



ÍNDICE

CAPITULO I	
INTRODUCCIÓN	17
CAPITULO II	
GENERALIDADES DE REDES SECUNDARIAS	40
CAPITULO III	
TRAZADO Y DIMENSIONAMIENTO DE REDES SECUNDARIAS	70
CAPITULO IV	
CAPACIDAD Y UBICACIÓN DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIONES.....	98
CAPITULO V	
ESTRUCTURAS	112
CAPITULO VI	
CARACTERÍSTICAS DE EQUIPOS Y MATERIALES	119
CAPITULO VII	
NORMATIVAS.....	137
CAPITULO VIII	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	243
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	249
ANEXOS	252

RESUMEN

El desarrollo del presente trabajo, trata sobre la obtención de una normativa para el diseño y parte de la construcción en redes secundarias de distribución de energía eléctrica, aplicado al área de concesión de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., en virtud de que los Ingenieros Eléctricos, dispongan de una guía que incluya las metodologías, procesos y recomendaciones para las fases de inicio, dimensionamiento y presentación del proyecto, con el objetivo de ordenar y orientar en la ejecución del diseño y para el cumplimiento de niveles de calidad y características técnicas.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

UNIVERSIDAD DE CUENCA



FACULTAD DE INGENIERÍA

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**“NORMAS TÉCNICAS PARA DISEÑO Y EXPANSIÓN DE LAS REDES
SECUNDARIAS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA
ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.”**

*Tesis previa a la obtención del
Título de Ingeniero Eléctrico*

Autores:

Edwin Fernando Domínguez Quilli.

Manolo Alejandro Molina Cobos.

Director:

Ing. Pedro León Córdova.

Tutores:

Ing. Patricio Quituisaca.

Ing. Eduardo Sempértegui.

Cuenca – Ecuador

2011



CERTIFICACIÓN

Certifico que la presente tesis fue realizada y es responsabilidad de los Señores:

Edwin Fernando Domínguez Quilli

Manolo Alejandro Molina Cobos

Ing. Pedro León C.

DIRECTOR DE TESIS



AGRADECIMIENTO:

A nuestro Dios, por brindarnos a nuestros seres queridos, salud, y sabiduría, para permitirnos culminar exitosamente una etapa de nuestras vidas.

Nuestros sinceros agradecimientos al director de tesis Ing. Pedro León C. y tutores Ing. Patricio Quituisaca e Ing. Eduardo Sempértegui, por el apoyo incondicional y disponibilidad para la elaboración del presente trabajo de tesis.

Al personal de la CENTROSUR, directivos y docentes de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Cuenca, por permitirnos formarnos profesionalmente.

A nuestros amigos y compañeros de clase, por acceder a trabajar mutuamente por una meta en común, cual mejor recompensa es la sincera amistad.

Autores



DEDICATORIA

Este trabajo de tesis es dedicado de manera muy especial a mis queridos abuelitos Luis quien desde el cielo nos bendice y Leonor, por el gran amor, ejemplo y el constante apoyo que me supieron brindar.

A mis seres queridos y amigos, por los sabios consejos, buenos deseos y confianza que me han sabido dar en la vida.

Los quiero mucho.

Edwin Fernando Domínguez Quilli



DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado a mi Dios pues con él todo sin él nada. A mi querida madre Esther Cobos, por el apoyo incondicional que me han sabido dar en la vida, para mi bienestar personal.

Manolo Alejandro Molina Cobos



TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN 15

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES..... 17

1.2 OBJETIVOS 18

1.2.1 Objetivos específicos: 18

1.2.2 Objetivos generales:..... 18

1.3 NORMAS PARA EL DISEÑO DE REDES SECUNDARIAS 18

1.3.1 Empresa Eléctrica Quito S.A. 19

1.3.2 INECEL-UNEPER 22

1.3.3 Empresas Eléctricas de Colombia 23

1.3.4 Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A..... 25

1.3.5 Conclusiones..... 26

CAPITULO II

GENERALIDADES DE REDES SECUNDARIAS

2.1 INTRODUCCIÓN..... 40

2.2 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS 40

2.2.1 Empresa Eléctrica Quito S.A. 41

2.2.2 INECEL- UNEPER 41

2.2.3 Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. 42

2.2.4 Empresas Eléctricas de Colombia 44

2.2.5 Conclusión..... 46

2.3 TENSIONES DE SUMINISTRO 50

2.3.1 Empresa Eléctrica Quito S.A. 50

2.3.2 INECEL-UNEPER 50

2.3.3 Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. 51

2.3.4 Empresas Eléctricas de Colombia 51

2.3.5 Conclusión..... 51

2.4 CONFIGURACIONES DE REDES SECUNDARIAS 51



2.4.1	Empresa Eléctrica Quito S.A.	52
2.4.2	INECEL-UNEPER	52
2.4.3	Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.	52
2.4.4	Empresas Eléctricas de Colombia	52
2.4.5	Conclusión.....	53
2.5	LONGITUD DE REDES.....	53
2.5.1	Empresa Eléctrica Quito S.A.	53
2.5.2	INECEL-UNEPER	53
2.5.3	Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.	53
2.5.4	Empresas Eléctricas de Colombia	54
2.5.5	Conclusión.....	54
2.6	SIMBOLOGIA	54
2.6.1	Empresa Eléctrica Quito S.A.	54
2.6.2	Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.	55
2.6.3	Empresas Eléctricas de Colombia	55
2.6.4	Conclusión.....	55
2.7	NIVELES DE CALIDAD	55
2.7.1	Empresa Eléctrica Quito S.A.	57
2.7.2	INECEL – UNEPER – CONELEC	57
2.7.3	Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.	58
2.7.4	Empresas Eléctricas de Colombia	59
2.7.5	Conclusión.....	59
2.8	REDES SECUNDARIAS EN EL PLANO MEDIO AMBIENTAL	69

CAPITULO III

TRAZADO Y DIMENSIONAMIENTO DE REDES SECUNDARIAS

3.1	INFORMACIÓN BÁSICA PARA EL DISEÑO	70
3.1.1	Empresa Eléctrica Quito S.A.	70
3.1.2	INECEL-UNEPER	71
3.1.3	Empresas Eléctricas de Colombia	71
3.1.4	Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.	73
3.2	CRITERIOS GENERALES PARA EL TRAZADO	74
3.2.1	Empresa Eléctrica Quito S.A.	74



3.2.2	INECEL-UNEPER	75
3.2.3	Empresas Eléctricas de Colombia	76
3.2.4	Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.	79
3.3	TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN Y SU LOCALIZACIÓN.....	80
3.3.1	Empresa Eléctrica Quito S.A.	80
3.3.2	INECEL-UNEPER	81
3.3.3	Empresas Eléctricas de Colombia	82
3.3.4	Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.	83
3.3.5	Conclusiones transformador de distribución y localización.....	86
3.4	CONDUCTORES Y SELECCIÓN PRELIMINAR.....	87
3.4.1	Empresa Eléctrica Quito S.A.	87
3.4.2	INECEL-UNEPER.....	87
3.4.3	Empresas Eléctricas de Colombia	88
3.4.4	Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.	89
3.4.5	Conclusiones conductor y selección preliminar	90
3.5	CAÍDAS DE TENSIÓN ADMISIBLE	91
3.5.1	Empresa Eléctrica Quito S.A.	91
3.5.2	INECEL-UNEPER.....	91
3.5.3	Empresas Eléctricas de Colombia	91
3.5.4	Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.	91
3.6	CÁLCULO DE CAÍDA DE TENSIÓN.....	92
3.6.1	Empresa Eléctrica Quito S.A.	92
3.6.2	INECEL-UNEPER.....	92
3.6.3	Empresas Eléctricas de Colombia	93
3.6.4	Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.	94
3.6.5	Conclusiones cálculo caída tensión.....	94
3.7	CONEXIONES A TIERRA	95
3.7.1	Empresa Eléctrica Quito S.A.	95
3.7.2	Empresas Eléctricas de Colombia	95
3.7.3	Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.	97



CAPITULO IV

CAPACIDAD Y UBICACIÓN DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIONES

4.1	PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE	98
4.1.1	Empresa Eléctrica Quito S.A.	98
4.1.2	INECEL-UNEPER.....	100
4.1.3	Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.	100
4.1.4	Empresas Eléctricas de Colombia	102
4.1.5	Conclusión.....	103
4.2	PROTECCIÓN DE SOBRETENSIÓN	104
4.2.1	Empresa Eléctrica Quito S.A.	104
4.2.2	INECEL-UNEPER.....	105
4.2.3	Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.	105
4.2.4	Empresas Eléctricas de Colombia	105
4.2.5	Conclusión.....	106
4.3	CRITERIOS GENERALES PARA LA SELECCIÓN Y UBICACIÓN DE PROTECCIONES	106
4.3.1	Empresa Eléctrica Quito S.A.	106
4.3.2	INECEL-UNEPER.....	107
4.3.3	Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.	107
4.3.4	Empresas Eléctricas de Colombia	108
4.3.5	Conclusión.....	108
4.4	PROTECCIONES INTERIORES DE TRANSFORMADORES	109
4.4.1	Empresa Eléctrica Quito S.A.	109
4.4.2	INECEL-UNEPER.....	110
4.4.3	Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.	110
4.4.4	Empresas Eléctricas de Colombia	110
4.4.5	Conclusión.....	110

CAPITULO V

ESTRUCTURAS

5.1	GENERALIDADES	112
5.2	ELEMENTOS	112
5.3	TIPOS.....	114



5.4	CRITERIOS DE SELECCIÓN	115
5.4.1	Estructuras de baja tensión	116
5.4.2	Estructuras de transformadores distribución	116
5.4.3	Estructuras de puesta a tierra.....	116
5.4.4	Estructuras de retención y anclaje.....	117
5.5	Distancias de separación.....	117
5.6	SELECCIÓN DE POSTES, TENSORES Y ANCLAJES	117
5.6.1	Postes.....	117
5.6.2	Tensores.....	118

CAPITULO VI

CARACTERÍSTICAS DE EQUIPOS Y MATERIALES

6.1	TRANSFORMADORES.....	119
6.1.1	Polaridad	119
6.1.2	Conexiones.....	119
6.1.3	Especificaciones	121
6.1.4	Equipos y Materiales	121
6.1.5	Manipulación, montaje e instalación de transformadores de distribución	122
6.2	CONDUCTORES.....	123
6.2.1	Conductores desnudos.....	123
6.2.2	Conductores con cable preensamblado	124
6.2.3	Tendido, tensado y regulación de conductores	125
6.3	EQUIPOS DE PROTECCIÓN	126
6.3.1	Especificaciones.....	126
6.3.2	Equipos y materiales	127
6.4	ESTRUCTURAS Y AISLADORES	128
6.4.1	Estructuras para el montaje en transformadores	129
6.4.2	Estructuras en baja tensión	129
6.4.3	Estructuras en tensores y anclajes	129
6.4.4	Estructuras de puesta a tierra.....	131
6.4.5	Aisladores.....	132
6.5	HERRAJERIA.....	132
6.5.1	Abrazaderas	133



6.5.2	Bastidores.....	133
6.5.3	Conectores, Grapas y Estribos.....	133
6.5.4	Crucetas	133
6.5.5	Pernos y Soportes	133
6.6	POSTES	134
6.6.1	Desbroce y Excavación de los Huecos.....	134
6.6.2	Parada y aplomado de postes y estructuras.....	135
6.6.3	Parada de estructuras	135
6.7	MATERIAL PARA LA CONEXIÓN A TIERRA	136
6.8	MISCELÁNEOS.....	136

CAPITULO VII

NORMATIVAS

7.1	NORMATIVA PARA EL ESTUDIO, LA EJECUCIÓN, RECEPCIÓN, REVISIÓN Y APROBACIÓN DE DISEÑOS	137
7.1.1	INTRODUCCIÓN.....	137
7.1.2	OBJETIVOS Y ALCANCE	137
7.1.3	CLASES DE PROYECTOS	137
7.1.4	PROCESO GENERAL PARA LA ELABORACIÓN DE DISEÑOS ELÉCTRICOS.....	138
7.1.5	METODOLOGIA GENERAL PARA LA EJECUCIÓN DE DISEÑOS	142
7.1.6	PROCESOS DE RECEPCIÓN, REVISIÓN Y APROBACIÓN DE DISEÑOS	145
7.1.7	PRESENTACIÓN DEL DISEÑO.....	146
7.2	NORMATIVA GENERALIDADES DE REDES SECUNDARIAS.....	157
7.2.1	INTRODUCCIÓN.....	157
7.2.2	OBJETIVOS Y ALCANCE	157
7.2.3	DEFINICIÓN DE TÉRMINOS	157
7.2.4	TIPOS Y TOPOLOGIAS DE REDES SECUNDARIAS	162
7.2.5	LONGITUD DE REDES.....	166
7.2.6	SIMBOLOGIA	166
7.2.7	NIVELES DE CALIDAD Y DEMANDAS MÁXIMAS UNITARIAS PROYECTADAS	167
7.2.8	DISTANCIAS DE SEGURIDAD	169



7.2.9	REDES SECUNDARIAS EN EL PLANO MEDIO AMBIENTAL	175
7.3	NORMATIVA PARA EL TRAZADO Y DIMENSIONAMIENTO DE REDES SECUNDARIAS.....	177
7.3.2	OBJETIVOS Y ALCANCE	177
7.3.3	DEMANDA DE DISEÑO	177
7.3.4	TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	184
7.3.5	CONDUCTORES.....	186
7.3.6	TRAZADO DE REDES.....	190
7.3.7	CÓMPUTOS	194
7.4	CAPACIDAD Y UBICACIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIONES.....	200
7.4.1	INTRODUCCIÓN.....	200
7.4.2	OBJETIVOS Y ALCANCE	200
7.4.3	PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE	200
7.4.4	PROTECCIÓN DE SOBRETENSIÓN	203
7.4.5	CRITERIOS GENERALES PARA LA SELECCIÓN Y UBICACIÓN DE LAS PROTECCIONES.....	204
7.4.6	PROTECCIONES INTERIORES EN LOS TRANSFORMADORES	205
7.4.7	ESQUEMA DEL SISTEMA DE PROTECCIONES Y SECCIONAMIENTO EN REDES SECUNDARIAS	206
7.5	NORMATIVA ESTRUCTURAS DISTRIBUCION.....	209
7.5.1	INTRODUCCIÓN.....	209
7.5.2	OBJETIVOS Y ALCANCE.	209
7.5.3	TIPOS DE ESTRUCTURAS.....	209
7.5.4	CODIFICACION.	210
7.5.5	ESTRUCTURAS TIPO.	212
7.5.6	CRITERIOS DE SELECCIÓN.	217
7.5.7	PRESENTACION DE RESUMEN DE ACCESORIOS Y ESTRUCTURAS... ..	220
7.6	NORMATIVA CARACTERÍSTICAS DE EQUIPOS Y MATERIALES.....	226
7.6.1	INTRODUCCIÓN.....	226
7.6.2	OBJETIVOS Y ALCANCE	226
7.6.3	TRANSFORMADORES.....	226
7.6.4	CONDUCTORES.....	231
7.6.5	EQUIPOS DE PROTECCIÓN	233
7.6.6	ESTRUCTURAS Y AISLADORES	235



7.6.7 HERRAJERIA.....	239
7.6.8 POSTES.....	239
7.6.9 MATERIAL PARA LA CONEXIÓN A TIERRA.....	241
7.6.10 MISCELÁNEOS.....	242

CAPITULO VIII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1 Conclusiones.....	243
8.2 Recomendaciones.....	248

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	249
---	-----

ANEXOS	252
---------------------	-----



RESUMEN

El desarrollo del presente trabajo, trata sobre la obtención de una normativa para el diseño y parte de la construcción en redes secundarias, aplicado al área de concesión de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., en virtud de que los Ingenieros Eléctricos, dispongan de una guía que incluya las metodologías, procesos y recomendaciones para las fases de inicio, dimensionamiento y presentación del proyecto, con el objetivo de ordenar y orientar en la ejecución del diseño y para el cumplimiento de niveles de calidad y características técnicas.

En el capítulo 1, se analiza la metodología para el diseño, ejecución y recepción, de proyectos eléctricos de distribución. Esta involucra la secuencia de recolección de información, trazado, localización de estructuras, dimensionamiento de los componentes de red y requerimientos para la presentación del proyecto. Mediante el análisis de las normativas de cada una de las empresas y encuestas realizadas a ingenieros en libre ejercicio estableceremos las metodologías para estos procesos.

El capítulo 2, se enfoca a un análisis de las generalidades de las redes secundarias y características técnicas consideradas en el diseño de la red.

Se realiza un estudio de las demandas máximas unitarias en el área urbana y rural, pérdidas, de potencia y energía, así como de las longitudes en acometidas, para evaluar al sistema, comparar y determinar o recomendar valores adecuados para un óptimo funcionamiento del sistema. Los análisis del presente capítulo se describen en el anexo pertinente.

En el capítulo 3, se examina la información básica requerida para realizar el trazado y el dimensionamiento de los componentes de la red. Se toma criterios establecidos por las empresas distribuidoras y se considera opiniones y recomendaciones de ingenieros en libre ejercicio.

Además se realiza un estudio para la selección preliminar de conductores, cargabilidad de los transformadores con el fin de recomendar factores



adecuados de sobrecarga y se establece los a pasos a seguir para el cálculo de caída de tensión y porcentaje de pérdidas.

En el capítulo 4, mediante comparación de las protecciones de sobrecorriente y sobretensión en cada una de las empresas, se observaran sus criterios, dispositivos de protección en cada uno de los puntos de la red secundaria, la cual permita dar a conocer valores, rangos de los elementos utilizados en la protección y seccionamiento.

En el capítulo 5 se describe la nueva codificación de estructuras y los diferentes tipos de acuerdo al documento de homologación emitido por el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables

Se analizan las diferentes estructuras a nivel de la red secundaria y se procede a dar recomendaciones para su utilización.

En el capítulo 6 se describe las especificaciones técnicas, equipos y materiales dados por la homologación del Ministerio de Electricidad y Energías Renovables. También se da criterios básicos de construcción en cuanto al montaje, instalación de transformadores, tendido y tensado de los conductores, desbroce y excavación de huecos, finalmente izado de postes y vestido de estructuras.

En el capítulo 7 se encuentra la normativa que es un compendio de todos los capítulos anteriormente analizados, en el cual constan, de un procedimiento general para la elaboración, revisión, recepción y aprobación de diseños eléctricos; definición de términos, símbolos, topologías, tipos de redes utilizadas y se recomienda valores para el diseño de redes de baja tensión y transformadores de distribución; cálculo y diseño para el trazado, dimensionamiento, configuración y localización de los elementos que componen la red; seccionamiento y protección en las ramificaciones de los alimentadores primarios, en redes secundarias y transformadores de distribución; manual de estructuras de acuerdo a la nueva homologación; características de los equipos y materiales que se van a utilizar en el proyecto utilizando la homologación.



CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES

Las redes de distribución son una parte muy importante del sistema de distribución ya que estos transmiten la energía desde la subestación de distribución a los transformadores de distribución mediante alimentadores primarios y desde aquí es repartida hacia zonas específicas en donde están localizados los consumidores, utilizando para ello la red secundaria, las acometidas y los sistemas de medición.

De esta manera los sistemas de distribución podemos dividir convenientemente en tres niveles jerárquicos como son:

- Subtransmisión/Subestaciones.
- Redes Primarios
- Redes Secundarias

En los sistemas de distribución los estudios de planeación incorporan acciones que permiten asegurar el abastecimiento de la demanda y su crecimiento futuro, satisfaciendo los requerimientos técnicos como económicos para lo cual es necesario que el diseño y la expansión del sistema de distribución, estén enmarcadas dentro de una normativa enfocada a la satisfacción de los requerimientos, una explotación óptima de los recursos y adaptable a las nuevas tendencias tecnológicas.

La EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A. por los motivos antes mencionados ha visto necesidad de contar con una normativa de distribución, por lo cual en el presente trabajo de tesis se realizará un estudio para definir una normativa que permitirá proyectar la expansión ordenada del sistema y específicamente en las etapas funcionales de redes secundarias y transformadores de distribución y que represente un conjunto de informaciones básicas y recomendaciones generales que permita ordenar y orientar en la



ejecución de diseños de redes de distribución al personal de la CENTROSUR, profesionales y compañías especializadas en el tema.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivos específicos:

- Estandarizar procedimientos para el diseño y expansión de redes secundarias, que satisfagan bajo el cumplimiento de ciertos requisitos previos y estándares de calidad, aspectos técnicos, económicos, calidad de servicio y preservación del medio ambiente.
- Definir una metodología y las actividades necesarias para la ejecución de proyectos de redes secundarias, la que permitirá al proyectista y a la empresa distribuidora ordenar y orientar la ejecución del diseño de las redes secundarias de distribución.
- Establecer claramente los requisitos y responsabilidades que deben cumplir los profesionales independientes y firmas especializadas en diseño y construcción de sistemas de distribución.

1.2.2 Objetivos generales:

- Poner a disposición de los profesionales que cubren el área concesión de la CENTROSUR. una guía de criterios y especificaciones técnicas en redes secundarias.
- Determinar los niveles de calidad de la red secundaria y especificar las características de sus elementos que deben cumplir en la fase de diseño.
- Analizar las diferentes normativas que utilizan las empresas distribuidoras de nuestro país y compararlas para de esta manera establecer una posible normativa general que unifique los criterios.

1.3 NORMAS PARA EL DISEÑO DE REDES SECUNDARIAS

En nuestro país de acuerdo a la distribución de contratos de concesión y licencias emitidos por el CONELEC se cuenta con diez distribuidoras, nueve Empresas Eléctricas y la Corporación Nacional de Electricidad S.A., las cuales satisfacen la demanda de las veinte y cuatro provincias.



Actualmente solo la Empresa Eléctrica Quito S.A. cuenta con su normativa, las restantes se basan en la normas del Instituto Ecuatoriano de Electrificación “INECEL” o utilizan sus propias metodologías y procedimientos de cálculo, para la ejecución del Diseño de Redes de Distribución Aérea.

Principalmente se analizará la Normativa de la Empresa Eléctrica Quito S.A., la del INECEL, Empresas Colombianas que la gran mayoría dispone y la metodología de la CENTROSUR.

1.3.1 Empresa Eléctrica Quito S.A. [3]

Las Normas para el Sistema de Distribución están constituidas de tres partes, la primera correspondiente a una Guía de Diseño, la segunda referente a Estructuras Tipo y la tercera sobre Especificaciones Técnicas de Materiales y Equipos.

Estas normas se encuentran orientadas preponderantemente hacia el diseño de las redes de distribución en áreas urbanas y rurales en las cuales se proyecten nuevos desarrollos urbanísticos; y, en el caso que en el diseño se asocie con áreas comerciales, industriales o de uso múltiple y que requieren soluciones especiales, deberá ser motivo de consulta ante la Empresa.

Dentro de estas normas se cuenta con una Metodología General que establece la secuencia y define el alcance de las actividades a desarrollar en el proceso de ejecución del diseño.

En la figura 1 se muestra un diagrama que indica la secuencia de actividades a desarrollar, están secuencia se agrupa en los siguientes conjuntos:

- **Antecedentes y Definiciones Preliminares:** Consiste primero en la recopilación de información sobre el proyecto, como paso siguiente se calcula la Demanda Máxima Unitaria y la Demanda Diversificada para un periodo de 10 años y por último se presenta esta información a la empresa con el objetivo de registrar el proyecto y de disponer la información técnica necesaria para la ejecución de la siguiente fase.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

- Diseños y Cómputos: En esta fase se realiza el trazado, localización de las estructuras y el dimensionamiento de los componentes de la red, cumpliendo con lo establecido por la empresa.
- Presentación de Resultados: Indica la forma como se debe presentar el informe del proyecto, la cual debe contener los antecedentes, diseños y cómputos de acuerdo a las normas. A continuación se indica en forma resumida el procedimiento para la ejecución de proyectos de redes de distribución:
- Solicitud de informe de disponibilidad de servicio por parte del interesado, donde debe incluir sus nombres, la localización del proyecto mediante un croquis, el área total donde indique cuanto de esta será utilizada, planos preliminares de las construcciones que se darán en el lugar, número total de lotes descripción de las etapas de ejecución de las obras, listado de usuarios y fecha aproximada de puesta en servicio de las instalaciones.



Figura 1.1 Metodología General Empresa Eléctrica Quito S.A.

- La empresa realizará los estudios pertinentes y emitirá un informe de la factibilidad del servicio eléctrico, el plazo destinado es de ocho días.
- Con la aprobación de la solicitud el interesado designará al ingeniero que ejecutara el proyecto.
- El ingeniero proyectista solicita el registro del proyecto adjuntando la siguiente documentación:



UNIVERSIDAD DE CUENCA

- Plano de ubicación, vías y división de la tierra aprobados por el organismo competente.
- Regulaciones aplicables sobre el uso de la tierra y servicios públicos.
- Informaciones complementarias que permitan estimar los requerimientos de energía eléctrica.
- Estudios de la demanda.
- Se asigna un ingeniero revisor, si existe alguna corrección o aclaración, se solicita realizarlo, caso contrario procede a registrar el proyecto y permite al ingeniero proyectista continuar con el trámite, el tiempo aproximado es de ocho días.
- A continuación del registro se podría empezar a desarrollar el proyecto, donde el ingeniero proyectista podrá formular consultas con la empresa, con el fin de alcanzar la mejor solución.
- Se realiza la presentación del informe del proyecto en la empresa para su aprobación, donde si es una solución técnica y económicamente satisfactoria se notificara al Ingeniero con su aprobación previa, estos tendrán una validez de un año calendario por lo que pasado este tiempo deben ser actualizados, el tiempo aproximado para su aprobación es de 19 días.
- El interesado comunicará la fecha posible de iniciación de la obra y propondrá la designación de un constructor solicitando su aprobación.
- Una vez aprobado el proyecto y designado el constructor, este da a conocer el cronograma de ejecución y solicitará su aprobación y la designación de un fiscalizador.
- Se procede a la construcción de acuerdo al cronograma, coordinando las diferentes actividades con el fiscalizador, terminada la obra el Ingeniero Constructor solicitará la energización y el Fiscalizador procederá a verificar que no exista novedades y a recibir la obra y solicita la energización.

1.3.2 INECEL-UNEPER [4]

Esta normativa se lo ha utilizado principalmente en el área rural y sigue la siguiente secuencia y agrupación de actividades:



- Antecedentes, referencias y definiciones preliminares: Constituye la recopilación de los datos del proyecto como definición del área de influencia, planos, ubicación de los clientes, etc. y la presentación y aprobación del trazado propuesto.
- Diseños y cómputos: Aparte de los datos antes mencionados se requerirá información socio-económica, localización de los usuarios y la tasa de incremento para luego proceder a realizar el trazado de la red secundaria, el cálculo de la demanda para el dimensionamiento de los circuitos, la caída de tensión y la selección de la potencia nominal del transformador.
- Informe de resultados: Incluye la presentación de los antecedentes, planos y los cómputos.

1.3.3 Empresas Eléctricas de Colombia [7][21][22]

Antes de iniciar el proyecto el cliente solicitará un punto de conexión factible al sistema, para tal efecto deberá informar sobre la localización del inmueble mediante planos, estrato socioeconómico, carga a instalar, fecha estimada de conexión y el tipo de usuario, la respuesta se dará en un plazo máximo de 15 días calendario, el cliente podrá seguirse comunicando con la empresa de acuerdo al número del formulario que atiende la solicitud.

La empresa procederá a atender la solicitud, analizando la zona, las características del proyecto, la que permita determinar el punto de conexión y las características técnicas que se debe cumplir y por último se informará la disponibilidad de energía con las recomendaciones necesarias que se deben tomar en cuenta en el proceso de diseño.

El diseño debe ser efectuado por el profesional o profesionales legalmente competentes para desarrollar esa actividad, por lo que dependiendo del tipo de proyecto el encargado para la elaboración deberá realizar los siguientes cálculos:

- Análisis de carga.
- Cálculo de transformadores.
- Análisis del nivel de tensión requerido.



- Distancias de seguridad.
- Cálculos de regulación.
- Cálculos de pérdidas de energía.
- Análisis de cortocircuito y falla a tierra.
- Cálculo y coordinación de protecciones.
- Cálculo económico de conductores.
- Cálculos de ductos, (tuberías, canalizaciones, canaletas, blindobarras).
- Cálculo del sistema de puestas a tierra.
- Análisis de protección contra rayos.
- Cálculo mecánico de estructuras.
- Análisis de coordinación de aislamiento.
- Análisis de riesgos eléctricos y medidas para mitigarlos.
- Cálculo de campos electromagnéticos en áreas o espacios cercanos a elementos con altas tensiones o altas corrientes donde desarrollen actividades rutinarias las personas.
- Cálculo de iluminación.
- Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales.
- Diagramas unifilares.
- Planos eléctricos de construcción.

Se presentara un informe del proyecto para la verificación de parámetros y especificaciones técnicas, para que la empresa lo pueda aprobar o caso contrario indique la modificaciones que se deben realizar por parte del responsable, el tiempo para la aprobación será de entre siete y quince días hábiles de acuerdo al nivel de tensión del proyecto, este informe que se presente se acompañará con la siguiente información técnica:

- Tabla de Contenido.
- Resumen del proyecto eléctrico.
- Documentos solicitados y emitidos por la empresa distribuidora.
- Descripción del proyecto eléctrico.
- Memoria de Cálculo.



- Especificaciones Técnicas (incluye copia de estructuras a utilizar) y Cantidad de Materiales.
- Planos.

Se podrá a empezar a construir el proyecto después su aprobación, este tiene un periodo de tiempo específico para ser construido de un año, la misma se realizará de acuerdo al informe aprobado, por lo que la empresa procederá a verificar con el cumplimiento de los mismos.

Cumpliendo con requisitos establecidos se podrá autorizar la conexión del proyecto al sistema, el tiempo establecido para programar y efectuar la revisión de la instalación de la conexión, una vez se haya radicado el oficio pertinente con los soportes requeridos es de cinco y diez días hábiles para la parte urbana y rural respectivamente.

Para la etapa de cálculo el procedimiento general que se sigue es:

- Determinar la características del proyecto
- Determinar el tipo de redes a utilizar.
- Determinar el tipo de conductor
- Dibujar las topologías del circuito bajo cálculo, con la numeración nodal.
- Calcular la regulación en el extremo o extremos más alejados y de mayor carga, usando las constantes de regulación y presentar el cálculo en los cuadros normalizados.
- Cálculo de la Demanda Máxima Diversificada.
- Selección del transformador.
- Protecciones.
- Puestas a tierra.

1.3.4 Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.

La Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. actualmente no cuenta con una normativa que indique la metodología que se debe seguir para la ejecución de diseños, pero la gran mayoría de profesionales que trabajan dentro del área de



concesión de esta empresa sigue principalmente la siguiente secuencia de actividades:

- Antecedentes y definiciones preliminares: Recopilación de datos del proyecto, obtención de información disponible con la CENTROSUR, Municipio local y Gobierno provincial si amerita, coordinación con la empresa.
- Trazado y dimensionamiento: Elaboración de planos, cálculos de demanda, capacidad del transformador, capacidad de conductores, caídas de tensión, protecciones, pérdidas de potencia y energía.
- Presentación del diseño: Memoria técnica del proyecto, planos de diseño, cálculos, listado de materiales y presupuesto.

Los puntos antes mencionados se les consideran como una secuencia de actividades para la ejecución de diseños, la misma que será utilizada por el profesional o la compañía especializada en el tema, los cuales serán contratados por los interesados del proyecto, si es el caso de una necesidad particular.

Un segundo procedimiento en el subproceso de diseño, con la información presentada se solicita su revisión y aprobación, el informe del proyecto será clasificado, registrado y asignado a la zona correspondiente, donde el Jefe de dicha zona asignará un fiscalizador para la revisión del diseño quien elaborará la carta de aprobación una vez que el estudio haya cumplido con las especificaciones de la empresa o caso contrario se dará a conocer las observaciones al ingeniero responsable.

Como último procedimiento una vez aprobado el diseño este será registrado en el Sistema de Gestión de Proyectos SGP.

1.3.5 Conclusiones

Dentro del proceso de expansión y mejora del sistema de media y baja tensión encontramos dos subprocesos: diseño y construcción [24]. En este estudio nos enfocaremos al de diseño por lo que se realizará la descripción y análisis de este subproceso.



Primero se describirá el proceso general para el estudio de diseños, la cual nos indica los procedimientos necesarios para los trámites de revisión, recepción y aprobación de diseños y que son de aplicación tanto para las personas interesadas, ingenieros eléctricos y compañías eléctricas del ejercicio particular y personal de la empresa.

Se establecerá una metodología general para la ejecución de diseños, con el objetivo de constituir una guía para el ingeniero eléctrico y compañías eléctricas de libre ejercicio particular, la misma que definirá una serie de actividades que se debe desarrollar y las cuales dan cumplimiento con los requerimientos emitidos por la empresa.

Para procedimiento de recepción, revisión y aprobación de diseños, se indicará las actividades que deben ser realizadas por parte de la empresa para el cumplimiento de este procedimiento.

Se realizará una serie de recomendaciones que deben ser tomadas en cuenta para la presentación del diseño por parte del diseñador.

PROCESO GENERAL PARA EL ESTUDIO DE DISEÑOS [24]

Se indica una secuencia ordenada de actividades que se debe realizar por parte de las personas interesadas, personal de la empresa e ingenieros eléctricos y compañías especializadas en el tema para el estudio de diseños de carácter particular.

El proceso está constituido de ocho actividades donde cada una involucra la participación de un responsable y describe lo que este debe realizar para el cumplimiento de esa actividad.

A continuación se presenta el proceso general a seguir, donde el número nos indica el orden de la actividad.



N o	Actividad	Responsable	Descripción de actividad
1	Solicitar Factibilidad de Servicio de Energía	Interesado o Representante (Cliente)	<p>Solicitar por escrito en la CENTROSUR al Jefe de la Zona correspondiente, el pedido de factibilidad de servicio de energía.</p> <p>El cliente debe indicar de acuerdo al tipo de proyecto la siguiente información:</p> <p>Urbanización o lotización:</p> <ul style="list-style-type: none">• Localización del inmueble mediante croquis.• Lista de beneficiados.• Área total del terreno.• Número de lotes y área promedio por lote.• Clase de servicio.• Planos preliminares de las construcciones que se darán en el lugar.• Fecha aproximada de conexión. <p>Condominio:</p> <ul style="list-style-type: none">• Localización del inmueble mediante croquis.• Número total de bloques y pisos por bloque.• Número total de apartamentos.• Clase de servicio.• Fecha aproximada de conexión.• Planos de las construcciones. <p>Cabinas de Transformación:</p> <ul style="list-style-type: none">• Localización del inmueble mediante croquis.• Clase de servicio.• Listado de equipos con su respectiva potencia.• Fecha aproximada de conexión
2	Recepción y análisis de necesidades.	Jefe de Zona (CENTROSUR)	<p>a. Recibe la solicitud del cliente para elaborar el diseño y la futura construcción de un proyecto de distribución.</p> <p>b. Verifica que se adjunten los requisitos solicitados.</p> <p>c. Realiza los análisis pertinentes y los estudios necesarios, para determinar el nodo eléctrico y las características técnicas de conexión.</p>



3	<p>Elaborar un informe de disponibilidad de energía y solicitar la contratación de un profesional de libre ejercicio.</p>	<p>Jefe de Zona (CENTROSUR)</p>	<p>a. Tramita la solicitud de factibilidad de servicio eléctrico y emite las recomendaciones necesarias para la ejecución del diseño. b. Solicita la contratación de un profesional autorizado (Diseñador).</p>
4	<p>Contratación del profesional de libre ejercicio.</p>	<p>Interesado o Representante (Cliente)</p>	<p>Realiza la contratación del diseñador quien debe encontrarse en goce de todos los derechos que le asisten como miembro activo dentro del área de concesión de la empresa.</p>
5	<p>Ejecución del Diseño</p>	<p>Ing. Eléctrico (Diseñador)</p>	<p>Elaborar el diseño del proyecto en base a las normas, formatos y criterios técnicos exigidos por la empresa distribuidora. Observación: Ver metodología general para la ejecución de diseños (tabla 1.2).</p>
6	<p>Recepción, Revisión y Aprobación de Diseños.</p>	<p>Auxiliar SIGADE Jefe de Zona Fiscalizador Jefe de Zona (CENTROSUR)</p>	<p>Recepta el diseño y se encarga de clasificarlo, registrarlo y asignar a la zona una vez que el profesional haya cumplido con los trámites administrativos. Asigna un fiscalizador para la revisión del diseño. Revisa el diseño y elaborara la carta de aprobación una vez que el estudio haya cumplido con las especificaciones exigidas por la empresa. Si el proyecto es una urbanización, lotización o condominio se envía una copia del diseño aprobado y legalizado a Secretario Municipal. Caso contrario Envía la carta de aprobación y planilla al profesional. Observación: Ver proceso para recepción, revisión y aprobación de</p>



			diseños (tabla 1.3).
7	Pago Profesional (Diseños contratados por la CENTROSUR)	Dirección Administrativa Financiera (CENTROSUR)	El profesional emite su factura y carta de aceptación para que se realice el pago correspondiente.
8	Registro del proyecto en el Sistema de Gestión de Proyectos SGP.	Auxiliar SIGADE (CENTROSUR)	Una vez aprobado el diseño y sin existir observaciones, este será registrado en el SGP. Observación: Ver proceso para registro SGP.

Tabla 1.1 Proceso general para el estudio de diseños.

METODOLOGÍA GENERAL PARA LA EJECUCIÓN DE DISEÑOS

Para recomendar una metodología para la elaboración de diseños se basa en la información de otras empresas y opiniones de Ingenieros Eléctricos, por lo cual se realizó una encuesta cuyo formato lo apreciamos en el **anexo 1**.

