



UNIVERSIDAD LAICA ELOY ALFARO DE MANABÍ
CAMPUS CHONE

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

TRABAJO DE TITULACIÓN

PREVIA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:
INGENIERO ELÉCTRICO

TEMA:
“LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEAS PARA LA
SEGURIDAD ELÉCTRICA”

AUTOR:
ALMEIDA ZAMBRANO ARQUÍMEDES MANUEL

TUTOR
ING. ÁNGEL JOSÉ LOOR MARCILLO MG.GE.

CHONE-MANABÍ- ECUADOR

2016

Ing. Ángel José Loor Marcillo Mg. Ge., Docente de la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí Campus Chone, en calidad de Tutor de Trabajo de Titulación:

CERTIFICO:

Que el presente TRABAJO DE TITULACIÓN titulado: “LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEAS PARA LA SEGURIDAD ELÉCTRICA”, ha sido exhaustivamente revisado en varias sesiones de trabajo, se encuentra listo para su presentación y apto para su defensa. Las opiniones y conceptos vertidos en este proyecto de tesis son fruto del trabajo, perseverancia y originalidad de su autor: Almeida Zambrano Arquímedes Manuel, siendo de su exclusiva responsabilidad.

Chone, septiembre 20 del 2016

Ing. Ángel José Loor Marcillo Mg.Ge
TUTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

La responsabilidad de las opiniones, investigaciones, resultados, conclusiones y recomendaciones presentados en este TRABAJO DE TITULACIÓN, es exclusiva de su autor.

Chone, septiembre 20 de 2016

Almeida Zambrano Arquímedes Manuel

AUTOR



UNIVERSIDAD LAICA “ELOY ALFARO” DE MANABÍ
EXTENSIÓN CHONE

FACULTAD DE INGIENERÍA ELÉCTRICA

Los miembros del Tribunal Examinador aprueban el informe de investigación, sobre el tema: “LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEAS PARA LA SEGURIDAD ELÉCTRICA”. Elaborado por el egresado ALMEIDA ZAMBRANO ARQUÍMEDES MANUEL, de la Carrera Ingeniería Eléctrica.

Chone, septiembre 20 de 2015

Ing. Odilón Schnabel Delgado
DECANO

Ing. Ángel José Loor Marcillo Mg.Ge
TUTOR DE TESIS

MIEMBRO DEL TRIBUNAL

MIEMBRO DEL TRIBUNAL

SECRETARIA

DEDICATORIA

La presente investigación está dedicado a:

Dios por brindarme salud, el conocimiento necesario, perseverancia, fuerza y voluntad para poder culminar con este Trabajo de Titulación y así alcanzar una de mis metas.

Mi padres, ya que son el pilar fundamental de mi vida, sin ellos, jamás hubiese podido conseguir lo que hasta ahora he logrado; su tenacidad y lucha insaciable han hecho de ellos el gran ejemplo a seguir y destacar; no solo para mí, sino para mis hermanas y familia en general.

Mi esposa por su insistencia, colaboración y ayuda incondicional durante este proceso, por enseñarme a no declinar ante las adversidades, quien me hizo entender que con esfuerzo, perseverancia y deseos de superación siempre se logran cumplir los objetivos y metas propuestas. Gracias amor por tu comprensión, dedicación, esfuerzo y lucha constante.

Mi hijo Iker Isaac, quien es el principal estímulo para seguir mejorando día a día, por quien vivo y lucho cada momento de mi vida. Mil gracias hijo por enseñarme el verdadero significado de amar.

Mis hermanas y familia en general ya que estuvieron siempre presentes para así llegar donde me encuentro ahora, la culminación de esta etapa de mi vida.

Arquímedes

AGRADECIMIENTO

El agradecer es un sentimiento de gratitud del ser humano, por ende brindo mi más sincero agradecimiento a:

Dios, por ser quien guía mi camino, y siempre me dio la fuerza necesaria para enfrentar los obstáculos que se presentan día a día.

La Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí, Campus Chone Paralelos Tosagua, por la calidad de formación académica que ofrece, preparando profesionales de excelencia, calidad y calidez para desenvolverme consecutivamente en un futuro competitivo.

Mi Esposa e hijo, mis padres, hermanos, sobrinos y familiares quienes me apoyaron y me motivaron día a día a seguir adelante.

A todos y cada uno de los docentes que formaron parte de mi formación profesional, gracias por brindarme sus conocimientos.

A un gran amigo, Ing. Freddy Triviño Jarre, quien fue mi apoyo y guía, brindándome sugerencias y consejos de manera incondicional.

Tutor de Tesis, Ing. Ángel José Loor Marcillo, quien con sus conocimientos, experiencia, dedicación y asesoría me fortaleció para alcanzar lo deseado dentro de la elaboración de este Trabajo de Titulación.

Arquímedes

ÍNDICE GENERAL

CERTIFICO:.....	ii
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	iii
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTO.....	vi
ÍNDICE GENERAL.....	vii
1. INTRODUCCIÓN	1
2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
2.1. CONTEXTOS	3
2.1.1. Contexto macro	3
2.1.2. Contexto meso.....	4
2.1.3. Contexto micro.....	5
2.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	5
2.3. DELIMITACIÓN DEL PROBLEMA	6
2.3.1. CAMPO:	6
2.3.2. ÁREA:.....	6
2.3.3. ASPECTOS:.....	6
2.3.5. PROBLEMA:	6
2.3.6. DELIMITACIÓN ESPACIAL:	6
2.3.7. DELIMITACIÓN TEMPORAL:	6

2.4.	INTERROGANTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	6
3.-	JUSTIFICACIÓN	7
4.1.	OBJETIVO GENERAL.....	8
4.2.	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	8
CAPÍTULO I.....		9
5.	MARCO TEÓRICO.....	9
5.1.	LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEAS	9
5.1.1.	Elementos de práctica de la distribución	9
5.1.2.	Clasificación y aplicación de los sistemas de distribución.....	12
5.1.3.	Cálculo de la regulación de voltaje y de la pérdida I^2R	15
5.1.4.	Sistema de subtransmisión.....	18
5.1.5.	Sistemas primarios de distribución.....	21
5.1.6.	Sistema de Neutro Común.....	27
5.1.7.	Control de Voltaje	30
5.1.8.	Protección contra sobrecorrientes.....	37
5.1.9.	Instalaciones subterráneas de media y baja tensión de la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí Campus Chone	46
5.2.	SEGURIDAD ELÉCTRICA	46
5.2.1.	Seguridad en la red: protección diferencial	46
5.2.2.	Definiciones.....	48

5.2.3.	Memoria Técnica.....	50
5.2.4.	Seccionamiento y Protecciones	54
5.2.5.	Diseño de línea de medio voltaje.....	55
5.2.6.	Red Secundaria.....	56
5.2.7.	Puesta a tierra.....	58
5.2.8.	Pérdidas en redes de medio voltaje proyectada	61
5.2.9.	Detalle de estructuras y soporte	62
5.2.10.	Especificaciones técnicas para diseño de redes subterráneas	62
5.2.11.	Tableros	65
5.2.12.	Acometida eléctrica en baja tensión	65
5.2.13.	Lista de materiales	68
5.2.14.	Efectos de la corriente eléctrica en las personas	73
5.2.15.	Tensiones de seguridad	74
5.2.16.	Envolventes y grados de protección de equipo de BT	75
5.2.17.	Grados de protección IP	75
5.2.18.	Regímenes de conexión de neutro y tierra	77
5.2.19.	Protección diferencial.....	81
CAPÍTULO II		96
6.	HIPÓTESIS.....	96
6.1.	VARIABLES	96

6.1.1.	Variable independiente	96
6.1.2.	Variable dependiente	96
6.1.3.	Término de relación.....	96
CAPÍTULO III.....		97
7.	METODOLOGÍA	97
7.1	Tipo De Investigación	97
7.2	Nivel de la Investigación	97
7.3	Métodos	97
7.3.1.	Deductivo – Inductivo	97
7.3.2.	Analítico – Sintético	98
7.3.3.	Bibliográfico	98
7.4.	TÉCNICAS DE RECOLECCION DE INFORMACIÓN	98
7.4.1.	Técnicas primarias:.....	98
7.4.2.	Técnicas secundarias:.....	98
7.5.	POBLACIÓN Y MUESTRA.....	99
7.5.1.	POBLACIÓN	99
7.5.2.	MUESTRA	99
8.	MARCO ADMINISTRATIVO	100
8.1.	RECURSOS HUMANOS.....	100
8.2.	RECURSOS FINANCIEROS	100

CAPÍTULO IV.....	101
9. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	101
9.1. RESULTADOS OBTENIDOS Y ANÁLISIS DE DATOS DE LA ENCUESTA.....	101
9.2. ENTREVISTA DIRIGIDA AL DECANO DE LA UNIVERSIDAD LAICA ELOY ALFARO DE MANABÍ – CAMPUS CHONE	110
9.3. FICHA DE OBSERVACIÓN, APLICADA AL ESTADO DE LAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN AÉREAS	110
10. COMPROBACIÓN DE LA HIPÒTESIS.....	112
11. CONCLUSIONES	113
12. RECOMENDACIONES.....	114
13. BIBLIOGRAFÍA.....	115
ANEXOS.....	116

1. INTRODUCCIÓN

El desarrollo de la investigación cumple dos propósitos fundamentales:

Producir conocimientos, que es la parte de la investigación básica y resolver problemas prácticos que es la investigación aplicada.

Durante el desarrollo de los diferentes semestres de la carrera de Ingeniería Eléctrica se concibió la idea de desarrollar una investigación que tenga relación con los sistemas eléctricos en la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí Campus Chone.

La distribución subterránea viene a ser una solución para satisfacer de una manera adecuada las necesidades cada vez mayores, de los clientes de las empresas de distribución, obteniendo un servicio de energía eléctrica de mayor calidad y con mayores índices de continuidad.

La seguridad eléctrica es el campo de la ingeniería eléctrica responsable del buen uso de la energía eléctrica y el mantenimiento de sistemas eléctricos y electrónicos para que sean seguros para las personas.

En la actualidad el sistema eléctrico de la Universidad Laica “Eloy Alfaro” de Manabí Campus Chone es de forma aérea, lo cual ocasiona en determinados momentos fallas o corte de fluido eléctrico producido por efectos atmosféricos, cortes de líneas ocasionando malestar a quienes conforman esta Institución Educativa dentro de los predios o daños en los equipos eléctricos o electrónicos.

Con el diseño de un sistema eléctrico subterráneo de redes y líneas, se tendrá un sistema confiable y seguro el cual brindará energía eléctrica de calidad.

El presente proyecto se basará en la utilización de equipos y dispositivos requeridos por la CNEL Manabí; ya que se utilizará la normalización descrita en la homologación nacional para líneas y redes eléctricas subterráneas; además de contribuirá con el ornato de la Universidad ya que se eliminarán los conductores eléctricos aéreos.

En el **capítulo I** se estudiará cada uno de los parámetros que harán posible la realización de este proyecto, examinando las instalaciones eléctricas tanto aéreas como subterráneas en forma generalizada, y se diseñará la línea de media tensión subterránea para la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí Campus Chone.

En el **capítulo II** se analizará la hipótesis y sus variables independientes, cálculo y diseño de líneas de distribución subterráneas para la seguridad eléctrica, en la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí Campus Chone, y además la variable dependiente, seguridad laboral, personal y física en la comunidad de la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí Campus Chone.

En el **capítulo III** se examinarán los tipos de investigación, su diseño, los métodos, población y muestra de la investigación similar que el marco administrativo.

2.- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

2.1.- CONTEXTOS

2.1.1.- Contexto macro

Con el descubrimiento de la electricidad la tecnología a nivel mundial avanzo a pasos agigantados, dando paso a la aparición de sistemas idóneos para su utilización; lo que indujo a las empresas generadoras de electricidad a garantizar sus inversiones, dando paso así a la utilización de líneas y redes subterráneas, con lo que genero mayores ingresos y aprovechamiento de sus bienes evitando pérdidas ocasionadas por hurto y desperfecto en las instalaciones, además de proporcionar una estética adecuada a la comunidad.

La seguridad eléctrica en la actualidad presenta un alto grado de sensibilización, por desgracia el número de accidentes laborales por la no utilización de equipos y protocolos de seguridad o el mal uso de estos es muy elevado, y existe por parte de las distintas administraciones, empresarios y trabajadores un compromiso por la seguridad a fin de que se reduzcan drásticamente los niveles de siniestralidad.

En el caso de instalaciones de media tensión y acometida, los riesgos son notablemente altos, debido fundamentalmente al elevado valor de potencial y a la no existencia de la aparente protección específica para las personas, estado ésta fundamentalmente situada en las instalaciones de baja tensión finales (protección magneto térmica y diferencial).

Las normas de seguridad han pasado por diferentes fases, y por distintos momentos de implementación, e inicialmente el interés estaba concentrado simplemente en propiciar que las instalaciones fueran seguras, en evitar accidentes y en el uso de elementos de protección, las cuales estaban concentradas específicamente en los aspectos físicos y logísticos para garantizar la seguridad en los trabajadores.

2.1.2.- Contexto meso

En el país es común observar que los sistemas eléctricos son inadecuados en cada una de las ciudades, y es una de las principales misiones de las autoridades gubernamentales eliminar las instalaciones aéreas tanto de media tensión como baja tensión para de esta manera evitar el desorden que actualmente poseemos por tantas instalaciones aéreas.

En la actualidad debido al creciente desarrollo de proyectos urbanísticos, comerciales e industriales en nuestro país se ha visto en la necesidad de incrementar la tecnología de la distribución eléctrica subterránea, ya que este sistema eléctrico presenta algunas ventajas como un servicio de energía eléctrica de mayor calidad y con mejores índices de continuidad evitando así riesgos de cortocircuitos que pueden afectar a un grupo indeterminado de personas.

Es el caso de las grandes ciudades del país como son Guayaquil, Quito, Cuenca, entre otras; quienes desde hace algunos años ha cambiado el cableado aéreo por las líneas subterráneas, con la finalidad de dar una buena estética a la ciudad, además de evitar ciertos riesgos o accidentes eléctricos a la comunidad y a las instituciones públicas y privadas.

Todas las instituciones públicas o privadas en la provincia han estado acompañadas de diferentes riesgos dentro de las actividades laborales, tal es el caso de los accidentes que han sido causados por condiciones y actos inseguros que han ido afectando la productividad de la empresa o entidad moral, existiendo una homologación o estándares definidos por CNEL lo cual mejorará el servicio eléctrico lo que contribuirá al desarrollo productivo de la provincia.

Toda vez que CNEL ha definido sus estándares para mejorar el servicio eléctrico deben las autoridades gubernamentales de cada provincia o cantón hacer una restructuración del cableado aéreo por el cableado subterráneo impidiendo de esta manera que se susciten más accidentes laborales y comunitarios.

2.1.3.- Contexto micro

Por la investigación realizada en la Universidad Laica “Eloy Alfaro” de Manabí Campus Chone, se pudo comprobar que es necesario proponer un sistema sobre líneas de distribución subterráneas para la seguridad eléctrica, mejorando el ornato de la institución y el mantenimiento de las líneas de alta y media tensión evitando de esta manera desperfectos que se producen por fenómenos atmosféricos.

Con el presente trabajo de investigación se mejorará la calidad de la energía eléctrica evitando riesgos laborales, mejorando la estética de la institución, creando un ambiente seguro en el trabajo; por lo tanto la seguridad es una parte esencial para la institución ya que trae consigo muchos beneficios al evitar grandes pérdidas utilizando una estrategia de seguridad e implementación.

Se buscará la continuidad del servicio eléctrico por medio de instalaciones de redes de distribución subterránea eficientes, las cuales requerirán un mínimo de mantenimiento y una máxima calidad de servicio lo que permitirá tener una mejor economía, confiabilidad, estética y sobre todo seguridad. Evitando accidentes o pérdida de potencial humano, al contar con toda la seguridad pertinente ya que si existe seguridad eléctrica aumentará en mayor medida el rendimiento laboral del trabajador.

La distribución subterránea viene a ser una solución para satisfacer, de una manera adecuada, la necesidad cada vez mayor, de la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí Campus Chone para obtener un servicio de energía eléctrica de mayor calidad.

2.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

¿Cómo incide el diseño de líneas de distribución subterráneas para la seguridad eléctrica en la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí Campus Chone?

2.3.DELIMITACIÓN DEL PROBLEMA

2.3.1. CAMPO:

Eléctrico

2.3.2. ÁREA:

Potencia

2.3.3. ASPECTOS:

Líneas de distribución subterránea y Seguridad Eléctrica

2.3.4. TEMA:

“Líneas de distribución subterráneas para la seguridad eléctrica”

2.3.5. PROBLEMA:

Falta de líneas de distribución subterráneas para la seguridad eléctrica.

2.3.6. DELIMITACIÓN ESPACIAL:

Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí – Campus Chone.

2.3.7. DELIMITACIÓN TEMPORAL:

Primer semestre del año 2015.

2.4. INTERROGANTES DE LA INVESTIGACIÓN

- ¿Cuáles son las líneas de distribución subterráneas?
- ¿Cómo funcionan las líneas de distribución subterráneas?
- ¿Por qué desarrollar acciones preventivas para la seguridad eléctrica?
- ¿Cuáles son las situaciones de riesgo para la seguridad eléctrica?

3.- JUSTIFICACIÓN

La energía eléctrica es uno de los tipos de energía más utilizados y de mayor **interés** para la humanidad; ya que son incontables las actividades que se realizan con el aprovechamiento de ella. Puesto que tiene que ver con el quehacer diario como estudiar, trabajar, iluminar, recrear más un sin número de actividades que hacen parte de nuestra vida.

El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable ha desarrollado un proyecto de homologación para líneas y redes subterráneas, mismo que será aplicado en este proyecto.

Se **justifica** este proyecto ya que se evitará el uso de líneas y redes eléctricas aéreas, puesto que estas son más vulnerables a los desperfectos ocasionados por efectos atmosféricos y contacto ocasionales.

Es **original** porque contará con un sistema de distribución de medio y bajo voltaje confiable, seguro y estable, ya que estará basado en normativa vigente y de gran calidad.

Es de **importancia** porque al contar con un sistema de líneas de distribución subterráneas existirá mayor seguridad se evitarán riesgos de accidentes y retraso en las actividades diarias de la institución.

Es **factible** porque se cuenta con la aprobación de las autoridades, el talento humano, recursos económicos y el interés de la comunidad educativa.

Este trabajo de investigación es consecuente con la **visión** y **misión** de la Universidad al formar profesionales competentes fomentando la investigación científica y la innovación, que promueve, difunde y genera conocimiento con planteamientos debidamente fundamentados que contribuyen a la solución de los problemas de la región y del país, orientados a disminuir las inequidades existentes, favoreciendo el encuentro de voluntades que permitan edificar una renovada sociedad más justa, solidaria e igualitaria.

4. OBJETIVOS

4.1. OBJETIVO GENERAL

Proponer un sistema de líneas de distribución subterráneas para la seguridad eléctrica de la Universidad Laica “Eloy Alfaro” de Manabí Campus Chone.

4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar las líneas de distribución subterráneas.
- Definir la funcionalidad de las líneas de distribución subterráneas.
- Desarrollar acciones preventivas de seguridad eléctrica.
- Reconocer las situaciones de riesgo para la seguridad eléctrica.

CAPÍTULO I

5. MARCO TEÓRICO

5.1. LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEAS

5.1.1. Elementos de práctica de la distribución

En general, (García, 2010) incluye todas las partes de un sistema público de energía eléctrica, entre las voluminosas fuentes de la energía y los equipos de la entrada de servicio de los consumidores. Sin embargo, algunos ingenieros especialistas en distribución para empresas de servicio público de energía eléctrica aplican una definición más limitada de distribución, como aquella parte del sistema que se encuentran entre las subestaciones de distribución y el equipo de la entrada de servicio de los consumidores. En general, un sistema típico de distribución consta de:

- 1) Circuitos de subtransmisión con voltajes nominales que suelen estar entre 12.47 u 245 KV, los que entregan la energía a las subestaciones de distribución.
- 2) Subestaciones de distribución que llevan la energía hacia un voltaje más bajo del “Sistema Primario”, para la distribución local y que por lo común incluyen instalaciones para la regulación del voltaje primario.
- 3) Circuitos primarios o “alimentadores”, que suelen operar en el rango de 4.16 a 34.5 KV y que alimentan a la carga en una zona geográfica bien definida.
- 4) Transformadores de distribución, en las capacidades nominales desde 10 hasta 2500 KVA, los cuales pueden instalarse en postes, sobre emplazamientos a nivel del suelo o primarios hasta los de utilización.
- 5) Circuitos secundarios, al voltaje de utilización, que llevan la energía desde el transformador de distribución, a lo largo de la calle o del lindero posterior de los terrenos.

6) Ramales de acometida que entregan la energía desde el secundario al equipo de entrada de servicio del usuario.

5.1.1.1. Inversión para la distribución

La inversión para la distribución constituía del 35 al 50% de la inversión de capital de un sistema típico de servicio de energía eléctrica. En sus tendencias recientes, en muchas empresas, alejándose de la expansión en la generación, se ha incrementado la importancia del desarrollo de los sistemas de distribución.

La función de la distribución es la de recibir la energía eléctrica de las grandes y voluminosas fuentes y distribuirla entre los consumidores, a niveles de voltajes y con limitarse en amplitud, frecuencia y duración. Cuando ocurran, se deberán tomar medidas correctivas dentro de un tiempo razonable, con el fin de mejorar los voltajes para cumplir con los requisitos del Rango A.

5.1.1.2. Diseño y planificación de un sistema

Desde el punto de vista del diseño y planificación de un sistema, la selección óptima del voltaje de subtransmisión y la disposición del sistema están íntimamente interrelacionados con el tamaño de la subestación de distribución y con el nivel del voltaje de la distribución primaria. En cualquier momento dado, se logra la disposición más económica cuando la suma de los costos de la subtransmisión, subestación y alimentador primario para dar servicio a una zona es mínima durante la duración de las instalaciones. En la práctica, en número, tamaño y disponibilidad de las fuentes voluminosas para alimentar la subtransmisión pueden ser también factores significativos. (Ramírez, 1974)

Un sistema de distribución se debe diseñar de modo que puede dar servicio al crecimiento anticipado en la carga, con un gasto mínimo. Se necesita esta flexibilidad para absorber el crecimiento en la carga de zonas ya existentes, así como el crecimiento en la carga en zonas nuevas de desarrollo.

5.1.1.3. Distribución aérea y subterránea

En grandes zonas metropolitanas se utilizan tanto los sistemas de distribución aéreos como los subterráneos. Anteriormente, en las poblaciones más pequeñas y en las zonas menos congestionadas de las ciudades más grandes, el sistema de distribución que se usaba casi por completo era el aéreo; el costo de la distribución subterránea para las zonas residenciales era varias veces mayor que el de la aérea.

Durante los últimos 25 a 30 años, el costo de la distribución residencial subterránea (URD, underground residencial distribución) se ha reducido en forma notable, a través de la evolución de cables con dieléctrico sólido y de bajo costo, adecuados para ser enterrados directamente, la producción en masa de transformadores de distribución montados sobre plataformas y accesorios, métodos mecanizados de instalación de cables, etcétera.

El costo de un sistema URD típico para una subdivisión residencial nueva, en muchas zonas, alrededor de un 50% mayor que el de un sistema aéreo; en otras, la diferencial es muy pequeña o no existe, debido a las condiciones locales del terreno. Como resultado, algunas empresas que suministran energía eléctrica con toda razón harán algún tipo de cargo adicional por el servicio a través de líneas subterráneas. Al aumentar el interés público en el mejoramiento del aspecto de las zonas residenciales y la declinación del costo de la URD, el crecimiento de esta última ha sido en extremo rápido. En la actualidad, quizá poco más o menos el 70% de las nuevas construcciones residenciales reciben servicio por líneas subterráneas.

Varios estados (de Estados Unidos) han promulgado leyes en las que se establece como obligatoria la distribución subterránea en las subdivisiones residenciales nuevas. Al aumentar las densidades de carga, la construcción aérea se vuelve difícil de manejar, en virtud de los transformadores y conductores de mayor tamaño que se requieren. Por esta razón, en las zonas comerciales del centro en la mayor parte de las ciudades, se acostumbra utilizar la distribución subterránea.

Empero, en aquellos casos en los que se experimenta un crecimiento inesperado, puede estar cercano a lo imposible agregar físicamente capacidad, y mucho menos de manera económica, a sistemas subterráneos existentes, a menos que se hayan instalado ductos con capacidad de sobra suficiente en la instalación original.

5.1.1.4. Automatización de los sistemas de distribución

Cada vez se están aplicando más los voltajes primarios más altos, de 24.9Y/14.4 y 34.5Y/19.92 KV, aun cuando predominan los voltajes primarios en la “clase de 15 KV”. Sigue disminuyendo el uso de la clase de 5 KV. Las encuestas indican que, en los últimos años, alrededor del 78% de las adiciones de líneas aéreas y subterráneas están en 15 KV, el 11% en 25 KV y el 7.5% en 35 KV de energía eléctrica, así como de reducir el tiempo de esa suspensión. Los esquemas propuestos recorren toda la escala, desde los dispositivos de operación manual hasta los automáticos controlados a distancia desde los centros de distribución. Los esquemas de control a distancia varían desde cierto tipo de control por supervisión hasta los sistemas de distribuidos controlados por computadora con base en microprocesadores, con lógica integrada para hacer frente con rapidez a los diversos problemas que puedan surgir en el sistema. (Heinhold,1973)

5.1.2. Clasificación y aplicación de los sistemas de distribución

Los sistemas de distribución se pueden clasificar de diversas maneras:

- Según la corriente: alterna o directa.
- Según el voltaje: de 120 V, de 12 470 V, de 34 500 V, etcétera.
- Según el esquema de conexión: radial, malla, red, múltiple y serie.
- Según las cargas: residencial, pequeña de iluminación y potencia, grande de iluminación y potencia, alumbrado público, tranvías, etcétera.
- Según el número de conductores: bifilar, trifilar, tetrafilas, etcétera.
- Según el tipo de construcción: aéreo o **subterráneo**.

