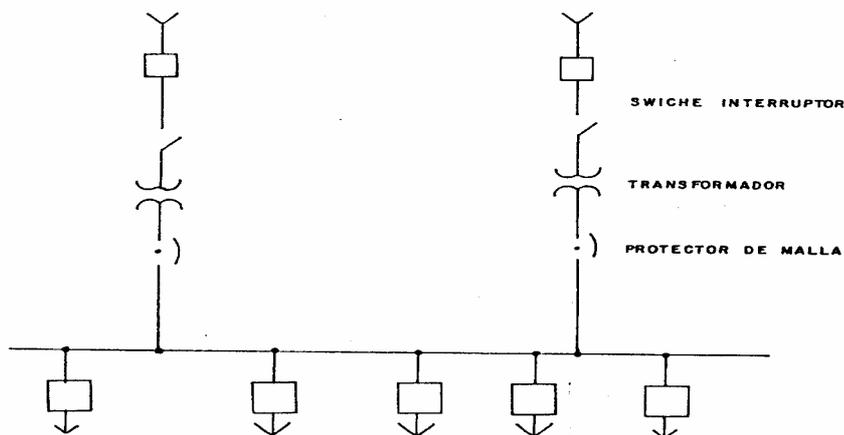
Este sistema se utiliza en áreas aisladas de alta densidad de carga como edificios, centros comerciales, hospitales, colegios y plazas industriales y ofrece la misma alta confiabilidad de servicio que el ya conocido de malla secundaria para cargas distribuidas en áreas céntricas de las ciudades.

La malla secundaria puntual consta de 2 ó 3 transformadores conectados a una barra secundaria común, a través de los protectores de malla. Los transformadores y los alimentadores primarios deben tener la capacidad suficiente para soportar toda la carga cuando un transformador queda fuera de servicio.

Con un número de transformadores operando en paralelo para alimentar toda la carga, puede tomarse una mayor ventaja de la diversidad de la carga al seleccionar la capacidad de los transformadores y del equipo primario. El porcentaje de la capacidad transformadora disponible será menor en la malla secundaria que la que se requiere en la malla puntual. Así mismo, el sistema de malla secundaria permite una mayor flexibilidad en adicionar carga al crecer el sistema, ya que la carga estará compartida por un número de transformadores.

La capacidad total transformadora debe ser suficiente para soportar toda la carga con uno o más transformadores fuera de servicio.

Figura 3.9. Sistema de malla secundaria puntual



Fuente: RAMÍREZ G., Carlos Felipe. Subestaciones de alta y extra alta tensión. Medellín: página 45

El costo inicial del sistema de malla secundaria es mayor que el de cualquiera de los otros sistemas descritos, sin embargo la confiabilidad en el servicio se ve altamente incrementada. El aumento del costo, comparado con los otros sistemas, se debe al incremento en la capacidad transformadora y al incremento en las corrientes de corto-circuito disponibles en el sistema secundario, el cual a su vez, requiere dispositivos de una capacidad mayor.

Los costos relativos de los diferentes sistemas varían considerablemente entre las instalaciones, dependiendo de la carga total conectada, del área sobre la cual está distribuida la carga y de los factores de demanda de la misma.

Debe hacerse por lo tanto un análisis de los costos de los diferentes sistemas para cada aplicación específica contra pérdidas de energía

Probablemente no previstas, resultantes de cada sistema. El sistema que arroje el más bajo costo de operación anual con operación segura, sin sacrificar la calidad y confiabilidad deberá ser el seleccionado

Además de los sistemas de distribución para alimentar cargas con requerimientos de energía "normales", algunas veces es necesario o deseable proveer sistemas para alimentación alterna.

Las instalaciones de computadores son un ejemplo de alto grado de confiabilidad requerido.

4 MATERIALES ELÉCTRICOS PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN

4.1 MATERIALES PARA LA RED AÉREA

Los materiales que se emplean en la construcción de una red de distribución pueden dividirse en dos grandes grupos:

- Primarios
- Secundarios

A continuación, se hará una breve descripción de cada uno de los materiales o elementos componentes de la red de distribución detallando su función dentro de la misma.

4.1.1 Materiales primarios

4.1.1.1 Postes

Los postes se emplean para sostener las líneas primarias y darles la altura suficiente para que las personas o los objetos no puedan accidentalmente hacer contacto con ellas.

Generalmente se emplean postes de 12 y 14 metros de altura, de concreto reforzado, con varillas de hierro, en reemplazo de los de concreto pre tensionado con alambre de hierro.

En comparación con los postes pre tensionados, los postes de concreto reforzados ofrecen las siguientes ventajas: mayor resistencia a la tensión, mayor resistencia a la torsión, mayor resistencia al impacto.

Tienen las siguientes desventajas: mayor costo y mayor peso.

Los postes de concreto reforzado en relación con los postes de madera (utilizados en redes rurales y en zonas urbanas de difícil acceso) tienen las siguientes ventajas: mayor resistencia a la tensión, mayor resistencia a la torsión, mayor resistencia al impacto, mayor esbeltez, menor flexibilidad y mayor duración. Tiene las siguientes desventajas: mayor peso y mayor costo.

Siempre que las líneas primarias se construyen por vía pública o en sitios a donde fácilmente puedan llevarse poste de concreto, siempre se emplearán éstos. En caso

Contrario se emplearán preferiblemente torrecillas, rieles, o en último caso postes de madera tratada.

4.1.1.2 Crucetas

Las crucetas se emplean para apoyar en ellas, mediante los accesorios adecuados, las líneas primarias. Generalmente para líneas primarias, de 44.000, 13.200, 7.620 y 6.600 V se emplean crucetas en varias dimensiones pero únicamente de dos clases de materiales: madera de comino o ángulo de hierro galvanizado. Para líneas de 44.000 V. Se emplean crucetas de ángulo de hierro galvanizado de 4" x 4" x 3/8" x 94" y de 3" x 3" x 94".

Para líneas trifásicas a 13.200 volts. Se emplean crucetas metálicas de 3 1/2" x 4 1/2" x 96". Para circuitos dobles a 13.200 voltios se emplean

Crucetas en ángulo de hierro galvanizado de 4" x 4" x 3/8" x 140" y de 3" x 3" x 3/8" x 140".

En casos especiales pueden emplearse crucetas diferentes a las mencionadas.

Espigas

Las espigas se usan para instalar en ellas los aisladores primarios y mediante las mismas poderlos asegurar en las crucetas y los postes. Las espigas son de hierro galvanizado y la rosca que se introduce dentro de los aisladores es de plomo, con el fin de que los cambios de temperatura y los esfuerzos mecánicos sean absorbidos por el plomo y no por la porcelana de los aisladores, para que éstos no se revienten.

Las espigas son de varias dimensiones, según que se vayan a instalar en una cruceta metálica o de madera de comino o directamente en los postes de concreto.

Así por ejemplo: para líneas monofásicas, 7.620 V. el aislador para la línea viva se apoya en las llamadas espigas de barra de 10"; los aisladores para 13.200 V; cuando se emplean crucetas de madera de comino se soportan en las espigas de hierro galvanizado de 5/8" x 6" x 5.3/4", y en cambio cuando se emplean crucetas de metal se soportan en espigas de hierro galvanizado de 5/8" x 6" x 1 1/2"

4.1.1.4 Aisladores

Como su nombre lo indica, estos accesorios fabricados de una porcelana especial, sirven para que el voltaje al que están sometidas las líneas

Primarias no pase a los accesorios metálicos o no aislantes y en esta forma las líneas primarias ofrezcan la seguridad necesaria.

Hay tres tipos de aisladores que se emplean para las líneas primarias. Aisladores de soporte o " copas " o también llamados aisladores tipo Pin, en los que las líneas primarias van soportadas únicamente y aseguradas a los aisladores por medio de amarras o remaches; los aisladores de suspensión " platos ", en los que las líneas primarias se templean y se aseguran por medio de los terminales adecuados.

Los aisladores, sirven para aislar la parte accesible de los vientos contra una posible caída o contactos con las líneas primarias.

Del primer tipo de aisladores, llamados " copas ", se usan 3 clases: La copa para 44.000 V, que es la mayor en tamaño y resiste 80.000 V. cuando está húmeda. La copa para 13.200 V que es de tamaño intermedio y resiste 40.000 V cuando ésta húmeda y por último la copa de 6.600 V que es la misma usada para el neutro, que es la menor en tamaño y resiste 25.000 V también cuando está húmeda.

Aisladores de suspensión o platos van en la misma tensión y se especifican por su diámetro, los hay de 6", de 10", de 12" etc. y lógicamente a mayor diámetro mayor voltaje. Para las líneas de 44.000 V se emplean 5 platos de 6" ó 3 platos de 10", que son equivalentes. Para líneas de 13.200 V se usan 2 platos de 6" ó uno de

10", que también son equivalentes. Por último en líneas de 6.600 V se emplea un solo plato de 6", con el neutro no requiere aislador de suspensión o plato, cada plato de 6" resiste 30.000 V cuando está húmedo.

4.1.1.5 Conductores

Los conductores sirven para conducir la corriente eléctrica que el voltaje o diferencia de tensión hace circular por ellos; en las líneas primarias aéreas se emplean conductores desnudos, aislados y cubiertos, ya que por la altura a que están colocados, es probable el contacto con los árboles u otros elementos cercanos a las redes.

Sólo en los puntos de apoyo se soportan por medio de aisladores. Entre los metales que económicamente pueden emplearse para la conducción de energía existen dos de uso universal: el cobre y el aluminio.

Generalmente en las líneas primarias se utiliza solamente el aluminio por ser menos costoso y más liviano que el cobre, aunque el trabajo con aluminio es mucho más delicado que con el cobre.

Para conducir una determinada corriente, el conductor de aluminio debe ser de mayor calibre que el de cobre, ya que la capacidad de conducción o conductividad del aluminio es menor que la del cobre. En las líneas primarias se emplean cables de hilos a fin de que el conductor sea más

Flexible y se maneje más fácilmente.

Se emplean diferentes calibres: número 266,8 MCM, 4/0, 1/0, 2 y 4 AWG, para las líneas primarias trifásicas y el calibre 1/0, 2 y 4 AWG para líneas primarias monofásicas. (Según Norma RA8-003 de EE.PP.M)

4.1.1.6 Cajas primarias

Las cajas primarias son los medios de desconexión y de protección más empleados tanto en líneas primarias aéreas como en transformadores y esencialmente constan de un soporte aislante y un tubo móvil llamado "Chopo" o "Cañuela", en donde se coloca el fusible y que es la parte de la caja primaria que conecta o desconecta.

Existen cajas primarias para distintos voltajes y corrientes, pero generalmente se usa un solo tipo, de 15.000 V. y sirven para fusibles hasta de 100 A, y su capacidad de interrupción de corrientes de cortocircuito es hasta de 20.000 A, sin que se dañe.

4.1.1.7 Fusibles

Los fusibles primarios, lo mismo que los fusibles secundarios empleados en las instalaciones de las residencias, están hechos de un material adecuado que tiene la propiedad de quemarse o fundirse cuando la temperatura producida por la corriente sobrepasa sus límites.

Los fusibles se consiguen en todas las capacidades necesarias y se emplean de 1 hasta 200 A, según las líneas o aparatos que se deseen proteger. (Según norma RA8-005 de EE.PP.M)

4.1.1.8 Pararrayos

Los pararrayos consisten de un soporte de porcelana aislante, en cuyo interior contiene un elemento especial que cuando está conectado al voltaje nominal no permite el paso de la corriente; pero cuando el voltaje producido por descargas atmosféricas o maniobras en la red aumenta sensiblemente, entonces permite recortar la sobretensión y en esta forma protege los aparatos que estén conectados cerca a ellos, por ejemplo los transformadores, cables aislados, reguladores, bancos de capacitores, interruptores y cuchillas. (Según IEC 99)

Los pararrayos, lo mismo que las cajas primarias sólo se usan en las líneas vivas y nunca en neutro. El montaje de este equipo se puede observar en las normas RA2-006 y RA3-006 de EE.PP.M.

Los pararrayos pueden ser de tipo convencional o de óxido de zinc, así mismo hay pararrayos para distribución y para subestaciones.

4.1.1.9 Descarga a tierra

Las descargas a tierra consisten en una varilla de un material muy buen conductor que generalmente es de cobre macizo o de acero con una cubierta de cobre cuyo diámetro 5/8" por.

A éste se conecta un alambre de cobre por medio de una grapa

Especificada para tal fin, a esta descarga a tierra se conecta también el Pararrayos, el neutro primario, el neutro secundario y el tarro del transformador, a fin de que todo lo mencionado anteriormente quede rígidamente puesto a tierra y garantice un normal funcionamiento.

4.1.1.10 Grapas terminales

Se utilizan para sostener los conductores en los postes de templa y van asegurados a los platos. Los terminales son de una aleación de aluminio

Tipo recto, ya que son los más livianos y los más fáciles de instalar.

Existen muchos tipos diferentes, pero éste parece ser el más adecuado.

Como se mencionó estas grapas terminales pueden ser de tipo recta o tipo pistola.

4.1.1.11 Conectores

Los conectores se usan para unir los conductores en los postes de templa, para conectar las diferentes derivaciones y para conectar los transformadores. En las líneas primarias se emplean diferentes tipos de conectores: los conectores de tornillo partido que sirven para conectar aluminio con cobre, cobre con cobre o aluminio con aluminio. Los conectores tipo C, y los conectores transversales que se usan para conectar y desconectar transformadores o las derivaciones sin necesidad de suspender la corriente, también reciben el nombre de conectores para líneas vivas; esto no quiere decir que los conectores estén aislados, sino que mediante varas aisladas especiales.

Luego de disponer de los guantes aislantes, también especiales, podrá hacer conexión o desconexión sin suspender el servicio.

Por último, los conectores de comprensión o tipo H, para aplicar con prensa y que se consiguen tanto de aluminio como de cobre o del tipo universal.

4.1.1.12 Herrajes Galvanizados

Se denominan herrajes galvanizados todos los accesorios de hierro galvanizado que se emplean para asegurar las líneas y los platos a los postes, tales como: las tirantas angulares, los tornillos, los espaciadores, las abrazaderas, las arandelas, los brazos, los anillos, los espigos etc.

Estos accesorios, así como las crucetas metálicas se emplean de hierro galvanizado con el fin de que duren más tiempo, pues el galvanizado las protege de la corrosión.

Los materiales anteriormente descritos se especifican en las normas RA7-001 y siguientes de EE.PP.M. bajo el título de “Materiales Normalizados”.

Observar el Anexo D.

4.1.2 Materiales Secundarios

4.1.2.1 Postes

Para los postes secundarios es válido lo dicho para los postes primarios, es decir que éstos se emplean para sostener las líneas aéreas y darles la altura suficiente para que las personas o los objetos no puedan accidentalmente hacer contacto con ellas.