Esta encuesta se realizó en forma personal y mediante envío por correo electrónico, pero lamentablemente no se tuvo una colaboración aceptable, la muestra total fue de 10 ingenieros.

Procesada esta información y las características de otras empresas procedemos a obtener una metodología que debe estar dirigida a Ingenieros Eléctricos y Compañías Eléctricas especializadas en el tema, la cual establece una serie de actividades y lineamientos que se debe seguir para el diseño eficiente de la red.

La metodología que propondremos estará constituida por 4 actividades:



1. Recopilación de información

Esta es la actividad donde se inicia el proyecto y consiste principalmente en la búsqueda de información que cubra los aspectos mencionados, la información necesaria va depender del tipo del requerimiento que se esté solicitando.

- **Datos y características del proyecto**

- Planos de ubicación, edificaciones e infraestructuras y de redes eléctricas de media y baja tensión existentes en la zona.
- Necesidades técnicas del proyecto.
- Tipo, número de clientes y los requerimientos necesarios.
- Información socio-económica y estadística de la población correspondiente al área.
- Usos de suelo y actividades económicas permitidas.
- Planificación prevista en la zona por otras instituciones.

- **Documentación establecida por la empresa distribuidora**

- Simbología tipo.
- Condiciones técnicas que la red debe cumplir.
- Tabla de pago por derechos de transformación.
- Formatos para la presentación del diseño.
- Tabla de valores y servicios.
- Detalle de precios unitarios y mano de obra aprobados por el directorio.

- **Información complementaria**

- Reglamento para la administración del FERUM.
- Reglamento del servicio del suministro de electricidad.
- Regulación N°. CONELEC-004/01 calidad del servicio eléctrico en distribución.
- Ordenanza para la aprobación de parcelaciones y urbanizaciones de predios que se encuentran dentro del sector Urbano de Cuenca y sus cabeceras parroquiales rurales.
- Ley de Régimen Municipal.



2. Definiciones preliminares

Para definir los aspectos correspondientes a esta actividad el proyectista deberá coordinar con el personal técnico de la empresa, los beneficiarios y analizar las características que se debe considerar en el diseño de redes distribución, en referencia al último punto se establece en la sección siguiente una normativa que indique las generalidades de las redes secundarias.

3. Cálculos y diseño

En función de las definiciones preliminares se procede al cálculo de la demanda, dimensionamiento de la red, el trazo de la red secundaria y primaria, protecciones y puesta a tierra, para lo cual en las secciones siguientes se establece los procedimientos, valores de referencia y recomendaciones a seguir.

4. Presentación de resultados

La información referente a las características del proyecto, dimensionamiento de la red, materiales, equipos, mano de obra y planos debe ser presentados en forma ordenada, en los formatos tipo especificados y con la firma de responsabilidad del diseñador para su aprobación por parte de la CENTROSUR, posteriormente se establecerá el contenido del informe del proyecto, el ordenamiento, recomendaciones a ser consideradas para su presentación y se indicaran los formatos tipo.

- Memoria Técnica-Descriptiva.
 - Descripción.
 - Características.
 - Estudios de Demanda.
 - Dimensionamiento de transformador.
 - Seccionamiento, protecciones y puesta a tierra.
 - Firma de responsabilidad del diseñador.

- Cómputos.
 - Caídas de tensión en red existente.



- Caídas de tensión en red proyectada.
- Materiales y equipos.
 - Conductor existente y proyectado.
 - Redes, estructuras y medidores existentes.
 - Estructuras y accesorios proyectados.
- Lista de mano de obra.
 - Calificada y no calificada.
- Planos de redes.
 - Redes existentes y proyectados



N°	ACTIVIDAD
1	<p style="text-align: center;">RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN</p> <ul style="list-style-type: none">• Datos y características del proyecto.• Documentación establecida por la empresa.• Información complementaria.
2	<p style="text-align: center;">DEFINICIONES PRELIMINARES</p> <ul style="list-style-type: none">• Localidad y usuarios a los que se va a dar servicio.• Punto de alimentación en el sistema para el proyecto.• Tipo de instalación.• Características de cálculo y diseño.• Cargas adicionales.
3	<p style="text-align: center;">CÁLCULOS Y DISEÑO</p> <ul style="list-style-type: none">• Estimación de la demanda.• Determinación de la capacidad y número de transformadores.• Trazado de la red primaria y secundaria.• Calculo del conductor y caídas de tensión.• Protecciones.• Puesta a tierra.
4	<p style="text-align: center;">PRESENTACIÓN DE RESULTADOS</p> <ul style="list-style-type: none">• Memoria Técnica.• Cómputos• Materiales y equipos.• Lista de mano de obra.• Planos.

Tabla. 1.2 Metodología general para ejecución de diseños.

**PROCESOS DE RECEPCIÓN, REVISIÓN Y APROBACIÓN DE DISEÑOS [24]**

N°	Actividad	Responsable	Descripción
1	Recepción del diseño y verificación del cumplimiento de los trámites administrativos: <ul style="list-style-type: none">• Carta de solicitud.• Si es diseño particular cancelación de tasa.	Auxiliar de SIGADE	<ul style="list-style-type: none">• Receta el diseño al Ingeniero Diseñador en formatos A4, una carpeta original y una copia.• Si no cumple con todos los trámites se devolverá el diseño al profesional.
2	Clasificación del diseño, registro y asignación de zona. Envío de carpeta al jefe de zona correspondiente	Auxiliar de SIGADE	<ul style="list-style-type: none">• Clasifica según el tipo de proyecto, la ubicación y la zona.
3	Designación de fiscalizador	Jefe de Zona	<ul style="list-style-type: none">• Designa un fiscalizador para la revisión del proyecto.
4	Revisión del diseño en función de: <ul style="list-style-type: none">• Derechos de transformación.• Simbología.• Precios unitarios y mano de obra.• Normas, formatos y criterios técnicos exigidos por la empresa.	Fiscalizador	<ul style="list-style-type: none">• Si el diseño no cumple con las especificaciones se realizará la devolución del diseño al profesional.
5	Elaboración de carta de aprobación.	Fiscalizador	<ul style="list-style-type: none">• Se elabora la carta y es registrada en el departamento correspondiente.



6	Envío de carta de aprobación.	Jefe de Zona	<ul style="list-style-type: none">• Si el diseño es particular Lotización/Urbanización o Condominio se envía esta carta al Secretario Municipal. <p>Observación: Para este caso se continúa con el procedimiento de registro en el SGP.</p> <ul style="list-style-type: none">• En caso de contratados por la CENTROSUR se envía esta carta y el cálculo de planilla por diseño al profesional.
7*	Recepción de factura y carta de aceptación del profesional contratado.	Jefe de Zona	
8*	Revisión de factura, elaboración de informe y carta de pago.	Jefe de Zona	Observación: Ver planillas de pago.
9*	Solicitud de pago a la Dirección Administrativo Financiero de la CENTROSUR.	Jefe de Zona	Observación: Copia de factura al SIGADE y a secretaria del DIDIS.
10	Fin		Continúa con el procedimiento de registro en el SGP.

Tabla. 1.3 Procesos para recepción, revisión y aprobación de diseños.

Nota: 7*,8* y 9* aplica para el caso de profesionales contratados por la CENTROSUR.

PRESENTACIÓN DEL DISEÑO

El Ingeniero diseñador presentará el estudio en la Dirección de Distribución, en dos carpetas A4, original y copia, las cuales para la identificación del proyecto deben disponer de una leyenda y la que contengan mínimo la siguiente información:



NOMBRE DEL PROYECTO:

PROYECTO N°:

NOMBRE DEL INGENIERO DISEÑADOR:

El texto del informe y sus anexos deberán ser presentado en hojas de papel tamaño A4 (210 x 297 mm).

La información que debe contener esta carpeta y el orden de presentación se le debe hacer de la siguiente manera:

1. Documentación Administrativa

- Carta de solicitud suscrita por el profesional encargado del diseño y el propietario o su representante, con el número de cédula, dirección y teléfono, dirigida al Jefe Departamental de Distribución.
- Pago por el proceso de revisión de acuerdo a las regulaciones que se encuentren vigentes.
- Certificado de Factibilidad de Servicio de Energía.
- Permiso de funcionamiento emitido por el municipio si tratase de obras que lo requieran; o los que concede el Parque Industrial de Cuenca si se encuentra dentro de su área de influencia.
- Documento de aprobación del anteproyecto por parte de la Ilustre Municipalidad si se tratase el proyecto de una Lotización/Edificios.

2. Memoria Técnico-Descriptiva

Se ha considerado de manera general de acuerdo a las características del proyecto que se debe presentar la siguiente información:

- Nombre de la obra o proyecto eléctrico.
- Antecedentes.
- Objetivos.
- Consideraciones para el diseño.
- Ejecución del diseño.
 - Estudios de Demanda.
 - Dimensionamiento de transformador.
 - Calculo del calibre de conductor.



- Seccionamiento, protecciones y puesta a tierra.
- Resumen General del Proyecto.

Se hará una síntesis del proyecto y tendrá la siguiente información:

- Tipo de servicio.
- Número y tipo de usuarios.
- Capacidad total instalada.
- Cantidad de transformadores.
- Longitud de redes en Km (media y baja tensión).
- Tipo de conductores y su longitud (media y baja tensión).
- Caída de Tensión en el punto más alejado de la fuente de alimentación.
- Porcentaje de Pérdidas.
- Alumbrado público (tipo, cantidad y potencia).
- Firma de responsabilidad del diseñador.

3. Hojas de Cálculo

Para la presentación de esta información se debe realizar en los formatos establecidos por la empresa que se adjunta en el anexo correspondiente a la documentación de la empresa y se relacionan con los siguientes puntos:

- Cómputos.
- Materiales y equipos.
- Lista de mano de obra.

En referencia a los cómputos estos deben cumplir con las especificaciones técnicas y los métodos establecidos por la empresa.

Los materiales, equipos y mano de obra se basarán en el detalle de precios unitarios y mano de obra aprobados por el directorio de la CENTROSUR.



4. Planos del proyecto

Deben contener toda la información necesaria para una adecuada interpretación, donde de acuerdo al criterio del diseñador se puede presentar por separado el de media, baja tensión y alumbrado público.

Los planos deberán ser presentados máximo en formato A1, doblados estos en formato A4 y utilizando la simbología empleada por la empresa.

Para la representación de la ubicación geográfica las escalas para el sector rural serán preferiblemente 1:2000 o 1:2500 y la urbana 1:1000.

Se presentarán los siguientes planos:

- Planos de redes existentes.
- Planos de redes proyectados.

En cada uno de estos planos se representarán:

- Los equipos y dispositivos previstos en el diseño.
- Recorrido de los circuitos.
- Indicación de capacidades y características básicas de los equipos
- Infraestructuras de edificaciones, vías y localización de los usuarios.



CAPITULO II

GENERALIDADES DE REDES SECUNDARIAS

2.1 INTRODUCCIÓN

Cada vez los Sistemas Eléctricos de Distribución se encuentran en expansión, debido al continuo incremento de la demanda eléctrica. En el país el crecimiento medio anual de la demanda eléctrica para el periodo 2003-2013 se espera que sea del 5.5% en un escenario optimista según el ente regulador CONELEC. [1]

La Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, cuya área de concesión corresponde a las provincias del Azuay, Morona Santiago y parte del Cañar, no es la excepción, a este continuo crecimiento. Por lo que es necesario definir o redefinir ciertos criterios, metodologías y conceptos acerca de las redes secundarias para el diseño y construcción.

Las redes secundarias constituyen una parte esencial del Sistema de Distribución, que transporta la energía eléctrica desde el secundario de un transformador de distribución, hasta cada uno de los usuarios a tensiones menores. Las redes secundarias pueden ser aéreas o subterráneas dependiendo de la ubicación geográfica.

En las redes secundarias es donde se presenta la mayor cantidad de pérdidas de energía. Las pérdidas se clasifican en: Técnicas (físicas) y no Técnicas (negras). Es esta la razón que por la que se exige un diseño adecuado de acuerdo a estándares nacionales e internacionales.

También se debe tomar en consideración el aspecto ambiental ya que los proyectos eléctricos de distribución están sometidos a la regulación N°. CONELEC-003/09 del artículo 3 del Régimen del Sector Eléctrico.

2.2 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS

Se consideran aquellos términos asociados a las redes secundarias, y basarán en las definiciones de algunas empresas nacionales e internacionales.



2.2.1 Empresa Eléctrica Quito S.A.

Es una de las empresas más exitosas entre las empresas eléctricas del sistema de distribución del Ecuador, por esta razón se la toma como referencia. Su área de concesión abarca las provincias de Pichincha, parte de Imbabura, Cotopaxi y Napo. Las siguientes definiciones están dadas en la normativa de la empresa eléctrica Quito. [3]

Acometida: La instalación que conecta un punto de la red de distribución a la carga del consumidor.

Caída de Tensión: Es la diferencia entre el voltaje de alimentación y el voltaje de carga, referido al voltaje nominal.

Circuitos secundarios: La sección de la red secundaria comprendida entre el centro de transformación y el extremo más alejado de la misma que recibe alimentación del transformador de distribución correspondiente, incluyendo ramales derivados de puntos intermedios.

Consumidor: Persona natural o jurídica que ha suscrito un convenio con la Empresa para el suministro de energía eléctrica dentro de un establecimiento, edificio o local.

Red Secundaria: La parte de la red de distribución que opera a la tensión secundaria del sistema o tensión de utilización.

Regulación de Tensión: Es el porcentaje de caída de tensión de una línea con referencia al voltaje de carga.

$$\%Regulacion\ de\ Tension = \frac{|Va| - |Vc|}{|Vc|} \times 100$$

Voltaje Nominal: Es el valor del voltaje utilizado para identificar el voltaje de referencia de una red eléctrica.

Voltaje de Suministro: Es el valor del voltaje del servicio que el Distribuidor suministra en el punto de entrega al Consumidor en un instante dado. El voltaje de suministro en los sectores rurales debe ser el mismo que el establecido para los sectores urbanos. La diferencia con el perfil de voltaje urbano estará dada por la distribución de las caídas de voltaje en cada componente del sistema.

2.2.2 INECEL- UNEPER [4]

El Instituto Ecuatoriano de Electrificación, era el ente donde todo el Sistema Eléctrico de Potencia ecuatoriano estaba unido, es decir: Generación, Transmisión y Distribución. Alrededor de los años ochenta, este instituto definió



una normativa para el diseño de redes secundarias, en el cual todas las empresas se basan para realizar proyectos de construcciones eléctricas, enfocado en el sector rural. Las definiciones son las siguientes.

Consumidor: Usuario del suministro, caracterizado por el valor de la demanda de potencia y el consumo de energía.

Demanda Máxima Unitaria (DMU): Es el valor máximo de la potencia, expresado en KW o en KVA, transferida de la red a la instalación del consumidor, en un intervalo de tiempo.

Demanda Máxima Diversificada (DMD): Es el valor de la potencia transferida desde cualquier punto de la red, en el sentido de la carga, que corresponde a un grupo de “n” consumidores y que toma en consideración el factor de diversidad en la utilización simultánea de la demanda máxima unitaria de los consumidores individuales.

Caída de Voltaje (DV): Es el valor, expresado en porcentaje en relación al voltaje nominal, 120 voltios, de la diferencia del voltaje medido en cualquier punto de la red y el voltaje nominal.

Caída de voltaje Máxima (DVM): Es la caída de voltaje producida en un punto más desfavorable de la red, que generalmente coincide con el punto más alejado de los terminales del transformador.

2.2.3 Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.

La Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, es una de las empresas distribuidoras más importantes del Ecuador, por capacidad de manejo técnico administrativo. Es así que se ha visto la necesidad de normar los lineamientos en las redes secundarias para los proyectistas o diseñadores.

A continuación se presenta las definiciones utilizadas por la empresa. [5]

Acometida Individual: Es aquella que da servicio a un solo abonado y comprende la línea de alimentación con sus accesorios, desde la conexión a la red secundaria de distribución hasta los bornes de entrada del medidor.

Acometida Colectiva: Sirve a dos o más abonados de un mismo inmueble y comprende la línea de alimentación con sus accesorios, desde la conexión de la red secundaria de distribución hasta los bornes de entrada del interruptor termomagnético.



Carga: Es la potencia eléctrica activa consumida o absorbida por una máquina a una red.

Carga conectada: Es la suma de las potencias nominales de los receptores de energía eléctrica conectados a la red.

Servicio monofásico bifilar: Es el suministro desde un sistema con un conductor activo y el neutro.

Servicio monofásico trifilar: Es el suministro por dos conductores activos y uno derivado del centro del bobinado secundario de un transformador monofásico de distribución, así como también, de un sistema trifásico conectado en estrella, contemplando dos conductores activos.

Servicio trifásico a cuatro hilos: Se entiende aquel que es suministrado por un transformador trifásico o un banco de tres transformadores monofásicos con tres líneas activas con voltajes equilibrados y el neutro.

Conductores activos: Son aquellos cuyo potencial es distinto al de tierra; se denomina neutro el conductor puesto a tierra.

Diseño: Conjunto de planos y memoria explicativa, elaborados con el fin de indicar la forma de la instalación eléctrica y las cantidades y tipos de materiales que la componen.

Sistema de transformación: Dispositivos utilizados para cambiar el nivel de tensión.

Sistema de baja tensión: Conjunto de elementos que conforman la instalación eléctrica desde los transformadores hasta los puntos de alimentación a las acometidas.

Supervisor: Persona delegada por la Empresa para los trámites de revisión y recepción de obras.

Lotización: Cuerpo de terreno, en el que se han definido obras de infraestructura civil, de acuerdo a las ordenanzas municipales.

Obra particular: Conjunto de elementos de una instalación eléctrica, que generalmente es financiado por los interesados.

Abonado (residencial, comercial, industrial): Es el cliente contratante del servicio eléctrico.

Zona: Área geográfica delimitada por la empresa para atención a los clientes.



2.2.4 Empresas Eléctricas de Colombia

Las empresas colombianas que se analizan son las siguientes: Empresa de energía del Quindío, compañía energética del Tolima, Código Eléctrico Colombiano y el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE.

A continuación las definiciones de las empresas de energía del Quindío, Tolima y RETIE.

Acometida: Derivación de la red local del servicio respectivo, que llega hasta el registro de corte – medida de la infraestructura correspondiente.

- **Acometida Individual:** Es aquella que da servicio a un solo abonado y comprende la línea de Alimentación con sus accesorios, desde la conexión a la red secundaria de distribución hasta los bornes de entrada del medidor.
- **Acometida Colectiva:** Sirve a dos o más abonados de un mismo inmueble y comprende la línea de Alimentación con sus accesorios, desde la conexión a la red secundaria de distribución hasta los bornes del disyuntor general.

Aislador: Elemento aislante, cuya función es soportar un conductor y separarlo eléctricamente de otros.

Apoyo: Nombre genérico dado al dispositivo de soporte de conductores y aisladores de las líneas o redes aéreas. Pueden ser postes, torres u otro tipo de estructuras.

Cable: Unión de alambres sin aislamiento entre si y entorchado por medio de capas concéntricas.

Capacidad Instalada: Se define capacidad o potencia instalada como la sumatoria de las cargas en kVA continuas y no continuas, diversificadas, previstas para una instalación de uso final. Igualmente, es la potencia nominal de una central de generación, subestación, línea de transmisión o circuito de la red de distribución.

Carga Eléctrica: Potencia Eléctrica requerida para el funcionamiento de uno o varios equipos eléctricos o la potencia que transporta un circuito.

Cargabilidad Eléctrica: Límite térmico dado en capacidad de corriente, para líneas de transporte de energía, transformadores, etc.



Capacidad Nominal: Conjunto de características eléctricas y mecánicas asignadas por el diseñador a un equipo eléctrico, para definir su funcionamiento bajo condiciones específicas.

Consumidor: Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación del servicio público, bien como propietario inmueble, o como receptor directo del servicio.

Conductor Activo: Son aquellos cuyo potencial es distinto al de Tierra, destinado a la transmisión de electricidad, en su condición de operación normal se encuentra sometido a una tensión en servicio normal.

Cruceta: Elemento estructural que sirve para soportar los aisladores en las líneas que transportan energía eléctrica.

Descarga Disruptiva: Falla de un aislamiento bajo un esfuerzo eléctrico, por superarse un nivel de tensión determinado que hace circular una corriente.

Distancia al suelo: Distancia mínima, bajo condiciones específicas, entre el conductor bajo tensión y el terreno.

Distancia de seguridad: Es la distancia mínima entre una línea energizada y una zona donde se garantiza que no habrá un accidente por acercamiento.

Electrodo de puesta a Tierra: Es el conductor o conjunto de conductores enterrados que sirven para establecer una conexión con el suelo.

Empalme: Conexión eléctrica destinada a unir dos o más conductores, con el cual se obtiene contacto eléctrico.

Factor de Potencia: Relación entre la Potencia Activa (kW) y la Potencia Aparente (kVA) de un SEP.

Fusible: Dispositivo de protección destinado a cortar automáticamente el circuito eléctrico al ser atravesado por una sobrecorriente que puede poner en peligro los equipos e instalaciones del sistema.

Herrajes: Accesorios como tuerca, pasacables u otra parte de una instalación eléctrica diseñado fundamentalmente para desempeñar una función mecánica.

Maniobra Eléctrica: Conjuntos de procedimientos tendientes a operar una red eléctrica en forma segura.

Neutro: Conductor Activo conectado intencionalmente a una puesta a Tierra a operar una red eléctrica en forma segura.



Nivel Isoceráunico: Es el número de días de tormenta por año en una región, y un día de tormenta es un día en el cual por lo menos se oye un trueno, este depende del número de observaciones.

Perforaciones: Agujeros Cilíndricos, a través del eje central de la sección del poste, utilizados para la fijación de elementos de la red.

Seccionador: Dispositivo diseñado a hacer un corte visible en un circuito eléctrico y está diseñado para que se manipule después de que el circuito se ha abierto por otros medios.

Tensión Nominal: Valor convencional de la tensión con el cual se designa un sistema, instalación o equipo y para el que ha sido previsto su funcionamiento y aislamiento. Para sistemas trifásicos, se considera como tal la tensión entre fases.

Vano: Distancia horizontal entre los elementos en los cuales el conductor está suspendido o amarrado. Para los propósitos del diseño, el vano se toma como la distancia horizontal entre dos apoyos verticales adyacentes, medida entre los ejes verticales o centros de tales apoyos y también, por extensión, entre dos puntos significativos de la línea.

Vano Regulador: Es un vano equivalente, ficticio, que permite obtener la tensión promedio en los vanos individuales de un tramo de la línea. Se usa para la construcción de la plantilla de localización de los apoyos y su propósito es determinar la longitud de vano representativa para escoger las tensiones a diferentes temperaturas y preparar las tablas de tendido.

Zona de Servidumbre: Es una franja de terreno que se deja sin obstáculos a lo largo de una línea de Transporte de energía eléctrica, como margen de seguridad para la construcción, operación y mantenimiento de dicha línea, así como para tener una interrelación segura con el entorno.

2.2.5 Conclusión

Para definir los términos de la normativa, se ha comparado los diferentes términos utilizados en las empresas distribuidoras del país y de Colombia, tomando en consideración los más comunes en redes secundarias y en los sistemas de distribución. A continuación se definen los mismos.

Acometida en baja tensión: La instalación que conecta un punto de la red secundaria a la carga del consumidor.



Acometida individual: Es aquella que da servicio a un solo consumidor y comprende la línea de alimentación con sus accesorios, desde la conexión a la red secundaria de distribución hasta los bornes de entrada del medidor.

Acometida colectiva: Sirve a dos o más consumidores de un mismo inmueble y comprende la línea de alimentación con sus accesorios, desde la conexión de la red secundaria de distribución hasta los bornes de entrada del interruptor termomagnético o fusibles de protección de la barra.

Aislador: Elemento aislante, cuya función es soportar un conductor y separarlo eléctricamente de otros.

Apoyo: Dispositivo de soporte de conductores y aisladores de las líneas. Pueden ser postes, torres u otro tipo de estructuras.

Cable: Conductor con aislamiento.

Caída de tensión: Es la diferencia entre el voltaje de alimentación y el voltaje de carga, referido al voltaje nominal.

Caída de voltaje máxima (DVM): Es la caída de tensión, producida en un punto más desfavorable de la red, que generalmente coincide con el punto más alejado de los terminales del transformador.

Capacidad instalada: También llamada potencia instalada, es la sumatoria de las cargas en kVA continuas y no continuas, diversificadas, previstas para una instalación de uso final. Igualmente, es la potencia nominal de equipos tales como: transformadores, líneas de la red de distribución.

Carga conectada: Es la suma de las potencias nominales de los receptores de energía eléctrica conectados a la red de distribución.

Capacidad nominal: Conjunto de características eléctricas y mecánicas asignadas por el diseñador a un equipo eléctrico, para definir su funcionamiento bajo unas condiciones específicas.

Cargabilidad eléctrica: Límite térmico dado en capacidad de corriente, para líneas de transporte de energía, transformadores, etc.

Circuitos secundarios: La sección de la red secundaria comprendida entre el centro de transformación y el extremo más alejado de la misma que recibe alimentación del transformador de distribución correspondiente, incluyendo ramales derivados de puntos intermedios.



Conductor activo: Son aquellos cuyo potencial es distinto al de tierra, destinado a la transmisión de electricidad, en su condición de operación normal se encuentra sometido a una tensión en servicio normal.

Consumidor: Es el usuario contratante del suministro eléctrico, caracterizado por el valor de la demanda de potencia, el consumo de energía y nivel de tensión.

Cruceta: Elemento estructural que sirve para soportar los aisladores en las líneas que transportan energía eléctrica.

Demanda máxima unitaria (DMU): Es el valor máximo de la potencia, expresado en kVA, transferida de la red a la instalación del consumidor, en un intervalo de tiempo.

Demanda máxima diversificada (DMD): Es el valor de la potencia transferida desde cualquier punto de la red, en el sentido de la carga, que corresponde a un grupo de "n" consumidores y que toma en consideración el factor de diversidad en la utilización simultánea de la demanda máxima unitaria de los consumidores individuales.

Descarga disruptiva: Falla de un aislamiento bajo un esfuerzo eléctrico, por superarse un nivel de tensión determinado que hace circular una corriente.

Diseño: Conjunto de planos y memoria explicativa, elaborados con el fin de indicar la forma de la instalación eléctrica y las cantidades y tipos de materiales que la componen.

Distancia al suelo: Distancia mínima, bajo condiciones específicas, entre el conductor bajo tensión y el terreno.

Distancia de seguridad: Es la distancia mínima entre una línea energizada y una zona donde se garantiza que no habrá un accidente por acercamiento.

Electrodo de puesta a Tierra: Es el conductor o conjunto de conductores enterrados, que sirven para establecer una conexión con el suelo.

Empalme: Conexión eléctrica destinada a unir dos o más conductores, con el cual se obtiene contacto eléctrico.

Factor de potencia: Relación entre la Potencia Activa (kW) y la Potencia Aparente (kVA) de un SEP.

Herrajes: Accesorios que forman parte de una instalación eléctrica, diseñada fundamentalmente para desempeñar una función mecánica.



Fusible: Dispositivo de protección destinado a cortar automáticamente el circuito eléctrico al ser atravesado por una sobrecorriente que puede poner en peligro los equipos e instalaciones del sistema.

Maniobra eléctrica: Conjuntos de procedimientos tendientes a operar una red eléctrica en forma segura.

Neutro: Conductor activo conectado intencionalmente a una puesta a tierra a operar una red eléctrica en forma segura.

Nivel Isoceráunico: Es el número de días de tormenta por año en una región, y un día de tormenta es un día en el cual por lo menos se oye un trueno, este depende del número de observaciones.

Perforaciones: Agujeros cilíndricos, a través del eje central de la sección del poste, utilizados para la fijación de elementos de la red.

Regulación de tensión (DV): Es el porcentaje de caída de tensión de una línea con referencia al voltaje de carga.

$$\%Regulacion\ de\ Tension = \frac{|Va|-|Vc|}{|Vc|} \times 100 \quad (2.1)$$

Seccionador: Dispositivo diseñado a hacer un corte visible en un circuito eléctrico y está diseñado para que se manipule después de que el circuito se ha abierto por otros medios.

Servicio monofásico trifilar: Es el suministro por dos conductores activos y uno derivado del centro del bobinado secundario de un transformador monofásico de distribución, así como también , de un sistema trifásico conectado en estrella, contemplando dos conductores activos y el neutro.

Servicio trifásico a cuatro hilos: Se entiende aquel que es suministrado por un transformador trifásico o un banco de tres transformadores monofásicos con tres conductores activos con voltajes equilibrados y el neutro.

Sistema de transformación: Dispositivos utilizados para cambiar el nivel de tensión.

Sistema de baja tensión: Está conformado por elementos, tales como redes, que van desde el transformador de distribución hacia el abonado.

Red secundaria: Conjunto de elementos que conforman la instalación eléctrica desde los transformadores hasta los puntos de alimentación a las acometidas.



Tensión nominal: Valor convencional de la tensión con el cual se designa un sistema, instalación o equipo y para el que ha sido previsto su funcionamiento y aislamiento. Para sistema trifásico, se considera como tal tensión entre fases.

Tensión de suministro: Es el valor de tensión del servicio que el Distribuidor suministra en el punto de entrega al abonado en un instante dado.

Tramo: Es la distancia que existe poste- poste.

Vano: Distancia horizontal entre los elementos en los cuales el conductor está suspendido o amarrado. Para los propósitos del diseño, el vano se toma como la distancia horizontal entre dos apoyos verticales adyacentes, medida entre los ejes verticales o centros de tales apoyos y también, por extensión, entre dos puntos significativos de la línea.

Vano regulador: Es un vano equivalente, ficticio, que permite obtener la tensión promedio en los vanos individuales de un tramo de la línea. Se usa para la construcción de la plantilla de localización de los apoyos y su propósito es determinar la longitud de vano representativa para escoger las tensiones a diferentes temperaturas y preparar las tablas de tendido.

Zona de servidumbre: Es una franja de terreno que se deja sin obstáculos a lo largo de una línea de transporte de energía eléctrica, como margen de seguridad para la construcción, operación y mantenimiento de dicha línea, así como para tener una interrelación segura con el entorno.

Zona: Área geográfica delimitada por la empresa para atención a los clientes.

2.3 TENSIONES DE SUMINISTRO

Se considerará tres casos, en los cuales se tienen diferentes tensiones de suministro de empresas ecuatorianas y colombianas.

2.3.1 Empresa Eléctrica Quito S.A. [3]

La tensión de alimentación en lado primario del transformador es de: 6,3 kV; 22,8 kV; 13,2 kV, y en lado de baja tensión se tendrá:

- Trifásicos: 210 V /121 V
- Monofásicos: 240 V/ 120V
- Frecuencia: 60 Hz

2.3.2 INECEL-UNEPER [4]

Los valores de voltaje normalizados para circuitos secundarios son:

- Circuitos monofásicos a tres conductores: 120-240 Voltios.



- Circuitos monofásicos a dos conductores: 120 Voltios.
- Circuito trifásicos a tres y cuatro conductores: 120/208 Voltios

2.3.3 Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. [5]

La tensión de alimentación en el lado primario del transformador es: 6,3 kV; 13,2 kV; 22 kV, y en el lado de baja tensión se tendrá:

- Monofásica: 120 V (2 Hilos); 120 V / 240 V (3 H)
- Trifásica: 127 V / 220 V estrella (4 H)
- Frecuencia: 60 Hz

La conexión más utilizada es Dyn5.

2.3.4 Empresas Eléctricas de Colombia [6] [7] [8]

La tensión de alimentación en lado primario del transformador será de 13.2 kV, y en el lado de baja tensión se tendrá:

- Monofásicos: 240 V / 120 V zonas residenciales
- Trifásicos: 208 V / 120 V zonas residenciales
- Frecuencia: 60 Hz

2.3.5 Conclusión

Es mejor trabajar a una tensión alta debido a las pérdidas que se tienen en los conductores por efecto joule. Comparando las tensiones de suministro de cada empresa y los que actualmente está utilizando la CENTROSUR, se recomienda:

Las tensiones en el caso de consumidores **residenciales**:

- Monofásicas: 120 V; 120/240 V
- Trifásicas: 220/127 V

Las tensiones que se recomiendan en el caso de consumidores: **comerciales y pequeña industria artesanal**:

- Trifásicas: 220 V/127 V

Para los sistemas industriales, clínicas donde tienen equipos de RAYOS X, se requiere de un transformador propio independiente de la red secundaria cuyos valores de tensión más comunes son los siguientes:

- Trifásico 440 V / 254 V Clínica
- Trifásico 380 V / 219 V Equipos industriales, motores

La conexión que se utilizará es la Dyn5.

Se aplicará tanto para sectores urbanos como rurales la tensión de suministro.

2.4 CONFIGURACIONES DE REDES SECUNDARIAS



En las redes secundarias la configuración depende de las características y del tipo de servicio que se quiere brindar al abonado. Estas características son:

- Costo
- Flexibilidad
- Confiabilidad
- Operatividad

El Sistema Radial Un solo camino simultáneo de flujo. Es el más utilizado tanto en servicio residencial urbano como rural, por su simple operación, diseño, bajo costo inicial. Su cobertura es ilimitada y su confiabilidad es baja. [9]

Existen otras disposiciones en cuanto a la configuración de redes secundarias que enunciaremos a continuación.

Bancos Secundarios (Banqueada) Existen dos caminos simultáneos de flujo. Utiliza dos transformadores interconectados sus lados secundarios en paralelo, y sus lados primarios hacia un mismo alimentador. Es raras veces practicado en aéreas residenciales y de alumbrado comercial. Mejora la confiabilidad de servicio, flexibilidad al crecimiento de carga. Su desventaja es en la operación en referencia a los fusibles y a la difícil desconexión de carga. [9]

Mallada La red está servida por n transformadores de diferentes alimentadores, y de diferentes subestaciones. Mayor costo, confiabilidad, flexibilidad, difícil coordinación de protecciones, protecciones sofisticadas. [9]

2.4.1 Empresa Eléctrica Quito S.A. [3]

En el área central comercial de Quito correspondientes a las redes secundarias subterráneas se utiliza el esquema mallado. En la restante área subterránea de las redes secundarias se utiliza el esquema banqueada entre centros de transformación. En las redes secundarias aéreas se utiliza el esquema radial.

2.4.2 INECEL-UNEPER [4]

El esquema de configuración es el radial simple, por la simplicidad de los sistemas de protección.

2.4.3 Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. [5]

El esquema utilizado por la empresa es el radial simple.

2.4.4 Empresas Eléctricas de Colombia [6] [7] [8]



Las redes urbanas de baja tensión serán radiales, trenzadas, monofásicas y trifilares de acuerdo a las necesidades de la carga. Las redes rurales de baja tensión podrían ser: monofásicos, trifásicos.

2.4.5 Conclusión

Por simplicidad en el diseño de protecciones y operación se recomienda el sistema radial.

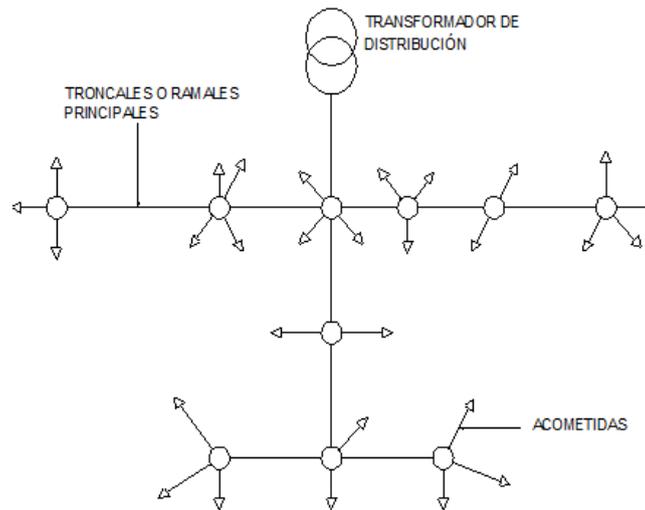


Figura 2.1 Sistema radial de una red secundaria.

2.5 LONGITUD DE REDES

La longitud de las redes consiste en la longitud del vano, o la distancia entre poste-poste. **Es necesario conocer la longitud para no tener acometidas muy largas.**

2.5.1 Empresa Eléctrica Quito S.A. [3]

En las redes secundarias el vano máximo es de 100 m.

2.5.2 INECEL-UNEPER [4]

Los vanos utilizados en zonas rurales se clasifican de acuerdo al tipo de conductor utilizado.

- Para el conductor 4 AWG el vano normal será de 180 m.
- Para los conductores 2, 1/0, 2/0 y 4/0 AWG el vano normal será de 220 m.

2.5.3 Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. [5]



Los vanos entre postes son alrededor de 30 – 40 m en áreas urbanas y en el área rural (centros cantonales y parroquiales) aproximadamente entre 50-60 m; dependiendo de la configuración geográfica estos valores alcanzarán longitudes mayores, en ambos casos su limitante será la caída de tensión. [10]

2.5.4 Empresas Eléctricas de Colombia [6] [7] [8]

En el área urbana, la distancia máxima entre los apoyos será de 30 m. En zonas rurales las longitudes de las líneas de baja tensión no sobrepasarán los 300 m, distancia tomada entre el transformador y un cliente cualquiera, siempre que cumpla con la regulación de tensión.

2.5.5 Conclusión

Se ha realizado un análisis de las longitudes de las redes que se encuentra en el **Anexo 2.1** con respecto a longitudes de las acometidas y en el **Anexo 2.3** con las longitudes de los tramos de las redes de baja tensión tanto en el área urbana como rural. En estos anexos se describe el proceso realizado considerando, el nivel de pérdidas y la caída de tensión, parámetros que se van a recomendar en los siguientes puntos.