Los circuitos de corriente alterna se pueden clasificar además según el número de fases: monofásicos, bifásicos o trifásicos, y de acuerdo con la frecuencia: de 25Hz, de 60Hz, etcétera.

5.1.2.1. Aplicación de los sistemas

En la práctica, en Estados Unidos, casi se utilizan por completo sistemas de corriente alterna (CA) de 60 Hz para la distribución de la energía eléctrica. Estos sistemas abarcan el método más económico de distribución de la energía eléctrica, debido en gran medida a la facilidad para transformar los voltajes hasta los niveles adecuados para las diversas partes del sistema.(ENCICLOPEDIA LEXUS,2010)

Estas transformaciones se llevan a cabo por medio de transformadores confiables y económicos, que no necesitan maquinaria rotatoria. Mediante un sistema adecuado de diseño y la aplicación de equipo de protección contra sobrevoltajes y sobrecorrientes, se pueden acoplar los niveles de voltaje y la confiabilidad del servicio a casi cualquier necesidad de los consumidores.

En general, las cargas residenciales monofásicas se alimentan por medio de sistemas radiales simples a 120/240 V. Lo último en confiabilidad del servicio se suministra en las zonas de negocios/comerciales, densamente cargadas, por medio de sistemas de redes secundarias del tipo de red de distribución a 208Y/120 V, o bien, por redes “locales”, por lo común a 480Y/277 V.

En aquellos casos en los que los sistemas de redes secundarias no proporcionan un servicio suficientemente confiable para las cargas críticas a veces se suministran generadores de emergencia o baterías, o ambas cosas, junto con equipo automático de conmutación, de modo que pueda mantenerse ese servicio para las cargas críticas, en el caso de que se interrumpa la alimentación normal. Esas cargas se encuentran en hospitales, centros de computación, procesos industriales claves, etcétera.

5.1.2.2. Cargas residenciales

Casi por completo, este tipo de cargas se alimentan a través de servicios monofásicos, trifilares, de 120/240 V. A los aparatos de gran consumo, como son las estufas eléctricas, calentadores de agua y secadoras de ropa se les da servicio a 240 V. Las lámparas, los aparatos pequeños y la toma de corriente se alimentan de 120 V. Una excepción de lo antes mencionado se presenta cuando a la casa se le da servicio en una zona en la que la distribución se hace por una red secundaria a 208Y/120 V. en este caso, a los aparatos grandes se les alimenta a 208 V y a los pequeños a 120 V.

5.1.2.3. Sistemas primarios, trifásicos, trifilares, bifásicos, de corriente directa, serie.

5.1.2.3.1. Sistemas primarios trifásicos, tetrafilares, con conexiones múltiples a tierra y de neutro común: se usan casi exclusivamente estos sistemas, como los 12.47Y/7.2 KV, 24.9Y/14.4 KV y 34.5Y/19.92 KV. El cuarto conductor de estos sistemas conectados en Y es el neutro tanto para el sistema primario como para el secundario. Se conecta a tierra en muchos sitios. A las cargas monofásicas se les da servicio por medio de transformadores de distribución cuyos devanados primarios están conectados entre un conductor de fase y el neutro. Se pueden alimentar cargas trifásicas mediante transformadores de distribución trifásicos o por transformadores monofásicos conectados de modo que formen un banco trifásico.

5.1.2.3.2. Sistemas primarios, trifásicos, trifilares: estos sistemas no se aplican mucho para la distribución pública, con la excepción de California (E.U.), se pueden utilizar para alimentar cargas monofásicas por medio de transformadores de distribución que tengan el devanado primario conectado entre dos conductores de fase. Los circuitos primarios laterales monofásicos constan de dos conductores de fase aislados; cada transformador monofásico de distribución necesita dos fusibles y dos pararrayos (cuando se requiera).

5.1.2.3.3. Sistemas bifásicos, de corriente directa y de serie: los bifásicos se utilizan rara vez en la actualidad; los de corriente directa en la actualidad, solo quedan unos cuantos vestigios de los antiguos sistemas de cd de Edison, establecidos en los días de desarrollo de las empresas de servicio eléctrico. Han sido sustituidos casi por completo por los sistemas de CA que son más flexibles y económicos. Y por último los de serie se han utilizado para el alumbrado público desde los primeros días del alumbrado público. Inherentemente, son sistemas de alto voltaje, que resultan adecuados para el alumbrado público en donde se desea el control simultáneo para todas las lámparas de un circuito.

5.1.3. Cálculo de la regulación de voltaje y de la pérdida I^2R

Cuando un circuito suministra corriente a una carga, experimenta una caída en el voltaje y una disipación de energía en la forma de calor. En los circuitos de CD, la caída de voltaje es igual a la corriente en amperes multiplicada por la resistencia óhmica de los conductores, $V=IR$. En los circuitos de CA, la caída de voltaje es una función de la corriente de carga, del factor de potencia y de la resistencia y reactancia de los conductores. El calentamiento lo provocan las pérdidas en el conductor; tanto para los circuitos de cd como para los de CA, éstas se calculan como el cuadrado de la corriente multiplicado por la resistencia del conductor en Ohms. $\text{Watts}=I^2R$, o bien, $\text{kW}=I^2R/1000$. Para el cálculo de las cantidades usuales de estado estable en los circuitos de distribución, se puede despreciar la capacitancia, porque su efecto sobre la caída de voltaje casi no importa para las longitudes de los circuitos y los voltajes de operación que se utilizan. En el diseño de circuitos, se debe seleccionar un tamaño de conductor de modo que soporte la carga requerida, dentro de los límites especificados de la caída de voltaje, y que tenga un valor optimizado del costo de instalación y del costo de las pérdidas. En la actualidad, un tamaño de conductor que satisfaga estos criterios dará buen servicio, dentro de límites seguros de la temperatura de operación. En algunos casos, los requisitos de corriente de cortocircuito exigirán un tamaño mínimo de conductor.

5.1.3.1. Porcentaje de caída de voltaje o porcentaje de regulación

Éste es la razón de la caída de voltaje en un circuito al voltaje entregado por el propio circuito, multiplicada por 100 para convertirla en tanto por ciento. Por ejemplo, si la caída entre un transformador y el último cliente es de 10 V y el voltaje entregado a ese cliente es de 230, el porcentaje de caída de voltaje es de $10/230 \times 100 = 4.35\%$. A menudo se emplea como denominador el voltaje nominal, porque rara vez se conoce el valor exacto del voltaje entregado.

5.1.3.2. Porcentaje de I²R

Conocido también como porcentaje de pérdida en el conductor de un circuito, es la razón de la pérdida I²R o del conductor del circuito, en kilowatts, a los kilowatts entregados por el propio circuito (multiplicado por 100 para convertirla en tanto por ciento). Por ejemplo, supóngase que un circuito monofásico de 240 V que consta de 1000 ft de dos cables de cobre núm. 4/0 alimenta una carga de 100 A con un factor de potencia igual a la unidad:

$$I^2R = 100^2 \times 2 \times 0.0512 = 1024 \text{ W} = 1.024 \text{ kW}$$

$$\text{Carga Entregada} = 240 \times 100 = 24000 \text{ W} = 24 \text{ kW}$$

$$\% \text{ de pérdida } I^2R = 1.024/24 \times 100 = 4.26\%$$

5.1.3.3. Caída de voltaje de corriente directa

Ésta se calcula con facilidad al multiplicar los amperes de carga, I, por la resistencia óhmica R de los conductores a través de los que fluye la corriente. Ejemplo: Por un circuito de cd de 500 ft formado por dos cables de cobre 4/0 circulan 200 A. ¿Cuál es la caída de voltaje? La resistencia de 1000 ft de cable de cobre 4/0 es de 0.0512 Ω.

$$\text{Caída} = IR = 200 \times 0.512 = 10.24 \text{ V}$$

SI el voltaje entregado es de 240,

$$\% \text{ de regulación} = 10.24/240 \times 100 = 4.26\%$$

5.1.3.4. Cálculos de la caída de voltaje para circuitos trifilares de cd

Éstos requieren cálculos por separado para cada conductor, si la carga está desbalanceada en forma apreciable. La caída en el neutro que lleva la corriente desbalanceada debe sumarse a la caída del hilo que lleva la carga mayor y restarse de la caída en el que lleva la menor carga, para obtener las caídas de voltaje de los hilos al neutro.

5.1.3.5. Pérdida I^2R o en el conductor en los circuitos de CD o de CA.

Ésta se calcula al multiplicar el cuadrado de la corriente en amperes por la resistencia óhmica de los conductores a través de los que fluye la corriente. El resultado se obtiene en watts. El porcentaje de caída de voltaje y el de pérdida en el conductor en los circuitos de cd son idénticos y la razón entre ellos en la unidad.

$$\text{Porcentaje de caída de voltaje} = IR/V \times 100$$

$$\text{Porcentaje de } I^2R = I^2R/VI \times 100 = IR/V \times 100$$

En los circuitos de CA, la razón del porcentaje de pérdida en el conductor al porcentaje de regulación del voltaje se expresa en forma aproximada por la fórmula siguiente:

$$\frac{\% \text{ de pérdida de } I^2R}{\% \text{ de caída de voltaje}} = \frac{\cos \emptyset}{\cos \theta \cos(\emptyset - \theta)}$$

En donde θ = ángulo del factor de potencia y \emptyset = argumento de la impedancia; es decir, $\tan \emptyset = X/R$

Ampere-pies es el producto del número de amperes de la corriente que fluye y la distancia en pies entre las terminales emisora y receptora, multiplicado por 2 para tomar en consideración la caída tanto en el conductor de ida como en el de retorno; o bien, se pueden considerar los pies como el número total de pies de conductor, de ida y retorno.

5.1.4. Sistema de subtransmisión

Subtransmisión es aquella parte del sistema de servicio eléctrico que alimenta las subestaciones de distribución, desde las voluminosas fuentes de energía eléctrica, como son las grandes subestaciones de transmisión o las estaciones generadoras. A su vez, las subestaciones de distribución alimentan los sistemas primarios de distribución. La subtransmisión tiene muchas de las características de la transmisión, así como de la distribución, en el sentido de que mueve cantidades relativamente grandes de energía eléctrica, de un punto a otro, como la transmisión, y, al mismo tiempo, proporciona cobertura de zona, como a distribución. (Viteri, 1973)

En algunos sistemas de servicio eléctrico, los voltajes de transmisión y de subtransmisión son idénticos; en todos, la subtransmisión se hace con un nivel (o niveles) de voltajes separado y distinto. Esto es fácil de explicar, porque en la evolución de los sistemas de servicio eléctrico, el voltaje de transmisión de uso hoy en día tiende a convertirse en el voltaje de subtransmisión de mañana, precisamente de la misma manera en que el voltaje de subtransmisión actual tiende a convertirse en el de distribución primaria de mañana.

En virtud del amplio rango de voltajes utilizados en la subtransmisión y de la amplia variación en las condiciones geográficas y reglamentos locales, los circuitos de subtransmisión a veces se construyen en líneas sobre postes en las calles de las ciudades, en líneas sobre torres en los derechos de paso privado o en cables subterráneos.

5.1.4.1. Voltajes de los circuitos de subtransmisión

Éstos van desde 12 hasta 245 KV, pero en la actualidad son más comunes los niveles de 69, 115 y 138 KV. El uso de los voltajes más elevados está aumentando con rapidez, a medida que crece la aplicación de voltajes primarios más altos. La práctica actual, según pudo concluirse mediante una encuesta informal entre las empresas de servicio eléctrico.

En general, los conductores ACSR o de aluminio han sustituido a los de cobre en la construcción aérea y en los cables se están usando cada vez más los conductores de aluminio.

5.1.4.2. Regulación del voltaje de subtransmisión

El tamaño de los conductores que se usan en los sistemas de subtransmisión queda determinado por:

- 1) La magnitud y el factor de potencia de la carga.
- 2) Las necesidades de carga de emergencia.
- 3) La distancia a la que debe llevarse la carga.
- 4) El voltaje de operación.
- 5) La caída permisible de voltaje con carga normal y de emergencia.
- 6) El balance óptimo económico entre el costo de instalación del conductor y el costo de las pérdidas.

5.1.4.3. Patrones de sistemas de subtransmisión

Se aplican en la actualidad una gran variedad de diseños de sistemas de subtransmisión, los que varían desde sistemas radiales simples hasta sistemas semejantes a las redes.

No se utilizan en forma generalizada el sistema radial porque hoy en día la mayor parte de las empresas de servicio eléctrico planean sus sistemas de subestaciones de distribución de subtransmisión de modo que una contingencia importante, como la paralización de un circuito de subtransmisión o la falla de un transformador de una subestación de distribución, no dé por resultado una pérdida de carga; o por lo menos que la pérdida de carga sea de corta duración, mientras se llevan a efecto las operaciones automáticas de conmutación. De este modo, predominan los patrones de circuito cerrado y de circuitos múltiples.

El patrón de circuito cerrado implica que un solo circuito que se origina en una fuente voluminosa de energía eléctrica “forma un circuito cerrado” pasando por varias subestaciones, antes de terminar en otra fuente voluminosa o incluso en la fuente original. Se utilizan enlaces de refuerzo como se indica por medio de la conexión trazada con línea punteada, cuando el número de subestaciones sobrepasa algún número predeterminado.

El patrón de circuitos múltiples implica el uso de dos o más circuitos que se derivan de cada subestación; los circuitos pueden ser radiales o pueden terminar en una segunda fuente voluminosa de energía eléctrica. Se encuentran muchas variaciones de los dos patrones básicos. Con base en una encuesta informal reciente, realizada aproximadamente en 50 empresas importantes, parece que los dos patrones se emplean más o menos con igual amplitud.

En la actualidad, una gran parte de la subtransmisión es de construcción aérea, mucho de ella construida en la calles de las ciudades, en contraste con el derecho de paso privado. Sin embargo, las consideraciones acerca del aspecto y del medio ambiente, la dificultad en la obtención de sitios para las subestaciones y derechos de paso, así como el rápido crecimiento de la distribución subterránea es seguro que ejerzan una presión continua sobre el hecho de que la subtransmisión sea subterránea.

Incluso con el uso de cables con dieléctrico sólido, que se entierran directamente, el costo de la subtransmisión subterránea es muchas veces el de los circuitos aéreos, en particular en los casos en que se puede construir la subtransmisión aérea en las calles de las ciudades.

Por tanto, una exigencia de construir en forma subterránea la subtransmisión futura tendría un impacto importante sobre el balance de los costos globales de la subtransmisión, subestaciones y distribución primaria. Es indudable que la atención se enfocaría en minimizar la cantidad de circuitería de subtransmisión para cubrir el área de carga, lo cual a su vez, haría que se prefiera:

- Un menor número de subestaciones más grandes.
- Un patrón de subtransmisión de circuito cerrado, en lugar de múltiples circuitos en paralelo.

Dependiendo de la densidad de carga en ésta área, se podría preferir:

- Un voltaje primario más alto.
- Un voltaje de subtransmisión más alto.

Los cambios en los niveles de voltaje de subtransmisión o primario son decisiones importantes que exigen un estudio profundo y, finalmente, el compromiso de grandes recursos financieros.

5.1.5. Sistemas primarios de distribución.

El sistema primario de distribución toma la energía de la barra común de las subestaciones de distribución y la entrega a los devanados primarios de los transformadores de distribución; típicamente, los sistemas primarios aéreos de distribución se han operado como circuitos radiales (lo normal como circuitos abiertos), de la subestación hacia afuera.

La columna vertebral del alimentador principal suele ser un circuito trifásico tetrafilar, del cual se derivan los circuitos monofásicos laterales o ramales, a través de cortacircuitos de fusible para proteger el sistema contra fallas en los circuitos laterales. Los circuitos monofásicos laterales constan de un conductor de fase y el neutro. Los transformadores de distribución están conectados entre la fase y el neutro; en este caso tendrían una capacidad nominal de 7200 V.

Las compañías de servicio eléctrico utilizan disyuntores automáticos de reconexión del alimentador y reconectores de línea, para minimizar las interrupciones del servicio. Sin embargo, los problemas serios relacionados con la línea principal causarían una paralización de algunos o de todos los alimentadores hasta que las cuadrillas de reparación de líneas puedan localizar el problema y hacer funcionar manualmente los interruptores de desconexión de la parte superior de los postes, en forma adecuada para aislar ese problema y captar tanta carga como sea posible de los alimentadores adyacentes. Por lo común se encuentran interruptores de este tipo tanto con los circuitos principales como en los laterales. También a menudo es posible hacer y quitar conexiones, mientras el sistema está energizado, con el uso de herramientas para líneas vivas, grifas para línea viva, camiones con canastilla aislada, etcétera. (ECUATRANS, 2010)

En general, este procedimiento ha suministrado un nivel aceptable de servicio porque las averías de los sistemas aéreos se localizan con relativa facilidad y los tiempos de reparación son cortos. No obstante, cuando todo el sistema primario está instalado subterráneo, aunque se espera que la frecuencia con la que se presentan los problemas graves sea menor que en los sistemas aéreos, es probable que el tiempo requerido para señalar la ubicación del problema y la realización de reparaciones sea mucho mayor que en estos últimos.

5.1.5.1. Sistema subterráneo

Aunque un porcentaje más bien pequeño de los alimentadores nuevos para fines generales se está instalando por completo subterráneo, la tendencia hacia este tipo está aumentando y se espera que siga creciendo. Como es difícil realizar muchas

funciones de mantenimiento y operación en un sistema subterráneo mientras está “vivo” o energizado, en contraste con las prácticas en los sistemas aéreos, se deben tomar providencias específicas en el diseño del sistema para incorporar el equipo necesario para seccionamiento y protección contra sobrecorrientes.

El plan para el alimentador principal es razonablemente típico de la práctica actual en los sistemas subterráneos que alimentan básicamente cargas residenciales y comerciales pequeñas. Nótese que los alimentadores principales se operan en forma radial, pero normalmente con conexiones abiertas hacia alimentadores principales adyacentes. Los interruptores del alimentador por lo común son interruptores para ruptura de carga, trifásicos, de 600 A, de operación manual. Los circuitos laterales, monofásicos y trifásicos, también se operan como circuitos normalmente abiertos.

La conmutación en los circuitos de 200 A se puede efectuar por medio de interruptores de ruptura de carga o por conectores de cables aislados, separables. Por lo común, se agrupan dos interruptores de alimentador principal junto con el equipo de conmutación y protección de los circuitos laterales, en una sola pieza de equipo montado en una base. Los alimentadores primarios que dan servicio a sistemas de red secundaria en las áreas metropolitanas suelen ser circuitos radiales trifilares que constan de cables de 3/c en ductos subterráneos. Los transformadores trifásicos para red se derivan en T hacia los alimentadores primarios.

5.1.5.2. Automatización

Con la importancia creciente que se le da a la confiabilidad del servicio, se ha iniciado una tendencia a hacer un uso mayor de equipo de protección y seccionamiento en el sistema primario, para minimizar el número de consumidores perjudicados por una paralización del servicio y reducir la duración de ésta.

Los esquemas propuestos recorren la escala, desde los centros de distribución. Los esquemas de control a distancia varían desde algún tipo de control por supervisión hasta los sistemas controlados por computadora con lógica integrada, para hacer frente con rapidez a los diversos problemas que pueden surgir.

5.1.5.3. Niveles de voltaje en los sistemas primarios de distribución

Desde la Segundo Guerra Mundial, se ha establecido con firmeza la clase de distribución de 15 KV y en la actualidad representa del 60 al 80% de la actividad de la distribución primaria (en E.U.). Está llevándose a efecto una expansión muy pequeña de sistemas de voltaje más bajo. Empero, existe cierta propensión hacia un incremento en el uso de niveles de voltaje primario por encima de la clase de 15 KV. Esta tendencia también tiene cierto impacto sobre las prácticas de las subestaciones y de la subtransmisión, porque casi como un axioma, voltajes primarios más elevados conducen a subestaciones más grandes y a voltajes de subtransmisión más altos.

Los dos voltajes principales por encima de los 15 KV son el 24.49Y/14.54 KV y el 34.5Y/19.92 KV. Las adiciones de nuevas líneas con estos niveles de voltaje ahora promedian más del 20% de aquellas con 15 KV. Para lograr economía, los voltajes primarios más elevados también exigen cargas más altas en los alimentadores, lo que podría implicar una confiabilidad reducida del servicio, en virtud de que más consumidores resultarían afectados por las fallas del primario. La mayor utilización del equipo automático de conmutación y protección puede lograr mucho por preservar un nivel de confiabilidad al que el público se ha acostumbrado. Ésta es otra razón por la que la mayor parte de los observadores creen que es inevitable el aumento de la automatización en los sistemas de distribución.

La mayor parte de los sistemas actuales en la clase de 15kV no son de caída de voltaje limitada y el costo de los circuitos laterales y equipo asociado de voltaje más alto, necesario para cubrir el área de carga, es mayor. Las principales ventajas económicas son:

- Pérdidas reducidas en las primeras etapas del desarrollo.
- Regulación reducida del voltaje.
- Distancia o cobertura del área mayores.
- Menor número de circuitos por ruta (congestión reducida)
- Menor número de posiciones de circuitos en las subestaciones.
- Menor número de lugares para subestaciones.
- Mayor flexibilidad en la alimentación de cargas grandes localizadas.

5.1.5.3.1. Tamaños de conductor utilizados en los circuitos primarios aéreos

En general, éstos varían del núm. 2 AWG a 795 kcmil. Los conductores ACSR y los de aluminio han desplazado casi por completo a los de cobre en las nuevas construcciones.

En ocasiones se utiliza cable aéreo para los conductores primarios en situaciones especiales, en las que los claros son demasiado pequeños para la construcción de conductor desnudo o en donde no resulta práctica la realización de ramificaciones múltiples. Un tipo de cable aéreo está formado por tres conductores completamente aislados (cables blindados), asegurado por una espiral continua a un conductor desnudo que sirve para dar soporte mecánico así como de neutro. Esta forma de cable aéreo no se usa con frecuencia.

Otro tipo de construcción de utilización más frecuente consiste en conductores cubiertos (no blindados) sostenidos del cable de suspensión mediante espaciadores de material plástico o cerámico. El aislamiento del conductor, por lo general un dieléctrico sólido como el polietileno, tiene un espesor de poco más o menos 150 mls, para un circuito de la clase de 15 KV, y puede soportar contactos momentáneos con ramas de árboles, pájaros y animales, sin perforarse. Es común que este tipo de construcción se conozca como de “cable espaciador”.

5.1.5.3.2. Tamaños de conductores de uso más común en distribución primaria subterránea

Éstos varían desde el núm. 4 AWG hasta 1000 kcmil. En los alimentadores principales tetrafilares se pueden emplear cables de 3 o 4 conductores pero, para esta aplicación, se están volviendo más y más populares los cables de un solo conductor con neutro tienen un neutro concéntrico con un área de sección transversal de un medio a una tercera parte del área de la sección transversal del conductor principal.

Los cables de menor tamaño que se usan en los circuitos laterales de los sistemas URD son casi siempre de un solo conductor, de neutro concéntrico y con aislamiento de polietileno y, en general, se entierran directamente. El espesor del aislamiento es del orden de 175 mils para los cables de la clase de 15 KV y de 345 mils para los de la clase de 35 KV, con un nivel de aislamiento del 100%.

Los conductores de aluminio, trenzados o sólidos, casi han sustituido a los de cobre en las nuevas construcciones, excepto en los casos en los que el tamaño de los ductos representa una restricción. Con la construcción de dieléctrico sólido, con el fin de mantener el gradiente de voltaje en la superficie del conductor dentro de límites aceptables, para los cables de la clase 15 KV es común un tamaño mínimo del conductor del núm. 2 AWG y, para la clase de 35 KV, el núm. 1/0 AWG.

5.1.5.4. Regulación del voltaje de la distribución primaria

5.1.5.4.1. Carga de los alimentadores primarios

Ésta varía mucho, dependiendo del voltaje primario, la densidad de carga, las necesidades de carga, las necesidades de carga de emergencia, etcétera. Las cargas pico típicas en los alimentadores de la clase de 15 KV son de 6 a 7000 KVA.

Es probable que las cargas pico en los alimentadores por completo desarrollados, de la clase de 25 y de 35 KV, sean proporcionalmente mayores en el futuro, si se supone que se toman las medidas adecuadas para mantener una confiabilidad aceptable del servicio.

5.1.5.4.2 Caída de voltaje en el alimentador primario

Éste es un factor importante en el diseño de sistemas; sin embargo, sólo es una de las muchas consideraciones relativas a la caída de voltaje que intervienen en la determinación del rango de voltajes entregados en las entradas de servicio de los consumidores. Una regla empírica tradicional aproximada ha sido permitir una caída de voltaje de alrededor del 3% en el primario de sistemas urbanos y suburbanos, durante el tiempo de la carga pico.

En realidad, con densidades típicas de carga y sistemas primarios de la clase de 15kV o superior, es muy probable que los diseños económicos de sistemas tengan una caída de voltaje en el primario menor del 3%.

En los sistemas rurales, que se caracterizan por líneas largas y ligeras densidades de carga, las caídas de voltaje en el primario pueden ser algo mayores. Esto se compensa un tanto por la ausencia de secundarios que den servicio a granjas individuales; no obstante, las acometidas con frecuencia con más largas que en los sistemas urbanos. Por supuesto, el objetivo del diseño es mantener el voltaje entregado a todos los consumidores en un rango aceptable y satisfactorio.

5.1.6. Sistema de Neutro Común

5.1.6.1. Sistema tetrafililar de distribución con neutro común y múltiple conexión a tierra

En la actualidad, se emplea casi exclusivamente este tipo de sistema debido a las ventajas económicas y de operación que ofrece. Por lo general, los devanados de los transformadores de la subestación que dan servicio al primario están conectados en Y el punto neutro está conectado con firmeza a tierra.