Generalmente se usan postes de 8 y 9 m de altura, de concreto reforzado con varillas de hierro,

En reemplazo de los de concreto pre tensionado con alambre de hierro.
En redes rurales se utilizan los postes de madera.

Siempre que las líneas secundarias se construyen por vía pública deberán utilizarse postes de concreto de 9 m de altura, ya que éstos mismos son los empleados para las líneas telefónicas y para el alumbrado público.

En casos especiales se emplearán postes de concreto reforzado de 7 m de altura y en último caso postes de madera tratada, pero sólo en aquellos lugares a donde no sea posible llevar los postes de concreto por las Dificultades de acceso y en aquellos sitios donde su instalación es provisional.

4.1.2.2 Perchas y brazos secundarios

Las perchas se emplean para apoyar en ellas mediante los accesorios adecuados las líneas secundarias.

Estas se emplean cuando las líneas secundarias van aseguradas en postes y por consiguiente su disposición es vertical.

También se emplean cuando las líneas secundarias van aseguradas en marquesinas, fachadas, o lozas de concreto, también en los parámetros de las construcciones.

Se emplean brazos, siempre de hierro galvanizado, para uno, dos, tres, cuatro y cinco aisladores, según número de conductores de que consten las líneas secundarias.

4.1.2.3 Brazos Triángulos

Como las perchas, los brazos triángulos se usan para apoyar en ellos las líneas secundarias, cuando éstos van apoyados en las construcciones.

Siempre se emplean brazos triángulos de hierro galvanizado de 1 x 1/2" x 1/4" En aquellos puntos en donde se terminan las líneas secundarias se emplean para dar resistencia a los brazos triángulos, a los pie amigos de hierro galvanizado de 1.1/4" x 1/4".

4.1.2.4 Aisladores secundarios

Tal como se dijo para los aisladores primarios, estos accesorios fabricados de una porcelana especial, sirven para que el voltaje al que están sometidas las líneas secundarias no pase a los accesorios metálicos o no aislantes y de esta forma las líneas secundarias ofrezcan toda la seguridad necesaria.

Hay dos clases de aisladores que se emplean en las líneas secundarias, según que se soporten en brazos secundarios o en brazos triángulos.

En el primer caso se usan los aisladores tipo carrete y en el segundo los aisladores de losa número 5. Ya que generalmente se utilizan conductores aislados, en las líneas secundarias, sean de cobre o de aluminio, los valores aislantes de estos aisladores no necesitan ser muy elevados.

4.1.2.5 Conductores

Los conductores sirven para conducir la corriente eléctrica que el voltaje o diferencia de tensión hace circular para ellos; para las líneas secundarias aéreas o subterráneas se emplean conductores siempre aislados, bien sea en termoplástico como en el caso de los conductores de cobre tipo TW, o en Neopreno o Polietileno, como en el caso de los conductores tríplex de aluminio.

Entre los metales que económicamente pueden emplearse para la conducción de energía existen dos de uso universal: el cobre y el aluminio. Las líneas secundarias utilizan ambos tipos de conductores.

Los cables y alambres de cobre se utilizan en aquellas zonas en donde las líneas secundarias pueden asegurarse a los parámetros de las construcciones y en donde las redes deben ir canalizadas. Se emplean conductores de cobre número 6 tipo alambre, o sea un solo hilo; para los números 4, 2, 1/0, 2/0, 4/0, 350 MCM y 500 MCM, se utiliza el tipo cable o sea de varios hilos.

El cable de aluminio tipo cuádruplex, es decir, compuesto por 3 conductores de aluminio aislado y un conductor de aluminio desnudo y que al mismo tiempo sirve como mensajero, es el empleado en redes secundarias aéreas construidas sobre postes de madera o de concreto. Las derivaciones o acometidas, de tipo aéreo, de este cable.

Se hacen directamente desde los postes en aquellas urbanizaciones y zonas donde las especificaciones de construcción así lo determinan.

(NTC 2050

Tabla 220-32).

Las derivaciones para las urbanizaciones con acometidas subterráneas se hacen con bajantes por dentro de los postes de concreto o por bajantes en tubería metálica galvanizada a cajas secundarias bajo los andenes para la conexión de acometidas y cruces subterráneos para alimentar las construcciones sobre el costado opuesto de la vía; cuando las redes son canalizadas o subterráneas siempre se construyen en cables de cobre.

La razón por la cual se utiliza el cable cuádruplex de aluminio para las redes aéreas estriba en que éstas resultan más económicas y tienen mayor resistencia a los esfuerzos mecánicos.

Algunos factores importantes a tener en cuenta para poder obtener un excelente desempeño del cable son:

No exceder la capacidad nominal del cuádruplex. Debido al bajo punto de fusión del aluminio y al trenzado del cable, los excesos de carga producen a menudo roturas que traen como consecuencia la necesidad de reponer tramos completos.

- Los empalmes de las " barras " de los transformadores y derivaciones en cobre deberán realizarse por intermedio de conectores de tipo universal, cobre-aluminio, teniendo un especial esmero en la limpieza del punto y demás tratamientos necesarios que requieren este tipo de conexión; son frecuentes los deterioros sufridos en el cuádruplex por falta de precaución en este sentido.

- Se recomienda que las acometidas residenciales aéreas, sean tomadas de unas "puntas" o colillas de cobre de 0,40 m de longitud aproximadamente, ya previamente unidas al cuádruplex con los conectores apropiados.

4.1.2.6 Conectores

Los conectores en las líneas secundarias se emplean para conectar los diferentes ramales y las derivaciones, generalmente se emplea el conector de prensa, que sirve hasta para calibre número 1/0 y son para uso universal, es decir, sirve para conectar aluminio con aluminio,

Cobre con cobre o aluminio con cobre, poseen mayor área de contacto entre los conductores que se empalma, la conexión es más permanente debido a que los conectores de tornillo se aflojan con el tiempo y generan puntos calientes (Puntos de falla). Así mismo el hecho de presentar mayor área de contacto, implica menor número de espacios vacíos entre los hilos de los conductores y por lo tanto, menor corrosión.

Se consiguen de aluminio, cobre y de aleaciones que permitan el empalme de conductores de cobre con conductores de aluminio. Además, los hay resistentes a la tensión para el caso de empalmes en medio de un vano de la línea secundaria.

Los conectores pueden ser de prensa o tipo H, de tornillo partido, tipo PG. o conector tipo C.

4.1.2.7 Amortiguadores de vibración

Actualmente se conoce con el nombre de vibración eólica, a la vibración provocada por fuerzas perpendiculares a la dirección del viento, originadas por la formación de remolinos producidos por el flujo alrededor del conductor.

Tales fuerzas, no obstante siendo de pequeña magnitud, provocan efectos dinámicos nocivos en la línea, especialmente a las zonas próximas a los soportes, donde se produce en general, roturas por fatiga. Es evidente que para prevenir tales fallas, es necesario disminuir dentro de los límites tolerables, las amplitudes de vibraciones y de los esfuerzos dinámicos.

Esto se consigue aumentando el amortiguamiento del sistema así: Reduciendo la tensión mecánica del conductor, disminuyendo su amortiguamiento interno, aunque es antieconómico puesto que aumenta la flecha.

Dotando la línea con absorbedores de energía (amortiguadores), que es más económica que la anterior.

4.2 REDES SUBTERRÁNEAS. SISTEMA TIPO PARRILLA

El sistema tipo parrilla es un sistema de red utilizado para obtener máxima continuidad y óptima regulación, del voltaje en el servicio de energía.

Se ubica en aquellas áreas de la ciudad, como lo es el centro, donde se tiene gran densidad de carga. el sistema parrilla se encuentra alimentado por el sistema de alimentadores primarios:

- Parrilla occidental: Alimentada por seis circuitos de la subestación Central.
- Parrilla oriental: Alimentada por seis circuitos de la subestación San Diego.
- Cargas mayores que alimenta los edificios con carga superior a los 150 kVA. (lo alimentan 9 circuitos)

4.2.1 Componentes

- Cable primario: Con características físicas y eléctricas especiales para trabajos a 15 kV.
- Terminales: Adecuaciones especiales que se le hacen al cable instalado para controlar el campo eléctrico y ser instalados correctamente a los seccionadores.
- Empalmes: Unión de dos o más conductores para permitir la continuidad de corriente; pueden ser rectos o derivados.
- Codos: Elemento que permiten hacer una conexión correcta a los transformadores, además permite hacer otro tipo de acoples.
- Transformadores: Equipos utilizados para reducir el voltaje 13.200 V de los alimentadores primarios subterráneos a voltaje de utilización de malla secundaria
120 / 208 V.
- Moles: Elementos que permiten tomar del barraje secundario del transformador el voltaje de consumo para usuario.
- Cable secundario:

Conductores de cobre aislados para 600 Voltios interconectados a los fusibles limitadores “Cangrejos” conformando la malla secundaria.

- Fusibles limitadores de corriente (cangrejo): Elementos utilizados para conectar la red secundaria y protegerla.

4.2.2 Operación del sistema.

Cuando se conecten los circuitos primarios de parrilla a la carga, debe hacerse simultáneamente.

Puede hacerse la reconexión simultánea abriendo y cerrando el interruptor de 110 kV., manteniendo cerrados los interruptores individuales de parrilla.

Equipo de operación.

- Switch del transformador: Equipo incorporado al transformador al que se conectan los alimentadores primarios, tiene tres posiciones: Cerrado, abierto y tierra.

- Switch múltiple: Equipo que permite conectar dos o más circuitos de diferente subestación (R2 y R15 para transferencia), de ramales o Acometidas de edificios, tiene dos posiciones: abierto o cerrado.

- Empalmes semipermanentes: Componentes que permiten desconectarse.

Todas las operaciones de desconexión, se hacen sin tensión.

- Regleta múltiple operable con o sin tensión: Componente que permite conectar dos o más circuitos y aislar en el momento requerido el circuito o circuitos que se vayan a trabajar.

- Conector empalme tipo codo operable con o sin tensión:

Componentes que instalados en los cables alimentadores, permiten la conexión de éstos a los transformadores, regletas, empalmes, semipermanentes etc.

4.2.3 Protecciones

Protector secundario: Equipo incorporado al transformador que permite el suministro continuo de servicio, tiene tres posiciones: cerrado, automático o abierto. Opera automáticamente al abrirse cualquier alimentador primario. Pararrayos:

Equipo de protección instalado a las líneas en regletas y switches, para la protección de sobretensiones y cortocircuito.

4.2.4 Instalación del sistema.

Para la instalación se utilizan canalizaciones compuestas por: Ductos, cámaras, cajas de distribución.

Para cables primarios se utilizan conductos de diferentes materiales y un diámetro de seis pulgadas. Para las líneas secundarias se utilizan conductos de un diámetro de cuatro pulgadas; pueden ser condulneas u otros.

Para la instalación de equipos y elementos tales como: empalmes, regletas, transformadores, etc. Se utilizan cámaras con espacio suficiente que permitan operar o hacer el mantenimiento de los mismos.

Para la conexión de los usuarios al sistema se utilizan las cajas de distribución ubicadas estratégicamente.

Red Aérea: En casos especiales, como contacto de líneas aéreas con árboles o acercamiento a parámetros, se procede al cambio del cable aéreo desnudo ACSR, por cable aislado para 15 KV.

4.2.5 Equipos especiales.

Calibrador de relés: Con este instrumento se calibran los relés de los protectores secundarios, para que operen automáticamente cuando se presente una sobretensión o cortocircuito.

Equipo de tratamiento de aceite:

Con este equipo se recupera el aceite que ha sido contaminado por humedad.

Megger: Con este instrumento se verifica el estado del aislamiento del cable primario, después de su instalación y antes de entrar en servicio.

Equipo chequeador de cables: Además de permitir la verificación del estado de los aislamientos de los cables, permite localizar las fallas de los mismos. Malacate:

Equipo con el que se hacen los halados de cable.

Tráiler: Equipos de transporte del cable.

5. PROTECCIÓN Y EQUIPOS DE MANIOBRA EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

El sistema de distribución debe proporcionar un servicio eléctrico de calidad. Para cumplir este objetivo es necesario que los ingenieros encargados del diseño del sistema anticipen gran variedad de situaciones que pueden interferir en un momento dado, con el buen funcionamiento del sistema de distribución eléctrica. Las condiciones anormales predominantes en un sistema de distribución son:

Fallas de línea. Sobrecargas. Falla de equipos.

Las fallas en la línea pueden ser causadas por fuertes vientos los cuales empujan los conductores de las fases entre sí, o por golpes o choques contra la postera de la red.

El diseñador deberá conocer los tipos de fallas que pueden existir en la red a diseñar, y la naturaleza de éstas.

Conociendo estas fallas, se puede diseñar el sistema, minimizando los efectos dañinos de dichas fallas.

5.1 TIPOS DE FALLAS

El tipo de falla que puede ocurrir depende básicamente del sistema de distribución. Así, en sistemas 3 las fallas más comunes son:

Una línea a tierra

Dos líneas a tierra

Falla entre dos líneas Falla trifásica.

En sistemas monofásicos, las fallas son:

Línea a tierra: La falla de una línea a tierra ocurre cuando un conductor cae a tierra o hace contacto con algún punto neutro de la instalación o la estructura.

Fallas línea a línea.

Se producen cuando los conductores de dos o tres fases se cortocircuitan.

Doble falla a tierra: Ocurre cuando dos conductores caen a tierra y se cortocircuitan a través de ella, o cuando el contacto lo hacen a través del neutro de la instalación o a través de la estructura. En sistemas de distribución las protecciones básicas son: Sobrecorriente, Sobretensión

5.2 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

La condición de sobrecorriente se presenta en sistema cuando el flujo de corriente excede la intensidad nominal de cualquier componente del sistema, este flujo de corriente permanece en el tiempo hasta que la falla sea aclarada.

Los aparatos más utilizados en nuestro medio, para efectuar la protección de sobrecorriente son los fusibles y los llamados re cierres.

5.2.1 Fusibles

Son dispositivos que abren un circuito eléctrico cuando la corriente que circula por éste es excesiva.

La mayoría de las redes de distribución pueden transmitir grandes corrientes de falla a sus componentes; si éstos no pueden soportar las corrientes de falla.

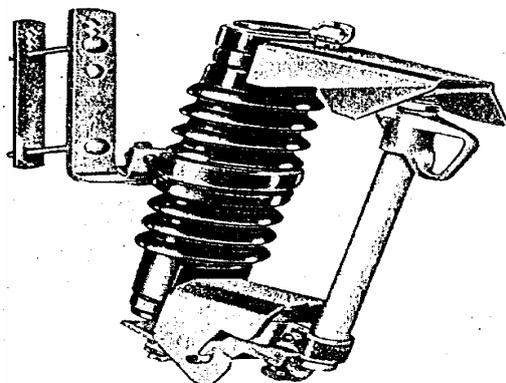
Podrían ser fácilmente dañados o llegar incluso a su destrucción física. La misión de los fusibles, en una red eléctrica, es proteger las componentes de la misma contra el calentamiento excesivo producido por sobre-intensidades.