De los resultados de este análisis se concluye que las *longitudes de los tramos* en redes secundarias deben ser de:

- Sector urbano: 30-40 metros
- Sector rural cabeceras parroquiales y cantonales: menor a 60 metros
Dependiendo de la configuración geográfica estos valores alcanzarán longitudes mayores,

En ambos casos para el establecimiento de longitudes de los tramos su limitante será la caída de tensión.

La longitud de las acometidas en redes secundarias es de:

- Sector urbano: hasta 30 metros
- Sector rural: menor a 50 metros

2.6 SIMBOLOGIA

Cada empresa posee su propia simbología de los diferentes elementos de la red tales como: postería, luminarias, equipos como transformadores, seccionadores, tensores, etc; por lo que en este estudio se normará esta.

2.6.1 Empresa Eléctrica Quito S.A. [3]



Los elementos considerados y sus símbolos correspondientes, se limitan a aquellos específicos para redes de distribución. Para los elementos y símbolos no incluidos, se aplica las Normas del Instituto Ecuatoriano de Normalización INEN “símbolos gráficos para esquema eléctricos”, números 60 y 61.

2.6.2 Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. [4]

La simbología utilizada corresponde a una mezcla de ANSI, NEMA, DIN e INEN.

2.6.3 Empresas Eléctricas de Colombia [5]

Tomado de las normas IEC 60617, ANSI Y32, CSA Z99, IEEE 315.

2.6.4 Conclusión

En esta normativa se mantendrá la simbología que se utilizará es la de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur. En el **Anexo 2.2** se detalla los diferentes símbolos.

2.7 NIVELES DE CALIDAD

En cuanto a los niveles de calidad nos referiremos básicamente a los indicadores de calidad: caída de tensión, el factor de potencia, pérdidas de los sistemas de distribución, demandas máximas unitarias y además se tomará en consideración las distancias de seguridad.

Factor de Potencia: Indica la cantidad de energía activa utilizada por el cliente, mientras que el restante de energía, llamada energía reactiva, es utilizada por los diferentes aparatos para sus propio consumo. En el caso de un factor de potencia inferior al establecido, en una empresa distribuidora, este provocará lo siguiente:

- Incremento de corriente eléctrica tanto en las instalaciones interiores como en las redes secundarias.
- Aumento de pérdidas I^2R por efecto joule.
- Disminución de la vida útil del aislamiento en las instalaciones.
- Aumenta la potencia aparente del transformador para una misma potencia activa.

Para solucionar este inconveniente, el cliente deberá realizar la corrección del factor de potencia utilizando los diferentes métodos, como:

- Banco de capacitores: es un método de fácil instalación y económico. Es el más utilizado en sistema de distribución.



- **Generador sincrónico:** es un método utilizado en centrales eléctricas e industrias grandes. Su costo es elevado.

Caída de Tensión: La caída de tensión es la reducción de voltaje en un tramo de línea, desde el transformador hasta una determinada carga sin tomar en cuenta la acometida, en el caso de las redes secundarias, cuando la caída de tensión es muy grande, esta producirá un mal funcionamiento en los equipos o artefactos eléctricos.

Para solucionar la caída de tensión se debe calcular el calibre adecuado del conductor y su tipo.

Pérdidas de Energía y Potencia: Nos referiremos básicamente a las pérdidas técnicas, que se producen en las redes, transformadores secundarios y en los equipos de medición.

- **Redes:** Circulación de la corriente excesiva en los conductores, en este caso redes secundarias.
- **Transformadores Secundarios:** Dependen de su eficiencia y del factor de la carga que alimentan.
- **Equipos de Medición:** Se produce por la mala medición de los equipos y aparatos.

Demanda máxima unitaria proyectada: Es un factor importante que se debe considerar para tener un sistema equilibrado, sin transformadores y redes sobrecargados o sobredimensionados.

Distancias de seguridad: Las distancias de seguridad se determinan entre la red eléctrica y las edificaciones, con el fin de evitar el contacto y acercamiento de las personas para salvaguardar la integridad física de las mismas.

Las distancias de seguridad deben medirse de superficie a superficie, y la empresa distribuidora es la responsable en su área de concesión, para llevar a cabo la construcción o inspección de obras. Pero también, la empresa distribuidora puede delegar a otras empresas bajo su responsabilidad para poder llevar a cabo las obras.



2.7.1 Empresa Eléctrica Quito S.A. [3]

La caída de tensión depende del área geográfica, y del tipo de transformador de distribución, para ello exponemos los siguientes cuadros.

<i>Transformador sin intercambiador de Taps</i>	Empresa Eléctrica Quito S.A.		<i>Transformador con intercambiador de Taps</i>	Empresa Eléctrica Quito S.A.	
	CAIDA DE TENSION			CAIDA DE TENSION	
	URBANO	RURAL		URBANO	RURAL
	2, 5 %	3%		3%	3,5%

El factor de potencia en clientes residenciales es de 0,95 y para clientes comerciales e industriales el factor de potencia será de 0,85.

En cuanto a la distancias de seguridad tenemos lo siguiente:

- Altura mínima de conductores y separaciones mínimas entre conductores y edificios.

2.7.2 INECEL – UNEPER – CONELEC [1] [4]

Las variaciones de voltaje admitidas con respecto al valor de voltaje nominal se señalan a continuación:

	Subetapa 1	Subetapa 2
Bajo voltaje. urbanas	± 10,0 %	± 8,0 %
Bajo voltaje. rurales	± 13,0 %	± 10,0 %

La regulación CONELEC 004/01 establece un el límite del factor de potencia de 0,92.

En cuanto a las distancias de seguridad tenemos lo siguiente:

- Distancia de seguridad de conductores a edificaciones.
- Distancia de conductores a otras estructuras de soporte.
- Distancia mínimas de seguridad verticales de conductores sobre vías férreas, el suelo o agua.



2.7.3 Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. [5]

La caída de tensión admisible, en el punto eléctricamente más alejado de la fuente, con la demanda de diseño considerada, no deberá exceder para la red secundaria los límites siguientes:

- Área Urbana: 6%
- Área Rural: 4.5 %

El factor de potencia en el sector residencial es de 0,90 y en el sector industrial-comercial 0,92.

Las demandas máximas unitarias proyectadas se basan de acuerdo al área promedio del lote y del tipo de consumidor, tanto para el sector urbano como rural.

Consumidores de sectores urbanos (centros cantonales)		
Área Promedio de Lotes (m ²)	Consumidor Tipo	DMUp (kVA) 10 años
A > 400	A	7,47
300 < A < 400	B	3,93
200 < A < 300	C	2,23
100 < A < 200	D	1,36
A < 100	E	0,94

Tabla 2.17 Consumidores de sectores urbanos.

Consumidores del sector rural		
Sector	Consumidor Tipo	DMUp(KVA) 10 años
Periferia ciudad	F	1,02
Centro parroquial	G	0,84
Rural	H	0,65

Tabla 2.18 Consumidores del sector rural.

En cuanto a las distancias de seguridad tenemos lo siguiente:

- Distancia básicas en líneas redes y cruces de vías
- Distancias básicas de acometidas
- Distancia básicas entre conductores y a tierra.



2.7.4 Empresas Eléctricas de Colombia [6] [7] [8]

El factor de potencia deberá ser igual o mayor a 0,9. El factor de potencia se controlará a los clientes no residenciales.

La caída de tensión será del 5% incluido la caída de la acometida.

En cuanto a las distancias de seguridad tenemos lo siguiente:

- Distancia de seguridad de conductores a edificaciones.
- Distancia mínimas de seguridad verticales de conductores sobre vías férreas, el -suelo o agua.

2.7.5 Conclusión

Los niveles que se dan a conocer están íntimamente relacionados (factor de potencia y caída de tensión, demandas máximas unitarias), con el cálculo en la determinación del porcentaje de pérdidas de potencia en redes de baja tensión. Por lo que estos niveles se recomiendan en el diseño.

El **factor de potencia** en el diseño, cuando se calcula los *FDV* es de *0.98*; pero el valor que se exige en instalaciones residenciales es de 0.90 y en el sector industrial es de 0.92, estos valores son los que se especifican en la regulación CONELEC 004/01.

La **caída de tensión en redes de baja tensión** que se admite será del 6 % para el sector urbano y del 4.5 % en el sector rural. Para el cálculo de las pérdidas de potencia en redes de baja tensión se consideran estos valores.

En el proceso de valoración de las pérdidas técnicas analizadas en el **Anexo 2.3**. Se concluye que el porcentaje de pérdidas de potencia tanto para el sector urbano como rural es del 3% como valor máximo tolerable para el diseño en redes de baja tensión, y en los transformadores el porcentaje de pérdidas tolerable es del 2 %.

En este estudio se han analizado las demandas máximas unitarias que se está utilizando por parte de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, este análisis se encuentra en el **Anexo 2.5**, dando como resultado una redefinición de las



demandas máximas unitarias, tanto en el sector urbano como rural. Las demandas máximas unitarias son las siguientes:

Redefinición Área/ Usuario	DMUp recomendados	Dprom	Consumo
$A \geq 300 \rightarrow R1$	2.1	0.74	Más de 300 kWh/mes
$120 \leq A < 300 \rightarrow R2$	1.575	1.21	Entre 150 y 300 kWh/mes
$A < 120 \rightarrow R3$	0.919	1.58	Hasta 150 kWh/mes

Tabla 2.36 Demandas máximas unitarias proyectadas en el sector urbano. [13]

SECTOR	PARROQUIAS	TIPO DE CONSUMIDOR	DMUp (kVA) 10 AÑOS
PERIFERIA DE LA CIUDAD DEL ÁREA URBANA Y CENTROS PARROQUIALES CORRESPONDIENTES A LA CATEGORIA F	RICAUARTE	F → R4	0,82
	SAYAUSI		
	SAN JOAQUIN		
	CHIQUINTAD		
	BAÑOS		
	LLACAO		
	SININCAY		
CENTRO PARROQUIAL, SECTORES PERIFERICOS CORRESPONDIENTES A ESTA CATEGORIA Y LUGARES DISTANTES DE LAS PARROQUIAS	TURI	G-H → R5	0,66
	EL VALLE		
	V. DEL PORTETE		
	PACCHA		
	CUMBE		
	SIDCAY		
	TARQUI		
	OCTAVIO CORDERO		
	STA. ANA		
	QUINGEO		
	CHAUCHA		
	GIMA		
ZHIDMAD			

Tabla 2.37 Demandas máximas unitarias proyectadas en el sector rural. [14]



2.7.5.1 Distancias de seguridad

Las distancias de seguridad propuestas se obtienen de comparar las distancias que se están usando entre las empresas ecuatorianas y colombianas.

2.7.5.1.1 Distancia de seguridad de conductores a edificaciones [8] [11]

Las distancias verticales y horizontales, para *conductores desnudos en reposo* (sin desplazamiento del viento), se muestran en la Tabla **2.38**.

DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD Hr		Conductores 0 a 750 V
		m
E D I F I C I O S	Horizontal a paredes, ventanas y áreas accesibles a personas	1.7
	Vertical arriba o abajo de techos y áreas no accesibles a personas	3.2
	Vertical arriba o abajo de techos y áreas accesibles a personas y vehículos, además de vehículos pesados.	3.5
	Vertical arriba de techos accesibles al tránsito de vehículos pesados.	5.0
A C H I N U M E N C I E R A S	Horizontal	1.7
	Vertical arriba o abajo de cornisas y otras superficies sobre las cuales pueden caminar personas	3.5
	Vertical arriba o abajo de otras partes de tales instalaciones	1.8

Tabla 2.38 Distancias mínimas de seguridad de conductores a edificaciones y otras instalaciones. [11]

Quando el conductor o cable es desplazado por el viento a una presión de viento de 29 kg/m^2 , para conductores en reposo, se podrán reducir a los valores mínimos especificados en la siguiente tabla.



Conductor o Cable	Distancia de seguridad horizontal (H_w) (fig.2.2), en el caso de desplazamiento de viento [m]
Conductores (0 a 750 V)	1.1

Tabla 2.39 Distancias mínimas de seguridad de conductores y cables a edificios, anuncios, carteles, chimeneas, antenas de radio y televisión y otras instalaciones, bajo viento

Para entender mejor véase la siguiente figura 2.2, donde:

H_R : Distancia mínima de seguridad horizontal requerida cuando el conductor esta en reposo.

H_W : Distancia mínima de seguridad horizontal requerida cuando el conductor es desplazado, hacia la edificación, por el viento.

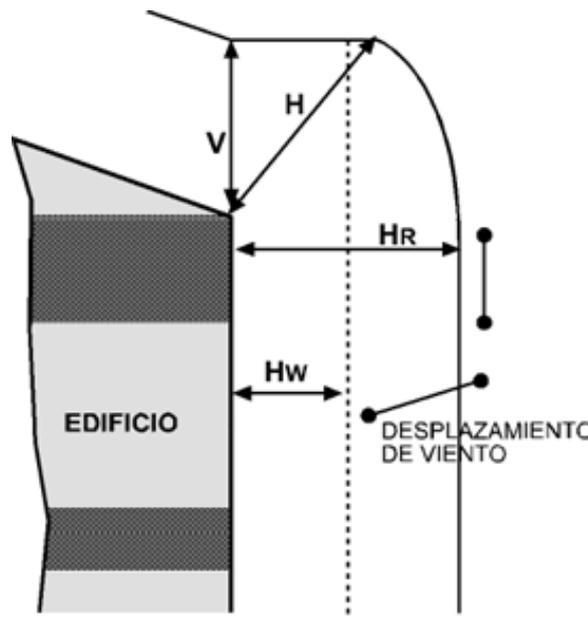


Figura 2.2 Distancia de seguridad de conductores a edificaciones. [11]

2.7.5.1.2 Distancia de conductores a otras estructuras de soporte [8] [11]

Los conductores y cables que pasen próximos a estructuras de alumbrado público, de soporte de semáforos o de soporte de una segunda línea, deben



estar separados de cualquier parte de esas estructuras por distancias no menores que las siguientes:

	Con viento	Sin viento
Distancia horizontal	0- 750 V	Hasta 50 kV
	1.1 m	1.5 m [¹]
Distancia vertical	0 – 22 kV	
	1.4 m [²]	

Tabla 2.40 Distancias de seguridad de conductores a otras estructuras de soporte. [11]

[1] Para cables cubiertos o aislados de hasta 300 V la distancia se reduce a 0.9 m.

[2] Para cable cubiertos o aislados de hasta 300 V la distancia se reduce a 0.6 m.

2.7.5.1.3 Distancias mínimas de seguridad verticales de conductores sobre vías férreas, el suelo o agua [8] [11]

Estas distancias se refieren a la altura mínima que guardan los conductores y cables de líneas aéreas, respecto del suelo, agua y parte superior de rieles de vías férreas y deben ser como mínimo las indicadas en la Tabla.

Naturaleza de la Superficie bajo los conductores	Conductores de 0-750 V. (m²)
Vías férreas	7.5
Carreteras, calles, caminos y otras áreas usadas para tránsito	5
Aceras o caminos accesibles sólo a peatones	3,8
Aguas donde no está permitida la navegación	4.6
Aguas navegables incluyendo lagos, ríos, estanques, arroyos y canales con un área de superficie sin obstrucción de:	
a) Hasta 8 Km ²	5.6



	b) Mayor a 8 hasta 80 Km ²	8.1
Km ²	c) Mayor de 80 hasta 800	9.9
	d) Arriba de 800 Km ²	11.7

Tabla 2.41 Distancias mín. de seguridad vertical de conductores sobre vías férreas, el suelo o agua. [11]

2.7.5.1.4 Distancias básicas entre líneas redes y cruces de líneas [5] [8]

Las distancias de seguridad entre redes existentes y las nuevas redes que se desean proyectar deben cumplir los siguientes valores en el caso de las redes secundarias, véase la fig. 2.3.

DISTANCIAS BÁSICAS ENTRE REDES					
RED EXISTENTE \ RED PROYECTADA	LÍNEAS DE COMUNICACIÓN	CONDUCTORES DE 0 - 750 V	LÍNEAS O CONDUCTORES DE 750 V - 7600 V	LÍNEAS O CONDUCTORES DE 7,6 - 13,2 - 22 KV	SUBTRANSMISIÓN 69 KV
LÍNEAS DE COMUNICACIÓN	0,5 m	0,5 m			
REDES 0 - 750 V	0,5 m	0,5 m	1,2 m	1,5 m	2,1 m
REDES 750 - 7600 V	1,2 m	0,6 m			
LÍNEAS 7,6 - 13,2 - 22 KV	1,2 m	1,2 m			

Tabla 2.42 Distancia básica entre Redes. [5]

Las distancias mínimas de seguridad en cruces de líneas en el caso de redes secundarias, son las siguientes:

DISTANCIA MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN CRUCES DE LÍNEAS	
CIRCUITO SUPERIOR \ CIRCUITO INFERIOR	VOLTAJE ENTRE / FASES
COMUNICACIONES	HASTA 600 V
CIRCUITOS HASTA 600 V	1,2 m
	0,6 m

Tabla 2.43 Distancia máxima vertical de conductores próximos de circuitos diferentes en una misma estructura. [5]

2.7.5.1.5 Distancia de acometidas [5]

Las distancias de acometidas son con relación a las vías, aceras, caminos. Las condiciones mínimas que deben cumplir son las siguientes:



a) Tres metros (3 m) de separación mínima sobre el nivel de aceras o cualquier plataforma saliente.

b) Tres metros y sesenta centímetros (3.60 m) de separación mínima sobre vías exclusivamente peatonales.

c) Cinco metros y cincuenta centímetros (5.50 m) sobre vías públicas, paseos, caminos, carreteras de tráfico considerable.

d) Los conductores tendrán una separación no menor a un metro (1 o 1.1 m) de ventanas, puertas, postes, salidas de emergencia o sitios semejantes.

2.7.5.1.6 Distancias básicas entre conductores y a tierra [5] [18]

Distancia mínima del conductor inferior a tierra, exigencia de seguridad que limita el vano. Véase la figura 2.3

Separaciones Mínimas a Tierra		
TIPO	RED SECUNDARIA	COMUNICACIÓN Y OTROS
A LO LARGO DE LAS VIAS RURALES Y CAMINOS	4,5 m	4,2 m
CRUCE CARRETERAS RURALES	5,5 m	5,5 m
ESPACIOS O VIAS PARA PEATONES	4,5 m	4,5 m
ZONA POBLADA ENTRADA A GARAGES	6 m	4,5 m
OLEODUCTOS GASODUCTOS TUBERIAS EN GENERAL	4 m	3 m

Tabla 2.44 Separaciones mínimas a tierra. [5]

Las distancias mínimas entre los conductores de un mismo sistema dependerá del nivel de tensión, para nuestro caso 600 V.



Distancias mínimas entre conductores de un mismo sistema	
VOLTAJE DE FASE	600 V
DISTANCIA MÍNIMA	20 cm

Tabla 2.45 Distancias mínimas entre conductores de un mismo sistema. [5]

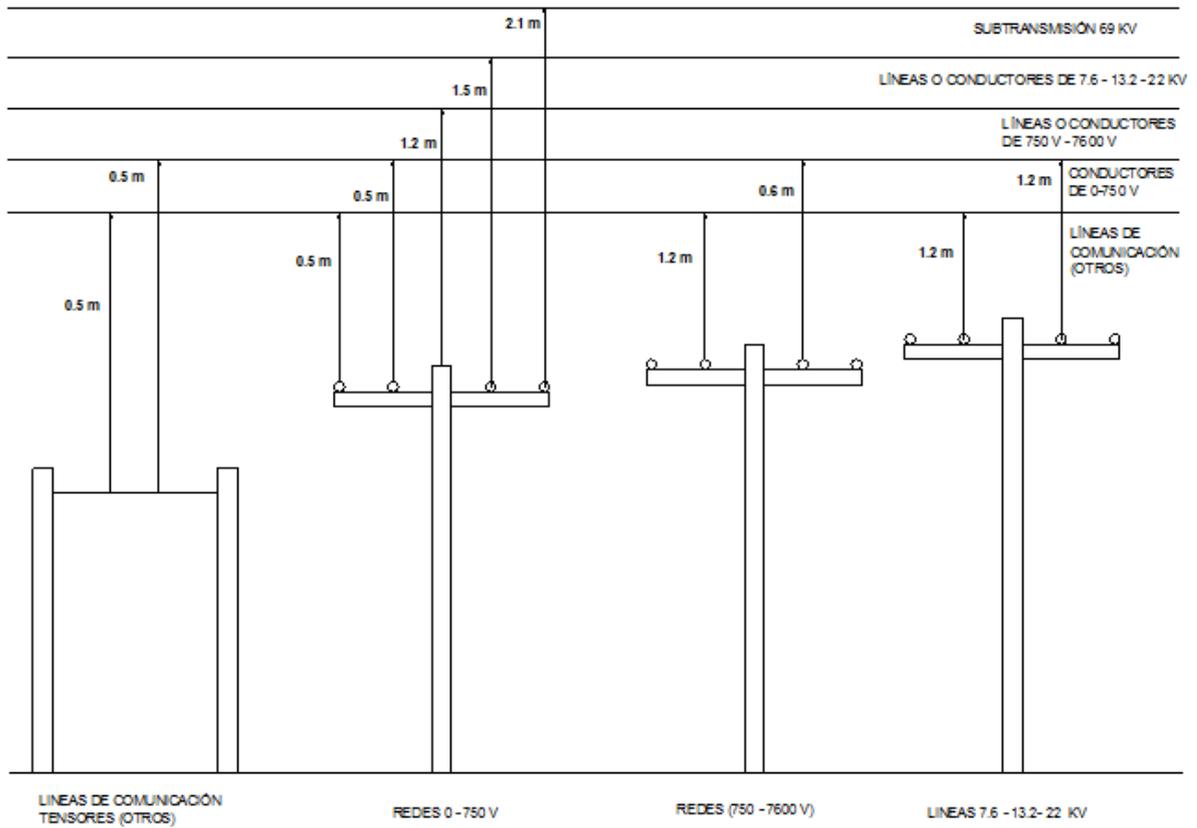


Figura 2.3 Distancias básicas entre redes. [5]

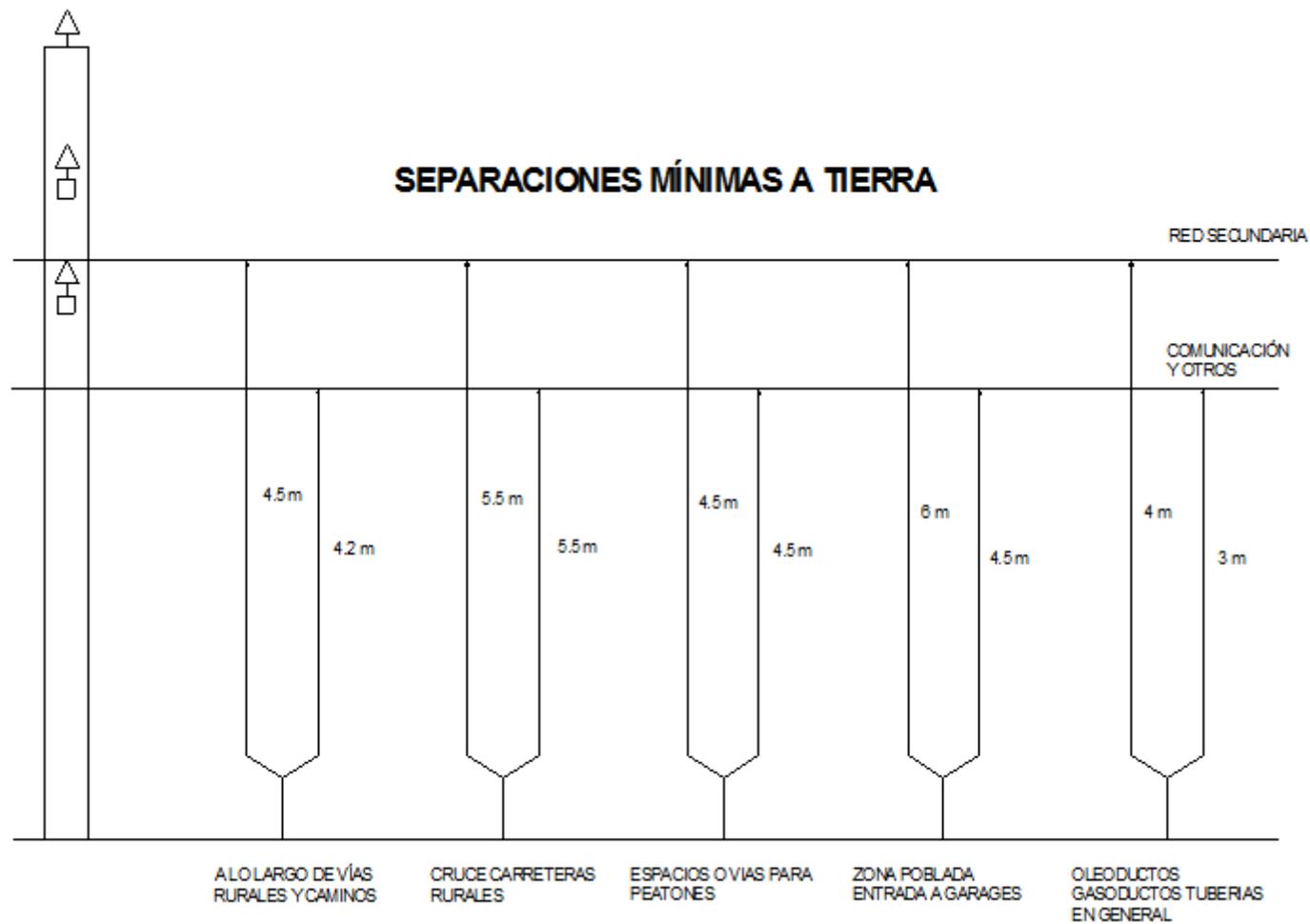


Figura 2.4 Separaciones mínimas a tierra. [5]



2.8 REDES SECUNDARIAS EN EL PLANO MEDIO AMBIENTAL

Se tiene que tomar en consideración el aspecto medio ambiental, por cuanto no se permite realizar diseños eléctricos en sitios considerados Patrimonio Nacional de Áreas Naturales Protegidas, Patrimonio Forestal del Estado o Bosques de Vegetación Protectores. Por cuanto en estos lugares se tiene que realizar un Estudio Preliminar o Definitivo de Impacto Ambiental y un Estudio de Prefactibilidad del Proyecto, en el cual se incluyan estudios eléctricos y económicos que demuestren técnica y económicamente los beneficios tanto para el sistema eléctrico, como para el área local de la obra que se está analizando. [12]



CAPITULO III

TRAZADO Y DIMENSIONAMIENTO DE REDES SECUNDARIAS

3.1 INFORMACIÓN BÁSICA PARA EL DISEÑO

3.1.1 Empresa Eléctrica Quito S.A. [3]

La información básica para el diseño constituye principalmente los antecedentes sobre la localización de las instalaciones a considerar y las características básicas del desarrollo urbanístico planificado o existente que, en general, debe cubrir los siguientes aspectos:

- Plano de ubicación.
- Planos de vías y división de la tierra.
- Regulaciones aplicables sobre el uso de la tierra y servicios públicos establecidos por el Organismo Regulador competente y/o previstas por el urbanizador.
- Informaciones complementarias que permita estimar los requerimientos de energía eléctrica y el número de usuarios.

Como una parte de la metodología utilizada por esta empresa se debe presentar estos antecedentes junto con un estudio de la demanda para registrar este proyecto y proceder a realizar la planificación del sistema en operación.

La empresa eléctrica registrará el proyecto y entregará al proyectista una serie de definiciones para el diseño que se les considerará como información básica, estas definiciones son:

- Aprobación u observaciones sobre el estudio de la demanda actual y proyectada.
- Tensiones y número de fases.
- Límites de regulación de tensión.
- Tipo de instalación.
- Puntos de alimentación.



- Requerimientos de protecciones y seccionamientos, en caso que la empresa lo crea necesario.
- Condiciones del alumbrado público.
- Número de referencia del proyecto.

3.1.2 INECEL-UNEPER [4]

Se recomiendan que se deba disponer de los siguientes antecedentes:

- Definición del área de influencia.
- Cartas geográficas del área.
- Planos de vías actualizados.
- Ubicación de los centros de carga de mayor importancia en el área.

La metodología utilizada por estas normas indica que el proyectista debe solicitar la aprobación del trazado propuesto presentando un informe, donde el coordinador de la UNEPER evaluará y verificará la practicabilidad de la solución considerada.

Una vez aprobada esta solución propuesta el proyectista inicia con la fase de diseño, donde deberá disponer de la siguiente información:

- Particularidades de los centro poblados.
- Información socio-económica del área.
- Información estadística sobre la población.

3.1.3 Empresas Eléctricas de Colombia [7][19]

El diseño de un sistema de distribución debe incluir:

- La localización de la alimentación para el sistema
- El conocimiento de las cargas
- El conocimiento de las tasas de crecimiento de las cargas
- Selección de la tensión de alimentación.
- Selección de las estructuras de media tensión y baja tensión.



- Localización óptima de subestaciones de distribución (transformadores de distribución).
- Diseño del sistema de tierra.
- Análisis de corrientes de cortocircuito.
- Diseño de las protecciones de sobrecorriente y sobretensiones.

Dentro de la etapa de diseño para el inicio de esta el proyectista debe conocer ciertos parámetros generales como son los siguientes:

- Información relacionada con la zona del proyecto (uso de la tierra).
- Planes de desarrollo comunitario, industrial y municipal.
- Crecimiento de la población.
- Densidad de la carga.
- Localización del proyecto sobre la base cartográfica
- Tipos de vías y sus respectivos cortes.
- Redes eléctricas existentes a su alrededor tanto primarias como secundarias.
- Detalles de otra redes que pueden inferir como las redes telefónicas, etc.
- Factores demográficos que evidencien problemas de inmigración hacia áreas urbanas.
- Distancias de seguridad.
- Escala, convenciones utilizadas y notas aclaratorias.

El proyectista deberá tener en cuenta que como parámetros iniciales pueden ser:

- Niveles de tensión.
- Porcentajes de regulación de tensión.
- Circuitos en baja tensión.
- Pérdidas máximas de energía y potencia.
- Impedancias de puesta a tierra.
- Características de materiales y equipos.



3.1.4 Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.

El diseño de una red eléctrica secundaria se basa en tres aspectos generales como son: el trazado, el diseño y el dimensionamiento de los elementos que lo constituyen, estos puntos se amplían a continuación.

Trazado

La primera etapa del proyecto implica el trazado de las líneas sobre el plano, para lo cual es indispensable la información básica sobre la localización del proyecto y las características básicas del desarrollo urbanístico planificado o existente. En esta información se debe incluir lo siguiente:

1. Catastro de edificaciones e infraestructuras.
2. Planos topográficos correspondientes a la zona del proyecto y sus alrededores.
3. Usos de suelo y actividades económicas permitidas (ordenanzas, etc.).
4. Planos de redes eléctricas de media y baja tensión existentes en la zona.
5. Planificación prevista en la zona por otras instituciones (ETAPA, Municipio, etc.).
6. Necesidades técnicas del proyecto eléctrico.
7. Documentación de la empresa eléctrica sobre:
 - Simbología.
 - Manual de estructuras.
 - Materiales y equipos disponibles.
 - Condiciones técnicas que la red debe cumplir.
8. Tipo y número de clientes a servir.
9. Índice de crecimiento poblacional.

Diseño:

Una vez que se ha realizado el trazado de la red en el plano, se inicia con la fase de diseño, para lo cual se consideran los elementos tales como el transformador de distribución, las redes de baja tensión y las acometidas, para



esto se consideran aspectos técnicos y socioeconómicos. En este sentido es necesario disponer de la siguiente información:

1. Disposición espacial de edificaciones e infraestructuras.
2. Cálculos de demanda.
3. Necesidades y condiciones socioeconómicas de la población.
4. Condiciones técnicas que se deben cumplir.
5. Localidad a la que se va a dar servicio.
6. Número, tipo y requerimientos de los clientes.

Dimensionamiento:

El dimensionamiento de los elementos que constituyen la red es un aspecto importante para asegurar la correcta operabilidad de la misma, para esto se requiere de la siguiente información:

1. Demandas existentes y proyectadas.
2. Condiciones ambientales.
3. Valores de pérdida en el cobre y en el hierro del transformador a usar (selección técnico-económica).
4. Características técnicas a cumplir.
5. Distribución de los puntos de carga (plano arquitectónico de la lotización).

3.2 CRITERIOS GENERALES PARA EL TRAZADO

3.2.1 Empresa Eléctrica Quito S.A. [3]

Red Secundaria: La localización de las estructuras de soporte de los conductores, deberán considerar en función de la división del suelo en unidades de propiedad, la máxima aproximación de los circuitos de baja tensión a los puntos de alimentación a los usuarios, previstos de manera tal que se obtenga la longitud mínima para los circuitos de derivación o acometida desde la red.

Deberán evitarse o reducir al mínimo el número de cruces sobre avenidas y calles principales.



Centros de Transformación: Deberán localizarse en estructuras tangentes, evitando en todo caso posiciones angulares que determinen esfuerzos transversales sobre la estructura y en lo posible también posiciones terminales de circuitos que impliquen esfuerzos longitudinales; por otra parte, la localización deberá realizarse en sitios que ofrezcan la mínima exposición a impactos de vehículos, evitando la proximidad a intersecciones de vías y accesos de vehículos a edificios.

Postes: Ubicarlos donde la mayor seguridad y que no interfieran con el libre tránsito en forma notoria.

Deberán localizarse preferentemente en sitios coincidentes con las prolongaciones de las líneas divisorias de las propiedades o de no ser esto posible, a una distancia mínima de 6 m de las mismas.

No se admitirá la localización de postes en las intersecciones de las vías, debiendo mantenerse una distancia mínima de 7 m a partir de la cinta gotera de la acera.

La ubicación de los anclajes o tensores asociados a los soportes angulares o terminales, deben ser previstos en los sitios que ocasionen la mínima interferencia con el tránsito de peatones y de vehículos.

La distribución de los postes deberá mantenerse la máxima uniformidad para asegurar que se cumplan los límites del nivel de iluminación y del factor de uniformidad establecidos para el proyecto.

3.2.2 INECEL-UNEPER [4]

El proyectista deberá ejercitar el mayor empeño para análisis de alternativas y la determinación de la solución más conveniente.

- Reconocimiento del área que permitirá familiarizarse con las características del terreno, las condiciones de los accesos para la



construcción y la localización de los centros de carga y mediante esta actividad se verificará los datos de las referencias geográficas.

- Identificar la localización del punto de alimentación del sistema y del centro de carga.
- El proyectista ubicará sobre el plano los vértices de las líneas, determinando las distancias y ángulos horizontales a las referencias próximas tales como caminos, edificios o accidentes destacados que constan en el plano.
- Las líneas deberán seguir una ruta paralela a las vías de comunicación de mejores características, asegurar la facilidad de acceso y servicio a futuros clientes.
- Para cargas dispersas será admisible acortar las distancias atravesando zonas abiertas de cultivo o reserva, el trazado deberá en lo posible la línea de linderos entre propiedades para facilitar la obtención de los derechos de paso.
- Evitar cruces por áreas de bosques espesos o de cultivos de altura significativa, por terrenos con pendiente transversal pronunciada o sujeto a deslizamientos, así también por zonas pantanosas o inundables y sobre construcciones.
- Se debe mantener la distancia establecida con otro tipo de líneas, por ejemplo líneas eléctricas de mayor voltaje, telefónica, etc.
- Efectuar un reconocimiento del trazado de línea, colocando sobre el terreno señales que nos indique los puntos que nos representan en el plano el posible trayecto.
- Verificar la practicabilidad de la solución propuesta, si es necesario analizar otras opciones que pudieran constituir soluciones más convenientes.

3.2.3 Empresas Eléctricas de Colombia [7][19][20][22]

La optimización de la construcción de las líneas aéreas de energía eléctrica, requiere del diseño la trayectoria de longitud mínima, sin menoscabo de la seguridad, operación, mantenimiento y accesibilidad; para lo cual, además de



los factores técnicos y económicos, deberá cumplir con los requisitos siguientes:

- Deben identificarse todos los detalles del área que afecten de alguna manera la construcción y funcionamiento de la línea, tales como:
 - Construcciones, cultivos, arroyos, quebradas, ríos, cercados, depresiones etc.
 - Cruces con otras líneas eléctricas y líneas de comunicaciones.
 - Vías peatonales y vehiculares.
- El Ingeniero Proyectista inspeccionará el terreno que corresponde al proyecto, sus vías de acceso y su interconexión con el punto de diseño fijado para compatibilizar el proyecto con las instalaciones eléctricas existentes.
- La ruta de la línea de distribución debe ser recta, pudiendo sufrir desviaciones sólo para evitar:
 - Cruces de terrenos.
 - Zonas de inestabilidad geológica.
 - Bosques cuya tala no autoriza el ministerio del medio ambiente.
 - Construcciones.
- Las redes aéreas urbanas en baja tensión, se tenderán en postera de 8 m a intervalos no mayores de 30 m, salvo requerimiento puntual del Alumbrado Público.
- En líneas de distribución secundaria rural, no podrán exceder de 500 m de distancia entre el transformador y cualquier usuario.
- Alineación de postes: En poblaciones urbanizadas, todas las estructuras deberán quedar alineadas y en un solo lado de la acera o calle para toda la red, en sentido longitudinal y transversal.
- Evitar riesgos de colisión con las estructuras: Las estructuras se deberán instalar en lugares en donde las condiciones de tránsito no sean adversas, evitando riesgos de colisión sobre las mismas.
- No deberá diseñarse y/o construirse líneas aéreas de cualquier nivel de tensión sobre viviendas.