En ocasiones, se conecta una pequeña cantidad de impedancia entre el neutro del transformador y tierra para limitar las corrientes de cortocircuito línea a tierra, en el sistema primario, a un valor predeterminado. El circuito neutro debe ser una trayectoria metálica continua a lo largo de las rutas primarias del alimentador y hacia cada ubicación de los usuarios. En donde se tienen tanto sistemas primarios como secundarios, se usa el mismo conductor como el neutro “común” para los dos sistemas.

El neutro se conecta a tierra en cada transformador de distribución, a intervalos frecuentes en donde no están conectados transformadores y a tubos metálicos de agua o a tierras clavadas en el piso en cada entrada de servicio de los usuarios, el cual lleva una parte de las corrientes de carga desbalanceadas o residuales, tanto para los sistemas primarios como secundarios.

El resto de esta corriente fluye en el sistema enterrado en el piso o en el de agua, o en ambos. En condiciones típicas, se estima que alrededor de la mitad de la corriente de retorno fluye en el conductor neutro, aun cuando la división puede variar mucho, dependiendo de la resistividad del piso y de las rutas relativas que siguen los sistemas eléctrico y del agua.

5.1.6.2. Conexión a tierra del neutro

El neutro debe tener una trayectoria metálica continua entre la subestación y los servicios de los usuarios. No se deben instalar dispositivos de desconexión en el neutro común. En ningún caso se deben usar el piso o sistemas de tubería metálica enterrada como la única trayectoria para el retorno de la corriente normal de carga.

En los circuitos primarios monofásicos (fase y neutro), el conductor del neutro debe tener el tamaño suficiente como para conducir casi tanta corriente como el conductor de fase. Es frecuente que se utilice para ambos el mismo tamaño del conductor del neutro o que el neutro tenga una conductividad del “100%”.

En los circuitos primarios trifásicos que lleven una carga razonablemente balanceada, el conductor del neutro puede ser de un tamaño bastante menor que el de los conductores de fase; no es rara una conductividad del 50%; en algunas empresas se estipula un tamaño específico del conductor del neutro, como de aluminio núm. 1/0, sin importar el tamaño de los conductores de fase. Los conductores del neutro de los sistemas secundarios con frecuencia son del mismo tamaño que los conductores de fase, en aquellos casos en que se usa la construcción con alambre desnudo. Si se utiliza la construcción con cable tríplex, es frecuente que el neutro tenga una sección transversal reducida.

5.1.6.3. Sistema primario tetrafililar con neutro común

Este sistema tiene muchas ventajas sobre los sistemas trifilares:

- Los circuitos monofásicos ramales o laterales constan de un solo conductor de fase aislado y el neutro, en lugar de dos conductores aislados de fase. La ventaja económica es muy grande en los sistemas subterráneos.
- En los sistemas aéreos, solo se requiere un pararrayos en cada transformador monofásico de distribución, en lugar de dos.
- Sólo se necesita un manguito aislador o terminación de cable primarios en cada transformador monofásico de distribución, en lugar de dos. En el caso de los sistemas subterráneos, en donde el primario “se conecta en derivación” a cada transformador de distribución, se necesitan dos terminaciones o conectores primarios de cable, en lugar de cuatro.
- Sólo se necesita un fusible o cortacircuito de fusible en el primario de cada transformador monofásico de distribución. Esto no sólo es una ventaja económica sustancial, sino que un cortocircuito en el primario del transformador se interrumpe en forma positiva por la acción de un solo fusible y, en consecuencia, se elimina el voltaje primario en ese transformador. En el caso del sistema trifilar, con el transformador de distribución conectado fase a

fase, debe funcionar un segundo fusible para eliminar el voltaje primario y la falla. Puede haber un tiempo apreciable entre la operación de los dos fusibles durante el cual la corriente de falla sigue circulando y el usuario puede experimentar voltajes anormales.

Los circuitos laterales primarios monofásicos se pueden proteger por un solo cortacircuito de fusible, en lugar de dos. Se eliminan con prontitud los cortocircuitos línea a tierra por la operación de un fusible y se elimina el voltaje del circuito ramal. En un sistema trifilar (que se supone conectado a tierra en la subestación), la protección lateral monofásica, si se emplea, requeriría dos cortacircuitos de fusible; una falla línea a tierra solo quemaría uno de los fusibles, lo que deja excitados todos los transformadores de distribución de ese circuito, a sólo el 58% de lo normal, mientras la fase que ha fallado permanece conectada a tierra. En estas condiciones, el equipo de los usuarios quedaría expuesto a un voltaje anormalmente bajo. La capacidad de colocar fusibles en los circuitos laterales contribuye de manera apreciable a la confiabilidad del servicio, ya que una mayor cantidad de la exposición total del circuito la abarcan los laterales primarios en las zonas residenciales.

5.1.7. Control de Voltaje

Suele existir un equipo de control del voltaje en la subestación que consiste en un conmutador de tomas de carga en los transformadores de potencia o barra general de distribución, o en reguladores de voltaje del alimentador. Este equipo de regulación sólo puede controlar el nivel de voltaje del sistema primario; no puede tener efecto sobre la diseminación del voltaje entre el primero y el último usuario del alimentador.

Existen varios procedimientos que se pueden aplicar para corregir las caídas crecientes del voltaje, conforme crece la carga sobre los alimentadores; entre ellos se encuentran los capacitores y las instalaciones suplementarias de reguladores de voltaje de los alimentadores.

El capacitor produce una elevación en el voltaje por su corriente adelantada en términos de sus picofaradios que fluyen a través de la reactancia inductiva del alimentador. Cuando se combina un perfil de elevación de voltaje por el capacitor con el perfil original del alimentador, se obtiene el perfil neto resultante. El capacitor ha incrementado el nivel del voltaje a todo lo largo del alimentador, lo que da por resultado una diseminación reducida del voltaje.

En las aplicaciones prácticas, el banco de capacitores puede ser uno que esté conectado de manera permanente, o sea un banco “fijo”, o bien un banco que se conmute en forma automática. El tamaño del banco fijo queda limitado por la elevación permisible del voltaje durante las condiciones de carga ligera y, por lo tanto, no puede producir una elevación suficiente durante las condiciones de carga pesada. Entonces se puede complementar mediante capacitores adicionales con conmutación que se conectan automáticamente en las condiciones de carga pesada y se desconectan una vez más al disminuir la carga.

Un alimentador primario típico da servicio a cargas distribuidas, así como a cargas concentradas y puede tener también capacitores en derivación y regulación suplementaria del voltaje, de suerte que deben emplearse todas estas consideraciones previas al estudiar las condiciones de voltaje. Un regulador no produce efecto sobre el voltaje entre la fuente y su propia ubicación y su efecto total de refuerzo es entre esta ubicación y el extremo remoto del alimentador.

5.1.7.1. Niveles de voltaje de los sistemas y rangos de voltaje

Desde alrededor de 1900, se han dado en Estados Unidos varias recomendaciones para ciertos voltajes, como estándar o preferidos, para los sistemas de distribución primarios o secundarios, así como para los sistemas de voltajes más altos. La publicación más reciente acerca de los voltajes estándar para los sistemas es la Norma C84.1-1989 del American National Standards Institute (ANSI), “Voltage Ratings for Electric Power Systems and Equipment (60Hz)” o Voltajes nominales para sistemas de energía y equipo eléctricos.

Esta norma fue preparada en colaboración por las empresas de servicio eléctrico y los fabricantes de equipo y sus recomendaciones son observadas por ambas partes de la industria. La observancia de esta norma permite a las empresas de servicios y a los fabricantes trabajar en armonía. En muchos estados, la ANSI C84 constituye la base para dictar los fallos por parte de la comisión reguladora, en tanto se refieran a los requisitos de los voltajes.

Esta norma designa ciertos valores numéricos específicos como voltajes nominales estándar, con inclusión del monofásico de 12/240V, 480Y/277 V, 1270Y/7200 V, así como los voltajes primarios más elevados, 29940Y/14400 V y 34500Y/19920 V y otros. Si se utiliza como ejemplo el sistema de 120/240 V nominales, la norma designa dos rangos diferentes de voltaje, el A y el B. el voltaje e servicio del Rango A establece que en un sistema de alimentación de una empresa de servicio eléctrico así designado y operado, la mayor parte de los voltajes de servicio están dentro de los límites específicos, por ejemplo, 114/228 y 126/252 V. No debe ser frecuente la ocurrencia de voltajes de servicio fuera de estos límites. Con las caídas del voltaje típicas entre la acometida y los puntos de utilización, el equipo correspondiente se diseña y tiene la capacidad nominal para dar un rendimiento por completo satisfactorio dentro del Rango A.

El voltaje de servicio del Rango B incluye los voltajes por encima y por debajo de los del rango A que de necesidad son resultado del diseño práctico y de las condiciones de operación en los sistemas de alimentación o del usuario. Estas condiciones se limitan en extensión, frecuencia y duración. Si ocurren, deben tomarse medidas correctivas dentro de un tiempo razonable para mejorar los voltajes con el fin de cumplir con los requisitos del rango A.

Hasta donde sea práctico, el equipo de utilización se diseña para dar un rendimiento aceptable dentro del rango B. el diseño y el valor nominal de operación de las empresas de servicio eléctrico son para suministrar el voltaje de servicio a todos los usuarios, en todo instante dentro de los límites del rango A.

5.1.7.2. Perfiles del voltaje

Por lo común es conveniente analizar la regulación del voltaje del alimentador de distribución en términos de “perfiles” de voltaje del propio alimentador, debido a que, en el mismo, los voltajes son diferentes en todas partes. Un perfil es sencillamente una gráfica de la magnitud del voltaje del alimentador contra la ubicación en el mismo.

El perfil es una recta entre la fuente y la carga, y la regulación del voltaje en cualquier punto intermedio es proporcional a la distancia hasta la fuente. Es posible, como se muestra por el perfil con línea a trazos, que la carga mínima no se a cero, en cuyo caso, la variación sobre la diferencia en el voltaje entre las condiciones de sin carga y de carga plena. Si están distribuidas cargas adicionales a lo largo del alimentador, el perfil se convierte en una línea quebrada y, si la carga está uniformemente distribuida, el perfil se convierte en una curva suave.

La forma del perfil tiene menos consecuencias que conocer los extremos, porque en general se tienen consumidores conectados en todos los puntos sobre el alimentador y ningún voltaje de los mismos debe ser demasiado alto o demasiado bajo. Como la mayor parte de los alimentadores no dan servicio a una sola carga ni están uniformemente cargados, suele ser necesario calcular el perfil del voltaje parte por parte, representando las cargas y las configuraciones del alimentador con tanta precisión como lo garantice la situación.

Además del perfil del voltaje del alimentador de distribución, se tiene una regulación adicional en el transformador de distribución y sus secundarios y servicios. Se puede agregar esta regulación adicional al perfil, con el fin de proteger al primer consumidor en el alimentador de algún sobrevoltaje posible, es común suponer sólo un transformador parcialmente cargado, en el lugar de uno a plena carga.

Ahora es posible establecer una banda límite del voltaje, dentro de la cual deben encontrarse todos los usuarios para contar con un servicio satisfactorio, por lo común el rango A. A su vez, esto también establecerá la diferencia máxima permisible entre el voltaje primario a plena carga y con carga ligera. El problema de mantener el voltaje correcto en cada ubicación de los consumidores, en todo instante.

5.1.7.3. Regulación del voltaje

En las subestaciones de distribución, esta regulación se suele realizar mediante reguladores individuales de voltaje del alimentador, o bien, por medio de equipo automático de conmutación de tomas de carga en los transformadores de la subestación. Los reguladores individuales de voltaje del alimentador resultan ventajosos en aquellos casos en que, desde la misma barra común de distribución de la subestación, se da servicio a alimentadores de longitudes diferentes y de diversas características de carga.

El equipo automático de conmutación de tomas de carga en el transformador de potencia proporciona control del voltaje en la barra común de distribución de la subestación, o sea, regulación del grupo, en los casos en que las longitudes de los alimentadores y las características de cargas son razonablemente homogéneas.

Se necesita control de voltaje no sólo para compensar la regulación del voltaje en el sistema de subtransmisión y el transformador de la subestación, que se puede medir en esta última, sino también la regulación del voltaje que se tiene en los transformadores de distribución y en los sistemas primarios y secundarios que se encuentran más allá de la subestación.

La última parte de la regulación total del voltaje del sistema es función del flujo de la carga y de las impedancias del propio sistema y no se puede medir de modo directo en la subestación.

Por lo tanto, los sistemas de control de los reguladores de voltaje o del equipo de conmutación de las tomas de carga no sólo detectan el voltaje de la subestación sino también suelen contener un “compensador de caída en la línea”, el cual simula la caída de voltaje entre la estación y algún punto en el sistema de distribución y controla en consecuencia el equipo de regulación. Los bancos de capacitores en derivación con conmutación a veces se instalan en la subestación de distribución como parte del control global del voltaje del sistema.

5.1.7.4. Regulador del voltaje del sistema

En el sistema primario radial típico, a menudo resulta necesario regular por separado el voltaje de cada alimentador, por medio de reguladores de voltaje de los alimentadores. Estos reguladores pueden ser monofásicos o trifásicos. Los primeros existen en tamaños desde 25 hasta más de 400 KVA; los últimos, desde 500 hasta 2000 KVA. Para la aplicación en sistemas de distribución, es común encontrarlos para voltajes desde 2.5 KV hasta 34.5 KV, Y con el neutro y tierra. Es común que los reguladores puedan elevar o bajar el voltaje entregado al alimentador en un 10% y normalmente se clasifican sobre esta base.

Todos los reguladores modernos de voltaje son del tipo de voltaje en escalón, que ha sustituido por completo a los reguladores de voltaje de inducción.

Básicamente, el regulador de voltaje en escalón es un autotransformador que tiene numerosa toma en el devanado en serie. Las tomas se energizan automáticamente al recibir carga, por medio de un mecanismo de conmutación que responde a un control sensor del voltaje con el fin de mantener a éste tan cercano como resulte práctico a un nivel predeterminado. El control sensor del voltaje recibe sus entradas de transformadoras de potencial y de corriente y suministra control del nivel de voltaje del sistema y del ancho de bando. Además, permite la selección de compensación de la caída en la línea y tiene características como son contador de operaciones, selección de retraso en el tiempo, terminales de prueba y conmutador de control. (Banderas, 1989)

La mayor parte de los reguladores de voltaje de los alimentadores tienen el diseño de 32 escalones. Como suelen operar sobre un rango del voltaje del 20%, el cambio del voltaje por escalón es del 5/8 %. Si no se requiere el rango completo de regulación de $\pm 10\%$, los reguladores pueden conducir más de la corriente nominal. Por ejemplo, se puede manejar una operación con un rango del $\pm 5\%$, 160% de la corriente nominal.

5.1.7.5. Compensador de caída libre

En términos simplificados, el voltaje del regulador (voltaje local) se baja por medio de un transformador de potencial y se alimenta al sistema de control en el que se compara con el nivel de voltaje deseado y preajustado. Si el voltaje real se desvía respecto del nivel preajustado en más del $\pm 1/2$ del ancho de banda, que también es ajustada por el operario, funciona el mecanismo de conmutación de las tomas de carga, después de un retraso en el tiempo preajustado, para hacer regresar el voltaje al interior de la banda preajustada. Desde un punto de vista práctico, el ancho mínimo de banda es doble del tamaño del escalón de voltaje, ósea $2 \times 5/8\% = 1.25\%$. Mantener un ancho de banda pequeño es importante para reducir las variaciones en el voltaje y hacer un uso pleno de la caída permisible de voltaje en el sistema.

5.1.7.6. Regulación suplementaria de voltaje

En algunos circuitos primarios largos, como los de los alimentadores rurales, con frecuencia es necesario proporcionar regulación de voltaje, además de la incorporada en el equipo de la subestación, debido a las grandes caídas de voltaje del sistema. Esta regulación suplementaria del voltaje por lo general se mejora por medio de reguladores monofásicos automáticos por pasos en las capacidades nominales menores. Estos reguladores son adecuados para montarse en los postes. En general, la regulación de la barra común de distribución se suministra en la subestación de distribución por medio de equipo automático conmutador de tomas de carga construido en el interior del transformador de la subestación o por grandes reguladores de voltajes por pasos.

Con frecuencia los capacitores en derivación con conmutación se aplican en las subestaciones de distribución o fuera, en los alimentadores primarios, para realizar una parte de la tarea global de regulación de voltaje. En la mayor parte de las empresas de servicio eléctrico se aplican capacitores en derivación como una herramienta en el diseño económico del sistema. Es común que se apliquen capacitores en derivación fijos (sin conmutación) para llevar el factor de potencia de la carga de alumbrado hasta más o menos el 100%. Entonces se agregan bancos de capacitores en derivación con conmutación automática para lograr un factor de potencia económico a plena carga, que puede ser del orden del 95 al 100%.

Estos capacitores, además de sus funciones económicas, como la reducción de las pérdidas y la liberación de la capacidad del sistema, mejoran en forma apreciable las condiciones del propio sistema. No obstante, en general se necesita un control adicional del voltaje y esto se lleva a cabo del modo más económico con el equipo de regulación del voltaje.

5.1.8. Protección contra sobrecorrientes

5.1.8.1. Principios generales de la coordinación contra sobrecorrientes

Por coordinación de los dispositivos de protección contra sobrecorrientes debe entenderse su disposición adecuada en serie a lo largo de un circuito de distribución de modo que puedan restablecer las condiciones normales al producirse fallas en líneas y equipo de acuerdo con una secuencia preestablecida de operación. Cortacircuitos de fusible, reconectores automáticos de circuito, seccionadores e interruptores automáticos de circuito con relevadores son los dispositivos de protección contra sobrecorrientes de uso más común.

Se pueden obtener las capacidades nominales y las características con base en los folletos relativos a los productos publicados por los fabricantes.

Cuando los dispositivos de protección se aplican y coordinan en forma adecuada:

- Reducen la extensión de las paralizaciones; es decir, el número de usuarios afectados.
- Ayudan a la localización de fallas, con lo que reducen en consecuencia la duración de las interrupciones.

5.1.8.2. Seccionamiento de la línea

En general, el primer dispositivo de protección en un alimentador primario es un interruptor automático de circuito o un reconectador de la clase de potencia ubicado en la subestación. Si el circuito es aéreo, es frecuente que el interruptor automático de circuito tenga relevadores de reconexión, de modo que opera prácticamente en la misma forma que un reconectador. Si el circuito es principalmente subterráneo, en general no se aplica la reconexión. (Galarza, 2012)

Si partes del alimentador principal y ramales largos se extienden más allá de la zona de protección del interruptor automático con relevadores o del reconectador que están en la subestación, por lo general se instalará equipo adicional de protección contra sobrecorrientes fuera del alimentador principal.

En ubicaciones estratégicas, a lo largo del alimentador principal, también se instala equipo seccionador de operación manual, como interruptores de desconexión en la parte superior de los postes o cortacircuitos de cuchillas macizas, para:

- Suministrar un medio conveniente para aislar las fallas, de modo que se puedan realizar reparaciones después de haber restablecido el servicio en otras partes del alimentador.
- Proporcionar un medio para conectar el alimentador a los alimentadores adyacentes, de modo que sea posible mantener el servicio para la mayor parte de los consumidores mientras se están llevando a efecto reparaciones u operaciones de mantenimiento.

- En los alimentadores subterráneos, este equipo de seccionamiento con frecuencia está constituido por interruptores trifásicos para ruptura de carga, de operación manual.

5.1.8.3. Protección de los circuitos ramales

Es de suma importancia aislar las fallas en las líneas ramales o subramales, incluso las cortas, para mantener el servicio en el resto del alimentador. La protección del circuito ramal no sólo protege al resto del alimentador, sino también ayuda a señalar el lugar de la falla. (Díaz, 2001)

También, se suelen tener muchos más kilómetros y mucha más exposición en el circuito ramal o en los laterales que en el alimentador principal. El cortacircuito de expulsión simple es el que se utiliza en casi la totalidad de los casos para la protección contra sobrecorrientes en los ramales y subramales. Es posible que se usen en combinación con reconectores.

En los alimentadores subterráneos, los circuitos laterales tienen fusible en el punto en el que se deriva el alimentador principal para establecer el lateral. Es frecuente que se agrupen los fusibles de varios circuitos laterales en un equipo seccionador que también puede incorporar interruptores seccionadores del alimentador principal y de ruptura de carga.

5.1.8.4. Combinación de protección permanente y temporal contra fallas

Para suministrar una protección eficaz contra fallas temporales, todas las partes del alimentador deben estar dentro de la zona de un dispositivo de reconexión.

Es decir, si la acción del sensor del reconector o interruptor automático de circuito con relevadores de la estación no llega hasta los extremos remotos del circuito, éstos se deben complementar con la utilización de reconectores fuera de línea.

El aislamiento de las fallas permanentes se suele realizar por la acción e cortacircuitos de fusible. También se logra en algunos casos por la operación (para bloquear) de reconectores, interruptores automáticos de circuito o seccionadores; fallas permanentes se considera aquellas que requieren reparaciones, mantenimiento o reemplazo del equipo por parte del departamento de operaciones de la empresa de servicio, antes de que se pueda restablecer el voltaje en el punto de la falla.

Si todas las fallas fueran de naturaleza permanente, los cortacircuitos de fusible de bajo costo serían la mejor solución para la protección primaria de las líneas. Si todas las fallas fueran temporales, los dispositivos automáticos de reconexión, capaces de cubrir todo el circuito, serían la mejor solución.

En la práctica real se presentan las dos clases de fallas y el problema se convierte en el de seleccionar el tipo de dispositivo o combinación de dispositivos que den lugar a los mejores resultados globales. Para la selección de un sistema de protección contra sobrecorrientes, es necesario considerar en la mejor forma muchos factores, como son la importancia del servicio, el número total de fallas por año, la relación entre las fallas temporales y las permanentes, el costo para la empresa de las interrupciones del servicio y el cargo anual sobre la inversión.

5.1.8.5. Aislamiento mediante seccionador

Otro método para aislar fallas persistentes es instalar un dispositivo, conocido como “seccionador”, en los lugares en los que, de lo contrario, podría usarse un fusible. Un seccionador es un dispositivo que cuenta las operaciones de un dispositivo automático de interrupción de respaldo, como lo es un reconector.

Por sí mismo, no tiene capacidad de interrupción, pero opera según un esquema predeterminado de coordinación para abrir un lateral en el que se haya presentado una falla, antes de que se bloquee el dispositivo respaldado.

El seccionador abre el circuito después de un número predeterminado (por lo general dos o tres) de operaciones de un dispositivo de reconexión. Su operación de apertura se realiza durante un periodo en el que se abre dicho dispositivo de reconexión. Se puede utilizar para reemplazar un fusible de seccionamiento lateral o un reconectador lateral, en donde las necesidades de interrupción han crecido más allá de la capacidad del reconectador.

Entre sus ventajas de operación se encuentran:

- Permite la coordinación con los interruptores automáticos o los reconectores, en los casos en los que la corriente de falla esté por encima de 5000 A. En general, esa coordinación es imposible con los fusibles de expulsión.
- Puede proporcionar un nuevo punto de seccionamiento en un circuito existente, sin perturbar la coordinación que ya exista contra sobrecorrientes, ya que el dispositivo opera como un contador y no introduce otro nivel de coordinación tiempo-corriente.

5.1.8.6. Protección del equipo

Es necesario proporcionar protección contra sobrecorrientes para el equipo de distribución, como son los capacitores y los transformadores de distribución:

- Para proteger al sistema contra los efectos de fallas del equipo.
- Para reducir la probabilidad de fallas violentas.
- Para indicar la localización de la falla.

5.1.8.6.1. Transformadores autoprotegidos

El término transformador de distribución “autoprotegido” se aplica a las unidades que tienen incorporado un fusible primario interno de expulsión, un pararrayos montado directamente y un interruptor automático de circuito interno secundario. El interruptor automático de circuito de bajo voltaje protege al transformador

contra la sobrecarga excesiva y contra algunas de las fallas que se originan en el sistema secundario. El fusible de expulsión tiene la única función de eliminar del sistema a un transformador que haya fallado.

La capacidad nominal del fusible interno de expulsión suele ser bastante grande en comparación con la capacidad nominal de corriente continua del transformador, quizá de 10 a 14 veces. Esto se hace:

- Para asegurar que el fusible no sea dañado por la corriente máxima de disparo del interruptor automático de circuito.
- Para minimizar la posibilidad de que el fusible se queme de forma extraña por los efectos de la corriente de rayos.
- Otra razón es que la remoción y reemplazo del fusible puede requerir que el transformador se lleve a un taller.

Los fusibles internos de expulsión de los transformadores se instalan en la fábrica y se les da un número de designación, en lugar de una capacidad nominal en amperes, para fines de coordinación. Para un transformador de 7200 V, el fusible interno de expulsión, a menudo conocido como “elemento débil”, tiene una capacidad de interrupción de alrededor de 3000 A. Los elementos débiles para los transformadores de voltajes más altos tienen una capacidad de interrupción algo más baja.

A pesar del hecho de que los transformadores autoprotegidos con frecuencia se instalan en lugar del sistema en donde es posible que se sobrepase la capacidad de interrupción del elemento débil por una falla dura, la experiencia que se ha tenido durante años ha sido excelente, quizá porque las fallas en los transformadores se inician con una corriente de falla relativamente baja, en fallas una a la vez. A medida que la corriente de falla se hace en forma progresiva más grande, el fusible operará bastante antes de que se sobrepase su capacidad de interrupción. De este modo, aunque se pueden tener altas corrientes de falla en el

transformador, su frecuencia de ocurrencia es muy pequeña. Sin embargo, existe una preocupación cada vez mayor entre las compañías de servicio eléctrico referente a las fallas violentas ocasionales de los transformadores y muchos usuarios están usando fusibles limitadores de corriente, o están considerando su uso, como un método para minimizar la entrada de energía hacia un transformador que ha fallado.