La magnitud de las sobre-intensidades puede variar entre límites muy amplios, desde la mínima corriente que produce la fusión del fusible, hasta la máxima corriente propia del cortocircuito de la red.

La aplicación de los fusibles en los circuitos de distribución requiere el empleo de corto-circuitos o cajas primarias, las cuales vienen normalizadas para 15 kV y 38 kV a 100 amperios y operan satisfactoriamente con cualquier tipo de fusible hasta 100 amperios.

La caja primaria está equipada con contactos enchapados en plata o en un metal conductor que posea características similares, lo cual permite una alta conductividad. Estos contactos están contenidos en una horquilla de acero inoxidable, la cual está adaptada para permitir una unión fuerte entre la parte fija y el tubo porta fusible. El porta fusible está compuesto por un tubo de fibra de vidrio que se sujeta en su parte inferior al aislador por medio de una abrazadera y un mecanismo que permite su libre movimiento cuando ocurre una falla; en la parte superior se encuentra el contacto con un casquete, o una tapa colocado en su extremo sólidamente enroscado.

Figura 5.1. Caja primaria



Fuente: RAMÍREZ G., Carlos Felipe. Subestaciones de alta y extra alta tensión. Medellín: página 45

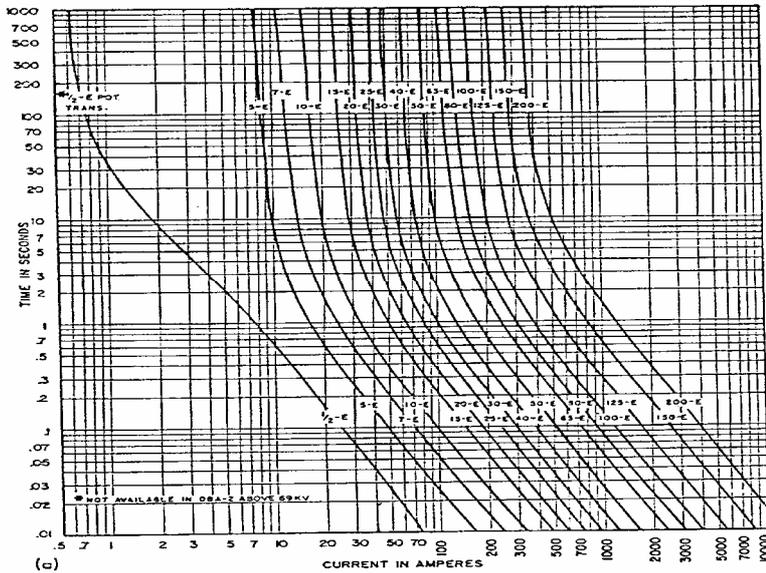
5.2.1.1 Tipos de fusibles

Existen diferentes tipos de hilos fusibles: tipo H, Tipo K, tipo T, etc., cada uno de ellos caracterizado por un tiempo mínimo de fusión y por la potencia de desconexión que puede soportar.

Como ilustración, el hilo fusible K para 15 kV y 38 kV que cumple las especificaciones dadas por las normas NEMA, ANSI, para protección de transformadores, soporta normalmente el 100% de su corriente nominal, sin que la temperatura en sus bordes sufra un aumento superior a 30 C, incluso puede soportar un 150% de su corriente nominal sin daño alguno.

La escogencia del fusible adecuado depende del campo donde éste va a operar. Cada serie (H,T o K) provee el mismo rango de coordinación entre fusibles adyacentes, pero la mezcla de fusibles de ambas series limita el rango de coordinación. Una curva típica de un fusible se muestra en la siguiente figura.

Figura 5.2. Curvas características de algunos fusibles

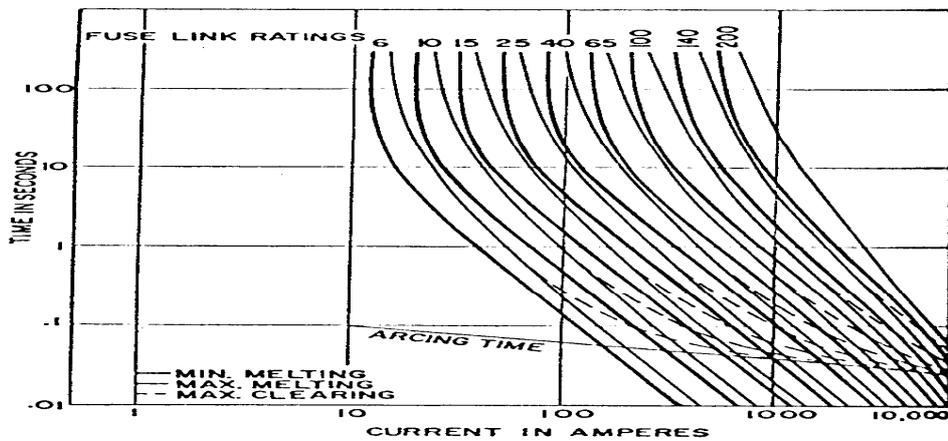


Fuente: INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. Manual de planeamiento de sistemas eléctricos de distribución: páginas 25

5.2.1.2 Fusibles rápidos y lentos

La EEI - NEMA divide los fusibles en dos tipos, rápidos y lentos, designados por las letras K y T respectivamente.

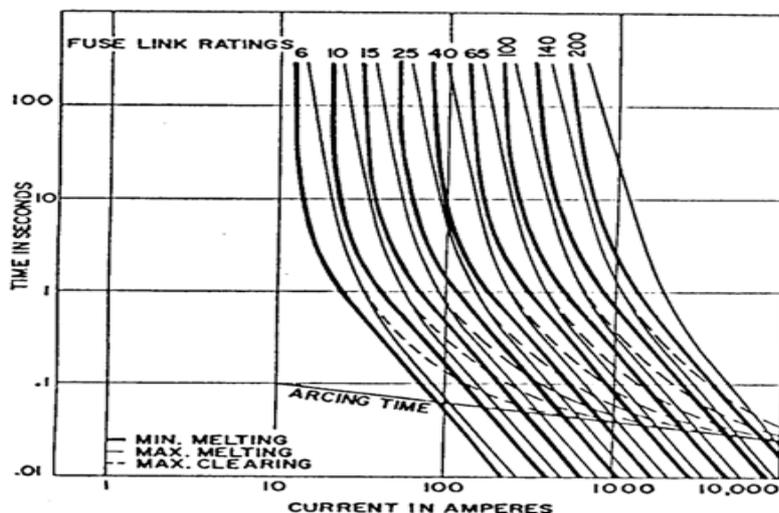
Figura 5.3. Fusible Tipo T



Fuente: INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. Manual de planeamiento de sistemas eléctricos de distribución: páginas 28

Los fusibles tipo K y tipo T, de las mismas especificaciones nominales, tienen características de fusión parecidas, pero diferente curva

Figura 5.4. Fusible Tipo K



Fuente: INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. Manual de planeamiento de sistemas eléctricos de distribución: páginas 30

Para requerimientos especiales, tales como fusibles necesarios en el primario de pequeños transformadores, se han fabricado fusibles por debajo de 6 Amperios (tipo H); se fabrican fusibles para 1, 2, 3, 5, 8 Amperios; estos son diseñados para proteger contra sobre corrientes y para evitar operación del fusible principal durante efectos transitorios en el circuito. El fusible tipo H es más rápido que el fusible tipo K, con esto se logra coordinar la protección del transformador.

5.2.1.3 Selección del fusible

Para la selección se deben tener en cuenta los siguientes puntos:

- La capacidad de interrupción de la corriente debe ser tal,

Que el fusible interrumpa sin riegos, la corriente de falla más elevada en el punto de la instalación.

- Las características de limitación de corriente deben ser tales que restrinjan la corriente de paso libre en las fallas, reduciéndose así al mínimo la posibilidad de averías en los componentes del circuito.
- El período de retraso en las corrientes de sobrecarga debe ser tal que el fusible no se queme innecesariamente a causa de sobrecargas pasajeras, pero si debe proteger contra sobrecargas peligrosas.

La aplicación correcta de los fusibles requiere un conocimiento de las características del sistema y del equipo que va a ser protegido. Para fusibles que van a ser localizados en la línea, deben considerarse los siguientes factores:

- La corriente de cortocircuito del transformador fuente o de la subestación.
- Corriente normal y de sobrecarga del circuito
- Corrientes transitorias del circuito, tales como corrientes de magnetización de transformadores, corrientes de arranque de motores, etc.
- Características de fusión de los conductores
- Coordinación con otros aparatos protectores

Para protección de equipos se deben considerar:

- Corrientes transitorias
- Continuidad de servicio
- Coordinación con otros aparatos protectores

En las siguientes tablas se indican los fusibles empleados para cajas primarias y para protección de transformadores según las normas RA8-002 y RA8-005 de EE.PP.M.

Tabla 5.1. Especificación de fusibles para cajas primarias

TRANSFORMADORES			
MONOFASICO		TRIFASICO	
Kva	FUSIBLE	kVA	FUSIBLE
10	3H	30	3H
15	5H	45	5H
25	7H	75	7H
37.5	10K	112.5	10K
50	10K	150	10K
75	15K	225	15K
100	15K	250	15K
		300	15K
		315	15K
		400	25K
		500	40K

Fuente: Tablas elaboradas a partir de la norma RA8 – 005 de EEPPM

Tabla 5.2. Especificación de fusibles para aisladores

FUSIBLE	CAPACIDAD EN kVA	
	7,62 kV	13,2 kV
6 T	0 – 60	0 – 175
10 T	61 – 100	176 – 300
15 T	101 – 200	301 – 600
25 T	201 – 300	601 – 900
40 T	301 – 600	901 – 1800
65 T	601 – 950	1801 – 2800
100 T		2801 – 4500

Fuente: Tablas elaboradas a partir de la norma RA8 – 005 de EEPPM

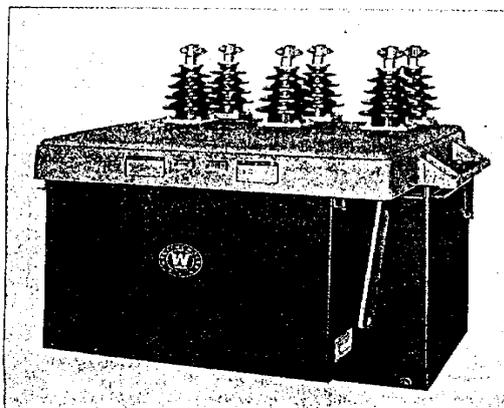
5.2.2 Equipo de re cierre

El re cierre automático es un interruptor que tiene la capacidad de abrir un circuito en condiciones de falla y realizar posteriormente un re cierre. Por tal motivo sus contactos generalmente van sumergidos en aceite.

Generalmente los fusibles se usan para proteger los circuitos primarios de las fallas en la red, pero no pueden distinguir entre fallas persistentes y fallas momentáneas. Si todas las fallas fuesen permanentes, se necesitaría dejar sin servicio al usuario hasta que la falla fuese reparada, lo cual llevaría mucho tiempo; sin embargo las estadísticas han mostrado que más del 80% de las fallas no son permanentes, y para aclararlas sólo basta abrir el circuito unos cuantos milisegundos, para luego proceder a realizar el re cierre del mismo éste se destruye y no da la posibilidad de restablecer inmediatamente de nuevo todo el circuito.

Debido a esto se utilizan los re cierres automáticos, los cuales se conectan al primario de la red, y cuando ocurre una falla, el re cierre abre el circuito sólo unos milisegundos para luego cerrarlo; esta operación se puede efectuar hasta tres veces seguidas o más según la tecnología del equipo; si después de tres intentos de aclarar la falla, ésta todavía persiste, no se trata de una falla momentánea y necesitará reparación y por consiguiente se deja el circuito abierto.

Figura 5.5. Re cierre automático trifásico



Fuente: URIBE GAVIRIA, Jaime. Mantenimiento eléctrico en líneas de transmisión y distribución. Medellín, 1971. Trabajo de grado (Ingeniero Electricista). Universidad Pontificia Bolivariana. Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica. Página 50

5.3.1 Tipos de sobretensiones

Las sobretensiones que ocurren en un sistema son usualmente divididas por definición en tres grupos: sobretensiones temporales, sobretensiones de maniobra y sobretensiones atmosféricas, las dos primeras se consideran como de origen interno, mientras que las atmosféricas se consideran como de origen externo.

5.3.1.1 Sobretensiones temporales

Las sobretensiones temporales son a frecuencia industrial o muy cercanas a la frecuencia industrial (60 Hz) y no amortiguadas o suavemente amortiguadas. Estas sobretensiones están asociadas principalmente a la pérdida de carga, fallas a tierra y resonancias de diferentes tipos.

Las amplitudes de las sobretensiones temporales no deben exceder 1,5 p.u. y su duración debe ser inferior a un segundo.

5.3.1.2 Sobretensiones de Maniobra

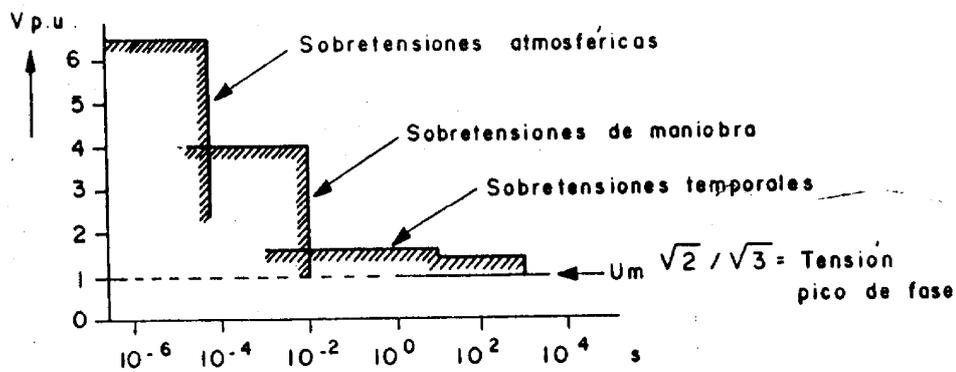
Estas sobretensiones están asociadas a todas las operaciones de maniobra y fallas en un sistema. Sus altas amplitudes están generalmente en el rango de 2 a 4 p.u., dependiendo de los valores del diseño y de los medios existentes creados para limitar la sobretensión. La forma de onda puede variar mucho, pero pueden ser representadas por un oscilación de algunos cientos a algunos miles de ciclos, superpuesta en una onda de frecuencia industrial. La IEC ha recomendado un impulso de maniobra normalizado de 250 microsegundos de frente por 2500 microsegundos de bajada hasta el 50% del pico máximo.