- Se deberá prevenir la obstaculización de los accesos a los inmuebles. Si en el momento del diseño de la red, los inmuebles afectados no tuvieren definidos sus accesos, las estructuras deberán ser ubicadas frente a los límites de propiedad en donde estos colindan.
- Minimícese el número de cruzamientos con otros derechos de vías.
- El diseño de las líneas deberá respetar los criterios así como las distancias recomendadas por normas internacionales, para evitar o minimizar las interferencias eléctricas en componentes ajenos a la red eléctrica.
- Cuando se considere la construcción de dos o más líneas aéreas, o de una línea aérea con una de comunicaciones, utilizando las mismas estructuras, se deberá cumplir con los siguientes requerimientos:
 - La línea de mayor tensión deberá quedar en la parte superior.
 - Cuando se trate de líneas aéreas de suministro eléctrico y de comunicación, las primeras deberán estar en los niveles superiores y conservar su misma posición en todo su trayecto, considerando las transposiciones necesarias de los conductores.
 - La distancia de seguridad de línea a línea.
- Para efectos de operación y mantenimiento, el diseño de las líneas aéreas deberá considerar que éstas sean accesibles, en cualquier época del año, al personal y equipo requerido.
- Transformadores y equipos montados en las estructuras: La parte más baja de los transformadores y equipos montados en estructuras, deberá estar a una altura mínima sobre el nivel del suelo.
- El neutro de las redes de baja tensión será continuo y se conectará al conductor de puesta a tierra en el transformador de distribución y en cada uno de los puntos terminales de los ramales de la red.
- El neutro de las redes en baja tensión debe estar aterrizado en todos los apoyos de terminación.
- No se recomienda el montaje de redes de baja tensión aéreas en los cruces de vías vehiculares; tampoco, la instalación de postes o retenidas al frente de las viviendas, así como la instalación de redes aéreas a lo largo de las vías peatonales.



- La localización definitiva requiere una evaluación de las siguientes condiciones:
 - Bajo costo de servidumbres.
 - Bajo costo de construcción.
 - Bajo costo de mantenimiento.
- En la ubicación de los apoyos y templetes para las redes, es importante tomar en consideración los linderos (paramentos) de las viviendas y la presencia actual o futura de garajes o accesos a las viviendas, para que no se conviertan en obstáculos e inconvenientes, tanto para los residentes como para la Compañía.
- El diseño deberá determinar e identificar todos los daños que se requieran para la construcción, tales como:
 - Tala de árboles.
 - Demolición de construcciones.
 - Cortes de terreno (excavaciones).

3.2.4 Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.

Para realizar el trazado sobre el plano se debe tomar en cuenta ciertos criterios,

1. Adecuada previsión de crecimiento de demanda.
2. Optimización de redes existentes.
3. Optimización económica de redes futuras.
4. Varios (limitación por edificaciones circundantes, impacto visual, etc.).
5. Revisar el área; Tomar fotografías; ayudarse de un GPS; señalar posibles puntos para ubicar postes; realizar el levantamiento de vías existentes.
6. Centralizar las cargas más influyentes y variar la posición en función de las caídas de tensión.
7. Usar líneas de colores y formas diferentes que permitan identificar u ocultar entre sí.
8. Que el plano se encuentre en la escala adecuada.



9. Ubicar correctamente las estructuras en el plano de manera que se aproxime a la posición real, en cuanto a las acometidas que estás se encuentre de acuerdo al número de usuarios a servir.
10. Utilizar simbología clara y especificando al pie del plano.
11. Conocer las características topográficas.
12. Georeferenciados a un punto de arranque existente.
13. Solicitud de información a la empresa en el GIS, levantamiento campo, mediciones y dibujo.
14. Coordinación con la respectiva zona.

3.3 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN Y SU LOCALIZACIÓN

3.3.1 Empresa Eléctrica Quito S.A. [3]

La potencia nominal de los transformadores de distribución a considerar en el proyecto deberá corresponder a uno de los valores normalizados que constan en la normativa.

En función del trazado preliminar de la red; el proyectista deberá determinar, en principio, la ubicación de los centros de transformación y la configuración de los circuitos secundarios asociados a cada uno de ellos, de manera tal que en lo posible, los primeros queden dispuestos en el centro de carga, esto es, para el caso de cargas uniformemente distribuidas, equidistantes de los extremos de los circuitos secundarios o, para una distribución no uniforme, a distancias inversamente proporcionales a las magnitudes de las cargas; en este caso es conveniente ubicar el centro de transformación en las proximidades de la carga de mayor significación.

Para establecer la capacidad del transformador de distribución correspondiente a cada uno de los centros de transformación, se determinará la Demanda de Diseño (DD), que depende del número y tipo de usuarios alimentados a partir del mismo. La capacidad del transformador requerida, viene dada por la expresión:

$$KVA(t) = DDx(\%) + DMe$$



Siendo, DD la demanda de diseño, (%) el porcentaje de acuerdo al tipo de usuario y DMe la demanda máxima correspondiente a cargas especiales, en caso de existir.

Los porcentajes para los diferentes tipos de usuarios e indican a continuación:

Usuario Tipo	Porcentaje (%)
A y B	90
C	80
D y E	70
Comerciales e Industriales	90

Con la configuración adoptada en principio se realizará el cómputo de la caída de tensión para verificar que no sean superados los límites preestablecidos, hasta alcanzar por aproximaciones sucesivas, la solución óptima.

3.3.2 INECEL-UNEPER [4]

Los transformadores de distribución deben ser localizados lo más cerca posible del centro de carga, porque la caída de tensión en el conductor secundario es mucho más grande que su correspondiente longitud para el conductor primario.

- Centros poblados: En centros poblados con vías públicas definidas y consumidores uniformemente distribuidos, el proyectista deberá analizar alternativas para localizar los transformadores en las ubicaciones más convenientes, tomando en consideración las facilidades u obstáculos que se presenten para la extensión de los circuitos primarios de alimentación y la cobertura de los circuitos secundarios a proyectar. Deberán seleccionarse posiciones que aseguren una adecuada protección de la estructura sobre la que se instale el transformador con relación al tránsito de vehículos.
- Consumidores dispersos: En zonas rurales caracterizadas por la dispersión de los consumidores, el proyectista deberá en general determinar grupos de consumidores que por su localización relativa



limiten la extensión de los circuitos secundarios a longitud del orden de 500m. medidas desde el transformador que deberá ubicarse en una posición central con relación a los extremos.

- Cargas especiales: En todos los casos, los transformadores se localizarán en posiciones próximas a las cargas de mayor significación ubicadas en su área de influencia.

Las potencias nominales de los transformadores monofásicos adoptadas en función de los valores normalizados para su fabricación son: 3; 5; 10; 15; 25; 37,5 y 50 kVA.

En función de las potencias nominales adoptadas para los transformadores de distribución y del valor de la demanda máxima diversificada a nivel de los terminales secundarios, se selecciona en cada caso la potencia del transformador considerado.

3.3.3 Empresas Eléctricas de Colombia [7][21][22]

Los transformadores de distribución se ubicarán en el sitio más cercano al centro de carga del grupo de usuarios que se desea servir, teniendo en cuenta, en lo posible, ningún usuario quede a más de 500 m del transformador que lo alimente, y que su regulación de tensión no supere los límites normalizados por la Compañía.

Las capacidades normalizadas de los transformadores a ser instalados en el sistema de distribución serán los establecidos por la norma de la empresa, cuyas capacidades dependen del nivel de tensión primaria

Para determinar la capacidad de los transformadores de distribución y el calibre de los conductores de los diferentes alimentadores, se utilizan las tabla de demanda diversificada, de acuerdo al estrato socioeconómico al que pertenezcan y al número de usuarios que alimenten; a este valor deben sumarse las cargas especiales asignadas al transformador o en su defecto al alimentador y las cargas proyectadas de acuerdo al plan de expansión.

Los pasos a seguir son:



1. La capacidad del transformador se puede calcular con base en la expresión

$$S_{trans} = S_{usures} + S_{areascomunes} + S_{alumbradopublico}$$

S_{trans} : Carga de diseño del transformador (VA)

$S_{usu res}$: Carga demandada usuarios sector residencial (VA)

$S_{Areas comunes}$: Carga áreas comunes sector residencial (VA)

$S_{alum publico}$: Carga demanda alumbrado público (VA)

2. Determinar la carga instalada.
3. Se determina la demanda máxima diversificada para (1) usuario.
4. Dependiendo del estrato socio económico, el cual tiene relación con el factor de diversidad se determina la demanda máxima diversificada para el número de usuarios (n).
5. El valor anteriormente calculado se proyecta para un periodo de 8 años, la tasa de crecimiento de la demanda está definida por la compañía y de esta manera se obtiene la componente de carga por usuarios del transformador.

$$DMD_{Año n} = DMD_{Año 0} * \left(1 + \frac{r}{100}\right)^n$$

6. Al valor calculado le sumamos cargas por aéreas comunes y alumbrado público, con este valor se selecciona entre los valores normalizados, teniendo como criterio “no superar el 20% de sobrecarga”.

3.3.4 Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.

Para la localización de los transformadores de distribución se debe considerar inicialmente el trazado preliminar de la red; y ubicar el punto de transformación lo más cerca posible del centro de carga, para mantener la caída de tensión en los conductores dentro de los parámetros aceptables (área urbana 6% y área rural 4.5%).



A continuación se presentan algunos criterios recomendados para la ubicación del centro de transformación:

1. Búsqueda del centro de carga.
2. Facilidad constructiva.
3. Protección de personas.
4. Acceso de vías.
5. Centralizar las cargas más influyentes y variar la posición en función de las caídas de tensión de tal manera que el DV no debe superar el 6% en el área urbana y para el área rural 4.5% en los extremos.
6. El transformador no se encuentre alejado al número de usuarios más representativos a servir.
7. No obstaculice la circulación en caso de ser cabina de transformación.
8. Tener muy en cuenta la ubicación de las líneas de media tensión.

Dimensionamiento

El dimensionamiento de los elementos de la red y el, computo de la caída de voltaje, deben desarrollarse considerando la incidencia de la demanda máxima unitaria, sobre la base de la distribución de los abonados en cada uno de los puntos, contemplando además la carga por el alumbrado público y cargas especiales de existir.

Las redes de baja tensión y transformación deben preverse para un periodo de 10 años.

La demanda de diseño para la red secundaria y transformadores de distribución deberá ser calculado para un punto dado, mediante el siguiente procedimiento [5]:

$$DM_p = DMU_p * N * F$$

Donde:

DMU_p = La demanda máxima unit. proyectada

N = Número de abonados

F = Factor de coincidencia



$DMp = \text{Demanda máxima en el punto dado}$

$$F = N^{-0.0944}$$

Esta demanda corresponde al conjunto de abonados típicos y por lo tanto, deberán incorporarse además la demanda de las cargas especiales y del alumbrado público.

Consecuentemente la demanda de diseño es:

$$D = DMp + A + Ce$$

Donde:

$D = \text{Demanda de diseño (KVA)}$

$A = \text{Carga de alumbrado público (KVA)}$

$Ce = \text{Cargas especiales (puntuales) (KVA)}$

Para determinar la capacidad de los transformadores, a los valores de demanda establecidos, se deberán aplicar los siguientes factores, por concepto de sobrecarga de los transformadores:

CATEGORÍA	FACTOR
A	0,9
B Y C	0,8
D...H	0,7

Es decir al valor de la demanda de diseño calculado le multiplicamos por un factor de sobrecarga, cuyo valor dependerá de la categoría de los clientes a servir, este corresponderá a la capacidad del transformador que se requiera.

Para la selección previa del transformador se debe tomar en cuenta algunos criterios:

1. Considerar pérdidas en el hierro y en el cobre. Es decir hacer un análisis económico del transformador.
2. Considerar factores de crecimiento de carga reales.
3. El número de clientes a servir, que nos da una idea de la carga a instalar así como el crecimiento a futuro.
4. Número de abonados existentes y proyectados.



5. Índice de crecimiento poblacional.
6. Se pueda sobrecargar por un determinado tiempo, pero sin superar los límites establecidos para cada categoría.
7. No sobredimensionar la demanda a la que se va a servir.
8. Factores de sobrecarga e índices de crecimiento.

3.3.5 Conclusiones transformador de distribución y localización

El dimensionamiento del transformador implica un análisis técnico y económico. Para seleccionar la capacidad del transformador partiremos de la demanda de diseño obtenida y de la capacidad y límites de cargabilidad.

Se evalúan las pérdidas en el transformador, mediante las curvas de carga obtenidas por circuito y se verificará la factibilidad de aplicar los límites de cargabilidad.

El análisis detallado se encuentra en el **anexo 3.1**, de este estudio se obtienen los límites de cargabilidad de los transformadores (**tabla 3.1**).

Para determinar la capacidad del transformador en función de la demanda de diseño obtenido se selecciona el transformador cuya capacidad o su límite satisfaga la demanda.

Transformador kVA	Comercial	R1	R2..R5	
Monofásico	5	5,56	6,25	7,14
	10	11,11	12,50	14,29
	15	16,67	18,75	21,43
	25	27,78	31,25	35,71
	37,5	41,67	46,88	53,57
	50	55,56	62,50	71,43
Trifásico	30	33,33	37,50	42,86
	45	50,00	56,25	64,29
	50	55,56	62,50	71,43
	60	66,67	75,00	85,71
	75	83,33	93,75	107,14
	100	111,11	125,00	142,86
	112,5	125,00	140,63	160,71
	125	138,89	156,25	178,57

Tabla. 3.1 Límites de utilización de los transformadores en kVA.



Es conveniente aplicar estos factores desde el punto de vista técnico y económico, salvo el caso para el transformador de 45 kVA. Si el valor de la demanda de diseño para cualquier categoría se ha superior a la capacidad del transformador de 45 kVA e inferior o igual a su límite de cargabilidad y cuyo requerimiento sea un servicio trifásico, se debería seleccionar el transformador de 50 kVA debido a un menor costo.

3.4 CONDUCTORES Y SELECCIÓN PRELIMINAR

3.4.1 Empresa Eléctrica Quito S.A. [3]

El proyectista deberá efectuar un análisis para determinar en forma preliminar y para cada caso particular, la combinación de la capacidad de los transformadores de distribución y de la sección de los conductores secundarios que conduzca al costo mínimo y a la utilización más eficiente de estos elementos.

Los conductores desnudos para instalación aérea serán preferentemente de aluminio ASC, pudiendo utilizarse alternativamente ACSR en las redes primarias de MT, con los siguientes límites:

ASC	mm	AWG o MCM
Máximo	107,22	4/0
Mínimo	53,49	1/0

En redes trifásicas primarias y secundarias, y redes secundarias monofásicas a tres conductores, el neutro será de sección 50% de la fase, aproximadamente. En redes monofásicas a dos conductores, la sección del neutro será igual al de la fase. El mínimo calibre para el neutro es 2 AWG.

3.4.2 INECEL-UNEPER [4]

El número y tamaño de los conductores para los circuitos secundarios, está determinado por el límite establecido para la caída máxima de voltaje y una vez adoptada los valores para la demanda de diseño y definidas las distancias del transformador a los puntos de aplicación de las cargas, se procederá al cómputo de la caída de voltaje.



Los conductores a utilizar en los sistemas rurales de distribución serán de aluminio reforzado con núcleo de acero (ACSR), formación 6/1.

Tamaño (AWG)	Designación	Sección (mm^2)
4	SWAN	21,15
2	SPARROW	33,62
1/0	RAVEN	53,49
2/0	QUAIL	67,43

El tamaño del conductor neutro será, en todos los casos el correspondiente a un paso inferior al seleccionado para los conductores de fase; excepto para el tamaño #4 considerado como mínimo.

3.4.3 Empresas Eléctricas de Colombia [7][21][22]

Al seleccionar los conductores para las redes secundarias deben tenerse en cuenta varios factores: regulación de voltaje y pérdidas de energía en el trazo considerado, capacidad de carga del conductor, sobrecargas y corriente de cortocircuito permitidos.

Para fijar los calibres debe tenerse en cuenta la capacidad de reserva para atender el crecimiento de la demanda a lo largo del periodo de predicción tomado como base para el diseño. Esta capacidad de reserva queda determinada por la relación entre los valores finales e iniciales de las cargas en los transformadores para el período de diseño.

Para líneas de distribución secundaria aérea, pueden utilizarse conductores aislados o desnudos, de cobre o aluminio aislados con recubrimiento termoplástico resistente a la humedad (THW).

Para líneas de distribución secundaria se han normalizado los siguientes tipos de conductores:

- Conductor de aluminio y cobre con aislamiento termoplástico resistente a la humedad, con separación entre conductores no menor de 10 cm.



- Conductor ACSR o cobre desnudo para redes aéreas con separación entre conductores no menor de 20 cm. Se recomienda usar espaciadores en la mitad de los tramos.

El calibre máximo a emplear será el 2/0 AWG.

Los calibres mínimos de los conductores normalizadores en redes secundarias aéreas son:

- Para las fases:
Cobre con aislamiento termoplástico resistencia a la humedad AWG N° 6
Cobre desnudo N° 6 AWG.
Aluminio con aislamiento termoplástico resistente a la humedad N° 4 AWG.
Aluminio reforzado con acero, ACSR N° 4 AWG.
- Para el neutro:
En sistemas trifásicos tetrafilares será 2 Galgas inferior al de las fases.
En sistemas monofásicos trifilares será igual al de las fases.
En sistemas trifilares derivados de sistemas trifásicos tetrafilares y en sistemas bifilares será igual al empleado en la fase.

Se acepta el uso de conductores ACSR individuales para la construcción de redes de baja tensión únicamente en zonas rurales, colocándose el neutro en la posición superior y las fases, de arriba a abajo serán A, B y C.

3.4.4 Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.

Para el dimensionamiento adecuado de los conductores, se debe cumplir con los valores admisibles de caída de voltaje, en el punto eléctricamente más alejado de la fuente de alimentación. No deberá excederse de los siguientes límites:

Área Urbana 6%

Área Rural 4,5%



El calibre mínimo del conductor será el # 2 AWG tipo ACSR, debiendo emplearse preferentemente el conductor ACSR o similar, salvo aquellos casos en los que por esfuerzos mecánicos sea necesario considerar otro tipo [5].

Selección del conductor

Para el dimensionamiento correcto de los conductores, se presenta a continuación una serie de recomendaciones para su selección:

1. Un análisis social-técnico-económico.
 - En lo social: peligros de hurto de electricidad, peligro de accidente eléctrico, estética.
 - En lo técnico: temperatura ambiente, capacidad de conducción, facilidad de instalación, longitud de vanos y aislamiento.
 - En lo económico: precio de compra, precio instalación, costo de mantenimiento.
2. Análisis de pérdidas, caída de tensión.
3. Disponibilidad en el mercado.
4. Capacidad de corriente, longitud de los conductores.
5. Determinar la carga y proyección del crecimiento de la misma así como la longitud de los vanos correspondientes a los ramales del transformador.

3.4.5 Conclusiones conductor y selección preliminar

En esta sección el análisis constituye en obtener el calibre de conductor preliminar de acuerdo a la capacidad del transformador, que permita al diseñador obtener la solución óptima en un menor tiempo.

En el **anexo 3.2** se encuentra el análisis realizado para obtener estos calibres, a continuación se presenta para el sector urbano de acuerdo a la capacidad del transformador el calibre de conductor que se puede seleccionar en forma preliminar y el cual posteriormente se dimensionarán en base al análisis de condición óptima desde los puntos de vista técnico (caída de tensión y pérdidas potencia) y económico.



Transformador	Tipo	Conductor fase
3,5,10,15 y 25	Monofásico	2 ACSR
37.5 y 50	Monofásico	1/0 ACSR
30	Trifásico	2 ACSR
50, 60 y 75	Trifásico	1/0 ACSR
100 y 112.5	Trifásico	2/0 ACSR
125	Trifásico	3/0 ACSR

Tabla. 3.2. Conductores ACSR preliminares sector urbano.

El conductor 4 ACSR no se utiliza debido a consideraciones de expansión del sistema.

3.5 CAÍDAS DE TENSIÓN ADMISIBLE

3.5.1 Empresa Eléctrica Quito S.A. [3]

La caída de tensión va a depender del área geográfica, y del tipo de transformador de distribución, el valor oscila entre 2,5-3,5%.

3.5.2 INECEL-UNEPER [4]

La caída de Tensión tendrá un rango entre el 3 – 4 % limite.

3.5.3 Empresas Eléctricas de Colombia [7][20][21][22]

La parte urbana el limite corresponde entre el rango 4-5% y la rural entre el 6-7%.

3.5.4 Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. [5]

La caída de tensión admisible, en el punto eléctricamente más alejado de la fuente, con la demanda de diseño considerada, no deberá exceder para la red secundaria los límites siguientes:

Área Urbana: 6%

Área Rural: 4.5 %



3.6 CÁLCULO DE CAÍDA DE TENSIÓN

3.6.1 Empresa Eléctrica Quito S.A. [3]

El proceso de cómputo a seguir para establecer la caída máxima de tensión consiste en la determinación del valor de la misma para cada uno de los tramos de circuito y por adición, el valor total que debe ser inferior al límite establecido.

Para realizar este cálculo se recomienda primero:

- a. Anotar los datos generales del proyecto e identificar el centro de transformación.
- b. Representar esquemáticamente el circuito, de acuerdo a la configuración del proyecto y además indicar los siguientes datos sobre el esquema:
 - Numeración de los postes o puntos de derivación, consecutiva a partir del transformador.
 - El número de abonados alimentados desde cada uno de los postes o puntos de derivación.
 - El número de abonados total que incide sobre cada uno de los tramos, considerado como la suma de los mismos vistos desde la fuente hacia el extremo del circuito en la sección correspondiente.

Con la configuración adoptada en principio se realizará el cómputo de la caída de tensión para verificar que no sean superados los límites preestablecidos, hasta alcanzar por aproximaciones sucesivas, la solución óptima.

3.6.2 INECEL-UNEPER [4]

El dimensionamiento de los circuitos secundarios está determinado por el tamaño de los conductores requerido para mantener la caída de voltaje dentro de los límites preestablecidos. El proceso de cómputo consiste en la determinación de la caída de voltaje en cada uno de los tramos, para luego computar la caída total por la sumatoria de los valores parciales.

Se recomienda primero anotar los datos generales del proyecto, las características y la identificación del transformador.



Luego representar el esquema del circuito secundario, que contenga la siguiente información:

- Numeración de los postes y puntos de derivación, en secuencia a partir de los terminales del transformador.
- Distancias en metros entre los puntos numerados.
- Número de consumidores derivados de cada uno de los postes.

Se verificará la caída máxima del voltaje (DVM), valor que deberá ser en todo caso igual o menor que el límite máximo admisible, si cumple establecido el proyectista mantendrá el tamaño preseleccionado de los conductores o considerará otros tamaños para aproximarse al límite, con el objetivo de mantener el valor resultante dentro del rango de 3 a 4%.

3.6.3 Empresas Eléctricas de Colombia [7]

Para determinar la regulación de tensión en las redes aéreas Nivel 1 (tensión eficaz inferior a 1 kV), se utilizará el método “Tramo a Tramo”.

El voltaje de recepción tiene variaciones y depende de la ubicación de la carga en la línea, obteniéndose valores diferentes para las tomas de carga a lo largo de la línea.

Sistema trifásico:

$$\Delta V\% = \frac{KVA * L * (r * \cos\phi + X * \sin\phi)}{10 * (KV)^2}$$

$$\Delta V\% = K * M$$

En donde:

M: Momento eléctrico=KVA*L

KVA: Carga trifásica

L: Longitud de la red considerada, Km.

K: Constante que depende de la tensión, la configuración del sistema, las características del conductor y el factor de potencia.

$$K = \frac{(r * \cos\phi + X * \sin\phi)}{10 * (KV)^2}$$



r: Resistencia unitaria del conductor ($ohms/Km$), a $50^{\circ} C$.

X: Resistencia inductiva ($ohms/Km$).

Sistema monofásico:

La caída de tensión en un circuito monofásico de dos hilos, está dada por:

$$\Delta V\% = 2 * \frac{KVA * L * (r * \cos\phi + X * \sin\phi)}{10 * (KV)^2} K = 2 * \frac{(r * \cos\phi + X * \sin\phi)}{10 * (KV)^2}$$

El procedimiento general para el cálculo es como sigue:

1. Identificar el tipo de estrato socio-económico del proyecto.
2. Establecer el tipo de redes a utilizar:
3. Determinar el tipo de conductor:
4. Dibujar las topologías del circuito bajo cálculo, con la numeración nodal.
5. Calcular la regulación en el extremo o extremos más alejados y de mayor carga, usando las constantes de regulación y presentar el cálculo en los cuadros normalizados.

3.6.4 Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. [5]

Para el cálculo de la caída de tensión en las redes, se emplearan los valores de factor de carga de voltaje (FDV), KVA-M, para 1% de caída de tensión establecidos.

La caída de voltaje admisible, en el punto eléctricamente más alejado de la fuente de alimentación, con la demanda de diseño considerada, no deberá exceder para la red secundaria los valores establecidos.

3.6.5 Conclusiones cálculo caída tensión

Al cálculo de caída de tensión se incorpora el cálculo de pérdidas de potencia para determinar el porcentaje de pérdidas y compararlo con límite establecido del 3%, esto nos permite obtener la solución tanto técnica como económicamente óptima.



En el **anexo 3.3** se indica el proceso para obtener los FDV en conductores preensamblados.

3.7 CONEXIONES A TIERRA

3.7.1 Empresa Eléctrica Quito S.A. [3]

Las conexiones a tierra del neutro se efectuarán, por lo menos, en los siguientes puntos del sistema:

- a.** Para redes de distribución en áreas urbanas: En los centros de transformación y en los dos terminales del circuito secundario más alejados del transformador.
- b.** Para redes de distribución en áreas rurales: Similar al literal “a” y además para circuitos secundarios prolongados en puntos intermedios a intervalos de 200 m.
- c.** Para circuitos primarios y líneas de distribución a 22,8 kV, con neutro continuo: a intervalos de aproximadamente 300 m en toda su longitud y además en los puntos terminales.

El proyectista deberá seleccionar una de las disposiciones tipo para la conexión a tierra, de acuerdo al valor de la resistividad del terreno, a fin de obtener un valor de resistencia de puesta a tierra a 25 ohmios para instalaciones aéreas.

3.7.2 Empresas Eléctricas de Colombia [7][21][22]

El neutro de las redes de baja tensión será continuo y se conectará al conductor de puesta a tierra en el transformador de distribución y en cada uno de los puntos terminales de los ramales de la red. Con la interconexión de las puestas a tierra (por medio del neutro) disminuye el valor de la resistencia entre neutro y tierra, limitando la tensión en las fases sanas cuando se presenta una falla a tierra.

La puesta a tierra debe ser única para cable de guarda, neutro, descargadores de sobretensión y carcasa del transformador.



En todos los casos cuando la estructura sea en poste de concreto se empleará cable de cobre desnudo, con calibre no inferior al 2 AWG, tendido sobre la estructura en línea totalmente recta desde el punto de conexión en el cable de guarda o en los descargadores de sobretensión hasta su conexión con la varilla de puesta a tierra.

El conductor de tierra será protegido en postes de concreto existentes en los tres metros inferiores empleando un tubo conduit metálico de 1/2" x 3 m sujetado a la estructura mediante tres amarres con cinta de acero inoxidable de 5/8".

La conexión de la bajante a tierra y la varilla se hará utilizando soldadura exotérmica o conector especial tipo cuña, que posean certificados de homologación vigentes.

Se emplearán electrodos de puesta a tierra de acero galvanizado en caliente o con recubrimiento de cobre electrodepositado o enchaquetado en frío de 5/8" x 2.40 m como mínimo. La varilla no puede ser golpeada al enterrarla, debiéndose aplicar agua para lograr su deslizamiento.

El electrodo será instalado a una distancia no inferior a 1.0 m, medida desde la estructura soporte. Alrededor de la estructura se construirá una circunferencia de igual radio con cable calibre 4 AWG que será llevada igualmente a la varilla, junto con el conductor bajante de tierra.

Para disminuir la resistencia de puesta a tierra, en caso de requerirse, se emplearán electrodos adicionales separados una distancia como mínimo igual a la longitud del electrodo y conectados con cable de igual calibre y preferiblemente de 15 m.

De no obtenerse los resultados esperados de resistencia de puesta a tierra, se procederá a mejorarla con contrapesos a una longitud de 30 m, preferiblemente en dirección de la zona más húmeda en cuyo extremo se conectará una varilla de puesta a tierra.



El conductor bajante de los pararrayos y del transformador, cuando éste es aéreo, se hará mediante conductor de cobre desnudo de calibre No. 2 AWG como mínimo, unido a una varilla de cobre puro o copperweld, la unión entre la varilla y el conductor se hará mediante soldadura exotérmica.

El valor de la resistencia de puesta a tierra no será mayor de 25 Ohmios en acometidas domiciliarias, 20 ohmios en estructuras de líneas de distribución y de 10 ohmios en subestaciones de media tensión.

El bajante de los pararrayos y del transformador será único e irá dentro de un ducto conduit galvanizado de 1/2" x 3 m adherido al poste y enterrado 45 cm para evitar el vandalismo.

El operador de red debe entregar a los diseñadores de un proyecto, el valor de la máxima corriente de falla a tierra esperada en el sitio del proyecto respectivo.

3.7.3 Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. [5]

Se debe poner a tierra los conductores que no sean líneas vivas, o sea: el neutro, las fundas metálicas de cables, las cajas metálicas, los tableros en general, toda protección de aparatos o equipos de acometidas, transformadores.

En acometidas domiciliarias se utilizará varillas de puesta a tierra o equipos fabricados para este propósito, el conductor será de cobre macizo o cableado **tabla 4.8.**

La resistencia eléctrica del sistema de puesta a tierra deberá ser inferior a los 25 ohmios.

El conductor de puesta a tierra se conectará al electrodo con una abrazadera u otro medio, en los tableros, tapas de protección, cajas o armarios, la conexión se hará mediante un borne, tornillo o conector previsto para este objeto.



CAPITULO IV

CAPACIDAD Y UBICACIÓN DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIONES

Los elementos de un sistema eléctrico de distribución, están expuestos a fallas y perturbaciones, tales como sobrecorriente y sobretensión, siendo importante la ubicación y dimensionamiento del sistema de protección. Nos enfocaremos al análisis de las protecciones, en las redes de baja tensión y transformadores de distribución.

4.1 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

Las protecciones de sobrecorriente deben evitar las sobrecargas y los cortocircuitos que se pueden producir en los transformadores y en las redes de baja tensión. Los cortocircuitos generalmente se presentan en las redes de baja tensión por las fallas fase-fase o la más común fase - tierra. Las sobrecargas se pueden presentar en los transformadores, cuando estos están sobrecargados por lo que su aislamiento puede verse afectado.

4.1.1 Empresa Eléctrica Quito S.A. [3]

En redes de baja tensión se utilizarán exclusivamente como dispositivos de protección fusibles unipolares montados sobre bases aislantes de soporte. Cabe recalcar que los conductores de baja tensión, pueden ser ACSR y los cables preseensamblados.

Transformadores monofásicos convencionales- BT conductores ACSR								
TRAFO KVA	Tensión primaria						Tensión secundaria	
	22,8 GRDY/13,2 kV		13.2 GRDY/7.6 kV		6,3 kV		240/120 V	
	In	Fusible	In	Fusible	In	Fusible	In	Fusible
5	0.38	1 H	0.66	2 H	0.79	2 H	20.83	25
10	0.76	2 H	1.32	2 H	1.59	3 H	41.66	35
15	1.14	2 H	1.97	3 H	2.38	5 H	62.5	63
25	1.89	5 H	3.29	5 H	3.97	8 K	104.17	100
37.5	2.84	6 K	4.93	10 K	5.95	12 K	156.25	125
50	3.79	10 K	6.58	12 K	7.94	15 K	208.33	160

Tabla 4.1 Fusibles transformadores monofásicos- BT conductores ACSR.



Transformadores monofásicos convencionales-BT cable preseensablado								
TRAFO KVA	Tensión primaria						Tensión secundaria	
	22,8 GRDY/13,2 kV		13.2 GRDY/7.6 kV		6,3 kV		240/120 V	
	In	Fusible	In	Fusible	In	Fusible	In	Fusible
5	0.38	1 H	0.66	2 H	0.79	2 H	20.83	25
10	0.76	2 H	1.32	2 H	1.59	3 H	20.83	25
15	1.14	2 H	1.97	3 H	2.38	5 H	31.25	35
25	1.89	5 H	3.29	5 H	3.97	8 K	52.08	63
37.5	2.84	6 K	4.93	10 K	5.95	12 K	78.13	80
50	3.79	10 K	6.58	12 K	7.94	15 K	104.17	125

Tabla 4.2 Fusibles transformadores monofásicos- BT cables
preensablado.

Transformadores trifásicos-red BT conductor ASCR								
TRAFO kVA	Tensión primaria						Tensión secundaria	
	22,8 kV		13.2 kV		6,3 kV		210-121 V	
	In	Fusible	In	Fusible	In	Fusible	In	Fusible
30	0.76	2 H	1.31	3 H	2.75	5 H	82.48	63
50	1.26	3 H	2.19	5 H	4.58	10 K	137.46	125
75	1.89	5 H	3.28	8 K	6.87	15 K	206.19	160
100	2.53	6 K	4.37	10 K	9.16	15 K	274.92	224
112.5	2.84	6 K	4.92	10 K	10.31	20 K	309.29	224
125	3.16	6 K	5.47	12 K	11.46	20 K	343.65	250
150	3.79	8 K	6.56	12 K	13.75	25 K	412.38	400
180	4.55	8 K	7.87	15 K	16.5	25 K	494.86	400
200	5.05	10 K	8.75	15 K	18.33	30 K	549.84	500
225	5.68	12 K	9.84	20 K	20.62	40 K	618.57	500
250	6.31	15 K	10.93	20 K	22.91	40 K	687.3	600
300	7.58	15 K	13.12	25 K	27.49	65 K	824.76	600
315	7.95	15 K	13.78	25 K	28.87	65 K	866	630
400	10.1	20 K	17.49	40 K	36.66	65 K	1099.68	800
500	12.6	25 K	21.87	40 K	45.82	100 HHC	1374.6	INTER.TERMOMAGNETICO
630	15.9	30 K	27.55	65 K	57.73	100 HHC	1732	INTER.TERMOMAGNETICO
750	18.9	50 K	32.8	65 K	68.73	100 HHC	2061.91	INTER.TERMOMAGNETICO
800	20.2	50 K	34.99	65 K	73.31	100 HHC	2199.37	INTER.TERMOMAGNETICO
1000	25.3	65 K	43.74	80 K	91.64	160 HHC	2749.21	INTER.TERMOMAGNETICO

Tabla 4.3 Fusibles transformadores trifásicos- BT conductor ACSR.



Transformadores trifásicos-red BT cable preseensamblado								
TRAFO kVA	Tensión primaria						Tensión secundaria	
	22,8 kV		13.2 kV		6,3 kV		210 Y-121 V	
	In	Fusible	In	Fusible	In	Fusible	In	Fusible
30	0.76	2 H	1.31	3 H	2.75	5 H	41	63
45	1.14	3 H	1.97	5 H	4.12	10 K	62	80
50	1.26	3 H	2.19	5 H	4.58	10 K	69	100
75	1.89	5 H	3.28	8 K	6.87	15 K	103	160
100	2.53	6 H	4.37	10 K	9.16	15 K	137	224
112.5	2.84	6 H	4.92	10 K	10.31	20 K	155	224
125	3.16	6 H	5.47	12 K	11.46	20 K	172	224

Tabla 4.4 Fusibles transformadores trifásicos- BT cable preensamblado.

También otro elemento de protección es la puesta a tierra del neutro del transformador, cuando se presenta falla a tierra; la puesta a tierra del neutro del transformador está conectada al pararrayos y al tanque del transformador. Se utilizará varillas copperweld y conectores del mismo material, alternativamente, en áreas rurales se podrán utilizar varillas de acero galvanizado con el conector apropiado. La varilla copperweld de puesta a tierra es de $\frac{5}{8}$ " (16 mm) de diámetro y 1.80 m de longitud.

La resistencia de puesta a tierra para instalaciones aéreas es de 25 Ω .

4.1.2 INECEL-UNEPER [4]

En los transformadores de distribución tipo convencional, se utilizarán fusibles estándar; estos fusibles deben coordinarse con seccionadores fusibles y reconectores para indicar en forma precisa el lugar del transformador averiado.

La puesta a tierra del neutro del secundario debe ir interconectada al pararrayos y al tanque del transformador, bien directamente o a través de un entrehierro.

4.1.3 Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. [5] [15] [16]



En redes de baja tensión y transformadores secundarios se utilizarán como elementos de protección fusibles NH montados sobre bases aislantes de soporte e interruptores termomagnéticos.

TRAFO kVA monofásicos	Tensión primaria				Tensión secundaria	
	22 - 12,7 kV		6,3 kV		120 - 240 V	
	In	Fusible	In	Fusible	In	Fusible
5	0.37	1 H	0.79	2 H	20.83	36
10	0.75	2 H	1.58	3 H	41.66	36
15	0.14	3 H	2.38	5 H	62.5	63
25	1.89	5 H	3.97	10 K	104.17	100
37.5	2.84	6 K	5.95	15 K	156.25	125
50	3.79	10 K			208.33	160

Tabla 4.5 Fusibles NH para transformadores monofásicos.

TRAFO kVA Trifásicos	Tensión primaria				Tensión secundaria	
	22 - 12,7 kV		6,3 kV		220-127 V	
	In	Fusible	In	Fusible	In	Fusible
30	0.78	2 H	2.75	5 K	82.57	63
45	1.18	2H	4.12	10 K	123.73	100
50	1.31	3 H	4.58	10 K	137.47	125
75	1.97	5 H	6.87	15 K	206.21	160
100	2.62	5 H	9.16	25 K	274.95	224
125	3.28	6 K	11.45	25 K	343.69	250
160	4.2	10 K	14.66	25 K	439.92	400
250	6.5	15 K	22.9	40 K	687.38	500
315	8.27	15 K	28.87	65 K	866.09	630

Tabla 4.6 Fusibles NH para transformadores trifásicos.