Se cuenta con el interruptor automático secundario de circuito para suministrar protección contra cargas excesivas en los transformadores y fallas en el sistema secundario que ocurran dentro de una zona de protección, o bien, “la alcancen”. Su característica TC debe ser tal que siempre funcione antes de que el fusible primario sufra algún daño. Por otra parte, el interruptor automático no debe operar al presentarse fallas después del equipo de protección de la entrada de servicio del consumidor. Del mismo modo el fusible primario interno debe operar para eliminar las fallas del transformador, antes de que ocurra algún daño en los fusibles seccionadores de línea que se encuentran hacia atrás, hacia la fuente.

5.1.8.6.2. Transformadores convencionales

Los transformadores convencionales de distribución suelen estar protegidos por medio de cortacircuitos de fusible de expulsión, montados por separado, en serie con el devanado primario. No se da protección contra sobrecorrientes en el secundario, de modo que la protección contra sobrecargas extremas o fallas en el secundario, si las hay, debe provenir del fusible en el primario.

Por lo tanto, el tamaño del fusible del primario es comparativamente mucho menor que para el transformador autoprotegido y, por lo general, se elige en el rango de dos o tres veces la corriente a carga plena del transformador.

Es conveniente mantener la capacidad nominal del fusible tan baja como sea posible, que guarde relación con ciertas limitaciones de la aplicación:

- Cuando se energiza un transformador por el cierre de su cortacircuito o la operación de un reconectador u otro tipo de interruptor, puede presentarse una gran corriente “de irrupción magnetizadora”. Inicialmente, esta corriente puede ser tan grande como 20 o más veces la normal, la que disminuye con rapidez hasta la normal, en un corto tiempo – quizá de $\frac{1}{2}$ a 1 s o más -. El elemento fusible del primario debe ser lo bastante grande como para evitar daños por la corriente de irrupción magnetizadora; de modo que suele seleccionarse al menos lo bastante grande como para conducir 12 veces la corriente nominal del transformador, sin que haya daños, durante 0.1 s.
- El fusible del primario no debe resultar dañado por las corrientes de los rayos a las corrientes de descarga de los pararrayos (dependiendo de la conexión que se utilice) o las grandes corrientes magnetizadoras que pueden resultar por la saturación del núcleo debido a las corrientes de los rayos. Muchas empresas de servicio eléctrico asignan un tamaño mínimo arbitrario del fusible que emplearán. Con fusibles de expulsión, es frecuente que se designe como el tamaño mínimo los de capacidad nominal de 10 o 15 A.

Con una capacidad nominal del fusible de dos a tres veces la corriente nominal del transformador, la corriente mínima de fusión, en condiciones de larga duración, se encontrará en el rango de cuatro a seis veces la capacidad nominal del transformador; como consecuencia, se obtiene una protección pequeña contra sobrecargas.

Muchas empresas no esperan obtener una protección eficaz contra sobrecargas de los fusibles del primario, sino que cuentan con un programa de administración de cargas para el transformador o con técnicas por temporadas basadas en encuestas, para mantener sus “destrucciones por sobrecorrientes” en un nivel aceptable. También, el fusible del primario tiene un “alcance” limitado, por lo que se refiere a fallas en el secundario; por lo tanto, pueden presentarse fallas en el secundario que no pueda “detectar” el fusible. Es frecuente que estas fallas – en especial en los sistemas subterráneos – se consuman libremente.

5.1.8.7. Fusibles limitadores de corriente

El uso de los fusibles limitadores de corriente en los sistemas de distribución se ha ido incrementando con rapidez en los últimos años, dado que estas aplicaciones son relativamente nuevas, resulta conveniente una descripción de los fusibles y de sus características. En general, el fusible se construye de elementos fusibles de alambre o cinta de plata – a menudo, varios en paralelo – arrollados en espiral sobre un núcleo o estrella y que se empacan en un relleno de arena de cuarzo dentro de un recipiente cilíndrico sellado de vidrio o vidrio epóxico. Se toman medidas para que se hagan conexiones eléctricas adecuadas en los extremos. (Viteri, 1973)

Al operar en condiciones de alta corriente de falla, el elemento fusible se funde casi en forma instantánea, en una serie de secciones reducidas, en toda su longitud. El arco resultante disipa su calor con rapidez hacia la arena que lo rodea, con lo que esta arena se funde alrededor del arco formando una estructura semejante al vidrio conocida como fulgurita. Esta acción desarrolla la resistencia aparente del fusible con extrema rapidez, lo que da como resultado un “contravoltaje” mayor que el voltaje del sistema. De este modo, la corriente de falla queda limitada a un valor mucho menor que la corriente de falla disponible del sistema.

Los fusibles limitadores de corriente se caracterizan por:

- Capacidad para interrumpir una corriente alta. Es común encontrar capacidades nominales de interrupción de 50000 A simétricos o mayores.
- La operación no produce ruido y no hay expulsión del arco o de productos de éste. Por tanto, se puede “empacar” el fusible en un espacio más o menos confinado en los transformadores y equipo de protección, lo que hace que sea en extremo atractivo para ser usado en sistemas subterráneos.
- En el modo de operación de limitación de corriente, el tiempo de interrupción es muy rápido, de medio ciclo o menos.

La acción de limitación de corriente y la operación rápida reducen la cantidad de I^2t (energía de falla) que se deja pasar hacia el equipo que ha fallado, reduciéndose en consecuencia el daño resultante. En el caso de un transformador de distribución aplicado a sistemas de alta corriente casi puede eliminar fallas violentas debidas a una alta corriente de falla.

5.1.9. Instalaciones subterráneas de media y baja tensión de la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí Campus Chone

Aunque un porcentaje más bien pequeño de los alimentadores nuevos para fines generales se están instalando por completo subterráneo, las tendencias hacia este tipo está aumentando y se espera que siga creciendo, es lo que se desea realizar en la ULEAM Campus Chone, puesto que ayudara al ornato de las institución; así también promoverá la seguridad y la continuidad del servicio eléctrico

- 1) Aspecto general.
- 2) Selección de conductores eléctricos subterráneos.
- 3) Pérdidas técnicas en redes subterráneas.
- 4) Normas aplicadas a centro de cargas
 - 4.1 Parámetros de diseños
 - 4.2 Ubicación de elementos

Ductos eléctricos

- 1) De media tensión
- 2) De baja tensión
- 3) De emergencia

5.2. SEGURIDAD ELÉCTRICA

5.2.1. Seguridad en la red: protección diferencial

Una de las principales preocupaciones en el funcionamiento de una instalación eléctrica es sin duda la seguridad, tanto de la propia instalación como de las personas y bienes relaciones relacionados con dicha instalación.

- El término seguridad comprende básicamente dos aspectos:
- La protección contra defectos de aislamiento en condiciones normales de uso de la instalación.
- La protección en caso de condiciones accidentales anómalas: Básicamente sobretensiones y cortocircuitos.

En este capítulo nos centraremos básicamente en el primero de estos aspectos, es decir, el aspecto de aislamiento entre partes conductoras de una instalación sometidas a tensión de fases distintas o entre estas, masa y tierra. En este libro no trataremos de los temas de protección de sobretensiones o protección de cortocircuitos.

Los defectos de aislamiento pueden producir dos tipos de problemas:

- Peligro de electrocución para las personas, por contacto directo con partes conductoras del propio sistema eléctrico o por contacto indirecto a través de las envolventes. corrientes del orden de 5 a 10 MA pueden ser suficientes para provocar una fibrilación cardiaca si en el camino de paso de la corriente se ven afectados los músculos del corazón. Corrientes del orden de 30mA se consideran peligrosas en cualquier caso.
- Peligro de incendio en caso de corrientes de fuga importantes a través de caminos resistivos con resistencias relativamente grandes o por cortocircuitos a través del conductor de tierra. De hecho, se ha comprobado que corrientes del orden de 300mA, circulando entre piezas conductoras con elevada resistividad, como puede ser el caso de hierro oxidado, puede llegar a producir pérdidas suficientes para poner el óxido incandescente e iniciar un incendio.

Las medidas de protección para evitar este tipo de problemas son esencialmente de dos tipos:

- Aislamiento entre partes envolventes y partes sometidas a tensión. Esto significa que las envolventes de los equipos eléctricos deben diseñarse de tal forma que cualquier parte conductora accesible al tacto esté debidamente aislada de las partes sometidas a tensión.
- Conexión de las envolventes a tierra y protección de las instalaciones en este caso de fuga mediante relés diferenciales o relés de vigilancia de aislamiento.

En este capítulo, daremos una breve descripción de las causas que pueden provocar pérdida de aislamiento y clasificaremos las envolventes según su capacidad de mantener el aislamiento ante determinadas condiciones ambientales externas. Por otro lado se hará una descripción de los distintos regímenes de conexión del neutro a tierra y de las ventajas e inconvenientes de cada uno, desde el punto de vista de la seguridad y de la facilidad de protección. Por último, haremos una descripción más detallada de la protección diferencial en instalaciones con distintos regímenes de conexión del neutro y de las masas.

5.2.2. Definiciones

Antes de proseguir con la descripción de los métodos de protección diferencial vamos a dar una serie de definiciones relativas a aislamiento entre partes conductoras de una instalación eléctrica.

La mayoría de las definiciones están basadas en las normas **IEC-61008 e IEC-60364**, aunque no se ha hecho una traducción literal.

- **Partes conductoras activas:** partes conductoras directamente conectadas a uno de los conductores de fase o al neutro.
- **Masa:** partes conductoras envolventes de un equipo eléctrico que accidentalmente pueden tener contacto con partes conductoras activas.
- **Clase de protección IP de una envolvente:** la clase de protección se define por la capacidad de la envolvente de proteger las partes interiores contra la penetración de partículas sólidas de diversos tamaños o contra penetración de líquidos en de diferentes circunstancias.

- **Tierra:** parte o conjunto de partes conductora en contacto con el suelo, destinadas a ser utilizadas como potencial cero de diferencia de cualquier instalación eléctrica.
- **Conductor de tierra:** conductor unido al potencial de tierra, con una resistencia suficientemente baja para que no existan diferencias de potencial significativas, incluso en caso de circular las corrientes de defecto previstas en la instalación.
- **Régimen de conexión del neutro a tierra (IEC 60364-3):** indica la configuración de una determinada instalación por la que se refiere a la conexión a tierra del neutro y de las masas.
- **Contacto directo:** contacto de una persona directamente con una parte activa sometida a tensión.
- **Contacto indirecto:** contacto de una persona con una parte conductora no activa sometida a tensión solo en caso de defecto.
- **Corriente de defecto a tierra:** corriente que circula desde las partes activas hacia la tierra debida a un defecto de aislamiento.
- **Corriente de fuga:** corriente que circula desde las partes activas hacia la tierra en ausencia de cualquier defecto de aislamiento.
- **Corriente diferencial residual, I_{Δ} :** Valor eficaz e al corriente resultante de la suma vectorial de los valores instantáneos de las corrientes de todos los conductores activos.
- **Interruptor diferencial I_D** (En la denominación inglesa **RCCB**, Residual **Current Circuit Breaker**). Dispositivo electromecánico destinado a cortar la corriente de un determinado circuito, en caso de que la corriente diferencial supere un determinado valor umbral de disparo. Si el dispositivo, además, proporciona protección contra cortocircuitos, se denomina interruptor diferencial con protección de sobrecarga (**RCBO**, en inglés).
- **Relé diferencial:** Relé que detecta la corriente residual. En realidad es una parte del interruptor diferencial, sin el dispositivo de corte.
- **Corriente residual, de funcionamiento:** Valor de la corriente diferencial residual que causa el disparo de un I_D .

- **Corriente residual, de no funcionamiento:** Valor de la corriente diferencial residual por debajo de la cual un I_D no dispara.
- **Interruptor diferencial independiente de la tensión:** Interruptor diferencial que **NO NECESITA** tensión de alimentación para no funcionar.
- **Interruptor diferencial dependiente de la tensión:** Interruptor diferencial que **NECESITA** tensión de alimentación para funcionar.
- **Interruptor con seguridad positiva:** Se dice de aquel que incluso en ausencia de alimentación (falta de una fase) continúa siendo capaz de disparar la protección.

En caso de I_D que requiere alimentación para su funcionamiento, deben abrir automáticamente cuando falta la tensión de alimentación para que puedan ser considerados de seguridad positiva.

- **Interruptor diferencial tipo AC:** Interruptor diferencial que funciona correctamente cuando detecta corrientes diferenciales residuales alternas sinusoidales, ya sean aplicadas bruscamente o de forma gradual.
- **Interruptor diferencial tipo A:** Interruptor diferencial que funciona correctamente tanto si detecta corrientes diferenciales residuales alternas sinusoidales como cuando detecta corrientes diferenciales continuas pulsadas, ya sean aplicadas bruscamente o de forma gradual.

5.2.3. Memoria Técnica

5.2.3.1 Términos de Referencia

Los aspectos del proyecto eléctrico comprenden iluminación, fuerza, cálculo de bombas y otros derivados de los proyectos de seguridad, climatización. Se contemplarán los criterios de integración a los aspectos formales de los locales a alimentar de energía eléctrica, en lo que coinciden al cableado, lámparas, equipo de protecciones y equipos de control.

En el proyecto definitivo, el diseño eléctrico contempla todas las acciones, desde la conexión a los centros de transformación hasta la creación de la red interna, necesaria para que la Universidad Laica Eloy Alfaro campus Chone a intervenir funcione de una manera óptima, teniendo capacidad de soportar las cargas provenientes de todos los equipos que se instalarán, brindar seguridad a sus usuarios y permitir ampliaciones futuras.

Se deberá diseñar el sistema eléctrico en base a las regulaciones del CONELEC, documento de homologación y Normas Técnicas de aplicación.

5.2.3.2. Memoria Técnica

La presente memoria técnica tiene por objetivo determinar y diseñar la acometida eléctrica trifásica de media y baja tensión, así como el montaje de 3 transformadores trifásicos de 100 KVA tipo Patmounted, que servirá de fuente de energía eléctrica para energizar el tablero principal general y de distribución del sistema de alumbrado y de cargas puntuales para las viviendas de la Universidad Laica Eloy Alfaro campus Chone, ubicado en el cantón Chone provincia de Manabí.

Por otro lado se tomara en cuenta que ante una posible descarga eléctrica se montaran protecciones adicionales para ese efecto.

5.2.3.3. Descripción de la ubicación del proyecto.

El proyecto está ubicado en la Universidad Laica Eloy Alfaro campus Chone, en el cantón Chone provincia de Manabí.

5.2.3.4. Estudio de la demanda eléctrica.

Considerando que el presente cálculo de la demanda deberá hacerse en función de las cargas a instalarse, se presenta el estudio respectivo. En lo que respecta cada uno de los centros de transformación.

Estudio de carga:

CANT	DESCRIPCION	P (W)	P (W) TOTAL	Fsn	P (W) EFECTIVA
132	Lámparas ahorrativas 2x32 w	64	8448	0,70	5913.60
145	Tomacorrientes polarizados 120 V	300	43500	0,60	26100.00
1	Bomba de agua 7 HP -220 volt	746	5222	0,50	2611.00
32	Lámparas de vapor de sodio	150	4800	0,50	2400.00
12	Split	3500	42000.	0,60	25200.00
1	Motor 220 volt 10hp	746	7460	0,70	5222,00

POTENCIA EFECTIVA A INSTALAR

67.44 KW

POTENCIA FUTURA 25%

16.8 KW

POTENCIA EFECTIVA

84.24 KW

FACTOR DE POTENCIA

0,85

DEMANDA MAXIMA

99.10 K VA

Por lo tanto se utilizará un transformador trifásico Patmounted de 100 KVA – 13.8 Kv/240-120 Voltios en cada edificio, y un equipo regulador de factor de potencia para dicha capacidad, que evite penalizaciones por parte de la empresa comercializadora de energía eléctrica.

5.2.3.5. Red Primaria

5.2.3.5.1.- Acometida

En la vía principal de la ciudadela Santa Martha, cantón Chone provincia de Manabí pasa el alimentador trifásico 5 en 13.8 Kv, que sale de la subestación Chone hacia el centro de la ciudad propiedad de la empresa distribuidora CNEL. EP. Unidad de Negocio Manabí.

Desde el poste PE1 con una estructura EST-3RC, coordenadas 0583423 - 9913265 existentes, donde pasa la línea aérea trifásica del alimentador 5, inicia la línea trifásica en mediana tensión hacia la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí campus Chone hasta la estructuras P1, de hormigón armado de 12 metros con una distancia de 200m coordenadas 0586121 – 9914165 lugar donde estará ubicado los seccionadores principales, de allí se partirá hacia el primer transformador de 100 KVA patmounted proyectado para alimentar los paneles principales y de distribución del Auditorio de la universidad, mismo que será de tipo radial, de este se partirá hacia el segundo y tercer transformador .

5.2.3.5.2. Transformadores a instalarse, características técnicas.

Transformadores Patmounted	100 kVA
Tipo	Trifásico
Voltaje primario	13800 KV
Voltaje secundario	127-220 V.
Número de fases	3

Frecuencia	60 Hz
Bobina	Cobre
Polaridad aditiva	+1 a -3x2.5%
Grupo de conexión	DYN5
Clase de aislamientos	Primario: 15Kv, Secundario: 1,2 Kv
BILL – medio voltaje	95Kv
BILL- Bajo voltaje	30Kv
Perdidas	NTE INEN 2115

Estos transformadores se instalarán en la parte posterior de cada uno de los edificios. Se construirá la base respectiva para cada transformador compuesta de base de concreto, sobre la que se anclara el transformador y estará colocada sobre una capa compacta y rodeada de una capa de grava para contener el 100% del aceite del transformador para un eventual derrame. Las dimensiones de las franjas de grava serán de 25 cm de ancho y 40 cm de profundidad.

Los transformadores se anclaran sólidamente a la base a través de pernos aislados para tal fin. Los dispositivos de anclaje deben ser accesibles solamente del interior de los compartimientos. La malla de hierro que constituye el refuerzo estructural de la base de hormigón se deberá unir a la malla de puesta a tierra del transformador.

5.2.4. Seccionamiento y Protecciones

En la derivación de la línea de media tensión se utilizara 3 seccionadores porta fusible tipo unipolar abierto intercambiable, con tira fusibles tipo K, y su capacidad será de 10 A.

También se lo protegerá contra sobretensiones ocasionadas por descargas atmosféricas mediante 3 pararrayos de 10KV tipo polimérico de óxido de Zn debidamente aterrizadas a tierra incorporados en la estructura de hormigón armado, poseerá breakers en baja tensión protegiendo a la unidad de sobre cargas y cortocircuitos.

5.2.5. Diseño de línea de medio voltaje

En el poste proyectado se llegara con la línea de media tensión trifásica, de donde se realizara la transición con la instalación de los seccionadores porta-fusibles, con 3 conductores de cobre aislado XLPE N° 2 para las fases y un conductor de cobre aislado TTU N° 1/0 para neutro, hasta donde se instalara el primer transformador.

5.2.5.1. Especificaciones del conductor

Las características del conductor son las siguientes:

Material del conductor	Cobre
Numero de polos	Uno
Voltaje de operación	15 Kv fase-fase
Sección transversal	Cableada y circular de acuerdo a la sección
Aislamiento	XLPE
Cubierta	PVC 2.5 mm de espesor
Pantalla	Cinta de cobre aplicada helicoidalmente y cables cobre con sección transversal toral de la pantalla, mínimo 12mm ²
Temperatura de servicio	90°C
Temperatura máxima del circuito	250°C

Este conductor estará fijamente conectado a la línea de media tensión mediante terminales exteriores del tipo contraíble en frío o termo construible construida en una sola pieza. Y por el otro extremo al transformador mediante conectores pre moldeados elastoméricos tipo codo que cumpla las normas 386 y 592 ANSI/IEEE.

5.2.6. Red Secundaria

5.2.6.1. Red en baja tensión

Auditorio

La red secundaria saldrá de los bushing de baja tensión del transformador que consiste de conductores TTU hasta el tablero principal en una distancia aproximada de 35 mts de las siguientes características:

Cables TTU 600V – 75°C - . Cu 2x # 2/0+ 1x# 2/0 - AWG para las fases y neutro, además se conectarán a través de un breaker – 3P termo magnético y que cumpla con las normas NEMA, UDE, ASTM de 500 A; estos conductores llegarán hasta el tablero principal a través de tubería pvc de presión de 3”, la tubería debe ir soterrada en el piso.

Área Administrativa y Aulas

Saldrá de los bushing de baja tensión del transformador que consiste de conductores TTU hasta el tablero principal en una distancia aproximada de 15 mts de las siguientes características:

Cables TTU 600V – 75°C - . Cu 2x # 2/0+ 1x# 2/0 - AWG para las fases y neutro, además se conectarán a través de un breaker – 3P termo magnético y que cumpla con las normas NEMA, UDE, ASTM de 500 A; estos llegarán hasta el tablero principal a través de tubería pvc de presión de 3”, la tubería debe ir soterrada en el piso

Aulas

La red secundaria saldrá de los bushing de baja tensión del transformador que consiste de conductores TTU hasta el tablero principal en una distancia aproximada de 45 mts de las siguientes características:

Cables TTU 600V – 75°C - . Cu 2x # 2/0+ 1x# 2/0 - AWG para las fases y neutro, además se conectaran a través de un breaker – 3P termo magnético y que cumpla con las normas NEMA, UDE, ASTM de 500 A; estos conductores llegaran hasta el tablero principal a través de tubería pvc de presión de 3”, la tubería debe ir soterrada en el piso. Además servirá de alimentación a cada una de las acometidas del área comercial.

5.2.6.2. Red en baja tensión tablero de distribución general TDG.

Del tablero principal, la red secundaria se extiende hasta el tablero de distribución para luego ser distribuida a los diferentes paneles secundarios.

Esta red consiste de conductores superflex 1000V – 90°C - Cux2 # 2 + N1x# 2 - AWG para las fases y neutro hasta llegar al tablero de distribución general.

Baja Tensión.

Como protección en baja tensión se instalará un breaker caja moldeada dos polos 500 A, el mismo que alimentará a las barras de distribución del tablero principal de cada transformador.

Como protección secundaria se instalará un breaker caja moldeada dos polos 150 A, para proteger el tablero de distribución o caja de breaker de los circuitos de los aires acondicionados.

Se utilizó un breaker 300 A de caja moldeada de tres polos para proteger el tablero de distribución general de la vivienda PD1 y PD2 del auditorio. De los circuitos de alumbrados y de los circuito de fuerzas.

Se utilizó un breaker 150 A de caja moldeada de tres polos para proteger el tablero de distribución general, PD1, PD2 y PD3, PD4 PD5 Y PD6 del área administrativa y aulas de clase. De los circuitos de alumbrados y de los circuitos de fuerzas. Como protección del tablero de control TB1 de la bomba de agua de servicios general se instalara un breaker caja moldeada dos polos 20 A.

5.2.7. Puesta a tierra

5.2.7.1.-Sistema de puesta a tierra

La puesta a tierra de las partes mecánicas de un sistema eléctrico, es una norma muy importante de seguridad y tiene como objetivo fundamental el de precautelar la integridad física de los operadores del sistema eléctrico, ante posibles contactos accidentales como parte del instalación que normalmente están sin potencial como tableros, carcazas del transformador etc.

Que por causa de fallas internas de equipos, arcos eléctricos, deterioros de materiales puedan quedar con potencial peligroso para el ser humano.

La puesta a tierra, en si es la unión directa entre la parte metálica de un elemento de una instalación o sistema eléctrico y el suelo, mediante un cable conductor con el propósito de mantener este objeto metálico al mismo potencial que la tierra (nulo); por lo tanto:

Se instalará una puesta a tierra tipo malla en forma cuadrada cuya conexión ira a la carcasa del transformador y a cada uno de los paneles independientemente, la cual contendrá varillas Copperweld de 5/8” x 1.8 metros unida por conductor desnudo de cobre suave N° 1/0 AWG que cumpla con las normas ASTM-B2, soldado a la varilla con soldadura exotérmica tipo TA, a una profundidad de 0,40 m; el suelo donde van a ser hincadas las varillas debe hacerse un tratamiento especial a la tierra preparándola con ventolita, para las hincadas de cada varilla se deberá preparar un hoyo de 2 m de profundidad y un diámetro de 4”, donde se procederá a llenarlo con ventolita.

5.2.7.2 Diseño de la malla puesta a tierra

Datos iniciales

Dimensión de la malla	6 m x 6 m
Corriente máxima de falla	8129,35 Amp.
Nivel de tensión primaria	13.8 Kv
Resistividad del suelo	43 Ωm^2
Resistividad de la superficie	1000 Ωm^2
Tiempo máximo de falla	0,5 ms

5.2.7.3 Selecciones de conductor

$$Ac = I [33t / \log(Tm - Tn / 234 + TN) + 1]^{1/2}$$

Donde:

Ac = sección del conductor

I = Corriente máxima de falla

Tm = temperatura máxima en los nodos de la malla, (450°C con soldadura Exotérmica)

Tn = temperatura ambiente

T = tiempo máximo de despeje de la falla

$$Tm = 36^\circ\text{C}$$

$$Tm = 450^\circ\text{C}$$

$$Ac = 1847.83 \text{ CM}$$

Cabe indicar que se utilizara un conductor de sección 1/0 AWG de cobre desnudo.