5.3.1.3 Sobretensiones temporales

En la coordinación de aislamiento, las sobretensiones temporales son de gran importancia porque ellas determinan las características nominales de los pararrayos. Las sobretensiones atmosféricas de amplitudes grandes pueden afectar el sistema como resultado de descargas atmosféricas directas a una línea o como flámeos inversos en una cadena de aisladores. Las amplitudes de las sobretensiones varían entre 5 y 7 p.u.

En la siguiente figura se resume la información de las sobretensiones.

Figura 5.6. Tipos de sobretensiones



Fuente: URIBE GAVIRIA, Jaime. Mantenimiento eléctrico en líneas de transmisión y distribución. Medellín, 1971. Trabajo de grado (Ingeniero Electricista). Universidad Pontificia Bolivariana. Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica. Página 55

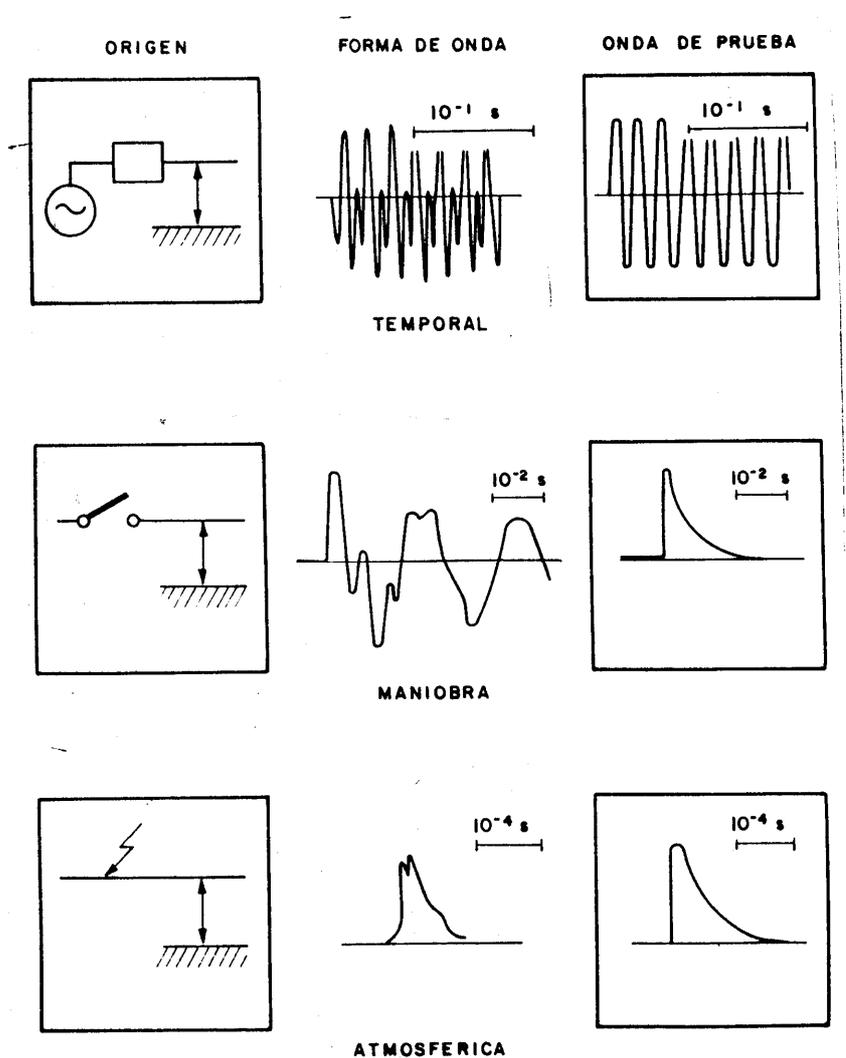
5.3.2 Protección para sobretensiones

Un sistema de distribución debería mantener la continuidad de voltaje durante muchos años, aun bajo las diferentes condiciones atmosféricas

que se presentan a lo largo de la vida del sistema. Para asegurar la integridad del aislamiento en estas condiciones, éste es diseñado para soportar voltajes más altos que los voltajes nominales del sistema.

Sin embargo, para proteger contra algunas sobretensiones transitorias que se presentan en el sistema, es necesaria la instalación de un dispositivo de protección que la limite.

Figura 5.7. Características de las sobretensiones



Fuente: GUERRERO FERNÁNDEZ, Alberto et al. Electrotecnia.

Fundamentos teóricos y prácticos. Madrid: McGraw-Hill. Página 176

Para determinar si el aislamiento del sistema está bien protegido, hay que considerar tres hechos que afectan esta protección, como son:

- La naturaleza y características de esos transitorios
- El comportamiento del aislamiento ante un sobre voltaje de corta duración

- La acción limitante del dispositivo de protección para varios tipos de transitorios que pueden ocurrir en el sistema y que pueden ser de origen atmosférico u originado en el sistema propiamente dicho (sobretensión de maniobra).

5.3.3 El Pararrayos

Para evitar los peligros de las sobretensiones se concibió ya en principio la idea de derivar a tierra las ondas producidas por éstas, las cuales pueden conducir corrientes de alta intensidad. Los aparatos cuyo objeto es limitar la amplitud de las sobretensiones y que son empleados desde que se iniciaron las instalaciones eléctricas, se les denomina pararrayos.

En el comienzo las redes eléctricas empleaban dispositivos que respondían a un criterio empírico, esto por la imposibilidad, entonces existente, de estudiar a fondo el funcionamiento de los mismos.

A principios del siglo se utilizaban aparatos de rodillos, de cuernos, de funcionamiento por medio de óxido de aluminio, condensadores, etc., ninguno de los cuales respondía al fin propuesto por no reunir las condiciones que reclamaba la eficacia de su funcionamiento.

Los pararrayos deben estar conectados permanentemente a las líneas, pero ha de entrar en funcionamiento únicamente cuando la tensión alcanza un valor superior a la de servicio.

Esto se consigue por medio de un explosor, uno de cuyos electrodos está conectado a la línea y el otro puesto a tierra.

En el que salta la chispa cuando la sobretensión alcanza el valor requerido y para el cual debe ser graduado. Por el arco producido se conducirá a tierra la onda móvil de corriente originada por la sobretensión, pero en esta forma sería permanente la derivación de la corriente de la línea, aunque la sobretensión hubiere desaparecido. Para evitar este inconveniente pueden emplearse tres procedimientos:

- Aumentar la separación entre electrodos o subdividirla, con el objeto de que cuando el arco quede alimentado por la corriente nominal, este no pueda mantenerse por la insuficiente tensión; el problema con este método es que el pararrayos pierde sensibilidad.

- Otro procedimiento consiste en intercalar una resistencia desprovista de autoinducción, para que presente también admitancia a las perturbaciones oscilantes, de suficiente valor para limitar la corriente nominal que sigue al primer momento de la descarga y no de tan alto valor para que no produzca disturbios sensibles en el servicio. Aumentando la resistencia, se puede disminuir la distancia entre electrodos y obtener así descargadores sensibles. No obstante, esta solución, y tratándose de resistencias de valor permanente, resta eficacia al equipo, esto debido a que la resistencia limitará la sobretensión de la red, pero no asegura que al funcionar el limitador no dé origen a fenómenos oscilatorios en la red.

- Otro método para evitar el circuito a tierra permanente, consiste en interrumpir rápidamente, con un aparato mecánico o electromagnético, la corriente que sigue a la descarga antes que el cortocircuito se manifieste de forma sensible.

Lo cual permite emplear resistencias reducidas, ello sin tener que disminuir la distancia entre los electrodos del explosor, conservando así la sensibilidad necesaria. Por este método se puede originar sobretensiones de apertura y convertir la protección en un generador de oscilaciones.

Las condiciones que debe satisfacer un pararrayos para realizar su cometido, son pues muy variadas, y por ello la solución hallada para los aparatos actualmente usados ha requerido de muchos estudios, hasta lograr que todas las condiciones necesarias fueran cumplidas; estos estudios dieron lo siguiente:

- La tensión de encebamiento del arco en el explosor debe ser inferior a la tensión de contorneamiento de los aisladores de la línea.
- La relación entre las tensiones de encebamiento por onda de choque y la tensión nominal a la frecuencia de servicio, debe ser muy pequeña, a fin de que la onda de sobretensión sea conducida a tierra antes de alcanzar su tensión máxima.
- El poder derivativo a tierra debe ser grande, pero al mismo tiempo la caída de tensión en el pararrayos debe ser pequeña, pues de lo contrario el pararrayo no prestaría ninguna utilidad.
- El poder de extinción y la capacidad térmica deben ser grandes para la seguridad del pararrayos.
- Es preciso que sólo la onda de sobretensión sea derivada a tierra y que el arco que subsista, debido a la tensión de servicio, se extinga al primer paso de la corriente por cero. Por lo tanto la ionización del explosor debe ser muy débil para que no pueda reencebarse el arco bajo la tensión re - establecida.

Las condiciones anteriormente señaladas son difíciles de cumplir en su totalidad, porque por una parte se necesita una resistencia pequeña a fin de que el poder derivativo a tierra sea grande y por otra parte, se necesita una resistencia alta para facilitar la extinción del arco.

Debido a lo anterior, se ideó el pararrayos de efecto auto valvular, el cual tiene una resistencia de material aglutinado con la propiedad de variar su resistencia con rapidez, disminuyendo cuanto mayor es la tensión aplicada, y adquiriendo un valor elevado al reducirse ésta. Con esta resistencia, se convierte el pararrayos en una válvula de seguridad cuyo funcionamiento sólo tiene lugar en el momento necesario y evita la persistencia de la corriente de cortocircuito, sin que se produzcan oscilaciones secundarias por causa de su funcionamiento.

Otro tipo de pararrayos es el de expulsión, el cual es parecido a un fusible, pero sin elementos fusibles. Consta en esencia de un tubo, generalmente de fibra de vidrio, con electrodos en cada extremo. Esta construcción provee un espacio para la descarga eléctrica, dentro de la luz de un tubo de material que despiden un gas, bajo la acción del calor de un arco. En este tubo, se encuentra generalmente otro espacio de descarga para evitar que el material esté expuesto continuamente a la tensión normal de línea, que acabaría por deteriorarlo.

Cuando surge una tensión elevada la descarga atraviesa tanto el espacio en serie como el situado dentro del tubo. El pararrayos adquiere entonces la característica de un conductor de baja impedancia, por lo cual disminuye la tensión aplicada a sus terminales a un valor bajo,

Después de haberse descargado el impulso eléctrico. Esta tensión corresponde únicamente a la caída del arco en la cámara de extinción; en consecuencia y en lo que respecta a la corriente, el dispositivo surte casi el mismo efecto que un cortocircuito, fluyendo corriente de falla del sistema. No obstante al pasar la onda de corriente por el valor cero, interrumpe la corriente de falla del sistema debido al gas producido en las paredes del tubo.

El pararrayos de expulsión trabaja repetidamente sin requerir especial cuidado. La interrupción de la corriente se verifica dentro del tubo, pero no es interrumpida por el espacio de aire puesto en serie por el tubo.

Los dos tipos de pararrayos explicados (auto valvular y de expulsión) son los usados para proteger las redes de distribución.

5.3.3.1 Consideraciones sobre el Pararrayos

Tensión nominal del pararrayos.

Su tensión nominal debe ser igual a la del material protegido. Esta tensión la fija la clase de aislamiento de los aparatos a proteger.

Potencia de descarga del pararrayos.

Representa la aptitud de un pararrayos para derivar, bajo formas de corrientes de choque, las cargas que aparecen en las redes por virtud de las sobretensiones. Por lo que respecta a la escogencia de determinado poder de descarga para una instalación, es necesario tener

en cuenta el costo del material protegido y la frecuencia de las tormentas.

Esto debido a que mayor potencia de descarga implica mayor costo del pararrayos.

Radio de acción y lugar de emplazamiento de los pararrayos.

Una parte cualquiera de una instalación sólo se encontrará protegida si se encuentra dentro del radio de acción del pararrayos, el cual depende ante todo de la relación entre la tensión de ruptura de choque y la tensión de encebamiento (encendido) del pararrayos.

5.3.3.2 Criterios de selección del pararrayos

Básicamente se debe tener en cuenta que los pararrayos se emplean en los sistemas de distribución para proteger los transformadores, por ser éstos los más importantes y costosos.

Un pararrayos debe satisfacer dos requisitos: su resistencia a los impulsos debe ser suficiente para proteger el equipo contra una gran diversidad de sobretensiones y segundo, su capacidad de ruptura debe ser bastante alta para que los voltajes normales y anormales de la red no puedan dañarlos.

La coordinación, entre la capacidad de la red y la del pararrayos, en voltaje, depende de la tensión entre línea y tierra.

Se han ideado reglas empíricas generales, así como métodos para determinar con precisión la magnitud del voltaje que puede ocurrir en los bordes del pararrayos en todas las condiciones de la red.

Pero lo que más se utiliza es seleccionarlos de acuerdo a la experiencia del diseñador.

En los últimos años se han utilizado diferentes programas de computación para modelar las redes de distribución y así conocer los perfiles de tensión necesarios para la escogencia de los equipos de protección.

Este método sólo es satisfactorio para voltajes ya establecidos y para circuitos con muy buenas conexiones a tierra. Los voltajes los conoce el diseñador, por lo tanto sólo le resta saber cómo está colocada la red a tierra; hay que distinguir fundamentalmente entre redes puestas a tierra de manera rígida, redes puestas a tierra a través de resistencias y redes aisladas de tierra.

De acuerdo con las normas ASA-NEMA, las redes trifásicas se dividen en diferentes grupos en lo que se refiere a puesta a tierra y son tipos A, B, C, D, E. Se han fijado cifras de puesta a tierra, las cuales dependen de las constantes de la red, tales como resistencias y reactancias.

- Red tipo A. Se les denomina así los sistemas conectados en estrella con cuatro conductores, cuyo neutro está puesto a tierra en varios puntos del sistema. La cifra de puesta a tierra es 0.75.
- Red de tipo B. Se les denomina así a los sistemas conectados en estrella con el neutro directamente puesto a tierra en las subestaciones. Estos sistemas llevan generalmente tres conductores. La cifra de puesta a tierra es de 0.8.
- Red de tipo C. Se les denomina así a los sistemas conectados en estrella con el neutro conectado a tierra a través de resistencias, reactancias, transformadores, etc. La cifra de puesta a tierra es de 1.0.

- Red de tipo D. Se les denomina así a los sistemas conectados en estrella o en triángulo, que no tienen conexión a tierra. La cifra de puesta a tierra es de 1.0.
- Red de tipo E. Se les denomina así a los sistemas aislados de tierra, como los de tipo D, pero de longitudes de gran magnitud y con circuitos puestos a tierra a través de grandes capacitores. La cifra de puesta a tierra deberá ser determinada en cada caso.