TRAFO kVA monofásicos	Tensión primaria		Tensión secundaria	
	22 - 12,7 kV		120 - 240 V	
	In	Fusible	In	Fusible
5	0.39	1 H	20.83	30 QO
10	0.79	2 H	41.67	50 QO
15	1.18	3 H	62.5	70 QO
25	1.97	7 K	104.17	125 Q2L
38	2.95	8 K	156.25	175 Q2L
50	3.94	12 K	208.33	225 Q2L

Tabla 4.7 Interruptores termomagnéticos transformadores monofásicos.



La puesta a tierra del neutro, se conectará junto con el pararrayos y el tanque del transformador. La varilla de puesta a tierra de transformadores, pararrayos es de tipo copperweld o de acero galvanizado en caliente 15.87x1800 mm respectivamente. El tamaño de la varilla es de 1.8 m de longitud. El cable de conexión será tipo alumoweld de acero revestido de aluminio, de diámetro 8.71 mm, de calibre desde 7 – 9 AWG.

Además se considera que la resistencia de puesta a tierra debe ser inferior a los 25 Ω .

En el caso de las acometidas se utilizará una varilla de cobre macizo (copperweld), de 1.8 m de longitud y 16 mm de diámetro, el conductor será de cobre macizo o cableado en la siguiente relación.

Conductor para Puesta a Tierra	Conductor de Acometida
8 AWG	2 AWG
6 AWG	1/0 AWG
4 AWG	2/0 AWG
2 AWG	350 MCM
1/0 AWG	600 MCM
2/0 AWG	600 MCM

Tabla 4.8 Calibres de conductores para puesta a tierra, para una varilla de cobre macizo de 1.8 m de longitud y 16 mm de diámetro.

4.1.4 Empresas Eléctricas de Colombia [6] [8]

En el lado de baja tensión de los transformadores monofásicos y trifásicos, se exige el montaje y conexión de al menos, dos seccionadores portafusibles o tres según el caso, que debidamente seleccionados para la corriente (ampacidad) y calibre de conductores, permitan la maniobra y protección selectiva de las redes.

La puesta a tierra del neutro de las redes de baja tensión será continua y se conectará al conductor de puesta a tierra en el transformador de distribución y en cada uno de los puntos terminales de los ramales de la red. Con la interconexión de las puestas a tierra disminuye el valor de la resistencia entre



el neutro y tierra, limitando la tensión en las fases sanas cuando se presenta una falla a tierra.

La resistencia de puesta a tierra es de 25Ω , para el neutro de la acometida en baja tensión. Además el electrodo tipo varilla debe tener un mínimo de 2.4 m de longitud y su diámetro va de acuerdo al tipo de varilla a utilizarse.

4.1.5 Conclusión

Por comparación llegamos a la conclusión que la protección de sobrecorriente se realizará por fusibles e interruptores termomagnéticos. En los transformadores convencionales, tanto monofásicos como trifásicos se podrán utilizar los fusibles NH recomendados por la CENTROSUR. Los interruptores termomagnéticos solo se utilizarán en los transformadores convencionales monofásicos, recomendado por la CENTROSUR.

Se recomienda los fusibles que se presentan en las **tablas 4.5 y 4.6** de la CENTROSUR; los interruptores termomagnéticos de la **tabla 4.7**.

Se considerará a utilizar, los fusibles para cables preensamblados que recomienda la Empresa Eléctrica Quito de la **tabla 4.3 y 4.4**

El neutro de las redes de baja tensión será continuo y se conectará al conductor de la puesta a tierra en el transformador de distribución y en cada uno de los puntos terminales de la red. El electrodo será una varilla copperweld o de acero galvanizado en caliente, de 16 mm de diámetro y 1.8 m de longitud; donde el conductor será tipo alumoweld de acero revestido de aluminio 8.71 mm de diámetro calibre 7-9 AWG.

La utilización del material de las varillas como del conductor dependerá del grado de hurto que se pueda producir en la zona a diseñar o construir.

La resistencia de puesta a tierra del neutro será de 25Ω .

En las acometidas se utilizará una varilla de cobre macizo (copperweld), 16 mm de diámetro y 1.8 m de longitud; el conductor desnudo cableado será de cobre calibre N° 8 AWG.



4.2 PROTECCIÓN DE SOBRETENSIÓN

Las sobretensiones se pueden clasificar por: descargas atmosféricas, maniobras de operación (apertura o cierre de interruptores) y por condiciones de operación temporal.

La protección contra descargas atmosféricas debe ser la de mayor importancia, debido a que los niveles de aislamiento normalmente usados en los circuitos de distribución pueden soportar sobretensiones por operaciones de maniobra que superan temporalmente el valor normal de operación.

El nivel isocerámico, es la variable que determina cuando ha de protegerse una línea de los efectos de las descargas atmosféricas, en la zona donde se construirá.

Los equipos de protección contra las sobretensiones que generalmente se utilizan son: los pararrayos y los sistemas de puesta a tierra.

4.2.1 Empresa Eléctrica Quito S.A. [3]

Para la protección de los equipos instalados a la intemperie, en redes aéreas y cables aislados derivados de líneas aéreas, se utilizarán pararrayos tipo óxido de zinc, cuerpo polimérico, clase de distribución, con disparador.

Los pararrayos para redes primarias deberán ser especificados para las siguientes tensiones nominales y tensiones máximas de descarga para una onda de corriente de 8x20 microsegundos.

Tensión primaria kV	22.8	13.8	6.3
Tensión nominal kV	18	10	6
Máxima Tensión de Descarga para 5 kA, kV	59	59	22
Máxima Tensión de Descarga para 10 kA, kV	66	66	24

Tabla 4.9 Condiciones de servicio de los pararrayos.

La conexión a tierra del pararrayos es la misma que la del transformador y el neutro; por lo tanto la puesta a tierra es la misma.



4.2.2 INECEL-UNEPER [4]

Los transformadores deben ser protegidos contra descargas atmosféricas, por lo que el sistema de protección será un pararrayo. Los pararrayos deben montarse lo más cerca posible de los transformadores que se van a proteger.

4.2.3 Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. [5]

Para la protección de sobretensiones se utiliza, pararrayos en cada fase, ubicado lo más cerca del transformador. Las especificaciones técnicas de los transformadores son las mismas que la de la Empresa Eléctrica Quito.

La conexión a tierra del pararrayos es la misma que la del transformador y el neutro; por lo tanto la puesta a tierra es la misma.

Tensión primaria kV	22	13.8	6.3
Tensión nominal kV	18	10	6
Máxima Tensión de Descarga para 5 kA, kV	59	59	22
Máxima Tensión de Descarga para 10 kA, kV	66	66	24

Tabla 4.10 Condiciones de servicio de pararrayos.

4.2.4 Empresas Eléctricas de Colombia [6] [17]

Para la protección contra sobretensiones, cada una de las fases debe de estar protegida por un descargador de sobretensiones del tipo óxido metálico sin espaciadores (gaps). Los puntos de montaje de los descargadores serán como mínimo, en las transiciones de red, en los transformadores, en los puntos de maniobra y protección (seccionalizadores, interruptores, etc.) y donde condiciones tales como el nivel isocerámico de la zona a juicio de la empresa distribuidora se recomienda.

La puesta a tierra de protección contra rayos, utiliza la configuración de electrodos horizontales (contrapesos), verticales o combinación de ambos y es única.



4.2.5 Conclusión

De acuerdo al nivel isocerámico que exista en la zona a instalar el transformador de distribución y las redes de baja tensión, se procederá a la protección contra descargas atmosféricas. Se utilizará un supresor o pararrayos de sobretensión tipo polimérico de óxido de zinc, con disparador, con las condiciones de servicio expuestas en la **tabla 4.10**, el cual deberá tener una buena puesta a tierra.

La resistencia de puesta a tierra es de 25Ω , cuyo electrodo de puesta a tierra es de copperweld o de acero galvanizado en caliente 15.87 y de 1.8 m de longitud, el conductor será tipo alumoweld de acero revestido de aluminio 8.71 mm de diámetro calibre 7-9 AWG.

Si no cumple con la resistencia de puesta a tierra se dispondrá de la varillas en paralelo con un espaciamiento de 3 metros o la mejora del terreno alrededor del electrodo.

4.3 CRITERIOS GENERALES PARA LA SELECCIÓN Y UBICACIÓN DE PROTECCIONES

Las protecciones tanto para sobrecorriente como para sobretensión deben ir ubicadas correctamente en las diferentes partes del sistema de distribución, de tal modo que garanticen el funcionamiento de los dispositivos de protección.

También se deberá de tomar en consideración la accesibilidad tanto en vías como lugares remotos para la operación y el mantenimiento de los dispositivos.

4.3.1 Empresa Eléctrica Quito S.A. [3]

Los dispositivos de protección, deben ser seleccionados dependiendo del caso particular que se tenga, con el propósito de asegurar una adecuada protección de los equipos principales y de disponer los elementos que permitan las operaciones y/o mantenimiento de la instalación, así como sus ampliaciones



y/o modificaciones futuras, limitando razonablemente la sección de red que eventualmente deberá ser desenergizada.

En el lado secundario del transformador tipo convencional se ubicará fusibles limitadores para la protección contra sobrecargas y cortocircuitos que se produzcan en las redes de baja tensión.

Para la protección de sobretensión de origen atmosférico se dispondrá en el punto de conexión del transformador a la red primaria y en todos los casos de instalación aérea, pararrayos tipo óxido de zinc, cuerpo polimérico, clase distribución, con disparador.

4.3.2 INECEL-UNEPER [4]

Se tendrá que efectuar una localización preliminar de los dispositivos de protección, en función de la configuración general del sistema, la magnitud de las cargas y el número de consumidores en las diferentes secciones. Esta localización preliminar deberá ser revisada después de efectuados los cálculos de las corrientes de corto circuito y la coordinación de aislamiento. El diseñador o proyectista deberá ejercitar su propia iniciativa para localizar los dispositivos en puntos convenientes a fin de alcanzar la seguridad y continuidad del sistema. Como recomendación general, los dispositivos de protección, deberán localizarse en lugares accesibles desde las vías de comunicación, con el propósito de facilitar su operación y mantenimiento.

Los transformadores tipo convencional deben ser protegidos contra descargas atmosféricas, cortocircuitos secundarios y para sobrecargas extremas. Para la protección del sistema se utilizarán fusibles y pararrayos, montados por separados.

En el lado secundario del transformador dispondrá de un fusible estándar de protección.

Los pararrayos deben montarse lo más cerca posible de los transformadores que se van a proteger.

4.3.3 Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. [5]



Similar al de la Empresa Eléctrica Quito.

También se toma en consideración el seccionamiento. En los ramales de los alimentadores primarios, para servir a varios transformadores se instalarán necesariamente al inicio del ramal, seccionadores para accionamiento bajo carga y a la entrada de cada transformador un seccionador fusible.

En el sector rural se exigirá la instalación de seccionadores fusibles en el arranque y puntos estratégicos, para cargas instaladas hasta 500 kVA en media tensión y longitudes superiores a los 300 metros, mientras que para longitudes menores a 300 metros se solicitará la instalación de un seccionador fusible únicamente en el arranque.

4.3.4 Empresas Eléctricas de Colombia [6] [7]

Contra sobretensiones, cada fase estará protegida por un descargador de sobretensiones del tipo óxido metálico sin espaciadores. Los puntos de montaje de los descargadores serán como mínimo, en las transiciones de red, en los transformadores, en los puntos de maniobra y protección (seccionalizadores, interruptores, etc.) y donde condiciones tales como el nivel isocerámico de la zona a juicio de la empresa distribuidora se recomiende.

En el lado de baja tensión de los transformadores monofásicos y trifásicos, se exige el montaje y conexión de al menos, dos seccionadores portafusibles o tres según el caso, que debidamente seleccionados para la corriente y calibre de conductores, permitan la maniobra y protección selectiva de las redes. También cuando se construya un ramal primario, sin importar su longitud, se exige el seccionamiento del ramal.

4.3.5 Conclusión

Vemos que el común denominador de la localización de las protecciones está alrededor del transformador. Los pararrayos se colocarán entre el alimentador primario y el primario del transformador de distribución; en cambio los fusibles e interruptores termomagnéticos se colocará entre el secundario del transformador y la red de baja tensión en cada fase.



Además de acuerdo al nivel isoceráunico se colocarán pararrayos a lo largo de la red.

También se debe de tomar en consideración el seccionamiento para protección y maniobra de las redes. En los ramales de los alimentadores primarios, para servir a varios transformadores se instalarán necesariamente al inicio del ramal, seccionadores para accionamiento bajo carga sin importar su longitud y a la entrada de cada transformador un seccionador fusible.

En el sector rural se exigirá la instalación de seccionadores fusibles en el arranque y puntos estratégicos, para cargas instaladas hasta 500 kVA y longitudes superiores a los 300 metros, mientras que para longitudes menores a 300 metros se solicitará la instalación de un seccionador fusible únicamente en el arranque.

4.4 PROTECCIONES INTERIORES DE TRANSFORMADORES

Cuando el transformador está muy sobrecargado por períodos largos, su aislamiento se ve deteriorado, puede causar un mayor arco en devanado primario y el núcleo aterrizado, resultando un flujo de alta corriente que puede terminar en incendio, o la explosión del transformador lleno de aceite. Esto puede causar daño al equipo en el primario por lo que es necesaria la protección interna del transformador.

4.4.1 Empresa Eléctrica Quito S.A. [3]

Para protección de sobrecorriente del transformador tipo convencional, en el lado primario ante fallas de origen interno, se dispondrá de juegos de seccionadores fusibles provistos de tiras fusibles. Las características técnicas de los seccionadores fusibles a continuación.



Seccionadores-Fusible		
Tensión Nominal kV	22	6.3
Tensión Máxima de Diseño kV	15/27	7.8
Tensión de Prueba del Impulso kV	125	75

Tabla 4.11 Niveles de aislamiento, Seccionador Fusible.

4.4.2 INECEL-UNEPER [4]

Los transformadores previstos de los dispositivos de protección contra cortocircuitos internos y sobretensiones en el primario. Se suele utilizar el seccionador fusible (SF1), cuya doble función cumple tanto como elemento de protección como elemento de seccionamiento en el lado primario del transformador.

4.4.3 Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. [5]

Los transformadores de distribución se conectan al alimentador primario por medio de un seccionador fusible, para proporcionar protección contra una falla interna del transformador. Las características de los seccionadores se indican a continuación:

Seccionadores-Fusible			
Tensión Sistema kV	22	13.8	6.3
Tensión Máxima de Diseño kV	25	15	15
BIL	150	95	95

Tabla 4.12 Seccionador Fusible

4.4.4 Empresas Eléctricas de Colombia [8]

Todo transformador con tensión nominal superior a 600 V debe protegerse por lo menos en el primario con protecciones de sobrecorriente, cuando se use fusibles estos deben ser certificados y seleccionados de acuerdo con una adecuada coordinación de protecciones.

4.4.5 Conclusión



Los transformadores de distribución ante una falla de origen interno se protegerán por medio de un seccionador fusible, con las mismas características de la **tabla 4.12**.



CAPITULO V

ESTRUCTURAS

5.1 GENERALIDADES

Esta sección tiene el propósito de orientar al diseñador en la selección de estructuras, para poder obtener en forma aproximada las cantidades y tipos de unidades normalizados a considerar para la construcción y la cual permita obtener un estimativo en el costo.

5.2 ELEMENTOS [23]

Los elementos que conforman las estructuras de baja tensión en redes aéreas van a depender de la función que desempeñe la estructura dentro del proyecto.

Estructuras de apoyo: el tipo de elementos que se utilice depende de la disposición del conductor si es desnudo o preensamblado.

1. Conductores desnudos los elementos que constituyen las estructuras son:
 - Abrazaderas pletina galvanizada.
 - Aislador rollo de porcelana.
 - Bastidor galvanizado.
 - Pernos máquina, con tuerca y arandela.

2. Conductores preensamblados:
 - Abrazadera de acero galvanizada.
 - Bastidor de acero galvanizado.
 - Aislador rollo de porcelana.
 - Precinto plástico.
 - Tuerca de ojo ovalado de acero.
 - Pinza de aleación.
 - Tensor mecánico.
 - Pinza termoplástica de suspensión.



- Ménsula de acero galvanizado.

Estructuras de retención y anclaje:

- Cable de acero galvanizado.
- Varilla de anclaje.
- Bloque de hormigón.
- Guardacabo galvanizado.

Estructuras de puestas a tierra:

- Varilla puesta a tierra tipo copperweld.
- Suelda exotérmica.
- Conector de comprensión.
- Conector dentado estanco.
- Cable de aluminio tipo alumoweld.
- Cable de cobre desnudo.
- Fleje de acero inoxidable.
- Hebilla para fleje.

Estructuras para transformadores de distribución:

En este tipo de estructuras la diferencia de los elementos que se utilice dependerá principalmente del transformador si es convencional o autoprotegido y de la clase de red secundaria si es desnuda o preensamblada.

- Transformador.
- Abrazaderas de acero galvanizada pletina.
- Estribos y grapas de derivación.
- Conector de comprensión.
- Conductor de cobre solido desnudo.
- Conductor de cobre con aislamiento THHN.
- Descargador o pararrayos.
- Seccionador fusible.
- Caja de hierro tool para soporte y protección.



- Base para portafusible NH.
- Elementos de protección para MT y BT.
- Cruceta de acero galvanizada.
- Perno U de acero galvanizado.
- Conector dentado estanco

5.3 TIPOS

En este numeral se indicará el tipo de estructuras normalizadas para redes secundarias de acuerdo al documento de homologación y estandarización de las unidades de propiedad y unidades constructivas del sistema de distribución eléctrica elaborada por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable [23].

1. Estructuras de baja tensión.
2. Estructuras transformadores de distribución.
3. Estructuras de puesta a tierra.
4. Estructuras de retención y anclaje.

Dentro de la clasificación realizada de las estructuras se procede a indicar para cada una el tipo de estructuras que la integran y los criterios tomados en cuenta para su conformación.

Estructuras de baja tensión: El trabajo que desempeñan es la de soporte de los conductores, las diferentes estructuras fueron identificadas mediante los siguientes criterios:

- Subterráneo, aéreo: Desnudo o preensamblado.
- En aéreo número de vías (1-5vías).
- La disposición (vertical o preensamblado).
- Función (pasante, tangente, angular o retención).

Estructuras transformadores de distribución: Conforman los elementos para la conexión a la red primaria, red secundaria, los materiales de soporte y



equipos protección para el transformador, a continuación se indica los criterios considerados para la conformación de este tipo de estructuras:

- Nivel de tensión.
- Número de fases.
- Tipo (convencional, autoprotegido, banco, pedestal o cámara).
- Capacidad.

Estructuras de puesta a tierra: Implica los equipos y materiales a usar para la protección del transformador y redes baja tensión contra descargas atmosféricas, el tipo de estructura depende de:

- Tipo de red (acometida, desnuda o preensamblada).
- Especificación técnica.

Estructuras de retención y anclaje: El objetivo es contrarrestar las fuerzas producidas en forma transversal o longitudinal los cuales superen la carga útil en los postes, las diferentes estructuras se conformaron considerando los criterios:

- Nivel de tensión de operación del sistema.
- Tipo (farol, tierra, poste a poste, poste de apoyo).
- Especificación técnica (simple o doble).

5.4 CRITERIOS DE SELECCIÓN

Se seleccionará la estructura para cada posición de acuerdo al tipo de conductor, la configuración, el ángulo que forma la línea en el punto analizado, separación entre conductores y el mantenimiento de distancias mínimas al suelo y a edificaciones.

La estructura seleccionada para aplicación correspondiente, su posición dependerá de la separación mínima del conductor inferior al terreno y en cada caso los esfuerzos resultantes no deberán superar los límites de utilización establecidos para la estructura.



De acuerdo al tipo de estructura se procede a indicar a continuación una serie de recomendaciones para su selección.

5.4.1 Estructuras de baja tensión

Se indica las recomendaciones de acuerdo al tipo de función que desempeña la estructura.

Estructura pasante, tangente o angular: soporte de la línea en trayectorias rectilíneas o cuando la línea en el punto analizado forme un ángulo.

De acuerdo al tipo de conductor el ángulo máximo a considerar es:

Red desnuda 60°.

Red preensamblada pasante 5° y angular 60°.

Estructuras retención o terminal: utilizada en el arranque y terminación de la línea.

Estructuras doble retención o terminal: se considera en puntos donde confluyen dos principios o dos terminales de circuitos adyacentes.

5.4.2 Estructuras de transformadores distribución

Se deberá considerar para su selección primeramente el nivel de tensión, el tipo de transformador y red, de acuerdo a su capacidad se indica las siguientes recomendaciones.

Transformadores hasta 75 kVA: Estructura en solo poste.

Transformadores desde 100 kVA: Estructuras en dos postes.

5.4.3 Estructuras de puesta a tierra

Para la selección de la estructura se considera la especificación técnica correspondiente al tipo de conductor para la conexión de puesta a tierra desde el transformador a la varilla.



Conductor aluminio tipo alumoweld: actualmente el más utilizado.

5.4.4 Estructuras de retención y anclaje

De acuerdo al tipo de tensor se indica las siguientes recomendaciones:

Tensor a tierra: cuando se disponen del espacio necesario para que el tensor forme un ángulo de 45° con el terreno.

Tensor farol: en lugares con poco espacio la distancia mínima horizontal desde el poste a la posición de anclaje es 1.5 metros.

Tensor poste a poste: cuando dos circuitos diferentes se encuentre alineados se puede compensar el esfuerzo de cada uno de ellos o en el caso si inicialmente la ubicación del punto de anclaje se encuentra en la calle, camino o lugar donde no exista posibilidad de ubicar el anclaje.

5.5 Distancias de separación

Las distancias que se debe considerar para la ubicación de las estructuras son:

- Distancias verticales de la línea al terreno.
- Distancias mínimas a los edificios próximos.
- Cruces con líneas existentes.

5.6 SELECCIÓN DE POSTES, TENSORES Y ANCLAJES

5.6.1 Postes [5]

Se deberá seleccionar para cada posición la altura del poste, para su elección se tendrá en cuenta distancia a obstáculos, el número de soportes que debe sostener y la accesibilidad de todas sus partes.

El poste normalizado seleccionado deberá satisfacer los valores requeridos para la longitud total, esfuerzo útil y la profundidad de empotramiento.

$$h = \frac{H}{10} + 0,5 \text{ m}$$



$H =$ Longitud total del poste en metros

Redes aéreas urbanas se utilizarán postes de hormigón armado sección circular y rurales podrán emplearse postes de hormigón de sección rectangular o de madera tratada.

5.6.2 Tensores

Se utilizarán cuando existen esfuerzos transversales o longitudinales y sus resultantes sobre los postes superen la carga útil especificada. Los tensores estarán dirigidos en contraposición a las fuerzas a la que se encuentra sometida la estructura.

Se aplicarán principalmente en la línea cuando existan:

- Posiciones terminales.
En dirección opuesta a la fuerza horizontal ejercida por el conductor.
- Cambios de dirección.
En sentido opuesto a la bisectriz del ángulo de la línea.
- Retenciones intermedias.
En direcciones opuestas a los sentidos de la línea.
- Cambio del tamaño del conductor, cuando la variación de la sección del conductor de fase sea igual o superior a 50 mm².
Se colocara en el lado opuesto al tramo de mayor tamaño de conductor.

Los tensores quedarán alineados con el eje de la red o sobre la bisectriz del ángulo suplementario al de la deflexión de la línea.



CAPITULO VI

CARACTERÍSTICAS DE EQUIPOS Y MATERIALES

Cuando se ha definido las capacidades nominales de los equipos a utilizar y su localización en un diseño eléctrico, corresponde definir el número de equipos y materiales requeridos para la ejecución del proyecto.

En la homologación de las unidades de propiedad (UP) en sistemas de distribución de energía eléctrica, realizada por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovables, se trata sobre las características técnicas, generales, condiciones de servicio, lista de materiales de los cuales se enunciarán a continuación, para cada uno de los elementos de una red secundaria.

1. TRANSFORMADORES

En este punto se considera, algunas recomendaciones sobre conexionado de banco de transformadores, polaridad y manipulación, montaje e instalación de transformadores. Las especificaciones y materiales de los transformadores están dentro de la homologación.

Cabe acotar que la homologación determina la utilización de transformadores autoprotegidos en redes monofásicas aéreas.

6.1.1 Polaridad

La polaridad debe ser conocida cuando dos o más transformadores monofásicos van a operar en paralelo o cuando van a formar bancos de dos o tres transformadores. La polaridad de un transformador puede ser aditiva o substractiva.

La polaridad es aditiva si el voltaje medido entre los bornes de los devanados es mayor que el voltaje aplicado en el devanado de alta tensión. La polaridad es substractiva si el voltaje medido entre los bornes de los devanados es menor que el voltaje aplicado en el devanado de alta tensión

6.1.2 Conexiones



Existen algunas conexiones de transformadores de distribución que dependen de línea primaria, o del voltaje que se va a servir a una carga.

La conexión que se utiliza es Dyn5.

Banco de transformadores

El término banco es utilizado cuando dos o más transformadores monofásicos se conectan entre sí.

El banco de transformadores debe cumplir con ciertos requisitos, para su conexión:

- Igual rango de voltaje,
- Taps calibrados en una misma posición.

El banco se utiliza en localidades donde la densidad de carga es alta y este ofrece las siguientes ventajas:

- Mejor diversidad de carga
- Buena confiabilidad.

Los bancos de transformadores monofásicos generalmente se utilizan en caso de no disponibilidad de transformadores trifásicos y para suministro de energía a talleres, mecánicas, cuando existe una red monofásica instalada. La conexión utilizada es estrella – estrella y delta abierta respectivamente.

Conexión Y – Y

Esta conexión es la más usada para tener un servicio monofásico y trifásico. El neutro del secundario debe ir conectado al neutro del sistema, caso contrario pueden producirse voltajes excesivos en el circuito del secundario. Todos los transformadores son autoprotegidos.

Conexión Delta abierta

Esta conexión utiliza dos transformadores monofásicos de tal forma que nos da una tensión de 208 V para un servicio trifásico. La misma suministra aproximadamente el 58% de la potencia que entrega un banco en conexión



delta-delta. Esta conexión se utiliza para talleres industriales pequeños donde exista una red monofásica instalada, se debe tener mucho cuidado con las fases abiertas que con el neutro suministran 208V. Los transformadores monofásicos son autoprotegidos

Conexiones en paralelo

Cuando se conectan dos transformadores en paralelo se debe de tomar en cuenta los siguientes aspectos:

- Capacidades en kVA no muy diferentes.
- Que tengan la misma relación de transformación en vacío, caso contrario actuarán como carga.
- Que tenga la misma frecuencia.
- Las conexiones pueden hacerse en paralelo uniendo entre sí los terminales designados con la misma inicial.

6.1.3 Especificaciones

Las especificaciones están dadas de acuerdo a las características generales, condiciones de contorno, características de las partes, características eléctricas, dimensiones y pesos, embalaje, proceso de recepción y criterios de coordinación; dados de acuerdo a la homologación. Véase el **Anexo 4.1**

6.1.4 Equipos y Materiales

De acuerdo al código, se tiene los diferentes transformadores con sus respectivos materiales y esquemas dados por la homologación que se encuentra en el **Anexo 4.14**

Para la tensión primaria de 13.8 kV, los códigos serán los siguientes:



CÓDIGO	Transformadores para nivel tensión 13.8 kV			
TRT-1A(1)	AUTOPROTEGIDO	MONOFÁSICO	RED DESNUDA	UN POSTE
TRT-1C(1)	CONVENCIONAL	MONOFÁSICO	RED DESNUDA	UN POSTE
TRT-1O(1)	CONVENCIONAL	MONOFÁSICO	RED PREENSAMBLADA	UN POSTE
TRT-1U(1)	AUTOPROTEGIDO	MONOFÁSICO	RED PREENSAMBLADA	UN POSTE
TRT-3C(1)	CONVENCIONAL	TRIFÁSICO	RED DESNUDA	UN POSTE
TRT-3E(1)	CONVENCIONAL	TRIFÁSICO	RED PREENSAMBLADA	DOS POSTES
TRT-3I(1)	BANCO CONVENCIONAL	TRIFÁSICO	RED PREENSAMBLADA	UN POSTE
TRT-3O(1)	CONVENCIONAL	TRIFÁSICO	RED PREENSAMBLADA	UN POSTE
TRT-3V(1)	CONVENCIONAL	TRIFÁSICO	RED DESNUDA	DOS POSTES

Tabla 6.1 Transformadores códigos de la homologación tensión 13.8 kV.

Para la tensión primaria de 22 kV, los códigos son los siguientes:

CÓDIGO	Transformadores para nivel tensión 22 kV			
TRV-1A(1)	AUTOPROTEGIDO	MONOFÁSICO	RED DESNUDA	UN POSTE
TRV-1C(1)	CONVENCIONAL	MONOFÁSICO	RED DESNUDA	UN POSTE
TRV-1O(1)	CONVENCIONAL	MONOFÁSICO	RED PREENSAMBLADA	UN POSTE
TRV-1U(1)	AUTOPROTEGIDO	MONOFÁSICO	RED PREENSAMBLADA	UN POSTE
TRV-3C(1)	CONVENCIONAL	TRIFÁSICO	RED DESNUDA	UN POSTE
TRV-3E(1)	CONVENCIONAL	TRIFÁSICO	RED PREENSAMBLADA	DOS POSTES
TRV-3O(1)	CONVENCIONAL	TRIFÁSICO	RED PREENSAMBLADA	UN POSTE
TRV-3V(1)	CONVENCIONAL	TRIFÁSICO	RED DESNUDA	DOS POSTES

Tabla 6.2 Transformadores códigos de la homologación tensión 22 kV.

Para la tensión primaria de 6.3 kV, su codificación actualmente se encuentra en estudio.

6.1.5 Manipulación, montaje e instalación de transformadores de distribución

Antes de instalar un transformador se debe verificar que esté en estado óptimo, que no existan golpes ni deformaciones en el tanque, que no exista fugas, que la cantidad total de accesorios y su estado sean los correctos, etc. Los trabajos deben ser realizados por personal calificado con los equipos apropiados y con las medidas de seguridad adecuadas.

- Para el manipuleo, levantamiento y montaje de los transformadores poseen soportes de izado.



- Se debe tomar en consideración el peso total del transformador para el transporte, levantamiento y montaje, mismo que se encuentra especificado en las placas características.
- Antes de la instalación a la red es importante leer en la placa de características los datos correspondientes a potencia, voltajes nominales de alta y baja tensión, frecuencia, impedancia, diagrama de conexiones, mismos que se deben corresponder a las características del sistema eléctrico donde se va a instalar la unidad. La tensión de distribución deberá coincidir con la del transformador.
- Los bornes con los conductores de conexión a la línea de distribución y sistemas a tierra deben estar conectados adecuadamente.
- La resistencia de puesta a tierra del transformador deberá estar dentro del rango que exige la CENTROSUR. Como se había definido en el capítulo 4, la resistencia de puesta a tierra debe de ser de 25Ω .
- Si el transformador es convencional, este debe estar protegido contra sobrecargas, cortocircuitos y sobretensiones.
- Cuando se energice el transformador, los voltajes secundarios entre fases, y fases neutros medidos, cuando la unidad se encuentre sin carga, deberán ser semejantes con los voltajes especificados en la placa de características.

2. CONDUCTORES

Los conductores sirven para transportar la corriente eléctrica que el voltaje o la diferencia de tensión hace circular por ellos. Para líneas de baja tensión se emplean conductores que contengan un adecuado aislamiento. Los conductores eléctricos más utilizados en redes aéreas de baja tensión son:

- Conductor desnudo de aluminio con alma de acero reforzado ACSR.
- Conductor preensamblado ASC-AAAC.

6.2.1 Conductores desnudos



El uso del conductor desnudo de cobre suave y aluminio ASC - AAC debe ser utilizado en casos especiales. La aplicación de estos conductores será en la puesta a tierra e iluminación respectivamente.

El medio aislante es el aire, por lo que el orden en el que se encuentran instaladas las fases, el neutro y el hilo piloto si lo hay es la siguiente figura 6.1

Las especificaciones de los conductores se encuentra en el **Anexo 4.2** donde están divididas en: condiciones de servicio, características técnicas, embalaje y certificados y protocolo de pruebas.



Figura 6.1 Configuración de conductores desnudos en la red de baja tensión.

6.2.2 Conductores con cable preensamblado

El cable preensamblado está formado por la unión de hasta tres conductores de fase, elaborados de aluminio, y un conductor neutro portante elaborado en aleación de aluminio, estos se encuentran aislados con una capa de polietileno reticulado (XLPE) cada uno y cableados entre sí.

Para la red aérea de baja tensión monofásica (trifilar) 240/120 V se tiene las siguientes configuraciones:

Redes aéreas monofásicas 240/120 V trifilares
(2X50 mm ² ASC + 1x50 mm ² AAAC) o aprox. (2x1/0 ACS + 1x1/0 AAAC) AWG
(2X70 mm ² ASC + 1x50 mm ² AAAC) o aprox. (2x2/0 ACS + 1x1/0 AAAC) AWG
(2X95 mm ² ASC + 1x50 mm ² AAAC) o aprox. (2x3/0 ACS + 1x1/0 AAAC) AWG

Tabla 6.3 Cable preensamblado para redes aéreas monofásicas

Para la red aérea de baja tensión trifásica (tetrafilar) 210/127 V se tiene las siguientes configuraciones:



Redes aéreas trifásicas 210/121 V tretrafilares
(3X50 mm ² ASC + 1x50 mm ² AAAC) o aprox. (3x1/0 ACS + 1x1/0 AAAC) AWG
(3X70 mm ² ASC + 1x50 mm ² AAAC) o aprox. (3x2/0 ACS + 1x1/0 AAAC) AWG
(3X95 mm ² ASC + 1x50 mm ² AAAC) o aprox. (3x3/0 ACS + 1x1/0 AAAC) AWG

Tabla 6.4 Cable preensamblado para redes aéreas trifásicas

Las especificaciones de los cables preensamblados se encuentran en el **Anexo 4.3.**

6.2.3 Tendido, tensado y regulación de conductores

Al momento del tendido de los cables estos no deben deberán estar demasiado tensados ni demasiados flojos como para entrar en contacto con otros objetos. Se utilizarán para su manejo herramientas sin bordes ásperos o cortantes y no se cortará el cable hasta estar seguro de la longitud del tramo.

Durante el desenrollado del cable, el técnico que atiende el carrete, deberá verificar los eventuales defectos del cableado del conductor, quiebres roturas y/o aplastamiento de hilos. Las porciones de conductores dañados deben ser desechados. Para el desenrollado, el conductor estará sujeto en su extremidad por una pieza de anclaje, que debe permitir ejercer una tracción intensa sin producir ningún deterioro al cable.

Siendo necesario cortar el conductor se entorcharán los extremos adyacentes a la sección de corte.

La tensión de tendido del cable no debe sobrepasar los 250 Kg por conductor. Realizado el desenrollado del cable, se procede al tendido del mismo hasta alcanzar las longitudes en todos los postes utilizados, un dispositivo de retención estará encargado de frenar la bobina, de tal manera que en ningún caso el cable forme entre los apoyos, una flecha muy grande y se frote contra el suelo, para ello el conductor será alado obligatoriamente sobre poleas aprobadas, con la ayuda de un cable mensajero.



La calibración se realizará manualmente en primera instancia, luego mediante un teclé el personal realizará la calibración, hasta obtener las tensiones y flechas determinadas en el estudio aprobado por la distribuidora.

3. EQUIPOS DE PROTECCIÓN

De acuerdo a la homologación los equipos de protección y seccionamiento, se hablará de los seccionadores, reconectores, interruptores, pararrayos.

Hay que tener en cuenta que las protecciones de sobrecorriente en baja tensión, se encuentran en la parte de transformadores.

Los seccionadores monopolares se aplican para protección en los ramales primarios, transformadores; hay que diferenciar el seccionador adecuado para la protección ya que el seccionador fusible se utiliza para cargas menores; en cambio el seccionador fusible con dispositivo rompe arco se utiliza para cargas grandes a 1 MVA.

El seccionador tipo cuchilla se utiliza para operación en los alimentadores primarios.

6.3.1 Especificaciones

Están dados de acuerdo a los siguientes elementos:

- **Seccionadores** se encuentra en el **Anexo 4.4**:
 - *Monopolares*: Estos seccionadores se encuentra dividido en condiciones de servicio, características técnicas, base seccionador, porta fusible, fusibles, accesorios, embalaje, certificados-protocolos de pruebas. Finalmente se encuentra un resumen.
 - *Cuchilla o de barra monopolar abierta*: Se encuentra dividido en condiciones de servicio, características técnicas, base seccionador, barra portacuchillas, accesorios, embalaje, certificados-protocolos de pruebas. Finalmente se encuentra un resumen.
- **Pararrayos**: consisten de un soporte de porcelana aislante, en cuyo interior contiene un elemento especial que cuando está conectado al



voltaje nominal no permite el paso de la corriente; pero cuando el voltaje producido por descargas atmosféricas o maniobras en la red aumenta sensiblemente, entonces permite recortar la sobretensión y en esta forma protege los aparatos que estén conectados cerca de ellos. Las especificaciones se encuentran en el **Anexo 4.5**

- *Pararrayos clase distribución 6 Kv - 10 kA*
- *Pararrayos clase distribución 10 kV - 10kA*
- *Pararrayos clase distribución 18 kV - 10 kA*

6.3.2 Equipos y materiales

De acuerdo al código, se tiene los diferentes materiales que se encuentra en el **Anexo 4.15**.