5.2.7.4 Elección de la malla

Determinación de los coeficientes K_m , K_i y K_s , para esto es necesario tener en cuenta las siguientes definiciones:

A = longitud de la malla

B = ancho de la malla

L = longitud total del conductor

n = número de conductores en paralelo a la longitud A

m = número de conductores en paralelo a la longitud B

D = espaciamiento entre conductores

h = profundidad de enterramiento²

d = diámetro del conductor

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \left[\frac{D^2}{16HD} \right] + \left[\frac{1}{\pi} \ln \left[\frac{3}{4} \times \frac{5}{6} \times \frac{7}{8} \times \dots - 2n - \frac{3}{2}(n-1) \right] \right]$$

$$K_i = 0.656 + 0.172 n$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left(\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \dots \right)$$

Longitud de la malla $L = 48$ m

$$D = 0.00926$$

$$K_m = 0.7817$$

$$K_i = 1.344$$

$$K_s = 0.5782$$

Tensiones de paso

$$E_p = 165 + P_s / \sqrt{t}$$

$$E_p = 48100,4 \text{ V}$$

Tensión de contacto

$$E_t = 165 + 0.25 P_s / \sqrt{t}$$

$$E_t = 14556.31 \text{ V}$$

5.2.8. Pérdidas en redes de medio voltaje proyectada

5.2.8.1. Pérdidas dieléctricas.

En el cableado subterráneo se presentan pérdidas que se calculan por:

$$C = 0.024 E_r / \log R/r$$

Donde:

V = tensión de línea a neutro

C = Capacitancia en mF

Tag Ω = tangente de pérdidas

E_r = Permisividad relativa del aislamiento

R = radio del conductor

R = Radio interno de la pantalla sobre el aislamiento

$$P_d = V^2 C \text{ Tag } \Omega \times 10^3$$

En este caso

Tag Ω = 0.2% según tablas

R = 8.65 mm

$$R = 3.45\text{mm}$$

$E_r = 2.3$ en aislamiento XLPE

$$C = 0.1383$$

$$P_d = 6.623 \text{ w/km}$$

Sabiendo que la distancia es de 185 m tenemos que:

$$P_d = 6.623 \text{ w/km} \times 0.185\text{km} = 1.22 \text{ w}$$

5.2.8.2. Pérdidas por efecto joule.

En este caso igual a sistemas aéreos

Se determina la corriente I

$$I = \frac{s/\sqrt{3} V \times d}{1000} = \frac{75 \text{ kva}}{13.8 \text{ kv}} \times 1.73 = 3.14$$

$$P = RI^2 = 1.031\Omega/\text{Km} \times (3.14\text{w})^2 \times 0.185 \text{ km} = 1.88 \text{ w}$$

5.2.9. Detalle de estructuras y soporte

Para la línea aérea y subterránea se respetaran los materiales y especificaciones indicadas en el documento de la homologación que ha emitido el MEER.

Con lo que es necesario acotar que los materiales como herraje se utilizaran de acero galvanizado, para el aislamiento respectivo se utilizara de acuerdo al nivel de voltaje y la categoría de nivel de contaminación de la zona.

5.2.10. Especificaciones técnicas para diseño de redes subterráneas

Dentro de las obras civiles y eléctricas deberá facilitar el correcto funcionamiento de la red subterránea, tomando en cuenta que no altere el funcionamiento normal de la infraestructura civil del lugar donde se ubique una cabina de transformación y redes eléctricas.

5.2.10.1. Pozos de revisión

Se diseñaron pozos de revisión de los siguientes tipos según indica el documento de homologación.

Para la red de media tensión serán pozos de revisión tipo B, con dimensionamiento interior de 0,9m x 0,9m x 0,9 m

Estos serán construidos con paredes de hormigón armado de 210 Kg/cm² en calzada y de mampostería de ladrillo o bloque de hormigón pesado en acera. El espesor de la pared será de 12cm como mínimo y serán enlucidos con mortero.

El piso de estos será de una loseta de hormigón de 10 cm y una inclinación de 1.5 % para evacuar agua hacia una zanja sin enlucir.

La tapa será de hormigón y tendrán un marco y brocal metálico, construidos con pletina de acero de espesor de 4mm y y50 mm de base x 75 mm de alto con una abertura de 110 grados tanto para el brocal como para el marco de la tapa. La resistencia del hormigón de la tapa será de 210 Kg/ cm².

Para la red de baja tensión serán pozos de revisión tipo B, con dimensionamiento interior de 0,60m x 0,60m x 0,60m

Estos serán construidos con paredes de hormigón armado de 210 Kg/cm² en calzada y de mampostería de ladrillo o bloque de hormigón pesado en acera. El espesor de la pared será de 12cm como mínimo y serán enlucidos con mortero.

El piso de estos será de una loseta de hormigón de 10 cm y una inclinación de 1.5 % para evacuar agua hacia una zanja sin enlucir.

La tapa será de hormigón y tendrán un marco y brocal metálico, construidos con pletina de acero de espesor de 4mm y y50 mm de base x 75 mm de alto con una abertura de 110 grados tanto para el brocal como para el marco de la tapa. La resistencia del hormigón de la tapa será de 210 Kg/ cm².

5.2.10.2. Banco de ductos

El material de relleno de los ductos instalados bajo aceras será de arena y para cruce de calle será de hormigón con resistencia mínimo de 180Kg/cm² La zanja para la ubicación de los ductos en acera tendrá la siguiente dimensión:

Calculo justificativo de la zanja:

$$Bd = Nx D + (N-1)e + 2x$$

Dónde:

Bd = ancho de la zanja

N = número de tubos

D= diámetro exterior del tubo

E = espacio entre tubos

x = distancia entre la tubería y la pared de la zanja

$$Bd = 45 \text{ cm}$$

Se utilizaran ductos de pared estructuradas e interior liso tipo B color naranja de longitud de 6 metros, se llevara en forma paralela un ducto adicional para el sistema emergente de ser necesario.

Nota: Por toda la trayectoria de la línea se ubicara cinta de señalización como indicador de la existencia de conductores energizados como señal de advertencia de peligro de riesgos eléctricos.

5.2.11. Tableros

5.2.11.1.-Tablero de distribución general

Estará construido con una plancha metálica de 1/16" como mínimo, debidamente tratada y pintada con un proceso al horno. En su interior contendrá barras de cobre para el sistema de fuerza, para neutro y tierra. Además de un disyuntor principal tipo caja moldeada de tres polos y 5 00A.

Las barras para fase deben tener una capacidad de conducción superior al valor nominal del disyuntor principal en un 25%, nivel de voltaje 220 V.

5.2.11.2. Tablero de servicio general

Los paneles o centros de cargas PDI, PD2 y PD2, PD3, PD4, PD5Y PD6 serán trifásicos o de 3 polos más barra de neutro y tierra de 300 A

5.2.12. Acometida eléctrica en baja tensión

5.2.12.1. Acometida eléctrica paneles de breakers

La acometida eléctrica para los paneles de breakers PDI, PD2 , PD4, PD5 y PD6PD3 saldrán desde los tableros de distribución general utilizando cables Superflex 1000V – 90°C - Cu # 2/0 + N1x# 2 +T1x#2 - AWG, a través de tubería PVC 3" Con sus respectivos accesorios de montaje.

5.2.12.2. Acometidas eléctricas paneles de breakers de motores monofásicos

La acometida eléctrica para el panel de breakers de distribución, saldrá desde el tablero de distribución general utilizando cables Superflex 1000 V – 90°C - Cu # 2 + N1x# 4+T1x#4 - AWG a través de tubería PVC 3". Y una protección de dos polos y 100 A.

5.2.12.3. Conductores de baja tensión

Los conductores serán de cobre, los circuitos derivados hasta el #10 AWG tipo TFF flexible, a partir del calibre # 8 AWG será multihilo superflex, los conductores para alimentar las bombas serán del tipo concéntrico multihilo.

Su instalación y su dimensionamiento se deben regir de acuerdo al NEC. Desde el calibre # 4 AWG y superiores pueden ser de color negro, pero deberá marcarse las terminaciones con el color correspondiente, para calibre inferiores se deberá respetar el siguiente código de colores:

- Verde para tierra
- Blanco para neutro
- **127 V**
- Rojo fase A
- Azul fase B
- **220V**
- Amarillo fase A
- Café fase B

Se puede cambiar el código de colores solo de las fases, pero debe respetarse un color diferente por fases y por voltaje, no debe haber más de 5 colores, 2 para 220 V, 1 para 127 V, verde tierra, blanco neutro.

El aislamiento de los conductores de interiores será TFF o THHN y superflex los de mayor sección.

No se aceptaran empalmes en conductores de calibre mayores al # 10 AWG ni en alimentadores a motores, y todos los conductores deberán tener el sello UL.

5.2.12.4. Tubería

Toda la tubería a utilizarse, en la acometida eléctrica alimentadores y en circuitos derivados será de tubería sobrepuesta y empotradas.

5.2.12.5. Normas para la construcción

La instalación eléctrica deberá ejecutarse en forma técnica, empleando materiales de primera calidad de acuerdo a las especificaciones técnicas mencionadas en los capítulos respectivos.

Por ningún concepto y bajo ninguna circunstancia se instalará otro tipo de tubería que no sea la especificada y no se permitirá el uso de tuberías de diámetro inferior a 1/2" pulg.

El acoplamiento de tuberías y las cajas de conexión o salida, se harán mediante conectores apropiados, y por ningún concepto se permitirá la unión directa de tubería y la caja sin este accesorio.

Toda la tubería deberá instalarse como un sistema completo antes que los conductores sean pasados en su interior, además deberán limpiarse de manera apropiada para evitar la humedad y otros materiales que impidan el paso de los conductores.

Cuando sea necesaria la instalación de tubería sobrepuesta, estas se aseguraran con abrazaderas metálicas del mismo calibre que la tubería y espaciadas cada 1 m.

Las conexiones serán aseguradas de manera que no sean aflojadas por vibraciones, esfuerzos normales o el calentamiento propio del conductor.

No se permitirán empalme de conductores en alimentadores excepto en el sistema de alumbrado y tomacorrientes.

Todo el material a utilizarse en la instalación proyectada deberá ser obligatoriamente saneado y nuevo.

5.2.13. Lista de materiales

Para la realización del proyecto se utilizaran:

Partida A: 1 Estructura de hormigón Armado 12 metros- 500 Kg T.R de forma circular

Partida B: 2 EST-3CR; 4 EST- 3CP; 6 ESD-1EP

Partida C: 2 TAD-OTS

Partida D: 1 PT-ODC

Partida E: 3 Transformador PATMOUNTED 100 KVA trifásicos 13.8 kv/240-120 V

Partida F: 1 Equipos de protección y seccionamiento

Partida G: Conductores

Partida H: Ductería

Partida I: Mampostería

Partida J: Varios

Lista y especificaciones de equipos y materiales

- Partida A: Estructuras de hormigón armado

REF	UNID	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
1°	U	Poste tubular 12 m hormigón armado 500 Kg T. R	4

- **Partida B: Estructuras**

EST-3 CR (retenida Centrada)

REF	UNID	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
1°	U	Abrazadera de acero galvanizado, platina doble 38x4x149-160 mm (1 ½ x 11/64 x 5 ½ - 6 ½)	4
2°	U	Aislador tipo suspensión de porcelana, clase ANSI 52-1	6
3°	U	Horquilla de anclaje de acero galvanizado, 16mm (5/8") de diámetro x 75mm (3") de longitud. (eslabón en U para sujeción)	6
4°	U	Grapa terminal tipo pistola, de aleación de Al	6
5°	U	Tuerca de ojo ovalado de acero galvanizado, para perno de 16mm (5/8") de diámetro	3

EST--3 CP

REF	UNID	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
1°	U	Aislador espiga (pin) de porcelana, clase ANSI 56-1, 25 kV	9
2°	U	Perno espiga (pin) tope de poste doble de acero galvanizado de 19 mm (3/4") de diámetro x 450 mm (18") de longitud	9
3°	M	Conductor desnudo solido de Al para atadura N° 4 AWG	18
4°	U	Varilla de armar preformadas para conductor de Al	4

EST-1EP (rack de 1 vías)

REF	UNID	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
1°	U	Abrazadera de acero galvanizado, pletina simple (3 pernos), 38x6x160-190mm (1 1/2x1/4x6 1/2 - 7 1/2)	4
2°	U	Aislador tipo rollo de porcelana ANSI 53-2	4
3°	U	Bastidor (rack) de 1 vías acero galvanizado 38x4mm	4
4°	M	Conductor desnudo solido de Al para atadura N° 4 AWG	6
5°	U	Varilla de armar preformadas para conductor de Al	4

- PARTIDA C Tensores**TAD-OTS (a tierra simple)**

REF	UNID	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
1°	M	Cable de acero galvanizado grado Siemens Martín, 7 hilos, 9.51 mm (3/8") de diámetro	33
2°	U	Retención pre formada para cable de acero galvanizado de ,9.51 mm (3/8") de diámetro	2
3°	U	Guardacabo para cable de acero de ,9.51 mm (3/8") de diámetro	2
4°	U	Varilla de anclaje de acero galvanizado de 9.51 mm (3/8") de diámetro x 180mm de longitud con tuerca y arandela	2
5°	U	Bloque cónico de hormigón armado, base inferior 400mm, base superior 150mm, 200mm de altura total y orificio de 20mm de diámetro	2

- PARTIDA D: Puestas a tierra (PT-ODC)

REF	UNID	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
1°	U	Varilla para puesta a tierra tipo copperweld, 16mm (5/8") de diámetro x 1800mm (71") de longitud	11
2°	U	Suelda exotérmica	14
3°	M	Conductor desnudo cableado de Cu N° 2 AWG	56
4°	sacos	Aditivo mejoramiento de suelo	8

- PARTIDA E: Transformador

REF	UNID	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
1°	U	Transformador trifásico patmonted de 100 Kva – 13200 GRdy/13.8 kv-120/240 V	3
2°	U	Estribo para derivación, aleación Cu Sn	6
3°	U	Grapa de derivación para línea en caliente de aleación de Al	6

- PARTIDA F: Equipos de protección y seccionadores

REF	UNID	DESCRIPCION	CANTIDAD
1°	U	Seccionador porta fusible 15 Kv-100 A	6
2°	U	Puntas terminales exterior	3
3°	U	Conectores tipo codo dobles	9
2°	U	Pararrayos 10 Kv óxido de zinc	6

- PARTIDA G: Conductores

REF	UNID	DESCRIPCION	CANTIDAD
1°	M	Conductor cobre aislado 2 TTU-600 V-75 °C	100
2°	M	Conductor cobre aislado N ° 2/0 AWG	720
3°	M	Conductor XPLE N° 2 AWG	720

- PARTIDA H: Ductería

REF	UNID	DESCRIPCION	CANTIDAD
1°	U	Tubo rígido de acero galvanizado 4" de diámetro	2
2°	U	Codo rígido de acero galvanizado 4" de diámetro	1
3°	U	Tubo PVC 4" de diámetro	8
4°	U	Ductos de pared estructuradas e interior liso tipo B color naranja de longitud de 6 metros,	128

- PARTIDA I: Mampostería

REF	UNID	DESCRIPCION	CANTIDAD
I-01	U	Poza de revisión de 0,90m x0,90m x0,90 m con tapas metálicas	7
I-02	U	Poza de revisión de 0,60m x0,60m x0,60 m con tapas metálicas	7

- **PARTIDA J: VARIOS**

REF	UNID	GDESCRIPCION	CANTIDAD
1°	U	Cachimba reversible 4”	1
2°	U	Cintos metálicos para sujeción	3

5.2.14. Efectos de la corriente eléctrica en las personas

En el estudio técnico publicado en la norma **IEC-479-1** se indican los efectos de la corriente eléctrica en el hombre y los animales domésticos en la gama de frecuencias de **15 Hz a 100 Hz**, y que sirven de guía para establecer las prescripciones de seguridad eléctrica. En caso de un contacto directo, el peligro para la persona, de la corriente que pasa a través de su cuerpo, depende esencialmente del valor de dicha corriente y del tiempo que dura.

Principalmente, el riesgo de fibrilación ventricular del corazón se considera una de las causas mayores de accidentes mortales por choque eléctrico.

En resumen los efectos de la corriente alterna en el cuerpo humano en función del valor de corriente (valor eficaz en mA) y su duración en tiempo (ms).

El resumen de las distintas zonas es el siguiente:

- Zona 1: No se produce ninguna reacción. Se considera el umbral de percepción y reacción a un valor de 0,5 mA.
- Zona 2: De 0,5 mA hasta el límite de la curva B, hay percepción, pero no se produce ningún efecto peligroso. La curva B empieza a unos 10 mA, y corresponde al umbral de no soltar, de contracción muscular.
- Zona 3: Es la zona limitada por la curva B hasta C1. Se produce contracción muscular y dificultades de respiración, aunque no suele producirse daño orgánico.

- La curva C1 es el umbral de la fibrilación ventricular. Este umbral depende tanto de los parámetros (anatomía del cuerpo, estado de las funciones cardiacas) como de los parámetros eléctricos (duración, recorrido de la corriente, valor de corriente, etc.). Los 30 mA están justo por debajo de este umbral.
- Zona 4: A parte de los efectos de la zona 3 se puede producir parada del corazón, parada de la respiración y quemaduras graves. La probabilidad de fibrilación ventricular es de un 5% entre C1-C2, de un 50% entre C2-C3 y de más de un 50% por encima de la curva C3.

Estos valores son los que permiten establecer el umbral de las distintas protecciones diferenciales normalizadas.

5.2.15. Tensiones de seguridad

El valor límite de la tensión de seguridad debe ser tal que aplicada al cuerpo humano el valor de corriente que se deriva por la resistencia que presenta no suponga riesgos para el individuo.

La norma **UNE 20460** define unos valores de seguridad para protección de personas que en función de la tensión de contacto U_c nos dan el tiempo máximo de corte en caso de defecto. Estos tiempos también son función del tipo de ambiente: seco o húmedo.

La norma UNE 20460-4-41 establece los siguientes valores de tensión límite convencional de contacto, con respecto a tierra.

- $U_L \leq 50$ V para locales secos
- $U_L \leq 25$ V para locales húmedos

A estos valores de tensión, la resistencia que presenta el cuerpo humano es tal que en el caso de contacto las corrientes que se derivan están por debajo de los umbrales que presentan peligro.

5.2.16. Envolventes y grados de protección de equipo de BT

Las funciones básicas de las envolventes de los equipos eléctricos son las siguientes:

- Impedir el contacto directo de personas con las partes conductoras activas.
- Impedir la penetración de cuerpos solidos extraños (arena, polvo, insectos, roedores, etc.)
- Impedir la penetración de líquidos.
- Impedir la penetración de gases corrosivos o de radiaciones electromagnéticas o nucleares (luz, partículas, etc.)
- Proteger contra choques.

5.2.17. Grados de protección IP

Para caracterizar el comportamiento de las envolventes en equipos de baja tensión se codifican mediante una siglas que se conocen como “grado de protección IP” o “código IP”, definido en las normas **EN-60.529** y **EN 60947-1**.

El grado de protección se caracteriza mediante dos cifras características: La primera (a veces seguida de una letra) designa la estanqueidad de la envolvente frente a penetración de objetos o partículas sólidas.

La segunda define la estanqueidad de la envolvente ante la penetración de líquidos. Las Tablas 8.1 y 8.2 detallan los significados de cada una de las citadas cifras.

Tabla 5.2.7 Significado se la primera cifra del código IP

(*)La sigla “x” designa una segunda cifra cualquiera, ver tabla 8.2

Código (*)	Descripción abreviada	Observaciones
IP 1x	Protección contra penetración de objetos solidos de $\varnothing > 50$ mm	Impide el contacto directo de una gran superficie del cuerpo humano, tal como la mano, con las partes activas y piezas en movimiento.
IP 2x	Protección contra penetración de objetos solidos de $\varnothing > 12,5$ mm	
IP 2Lx ò IP 2xB	Protección contra penetración de objetos solidos de $\varnothing > 12,5$ mm y contra contactos con el dedo de prueba estándar.	La sigla “L” añadida tras la primera cifra o “B” al final indica que se distingue entre penetración y contacto con un dedo articulado estándar de 80 mm de longitud, $\varnothing=12$ mm y con punta biselada.(Forma definida en la norma)
IP 3x	Protección contra penetración de objetos solidos de $\varnothing > 2,5$ mm	
IP 3Lx ò IP3xC	Protección contra penetración de objetos solidos de $\varnothing > 2,5$ mm y contra contactos a través de una varilla de $\varnothing= 2,5$ mm y longitud inferior a 100 mm	La sigla “L” añadida tras la primera cifra o “C” al final, indica que se distingue entre penetración y contacto con la varilla, simulando lo que podría ser un destornillador.
IP 4x	Protección contra penetración de objetos solidos de $\varnothing > 1$ mm	
IP 4Lx ò IP4xD	Protección contra penetración de objetos solidos de $\varnothing > 1$ mm y contra contactos a través de una varilla de $\varnothing =1$ mm y longitud inferior a 100 mm	La sigla “L” añadida tras la primera cifra o “D” al final, indica que se distingue entre penetración y contacto con la varilla, simulando lo podría ser un alambre o cable rígido.
IP 5x	Protección contra el polvo	Permite su penetración en tanto que no se deposite sobre partes donde se comprometa el aislamiento.
IP 6x	Estanqueidad total contra el polvo	

Tabla 5.2.7. Significado de la segunda cifra del código IP

(*)La sigla “x” designa una primera cifra cualquiera, ver tabla 8.2.

Código (*)	Descripción
IP x1	Protegido contra goteo de agua en dirección vertical
IP x2	Protegido contra caída de agua con una inclinación máxima de 15°
IP x3	Protegido contra caída de agua con una inclinación máxima de 60°
IP x4	Protegido contra proyección de agua en cualquier dirección
IP x5	Protegido contra chorro de agua proyectado a presión en cualquier dirección
IP x6	Protegido contra golpes de mar. Agua proyectada en cualquier dirección
IP x7	Protegido contra los efectos de la inmersión. (Presión y tiempo limitados)
IP x8	Protegido contra los efectos de la inmersión. (Presión y tiempo especiales)

5.2.18. Regímenes de conexión de neutro y tierra

Para asegurar la protección de personas y bienes contra los posibles fallos de aislamiento en una instalación eléctrica, es conveniente que las envolventes de los equipos eléctricos estén conectados a un potencial de tierra de referencia. Por otro lado, la continuidad de servicio y la seguridad de instalaciones con partes sometidas a descargas atmosféricas, hacen aconsejable que la instalación eléctrica esté protegida contra posibles diferencias de potencial excesivas entre los conductores activos y tierra. Todas las consideraciones anteriores hacen plantear la pregunta de cómo deben referirse a tierra las partes activas y las envolventes de los sistemas de distribución de energía eléctrica. Para el caso de instalaciones de baja tensión, alimentadas siempre a través de un transformador MT/BT, los puntos de interés son dos:

- ¿Hay o no neutro en el secundario del transformador?, y en caso de existir, ¿Cómo se refiere el conductor neutro a tierra?
- ¿Cómo se conectan las masas de la instalación de BT a tierra?

La respuesta a estas preguntas no es única y dependiendo de cuál sea el interés principal (protección de personas, protección de riesgo de incendio, protección contra descargas atmosféricas, etc.) puede dar lugar a distintos esquemas de conexión, que han sido descritos por la norma IEC 60364 y que resumimos en las tablas 8.3 y 8.4. La designación estándar de las distintas formas de conexión se codifica mediante dos letras básicas según IEC 60364.

Algunas normas (NFC13-100) añaden una letra suplementaria para designar como están relacionados el tierra de BT con los herrajes de MT. Los significados de la letra suplementaria se detallan en la tabla 5.2.3.

Tabla 8.3.- Significado de las dos letras de designación de régimen de neutro según IEC 60364.

Código	Significado	Variantes
Primera letra	Indica cómo se hace la conexión del secundario del transformador MT/BT a tierra.	T: neutro unido directamente a tierra
		I: Neutro aislado de tierra. Existen variantes en que la conexión se hace a través de una impedancia, otras en que el aislamiento es total o incluso puede no existir el neutro.
Segunda letra	Indica la forma de conexión de las masas a tierra	T: Masas unidas directamente a tierra.
		N: Masas conectadas a neutro. (Solo tiene sentido si la primera letra es T)
<p>Notas: La primera letra I solo admite como segunda letra T. Así pues las configuraciones posibles son TT, TN, IT. La configuración TN tiene diversas variantes</p>		

Descripción de los sistemas posibles:

- TT: Neutro del transformador unido a tierra de la ET (Estación Transformadora) y masas de la instalación unidas a tierra local. En caso de cortocircuito fase a masa, las resistencias de las tomas de la tierra limitan la corriente del cortocircuito, pero pueden aparecer tensiones peligrosas entre las masas y tierra. Por ello, se requiere una protección diferencial con actuación instantánea.
- Esto causa a veces problemas de poca selectividad y de interrupciones de partes de la instalación muy alejadas del defecto.
- TN: Neutro de transformador unido a tierra de la ET y masas de la instalación unidas al mismo punto a través de un conductor (caso de TNC) o de dos conductores (caso de TNS). En caso de cortocircuitos fase-masa las corrientes de defecto son muy grandes y pueden aparecer también tensiones peligrosas entre las masas y la tierra local de instalación.
- IT: En la conexión IT, el neutro del transformador no se pone a tierra directamente. Algunas veces se mantiene totalmente aislado y otras veces se une a tierra a través de una impedancia de valor relativamente alto (conexión conocida como neutro impedante).
- Este tipo de conexión debe protegerse con un relé vigilante de aislamiento y es más robusta en cuanto a que no genera disparos intempestivos de los relés diferenciales.
- En caso de pérdida de aislamiento por un punto no existe disparo, sino solo aviso de pérdida de aislamiento. Solo en caso de defecto doble dispara la protección de sobrecarga.