Al tener definido el tipo de red en el cual se ha previsto un descargador, se encontrará la tensión nominal del mismo de la siguiente forma:

Tensión nominal = Tensión Máxima de Red x Cifra de Puesta a Tierra

Además del anterior, se han desarrollado otros métodos numéricos ayudados por el computador; éstos trabajan con la resistencia de secuencia positiva de la línea, ya que ésta amortigua un poco los sobre voltajes; igualmente se tiene en cuenta la saturación en los transformadores del sistema,

Pues debido a un sobre voltaje en el primario, en el secundario este sobre voltaje no será, proporcionalmente, igual al del primero debido a la saturación del núcleo.

Los criterios que usan estos métodos son los siguientes:

- Voltaje nominal del sistema
- Máximo voltaje de operación
- Ubicación de la red (urbana o rural)
- Condiciones de la conexión a tierra.
- Impedancia de secuencia de fase en el lado de la carga

- Todos los datos físicos de la línea y del conductor (longitud, calibre, etc.).

5.3.3.3 Conexión de los pararrayos a los transformadores de distribución

Es esencial que el terminal a tierra del pararrayos sea interconectado con el tanque del transformador y con el neutro secundario, para proveer así una verdadera protección para el transformador (Según norma RA3-026).

5.4 SECCIONADORES

Se les denomina también desconectadores o separadores. Se utilizan para abrir o cerrar un circuito cuando no está recorrido por una corriente y previstos especialmente para aislar de una red de baja tensión, una máquina, un aparato, un conjunto de aparatos o una sección de una línea, de manera que sea posible tocarlos sin peligro para los fines de conservación o reparación; de esta forma no se interrumpirá el funcionamiento del resto de la instalación.

Los seccionadores deben tener un buen poder aislante, por lo que generalmente se montan sobre dos aisladores de apoyo adecuados a la tensión de servicio. Estos aisladores-soportes llevan los bordes de conexión; en uno de éstos va el contacto articulado de un extremo de la cuchilla que cierra o interrumpe el circuito, mientras que el otro borne está provisto de un contacto de resortes en el cual enchufa el extremo de la cuchilla. Los bordes del resorte están fabricados de forma que no puedan perder su elasticidad, pues de otro modo el paso de la corriente por los mismos produciría calentamiento y perdería eficacia el contacto.

Las características más importantes que distingue al seccionador de los seccionadores bajo carga y de los interruptores es que sus maniobras de conexión y desconexión a la red deben hacerse en vacío, es decir, sin que haya carga en la instalación, pero en determinadas circunstancias pueden conectarse y desconectarse con pequeñas cargas.

Debido a que el seccionador está construido para ser accionado en vacío, la maniobra de sus cuchillas no precisa ser muy rápida, pero si es fundamental que el punto de accionamiento de la cuchilla esté lo más visible posible.

El accionamiento de estos aparatos se hace normalmente por medio de una pértiga aislada cuyo gancho se introduce en el anillo de que va provista la cuchilla.

Estos aparatos se utilizan normalmente para circuitos monofásicos; cuando se trabaja con circuitos trifásicos, deben emplearse seccionadores tripolares, esto debido a que se desea que las cuchillas abran o cierren todas a la vez; normalmente los seccionadores trifásicos suelen maniobrarse con una palanca que acciona un mecanismo poco complicado, pero también se pueden maniobrar con pértiga; esto depende de las facilidades y la ubicación de los seccionadores.

Las condiciones de funcionamiento de los seccionadores están dadas por las siguientes características:

- Tensión nominal del sistema
- Corriente nominal del sistema
- Corriente de corto circuito, la cual se determina según el sistema y el punto donde va a ir el seccionador

- Nivel básico de aislamiento (BIL) para la altura de la instalación

En los sistemas de distribución, es necesario muchas veces abrir o cerrar un circuito, ya sea para reparación o mantenimiento de ciertos equipos y no siempre se puede desenergizar todo un sistema para accionar los seccionadores necesarios para esto, pues al usuario se le debe garantizar al máximo la continuidad del servicio. Por ello existen otros aparatos que pueden actuar bajo carga, son los denominados seccionadores bajo carga. Los seccionadores bajo carga (b-c) son aparatos de corte que permiten efectuar maniobras voluntarias de apertura y de cierre de circuitos en condiciones dadas de carga. La principal diferencia con los interruptores es que los seccionadores b-c no están diseñados para abrir y cerrar sus contactos sobre corrientes de falla, debido a que no tienen la suficiente capacidad de ruptura.

El accionamiento de un seccionador b-c es sencillo, sólo es necesario hacer girar rápidamente la palanca de maniobra y al hacerlos se cerrarán o abrirán las cuchillas. En estos aparatos son esenciales las condiciones mecánicas de los aisladores - soportes, pues cada uno de ellos se halla sometido, no sólo a los esfuerzos mecánicos de maniobra, sino que además han de soportar las fuerzas que les transmiten los elementos de conexión del circuito.

El comportamiento de un seccionador b-c está muy relacionado con la naturaleza del circuito al cual se conectará,

Por lo que es necesario mencionar los aspectos sobresalientes de esta relación.

5.4.1 Especificaciones de un seccionador bajo carga

Los valores especificados para un seccionador b-c se refieren a los valores característicos que definen las condiciones de trabajo para las cuales el seccionador b-c se diseña y se construye.

En general cualquier seccionador b-c debe ser capaz de conducir su corriente nominal de carga sin que se produzca una elevación de temperatura excesiva y por otra parte también soporte los esfuerzos electrodinámicos; alrededor de estas características genéricas se tienen valores importantes por especificar los siguientes:

- Tensión y corriente nominal
- Frecuencia nominal
- Capacidad de desconexión
- Valor de la corriente de corto circuito
- Ciclo de operación

Los valores anteriores, y los complementarios que definen las especificaciones de un seccionador b-c se encuentran dados en las normas internacionales.

La idea de relacionar el seccionador b-c con las constantes del circuito a que va a estar conectado, se puede manejar desde el punto de vista de sobre corriente y también desde el punto de vista de sobretensiones, lo que permite analizar ciertos aspectos de los esfuerzos dieléctricos que aparecen por efecto de la desconexión o cierre en ciertas condiciones de operación de la red.

6 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Son los transformadores que reducen la tensión del alimentador primario, a una tensión secundaria útil para el usuario o equipo.

Pueden ser instalados en los postes hasta una capacidad de 75 kVA, en subestaciones, sobre pedestales o en cámaras subterráneas para capacidades superiores.

6.1 CLASIFICACIÓN SEGÚN EL TIPO DE AISLAMIENTO.

Tipo seco. Tiene las bobinas al aire, se ubican en recintos con ventilación ya que su sistema de refrigeración es con aire, el recinto no debe tener humedad. Este tipo de transformador evita incendios y conflagraciones.

Tipo seco sellado. Su núcleo y sus bobinas se disponen en el interior de un tanque herméticamente sellado el cual se llena con nitrógeno seco a baja presión, eliminando el peligro de explosiones y fuego.

Se utilizan en lugares con excesiva corrosión, atmósferas explosivas o si deben ser sumergidos en agua.

Aislamiento en medios líquidos. El medio más utilizado es el aceite, pero es inflamable por lo cual requiere el diseño de fosos de drenaje si se ubican en subestaciones interiores. Otras sustancias como el Pyrenol, Flamenol, Askarel y Freón también son utilizados pero son venenosos.

6.2 VENTAJAS DE LOS TRANSFORMADORES SECOS

Evita riesgos de incendio.

No requieren foso de drenaje.

Reducen el espacio y peso de la subestación. Requieren un mantenimiento más sencillo.

Cuidados que deben tenerse con los transformadores secos:

Cuidarlo durante su transporte, almacenamiento y montaje de: golpes, humedad y contaminación.

Instalarlo en un sitio no accesible a personal no autorizado.

Evitar la caída de agua por cualquier motivo sobre el transformador.

Guardar las distancias de aislamiento necesarias entre las partes vivas y tierra. Adecuar la circulación suficiente de aire al sitio donde se encuentra el transformador.

No puede sobrecargarse.

Verificar que las conexiones sean correctas y sólidamente aseguradas.

6.3 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS TRANSFORMADORES EN ACEITE.

Bajas pérdidas en el hierro: para su núcleo se emplean láminas de acero al silicio con grano de alta orientación, laminado en frío, lo que garantiza una mínima corriente de excitación y por tanto unas bajas pérdidas.

Alta eficiencia y buena regulación: Los devanados están hechos de cobre electrolítico de alta pureza y elevada conductividad.

Alta rigidez dieléctrica y resistencia mecánica: para las bobinas se emplea papel dieléctrico con rombos epóxicos, el cual se adhiere al conductor a ser

Horneado, lo que los hace suficientemente fuerte para resistir las fuerzas mecánicas de los cortocircuitos.

6.4 CLASIFICACIÓN SEGÚN EL NÚMERO DE FASES.

Pueden ser monofásicos o trifásicos dependiendo de los requerimientos de la carga y la magnitud a demandar. Los trifásicos se utilizan en zonas industriales, comerciales, residenciales con gran concentración de carga o en edificios que requieren de bombas de agua o ascensores.

6.5 CLASIFICACIÓN DE ACUERDO A LA PROTECCIÓN.

Los transformadores deben protegerse contra: Fallas Internas.

Fallas en la red secundaria. Fallas en la red primaria.

Para lo anterior se emplean fusibles e interruptores, los cuales según su disposición pueden ser:

6.5.1 Transformadores convencionales.

No incluyen elementos de protección internamente, deben ser instalados externamente (pararrayos y caja primaria con fusible). El fusible primario protege al alimentador primario y al transformador contra cortocircuitos internos o en la red secundaria, pero no protege contra sobrecargas ya que la curva I vs T del fusible está por debajo de la curva de avería del transformador. Por ello debe elegirse un fusible de mayor capacidad a la corriente nominal primaria del transformador.

Información para la selección del fusible: Voltaje nominal del sistema.

Corrientes nominales de carga y magnetización. Capacidad de cortocircuito en el lado primario.

Tipo de carga: Fluctuante (con arranque de motores u otros equipos).

Coordinación con otros dispositivos de protección.

Corriente de arranque: cuando se energiza el transformador la corriente de excitación sufre un transitorio, esta es la corriente de magnetización. Se considera que toma los siguientes valores:

12 veces la corriente nominal a plena carga durante 1/10 de segundo.

25 veces la corriente nominal a plena carga durante 1/100 de segundo.

Se debe cumplir que la característica de fusión mínima del fusible esté por encima de estos valores.

Reglas para la elección de fusibles:

1.5 In Para circuitos no inductivos.

2.0 In Para circuitos normales.

2.4 In Para circuitos con arranque de motores.

3.0 In Para circuitos con sobrecargas esperadas.

Ej. Se tiene un transformador 1 con un circuito normal, calcular la corriente nominal del fusible.

$$I_n = 50 \text{ KVA} / 7.62 \text{ KV} = 6.56 \text{ Amp.} \quad 2x (6.56 \text{ Amp}) = 13 \text{ Amp.}$$

6.5.2 Transformadores auto protegidos (CSP)

Tienen incorporada la protección primaria y dispone de una protección de sobrecarga secundaria.

El pararrayos primario se instala directamente sobre el tanque a un lado del buje de alta tensión.

El fusible primario viene en el interior del buje primario en serie con el devanado primario entre el buje de alta y el devanado primario, el del tipo de expulsión (expulsa los gases producidos por el cortocircuito fuera de la cámara).

En el secundario dispone de interruptores (breakers) que protegen ante sobrecargas o cortocircuitos del secundario. Ante una sobrecarga se enciende un bombillo piloto, el cual se apaga si es del tipo transitoria, si es permanente opera el mecanismo de desconexión y permanece encendido el indicador.

Si la condición de sobrecarga desaparece y la avería secundaria se repara, se establece el interruptor manualmente desde el exterior. Para que operen los contactos se requiere una disminución en la temperatura del aceite del transformador.

Características de los transformadores auto protegidos respecto a los convencionales.

Menor vida útil.

Mayor costo por pérdidas adicionales. Requiere de mantenimiento más frecuente.

Mayor costo de construcción. Mayor posibilidad de falla. Mejor estética.

Facilita la apertura de las líneas secundarias.

Evita la desconexión del fusible primario por fallas secundarias.

La disminución de la vida útil se debe a desajustes en el mecanismo del interruptor y el fusible.

Las pérdidas adicionales son debidas a las conexiones entre las bobinas y los terminales del interruptor, al bimetálico del interruptor y al circuito de señalización.

6.6. CLASIFICACIÓN SEGÚN EL TIPO DE MONTAJE.

Intemperie. Se instalan normalmente en los postes, estos transformadores deben contar con las características propias de su instalación, pintura, uniones, sellos entre otros.

Interior.

La instalación de estos transformadores se lleva a cabo dentro de los edificios o locales que se van alimentar, el sitio donde se aloja el transformador debe contar con la ventilación adecuada, es muy importante que el sitio no esté contaminado con polvo, humedad excesiva, químicos que se puedan alojar en el aislamiento entre otros.

Pad Mounted.

Estos transformadores se reconocen porque son instalados en celdas exteriores a la edificación que van alimentar, se pueden instalar en áreas de servicios comunes,

La celda que contiene el transformador se ubica sobre un pedestal, normalmente el transformador se refrigera con líquidos de alto punto de ignición para evitar problemas de incendio o de explosión.

Sumergibles.

Estos transformadores se caracterizan porque pueden operar normalmente aunque se encuentren sumergidos en agua.

Normalmente estos se instalan en subestaciones debajo del nivel del andén, normalmente se fabrican en aceite o en líquido de alto punto de ignición, sus codos y bujes son pre moldeados según el cable que se requiera y el lado secundario está conformado por elementos pre moldeados también tipo sumergible que hacen del transformador y de la subestación un equipo muy atractivo para aquellas zonas donde el espacio se hace un factor decisivo.

6.7. CLASIFICACIÓN DE ACUERDO A LA POTENCIA.

Los transformadores mayores de 500 kVA o alimentados con un voltaje mayor a

69 kV son considerados como de potencia, en caso contrario son considerados de distribución.

Capacidades normalizadas.

1: 5 - 10 - 15 - 25 - 37.5 - 50 - 75 - 100 - 167.5 kVA.

3: 15 - 30 - 45 - 50 - 75 - 112.5 - 150 - 225 - 300 - 400 - 500 - 630 - 750 - 800 kVA

Signos para la indicación de voltajes:

"-" Voltajes de diferentes devanados. 7620-120 V. "/" Voltajes del mismo devanado. 240/120V.

"X" Voltajes de un mismo devanado que se obtienen por reconexión 240X480 V. "Y" Indica que en el lado de baja se puede conectar en estrella.

"Andy" Indica que el transformador tiene un extremo puesto a tierra.