Para la tensión primaria de 13.8 kV, los códigos serán los siguientes:

CÓDIGO	Seccionamiento y Protección 13.8 kV	
SPT-1D(1)	PARARRAYO TIPO POLIMÉRICO DE OXIDO DE ZINC CON DISPARADOR	UNA FASE
SPT-1E(1)	SECCIONADOR FUSIBLE UNIPOLAR TIPO ABIERTO CON DISPOSITIVO ROMPE ARCO	UNA FASE
SPT- 1I(1)	INTERRUPTOR PARA APERTURA CON CARGA	UNA FASE
SPT- 1O(1)	SECCIONADOR DE CUCHILLA O DE BARRA	UNA FASE
SPT-1S(1)	SECCIONADOR FUSIBLE UNIPOLAR TIPO ABIERTO	UNA FASE
SPT-3D(1)	PARARRAYO TIPO POLIMÉRICO DE OXIDO DE ZINC CON DISPARADOR	TRES FASES
SPT-3E(1)	SECCIONADOR FUSIBLE UNIPOLAR TIPO ABIERTO CON DISPOSITIVO ROMPE ARCO	TRES FASES
SPT- 3I(1)	INTERRUPTOR PARA APERTURA CON CARGA	TRES FASES
SPT- 3O(1)	SECCIONADOR DE CUCHILLA O DE BARRA	TRES FASES
SPT-3R(1)	RECONNECTADOR	TRES FASES
SPT-3S(1)	SECCIONADOR FUSIBLE UNIPOLAR TIPO ABIERTO	TRES FASES

Tabla 6.5 Seccionamiento y protección códigos de homologación tensión 13.8

kV



Para la tensión primaria de 22 kV, los códigos serán los siguientes:

CÓDIGO	Seccionamiento y Protección 22 kV	
SPT-1D(1)	PARARRAYO TIPO POLIMÉRICO DE OXIDO DE ZINC CON DISPARADOR	UNA FASE
SPT-1E(1)	SECCIONADOR FUSIBLE UNIPOLAR TIPO ABIERTO CON DISPOSITIVO ROMPE ARCO	UNA FASE
SPT- 1I(1)	INTERRUPTOR PARA APERTURA CON CARGA	UNA FASE
SPT- 1O(1)	SECCIONADOR DE CUCHILLA O DE BARRA	UNA FASE
SPT-1S(1)	SECCIONADOR FUSIBLE UNIPOLAR TIPO ABIERTO	UNA FASE
SPT-3D(1)	PARARRAYO TIPO POLIMÉRICO DE OXIDO DE ZINC CON DISPARADOR	TRES FASES
SPT-3E(1)	SECCIONADOR FUSIBLE UNIPOLAR TIPO ABIERTO CON DISPOSITIVO ROMPE ARCO	TRES FASES
SPT- 3I(1)	INTERRUPTOR PARA APERTURA CON CARGA	TRES FASES
SPT- 3O(1)	SECCIONADOR DE CUCHILLA O DE BARRA	TRES FASES
SPT-3R(1)	RECONECTADOR	TRES FASES
SPT-3S(1)	SECCIONADOR FUSIBLE UNIPOLAR TIPO ABIERTO	TRES FASES

Tabla 6.6 Seccionamiento y protección códigos de homologación tensión 22 kV

Para la tensión primaria de 6.3 kV, la codificación para el seccionamiento y protección similar al de 13.8 kV.

4. ESTRUCTURAS Y AISLADORES

Las estructuras en baja tensión se especifican de acuerdo al tipo de elementos de la red secundaria; así en la homologación tenemos: estructuras para montaje de los transformadores, estructuras en la red de baja tensión, estructuras en los tensores y anclajes y estructuras en la puesta a tierra.

En cuanto a los aisladores, los más utilizados en baja tensión son del tipo rollo o carrito ANSI 53-2.



6.4.1 Estructuras para el montaje en transformadores

Para cada tipo de transformador existe una estructura adecuada para su montaje, ya sea para transformadores monofásicos tipo convencional o autoprotegido como para transformadores trifásicos. Se utilizará postes de hormigón circular con una carga de ruptura de 500 Kg para todos los casos.

Los códigos mencionados en el punto 6.1.4 correspondiente a los transformadores, contienen las estructuras de montaje.

6.4.2 Estructuras en baja tensión

Las estructuras en baja tensión dependen de tipo de red, desnuda o preensamblada. En la homologación se encuentran los diferentes tipos de estructuras y especificado su utilización.

Las especificaciones y materiales se encuentran en la **tabla 6.7** donde están los siguientes códigos; en el **Anexo 4.16** esta detallado los materiales:

6.4.3 Estructuras en tensores y anclajes

Se elimina el uso de tensores de empuje y los denominados tipo A, en su lugar se deberá usar postes con carga horizontal de rotura mínima de 1200 Kg. (autosoportantes)

Los tensores que se utilizan en redes secundarias son los que exponen en la **tabla 6.8** con su respectivo código; esta detallado los materiales en el **Anexo 4.17**



CÓDIGO	Estructuras en baja tensión 240/120 V - 220/127 V - 210/121 V - 208/120 V	
ESD-1ED	UNA VIA VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN	DOBLE RETENCIÓN O TERMINAL
ESD-1EP	UNA VIA VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN	PASANTE O TANGENTE, ANGULAR
ESD-1ER	UNA VIA VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN	RETENCIÓN O TERMINAL
ESD-2ED	DOS VIAS VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN	DOBLE RETENCIÓN O TERMINAL
ESD-2EP	DOS VIAS VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN	PASANTE O TANGENTE, ANGULAR
ESD-2ER	DOS VIAS VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN	RETENCIÓN O TERMINAL
ESD-3ED	TRES VIAS VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN	DOBLE RETENCIÓN O TERMINAL
ESD-3EP	TRES VIAS VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN	PASANTE O TANGENTE, ANGULAR
ESD-3ER	TRES VIAS VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN	RETENCIÓN O TERMINAL
ESD-4ED	CUATRO VIAS VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN	DOBLE RETENCIÓN O TERMINAL
ESD-4EP	CUATRO VIAS VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN	PASANTE O TANGENTE, ANGULAR
ESD-4ER	CUATRO VIAS VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN	RETENCIÓN O TERMINAL
ESD-4VP	CUATRO VIAS EN VOLADO	PASANTE O TANGENTE, ANGULAR
ESD-5ED	CINCO VIAS VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN	DOBLE RETENCIÓN O TERMINAL
ESD-5EP	CINCO VIAS VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN	PASANTE O TANGENTE, ANGULAR
ESD-5ER	CINCO VIAS VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN	RETENCIÓN O TERMINAL



ESD-5VP	CINCO VIAS EN VOLADO	PASANTE O TANGENTE, ANGULAR
ESD-1PP3	UNA VIA PREENSAMBLADO PASANTE O	TANGENTE CON TRES CONDUCTORES
ESD-1PA3	UNA VIA PREENSAMBLADO ANGULAR	CON TRES CONDUCTORES
ESD-1PA4	UNA VIA PREENSAMBLADO ANGULAR	CON CUATRO CONDUCTORES
ESD-1PD3	UNA VIA PREENSAMBLADO DOBLE RETENCIÓN O	DOBLE TERMINAL CON 3 CONDUCTORES
ESD-1PD4	UNA VIA PREENSAMBLADO DOBLE RETENCIÓN O	DOBLE TERMINAL CON 4 CONDUCTORES
ESD-1PP4	UNA VIA PREENSAMBLADO PASANTE O TANGENTE	CON 4 CONDUCTORES
ESD-1PR3	UNA VIA PREENSAMBLADO RETENCIÓN O	TERMINAL CON 3 CONDUCTORES
ESD-1PR4	UNA VIA PREENSAMBLADO RETENCIÓN O	TERMINAL CON 4 CONDUCTORES

Tabla 6.7 Estructuras en baja tensión códigos de homologación

Estructuras en tensores y anclajes	
CÓDIGO	240/120 V - 220/127 V - 210/121 V - 208/120 V
TAD-OFS	FAROL-SIMPLE
TAD-OPS	POSTE A POSTE - SIMPLE
TAD-OTS	A TIERRA - SIMPLE

Tabla 6.8 Estructuras en tensores y anclajes códigos de homologación

6.4.4 Estructuras de puesta a tierra

Las estructuras de puesta a tierra implican estructuras tanto para redes secundarias como para acometidas. Los códigos de las estructuras de puesta a tierra se encuentran en la **tabla 6.9**; en el **Anexo 4.18** se detallan los materiales a utilizar.



Estructuras en puestas a tierra	
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
PTO-OAC8_(1)	EN ACOMETIDA-CONDUCTOR DE COBRE-CALIBRE 8 AWG
PTO-ODA9_(1)	EN RED SECUNDARIA DESNUDA-CABLE ALUMOWELD DE 7 HILOS CAL DEL HILO 9AWG
PTO-ODC(2)_(1)	EN RED SECUNDARIA DESNUDA-CONDUCTOR DE COBRE
PTO-OPA9_(1)	EN RED SECUNDARIA PREENSAMBLADA-CABLE ALUMOWELD DE 7 HILOS CAL. DEL HILO 9 AWG
PTO-OPC(2)_(1)	EN RED SECUNDARIA PREENSAMBLADA-CONDUCTOR DE COBRE

Tabla 6.9 Estructuras de puestas a tierra códigos de homologación

6.4.5 Aisladores

Los aisladores sirven para que el voltaje al que están sometidas las líneas no pase a los accesorios metálicos o no aislantes y de esta forma las líneas ofrezcan la seguridad necesaria. Hay dos clases de aisladores que se utilizan en baja tensión: rollo ANSI 53-2.

Ya que generalmente se utilizan conductores desnudos en las líneas de baja, ya sea de cobre o de aluminio, los valores aislantes de los aisladores no necesitan ser muy elevados.

Las especificaciones de los aisladores se encuentran en el **Anexo 4.6** en donde se trata del tipo de material, valores mecánicos, valores eléctricos, detalles constructivos, acabado, embalaje, certificaciones y muestras.

5. HERRAJERIA

Los herrajes deben tener suficiente resistencia mecánica, para poder soportar las máximas tensiones que se aplican a las diversas cargas.

Los elementos que se utilizan son los siguientes:

- Abrazaderas
- Bastidores
- Conectores, grapas y estribos



- Crucetas
- Pernos y soportes

6.5.1 Abrazaderas

Las especificaciones de las abrazaderas se encuentran en el **Anexo 4.7**

6.5.2 Bastidores

Los bastidores se emplean para apoyar en ellas mediante accesorios adecuados a las líneas de baja tensión. Estas se emplean cuando las líneas de baja van aseguradas en postes y por consiguiente su disposición es vertical.

Las especificaciones de los bastidores se encuentran en el **Anexo 4.8**

6.5.3 Conectores, Grapas y Estribos

Los conectores se usan para unir los conductores en los postes, para conectar las diferentes derivaciones y para conectar los transformadores.

Las grapas se utilizan para sostener los conductores en los postes y van asegurados en los estribos.

Las especificaciones de los conectores, grapas y estribos se encuentran en el **Anexo 4.9.**

6.5.4 Crucetas

Las crucetas se emplean para apoyar, mediante los accesorios adecuados a las líneas primarias.

La longitud de las crucetas deben ser de 1.50, 2 y 2.40 m. se deberá considerar sustituible de las crucetas de madera tratada, a las crucetas de plástico reforzadas con fibra de vidrio.

Las especificaciones de las crucetas se encuentran en el **Anexo 4.10.**

6.5.5 Pernos y Soportes



Las especificaciones de los pernos y soportes se encuentran en el **Anexo 4.11**.

6. POSTES

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

Siempre que las líneas de baja tensión se construyen en la vía pública deberán utilizarse postes de hormigón de 10 m de altura, ya que estos son empleados también para las líneas telefónicas y para alumbrado público.

En el caso del sector rural se recomienda la utilización de postes de plástico reforzado con fibra de vidrio, ya que su transporte es de más fácil acceso al sector en construcción.

Los postes serán circulares en hormigón armado y de plástico reforzado con fibra vidrio. Las cargas de ruptura serán de 400 y 500 Kg. Las alturas normadas son de 10, 12, 13, 14 y 15 m. En el sector urbano las alturas serán de 12 m en media tensión y de 10 m en baja tensión.

Las especificaciones de los postes, se encuentran en el **Anexo 4.12**.

6.6.1 Desbroce y Excavación de los Huecos

En el momento del levamiento de los postes, con los diferentes elementos, debemos tomar ciertas consideraciones en el armado y construcción de las líneas.

6.6.1.1 Desbroce

Consiste en cortar o remover la vegetación existente encima de la línea, a fin de evitar el contacto con los conductores para evadir las fallas. La limpieza deberá realizarse antes de la erección de las estructuras.



6.6.1.2 Excavación de huecos

Para la excavación en suelos normales, los postes irán empotrados en el terreno, cuya profundidad será:

$$h = \frac{H}{10} + 0.5 \quad [m] \quad (6.1)$$

Donde H es la altura del poste [m] y h es la profundidad.

Las excavaciones serán rellenas, después de instalados los postes, con piedra y tierra seca; no se aceptará tierra que contenga material orgánico. Si los suelos son blandos se deberá realizar el mejoramiento con elementos auxiliares.

6.6.2 Parada y aplomado de postes y estructuras

Comprende las operaciones necesarias para plantar el poste y ensamblar la estructura, asegurar su estabilidad y referenciarlo.

La parada del poste se efectuará de modo que su base aislante asiente perfectamente en el fondo del hueco. En cuanto al aplomado y orientación, se verificará que el poste este en línea de vista recta con el anterior poste y se utilizará un plomo para ver su orientación, esto permite referir las cargas mecánicas derivadas de los esfuerzos.

Para parar los postes se puede utilizar una grúa, estribos y cables. Los postes serán alineados correctamente con el eje de la línea y verticalmente aplomados.

Finalmente una vez parado el poste, se procederá a efectuar su fijación (relleno) y comprobar el correcto ajuste de los pernos y elementos que permiten el ensamblaje de las partes de los componentes.

6.6.3 Vestido de estructuras

Luego de la fijación y aplomado de los postes, se procede a la colocación y armado de las crucetas las mismas que irán niveladas, orientadas correctamente y colocadas con referencia al punto de alimentación. Los



aisladores serán colocados en el sitio y en el momento de la instalación de la estructura: los aisladores de suspensión serán fijados y amarrados a la cruceta hasta tanto sea tendido el conductor.

A continuación se colocarán todos los accesorios vinculados con la sujeción del conductor y también se efectuará la conexión a tierra de los postes de hormigón y de todas aquellas partes de las estructuras metálicas que se ponen a tierra con la varilla.

Todas las tuercas u otro dispositivo de apriete roscado serán asegurados con una contratuerca. En ningún caso se cortarán los tornillos u otro herraje. Para el ajuste de tuercas y tornillos se utilizará únicamente llaves fijas. Se deberá revisar los materiales a instalar: herrajería, aisladores de tal forma que no se encuentren daños en el galvanizado ni con grietas o despostillados respectivamente.

Se deberá realizar la inspección general de la estructura ya vestida a fin de comprobar que todos los materiales se encuentren en perfectas condiciones.

7. MATERIAL PARA LA CONEXIÓN A TIERRA

Las varillas para la conexión a tierra, son de cobre tipo copperweld utilizada para acometidas. En la conexión a tierra de los transformadores, neutro, pararrayos, se utilizará el cobre tipo copperweld y el aluminio tipo alumoweld. La conexión de puesta a tierra, electrodo-conductor deberá ser con suelda exotérmica o conectores de compresión.

Las especificaciones de los elementos de puesta a tierra, se encuentran en el **Anexo 4.13.**

8. MISCELÁNEOS

Son los materiales y accesorios, que son de adquisición en el mercado local y deberán ser suministrados por el contratista de la obra.



CAPITULO VII NORMATIVAS

7.1 NORMATIVA PARA EL ESTUDIO, LA EJECUCIÓN, RECEPCIÓN, REVISIÓN Y APROBACIÓN DE DISEÑOS

7.1.1 INTRODUCCIÓN

En esta sección se detalla principalmente los procedimientos administrativos y técnicos que se debe seguir por parte de clientes, ingenieros eléctricos, compañías eléctricas y el personal de la CENTROSUR para el estudio, ejecución, recepción, revisión y aprobación de diseños eléctricos dentro del área de concesión.

7.1.2 OBJETIVOS Y ALCANCE

- Establecer un procedimiento general de aplicación en la CENTROSUR para la elaboración, revisión, recepción y aprobación de diseños eléctricos.
- Para la recepción, revisión y aprobación de diseños, se indicará las actividades que deben ser realizadas por parte del personal de la CENTROSUR para dar cumplimiento de forma ordenada y correcta a este procedimiento.
- Indicar una serie de recomendaciones que deben ser tomadas en cuenta para la presentación del diseño por parte del diseñador.

Las presentes normas se encuentran orientadas hacia el diseño de redes secundarias de distribución monofásico o trifásico en áreas urbanas y rurales y las cuales se incorporen al sistema de la CENTROSUR como nuevos desarrollos urbanísticos.

7.1.3 CLASES DE PROYECTOS

De acuerdo a las necesidades de los interesados en este caso particular, los proyectos dentro del área de concesión de la CENTROSUR se han clasificado de la siguiente manera:



a. Proyecto de Urbanización o Lotización.

Proyectos de redes eléctricas para centros residenciales de características semejantes, los cuales necesitan el permiso municipal para su construcción.

b. Proyecto de Condominio.

Corresponde a proyectos de bloques multifamiliares y edificios (apartamentos) y requiere del permiso municipal.

c. Proyecto de estación de transformación.

Este proyecto será presentado cuando haya la necesidad de la instalación de un transformador para aéreas privadas como puede ser la industrial o comercial.

d. Proyectos de baja tensión desde transformador existente.

Se aplica en los casos donde se requiera atender un aumento de carga, servicio nuevo, se necesite construir un nuevo circuito de red o una acometida en baja tensión para alimentar a la carga.

7.1.4 PROCESO GENERAL PARA LA ELABORACIÓN DE DISEÑOS ELÉCTRICOS

En el proceso general están involucradas tres actores: la parte interesada (cliente o futuro cliente), el diseñador (ingeniero eléctrico o compañía especializada) y la CENTROSUR como aquella que presta el servicio, a continuación se indica una secuencia ordenada de ocho actividades que debe realizar cada uno de sus actores.



N o	Actividad	Responsable	Descripción de actividad
1	Solicitar Factibilidad de Servicio de Energía	Interesado o Representante (Cliente)	<p>Solicitar por escrito en la CENTROSUR al Jefe de la Zona correspondiente, el pedido de factibilidad de servicio de energía.</p> <p>El cliente debe indicar de acuerdo al tipo de proyecto la siguiente información:</p> <p>Urbanización o lotización:</p> <ul style="list-style-type: none">• Localización del inmueble mediante croquis.• Lista de beneficiados.• Área total del terreno.• Número de lotes y área promedio por lote.• Clase de servicio.• Planos preliminares de las construcciones que se darán en el lugar.• Fecha aproximada de conexión. <p>Condominio:</p> <ul style="list-style-type: none">• Localización del inmueble mediante croquis.• Número total de bloques y pisos por bloque.• Número total de apartamentos.• Clase de servicio.• Fecha aproximada de conexión.• Planos de las construcciones. <p>Cabinas de Transformación:</p> <ul style="list-style-type: none">• Localización del inmueble mediante croquis.• Clase de servicio.• Listado de equipos con su respectiva potencia.• Fecha aproximada de conexión
2	Recepción y análisis de necesidades.	Jefe de Zona (CENTROSUR)	<p>d. Recibe la solicitud del cliente para elaborar el diseño y la futura construcción de un proyecto de distribución.</p> <p>e. Verifica que se adjunten los requisitos solicitados.</p> <p>f. Realiza los análisis pertinentes y los estudios necesarios, para determinar el nodo eléctrico y las características técnicas de conexión.</p>



3	Elaborar un informe de disponibilidad de energía y solicitar la contratación de un profesional de libre ejercicio.	Jefe de Zona (CENTROSUR)	<p>c. Tramita la solicitud de factibilidad de servicio eléctrico y emite las recomendaciones necesarias para la ejecución del diseño.</p> <p>d. Solicita la contratación de un profesional autorizado (Diseñador).</p>
4	Contratación del profesional de libre ejercicio.	Interesado o Representante (Cliente)	Realiza la contratación del diseñador quien debe encontrarse en goce de todos los derechos que le asisten como miembro activo dentro del área de concesión de la empresa.
5	Ejecución del Diseño	Ing. Eléctrico (Diseñador)	<p>Elaborar el diseño del proyecto en base a las normas, formatos y criterios técnicos exigidos por la empresa distribuidora.</p> <p>Observación: Ver metodología general para la ejecución de diseños (tabla 7.1.2).</p>
6	Recepción, Revisión y Aprobación de Diseños.	<p>Auxiliar SIGADE</p> <p>Jefe de Zona Fiscalizador</p> <p>Jefe de Zona (CENTROSUR)</p>	<p>Recepta el diseño y se encarga de clasificarlo, registrarlo y asignar a la zona una vez que el profesional haya cumplido con los trámites administrativos.</p> <p>Asigna un fiscalizador para la revisión del diseño.</p> <p>Revisa el diseño y elaborara la carta de aprobación una vez que el estudio haya cumplido con las especificaciones exigidas por la empresa.</p> <p>Si el proyecto es una urbanización, lotización o condominio se envía una copia del diseño aprobado y legalizado a Secretario Municipal.</p> <p>Caso contrario Envía la carta de aprobación y planilla al profesional.</p> <p>Observación: Ver proceso para recepción, revisión y aprobación de</p>



			diseños (tabla 7.1.3).
7	Pago Profesional (Diseños contratados por la CENTROSUR)	Dirección Administrativa Financiera (CENTROSUR)	El profesional emite su factura y carta de aceptación para que se realice el pago correspondiente.
8	Registro del proyecto en el Sistema de Gestión de Proyectos SGP.	Auxiliar SIGADE (CENTROSUR)	Una vez aprobado el diseño y sin existir observaciones, este será registrado en el SGP. Observación: Ver proceso para registro SGP.

Tabla. 7.1.1 Proceso general para la elaboración de diseños eléctricos.



7.1.5 METODOLOGÍA GENERAL PARA LA EJECUCIÓN DE DISEÑOS

La metodología está dirigida a diseñadores (Ingenieros Eléctricos y Compañías Eléctricas especializadas en el tema) y establece una serie de actividades y lineamientos que se debe seguir para el diseño óptimo de la red de distribución.

N°	ACTIVIDAD
1	<p style="text-align: center;">RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN</p> <ul style="list-style-type: none">• Datos y características del proyecto.• Documentación establecida por la empresa.• Información complementaria.
2	<p style="text-align: center;">DEFINICIONES PRELIMINARES</p> <ul style="list-style-type: none">• Localidad y usuarios a los que se va a dar servicio.• Punto de alimentación en el sistema para el proyecto.• Tipo de instalación.• Características de cálculo y diseño.• Cargas adicionales.
3	<p style="text-align: center;">CÁLCULOS Y DISEÑO</p> <ul style="list-style-type: none">• Estimación de la demanda.• Determinación de la capacidad y número de transformadores.• Trazado de la red primaria y secundaria.• Calculo del conductor y caídas de tensión.• Protecciones.• Puesta a tierra.
4	<p style="text-align: center;">PRESENTACIÓN DE RESULTADOS</p> <ul style="list-style-type: none">• Memoria Técnica.• Cómputos• Materiales y equipos.• Lista de mano de obra.• Planos.

Tabla. 7.1.2 Metodología general para para ejecución de diseños.



7.1.5.1 Recopilación de información

Esta es la actividad donde se inicia el proyecto y consiste principalmente en la búsqueda de información que cubra los aspectos mencionados, la información necesaria va a depender del tipo del requerimiento que se esté solicitando.

Datos y características del proyecto.

- Planos de ubicación, edificaciones e infraestructuras de redes eléctricas de media y baja tensión existentes en la zona.
- Necesidades técnicas del proyecto.
- Tipo, número de clientes y los requerimientos necesarios.
- Información socio-económica y estadística de la población correspondiente al área.
- Usos de suelo y actividades económicas permitidas.
- Planificación prevista en la zona por otras instituciones.

Documentación referente a cálculo y diseño de acuerdo a la CENTROSUR.

- Condiciones técnicas que la red debe cumplir (**normativa 7.2**).
- Tabla de pago por derechos de transformación (**Anexo 5.1**).
- Tabla de valores y servicios (**Anexo 5.1**).
- Detalle de precios unitarios y mano de obra aprobados por el directorio (**Anexo 5.1**).
- Simbología tipo (**Anexo 5.2**).
- Formatos tipo para la presentación del diseño (**Anexo 5.3**).
- Estructuras tipo (**Anexo 4**).
- Características de equipos y materiales (**Anexo 4**).

Información complementaria

- Reglamento para la administración del FERUM.
- Reglamento del servicio del suministro de electricidad.



- Regulación N°. CONELEC-004/01 calidad del servicio eléctrico en distribución.
- Ordenanza para la aprobación de parcelaciones y urbanizaciones de predios que se encuentran dentro del sector Urbano de Cuenca y sus cabeceras parroquiales rurales.
- Ley de Régimen Municipal.

7.1.5.2 Definiciones preliminares

Para definir los aspectos correspondientes a esta actividad el diseñador deberá coordinar con el personal técnico de la empresa, los beneficiarios y analizar las características que se debe considerar en el diseño de redes de distribución, en referencia al último punto, se establece en la sección siguiente una normativa que indica las generalidades de las redes secundarias.

7.1.5.3 Cálculos y Diseño

En función de las definiciones preliminares se procede al cálculo de la demanda, dimensionamiento de la red, el trazado de la red secundaria y primaria, protecciones y puesta a tierra, para lo cual en las secciones siguientes se establece los procedimientos, valores de referencia y recomendaciones a seguir.

7.1.5.4 Presentación de resultados

La información referente a las características del proyecto, dimensionamiento de la red, materiales, equipos, mano de obra y planos debe ser presentados en forma ordenada, en los formatos tipo especificados (**Anexo 5.3**) y con la firma de responsabilidad del diseñador para su aprobación por parte de la CENTROSUR, por lo que en la sección 7.1.7 se establece el contenido del informe del proyecto, el ordenamiento, recomendaciones a ser consideradas para su presentación y se indica los formatos y rótulos correspondientes a los planos.



7.1.6 PROCESOS DE RECEPCIÓN, REVISIÓN Y APROBACIÓN DE DISEÑOS

N°	Actividad	Responsable	Descripción
1	Recepción del diseño y verificación del cumplimiento de los trámites administrativos: <ul style="list-style-type: none">• Carta de solicitud.• Comprobante de pago a SIDE-Austro.• Si es diseño particular cancelación de tasa.	Auxiliar de SIGADE	<ul style="list-style-type: none">• Recpta el diseño al Ingeniero Diseñador en formatos A4, una carpeta original y una copia.• Si no cumple con todos los trámites se devolverá el diseño al profesional.
2	Clasificación del diseño, registro y asignación de zona. Envío de carpeta al jefe de zona correspondiente	Auxiliar de SIGADE	<ul style="list-style-type: none">• Clasifica según el tipo de proyecto, la ubicación y la zona.
3	Designación de fiscalizador	Jefe de Zona	<ul style="list-style-type: none">• Designa un fiscalizador para la revisión del proyecto.
4	Revisión del diseño en función de: <ul style="list-style-type: none">• Derechos de transformación.• Simbología.• Precios unitarios y mano de obra.• Normas, formatos y criterios técnicos exigidos por la empresa.	Fiscalizador	<ul style="list-style-type: none">• Si el diseño no cumple con las especificaciones se realizara la devolución del diseño al profesional.
5	Elaboración de carta de aprobación.	Fiscalizador	<ul style="list-style-type: none">• Se elabora la carta y es registrada en el departamento correspondiente.



6	Envío de carta de aprobación.	Jefe de Zona	<ul style="list-style-type: none">• Si el diseño es particular Lotización/Urbanización o Condominio se envía esta carta al Secretario Municipal. Observación: Para este caso se continúa con el procedimiento de registro en el SGP.• Caso contrario se envía esta carta y el cálculo de planilla por diseño al profesional.
7*	Recepción de factura y carta de aceptación del profesional contratado.	Jefe de Zona	
8*	Revisión de factura, elaboración de informe y carta de pago.	Jefe de Zona	Observación: Ver planillas de pago.
9*	Solicitud de pago a la Dirección Administrativa Financiera de la CENTROSUR.	Jefe de Zona	Observación: Copia de factura al SIGADE y a secretaria del DIDIS.
10	Fin		Continúa con el procedimiento de registro en el SGP.

Tabla. 7.1.3 Proceso para recepción, revisión y aprobación de diseños.

Nota: 7*,8* y 9* aplica para el caso de profesionales contratados por la CENTROSUR.

7.1.7 PRESENTACIÓN DEL DISEÑO

7.1.7.1 Recomendaciones para la presentación

El diseñador presentará el estudio en la Dirección de Distribución, en dos carpetas A4, original y copia, las cuales para la identificación del proyecto deben disponer de una portada y debe contener la siguiente información:



NOMBRE DEL PROYECTO

UBICACIÓN

NOMBRE DEL PROPIETARIO

NOMBRE DEL INGENIERO DISEÑADOR

NÚMERO DE TELÉFONO

FECHA

El texto del informe y sus anexos deberán ser presentado en hojas de papel tamaño A4 (210 x 297 mm).

Los planos deberán ser presentados en máximo formato A1, doblados estos en formato A4 y utilizando la simbología empleada por la empresa.

Para la representación de la ubicación geográfica las escalas para el sector rural serán preferiblemente 1:2000 o 1:2500 y la urbana 1:1000.

7.1.7.2 Documentación necesaria del estudio

La información que debe contener esta carpeta y el orden de presentación se le debe hacer de la siguiente manera:

- A. Documentación Administrativa.
- B. Memoria Técnico-Descriptiva.
- C. Hojas de Cálculo.
- D. Planos del Proyecto.

A. Documentación Administrativa.

- Carta de solicitud suscrita por el profesional encargado del diseño y el dueño o su representante, con el número de cedula, dirección y teléfono, dirigida al Director de Distribución.
- Pago por el proceso de revisión de acuerdo a las regulaciones que se encuentren vigentes.
- Certificado de Factibilidad de Servicio de Energía.
- Permiso de funcionamiento emitido por el municipio si tratase de obras que lo requieran; o los que concede el Parque Industrial de Cuenca si se encuentra dentro de su área de influencia.



- Documento de aprobación del anteproyecto por parte de la Ilustre Municipalidad si se tratase el proyecto de una Lotización/Edificios.

B. Memoria Técnico-Descriptiva.

De acuerdo a las características del proyecto, se debe presentar la siguiente información:

- Nombre de la obra o proyecto eléctrico.
- Antecedentes.
- Objetivos.
- Consideraciones para el diseño.
- Ejecución del diseño.
 - Estudios de Demanda.
 - Dimensionamiento de transformador si el proyecto lo requiere.
 - Cálculo del calibre de conductor redes de media, baja tensión y acometidas.
 - Seccionamiento, protecciones y puesta a tierra.
 - Instalaciones eléctricas internas (condominios, edificios, estación de transformación).
- Resumen General del Proyecto.

Se hará una síntesis del proyecto y tendrá la siguiente información:

 - Tipo de servicio.
 - Número y tipo de usuarios.
 - Capacidad total instalada.
 - Cantidad de transformadores.
 - Longitud de redes en Km (media y baja tensión).
 - Tipo de conductores y su longitud (media y baja tensión).
 - Caída de Tensión en el punto más alejado de la fuente de alimentación.
 - Porcentaje de Pérdidas.
 - Alumbrado público (tipo, cantidad y potencia).
- Firma de responsabilidad del diseñador.



C. Hojas de Cálculo.

Esta información debe constatar en los formatos establecidos que se adjunta en el **Anexo 5.3** y se relacionan con los siguientes puntos:

- Cómputos.
 - Determinación de la demanda.
 - Caídas de tensión en redes existentes. Caídas de tensión en redes proyectadas.
- Materiales y equipos.
 - Conductor existente y proyectado.
 - Redes, equipos y medidores existentes.
 - Estructuras y accesorios proyectados.
 - Listado de materiales.
- Lista de mano de obra.
 - Calificada y no calificada.

En referencia a los cómputos estos deben cumplir con las especificaciones técnicas (NORMATIVA 7.2) y los métodos establecidos por la empresa (NORMATIVA 7.3).

Los materiales, equipos y mano de obra se basarán en el detalle de precios unitarios y mano de obra aprobados por el directorio de la CENTROSUR.

D. Planos del proyecto.

Deben contener toda la información necesaria para una adecuada interpretación.

Tipos de planos a presentar.

De acuerdo al tipo de proyecto se presentaran los siguientes planos:

- a. Urbanización o Lotización:**
 - Redes existentes y proyectadas.



b. Condominio o Edificación:

- Redes existentes y proyectadas.
- Instalaciones eléctricas.
- Edificaciones e infraestructuras.

c. Estación de transformación:

- Redes existentes y proyectadas.
- Instalaciones eléctricas.
- Planta de localización de la estación de transformación.

d. Proyecto de Baja Tensión desde un transformador existente:

- Redes existentes y proyectadas.
- Instalaciones eléctricas.

Los planos deben contener toda la información necesaria para una adecuada interpretación, a manera general deberán incorporar los siguientes requisitos:

- Diagrama unifilar.
- Localización del proyecto.
- Georeferenciados a un punto.
- Escalas y convenciones utilizadas.
- Notas aclaratorias.

Además de manera particular se incluirá la siguiente información:

1. Planos de Redes Existentes y Proyectados

- Redes primarias y secundarias existentes en los alrededores.
- Localización de postes con su respectiva numeración e identificación.
- Longitud de vanos y ángulos de cambios de dirección de la línea.
- Tipo, calibre y número de conductores por tramo.
- Indicación del tipo y ubicación de estructuras normalizadas a utilizar.
- Especificar la ubicación y capacidades básicas de los equipos.
- Acometida la configuración, tipo y su longitud.
- Punto de alimentación para la red.
- Porcentaje de caídas de tensión en los puntos más alejados.
- Infraestructuras de edificaciones, vías y localización de los usuarios.



- Diagrama Unifilar.

De acuerdo al criterio del diseñador se puede presentar por separado las redes de media, baja tensión y alumbrado público.

2. Planos de Instalaciones Eléctricas.

- Planta de edificaciones e infraestructuras.
- Diagrama unifilar donde se indique las cargas con sus respectivos circuitos alimentadores y se especifique las características de los equipos y materiales utilizados.
- Circuitos de iluminación, fuerza y circuitos especiales.
- Ubicación de los equipos de medición y tableros de distribución.
- Simbología utilizada.

7.1.7.3 Presentación del plano

Formatos y Rotulación de Planos

Los formatos de las láminas para los planos se adquieren de los valores normalizados por el Instituto Ecuatoriano de Normalización, cuyas designaciones y dimensiones son las siguientes que corresponden a los formatos de los planos ya cortados:

Denominación	Formato (milímetros mm)
A0	1189 x 841
A1	841 x 594
A2	594 x 420
A3	420 x 297
A4	297 x 210

Tabla 7.1.4 Formatos Normalizados



UNIVERSIDAD DE CUENCA

En la Figura 7.1.1 presentamos la disposición de los formatos indicados con sus respectivos márgenes y las Figuras 7.1.2 y 7.1.3 se indica el contenido referente a la rotulación de los planos.

Los formatos A1 y A2 serán utilizados para presentar el diseño de redes de distribución e instalaciones eléctricas y si el proyecto requiere la presentación de información adicional como diagramas, esquemas, tableros de medidores, se utilizarán los formatos A3 y A4.