Tabla 5.2.3.-Configuraciones posibles del régimen de neutro en BT

Conexión / Esquema	Características
TT	<ul style="list-style-type: none"> • En teoría un solo diferencial en cabecera protege cualquier fuga en cualquier punto. • El método es poco selectivo. En caso de fuga en una derivación puede disparar el total. • Para una buena continuidad de servicio deben escalonarse los tiempos de disparo.. • Corriente de defecto moderada en caso de cortocircuito directo fase – masa,
IT	<ul style="list-style-type: none"> • Los relés diferenciales en las derivaciones disparan solo si hay un doble defecto • A veces se requiere un controlador permanente de aislamiento (CPA) en el transformador. • Es más robusto desde el punto de vista de la disponibilidad de energía. Un pequeño defecto no causa interrupción.
TN-C	<ul style="list-style-type: none"> • Corriente de defecto alta en caso de cortocircuito directo fase – masa • Tensiones peligrosas en caso de cortocircuito directo. • Prohibido seccionar el neutro en este tipo de conexión.
TN-S	<ul style="list-style-type: none"> • Corriente de defecto alta en caso de cortocircuito directo fase – masa • Tensiones peligrosas en caso de cortocircuito directo. • Peligro de pérdida de protección si se corta el conductor PE
TN-C-S: TNC seguido de TNS	<ul style="list-style-type: none"> • Este sistema consiste en utilizar el sistema TNS aguas debajo de un TNC.

Tabla 5.2.5.- Significado de la tercera letra en la designación del régimen de neutro según norma francesa NFC13-100.

Tercera letra	Tierra de herrajes de la ET	Tierra de BT del transformador	Masas de BT
R	Conectado	Conectado	Conectado
N	Conectado	Conectado	Aislado
S	Aislado	Aislado	Aislado

5.2.19. Protección diferencial

La protección de personas contra el riesgo de electrocución por contacto directo y la protección contra incendios en caso de derivaciones fortuitas a masa, exige el empleo de dispositivos de desconexión que actúan cuando se produce una corriente de defecto de a tierra. Estos dispositivos se denominan generalmente relés diferenciales o interruptores diferenciales. La diferencia entre ambos está en el hecho de que tengan o no incorporado el dispositivo de corte, tal como se ha iniciado en el apartado de definiciones (véase la definición de relés diferencial).

Los niveles de corriente de disparo admitidos, son distintos según se trate de protección de personas o de bienes (generalmente 30 mA para protección de personas y 300 mA o más para el caso de protección de instalaciones industriales).

El empleo de dispositivos diferenciales de valor igual o inferior a 30 mA es siempre una medida de protección complementaria a otras medidas de protección contra los contactos directos. Los diferenciales se usan como protección adicional pero nunca como única protección contra los contactos directos.

5.2.19.1 Principio de funcionamiento

El empleo de los relés diferenciales o interruptores diferenciales está pensado básicamente para instalaciones con régimen de neutro TT o con ciertas condiciones el régimen TN (solo tipo TN-S).

La detención de la corriente diferencial se realiza mediante un transformador de corriente, generalmente con núcleo toroidal de baja y alta sensibilidad.

A través del hueco del núcleo se hacen pasar todos los conductores. Si la suma de las corrientes de todos los conductores activos (fases y neutro) es cero el flujo creado en el transformador será nulo y por tanto la señal que este dará en el secundario es cero en todo momento y por tanto no hay retorno de corriente por otros caminos, es decir, no hay fuga.

En caso de fuga, la suma de corrientes en los conductores activos no es cero, debido a la corriente de fuga que retorna por la tierra.

Esto causa una tensión en el secundario del transformador diferencial, que debidamente amplificada y tratada hace disparar el relé diferencial y este a su vez activa el dispositivo de corte.

5.2.19.2 Tipos de dispositivos diferenciales

Las tres partes básicas de todo interruptor diferencial pueden estar juntas en un solo dispositivo o pueden ser partes separadas. Según esto podemos distinguir varios tipos de interruptores diferenciales:

Interruptor diferencial completo. Incluye el transformador de medida, el relé de detección y el dispositivo de corte. Esta configuración suele emplearse para pequeñas potencias o en interruptores domésticos.

Relé diferencial + interruptor: El relé incluye el transformador de medida y el relé de detección, con un contacto de salida de baja potencia. Este contacto está pensado para actuar sobre un interruptor automático convencional, ya sea a través de la bobina de mínima o de la bobina de emisión..

Transformador + relé detector + interruptor: esta modalidad es análoga a la anterior, pero el transformador de medida es una pieza a parte del relé de detección.

5.2.19.3 Aplicación de interruptores automáticos y contactores como dispositivo de corte de la protección diferencial.

En instalaciones industriales de potencia median y alta, el relé diferencial no puede contar la potencia total. Por ello se suele emplear interruptores automáticos o contactores, con el poder de corte adecuado para realizar dicha función de corte. Al utilizar interruptores automáticos como dispositivos de corte por corriente de defecto, podemos adoptar dos tipos de esquema de disparo, cada uno con ciertas ventajas e inconvenientes que se comentan a continuación:

Disparos por bobina de mínima: Un interruptor automático con bobina de mínima, dispara en el caso de que dicha bobina se quede sin alimentación. La aplicación como elemento de corte de un sistema de protección diferencial puede hacerse de dos formas distintas,

5.2.19.4 Clasificación de los diferenciales según el tipo de corriente de defecto a tierra

Los diferenciales se clasifican en diferentes tipos, según su capacidad para garantizar la protección contra varios tipos de corriente de defecto a tierra.

1) Diferenciales tipo AC

Son los diferenciales que garantizan el disparo para corrientes de fuga alternas sinusoidales, tanto aplicadas bruscamente como de aumento progresivo.

2) Diferenciales tipo A

Estos diferenciales garantizan el disparo para las siguientes corrientes de fuga:

- Corrientes alternas sinusoidales
- Corrientes continuas pulsantes
- Corrientes continuas pulsantes, superpuestas sobre corrientes continuas lisa de 0,006 A, con o sin control de ángulo de fase, independiente de la Polaridad, tanto aplicada bruscamente como de aumento progresivo.

3) Diferenciales tipo B

Estos diferenciales están de acuerdo con la norma **IEC-62423**. Son diferenciales que garantizan el disparo como el tipo A, y además para estas corrientes de fuga:

- Corrientes sinusoidal alterna hasta 1000 Hz
- Corrientes continuas lisas de 0,4 veces la corriente residual asignada a 10 mA, el que sea el valor más elevado de los dos superpuestos a una corriente alterna.
- Corrientes continuas lisas de 0,4 veces la corriente residual asignada o 10 mA, el que sea el valor más elevado de los dos superpuestos a una corriente continua pulsante.
- Para corrientes continuas pulsantes rectificadas provenientes de dos o más fases.
- Para corrientes continuas lisas provenientes de circuitos multifases.

5.2.19.5 Selectividad de la protección diferencial

Uno de los aspectos importantes en una instalación eléctrica es que los elementos de protección deben interrumpir el servicio solo en las secciones o partes defectuosas, manteniendo la alimentación en la parte que no tenga ningún defecto. Para ello, se suele subdividir la instalación en partes o líneas independientes y se utiliza un relé diferencial individual para cada línea.

Aun así, para proteger la línea que enlazan la acometida con los cuadros de distribución, se suele poner un diferencial en cabecera. Debe garantizarse, sin embargo, que el sistema tenga la suficiente selectividad para que un defecto en una línea individual no provoque el disparo del diferencial general

5.2.19.6 Métodos para obtener selectividad de los diferenciales

Cuando se instala un diferencial aguas arriba de otros hay que procurar que una corriente de defecto en un subcircuito de lugar al disparo del diferencial que protege este subcircuito, y no dispare el diferencial aguas arriba a menos que persista el defecto.

Los métodos para asegurar la selectividad en un esquema de protección se basan generalmente en los siguientes principios.

- Retardo del disparo aguas arriba.
- Disminución de la sensibilidad aguas arriba.
- Filtrado de perturbaciones aguas arriba.
- Combinación de los anteriores.

En general, el sistema más seguro es una combinación de la sensibilidad y del retardo de disparo. Según la guía IEC/TR 62350, la regla general para asegurar la selectividad se basa en dos ajustes.

La corriente de disparo asignada al diferencial aguas arriba debe ser al menos unas 3 veces la corriente de defecto asignada al diferencial aguas abajo. Normalmente esta relación es entre dos y tres veces.

El tiempo mínimo de no actuación del diferencial aguas arriba debe ser superior al tiempo de disparo máximo del conjunto diferencial instalado aguas abajo.

Otra de las propiedades que debe exigirse al diferencial general es que sea relativamente insensible a las perturbaciones, es decir, que tenga un filtrado adecuado de las señales espúreas generadas por fuga a través de capacidades parasitas durante la conexión o desconexión de cargas pesadas.

5.2.19.7 Ajustes de los retardos de los diferenciales

Para determinar los tiempos de disparos y asegurar la protección por diferenciar se tienen en cuenta los estudios realizados y plasmado en la norma **IEC-60479**, que hacen referencia a los defectos de la corriente en el hombre.

La apertura automática de la instalación se realiza en base a un umbral de corriente de defecto y unos tiempos de respuestas o funcionamiento.

1) Para los interruptores diferenciales domésticos o usos análogos, la norma **UNE-EN-61008/IEC-61008** define los tiempos de funcionamiento y de no actuación para dos tipos:

- Diferenciales instantáneos (tipo General)
- Diferenciales selectivos (tipo S)

Tabla 5.2.6: valores según **UNE EN-61008** para el tipo AC.

TIPO	I_n (A)	$I_{\Delta n}$ (A)	VALORES NORMALIZADOS DE TIEMPO DE FUNCIONAMIENTO (s) CON UNA CORRIENTE DIFERENCIAL (I_{Δ}):				
			$I_{\Delta n}$	$2I_{\Delta n}$	$5I_{\Delta n}$	500 A	
INSTANTANEO	CUALQUIER VALOR	TODOS LOS VALORES	0,3	0,15	0,04	0,04	TIEMPO DE FUNCIONAMIENTO MAXIMO
SELECTIVO	> 25	> 0,03	0,5	0,2	0,15	0,15	TIEMPO DE FUNCIONAMIENTO MAXIMO
			0,13	0,06	0,05	0,04	TIEMPO DE NO ACTUACION MINIMO

Para lograr una selectividad pueden instalarse diferenciales selectivos aguas arriba de diferenciales de tipo general instantáneos.

2) Para los interruptores automáticos con protección por corriente diferencial incorporada de potencia es la norma **UNE-EN 60947-2/IEC -60947-2** la que define los tiempos de disparos.

Tipo no temporizado (instantáneo):

Tabla 5.2.8: características de funcionamiento para el tipo no temporizado.

Corriente diferencial residual	$I_{\Delta n}$	$2I_{\Delta n}$	$5 I_{\Delta n}^{1)}$	$10 I_{\Delta n}^{2)}$
Duración máxima de corte s	0,3	0,15	0,04	0,04

Para 30 mA siempre tienen que ser del tipo no temporizado

Tipo temporizado (selectivo):

Para un tipo temporizado, la norma indica que tiempo límite de no respuesta se define a $2I_{\Delta n}$, siendo 0,06 s el tiempo mínimo de no respuesta permitido.

Tabla 8.8: características de no funcionamiento para el tipo temporizado que tiene un límite de no respuesta de 0,06 s.

Corriente diferencial residual	$I_{\Delta n}$	$2I_{\Delta n}$	$5 I_{\Delta n}$	$10 I_{\Delta n}$
Duración máxima de corte s	0,5	0,2	0,15	0,15

Otros tiempos límites de no respuesta recomendados por la norma son 0,1 s -0,2 s – 0,3 s – 0,4 s -0,5 s-1 s.

Para estos tiempos límites de no respuestas superiores a 0,06 s el fabricante tiene que declarar los tiempos de funcionamiento.

En el caso de que un interruptor de características tiempo/corriente inversa en el fabricante tiene que indicar la relación corriente diferencial residual/tiempo de corte.

3) Los diferenciales electrónicos asociados a interruptores son normalmente regulables en tiempo y sensibilidad, y están sujetos a los valores anteriores, según la norma **IEC-60947-2**.

Además para permitir la sensibilidad, la norma **IEC-60364-4-41** de instalaciones eléctrica de baja tensión, definen para la protección contra contactos indirectos los tiempos máximos de conexión del dispositivo de protección. Admite para circuitos de distribución (que no sean circuitos finales):

- En sistemas TT en un tiempo de desconexión hasta 1s.
- En sistemas TN este tiempo aumenta hasta 5s.

5.2.19.8. Disparos intempestivos en los relés diferenciales

Determinadas perturbaciones y/o determinados vicios de instalación provocan a veces disparos intempestivos de los dispositivos de protección diferencial. Las causas principales de disparo pueden agruparse en dos grandes grupos:

- Disposición de cables muy asimétrica en el transformador de medida.
- Presencia de perturbaciones en la red.

La disposición muy asimétrica de cables o pletinas en un transformador de medidas diferencial, causa flujos de dispersión que provocan detección de defecto incluso de que las corrientes sumen cero. Este fenómeno es más frecuente en tamaños grandes de transformadores de medidas y puede solventarse con la utilización de transformadores con un diámetro más grande del necesario, procurándose centrar los conductores, o puede también mejorarse con el empleo de un accesorio en forma de tubo de hierro dulce. En cuanto al disparo con perturbaciones, podemos distinguir dos posibles causas de dicho disparos:

- Perturbaciones que originan fuga transitoria.
- Perturbaciones que interfieren en el sistema electrónico de detección.

El primer grupo de perturbaciones causan una corriente de fuga de corta duración a pesar de que el sistema no tiene ningún defecto permanente a tierra.

Generalmente este tipo de fugas se producen a través de los condensadores de filtro, en modo común para perturbaciones EMI o a través de las capacidades parasitas del propio sistema (cables enterrados o distribuidos a través de bandejas metálicas con recorridos largos).

El segundo grupo de causas de disparos intempestivos, es decir, los disparos producidos por interferencia del sistema electrónico de detección se evitan utilizando relés que hayan superado las prueba de inmunidad , según ensayo de Compatibilidad Electromagnética exigido por la directiva europea y las normas específica de producto(por ejemplo según norma **IEC 61543/UNE-EN61543**).

La tabla 5.2.7 da una serie de posibles causas de disparos intempestivos y algunos consejos para evitar dichos disparos.

Tabla 5.2.7- Posibles causas de disparo intempestivo de relés diferenciales.

Causas de disparo	Posibles soluciones
A) Cables o barras muy descentrados en el transformador de medida	Colocar tubo de guía para evitar la dispersión.
B) Presencia en la red de equipos de tiristores conmutando por control de fase (arrancadores estáticos, rectificadores controlados) causando altos dU/dt	Colocar reactancias en serie con el equipo que interfiere.
C) Conexión por arranque directo de grandes motores, causando altos dU/dt	Prever arranque escalonado o arrancador estático con reactancia de choque a la entrada.
D) Presencia en la red de alguna carga protegida con filtro EMI de gran potencia (grandes arrancadores o grandes equipos de tiristores). Los filtros EMI incorporan condensadores entre fases y tierra.	Subir el nivel de disparo del relé diferencial en la línea que incluye dichas cargas. Subdividir la línea en varias.

<p>E) Presencia en la red de múltiples cargas de pequeña potencia con filtro EMI de gran potencia (balastos electrónicos, ordenadores, impresoras, fax, etc.). Los filtros de EMI incorporan condensadores entre fases y tierra.</p>	<p>Subdividir el consumo de la línea en varias líneas con protección diferencial individual.</p>
<p>F) Causas enumeradas en C) o D) agravadas por la presencia de altos niveles de armónicos y líneas de distribución largas y muy acopladas a tierra.</p>	<p>Filtrar armónicos en las cargas o reducir su contenido con reactancias o transformadores de aislamiento TSA.</p>
<p>G) Unión entre neutro y tierra por error en alguna parte de la instalación.</p>	<p>Debe buscarse y eliminarse toda unión de neutro a tierra que no sea la del transformador en sistemas TT.</p>

5.2.19.9. Relés diferenciales de alta inmunidad a las perturbaciones

Una de las características más importantes de cualquier sistema de protección es que solo debe disparar si existe realmente defecto y además solo debe interrumpir solo la parte defectuosa, o el mínimo de partes no defectuosas, garantizando por tanto una máxima continuidad de servicios, para garantizar estas prestaciones puede optarse por dos soluciones o por una combinación de ambas: El uso de relés de altas inmunidad a perturbaciones y el uso de relés con reconexión automática.

5.2.19.10. Relés diferenciales inmunizados

Los relés diferenciales inmunizados consisten básicamente en relés que filtran las perturbaciones de alta frecuencia y solo son sensibles a la fuga de 50 o 60 Hz.

Este tipo de relés ignoran las fugas de altas frecuencia y por tanto pueden resultar adecuados en el caso de cargas como variadores de frecuencia, hornos de inducción a alta frecuencia, SAI, etc. De hecho, estos relés detectan la pérdida de aislamiento pero son prácticamente insensibles a las fugas provocadas a través de las capacidades parasitas.

Algunas de las características de estos diferenciales inmunizados son:

- Comportamiento de no disparo frente a perturbaciones transitorias. Tienen que superar las pruebas de compatibilidad electromagnética que se indican en la norma **UNE EN 61543 / ICE 61543** en el caso de interruptores diferenciales, o la **IEC 947-2**.
- Filtrado de corrientes armónicas y fugas de alta frecuencia, corrientes no peligrosas.
- Medida de señales normalmente no sinusoidales. Medida de la corriente de defecto en verdadero valor eficaz, aun con distorsiones importantes.
- Orden de desconexión a partir, por ejemplo, del 80% del umbral de disparo ajustado (la norma indica que tienen que disparar entre el 50 y el 100 %).
- Curvas de disparo seleccionables tipo instantáneas, selectivas o inversas.

5.2.19.11. Relés diferenciales con reconexión automática

Otra posible solución para garantizar una buena continuidad de servicio y a la vez tener una protección contra todo tipo de fugas es la utilización de relés inteligente con reconexión automática. Estos relés disparan cuando existe una fuga, pero se rearman automáticamente al cabo de unos segundos. Se intenta el rearme varias veces y si persiste la falta a cada intento de rearme el relé queda definitivamente desconectado.

La reconexión automática es una buena solución para aquel tipo de instalaciones en que es necesario un suministro continuado de energía eléctrica sin personal de mantenimiento:

- Instalaciones rurales
- Cámaras frigoríficas
- Alumbrado público
- Repetidores de la telefonía móvil

- Cuadros de semáforos
- Iluminación túneles
- Cajeros automáticos

En todo sistema de reconexión automática hay que conocer qué tipo de protecciones hay instaladas, que protecciones pueden reconectarse y en qué condiciones.

5.2.19.12. Seguridad en centrales, parques de alta tensión y estaciones transformadoras

La seguridad en instalaciones de alta tensión depende en gran medida de que las puestas a tierra de los generadores, transformadores y herrajes sean correctas. El reglamento de alta tensión establece la obligatoriedad de una serie de ensayos como los de tensión de paso y contacto así como, la necesidad de efectuar revisiones periódicas de la puesta a tierra cada 3 años como máximo. A continuación definiremos los principales ensayos y parámetros a controlar. El tipo de instrumento a utilizar para realizar dichos ensayos debe permitir la inyección de corrientes elevadas en la instalación de tierra, no siendo válidos los clásicos instrumentos que comprueben resistencia de tierras mediante la inyección de corrientes débiles.

5.2.19.13. Tensión de paso

Es la tensión que pueda resultar aplicada entre los pies de una persona, a la distancia de un paso, durante el funcionamiento de una instalación y en caso de una corriente de defecto. El motivo por el cual interesa la medida de esta tensión es el de velar por la seguridad de una persona que pudiera estar caminando en las proximidades del electrodo de puesta a tierra, en el momento de producirse una corriente de defecto elevada. La medida estándar se realiza con dos electrodos de una superficie de 200 cm^2 , separados 1 m, para simular los pies. El peso de cada electrodo según norma es de 250 N (aproximadamente 25 kg).

5.2.19.14. Tensión de contacto

Es la tensión a la cual puede estar sometido el cuerpo humano estando en contacto con las carcasas y las estructuras metálicas de máquinas y aparellajes que normalmente no están bajo tensión.

El motivo por el cual interesa la medida de esta tensión es el de prevenir la electrocución de una persona que con la mano estuviera tocando una parte metálica de la instalación, que pudiera recibir tensión en caso de defecto de aislamiento, teniendo por otra parte los pies en contacto con el suelo.

5.2.19.15. Medida de las tensiones de paso y contacto

La instrucción Técnica Complementaria MIE-RAT-13 publicada en el BOE 183 de 1 de agosto de 1984, en su apartado 1.1. Determina las tensiones máximas de paso y contacto admisibles para instalaciones de puesta a tierra en centrales, parques de AT y estaciones de transformación. Concretamente en los apartados 8.1 y 8.2 establece la obligatoriedad de verificar dichas tensiones de paso y de contacto.

5.2.19.16. Medida de la tensión de paso

Para efectuar correctamente la medida de la tensión de paso debe situarse el medidor (**GETEST** por ejemplo) a una distancia suficientemente alejada del tierra a medir (20 ò más metros), procurando no colocarlo encima de la zona ocupada por los electrodos que componen el tierra.

Para efectuar el ensayo se inyecta una corriente de 5 A para estaciones transformadores (50 A, para parques de AT o centrales) a través del circuito principal formado por el tierra a medir y el tierra auxiliar y se mide la tensión entre las pesas de 25 kg, situadas a 1m.

5.2.19.17. Medida de la tensión de contacto

Al igual que para la tensión de paso, para efectuar correctamente la medida de la tensión de contacto debe situarse el medidor a una distancia de unos 20 ò más metros del punto de medida.

5.2.19.18. Valores admisibles de las tensiones de paso y contacto

La instrucción técnica complementaria MIE-RAT-13, BOE.183 de 1-08-1984, en su apartado 1.1 indica las tensiones de paso y de contacto admisibles para instalaciones de puesta a tierra.

Las tensiones de paso y contacto máximas admisibles según las Instrucciones complementarias del Ministerio de Industria BOE. 291 DE 5-12-87 vienen determinadas por las siguientes formulas aproximada

$$V_P = \frac{10.K}{t^n}$$

$$V_P = \frac{K}{t^n}$$

Dónde:

K=72 y n=1 para tiempos inferiores a 0.9 s.

K=78.5 y n=0.18 para tiempos entre 0.9 y 3 s.

t= duración de la falta, en segundos.

El reglamento establece, además que para tiempos comprendidos entre 3 y 5 segundos, la tensión de paso no debe sobrepasar los 640 V y la de contacto los 64 V y para tiempos superiores a 5 segundos, la tensión de paso no debe sobrepasar los 500 V y la de contacto los 50 V.

La medición de tensiones de paso y de contacto puede resultar falseada debido a la existencia de corrientes erráticas, vagabundas o parasitas circulantes por el terreno. El BOE 291, de 5 de diciembre de 1987, establece la forma de corregir las medidas en caso de que dichas corrientes erráticas sean significativas.

5.2.19.19. Medida de la resistencia de una toma de tierra

En muchos casos es necesaria la medición de la resistencia de las conexiones a tierra, incluyendo las características del terreno donde está implantada. Esta medida debe hacerse con corrientes relativamente altas para obtener los resultados en condiciones reales de defecto. Para ello, se utiliza el mismo tipo de instrumentos empleados para la medida de las tensiones de paso y contacto, ya que estos permiten inyectar corrientes altas. Se evitan así los errores de los medidores que funcionan con corrientes muy débiles debidos, por ejemplo, a la humedad superficial del terreno o a un cable de tierra muy afectado por la corrosión o por una conexión defectuosa.

Tiempo	Tensión paso máxima	Tensión contacto máxima
Más de 5 s	500 V	50 V
De 3 a 5 s	640 V	64 V
2 s	690 V	69 V
1 s	785 V	78.5 V
0.9 s	800 V	80 V
0.7 s	1020 V	102 V
0.5 s	1440 V	144 V
0.2 s	3600 V	360 V
0.1 s ò menos	7200 V	720 V

El método de medida consiste en hacer circular una corriente de 5 A ajustable entre el tierra a medir y un electrodo de tierra auxiliar, separados como mínimo 20 metros. Alrededor de cada tierra aparece una zona de gradiente de potencial y debe procurarse que las zonas de ambos tierras no se solapen. Si esto es así, aparece en la zona mitad de distancia, entre ambas tierras, una zona neutra de potencial cero en la cual conectaremos un electrodo de tierra auxiliar. Midiendo la tensión entre el tierra a medir y el tierra auxiliar y dividiéndola por la corriente inyectada obtenemos una medida real de la resistencia del tierra, incluyendo la influencia del terreno.

CAPÍTULO II

6. HIPÓTESIS

El diseño de líneas de distribución eléctrica subterráneas, incidirá en la seguridad laboral y física de la comunidad en la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí Campus Chone.

6.1. VARIABLES

6.1.1. Variable independiente

Líneas de distribución subterráneas

6.1.2. Variable dependiente

Seguridad eléctrica

6.1.3. Término de relación

Incidirá

CAPÍTULO III

7. METODOLOGÍA

7.1 Tipo De Investigación

Este trabajo de investigación se caracteriza particularmente por los tipos de investigación, métodos, técnicas e instrumentos que se utilizaron para llegar al objetivo.

De campo: Porque consiste en levantar información referente a las líneas de distribución subterráneas para la seguridad eléctrica.

Bibliográfica-documental: Porque a partir de documentos relacionados a las líneas de distribución subterráneas se pudo determinar factores específicos de estudio y lineamientos importantes para mejorar la seguridad eléctrica.

7.2 Nivel de la Investigación

El nivel del presente trabajo es científico y experimental: Científico porque a través del estudio, análisis y la aplicación de las normas y técnicas observadas en el proceso, se cumplió con el objetivo que consiste en un sistema subterráneo de líneas y redes eléctricas y su incidencia en la seguridad de la comunidad universitaria de la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí Campus Chone y experimental por cuanto con el estudio y el experimento se llegó a los resultados deseados.

7.3 Métodos

7.3.1. Deductivo – Inductivo

Se partió de conceptos generales particulares de la investigación y se hicieron propuestas que solucionaron los problemas encontrados.