El montaje de transformadores se puede observar en las normas RA2 - 026 y RA3 - 026 de EE.PP.M

En el anexo A se adiciona información técnica a cerca de los transformadores monofásicos y trifásicos de una marca muy reconocida en el mercado

7 CONDUCTORES ELÉCTRICOS

En este capítulo se incluye una pequeña reseña de las especificaciones técnicas que dictan las normas NTC 307, 911, 1099, 1332, 2186 y 2356. Estas normas son adaptaciones de las normas americanas ICEA S-61-402, UL 62, S-66-524, y UL 83 relativas a los aislamientos en materiales termoplásticos y las generalidades de los conductores.

7.1. PROPIEDADES

El cobre y el aluminio son los principales materiales utilizados en la construcción de conductores eléctricos, a continuación se efectúa una breve comparación de estos dos materiales.

El cobre tiene una mayor conductividad volumétrica que el aluminio (100% contra 61%), .sin embargo, como el cobre posee una densidad más alta que éste (8,89 contra 2,703), resulta entonces que el aluminio tiene una mejor conductividad de masa.

Lo cual representa una relación de proporcionalidad de 2: 1.

El aluminio es menos dúctil y más frágil que el cobre: en efecto, con este último metal es posible fabricar alambres de diámetros tan pequeños como 0,05 mm conservando sus propiedades de flexibilidad y resistencia a la tracción. Un alambre de cobre blando de 4,0 mm de diámetro puede soportar 10 ciclos de doblamiento sin romperse.

Adicionalmente, el aluminio sufre del problema de la fluencia en frío que daña las conexiones eléctricas. Por consiguiente para conectar aluminio es indispensable hacer diseños fuertes y masivos.

Es posible hacer aleaciones de aluminio que no sufran de fluencia en frío, pero su costo es mayor que el del aluminio normal y generalmente su conductividad desciende también, aumentando aún más los costos. Para transportar la misma corriente en un cable de aluminio de la misma longitud que otro de cobre debe tener un 30% más de diámetro, sin embargo el aluminio pesa casi la mitad.

Tabla 7.1. Resumen de propiedades de los conductores de cobre y aluminio

PROPIEDAD	UNIDAD	COBRE	COBRE	ALUMINIO
		BLANDO	DURO	O
CONDUCTIVIDAD	%	100	97.5	61 – 63
DENSIDAD	G/cm ³	8.89	8.89	2.703
RESISTIVIDAD	Ohm-mm ² /m	0.017241	0.017683	0.028264
COEFICIENTE DE	1/°C	0.00393	0.00383	0.00403
CONDUCTIVIDAD	CAL/Cm ² .cm.s. ⁰	0.92	0.92	0.52
COEFICIENTE DE DILATACIÓN	1/°C	17x10 ⁻⁶	17x10 ⁻⁶	23x10 ⁻⁶
MODULO DE ELASTICIDAD	Kg/mm	9 – 10.5x10 ³	12.66x 10 ³	6.96x10 ³
CARGA DE RUPTURA ALAMBRE	Kgf/mm ²	26.0	39.4	16.5

Autores: GUERRERO FERNÁNDEZ, Alberto et al. Electrotecnia. Fundamentos teóricos y prácticos. Madrid: McGraw-Hill. Página 223

7.2 TIPOS DE CABLES

7.2.1 Cables aéreos desnudos

El aluminio sólo, con su baja carga de rotura, no sería una alternativa práctica pues necesitaría estructuras de soporte cada pocos metros; pero en unión con el acero, metal barato pero muy resistente, supera al mismo cobre en relación conductividad / peso y claro está, por su menor precio se favorece adicionalmente en la relación capacidad de corriente / precio instalado. Para circuitos de transmisión y distribución aérea, entonces, el aluminio se ve altamente favorecido sobre el cobre, que además adolece a largo plazo de disminución en su carga de rotura por re – cristalización fomentada por la vibración inevitable en los circuitos aéreos

El conductor de aluminio con alma de acero se conoce como ACSR.

7.2.2 Cables aislados

Son aquellos conductores eléctricos de cobre o aluminio que poseen un recubrimiento en un material aislante. El aislante más utilizado es el plástico que a su vez se divide en termoplásticos y en termoestables.

Entre los termoplásticos se distinguen aislamientos en poli cloruro de vinilo (P.V.C). en polietileno (PE) y en polipropileno.

En cuanto a los termoestables o termo fijos se distingue el aislamiento en polietileno reticulado (XLPE), en etileno propileno (E.P.R) y en silanos (Polietileno reticulado para 90 grados)

7.2.3 Cables para media tensión

Papel impregnado.

Para los cables de media tensión no resultó nunca viable la tecnología del papel impregnado en aceite por requerir sistemas altamente costosos de presurización y control de aceite, que sin embargo resultan hoy día aconsejable para cables de muy alta tensión (400 kV).

Los cables para media tensión fueron realmente del tipo de aislamiento en papel impregnado en compuesto y llegaron a niveles de confiabilidad y diseño muy aceptables, pero tuvieron siempre algunos problemas que rápidamente los hicieron no competitivos al salir al mercado los cables con aislamientos poliméricos.

El primero de estos problemas es la complejidad y costo de los equipos de fabricación y la delicadeza del diseño; el segundo su peso elevado que dificulta el transporte y la instalación; el tercero el costo de los cables en sí y el cuarto está relacionado con la naturaleza intrínseca del material aislante, consistente en la tendencia del compuesto de impregnación a fluir hacia los puntos bajos de instalación produciendo re secamientos y eventuales fallas en los puntos altos de la instalación. Este fenómeno es causado principalmente por el ciclo térmico que produce un efecto de bombeo sobre el compuesto.

Otra debilidad tal vez no tan decisiva pero sí importante consiste en que una eventual falla en la chaqueta de plomo causada por roedores, grietas, corrosión, etc.

En presencia de humedad, conduce inevitablemente a una falla del aislamiento pues tanto el papel como el compuesto degeneran sus características eléctricas en presencia de dicha humedad.

Caucho vulcanizado.

Este tipo de aislamiento se viene usando desde los años 30 para cables de baja tensión aunque tan sólo las investigaciones y desarrollos tecnológicos posteriores a la Segunda Guerra Mundial permitieron el aumento de la rigidez dieléctrica y la disminución de la constante dieléctrica haciendo posible disminuir el espesor de aislamiento hasta hacerlos competitivos con otros tipos de cables.

Algunas ventajas inherentes al caucho como son su flexibilidad, resistencia a la abrasión, estabilidad de su forma con alta temperatura y buenas propiedades de envejecimiento le confieren una posición de privilegio en ciertos usos específicos como por ejemplo: minería, dragas y equipos semi-móviles. Sin embargo, la alta densidad del material aislante, su alto costo y el hecho de que el cobre sin estañar se oxida en su presencia hacen que los cables con aislamiento de caucho resulten más pesados y costosos que los cables con aislamiento de PE normal o reticulado (XLPE) para usos normales.

Polietileno reticulado.

Por largo tiempo el polietileno reticulado (PE) ha tenido un amplio uso en aislamientos y cubiertas de cables debido a sus excelentes propiedades eléctricas y mecánicas, poco peso, buena flexibilidad a bajas temperaturas,

Buena resistencia a la humedad, ozono y químicos, y también debido a su bajo precio.

El polietileno de baja densidad (LDPE) tiene sin embargo propiedades que limitan su uso como aislamiento de cables. Siendo un termoplástico, su temperatura de ablandamiento es relativamente baja (105 - 115 °C). Otra desventaja es su tendencia al agrietamiento (Stress Cracking)

Cuando en el medio ambiente hay ciertos agentes que lo afectan.

Para corregir estas deficiencias, los científicos desarrollaron un proceso similar al de la vulcanización del caucho, por medio del cual se agrupan las moléculas del PE en forma reticular (Cross linking) mediante la incorporación de peróxidos orgánicos que se activan por la aplicación de temperaturas del orden de 200 °C y presiones del orden de 20 atmósferas, obteniéndose un gran mejoramiento de las propiedades térmicas y mecánicas del material, en tanto que las excelentes propiedades eléctricas permanecen prácticamente inalteradas. El material resultante es un PE reticulado o de cadenas cruzadas, XLPE, un termoestable, obtenido a partir de un termo-plástico.

En conclusión el XLPE o polietileno de cadena cruzada pertenece al grupo del termo fijo, es muy resistente a los esfuerzos mecánicos y a la abrasión, es muy resistente a las altas temperaturas y permite su aplicación a temperaturas de servicio a carga continua de 90 grados centígrados.

El E.P.R. es un caucho sintético a base del elastómero del etileno

propileno, tiene alta resistencia al ozono, es resistente al calor, a la intemperie, a los agentes químicos y a la abrasión, es muy flexible.

Su aplicación fundamental es en cables de potencia, en baja tensión, se utiliza en conductores especiales que pueden trabajar a temperaturas muy altas y que deban tener gran flexibilidad.

Tabla 7.2. Propiedades de algunos materiales corrientes para aislamientos y cubiertas de cables

		CAUCHO ETILENO PROPILEN O	P.V.C. 75 °C	POLIETILENO O BAJA DENSIDAD PELD.	POLIETILENO RETICULADO XLPE.
Densidad		1.	1.	0.9	1.1
Carga de rotura	N/mm ²	5 - 10	10 - 20	12 - 18	14.20
Elongación	%	200 - 600	150 - 300	400 - 600	200 - 500
Rigidez Dieléctrica 1	Kv/mm	2	2	2	20
Resistividad volumétrica 1	Ohm	.10 ³	.1 ²	.1 ⁴	.10 ¹³
Factor de disipación 1	%	0.	7	0.0	0.1
Permisividad ó	E	3	5	2.	3.5
Resistencia al calor	°C	11	7	7	120
Temperatura mínima de uso	°C	-60	-	-	-40
Conductividad térmica	W/m°k	0.	0.1	0.	0.3
Índice de oxígeno 2		2	2	1	20
Propagación de la llama 2		Esparce la	S e	Esparce la	Esparce la llama
Productos de descomposición		Hidrocarburos, óxidos de carbono	Hidrocarburos, óxidos de	Hidrocarburos, óxidos de carbono.	Hidrocarburos, óxidos de carbono.
Resistencia al ozono		4	5	4	4
Resistencia al clima 3		5	5	5	5
Resistencia a la humedad		5	4	5	5
Estabilidad en aceites					
a. aromáticos		1	2	4	4
b. alifáticos		2	3	4	4
Estabilidad en ácidos					
a. no oxidantes (clorhídrico, sulfúrico diluido)		4	4	4	4
b. Oxidantes (nítrico, sulfúrico concentrado)		3	3	3	3

Fuente: STEVENSON, William D. Jr., GRAINGER, John J. Análisis de sistemas de potencia. México. Página 76

7.2.4 Conductores para tensiones inferiores a 600 v

Estos conductores deben cumplir con los ensayos de la norma NTC 1099, su aislamiento termoplástico es un compuesto sintético cuyo elemento principal es el cloruro de polivinilo (PVC) o un copolímero de cloruro.

Los termoplásticos más empleados son los siguientes:

La clase T. Es un aislante no inflamable y de uso permitido para temperaturas inferiores a los 60 grados centígrados.

La clase TW. Resistencia a la humedad, no inflamable y de uso permitido si no se somete a temperaturas mayores de 60 grados centígrados.

La clase THW. Resistencia al calor y a la humedad, no inflamable, de uso permitido para temperaturas inferiores a los 75 grados centígrados.

La clase THWN, Resistente al calor y a la humedad, posee una cubierta de nylon. De uso permitido para temperaturas inferiores a los 75 grados centígrados.

7.3. PROPIEDADES MECÁNICAS

En general las propiedades mecánicas del XLPE son muy similares a las del polietileno común (PE); ambos tienen una estructura cristalina, lo que significa mejor resistencia al impacto, al rasgado y a la abrasión en el rango de temperaturas de operación, que las correspondientes de los aislamientos con base en caucho (goma butílica o etilén-propilénica) o PVC.

7.4. PROPIEDADES TÉRMICAS

Debido al reticulamiento el XLPE es un material muy resistente al calor,

Que no se derrite como el PE normal sino que se descompone y carboniza si se expone por largos períodos de tiempo a temperaturas por encima de 300 °C. La tendencia al agrietamiento desaparece y el material adquiere una muy buena resistencia al envejecimiento en el aire caliente, lo cual permite óptimos valores de funcionamiento con margen de seguridad muy amplio.

Con el aislamiento de XLPE se permiten temperaturas de servicio a carga continua de 90 °C en el conductor; en casos de emergencia se permiten temperaturas hasta 130 °C, y para casos de corto circuito se permiten hasta 250 °C.

7.5. PROPIEDADES ELÉCTRICAS

La reticulación del PE produce solamente un pequeño cambio en las propiedades eléctricas. Una alta rigidez dieléctrica (aprox. 25 kV/mm), un alto valor de resistividad volumétrica (no inferior a 10^{16} ohm-cm) y un factor de potencia muy bajo (tangente delta no mayor de 0,008)

Que permiten el uso de XLPE para tensiones muy altas, por ejemplo 220 kV. En comparación con otros aislantes sólidos, la influencia del calor y la humedad en las propiedades dieléctricas es muy pequeña.

El XLPE, como cualquier otro tipo de aislante sólido, está sujeto al deterioro causado por las corrientes de pérdida producidas por el efecto Corona, que reducen el período de vida útil del cable; debido a esto los cables de medida y alta tensión se construyen y ensayan sometidos a rigurosos controles para evitar los posibles defectos que permitan

Descargas parciales localizadas (efecto Corona), calentamiento excesivo y carbonización, causando con el tiempo una posible falla.

La extrusión es el proceso mediante el cual se le deposita el aislante al conductor eléctrico.

En algunos conductores se emplea el sistema de triple extrusión para producir cables de la clase 15 kV de ICEA-NEMA, con valores de voltaje disruptivo (voltaje de iniciación de descargas parciales o efecto corona) entre 15 y 18 kV, muy superior al valor promedio de 11 a 13 kV que contemplan las Normas para los cables normales de esta clase, aumentando con ello la vida útil del cable en un 40% y disminuyendo las pérdidas por efecto corona en Kw por kilómetro en un 10%, lo que representa doble ahorro.

7.6. PROPIEDADES QUÍMICAS

Debido al reticulamiento de las moléculas, el XLPE tiene una mayor resistencia que el PE a la mayoría de los químicos, tales como ácidos ordinarios, bases y aceites. Los agentes atmosféricos más importantes que atacan a los cables son el ozono y la luz ultravioleta.

La resistencia del XLPE al ozono es muy alta comparada con la de los cauchos. El aislamiento de XLPE para media tensión siempre está protegido de la luz ultravioleta por medio de una chaqueta termoplástica o su equivalente; el material de XLPE para aislamientos de baja tensión se le agrega un pigmento con base en negro de humo, con lo cual se logra no

Sólo máxima resistencia a la luz ultravioleta sino también mejores propiedades mecánicas.