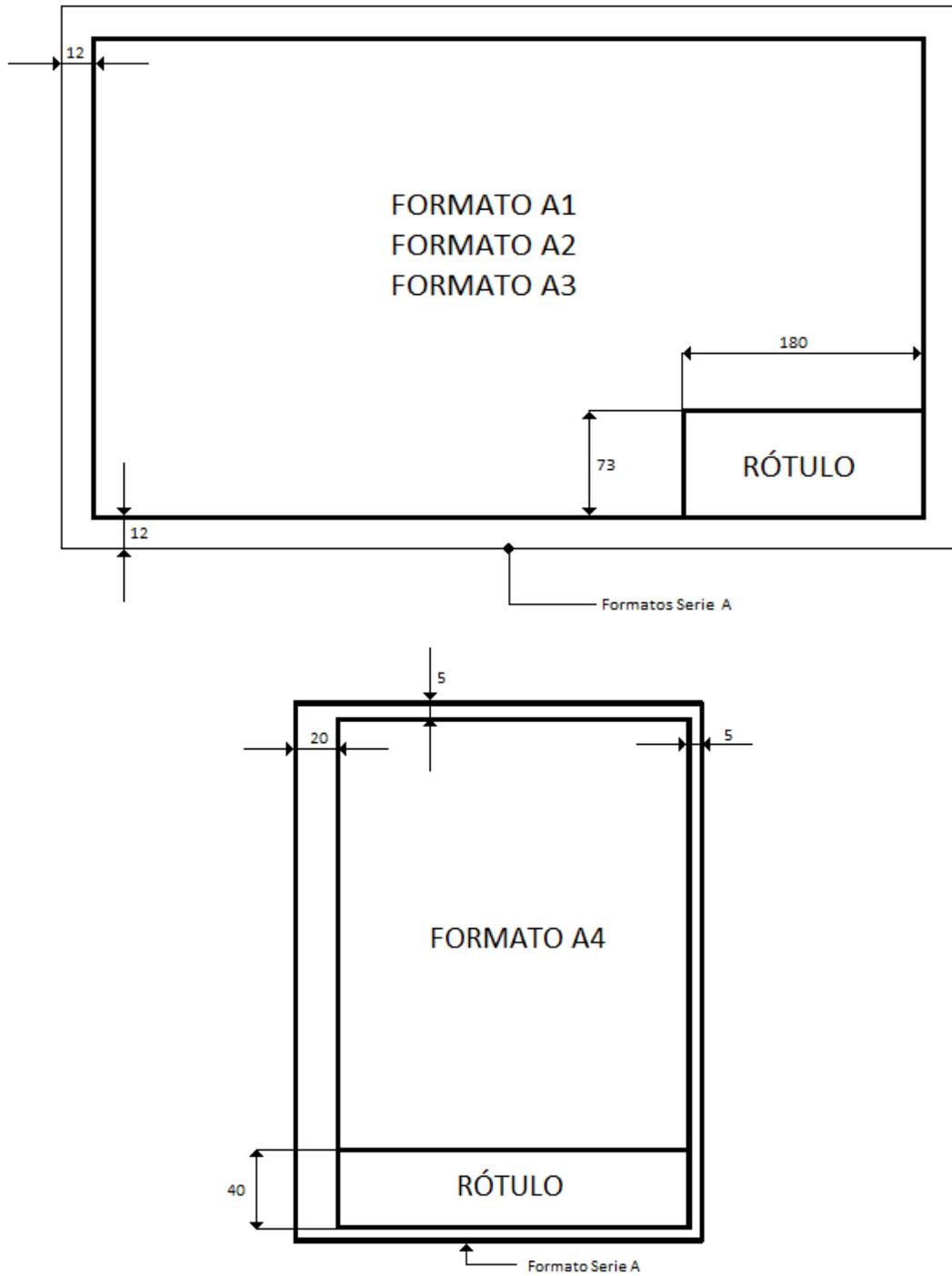


Figura 7.1.1 Formatos de Láminas de Dibujo

NOTA: Dimensiones en milímetros (mm)



UNIVERSIDAD DE CUENCA

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.			10
ESCALA:	NOMBRE DEL PROYECTO: UBICACIÓN: PROPIETARIO:	PROYECTO:	73
FECHA:		DIBUJO:	
ARCHIVO:		REVISO:	
DIBUJO:		APROBO:	
HOJA: DE		DPTO:	
LOGO DE LA EMPRESA O ING. DISEÑADOR	CONTENIDO:	FIRMA Y SELLO DE APROBACIÓN:	
40	90	50	24
180			

Figura 7.1.2 Contenido de Rótulos para formatos A1,A2 y A3.

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.			10
ESCALA:	CONTENIDO:	PROYECTO:	40
FECHA:		DIBUJO:	
ARCHIVO:		REVISO:	
DIBUJO:		APROBO:	
HOJA: DE		DPTO:	
40	90	50	
180			

Figura 7.1.3 Contenido de Rótulos para formato A4.

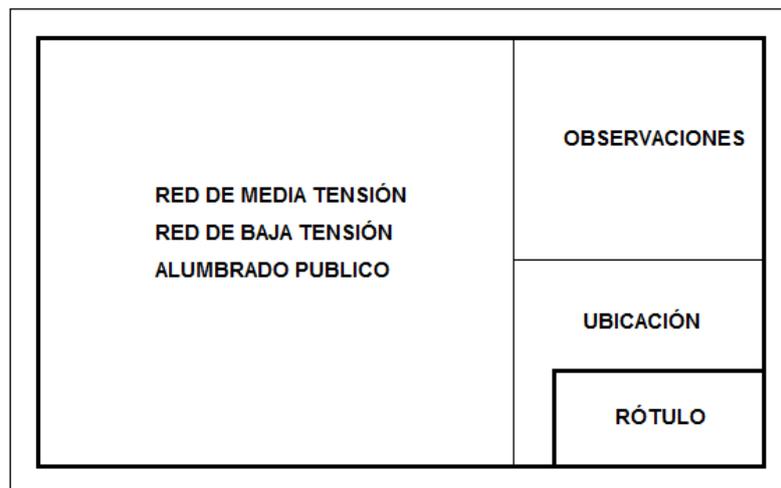
NOTA: Dimensiones en milímetros (mm)



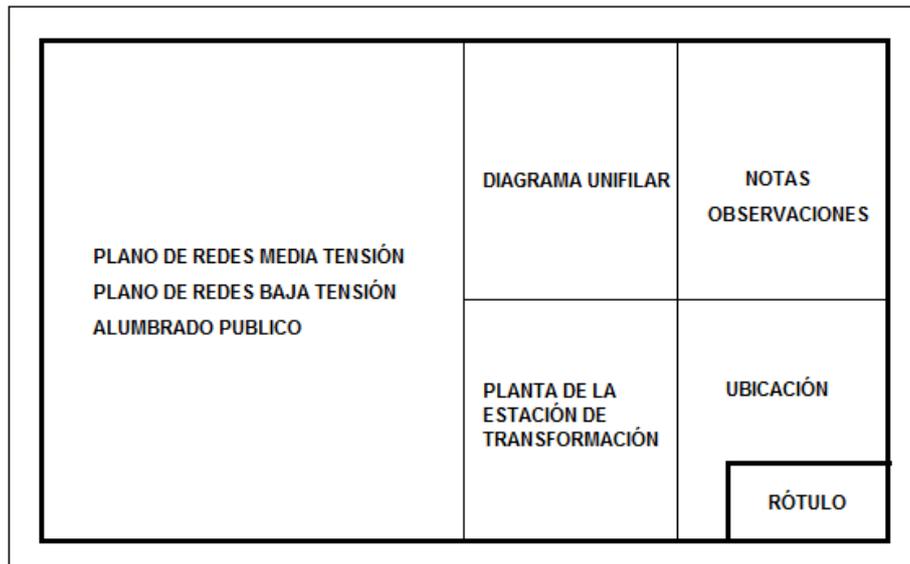
Utilización de superficies del plano.

A continuación se recomienda una distribución de las partes que se consideran a nivel general en los planos, donde de acuerdo a la complejidad del proyecto variara la disposición y el número de planos.

1. Plano de Redes Eléctricas: Urbanización o Lotización



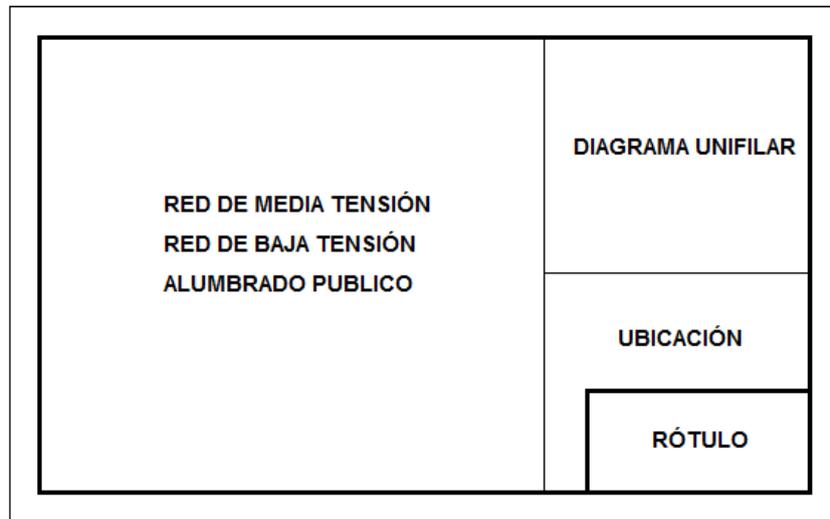
Condominio, Edificio o Estación de Transformación



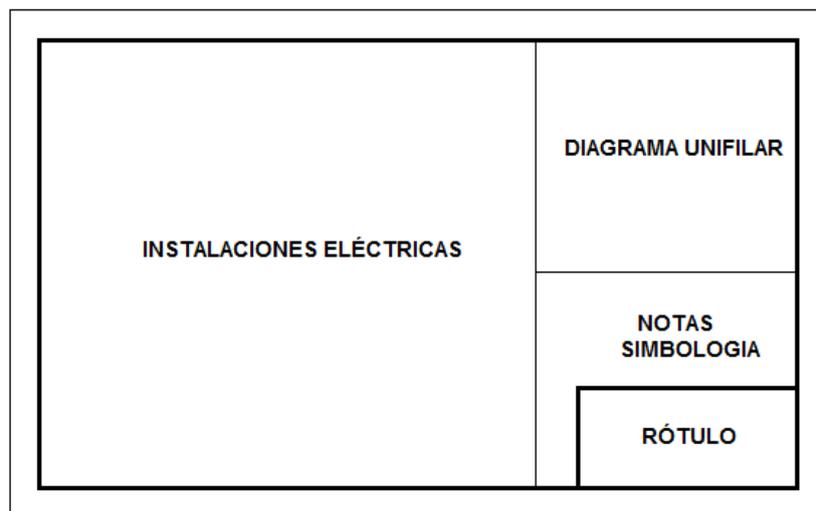
Nota: En este proyecto el área de dibujo para las redes de distribución (media, baja tensión y alumbrado) debe corresponder mínimo al área del formato A2.



Proyecto de Baja Tensión desde un transformador existente



2. Plano de Instalaciones Eléctricas.





7.2 NORMATIVA GENERALIDADES DE REDES SECUNDARIAS

7.2.1 INTRODUCCIÓN

El diseño de nuevas redes secundarias exige nuevas formas de optimización en los cálculos de demanda, pérdidas de potencia, selección de equipos y elementos acordes con la tecnología actual. Por lo que en la presente normativa, se define términos, símbolos, topologías, tipos de redes utilizadas y se recomienda valores para el diseño de redes de baja tensión y transformadores de distribución.

7.2.2 OBJETIVOS Y ALCANCE

- Definir la terminología utilizada en el lenguaje común del Ingeniero Eléctrico.
- Recomendar valores de demanda máxima unitaria proyectada tanto para el sector urbano y rural.
- Recomendar un porcentaje de pérdidas de potencia en redes de baja tensión y en los transformadores de distribución, para el diseño y operación respectivamente.
- Definir la longitud de las redes de baja tensión, acometidas en el sector urbano y rural.
- Utilizar las distancias de seguridad entre redes, red-edificación, entre conductores. Separaciones mínimas a tierra normadas por la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur y el CONELEC.
- Utilizar la simbología utilizada por la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur.
- Conocer y aplicar la reglamentación ambiental en el diseño eléctrico de redes secundarias.

7.2.3 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS

Los términos frecuentes en el diseño de las redes secundarias, son los siguientes:



Acometida en baja tensión: La instalación que conecta un punto de la red secundaria a la carga del consumidor.

Acometida individual: Es aquella que da servicio a un solo abonado y comprende la línea de alimentación con sus accesorios, desde la conexión a la red secundaria de distribución hasta los bornes de entrada del medidor.

Acometida colectiva: Sirve a dos o más abonados de un mismo inmueble y comprende la línea de alimentación con sus accesorios, desde la conexión de la red secundaria de distribución hasta los bornes de entrada del interruptor termomagnético o fusibles de protección de la barra.

Aislador: Elemento aislante, cuya función es soportar un conductor y separarlo eléctricamente de otros.

Apoyo: Dispositivo de soporte de conductores y aisladores de las líneas. Pueden ser postes, torres u otro tipo de estructuras.

Cable: Conductor con aislamiento, o hilos de conductor con aislamiento.

Caída de tensión: Es la diferencia entre el voltaje de alimentación y el voltaje de carga, referido al voltaje nominal.

Caída de voltaje máxima (DVM): Es la caída de tensión, producida en un punto más desfavorable de la red, que generalmente coincide con el punto más alejado de los terminales del transformador.

Capacidad instalada: También llamada Potencia instalada, es la sumatoria de las cargas en kVA continuas y no continuas, diversificadas, previstas para una instalación de uso final. Igualmente, es la potencia nominal de equipos tales como: transformadores, líneas de la red de distribución.

Carga conectada: Es la suma de las potencias nominales de los receptores de energía eléctrica conectados a la red de distribución.



Capacidad nominal: Conjunto de características eléctricas y mecánicas asignadas por el diseñador a un equipo eléctrico, para definir su funcionamiento bajo unas condiciones específicas.

Cargabilidad eléctrica: Límite térmico dado en capacidad de corriente, para líneas de transporte de energía, transformadores, etc.

Circuitos secundarios: La sección de la red secundaria comprendida entre el centro de transformación y el extremo más alejado de la misma que recibe alimentación del transformador de distribución correspondiente, incluyendo ramales derivados de puntos intermedios.

Conductor activo: Son aquellos cuyo potencial es distinto al de Tierra, destinado a la transmisión de electricidad, en su condición de operación normal se encuentra sometido a una tensión en servicio normal.

Consumidor: Es el usuario contratante del suministro eléctrico, caracterizado por el valor de la demanda de potencia, el consumo de energía y nivel de tensión.

Cruceta: Elemento estructural que sirve para soportar los aisladores en las líneas que transportan energía eléctrica.

Demanda máxima unitaria (DMU): Es el valor máximo de la potencia, expresado en kVA, transferida de la red a la instalación del consumidor, en un intervalo de tiempo.

Demanda máxima diversificada (DMD): Es el valor de la potencia transferida desde cualquier punto de la red, en el sentido de la carga, que corresponde a un grupo de "n" consumidores y que toma en consideración el factor de diversidad en la utilización simultánea de la demanda máxima unitaria de los consumidores individuales.

Descarga disruptiva: Falla de un aislamiento bajo un esfuerzo eléctrico, por superarse un nivel de tensión determinado que hace circular una corriente.



Diseño: Conjunto de planos y memoria explicativa, elaborados con el fin de indicar la forma de la instalación eléctrica y las cantidades y tipos de materiales que la componen.

Distancia al suelo: Distancia mínima, bajo condiciones específicas, entre el conductor bajo tensión y el terreno.

Distancia de seguridad: Es la distancia mínima entre una línea energizada y una zona donde se garantiza que no habrá un accidente por acercamiento.

Electrodo de puesta a Tierra: Es el conductor o conjunto de conductores enterrados, que sirven para establecer una conexión con el suelo.

Empalme: Conexión eléctrica destinada a unir dos o más conductores, con el cual se obtiene contacto eléctrico.

Factor de potencia: Relación entre la potencia activa (kW) y la potencia aparente (kVA) de un SEP.

Herrajes: Accesorios que forman parte de una instalación eléctrica, diseñada fundamentalmente para desempeñar una función mecánica.

Fusible: Dispositivo de protección destinado a cortar automáticamente el circuito eléctrico al ser atravesado por una sobrecorriente que puede poner en peligro los equipos e instalaciones del sistema.

Maniobra eléctrica: Conjuntos de procedimientos tendientes a operar una red eléctrica en forma segura.

Neutro: Conductor activo conectado intencionalmente a una puesta a tierra a operar una red eléctrica en forma segura.

Nivel Isocerámico: Es el número de días de tormenta por año en una región, y un día de tormenta es un día en el cual por lo menos se oye un trueno, este depende del número de observaciones.



Perforaciones: Agujeros cilíndricos, a través del eje central de la sección del poste, utilizados para la fijación de elementos de la red.

Regulación de tensión (DV): Es el porcentaje de caída de tensión de una línea con referencia al voltaje de carga.

$$\%Regulacion\ de\ Tension = \frac{|V_a| - |V_c|}{|V_c|} \times 100 \quad (7.2.1)$$

Red secundaria: Conjunto de elementos que conforman la instalación eléctrica desde los transformadores hasta los puntos de alimentación a las acometidas.

Seccionador: Dispositivo diseñado a hacer un corte visible en un circuito eléctrico y está diseñado para que se manipule después de que el circuito se ha abierto por otros medios.

Servicio monofásico trifilar: Es el suministro por dos conductores activos y uno derivado del centro del bobinado secundario de un transformador monofásico de distribución, así como también , de un sistema trifásico conectado en estrella, contemplando dos conductores activos y el neutro.

Servicio trifásico a cuatro hilos: Se entiende aquel que es suministrado por un transformador trifásico o un banco de tres transformadores monofásicos con tres conductores activos con voltajes equilibrados y el neutro.

Sistema de transformación: Dispositivos utilizados para cambiar el nivel de tensión.

Sistema de baja tensión: Conjunto de elementos que conforman la instalación eléctrica desde los transformadores hasta los puntos de alimentación a las acometidas.

Tensión nominal: Valor convencional de la tensión con el cual se designa un sistema, instalación o equipo y para el que ha sido previsto su funcionamiento y aislamiento. Para sistemas Trifásicas, se considera como tal tensión entre fases.



Tensión de suministro: Es el valor de tensión del servicio que el Distribuidor suministra en el punto de entrega al abonado en un instante dado.

Tramo: Es la distancia entre poste – poste.

Vano: Distancia horizontal entre los elementos en los cuales el conductor está suspendido o amarrado. Para los propósitos del diseño, el vano se toma como la distancia horizontal entre dos apoyos verticales adyacentes, medida entre los ejes verticales o centros de tales apoyos y también, por extensión, entre dos puntos significativos de la línea.

Vano regulador: Es un vano equivalente, ficticio, que permite obtener la tensión promedio en los vanos individuales de un tramo de la línea. Se usa para la construcción de la plantilla de localización de los apoyos y su propósito es determinar la longitud de vano representativa para escoger las tensiones a diferentes temperaturas y preparar las tablas de tendido.

Zona de servidumbre: Es una franja de terreno que se deja sin obstáculos a lo largo de una línea de transporte de energía eléctrica, como margen de seguridad para la construcción, operación y mantenimiento de dicha línea, así como para tener una interrelación segura con el entorno.

Zona: Área geográfica delimitada por la empresa para atención a los clientes.

7.2.4 TIPOS Y TOPOLOGIAS DE REDES SECUNDARIAS

Las redes secundarias se pueden clasificar de acuerdo a su tipo de *construcción, número de fases, tensiones de suministro-límites de carga y topología.*

7.2.4.1 Por su construcción

Por su construcción se tiene tres tipos de redes: red aérea, subterránea y adosada.



Red aérea:

- Se emplean generalmente conductores desnudos adosados a postes o paredes.
- También se emplean conductores preensamblados en el sector costanero, debido al hurto de energía eléctrica.
- Se emplean en zonas de retiro frontal, sectores sin exigencias estéticas y aéreas que no requieren una alta confiabilidad.
- **Ventajas:** Fácil construcción y reparación o mantenimiento rápido.
- **Desventajas:** Alta probabilidad de falla, asequible al robo de energía, daña la estética.

Red subterránea:

- Se emplea cable blindado tetrapolar o conductores unipolares directamente enterrados.
- Se emplea en zonas con carga densa, que no cuentan con retiro frontal, en centros históricos y zonas con alto nivel económico.
- **Ventajas:** Menor probabilidad de falla, no daña la estética y no se constituye en un peligro.
- **Desventajas:** Mayor costo que las otras redes, construcción complicada, difícil reparación de fallas, revisión difícil y reparación prolongada.

Red adosada:

- Se utiliza en zonas de vivienda en hilera, sin retiro frontal
- Costo medio, impacto estético moderado, menos peligrosa

7.2.4.2 Por el número de fases

De acuerdo al número de fase se tiene: monofásica, bifásica y trifásica.

Monofásica:

- **Monofásico Trifilar 1F3C**, es decir una fase tres conductores.
 - Es usado en áreas de baja densidad de carga.



- Se usa generalmente en el sector residencial.
- **Monofásica Bifilar 1F2C**, es decir una fase y dos conductores. Una fase y un neutro.
 - Utilizado comúnmente en sector residencial.

Bifásica:

- Tres conductores, 2F3C, es decir dos fases y tres conductores.
- Dos conductores, 2F2C, es decir dos fases y dos conductores

Trifásica:

- **Trifásica tetrafilar 3F4C**, es decir tres fases cuatro conductores. Es la más utilizada.
 - Este sistema es más usado en áreas de alta densidad de cargas, o donde se requiera servicio trifásico.
 - Alimenta cargas residenciales, comerciales e industriales.
- **Trifásica trifilar 3F3C**, es decir tres fases tres conductores. Utilizada en zonas con carga trifásica equilibrada (industrial).

7.2.4.3 Tensiones de suministro y límites para servicio monofásico y trifásico.

Se considerará una red secundaria cuanto la tensión de suministro que se utilice, sea inferior a $T_s \leq 600 V$. Es recomendable trabajar a una tensión alta para disminuir las pérdidas por efecto joule. Además se debe considerar el tipo de abonado y área geográfica.

Las tensiones en el caso de consumidores **residenciales**:

- Monofásicas: 120 V; 120/240 V
- Trifásicas: 220/127 V

Las tensiones en el caso de consumidores: **comerciales y pequeña industria artesanal**:

- Trifásicas: 220 V/127 V



Para los sistemas industriales, clínicas donde tienen equipos de rayos x, se requiere de un transformador propio independiente de la red secundaria cuyos valores de tensión más comunes son los siguientes:

- Trifásico 440 V / 254 V Clínica
- Trifásico 380 V / 219 V Equipos industriales, motores

Se aplicará tanto para sectores urbanos como rurales la tensión de suministro.

Los límites para servicio monofásico y trifásico serán los siguientes:

Límites para servicio en la red secundaria		
Servicio	Tensión Suministro	Carga Instalada
Monofásico	120 V	Menor a 4 kW
Monofásico	120/240 V	Mayor a 4 kW
Trifásico 2 fases Trifilar	127/220 V	Mayor a 4 kW
Trifásico Tetrafilar	127/220 V	Mayor a 4 kW

Tabla 7.2.1 Límites para servicio.

7.2.4.4 Topologías de redes secundarias

El Sistema Radial: Un solo camino simultáneo de flujo. Es el más utilizado tanto en servicio residencial urbano como rural, por su simple operación, diseño y bajo costo inicial. Su cobertura es ilimitada y su confiabilidad es baja.

Por simplicidad en el diseño de protecciones y operación se recomienda el sistema radial.

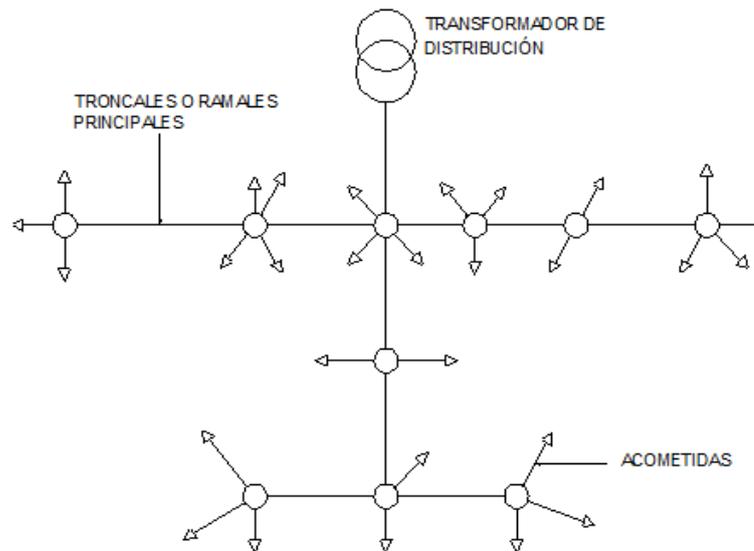


Figura 7.2.1 Sistema radial de una red secundaria.

7.2.5 LONGITUD DE REDES

Longitudes en redes de baja tensión:

- En el sector urbano el tramo es de 30 – 40 m.
- En el sector rural, cabeceras parroquiales y cantonales el tramo es aproximadamente de 60 m, dependiendo de la configuración geográfica estos valores alcanzarán longitudes mayores.

En ambos casos su limitante será la caída de tensión.

Longitudes de las acometidas:

- *Sector urbano:* 30 m.
- *Sector rural:* 50 m.

7.2.6 SIMBOLOGIA

La empresa tiene su propia simbología en el cual constan los siguientes elementos:

- Postería, luminarias, equipos tales como transformadores, seccionadores, etc.



En el **Anexo 5.2** se detalla todos los elementos utilizados.

7.2.7 NIVELES DE CALIDAD Y DEMANDAS MÁXIMAS UNITARIAS PROYECTADAS

En cuanto a los niveles de calidad nos referiremos básicamente a los indicadores de calidad: caída de tensión, factor de potencia y pérdidas de potencia en las redes de baja tensión y transformadores de distribución.

7.2.7.1 Factor de potencia

El factor de potencia considerado para el diseño es de **0.98** para el cálculo de la caída de tensión (FDV). En el sector residencial se exige un factor de potencia de 0,9 y el factor de potencia en el sector industrial-comercial será 0,92 según el CONELEC, qu-ien incumpla con estos valores será sancionado con multas aplicado por la empresa distribuidora.

7.2.7.2 Caída de tensión

La caída de tensión admisible, en el punto eléctricamente más alejado de la fuente, con la demanda de diseño considerada, no deberá exceder para la red secundaria los límites siguientes:

- *Área Urbana: 6%*
- *Área Rural: 4.5%*

7.2.7.3 Pérdidas de potencia

Nos referiremos básicamente a las pérdidas técnicas de potencia.

Para el diseño se recomienda que las **pérdidas de potencia** en redes de baja tensión, no deban superar el **3 %** de la demanda máxima del diseño.

En la adquisición de los transformadores de distribución, el porcentaje de pérdidas recomendado será del **2 %** de la capacidad nominal, esto con el



propósito a corto o mediano plazo, que el transformador opere con pérdidas menores tanto en lo técnico como en lo económico.

7.2.7.4 Demandas máximas unitarias proyectadas

Las demandas máximas unitarias consideran, el área de los lotes, tipo de abonado y el tiempo proyectado de 10 años, tanto en el sector urbano como rural.

En el *sector urbano* las demandas unitarias proyectadas recomendadas serán:

REDIFINICIÓN DEL AREA PROMEDIO m ²	TIPO DE ABONADO	DMUp (kVA) 10 AÑOS
$A \geq 300$	R 1	2,1
$120 \leq A < 300$	R 2	1,575
$A < 120$	R 3	0,919

Tabla 7.2.2 Demandas máximas unitarias proyectadas en el sector urbano.

En el *sector rural*, las demandas unitarias proyectadas que se recomiendan, a nivel de la periferia de la ciudad, centro parroquial y la parte rural, son las siguientes:



SECTOR	PARROQUIAS	TIPO DE ABONADO	DMUp (kVA) 10 AÑOS
PERIFERIA DE LA CIUDAD DEL ÁREA URBANA Y CENTROS PARROQUIALES CORRESPONDIENTES A LA CATEGORIA F	RICATURTE	R 4	0,82
	SAYAUSI		
	SAN JOAQUIN		
	CHIQUINTAD		
	BAÑOS		
	LLACAO		
	SININCAY		
CENTRO PARROQUIAL, SECTORES PERIFERICOS CORRESPONDIENTES A ESTA CATEGORIA Y LUGARES DISTANTES DE LAS PARROQUIAS	NULTI	R 5	0,66
	TURI		
	EL VALLE		
	V. DEL PORTETE		
	PACCHA		
	CUMBE		
	SIDCAY		
	TARQUI		
	OCTAVIO CORDERO		
	STA. ANA		
	QUINGEO		
	CHAUCHA		
GIMA			
ZHIDMAD			

Tabla 7.2.3 Demandas máximas unitarias proyectadas en el sector rural.

7.2.8 DISTANCIAS DE SEGURIDAD

Las distancias de seguridad se determinan entre la red eléctrica y las edificaciones, con el fin de evitar el contacto y acercamiento de las personas, para salvaguardar la integridad física de las mismas. Las distancias de seguridad deberán medirse de superficie a superficie.

La empresa distribuidora es la responsable en su área de concesión, de llevar a cabo la construcción e inspección de las obras eléctricas, o a su vez, ésta puede autorizar a otras empresas bajo su responsabilidad, la construcción e inspección de las obras. Sujeto a la regulación del CONELEC-002/10.



7.2.8.1 Distancia de seguridad de conductores a edificaciones

Las distancias verticales y horizontales, para *conductores desnudos en reposo* (sin desplazamiento del viento), se muestran en la siguiente tabla.

DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD Hr		Conductores 0 a 750 V
		m
E D I F I C I O S	Horizontal a paredes, ventanas y áreas accesibles a personas	1.7
	Vertical arriba o abajo de techos y áreas no accesibles a personas	3.2
	Vertical arriba o abajo de techos y áreas accesibles a personas y vehículos, además de vehículos pesados.	3.5
	Vertical arriba de techos accesibles al tránsito de vehículos pesados.	5.0
A C H I N U M E N C I E O A S	Horizontal	1.7
	Vertical arriba o abajo de cornisas y otras superficies sobre las cuales pueden caminar personas	3.5
	Vertical arriba o abajo de otras partes de tales instalaciones	1.8

Tabla 7.2.4 Distancias mínimas de seguridad de conductores a edificaciones y otras instalaciones. [11]

Cuando el conductor o cable es desplazado por el viento a una presión de viento de $29 \text{ kg}/\text{m}^2$, para conductores en reposo, se podrán reducir a los valores mínimos especificados en la siguiente tabla.

Conductor o Cable	Distancia de seguridad horizontal (Hw) (figura 7.2.2), en el caso de desplazamiento de viento [m]
Conductores (0 a 750 V)	1.1



Tabla 7.2.5 Distancias mínimas de seguridad de conductores y cables a edificios, anuncios, carteles, chimeneas, antenas de radio y televisión y otras instalaciones, bajo viento

Para entender mejor véase la Figura 7.2.2, donde:

H_R : Distancia mínima de seguridad horizontal requerida cuando el conductor esta en reposo.

H_W : Distancia mínima de seguridad horizontal requerida cuando el conductor es desplazado, hacia la edificación, por el viento

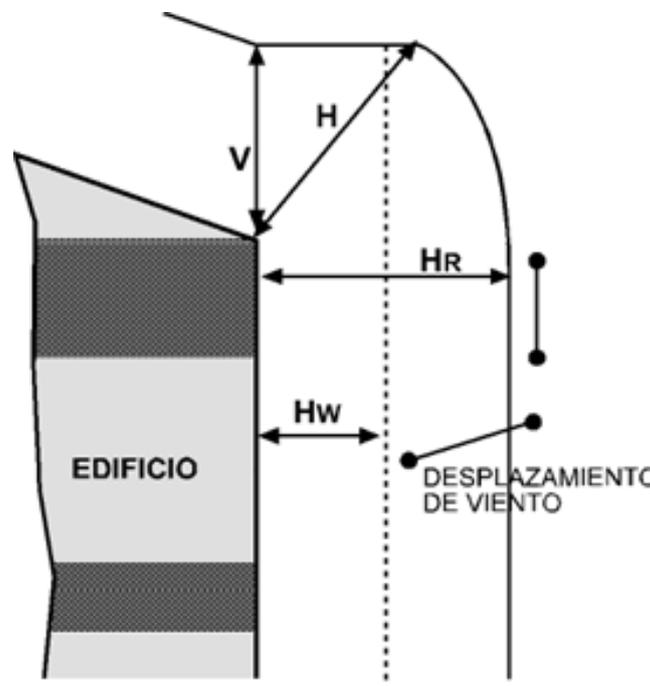


Figura 7.2.2 Distancia de seguridad de conductores a edificaciones. [11]

7.2.8.2 Distancia de conductores a otras estructuras de soporte

Los conductores y cables que pasen próximos a estructuras de alumbrado público, de soporte de semáforos o de soporte de una segunda línea, deben estar separados de cualquier parte de esas estructuras por distancias no menores que las siguientes:



	Con viento	Sin viento
Distancia horizontal	0- 750 V	Hasta 50 kV
	1.1 m	1.5 m [¹]
Distancia vertical	0 – 22 kV	
	1.4 m [²]	

Tabla 7.2.6 Distancias de seguridad de conductores a otras estructuras de soporte.

[¹] Para cables cubiertos o aislados de hasta 300 V la distancia se reduce a 0.9 m.

[²] Para cable cubiertos o aislados de hasta 300 V la distancia se reduce a 0.6 m.

7.2.8.3 Distancias mínimas de seguridad verticales de conductores sobre vías férreas, suelo, agua

Estas distancias se refieren a la altura mínima que guardan los conductores y cables de líneas aéreas, respecto del suelo, agua y parte superior de rieles de vías férreas.

Naturaleza de la Superficie bajo los conductores	Conductores de 0-750 V (m²)
Vías férreas	7.5
Carreteras, calles, caminos y otras áreas usadas para tránsito	5
Aceras o caminos accesibles sólo a peatones	3,8
Aguas donde no está permitida la navegación	4.6
Aguas navegables incluyendo lagos, ríos, estanques, arroyos y canales con un área de superficie sin obstrucción de:	
a) Hasta 8 Km ²	5.6
b) Mayor a 8 hasta 80 Km ²	8.1
c) Mayor de 80 hasta 800 Km ²	9.9
d) Arriba de 800 Km ²	11.7

Tabla 7.2.7 Distancias mín. de seguridad vertical de conductores sobre vías férreas, suelo y agua. [11]



7.2.8.4 Distancias básicas entre líneas redes y cruce de líneas

Las distancias de seguridad entre redes existentes y las nuevas redes que se desean proyectar, deben cumplir los siguientes valores en el caso de las redes secundarias, véase la Figura 7.2.3

DISTANCIAS BÁSICAS ENTRE REDES					
RED EXISTENTE \ RED PROYECTADA	LÍNEAS DE COMUNICACIÓN	CONDUCTORES DE 0 - 750 V	LÍNEAS O CONDUCTORES DE 750 V - 7600 V	LÍNEAS O CONDUCTORES DE 7,6 - 13,2 - 22 KV	SUBTRANSMISIÓN 69 KV
LÍNEAS DE COMUNICACIÓN	0,5 m	0,5 m			
REDES 0 - 750 V	0,5 m	0,5 m	1,2 m	1,5 m	2,1 m
REDES 750 - 7600 V	1,2 m	0,6 m			
LÍNEAS 7,6 - 13,2 - 22 KV	1,2 m	1,2 m			

Tabla 7.2.8 Distancia básica entre la red existente y la proyectada. [5]

Las distancias mínimas de seguridad en cruces de líneas en el caso de redes secundarias, son las siguientes:

DISTANCIA MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN CRUCES DE LÍNEAS	
CIRCUITO SUPERIOR \ CIRCUITO INFERIOR	VOLTAJE ENTRE / FASES
COMUNICACIONES	HASTA 600 V 1,2 m
CIRCUITOS HASTA 600 V	0,6 m

Tabla 7.2.9 Distancias mínimas de seguridad en cruces de líneas. [5]

7.2.8.5 Distancia de acometidas

Las distancias de acometidas son con relación a las vías, aceras, caminos. Las condiciones mínimas que deben cumplir son las siguientes:

- Tres metros (3 m) de separación mínima sobre el nivel de aceras o cualquier plataforma saliente.
- Tres metros y sesenta centímetros (3.60 m) de separación mínima sobre vías exclusivamente peatonales.
- Cinco metros y cincuenta centímetros (5.50 m) sobre vías públicas, paseos, caminos, carreteras de tráfico considerable.



d) Los conductores tendrán una separación no menor a un metro (1 m) de las ventanas, puertas, postes, salidas de emergencia o sitios semejantes. Los conductores sobre las ventanas quedaran fuera del alcance de las personas.

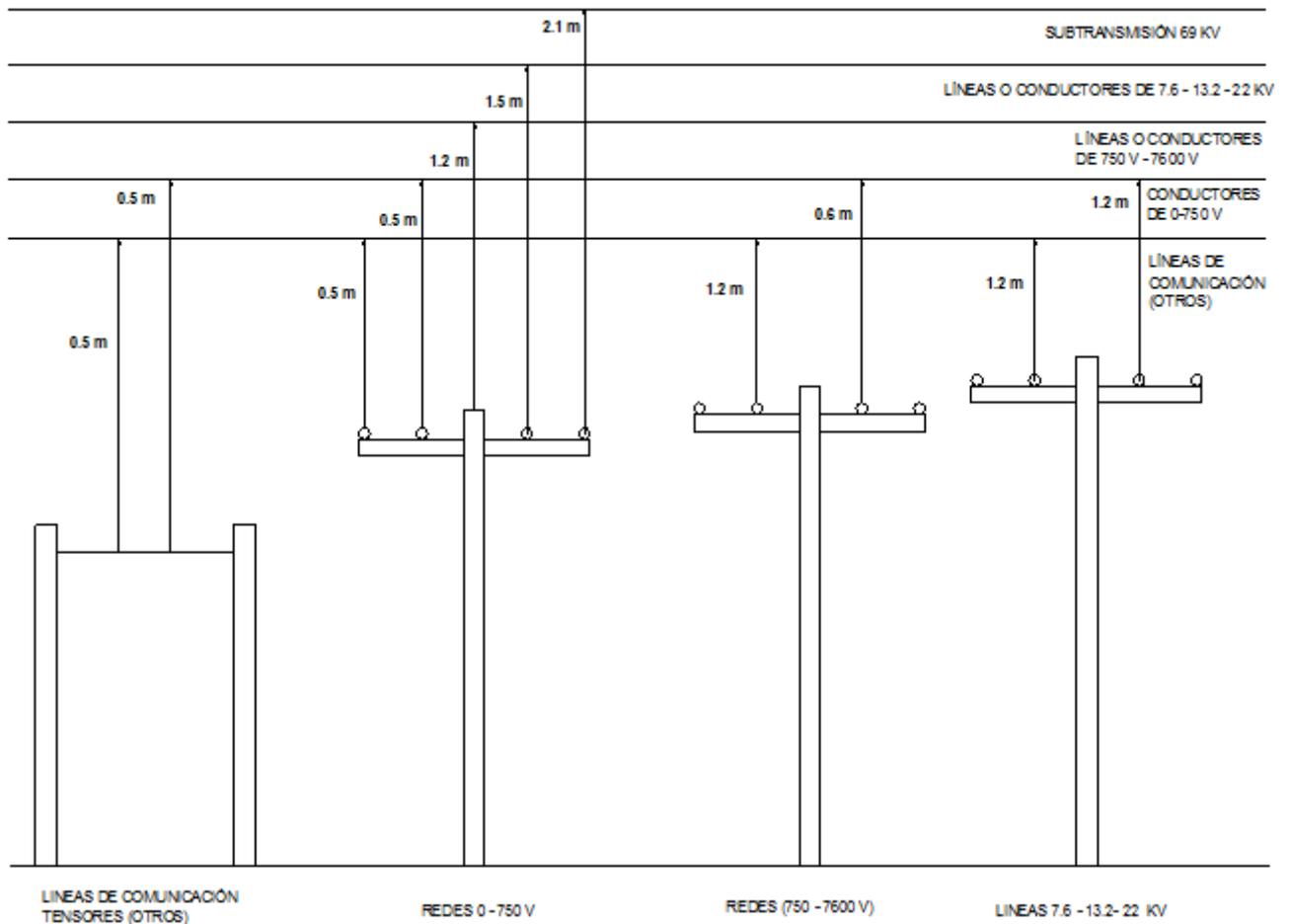


Figura 7.2.3 Distancias básicas entre redes. [5]

7.2.8.6 Distancias básicas entre conductores y a tierra

Distancia mínima del conductor inferior a tierra, exigencia de seguridad que limita el vano de los tipos de vías, cruces, pasos peatonales, etc.