7.3.2. Analítico – Sintético

Se realizó un análisis de los datos obtenidos en las encuestas determinando falencias específicas en la seguridad eléctrica donde se diseñó una estrategia debidamente justificada.

7.3.3. Bibliográfico

Se utilizó en la investigación material para el marco teórico proporcionando datos específicos sobre planificación estratégica y servicio a los usuarios de un sistema administrativo.

7.4. TÉCNICAS DE RECOLECCION DE INFORMACIÓN

En la presente investigación se realizó la encuesta dirigida a los estudiantes de básica superior para determinar si hay mejora en el desarrollo de la lógica matemática y según eso proponer soluciones.

7.4.1. Técnicas primarias:

Encuestas:	Dirigida a los estudiantes y docentes involucrados en el área de conocimiento
Entrevista:	Dirigida al Decano de la Extensión Chone
Ficha de observación:	Dirigida a las instalaciones eléctricas para determinar en qué estado se encuentran

7.4.2. Técnicas secundarias:

La obtención de la información se la hizo a través de textos de ingeniería eléctrica y electrónica, tesis de grado realizadas por estudiantes profesionales en la actualidad, revistas o artículos indexados de profesionales e información tecnológica, bibliotecas virtuales de la ULEAM y web grafía.

7.5. POBLACIÓN Y MUESTRA

7.5.1. POBLACIÓN

Estudiantes	45
Autoridades (Decano)	1
Docentes	6
TOTAL	52

7.5.2. MUESTRA

Se tomarán como muestra 100% del total de la población por ser pequeña. El trabajo de la investigación se realizara con la totalidad de 52 personas.

8. MARCO ADMINISTRATIVO

8.1. RECURSOS HUMANOS

- *Autor del proyecto de titulación:* Almeida Zambrano Arquímedes Manuel
- *Tutor de Tesis:* Ingeniero Ángel José Loor Marcillo Mg. Ge.
- *Decano* de la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí – Campus Chone
- *Docentes* de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí – Campus Chone
- *Estudiantes de Décimo Semestre* de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí – Campus Chone

8.2. RECURSOS FINANCIEROS

Los recursos económicos que serán utilizados para el desarrollo del proyecto de tesis están detallados en el cuadro siguiente:

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD DE MEDIDA	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
Libros	2	Libros	40,00	80,00
Internet	100	Horas	1,00	100,00
Resma de papel	5	Resma	5,00	25,00
Impresiones	1500	Impresiones	0,15	225,00
Copias	200	Copias	0,05	10,00
Lapiceros	6	Unidades	0,50	3,00
Laptop	2	Mantenimiento	40,00	80,00
Mouse	1	Mouse	13,00	13,00
Pen drive	2	Pen Drive	14,00	28,00
Alimentación	30	Alimentos	4,00	120,00
Viáticos	300	Movilización	2,00	600,00
Otros gastos				350,00
<i>COSTO TOTAL</i>				1 634,00

CAPÍTULO IV

9. ANÁLISIS DE RESULTADOS

9.1. RESULTADOS OBTENIDOS Y ANÁLISIS DE DATOS DE LA ENCUESTA.

Encuesta aplicada a estudiantes de decimo semestre y docentes de la escuela de Ingeniería eléctrica (45 estudiantes Decano y 6 docentes), de la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí Campus. Chone.

PREGUNTA	OPCIONES		TOTAL ENCUESTA	% SI	% NO	TOTAL %
	SI	NO				
1	50	2	52	96	4	100
2	52	0	52	100	0	100
3	48	4	52	92	8	100
4	52	0	52	100	0	100
5	40	12	52	77	23	100
6	14	38	52	27	73	100
7	50	2	52	96	4	100
8	52	0	52	100	0	100

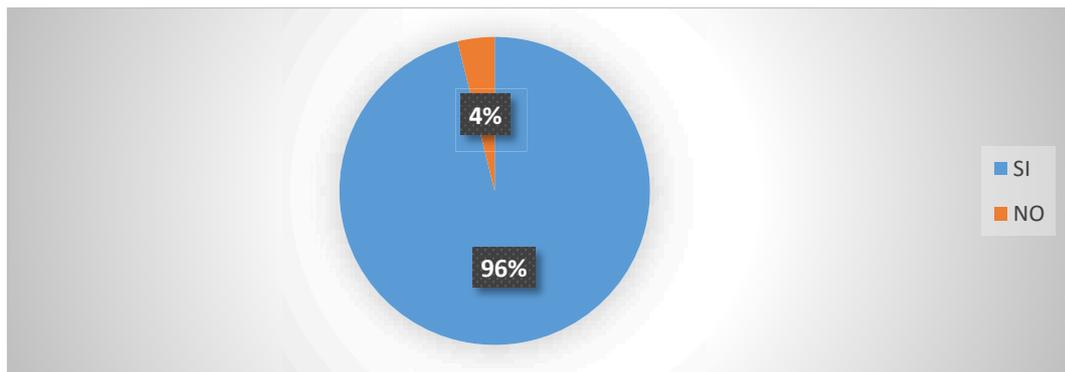
Fuente: Estudiantes de decimo semestre y docentes de la escuela de Ingeniería eléctrica (45 estudiantes, Decano y 6 docentes) de la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí Campus Chone.

Responsable: Almeida Zambrano Arquímedes Manuel

PREGUNTA #1

¿Cree usted necesario el diseño de un sistema eléctrico subterráneo para la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí Campus Chone?

	F	%
SI	50	96
NO	2	4
TOTAL	52	100



Fuente: Estudiantes de decimo semestre y docentes de la escuela de Ingeniería eléctrica (45 estudiantes Decano y 6 docentes) de la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí Campus Chone.

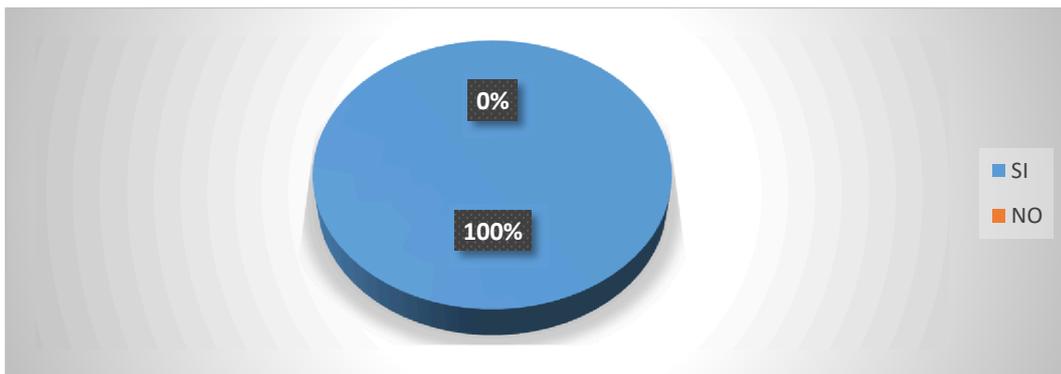
Responsable: Almeida Zambrano Arquímedes Manuel

Análisis: El 96% de los encuestados consideran necesario que la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí Campus Chone cuente con un estudio de un sistema eléctrico subterráneo para su funcionamiento, mientras que el 4 % lo considera adecuado el sistema actual.

PREGUNTA # 2

¿Cree Usted conveniente realizar un estudio de líneas y redes de la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí Campus Chone?

	F	%
SI	52	100
NO	0	0
TOTAL	52	100



Fuente: Estudiantes de decimo semestre y docentes de la escuela de Ingeniería eléctrica (45 estudiantes Decano y 6 docentes), de la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí Campus Chone.

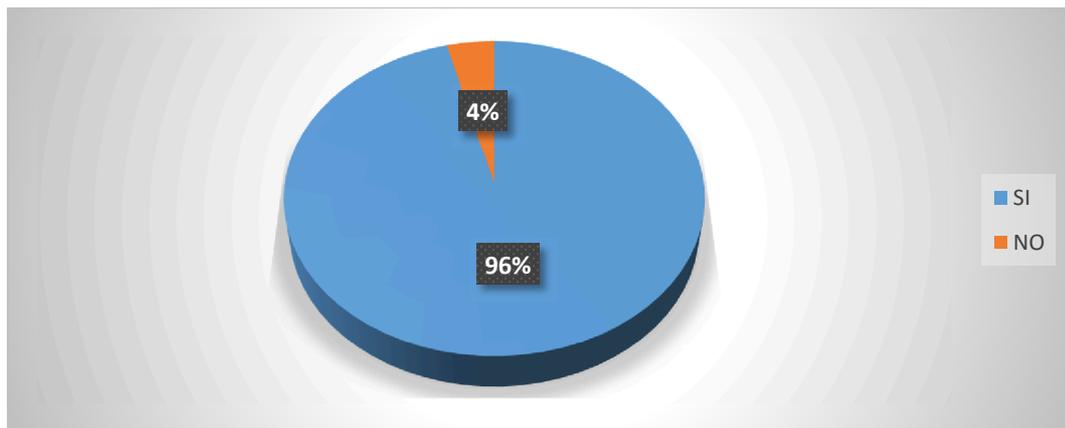
Responsable: Almeida Zambrano Arquímedes Manuel

ANALISIS: El 100% de los encuestados consideran necesario un análisis de las redes y líneas eléctricas de la universidad, tomando relevancia el tema propuesto.

PREGUNTA # 3

¿Desearía conocer el estado del sistema eléctrico de la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí Campus Chone.?

	F	%
SI	48	92
NO	4	8
TOTAL	52	100



Fuente: Estudiantes de decimo semestre y docentes de la escuela de Ingeniería eléctrica (45 estudiantes Decano y 6 docentes), de la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí Campus Chone.

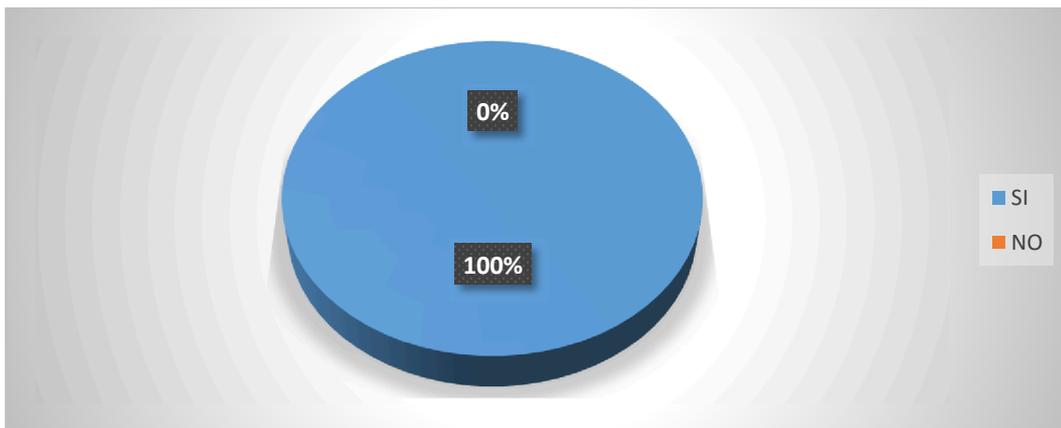
Responsable: Almeida Zambrano Arquímedes Manuel

Análisis: El 92 % de los encuestados consideran necesario conocer el estado actual del sistema eléctrico de la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí Campus Chone. El 8% responde negativamente por lo que cual haya sido su apreciación sobre el tema su importancia en la incidencia del mismo es mínima.

PREGUNTA # 4

¿Cómo parte de la escuela de Ingeniería Eléctrica ¿Cree usted que deben de contar con material didáctico de líneas y redes subterráneas?

	F	%
SI	52	100
NO	0	0
TOTAL	52	100



Fuente: Estudiantes de decimo semestre y docentes de la escuela de Ingeniería eléctrica (45 estudiantes Decano y 6 docentes), de la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí Campus Chone.

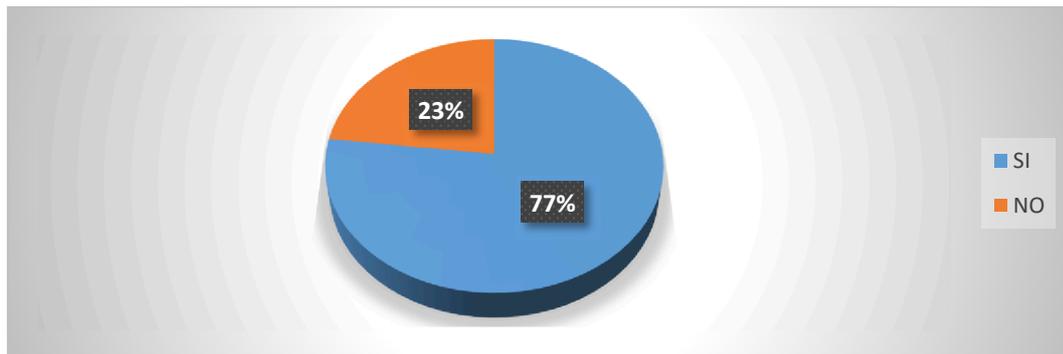
Responsable: Almeida Zambrano Arquímedes Manuel

Análisis: El 100% de los encuestados consideran que q la escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí Campus Chone debería contar con material didáctico sobre líneas y redes eléctricas subterráneas.

PREGUNTA # 5

¿Cree usted que el sistema eléctrico aéreo que posee la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí Campus Chone brinda las seguridades físicas – técnicas para su funcionamiento?

	F	%
SI	40	77
NO	12	23
TOTAL	52	100



Fuente: Estudiantes de decimo semestre y docentes de la escuela de Ingeniería eléctrica (45 estudiantes Decano y 6 docentes), de la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí Campus Chone.

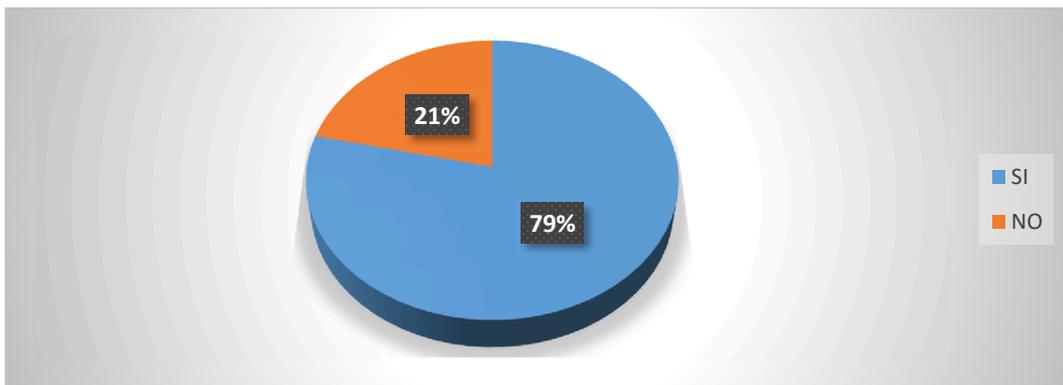
Responsable: Almeida Zambrano Arquímedes Manuel

Análisis: El 77% de los encuestados califica como inadecuada el sistema eléctrico aéreo de la Universidad y no ofrece garantías físicas técnicas, el 23% de los encuestados opina que sí, siendo de poca importancia; de aquí nuestro interés por el tema.

PREGUNTA # 6

¿Conoce usted sobre la homologación nacional de electrificación para líneas y redes subterráneas?

	F	%
SI	14	27
NO	38	73
TOTAL	52	100



Fuente: Estudiantes de decimo semestre y docentes de la escuela de Ingeniería eléctrica (45 estudiantes Decano y 6 docentes), de la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí Campus Chone.

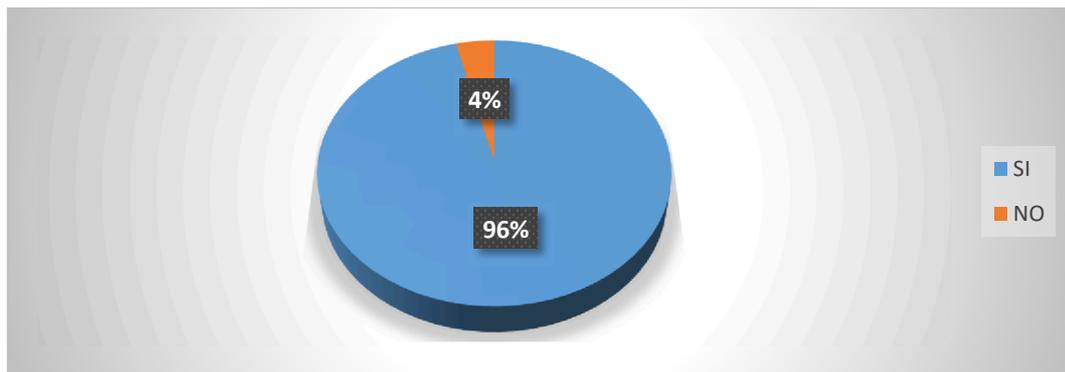
Responsable: Almeida Zambrano Arquímedes Manuel

Análisis: El 73% de los encuestados desconocen sobre la homologación nacional de electrificación, mientras que el 27 afirma conocerlo, lo cual toma relevancia el tema.

PREGUNTA # 7

¿Conoce usted el diseño de una cacetita de transformación eléctrica para transformadores Patmounted?

	F	%
SI	50	96
NO	2	4
TOTAL	52	100



Fuente: Estudiantes de decimo semestre y docentes de la escuela de Ingeniería eléctrica (45 estudiantes Decano y 6 docentes), de la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí Campus Chone.

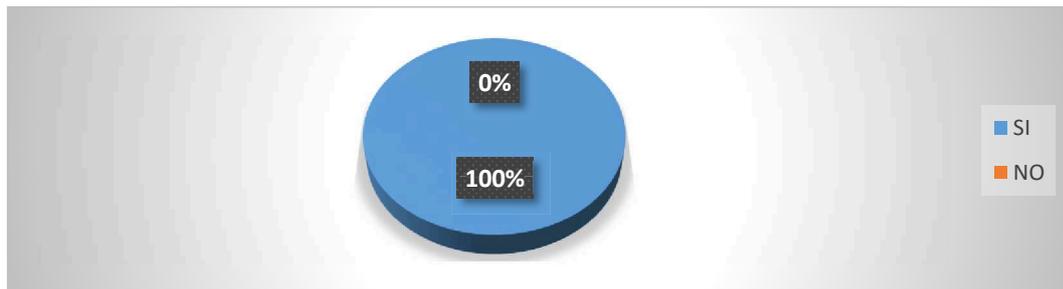
Responsable: Almeida Zambrano Arquímedes Manuel

Análisis: El 96% de los estudiantes encuestado desconocen totalmente el diseño de una estación transformadora patmounted, mientras q el 4% manifiesta conocer algo sobre el tema, lo que resulta despreciable; de allí la importancia de este tema.

PREGUNTA # 8

¿Considera usted. Positivo que los egresados de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí Campus Chone realicen análisis de esta naturaleza en la elaboración de sus proyecto de titulación?

	F	%
SI	52	100
NO	0	0
TOTAL	52	100



Fuente: Estudiantes de decimo semestre y docentes de la escuela de Ingeniería eléctrica (45 estudiantes Decano y 6 docentes), de la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí campus Chone.

Responsable: Almeida Zambrano Arquímedes Manuel

Análisis: El 100% de los encuestados manifiesta positivas la realización de este tipo de investigación.

9.2. RESULTADO DE LA ENTREVISTA REALIZADA AL DECANO

Luego de realizar la entrevista al Decano se puede evidenciar que la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí – Campus Chone no cuenta con líneas de distribución subterráneas, y no se ha realizado algún proyecto vinculado con los sistemas subterráneos que se basen en la seguridad eléctrica, es necesario crear dicho proyecto para ejecutar en lo posterior ya que es fundamental para el desarrollo de nuestra institución contar con un sistema de cableado subterráneo, mejorando el ornato de la institución; además nos ayudaría a evitar riesgos eléctricos y así garantizaríamos la seguridad eléctrica de los edificios y la seguridad de todo el personal de la ULEAM Campus Chone.

Con relación a los seminarios, capacitaciones o talleres para docentes de la carrera de Ingeniería Eléctrica, no se les ha realizado ninguno de estos eventos, pero se está pensando en la posibilidad de solicitar ciertos recursos para los seminarios o talleres a todo el personal de la Universidad, aunque los docentes siempre se están capacitando. Cabe mencionar que en la malla curricular de la carrera existen módulos sobre Líneas de Distribución Subterráneas y materias afines que permiten a los profesores y estudiantes desenvolverse eficaz y eficientemente en un mundo tan competitivo.

El Decano considera que todos los estudiantes, catedráticos de la carrera de Ingeniería Eléctrica y personal que labora en la universidad conocen sobre la Homologación Nacional para líneas y redes subterráneas dispuestas por la CNEL EP, indicó que con la pérdida de la energía se suelen dañar los equipos de oficina y que existe el personal calificado para atender cualquier emergencia que se presente con relación a la seguridad eléctrica; señaló también que tener un cableado aéreo no garantiza la seguridad eléctrica de la institución ya que, en cualquier momento se puede producir un cortocircuito lo que ocasionaría pérdida del fluido eléctrico, daño a los que laboramos en la Universidad y en muchos casos pérdida de la información.

9.3 ANÁLISIS DE LA FICHA DE OBSERVACIÓN

Una vez aplicada la ficha de observación, se deduce lo siguiente:

La imagen que presentan las líneas de distribución aéreas perjudica el ornato de la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí – Campus Chone.

Se puede observar que los postes donde están ubicadas las líneas de distribución están en un estado regular.

Se evidenció que el estado actual del sistema eléctrico no ofrece garantías necesarias y requeridas para la seguridad eléctrica.

Se constató que el vano de las líneas aéreas de distribución no está regulado como debe de ser.

Se puede comprobar que el sistemas de transformadores si satisfacen la necesidad de carga del consumo de energía de la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí – Campus Chone

10. COMPROBACIÓN DE LA HIPÓTESIS

La hipótesis que se planteó: El sistema de líneas de distribución subterráneas incidirá en la seguridad eléctrica de la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí Campus Chone. Una vez que la hipótesis ha sido formulada y evaluada se procederá a la comprobación.

Se puede manifestar que con los métodos de investigación y; a través de la observación, la hipótesis es positiva, ya que los datos estadísticos arrojados en la encuesta, sostienen que la hipótesis llevada a la práctica es correctamente aplicable, coherente y eficiente.

En la pregunta N°1 y N°2, los encuestados coinciden en manifestar que debe existir un sistema eléctrico óptimo para el desarrollo e sus actividades.

En la pregunta n°3 y n°4 los encuestados manifiestan que desearían conocer el estado actual del sistema eléctrico de la Universidad Laica Eloy Alfaro Campus Chone; además de contar con material didáctico en esta área, es aquí donde toma relevancia este proyecto.

En la pregunta N° 5 se manifiesta que el sistema eléctrico de la Universidad Laica Eloy Alfaro Campus Chone no presta las seguridades necesarias para el desarrollo de sus actividades, debido a constantes corte de suministro eléctrico; lo que hace imprescindible esta investigación.

En la pregunta N°6 y N°7, coinciden en afirman desconocer totalmente la homologación nacional de electrificación, los componentes y como funciona una caceta de transformación de energía eléctrica subterránea lo que hace necesaria esta investigación.

En la pregunta N° 8 se ve positivo el desarrollo de trabajos de este tipo debido al alto contenido técnico y científico, q lograra bienestar dentro de la comunidad de la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí Campus. Chone.

CAPÍTULO V

11. CONCLUSIONES

1.-Principalmente el factor que se tiene en contra y que más pesa a la hora de diseñar una sistema eléctrico subterráneo de distribución es el económico. Ante esto, se deben considerar las diferentes configuraciones, topologías y tecnologías y se obtendrán diferentes precios según: la fiabilidad, la seguridad y la capacidad de transporte.

2. Las principales ventajas de utilizar un sistema eléctrico subterráneo es su espacio reducido, su bajo impacto ambiental y visual ya que su establecimiento es compatible con el medio urbano sin romper el estilo arquitectónico o natural.

3. Los sistemas subterráneos de distribución eléctrica requieren un mantenimiento mínimo debido a su envolvente hermética brindando seguridad técnica y física.

4. Las tensiones eléctricas proporcionadas por los sistemas eléctricos subterráneos serán estables ya que la Universidad Laica Eloy Alfaro Campus cuenta con bancos de transformadores trifásicos a partir de tres transformadores monofásicos.

5. Se evitara problemas de desperfectos producidos por descargas atmosféricas, ya que estas son producidas a través de lugares de mayor altura.

6.- Estos sistemas aportaran al ornato y seguridad de los predios de la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí Campus Chone.

12. RECOMENDACIONES

1. La Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí Campus Chone determinará la forma y el momento para hacer el mantenimiento, pero debe considerarse que en condiciones normales para los sistemas eléctricos subterráneos; solo debe procederse a "verificaciones de rutina".
2. Resulta importante destacar que los sistemas subterráneos requieren mínimo mantenimiento y que ésta es una de las ventajas que presentan frente a los sistemas aéreos. Por lo tanto se recomienda que las prácticas de mantenimiento que se aplican a los sistemas subterráneos no son de aplicación en los sistemas aéreos.
3. Los órganos de maniobra -interruptores, seccionadores, puntas terminales exteriores e interiores deben recibir un mantenimiento similar al de los equipos convencionales aéreos.
4. Las cámaras de transformaciones están diseñadas para ser instaladas en interior, dentro de edificios, o a la intemperie. En este caso pueden ser instaladas bajo cualquier condición ambiental: Polución industrial, Proximidad del mar, Clima extremo, Temperatura máxima, Zona sísmica, Altitud elevada.
5. Los ensayos a realizar sobre los interruptores, seccionadores, transformadores de medición, descargadores de sobretensiones, terminales de los sistemas subterráneos, no difieren mayormente de los que se realizan para estos equipos cuando se utilizan para sistemas aéreos.