7.7. RESISTENCIA A LA LLAMA

De los aislantes sólidos más comunes, solamente el PVC es resistente a la propagación de la llama. El XLPE, cuando se quema, se comporta más como butilo EPR que como PE,

Porque no tiene la tendencia a derretirse y producir escurrimiento. Para el aislamiento de conductores de baja tensión, se debe disponer de un material de XLPE especial resistente a la llama, estos cables son aceptados por los Underwriters Laboratorios de los Estados Unidos de Norteamérica como tipo XHHW el cual cumple con la prueba de resistencia a la llama más exigente de estos laboratorios, que es la VW-1 igual a la de los cables con aislamiento de PVC.

7.8. CONTAMINACIÓN DEL MEDIO AMBIENTE

Desde el punto de vista de sus efectos sobre el medio ambiente, el XLPE tiene ventajas sobre otros aislamientos como el PVC o el papel impregnado en aceite, a saber: comparado con el PVC, no libera ácido clorhídrico ni otros gases corrosivos al quemarse; y comparado con el papel impregnado en aceite, no causa serios deterioros a las fuentes de agua.

7.9. FABRICACIÓN DEL CABLE XLPE

El aislamiento para los cables XLPE se extrae y vulcaniza en la misma

Forma que un aislamiento de caucho. El material del XLPE se forma concéntricamente sobre el conductor en la cabeza de la extrusora, pasando luego al tubo de vulcanización. El calor de la vulcanización activa los peróxidos que obligan al polietileno a formar cadenas cruzadas de moléculas (reticulación que forma el XLPE). Después de la zona de vulcanización el cable entra a la zona de enfriamiento, saliendo de la máquina a una temperatura de aproximadamente 50 °C.

De acuerdo a las recomendaciones del IEC, los cables con voltajes de operación de 12 kV ó más deben tener una superficie de conductor lisa firmemente adherida al aislamiento. Esto se obtiene revistiendo el conductor con una capa de material semiconductor que se adhiera al aislamiento de XLPE durante el proceso de reticulación.

Para que la distribución del campo eléctrico sea uniforme, el conductor externo debe ser concéntrico al interno y totalmente liso: esto se logra extrayendo una capa de material semiconductor sobre la capa del aislamiento.

El método de aplicación del semiconductor interno, aislamiento y semiconductor externo en una sola operación se denomina "Sistema de Triple Extrusión".

Las ventajas claves de este proceso son: evitar que la superficie del aislamiento tenga irregularidades, y garantizar el íntimo contacto entre el aislamiento y el semiconductor.

Lo que evita separaciones durante los ciclos térmicos o mecánicos. Ambas razones son importantes pues tanto las irregularidades como las separaciones crean puntos de ionización que debilitan y eventualmente hacen fallar el cable disminuyendo drásticamente su vida útil.

Como se observa de lo anteriormente expuesto sobre los diversos tipos de aislamiento, el polietileno reticulado prácticamente resolvió todos los problemas del polietileno normal que de por sí es de excelente aislamiento. En efecto, el PE reticulado XLPE no sufre de agrietamiento por agentes ambientales por ser de naturaleza vulcanizada y no simplemente cristalizado por descenso de temperatura lo cual implica que es imposible

Separar las moléculas por medio de disolventes ya que el proceso de reticulación hace que se reorganicen en una sola macro-molécula.

Este mismo hecho hace que a temperaturas altas no se derrita perdiendo su forma original sino que se ablande un poco conservando su forma, y a temperaturas superiores a los 300 °C se carbonice.

Por consiguiente el riesgo de contacto entre el conductor central y el externo concéntrico se elimina casi totalmente.

7.10 NIVELES DE AISLAMIENTO

La Norma ICEA S-66-524 Nema WC 7 parte III página 3, se tiene que la selección del nivel de aislamiento del cable a usar en una instalación específica se lleva a cabo con base en el voltaje aplicable fase a fase y en base a la categoría general del sistema según se describe a continuación:

7.10.1 Nivel 100%

Los cables de esta categoría pueden aplicarse donde el sistema cuenta con una protección por relés tal que las fallas a tierra sean despejadas tan rápidamente como sea posible, pero en cualquier caso en menos de un minuto.

Si bien estos cables son aplicables en la mayoría de las instalaciones que se efectúan en sistemas aterrizados, pueden también ser usados en otros sistemas en donde la aplicación de cables sea aceptable siempre que los requisitos de despeje de fallas antes anotados se cumplan para desenergizar completamente la sección que ha fallado.

7.10.2 Nivel 133%

Este nivel de aislamiento corresponde al anteriormente designado para sistemas no aterrizados. Los cables en esta categoría pueden aplicarse en situaciones en las cuales el tiempo requerido para limpieza de fallas a tierra de la categoría correspondiente al 100% no se puede garantizar, y sin embargo hay una seguridad adecuada de que la sección averiada se desenergizará en un tiempo que no exceda una hora. También pueden usarse cuando se desee una mayor fortaleza del aislamiento que la dada por la categoría del nivel 100%.

7.10.3 Nivel 173%

Los cables de esta categoría deben utilizarse en los sistemas en los cuales el tiempo requerido para desenergizar una sección aterrizada no está definido. Su uso se recomienda también para los sistemas con puesta a

Tierra resonante. Consultar con el fabricante para los espesores de aislamiento.

De lo anterior se deduce que en un sistema aterrizado y con protección por relés no resulta necesario el empleo de espesores de aislamiento superiores al 100% a menos que existan condiciones especiales que justifiquen el mayor costo incurrido, resultante no solo de más cantidad de material de aislamiento sino también de pantalla y chaqueta. Mediante el uso de los cables con aislamiento XLPE es casi imposible encontrar razones valederas que justifiquen este sobre costo ya que la contaminación ambiental, los ciclos térmicos extremos y los esfuerzos mecánicos sobre el aislamiento no tienen los efectos dramáticamente nocivos observables en el PE normal.

7.11 CAPACIDADES DE CORRIENTE

El propósito de este numeral es recordar que la capacidad de corriente no es un valor absoluto e inalterable que sea una característica definida de un tipo de cable, sino que por el contrario es el resultado de la interacción entre el medio ambiente en el cual se instala el cable y el cable en sí. En efecto, la corriente eléctrica que circula por un conductor, debido a la resistencia de éste, genera una cierta cantidad de calor que se traduce en un aumento de temperatura. Este aumento de temperatura no necesariamente es el mismo que para dos cables iguales colocados en sitios distintos ya que el aumento de temperatura está condicionado por la forma como se disipa el calor hacia el medio ambiente.

Si el conductor está a una temperatura baja relativa a la del medio ambiente (caso muy difícil pero que sirve para aclarar conceptos) el conductor simplemente no podría disipar el calor generado por la corriente sino que tendría que guardarlo aumentando su temperatura hasta que sea superior a la del medio ambiente, momento en el cual ya puede empezar el proceso de disipación.

Este proceso, obviamente, está condicionado por las características del medio ambiente en sí, ya que no es lo mismo un cable instalado en una canaleta inundada en la cual el agua se lleva el calor facilitando la disipación, que el mismo cable instalado en una capa de arena seca en donde el calor se conserva encerrado dificultando la disipación; en este último caso, con la misma corriente y la misma temperatura ambiente, El conductor alcanzará una temperatura mayor que en el caso de la canaleta. Los factores principales que influyen en la disipación de calor y por consiguiente en la capacidad de corriente son:

Tipo de conductor (cobre-aluminio).

Capacidad térmica del aislamiento: X L P E , caucho normal 90 °C; papel impregnado 85 °C; polietileno, PVC 75 °C; silicona 200 °C, etc.

Conductividad térmica del aislamiento y cubierta.

Conductividad térmica del medio ambiente, influida por la posibilidad de radiación y/o convección (los medios fluidos permiten convección y radiación, los medios sólidos sólo radiación).

Presencia de fuentes de calor externas (tubería de vapor, fuentes geotérmicas, otros cables con conductores cargados).

Historia térmica del cable y sus alrededores.

Explicamos este concepto: un cable que ha estado por un período prolongado a 60°C con una cierta corriente, "satura" el medio o curva de temperatura en dicho medio. Si este cable tratamos de cargarlo con más corriente, imponiendo un límite de temperatura superficial máxima del conductor, veremos que su capacidad de corriente total es menor que si el cable hubiera estado sin corriente durante un tiempo prolongado, no produciendo saturación de calor ni gradiente de temperatura en el medio ambiente.

Conductores concéntricos

Los cables para media tensión (5 - 35 kV) pueden diseñarse con un componente metálico sobre la pantalla de aislamiento con capacidad de transportar corriente marginal o con capacidad de una corriente comparable a la del conductor central.

En el primer caso se cuenta donde este componente metálico únicamente como elemento conductor encargado de llevar a tierra las pérdidas del conductor causadas por la aplicación de la tensión de servicio, generalmente del orden de pocos miliamperios, valor generalmente dependiente de la distancia entre puestas a tierra de la pantalla. Estos pocos miliamperios no implican grandes pérdidas y por consiguiente no producen mucho calor ni aumento de temperatura de la pantalla, no afectando en nada la disipación de calor y el gradiente de temperatura del sistema conductor centro - aislamiento - medio ambiente.

Algunos conductores utilizados en Norteamérica cuentan con una pantalla concéntrica en algunos casos acorazadas, éste componente metálico de la pantalla es realmente un segundo concéntrico de área suficiente como para llevar corrientes similares a las del conductor central.

El calentamiento de este conductor concéntrico llevando corrientes significativas afectará el gradiente de temperatura: en efecto, calienta el aislamiento y el medio ambiente, disminuyendo la posibilidad de disipación del conductor central y haciéndole llegar a su temperatura normal de servicio con amperajes notoriamente inferiores a los obtenibles si el conductor concéntrico no sufre calentamiento.

La ICEA (Asociación Americana de Ingenieros de Cables Aislados) tiene un comité de estudio de capacidades de corriente con participación activa de muchas entidades como el IEEE, el AEIC,

La NEMA y otras. Aparte de sus libros "Capacidades" de cables de cobre y aluminio normales, tiene también uno correspondiente a cables con conductor concéntrico (formado por alambres, la suma de cuyas áreas debe ser el 33% y el 100% del área respecto al central) cargado con varios porcentajes de corriente respecto a éste; de estos libros se deduce que es notoria la disminución de capacidad al aumentar la carga del conductor concéntrico, según lo comentado anteriormente

8 MARCO METODOLÓGICO

8.1. Tipo de Investigación

El presente trabajo titulado “Levantamiento de la Distribución Eléctrica de la Parroquia de Guale - Paján”. Este Proyecto presenta una gran ventaja ya que brinda la oportunidad de llevar a la práctica o ejecución la propuesta de investigación.

Este, proyecto tiene como marco de referencia la Investigación de Campo, que según el manual de la NEC que establece como: "El análisis sistemático de problemas con el propósito de describirlos, explicar sus causas y efectos, entender su naturaleza y factores constituyentes o predecir su ocurrencia. Los datos de interés son recogidos de forma directa de la realidad por el propio estudiante, en este sentido se trata de investigaciones a partir de datos originales o primarios"

Por lo antes escrito, este Trabajo Especial de Grado, posee características de una investigación de campo, ya que como primera etapa se reúne información directa del sector en estudio, con la finalidad de constatar la realidad existente, plantear la verdadera problemática y luego determinar las posibles soluciones que pueden solventar los problemas para finalmente indicar las acciones a seguir.

8.2.- Fases Metodológicas

Para el desarrollo y cumplimiento de los objetivos planteados, se llevan a cabo las siguientes fases.

Fase 1. Actualización y Digitalización de las Redes Eléctricas

Esta fase permite identificar la topología del sistema de distribución, conocer el estado en que se encuentran los nodos, los puntos de transformación y alumbrado público, identificar las acometidas ilegales y actualizar los planos de la red de media y baja tensión.

Fase 2. Verificación Catastral de la Zona

Con la finalidad de identificar y delimitar el área en estudio, se examinan los planos de catastro de la zona, esto se solicitan a través del CODE. Mediante visitas sucesivas al Cantón Paján, Parroquia Guale y empleando la técnica de la observación se valida la información correspondiente a la disposición de las calles, avenidas y parcelas existentes en la zona, de hallarse alguna diferencia se realiza en el plano la modificación.

Una vez recabados los datos de interés, se digitaliza el parcelamiento empleando como herramienta el programa Auto CAD. Estos planos servirán de base para la elaboración de los planos de las redes de distribución en media tensión, si existen dudas con respecto a la vialidad o la disposición de las parcelas, se visita nuevamente la comunidad para asegurar que el plano que está siendo elaborado es efectivamente una representación del urbanismo.

Fase 3. Levantamiento de la Red de Media Tensión y Puntos de Transformación

Esta etapa involucra un trabajo de campo enmarcado en la realización de visitas a la zona en estudio, con la colaboración del personal técnico del departamento de la Empresa Eléctrica y el empleo de la técnica de observación se procede a identificar las siguientes características técnicas en la red de media tensión: topología de la red, disposición, número, material y calibre del conductor, altura de los postes y localización geográfica de las estructuras (soporte de redes) sobre los planos de catastro. Dando inicio al levantamiento de la distribución eléctrica en noviembre del 2011, gracias al Municipio de Paján nos brindaron una vivienda para el hospedaje, en la casa de Don Tito Ortiz, su familia fue de bastante ayuda ya que nos brindaba el servicio de guía y de alimentación durante todo el tiempo que estuvimos realizando el levantamiento. El tiempo para lograr este levantamiento fue de 3 meses, alargándose el Tiempo, ya teníamos que atender nuestras responsabilidades.

El 90% del levantamiento fue realizado a pie ya que no había el acceso con vehículo, ciertos tramos nos facilitaban las familias caballos para la transportación. Nos encontramos con ríos en mitad del camino, con montañas que nos demorábamos horas de caminata hasta llegar a un poste.

A final de cuentas logramos realizar el levantamiento de toda la distribución eléctrica de la Parroquia Guale Cantón Paján.

En los puntos de transformación se valida la información acerca de la cantidad y funcionamiento de los transformadores. Además, se identifica la existencia de elementos de protección y maniobra como pararrayos y cortacorrientes, material y calibre del conductor de puesta a tierra, así como las condiciones generales de los mismos.

Los puntos de transformación y los postes anteriormente identificados se incluyen en el plano de catastro previamente digitalizado.

En cuanto al estado general de la red, se procede a considerar la existencia de objetos extraños enredados en las líneas (Papagayos, zapatos, animales, etc.), obstáculos (Árboles o cruces de líneas con redes de otra compañía), empalmes a mitad de vano, vanos destensados, identificación y pintura de los postes.

Fase 4. Levantamiento del Alumbrado Público

Se emplean las mismas técnicas de recolección de datos utilizadas en el levantamiento de la red de media tensión, pero se consideran los puntos de alumbrado público y los postes anteriormente identificados se incluyen en el plano de parcelamiento previamente digitalizado

Fase 5. Digitalización y planillas de levantamiento de la red.

Con la información recopilada en las redes de media y baja tensión, puntos de transformación y alumbrado público, se procede a elaborar

El plano de distribución, de esta manera quedan digitalizados y actualizados los planos de *Medía Tensión y Puntos de Transformación*.

Tomando como guía las estructuras, para ello se emplea nuevamente el programa Auto CAD y se utiliza la simbología. Al igual que con el plano del parcelamiento se debe cuidar que la digitalización de las redes sea una representación real.

Los planos que se encuentran dentro de los anexos de la tesis son:

- División Política del Cantón Paján.
- Levantamiento de la Red de Distribución Eléctrica Actual.

División Política del Cantón Paján: Comprende la división geográfica entre parroquias que comprende el Cantón. Además nos indica el número de habitantes de cada Parroquia.

La está compuesto por una Parroquia Urbana y 4 Parroquias Rurales, que son:

- Parroquia Paján (Urbana): Tiene 11.911 habitantes, limita con el Cantón Jipijapa, el Cantón 24 de Mayo, Parroquia Campozano y Cascol.
- Parroquia Cascol (Rural): Tiene 7.049 habitantes, limita con la Parroquia Campozano, Cantón Jipijapa y Santa Elena.
- Parroquia Campozano: Tiene 8.582 habitantes, se encuentra entre la Parroquia Lascano y Cascol.
- Parroquia Lascano (Rural): Tiene 4.936 habitantes, se encuentra en la parte Noroeste del Cantón Paján.
- Parroquia Guale (Rural): tiene 3.474 habitantes, se encuentra en la parte Oeste del Cantón Paján.
- Este plano fue elaborado por Plan Estratégico 2002 de la Fuente Cartografía IGM Esc: 1:100 INFOPLAN (Perfil Cantonal).

Levantamiento de la Red de Distribución Eléctrica Actual: Comprende la distribución actual de la red eléctrica instalada en la Parroquia Guale.

La simbología utilizada en el plano de distribución es:

	Poste
	Alumbrado
	Línea de distribución
	Conductor bifásico
	Conductor monofásico
	Transformador
	# Número del poste

HR	Poste Hormigón Redondo
HC	Poste Hormigón Cuadrado
SC	Estructura 13 kV Una fase Centrada Pasante
RRC	Estructura 13 kV Una fase Centrada Doble retención
AC	Estructura 13 kV Una fase Centrada Angular
AU	Estructura de Una vía. Vertical Pasante de dos pines
SU	Estructura de Una vía. Vertical Pasante de un pin
RU	Tensor a Tierra Simple en redes de dist. 13 kV
M	Poste de Madera

Planillas de Levantamiento: Comprende en un formato que contiene la siguiente información:

- Numero de poste.
- Ubicación geográfica: altura, latitud.
- Poste: tipo, altura y estado.
- Tensor: tipo y cantidad.
- Luminaria: numero, potencia, tipo y estado.
- Estructura primaria: cantidad, tipo y caja fusible.
- Conductor primario: número de fase y calibre.
- Transformador: número de trafo, cantidad, potencia, estado, dirección, secuencia, caja fusible, tierra.
- Estructura secundaria: cantidad tipo y acometida, fase, calibre y tipo.
- Observaciones.

8.3.- Unidad de Análisis

La unidad de análisis se refiere al “qué o quién” es objeto de interés en un estudio, aunque en la práctica no es tan sencillo, ya que muchas propuestas de investigación o tesis de grado no logran una coherencia entre los objetivos planteados y la unidad de análisis.

Por lo antes expuesto y considerando que el objetivo de esta investigación es estudiar los sistemas eléctricos de distribución eléctrico en media tensión.

8.3.1.- Población o Universo de Estudio

Es el conjunto de elementos o individuos objeto de estudio. Este proyecto tiene como población los sistemas aéreos de distribución de energía urbanos de la C.A. Electricidad de Subestación Paján que pertenecen a la zona sur de Manabí.

8.4.- Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos

Son las distintas formas o maneras empleadas para obtener la información, las técnicas de recolección aplicadas en este estudio se describen a continuación:

Recopilación documental: Esta técnica permite la recolección de información bibliográfica, en el presente estudio se efectuó mediante la revisión de textos, trabajos de investigación, revistas, páginas web, normas y reglamentos relacionados al tema de investigación.

La observación: Esta técnica se caracteriza por la visualización directa del entorno físico objeto de la investigación lo cual permite obtener información general y específica, esta técnica se llevo a cabo en las redes de distribución abarcadas en la investigación, con la cual se obtuvo

Información como ubicación geográfica, tipo y calibre de los conductores, capacidad de los transformación, etc.

Un instrumento de recolección de datos es cualquier recurso del que se vale el investigador para acercarse a los fenómenos y extraer de ellos información. Los instrumentos son los medios materiales que se emplean para recoger y almacenar la información, por ejemplo: fichas, formatos de cuestionarios, tablas, etc.

Para esta este levantamiento de datos las diferentes tablas en las cuales se recoge la información preliminar de todo el levantamiento, nos la dio la CENEL Manabí. Estas tablas se pueden apreciar en el anexo A.

Las técnicas de procesamiento de dato describen las distintas operaciones a las que serán sometidos los datos que se obtengan: Clasificación, registro, tabulación y codificación si fuere el caso. En lo referente al análisis se definen las técnicas lógicas (inducción, deducción, análisis síntesis) o estadísticas (descriptivas o inferenciales), que son empleadas para descifrar lo que revelan los datos recolectados.

La digitalización de las redes se realiza con el programa Auto CAD, de esta manera los planos elaborados serán compatibles con los existentes en la empresa, además, por ser un programa de fácil manejo y estar orientado a la producción de planos cuenta con recursos tradicionales del grafismo en el dibujo, como color, grosos de líneas y texturas tramadas.

La información procesada en esta investigación se presenta de manera detallada y ordenada para su mejor comprensión.

8.5.-ANÁLISIS DE RESULTADOS

8.5.1.- Actualización y Digitalización de las Redes Eléctricas

8.5.1.1.- Verificación Catastral de la Zona

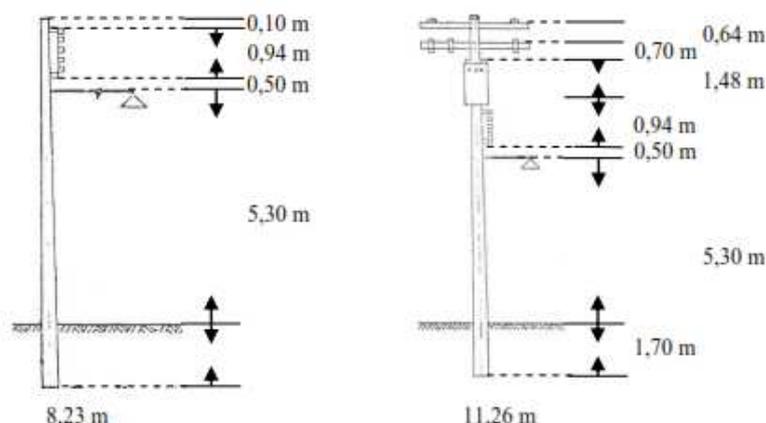
La Parroquia Guale se encuentra ubicado en la zona sur de la Provincia de Manabí, abarca una superficie aproximada de 12 hectáreas, limita al Noroeste con La Parroquia Lazcano, al Sur con Pedro Carbo y al Este con Camposano. Presenta un catastro tal como se muestra en el plano **B1** (ver anexo B). En la parroquia existen en total 3,931 habitantes.

La mayor parte de habitantes se dedican al cultivo o a ejercer el comercio (abastos, fotocopiadoras, agencias de loterías, etc.), talleres (herrería, latonería, y reparación de radiadores) y a la educación.

8.5.2.- Levantamiento de la Red de Media Tensión y Puntos de Transformación

El Circuito Primario o red de media tensión se encuentra alimentado por la Subestación Paján. Éste presenta una topología de tipo radial y está formado por un circuito ramal principal y dos derivaciones. Está compuesto por 451 postes de diferente altura y diferente material.

Figura 8.1. Altura Normalizada para Postes de Distribución



Fuente: INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. Manual de planeamiento de sistemas eléctricos de distribución. Ministerio de Minas y Energía. Medellín.
Página 89

El sistema de distribución está compuesto por 80 puntos de transformación, de diferente capacidad.

CONCLUSIONES

El plano de catastro la Parroquia de Guale, suministrado por Ing. Eduardo Moran Vicealcalde de Paján, no presentó diferencias en cuanto a disposición de calles, avenidas y parcelas existentes en la comunidad, lo que facilitó la recolección de datos para la actualización y digitalización del sistema eléctrico de distribución en media.

La red de distribución en media tensión de la Parroquia Guale, presenta bastantes daños técnicos y falta de mantenimiento ya se en la parte técnica y forestal; quien en la zona es el mayor peligro que estaría afectando a la continua distribución de energía.

La distancia del alimentador de la subestación Pajan se encuentra muy lejos para las cargas que representan en Guale, además un mal calculo de dimensionamiento de calibre ya que existe actualmente una gran caída de voltaje. Tanto así que para lograr prender un refrigerador es necesario que vecinos tengan que apagar las cargas encendidas, esto ocurre en ciertos casas lejanas de la urbe.

Existen muchos empalmes en cables, las protecciones actualmente no están actuando donde deben ya que fuimos testigos de un corte de energía y se demoraron el personal de la Cnel dos días para identificar donde era la falla en la distribución eléctrica.

La mayoría de transformadores están sobrecargados, esto es bastante dificultoso para el consumidor obtener uno; ya que ellos mismos tienen que comprarlo.

Los postes se encuentran en muy mal estado, dentro de las fotos podemos apreciar que la mayoría de postes son artesanales, hasta son hechos con troncos de árboles; este tipo de posteria puede ser temporal pero a largo tiempo esto sería un gran inconveniente para lograr tener o

Mantener una buena distribución ya que estaría propenso a que se convierta en un actor de alguna accidente eléctrico.

El servicio de alumbrado público no se encuentra en condiciones operativas satisfactorias, el 20% de las lámparas no funcionan y otro 34% permanecen encendidas durante el día, debido a la falta de cajas de control de alumbrado.

RECOMENDACIONES

Se recomienda un cambio total de postearía, además analizar las distancias actuales entre postes para conocer si están dentro de las especificaciones técnicas.

Se recomienda el manteniendo de de toda la red de distribución eléctrica ya que se pudo observar que no se le ha realizado hace mucho tiempo.

La de las más importante recomendación es realizar un estudio sobre la factibilidad de conectar la Distribución Eléctrica de Guale a la red de distribución que se encuentra al oeste de la Parroquia de Guale, la red del Guayas donde está conectado el Cantón Pedro Carbo.

Se recomienda el cambio o mantenimiento del alumbrado público, además un mantenimiento forestal por donde pase la red de distribución ya que es uno de los primeros actores que provocan las fallas eléctricas.

Se recomienda una reestructuración del aérea técnica en la estación de servicio de la Cnel ya que no se abastecen con el personal que brinda su servicio en la Parroquia de Guale.

Se recomienda realizar un estudio eléctrico sobre la demanda actual que presenta la Parroquia Guale; esta información expuesta en la Tesis sería el primer paso antes de realizar un estudio, la misma que estaría a libertad de usarla para lograr tal estudio.

Con todas estas recomendaciones en caso que se realizarán el progreso del estilo de vida de los habitantes de la Parroquia Guale mejoraría más de un 50% ya que como todos conocemos que la energía más importante para el ser humano es la energía eléctrica, la cual a demostrado y ha generado un progreso increíble a nivel mundial.

BIBLIOGRAFÍA

ABB POWER SYSTEMS INC. (1989) Distribution Systems. USA, Volumen 3. Página 567

ACIEM. (1988) Jornadas Nacionales de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica. Santa Fe de Bogotá, Volumen 5, Página 43.

BETANCUR ESCOBAR, (1983 – 1984). Programa para Ahorro de Pérdidas en el Sistema Eléctrico Colombiano. Medellín, Página 30

BRATU, NEAGU y LITTLEWOOD, SERBAN EDUARDO, (1.992) Instalaciones eléctricas. Conceptos básicos y diseño. México.

CENTElsa S.A.(1.997) Catálogo de productos. Cali.

CORPORACIÓN CENTRO DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO TECNOLÓGICO. (1.995) Manual de Diseño y Construcción de Instalaciones Eléctricas. Medellín, Página 114

D'AMATO BETANCUR, (1.995) Planeación, Diseño y Construcción de Redes de Distribución. Medellín, Volumen X, Página 285.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE EPRI (1.984) Automating the Distribution Network. USA
Capítulo 6, Página 87.

EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN. (1995) Definición Conceptual y Alcance del Proyecto Automatización de la Distribución. Medellín, Páginas 40-74.

EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN. (1993) Recopilación de Seminarios Presentados Durante T&D World Expo 92 y otros sobre Automatización de la Distribución. Medellín.

GUERRERO FERNÁNDEZ, (1994) Electrotecnia. Fundamentos Teóricos y Prácticos. Madrid, Página 435

IEEE Standard 519, (1992), IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems.

INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. (1992) Manual de Planeamiento de Sistemas Eléctricos de Distribución. Ministerio de Minas y Energía. Medellín.

JARAMILLO MESA, LUIS ARTURO. (1985) Pérdidas de Energía Eléctrica en el Sistema de Empresas Públicas de Medellín y su Control. Medellín, Páginas 99-104.

MARTINEZ DAVILA, (1973). Mantenimiento Preventivo de Redes de Distribución. Bolivia, Página 59.

MEJÍA VILLEGAS S.A.. EADE (1997) Estudio metodológico para la evaluación de pérdidas de energía eléctrica. Medellín, Páginas 105 – 132.

PROCABLES S.A. (1996) Catálogos de Productos. Bogotá.

RAMÍREZ CASTAÑO, (1993) Redes de Subtransmisión y Distribución de Energía Bogotá, Página 455.

RAMÍREZ G. CARLOS FELIPE, (1.989). Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión. Medellín, Páginas 2-90.

SAINCO & SAICOMEX. (1.993) Catalogo de automatización de la distribución. Sevilla, Páginas 127-143.

STEVENSON, William D. Jr., GRAINGER, John J. (1.996) Análisis de Sistemas de Potencia. México, Páginas 703-715.

TAMAYO V., Héctor Alberto, (2000) Módulos para un Curso de Redes Eléctricas. Medellín, Página 179.

URIBE GAVIRIA, Jaime. (1971) Mantenimiento eléctrico en líneas de transmisión y distribución. Medellín, Páginas 129-148.