13. BIBLIOGRAFÍA

- ECUATRANS (Ambato) Manual de Transformadores.2010
- ENCICLOPEDIA CEAC DE ELECTRICIDAD. Transformadores y maquinas eléctricas, segunda edición. Barcelona España 2005.
- ENCICLOPEDIA LEXUS. Eficiencia de la energía eléctrica. Edición 2012
- ENCICLOPEDIA CEAC DE ELECTRICIDAD. Sistemas de potencia, segunda edición. Barcelona España 2005.
- MANUAL DE INGENIERIA ELECTRICA – DECIMA TERCERA EDICION 2001, Donald G. Fink / H. Wayne Beaty
- MANUAL DE TRANSFORMADORES – INATRA (GUAYAQUIL)
- Galarza, M. (2012) Proyecto de Instalaciones Subterráneas de Media Tensión * Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación (FIEC) Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL) Apartado 09-01-5863. Guayaquil, Ecuador.
- García, T. (2010) Instalaciones Eléctricas de Media Tensión, Magallanes, Parninfo.
- Donald G. Fink/H. Wayne Beaty, Tomo I, tomo II, Tomo III, Tomo IV, México, Mc Graw-Hill,
- Díaz, P. (2001) Soluciones Prácticas para la puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos de Distribución, México, Mc Graw Hill.
- Normas de acometidas, cuartos de transformadores y sistemas de medición para el suministro de electricidad (NATSIM), Empresa Eléctrica del Ecuador.
- Viteri, R. (1973) Estudio de redes subterráneas de distribución Tesis No.166.
- Banderas, M. (1989) Proyecto de normas de seguridad. Tesis No.174.
- Heinhold, L (1973) Cables y conductores para transporte de energía. Editorial Dossat, Madrid.
- Ramírez, V. (1974) Instalaciones Eléctricas Generales Ediciones CEAC.

ANEXOS

ANEXO 1



UNIVERSIDAD LAICA ELOY ALFARO DE MANABÍ – CAMPUS CHONE

Encuesta dirigida a: Docentes de especialidad y Estudiantes de 10mo semestre de la escuela de Ingeniería Eléctrica, de la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí Campus Chone.

OBJETIVO: Proponer un sistema de líneas de distribución subterráneas para la seguridad eléctrica de la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí Campus Chone.

INSTRUCCIONES: Mucho agradeceré se sirva responder con sinceridad marcando una x dentro del paréntesis de la alternativa de su elección.

1.- DATOS INFORMATIVOS

- 1.1. Lugar y fecha: Chone, de 2015
- 1.2. Ubicación: Rural () Urbana () Urbana marginal ()
- 1.3. Parroquia: Chone
- 1.4. Responsable: Almeida Zambrano Arquímedes Manuel

2.- CUESTIONARIO

2.1. ¿Cree usted necesario el diseño de un sistema eléctrico subterráneo para la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí Campus Chone?

SI () NO ()

2.2. ¿Cree Usted conveniente realizar un estudio de líneas y redes de la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí Campus Chone?

SI () NO ()

2.3. ¿Desearía conocer el estado del sistema eléctrico de la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí Campus Chone.?

SI () NO ()

2.4. Como parte de la escuela de Ingeniería Eléctrica ¿Cree usted que deben de contar con material didáctico de líneas y redes subterráneas?

SI () NO ()

2.5. ¿Cree usted que el sistema eléctrico aéreo que posee la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí Campus Chone brinda las seguridades físicas – técnicas para su funcionamiento?

SI () NO ()

2.6. ¿Conoce usted sobre la homologación nacional de electrificación para líneas y redes subterráneas?

SI () NO ()

2.7. ¿Conoce usted el diseño de una caceta de transformación eléctrica para transformadores Patmounted?

SI () NO ()

2.8. ¿Considera usted positivo que los egresados de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí Campus Chone realicen análisis de esta naturaleza en la elaboración de sus proyectos de titulación?

SI () NO ()

Gracias por su colaboración

ANEXO 2



UNIVERSIDAD LAICA ELOY ALFARO DE MANABÍ – CAMPUS CHONE CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

ENTREVISTA: Autoridad de la ULEAM (Decano)

OBJETIVO: Proponer un sistema de líneas de distribución subterráneas para la seguridad eléctrica de la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí Campus Chone.

CUESTIONARIO:

1. ¿La ULEAM Campus Chone cuenta con líneas de distribución subterráneas?

2. ¿Existe algún proyecto en la institución vinculado con las líneas de distribución subterráneas basados en la seguridad eléctrica?

3. ¿Cree Ud. factible que se realice un proyecto de líneas de distribución subterráneas para garantizar la seguridad eléctrica de la ULEAM Campus Chone?

4. ¿Está de acuerdo con que se construya un sistema de cableado eléctrico subterráneo en la ULEAM Campus Chone?

5. ¿A los docentes de la carrera de Ingeniería Eléctrica de la ULEAM Campus Chone se les ha dictado o se les ha dado capacitaciones o talleres sobre la construcción de líneas de distribución subterráneas?

6. ¿Cree Ud. que contar con un cableado aéreo garantiza la seguridad eléctrica de la ULEAM Campus Chone? no

7. ¿Tiene algún conocimiento sobre la Homologación Nacional para líneas y redes subterráneas dispuesta por la CNEL.EP?

8. ¿Cuáles cree Ud. que serían los beneficios al ser construido un sistema de cableado eléctrico subterráneo en la ULEAM Campus Chone?

9. ¿Tiene Ud. conocimiento si en la malla curricular de la Escuela de Ingeniería Eléctrica existe alguna materia relacionada con la seguridad eléctrica?

10. ¿Dentro de la ULEAM Campus Chone existe personal calificado que maneje los sistemas eléctricos y estén capacitados en seguridad eléctrica?

ANEXO 3



UNIVERSIDAD LAICA “ELOY ALFARO” DE MANABÍ – CAMPUS CHONE CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

FICHA DE OBSERVACIÓN

OBJETIVO: Comprobar el estado de las líneas de distribución aéreas de la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí Campus Chone.

INSTRUCCIONES:

La siguiente es una ficha de observación, ha sido realizada en el marco del desarrollo de la tesis denominada “Líneas de distribución subterráneas para la seguridad eléctrica de la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí”; el autor es Arquímedes Manuel Almeida Zambrano, estudiantes de la ULEAM Campus Chone, quien observarán directamente el fenómeno estudiado.

Ficha de observación aplicada al estado de las líneas de distribución aéreas

INDICADORES OBSERVABLES	1	2	3	4	5
La imagen que presentan las líneas de distribución aéreas está acorde al ornato de la ULEAM Chone.					
Los postes donde están ubicadas las líneas de distribución en qué estado se encuentran.					
El estado actual del sistema eléctrico es de seguridad.					
El vano de las líneas aéreas de distribución está regulado.					
Los sistemas de transformación satisfacen la necesidad de carga del consumo de energía.					

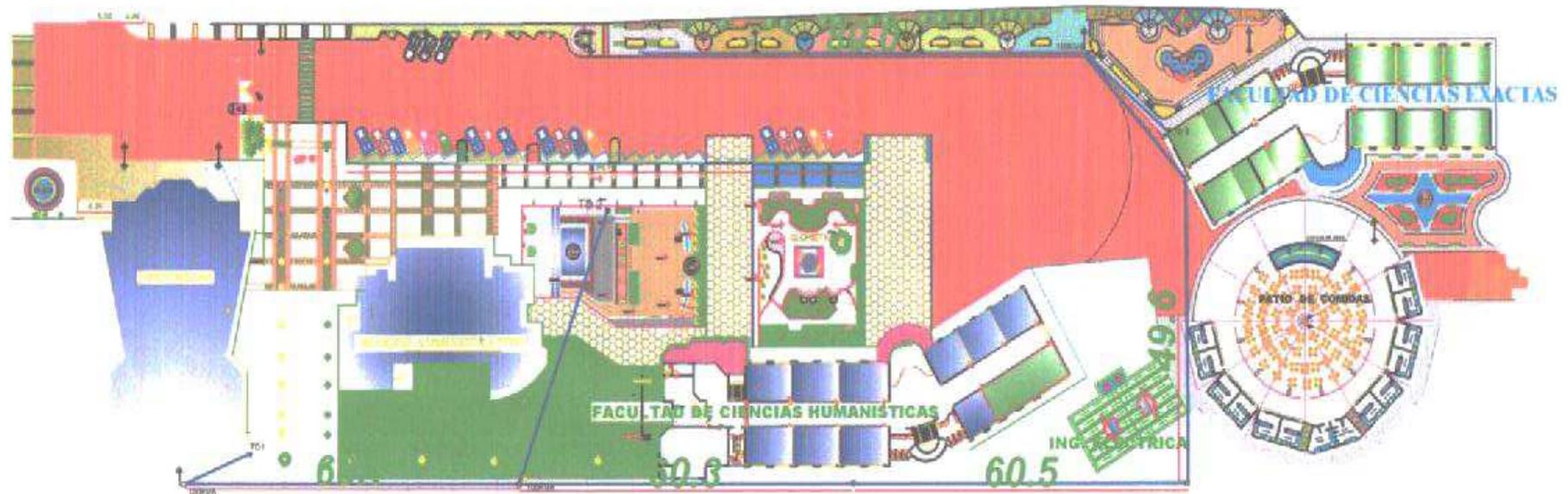
SIMBOLOGÍA

Excelente = 5
Muy Bueno = 4
Bueno = 3
Regular = 2
Malo = 1

Investigador: Almeida Zambrano Arquímedes Manuel.

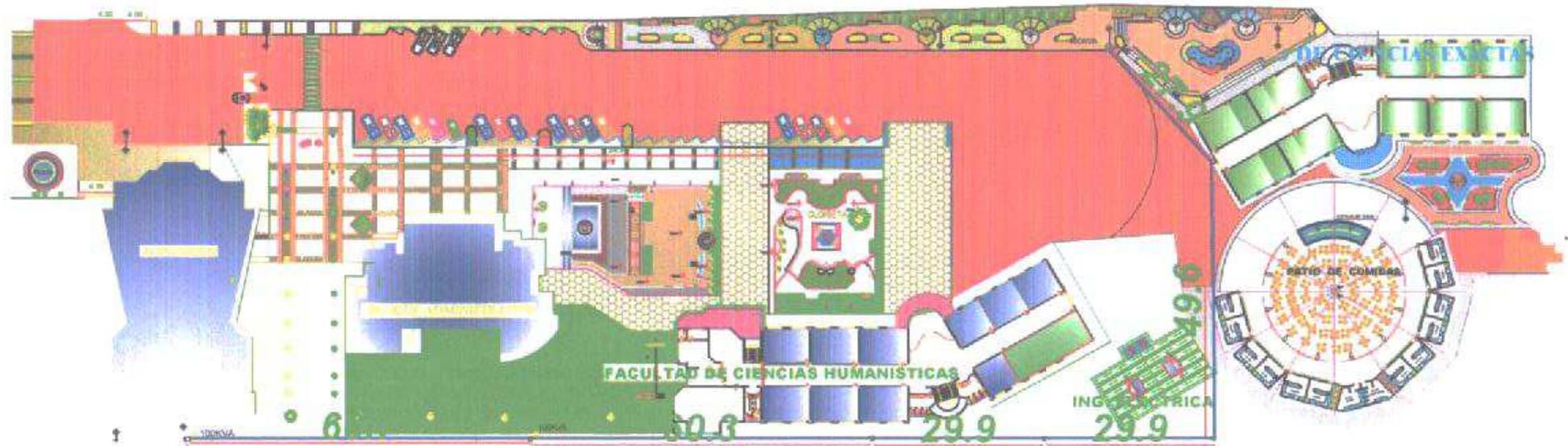
Fecha:

ANEXO 4: SISTEMA DE DISTRIBUCION



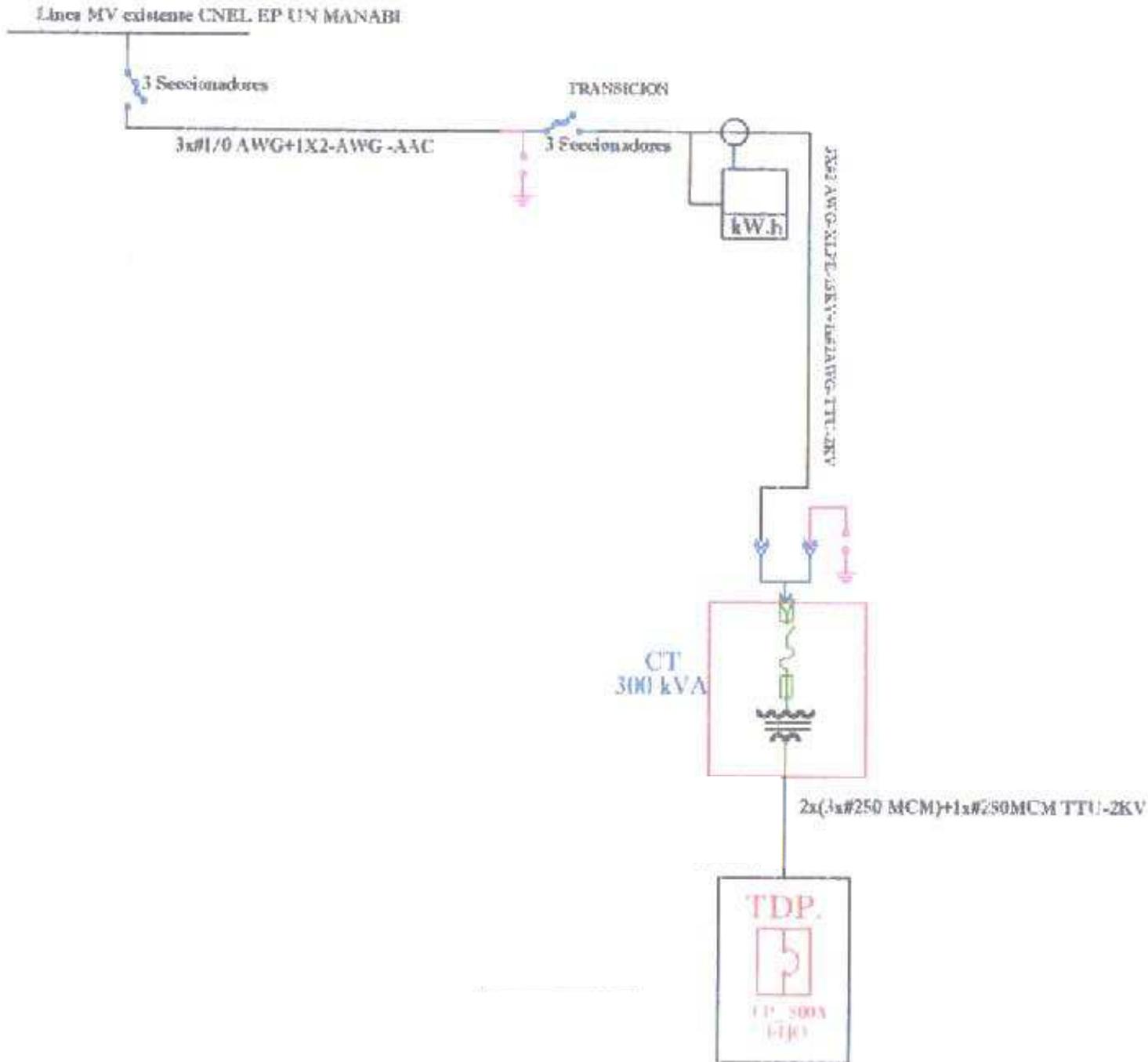
*COLEGIO NACIONAL
DE SEÑORITAS UNE*

ANEXO 5 : SISTEMA DE MEDIA TENSION



**COLEGIO NACIONAL
DE SEÑORITAS UNE**

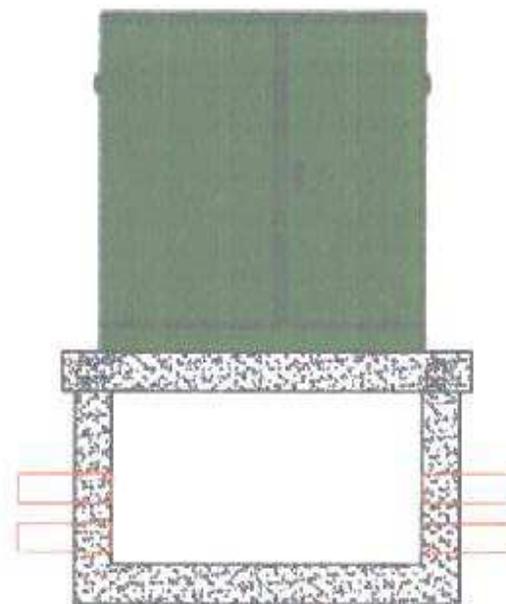
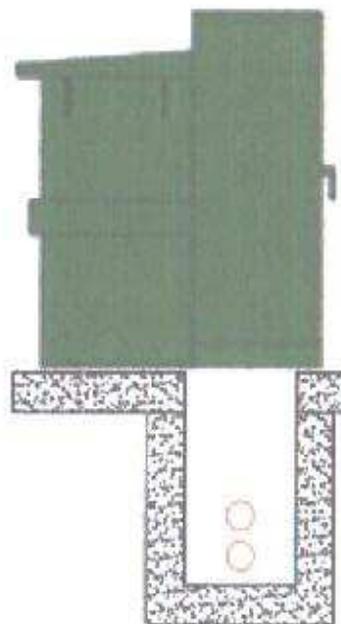
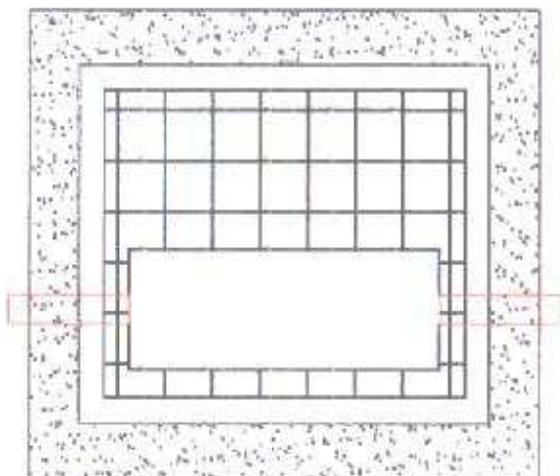
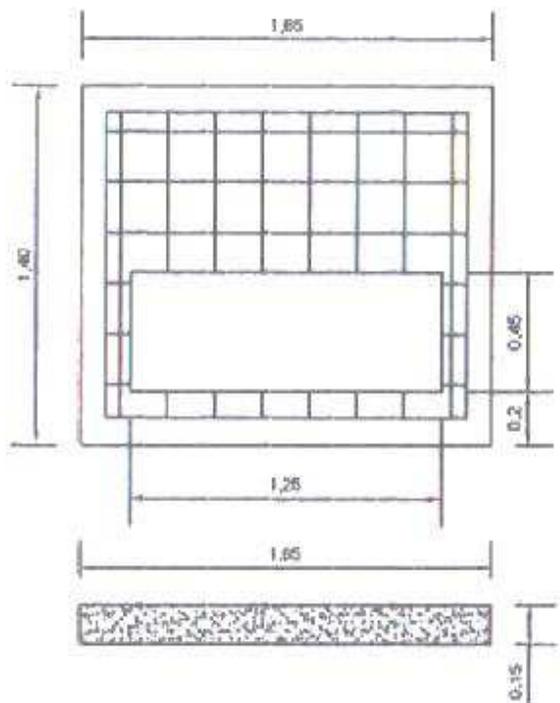
ANEXO 6: DIAGRAMA UNIFILAR



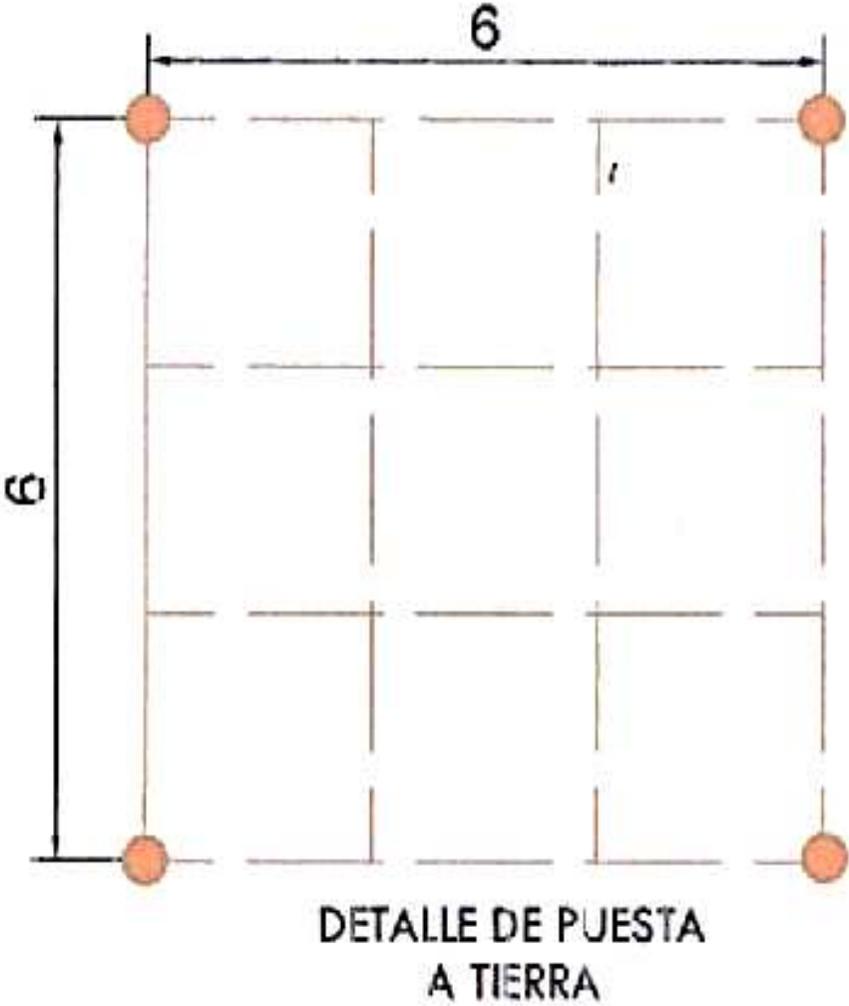
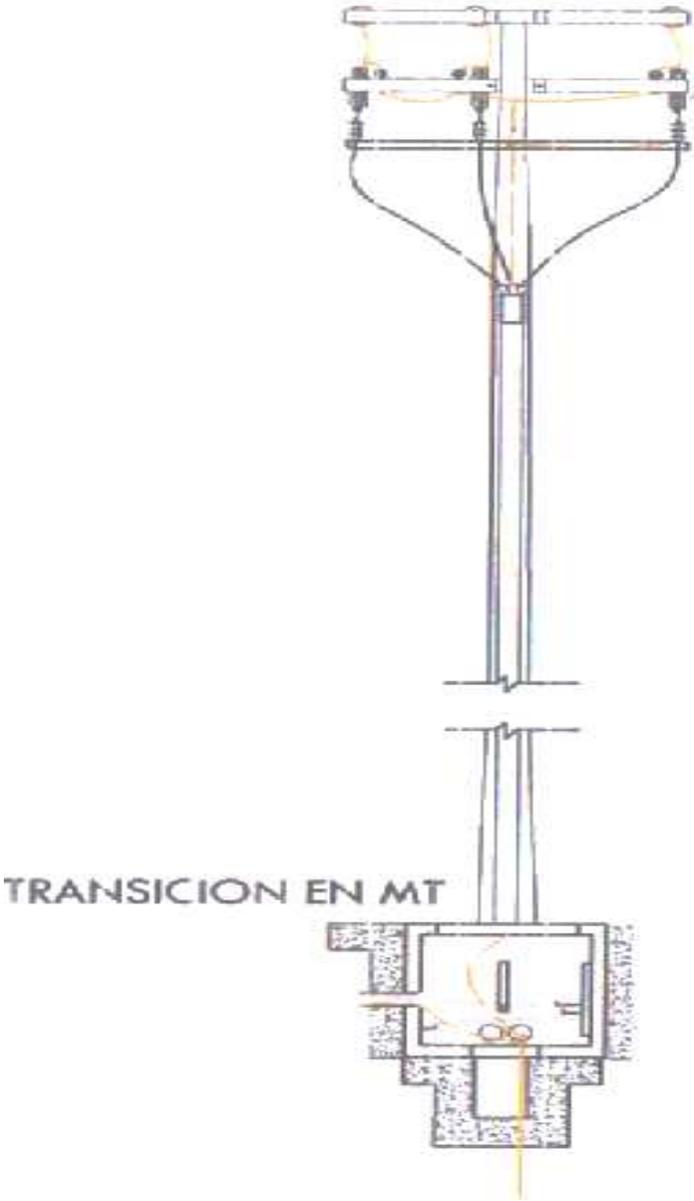
SIMBOLOGÍA

	Seccionador porta-fusible 15 kV - 100 A
	Pararrayos 10 KV para red aérea
	Pararrayos tipo coque 10 KV Elson arcotes
	Bocquilla insecto doble - Fecel Tusa Bushing insert
	Contador fuso coque 15 KV - 200 A Elson Cocorrieto
	Bushing well
	Posta terminal exterior 15 KV
	Transformador Pad Mounted 3F - Tipo I 13:00/380-220 V Switch ON-OFF 300kVA Fusible tipo Bar-co Fusible Limbitor Breaker BV
	Medición indirecta en MV

ANEXO 7: TRANSFORMADORES



ANEXO 8: TRANSICIÓN EN MEDIA TENSIÓN Y PUESTA A TIERRA



ANEXO 9: OBSERVANDO LAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN AÉREAS



ANEXO 10: REALIZANDO LA ENCUESTA A ESTUDIANTES DE DÉCIMO SEMESTRE DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



ANEXO 11: REALIZANDO EL DISEÑO DE LOS PLANOS PARA LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEAS



ANEXO 12: TRABAJANDO EN EL DISEÑO DE LOS PLANOS