Separaciones mínimas a tierra		
TIPO	RED SECUNDARIA	COMUNICACIÓN Y OTROS
A LO LARGO DE LAS VIAS RURALES Y CAMINOS	4,5 m	4,2 m
CRUCE CARRETERAS RURALES	5,5 m	5,5 m
ESPACIOS O VIAS PARA PEATONES	4,5 m	4,5 m
ZONA POBLADA ENTRADA A GARAGES	6 m	4,5 m
OLEODUCTOS GASODUCTOS TUBERIAS EN GENERAL	4 m	3 m

Tabla 7.2.10 Separaciones mínimas a tierra. [5]

Véase la Figura 7.2.4

Las distancias mínimas entre los conductores de un mismo sistema dependerá del nivel de tensión, para nuestro caso 600 V.

Distancias mínimas entre conductores de un mismo sistema	
VOLTAJE DE FASE	600 V
DISTANCIA MINIMA	20 m

Tabla 7.2.11 Distancias mínimas entre conductores de un mismo sistema.

7.2.9 REDES SECUNDARIAS EN EL PLANO MEDIO AMBIENTAL

Se tiene que tomar en consideración el aspecto medio ambiental, por cuanto no se permite realizar diseños eléctricos en sitios considerados como de Patrimonio Nacional de Áreas Naturales Protegidas, Patrimonio Forestal del Estado o Bosques de Vegetación Protectores. Por cuanto en estos lugares se tiene que realizar un Estudio Preliminar o Definitivo de Impacto Ambiental y un Estudio de Prefactibilidad del Proyecto, en el cual se incluyan estudios eléctricos y económicos que demuestren técnica y económicamente los beneficios tanto para el sistema eléctrico, como para el área local de la obra que se está analizando.

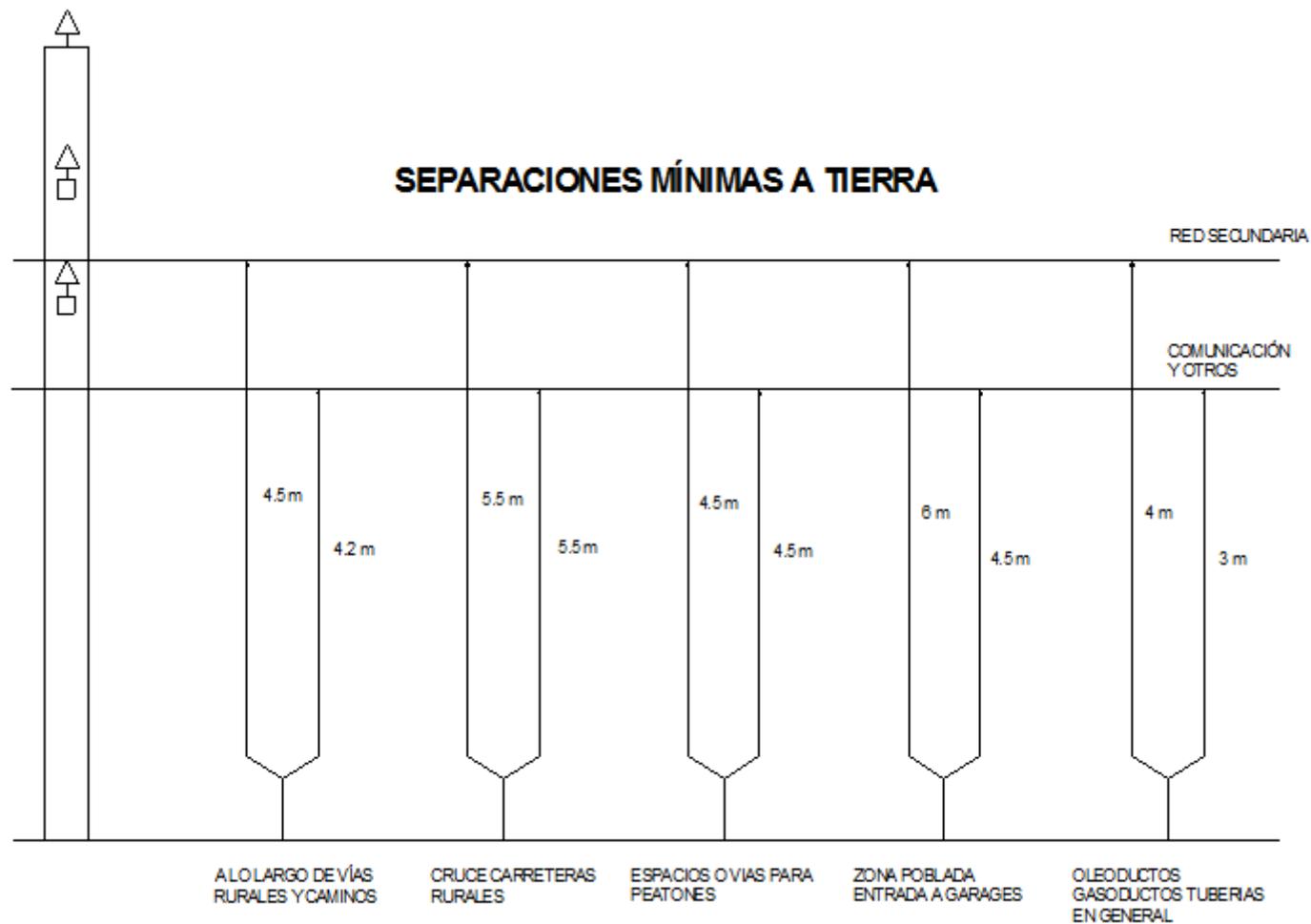


Figura 7.2.4 Separaciones mínimas a tierra. [5]



7.3 NORMATIVA PARA EL TRAZADO Y DIMENSIONAMIENTO DE REDES SECUNDARIAS

7.3.1 INTRODUCCIÓN

Establecida una metodología para la ejecución de diseños, en esta sección se tratará las actividades de cálculo y diseño, donde en función de las definiciones preliminares se establecerá los procedimientos para el trazado, dimensionamiento, configuración y localización de los elementos que componen la red.

7.3.2 OBJETIVOS Y ALCANCE

- Poner en conocimiento una serie de recomendaciones para el trazado de la red y la localización de sus elementos.
- Presentar criterios y valores de referencia para el diseño óptimo de redes de distribución secundaria.
- Establecer procedimientos para el dimensionamiento de los elementos de la red.

7.3.3 DEMANDA DE DISEÑO

El dimensionamiento de los elementos de la red y el, computo de la caída de voltaje, deben desarrollarse considerando la incidencia de la demanda máxima unitaria, sobre la base de la distribución de los abonados en cada uno de los puntos, contemplando además la carga por el alumbrado público y cargas puntuales.

Las redes de baja tensión y transformación deben preverse para un periodo de 10 años.

7.3.3.1 Demanda de diseño sector residencial

La demanda de diseño para la red secundaria y transformadores de distribución deberá ser calculado para un punto dado, mediante el siguiente procedimiento:



1. Identificar el o los tipos de abonados existentes, alumbrado y cargas especiales.
2. Determinar el número de abonados del proyecto.

Áreas consolidadas: el número de abonados existentes se encuentra de acuerdo al plano obtenido del área y mediante la verificación del lugar y el número de abonados proyectados mediante factores de crecimiento de la zona.

Urbanizaciones: el número total de abonados se determina de acuerdo los planos aprobados por el municipio.

Lotizaciones y sectores nuevos: para encontrar el número total de abonados se debe considerar factores de crecimiento reales de las zonas aledañas y el área del terreno.

3. Calcular la Demanda Máxima en el punto dado de acuerdo al tipo de abonado y el número de usuarios mediante la siguiente expresión:

$$DMp = DMUp * N * F \quad (7.3.1)$$

Donde:

DMUp = La demanda máxima unit. proyectada

N = Número de abonados

F = Factor de coincidencia

DMp = Demanda máxima proyectada en el punto dado

$$F = N^{-0.0944}$$

En la **tabla 7.3.1** se indica la demanda máxima unitaria proyectada para un periodo de 10 años de acuerdo al tipo y número de usuarios.

Si existen más de un tipo de usuario la demanda máxima proyectada total será la suma de las demandas máximas proyectadas de cada tipo de usuario.

4. Al valor calculado incorporarse además la demanda de las cargas especiales y del alumbrado público en el caso de existir.

$$D = DMp + A + Ce \quad (7.3.2)$$



Donde:

D = Demanda de diseño (kVA)

A = Carga de alumbrado público (kVA)

Ce = Cargas especiales (puntuales) (kVA)

DEMANDA MÁXIMA PROYECTADA KVA EN EL PUNTO DADO					
SECTOR	URBANO			RURAL	
# Usuarios	R1	R2	R3	R4	R5
1	2,10	1,58	0,92	0,82	0,66
2	3,93	2,95	1,72	1,54	1,24
3	5,68	4,26	2,49	2,22	1,78
4	7,37	5,53	3,23	2,88	2,32
5	9,02	6,76	3,95	3,52	2,83
6	10,64	7,98	4,66	4,15	3,34
7	12,23	9,17	5,35	4,78	3,84
8	13,81	10,35	6,04	5,39	4,34
9	15,36	11,52	6,72	6,00	4,83
10	16,90	12,67	7,39	6,60	5,31
11	18,42	13,82	8,06	7,19	5,79
12	19,93	14,95	8,72	7,78	6,26
13	21,43	16,07	9,38	8,37	6,73
14	22,92	17,19	10,03	8,95	7,20
15	24,39	18,30	10,68	9,53	7,67
16	25,86	19,40	11,32	10,10	8,13
17	27,32	20,49	11,96	10,67	8,59
18	28,77	21,58	12,59	11,24	9,04
19	30,22	22,66	13,22	11,80	9,50
20	31,65	23,74	13,85	12,36	9,95
21	33,08	24,81	14,48	12,92	10,40
22	34,51	25,88	15,10	13,47	10,85
23	35,93	26,94	15,72	14,03	11,29
24	37,34	28,00	16,34	14,58	11,73
25	38,74	29,06	16,95	15,13	12,18
26	40,14	30,11	17,57	15,68	12,62
27	41,54	31,15	18,18	16,22	13,06
28	42,93	32,20	18,79	16,76	13,49
29	44,32	33,24	19,39	17,30	13,93
30	45,70	34,27	20,00	17,84	14,36
31	47,08	35,31	20,60	18,38	14,80
32	48,45	36,34	21,20	18,92	15,23
33	49,82	37,36	21,80	19,45	15,66
34	51,18	38,39	22,40	19,99	16,09



35	52,54	39,41	22,99	20,52	16,51
36	53,90	40,43	23,59	21,05	16,94
37	55,26	41,44	24,18	21,58	17,37
38	56,61	42,46	24,77	22,10	17,79
39	57,95	43,47	25,36	22,63	18,21
40	59,30	44,47	25,95	23,15	18,64
41	60,64	45,48	26,54	23,68	19,06
42	61,98	46,48	27,12	24,20	19,48
43	63,31	47,48	27,71	24,72	19,90
44	64,64	48,48	28,29	25,24	20,32
45	65,97	49,48	28,87	25,76	20,73
46	67,30	50,47	29,45	26,28	21,15
47	68,62	51,47	30,03	26,80	21,57
48	69,94	52,46	30,61	27,31	21,98
49	71,26	53,45	31,19	27,83	22,40
50	72,58	54,43	31,76	28,34	22,81

Tabla 7.3.1 Demanda máxima proyectada en kVA para redes secundarias de distribución.

7.3.3.2 Demanda de diseño sector comercial e industrial

Para la determinación de la Demanda Máxima Unitaria la norma establece la metodología y los principios generales que se deben seguir.

El procedimiento para la determinación de la demanda es el siguiente:

1. Determinar e identificar los puntos eléctricos y las posibles cargas que van a instalar.
2. Establecer el número de circuitos (iluminación, fuerza y especiales) de la instalación, cantidad de tableros de distribución y el número de circuitos por tablero.
3. Obtener la demanda por tablero de distribución, considerando la carga correspondiente a cada circuito con los máximos requerimientos.



De acuerdo al formato de la **tabla 7.3.2** encontramos la demanda diversificada por circuito mediante el producto de la carga instalada por los factores de diversificación establecidos por la empresa ver Figura 7.3.1.

4. Para calcular la demanda máxima unitaria para un usuario se referirá al formato de la **tabla 7.3.3**, en el cual debe encontrarse los datos correspondientes a cada tablero de distribución.

La demanda máxima unitaria se obtiene del producto entre el factor de diversificación 0,7 y la sumatoria de la potencia diversificada de cada tablero de distribución.

5. Se determina la demanda de diseño en kVA, considerando el factor de potencia de 0,85 para clientes comerciales e industriales.

Para un solo cliente la demanda de diseño es igual a la demanda máxima unitaria en kVA y en caso de varios clientes, la demanda de diseño en sector comercial corresponde al producto de la sumatoria de la demanda máxima unitaria kVA de cada cliente por un factor de diversificación de 0,7 y para el sector industrial, la demanda de diseño es igual a la sumatoria de las demandas máximas unitarias en kVA.



Circuito	Tipo carga	Potencia instalada W	Factor demanda	Potencia diversificada W	Nivel Tensión	Corriente por fase			Calibre del Conductor	Protección
						R	S	T		
Total										
Potencia Instalada total KW = Potencia diversificada total KW = Protección = Calibre de conductor =										

Tabla 7.3.2 Formato para determinar la demanda por tablero de distribución.

Circuito	Ubicación	Potencia instalada W	Potencia diversificada W	Corriente por fase			Calibre del Conductor	Protección
				R	S	T		
Potencia Instalada total KW = Potencia diversificada total KW = Factor de diversificación = Demanda máxima unitaria KW = Factor de potencia = Demanda de diseño KVA =								

Tabla 7.3.3 Planilla para la determinación de la demanda de diseño.

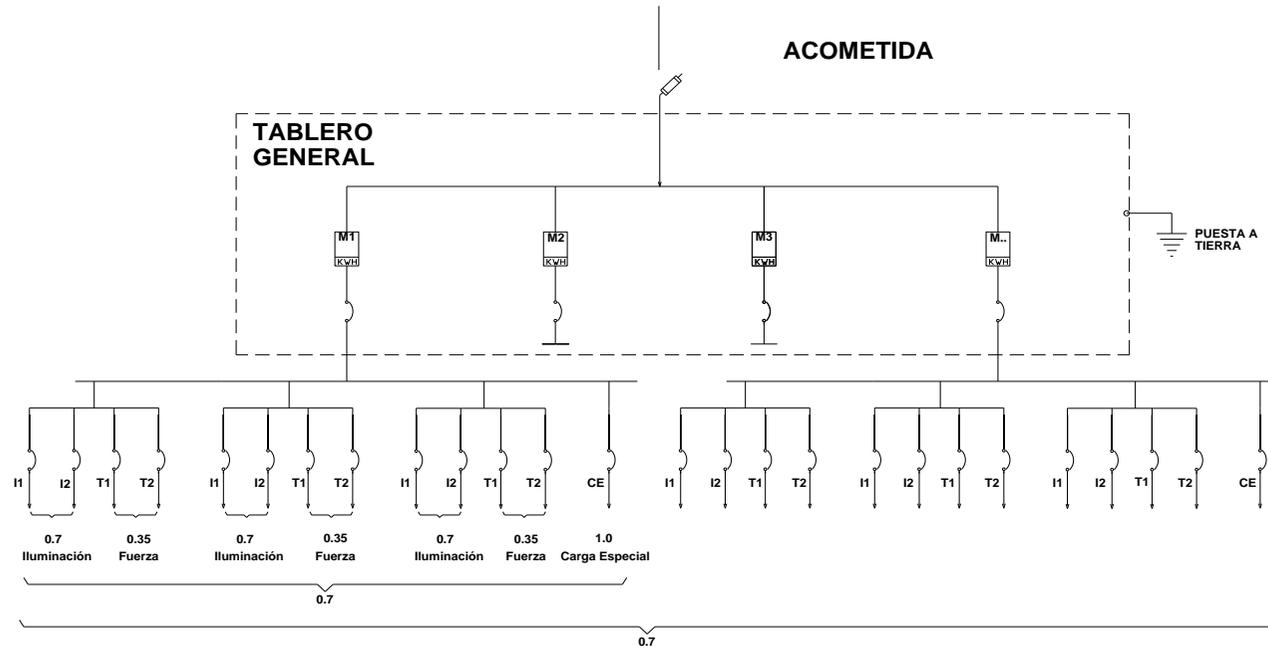


Figura 7.3.1 Factor de diversificación para viviendas y edificios.

- | | |
|--|------|
| 1) Iluminación | 0.70 |
| 2) Fuerza | 0.35 |
| 3) Entre tableros de distribución | 0.70 |
| 4) Entre medidores (en caso de haberlos) | 0.70 |



7.3.3.3 Recomendaciones para determinación de la demanda

A continuación indicaremos algunas recomendaciones para la determinación de la demanda de diseño:

- a. Toda instalación eléctrica nueva debe incluir dentro de los planos un cuadro general de cargas.
- b. Se debe tomar en cuenta que el circuito de iluminación debe ser independiente al circuito de fuerza, así como también los circuitos con cargas especiales no pueden repartir su requerimiento con otras cargas.
- c. Si es posible, se debe realizar el diseño usando los datos de placa de los equipos eléctricos a instalarse, para realizar un proyecto más preciso.
- d. Distribuir la carga en forma balanceada entre cada una de las fases.
- e. Para cargas especiales, se deberán consultar con el Supervisor los factores de diversificación o coincidencia que se deberán aplicar.

7.3.4 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

7.3.4.1 Localización

Los transformadores de distribución deben ser localizados lo más cerca posible del centro de carga, de tal forma que la caída de tensión en el conductor no supere los límites normalizados por la Compañía.

Para la localización óptima del transformador, se presenta a continuación algunos criterios a considerar:

- Cerca de las cargas más influyentes.
- Facilidad constructiva.
- Protección de personas, equipos y materiales.
- Acceso de vías.
- No obstaculice la circulación.
- Ubicación de las líneas de media tensión.



Si los consumidores se encuentran uniformemente distribuidos puede haber más de un centro de carga, con lo cual el diseñador deberá analizar las diferentes alternativas en función de los criterios mencionados, el cumplimiento de las características técnicas del sistema y un análisis económico, para posteriormente seleccionar la solución óptima.

7.3.4.2 Capacidades normales

La potencia nominal de los transformadores de distribución que se debe considerar en la elaboración del diseño corresponderá a uno de los siguientes valores:

Transformador	Tensión primaria	Tensión Secundaria	Capacidad kVA
Monofásico	22, 6.3 KV	120/240 V	3, 5, 10, 15, 25, 37.5 y 50.
Trifásico	22/12.7, 6.3 KV	127/220 V	30, 50, 75, 100, 125, 150, 160, 200 y 250.

Se debe tener presente que el transformador de mayor capacidad para el montaje en poste es de 150 kVA.

7.3.4.3 Criterios de selección

La selección del transformador se debe realizar a partir de sus características eléctricas y tecnológicas, por lo cual definimos los siguientes aspectos a considerar:

1. Configuración y Voltaje de la Red Primaria de Distribución.
2. Configuración y Voltaje de la Red Secundaria de Distribución.
3. Demanda de Diseño que se pretende servir por el transformador.
4. Equipo de protección y seccionamiento.
5. Nivel de regulación de tensión.
6. Grupos de conexión.
7. Medio de aislamiento.
8. Condiciones de operación: temperatura, altura y lugar de instalación.



7.3.4.4 Dimensionamiento

De acuerdo al tipo de usuario, se aplican los siguientes factores de sobrecarga a la capacidad de los transformadores.

Transformador kVA	Comercial	R1	R2..R5	
Monofásico	5	5,56	6,25	7,14
	10	11,11	12,50	14,29
	15	16,67	18,75	21,43
	25	27,78	31,25	35,71
	37,5	41,67	46,88	53,57
	50	55,56	62,50	71,43
Trifásico	30	33,33	37,50	42,86
	50	55,56	62,50	71,43
	60	66,67	75,00	85,71
	75	83,33	93,75	107,14
	100	111,11	125,00	142,86
	112,5	125,00	140,63	160,71
	125	138,89	156,25	178,57

Tabla. 7.3.4 Límites de utilización de los transformadores en kVA.

Para determinar la capacidad del transformador en función de la demanda de diseño obtenido se selecciona el transformador cuya capacidad o su límite satisfaga la demanda.

7.3.5 CONDUCTORES

7.3.5.1 Tipos y calibres normalizados

Para líneas de distribución secundaria se han normalizado los siguientes tipos de conductores:

Conductor ACSR (Aluminio reforzado con núcleo de acero).

Son conductores desnudos para instalación aérea, puede ser utilizado en redes primarias y secundarias de distribución. Los calibres normalizados son:

2,1/0, 2/0, 3/0 y 4/0 AWG.



Conductor preensamblado.

Están constituidos por dos o tres conductores de aluminio (ACS), aislados individualmente para las fases y por un conductor neutro de aleación de aluminio (AAAC) aislado, dispuestos en forma helicoidal.

Los conductores normalizados son:

Circuitos monofásicos a 3 hilos:

2 X 50mm² ACS + 1 X 50mm² AAAC

2 X 70mm² ACS + 1 X 50mm² AAAC

2 X 90mm² ACS + 1 X 50mm² AAAC

Circuitos trifásicos:

3 X 50mm² ACS + 1 X 50mm² AAAC

3 X 70mm² ACS + 1 X 50mm² AAAC

3 X 90mm² ACS + 1 X 50mm² AAAC

Los conjuntos preensamblados se caracterizan por su gran versatilidad de instalación en redes secundarias de distribución ya que pueden ser colocados de acuerdo con las siguientes disposiciones básicas y sus combinaciones:

- Líneas dispuestas sobre fachadas.
- Líneas autoportates sobre postes.

A continuación indicamos algunas ventajas del uso de este conductor:

- Continuidad de servicio.
- Seguridad.
- Menores dimensiones y mejor aspecto.
- Control de robo de energía.
- Mejoramiento condiciones técnicas del sistema.

Conductor de Cobre.

Presenta mejores características técnicas que el aluminio, se recomienda utilizarlo preferiblemente en redes subterráneas, los calibres normalizados para conductores desnudos de cobre son:

2, 1/0, 2/0 y 3/0 AWG.



En el caso de conductores aislados con tipo de aislamiento THHN, tenemos los siguientes calibres:

18, 16, 14, 12, 10, 8, 6, 4, 2, 1/0, 2/0, 3/0 y 4/0 AWG.

Si el tipo de aislamiento es TTU, los tipos de calibres son:

6, 4, 2, 1/0, 2/0, 3/0, 4/0, 250, 300 y 500 AWG.

7.3.5.2 Selección preliminar

En redes aéreas en ámbitos rurales el conductor que se utilizara es el ACSR y en áreas urbanas el conductor será ACSR o preensamblado, manteniendo la configuración de la red radial y en el caso de redes subterráneas los conductores serán de cobre aislado.

Se presentan a continuación los calibres de los conductores para redes aéreas que pueden ser seleccionados de manera preliminar de acuerdo a la capacidad del transformador.

Los conductores seleccionados se dimensionarán en base al análisis de condición óptima desde los puntos de vista técnico (caída tensión y porcentaje de pérdidas de potencia) y económico.

7.3.5.3 Conductor ACSR

Transformador	Tipo	Conductor fase
5, 10, 15 y 25	Monofásico	2 ACSR
37.5 y 50	Monofásico	1/0 ACSR
30	Trifásico	2 ACSR
50, 60 y 75	Trifásico	1/0 ACSR
100 y 112.5	Trifásico	2/0 ACSR
125	Trifásico	3/0 ACSR

Tabla 7.3.5 Mínimo calibre del conductor ACSR sector urbano.



Transformador	Tipo	Conductor fase
5, 10 y 15	Monofásico	2 ACSR
25	Monofásico	1/0 ACSR
30	Trifásico	2 ACSR
37.5	Monofásico	2 ACSR
50	Trifásico	1/0 ACSR
60	Trifásico	2 ACSR

Tabla 7.3.6 Mínimo calibre del conductor ACSR sector rural.

7.3.5.4 Conductor Preensamblado

Transformador	Tipo	Conductor fase y neutro
5,10,15,25,37.5 y 50	Monofásico	2x50mm ² ACS + 1x50mm ² AAAC
30,50,60 y 75	Trifásico	3x50mm ² ACS + 1x50mm ² AAAC
100,112.5 y 125	Trifásico	3x70mm ² ACS + 1x50mm ² AAAC

Tabla 7.3.7 Mínimo calibre del conductor preensamblados sector urbano.

Transformador	Tipo	Conductor fase y neutro
5,10,15,25 y 37.5	Monofásico	2x50mm ² ACS + 1x50mm ² AAAC
30,50 y 60	Trifásico	3x50mm ² ACS + 1x50mm ² AAAC

Tabla 7.3.8 Mínimo calibre del conductor preensamblados sector rural.

7.3.5.5 Conductor Cobre

Transformador	Tipo	Conductor fase
5,10 y 15	Monofásico	6 AWG
25	Monofásico	4 AWG
37.5 y 50	Monofásico	2 AWG
30	Trifásico	4 AWG
50, 60 y 75	Trifásico	2 AWG
100 y 112.5	Trifásico	1/0 AWG
125	Trifásico	1/0 AWG

Tabla 7.3.9 Mínimo calibre del conductor cobre sector urbano.



Transformador	Tipo	Conductor fase
5, 10 y 15	Monofásico	4 AWG
25 y 37.5	Monofásico	2 AWG
30	Trifásico	4 AWG
50 y 60	Trifásico	2 AWG

Tabla 7.3.10 Mínimo calibre del conductor cobre sector rural.

7.3.6 TRAZADO DE REDES

El trazado comprende la ubicación de materiales, equipos y componentes que intervienen en el diseño de la red sobre el plano, como son: centros de transformación, postes, recorrido de redes primarias, recorrido de redes secundarias, recorrido de acometidas, protecciones, puestas a tierra, iluminación, tensores y anclajes, el diseñador se basará en la simbología normalizada (**Anexo 5.2**) por la empresa para su correcta representación.

7.3.6.1 Información básica

Para realizar el trazado de la red secundaria sobre el plano se requiere de la siguiente información:

- Planos topográficos correspondientes a la zona del proyecto y sus alrededores, con los respectivos tipos de vías y cortes.
- Planos de redes eléctricas de media y baja tensión existentes en la zona.
- Catastro de edificaciones e infraestructuras.
- Simbología normalizada por la empresa.

7.3.6.2 Definiciones preliminares

El diseño óptimo de una red de distribución consiste en suministrar el servicio de energía eléctrica a clientes y a futuros usuarios en una forma eficiente y garantizando la seguridad de personas y bienes.



En función del objetivo de diseño óptimo para iniciar la etapa de trazado se debe realizar las siguientes definiciones:

- Determinar y definir el área de influencia sobre el plano al cual se va a dar servicio.
- Identificar los usuarios, el centro de carga y ubicarlos en el plano.
- Localizar los posibles puntos de alimentación (media tensión) del sistema.
- Georeferenciar el plano hacia un punto de arranque.
- Realizar una visita de campo sobre el área de influencia del proyecto y verificar la localización de los usuarios, tipo de servicio, punto de alimentación del sistema y las condiciones de acceso para la localización y construcción.
- Identificar todos los detalles del área que afecten de alguna manera la construcción y funcionamiento de la línea, tales como: construcciones, cultivos, arroyos, quebradas, ríos, cercados, depresiones, cruces con otras líneas eléctricas y líneas de comunicaciones, vías peatonales y vehiculares.
- Definir el tipo de red.
 - a. Aérea o subterránea.
 - b. Radial o mallada.
 - c. Monofásica o trifásica.
 - d. Nivel de tensión.
- Seleccionar el tipo y calibre de conductor.

7.3.6.3 Procesos generales para el trazado

RECOMENDACIONES

- En líneas de distribución secundaria, la distancia entre los apoyos vendrá determinada:
 - a. División del suelo correspondiente al área de influencia del proyecto.
 - b. Longitudes mínimas para las acometidas o circuitos de derivación.



Las acometidas no deben superar los treinta **(30)** metros en sectores urbanos y los cincuenta **(50)** metros de longitud en sector rural.

c. Por el nivel de iluminación y factor de uniformidad establecidos en el proyecto.

La distancia entre apoyos se restringe el área urbana a **(30)** metros y rural (cabeceras parroquiales y cantonales) de **(60)** metros, dependiendo de la topología estas longitudes pueden variar.

- La ruta de una línea de distribución eléctrica debe ser en general lo más recta posible y de fácil acceso para su construcción, para la inspección y para el mantenimiento, en cualquier época del año.
- Las líneas principales de la red de distribución deberán seguir una ruta paralela a las vías importantes y de mejores características de desarrollo.
- En lo posible se debería hacer que la ruta de la red de distribución secundaria coincida con la de la red de distribución primaria.
- Los postes para la distribución de energía eléctrica deberán localizarse por lo general en un solo lado de la calle o acera, no se admitirán postes en la intersección de las vías y todas las estructuras deberán quedar alineadas.
- La localización del poste en lo posible se lo colocara en lindero entre dos predios.
- En el área rural para cargas dispersas será admisible acortar las distancias atravesando zonas abiertas de cultivo o reserva, el trazado deberá en lo posible coincidir con la línea de linderos entre propiedades para facilitar la obtención de los derechos de paso.
- Deberán evitarse o reducir el número de cruces sobre avenidas y calles principales.

En vías vehiculares cuyo ancho sea superior a 10 metros se deberá realizar cruce subterráneo.

No se permitirá el cruce de acometidas aéreas a predios en vías con anchos superiores a 10 metros.

- Mantener la distancia de seguridad establecida cuando se considera la construcción de dos o más líneas, una línea aérea con una de comunicación sobre la misma estructura.



- Conservar las separaciones mínimas de seguridad en los sentidos horizontal y vertical con respecto a edificios y construcciones.
- Los centros de transformación, postes, tensores y anclajes deberán localizarse en sitios que ofrezcan la mayor seguridad y no interfieran con el libre tránsito de peatones y vehículos.
- Se debe prevenir la obstaculización de los accesos a los inmuebles. Si en el momento del diseño de la red los inmuebles afectados no tuvieren definidos sus accesos, se debe tomar en cuenta los linderos y ubicar las estructuras frente a esos límites.
- Evitar cruces por áreas de bosques espesos o de cultivos de altura significativa donde cuya tala no es autorizada, por terrenos con pendiente transversal pronunciada o sujeto a deslizamientos, así también por zonas de inestabilidad geológica y sobre construcciones.
- El diseño deberá determinar e identificar todos los daños que se requieran para la construcción de la red de distribución.

PROCESOS PARA EL TRAZADO

Se realizara sobre el plano un trazado preliminar tomando en consideración las recomendaciones mencionadas y que como resultando obtendremos la ubicación de los componentes básicos de la red, para lo cual se propone seguir los siguientes criterios:

- Identificar a los usuarios (existentes y futuros) sobre el plano.
- Ubicar los centros de transformación.
- Establecer la ubicación de los postes.
- Definir ramales principales, secundarios y el nivel de voltaje de la red de distribución de acuerdo a la localización de las cargas y tipo de instalación de la red.
- Consignar en el plano los siguientes datos:
 1. Numeración de los postes o puntos de derivación, consecutiva a partir del transformador.
 2. Distancia en metros entre postes y la acometida de los usuarios.



3. Ubicación y capacidad de luminarias.

Con la configuración adoptada se procederá a comprobar mediante los cálculos de caída de tensión y porcentajes de pérdidas que no superen los límites establecidos por la empresa, la solución óptima se alcanzara cuando estos parámetros tengan valores inferiores o iguales a los recomendados.

Posteriormente encontrada una posible solución se indicara en el plano también:

- Localización e identificación de tensores y anclajes.
- Puesta a tierra del sistema, el neutro se conectará al conductor de puesta a tierra en el transformador y en cada uno de los puntos terminales de los ramales de la red.

Se recomienda al diseñador verificar las alineaciones correspondientes al trazado preliminar con el propósito de comprobar su practicabilidad y permita obtener la solución óptima comprobando el cumplimiento caídas de tensión y porcentajes de pérdidas de potencia.

7.3.7 CÓMPUTOS

El proceso de cómputo consiste en determinar la caída de voltaje para cada uno de los tramos del circuito, en los puntos eléctricamente más alejados de la fuente de alimentación encontramos la caída de voltaje acumulado, cuyo valor en porcentaje debe ser inferior en la zona urbana al 6% y zona rural al 4.5%.

En toda la red se calcula las pérdidas de potencia y en relación a la demanda de diseño el porcentaje de las perdidas debe ser inferior o igual al 3%.

El dimensionamiento de los circuitos de baja tensión será determinado por el tamaño de los conductores y para definir el tipo de red aérea de baja tensión se realizara un análisis económico.

7.3.7.1 Caídas de tensión



La caída de voltaje admisible, en el punto más alejado de la fuente de alimentación, con la demanda de diseño considerada, no deberá exceder para la red secundaria los valores establecidos.

A partir del formato (**Anexo 5.3**) para el cálculo de caída de tensión, el procedimiento a seguir para el cómputo de la misma se describe a continuación:

1. Anotar datos generales del proyecto:

- Localidad.
- Tipo de obra.
- Clase y número total de clientes.
- Capacidad del transformador, voltaje secundario y configuración de la red.
- Nombre del diseñador y fecha.

2. Representar en el espacio previsto, el esquema del circuito secundario (postes con su respectiva numeración, número de usuarios alimentados desde cada punto, longitudes) o remitirse a los planos.

3. En la columna correspondiente al tramo procedemos anotar la designación del tramo del circuito comprendido entre dos postes partiendo desde el transformador, con la numeración que indica el inicio y final del tramo.

4. En la columna 3 anotamos la longitud en metros del tramo.

5. La columna 4 debemos indicar el número de abonados que inciden en el tramo.

6. Se indica en la columna 5 la potencia que incide sobre el tramo referente al alumbrado público.



7. Con el número de abonados por tramo y la demanda adicional que incide, se determina la demanda de diseño (columna 6).
8. Se anota los datos característicos del conductor:
 - Columna 7 número de fases.
 - Columna 8 calibre del conductor.
 - Columna 9 valores de factor de carga de voltaje FDV para 1% de caída de tensión establecidos en el **Anexo 5.4**.
9. En la columna 10 anotar el producto de los valores correspondientes a kVA (columna 6) y la longitud (columna 3).
10. Obtenemos la caída de tensión parcial en el tramo expresado en porcentaje del valor nominal mediante el cociente entre los kVA_{xm} (columna 10) y los FDV (columna 9).
11. En la columna 11 se debe indicar la caída de tensión acumulada, la cual se obtiene mediante la suma de las caídas de tensión parciales desde los terminales del transformador hacia el extremo más alejado del circuito.
12. Se obtiene los valores máximos de caída de tensión estos se anotan en la columna 13 para su correcta verificación.



7.3.7.2 Pérdidas de potencia

Se calculara el valor de pérdidas de potencia por tramo y la suma de cada uno nos indicara las pérdidas totales de la red, para ello de acuerdo al tipo de ramal y configuración de la red se utilizara la siguiente formulación:

RAMALES TRIFASICOS			RAMALES MONOFASICOS	
Tres fases (4 conductores)	Dos fases y neutro (3 conductores)	Fase y neutro (2 conductores)	Una fase (3 conductores)	Fase y neutro (igual calibre)
$P = R_{ij} * (I_f)^2 \div 3$ $I_f = \left(\frac{S}{\sqrt{3} V_{fn}} \right)$	$P = 0.5625 * R_{ij} * I_f^2$	$P = 2 * R_{ij} * I_f^2$	$P = 0.5 * R_{ij} * I_f^2$	$P = 2 * R_{ij} * I_f^2$

Tabla 7.3.13 Ecuaciones de pérdidas de potencia en redes secundarias.

Utilizando el formato (**Anexo 5.3**) para el cálculo de caída de tensión el procedimiento a seguir es:

1. En la columna 14 determinamos las pérdidas de potencia en cada tramo, tomando en cuenta las siguientes consideraciones:
 - El valor de S corresponderá a los datos de la columna 14 (Carga kVA).
 - El valor del voltaje fase neutro de cada tramo, deberá considerar el porcentaje de caída de tensión.
2. Determinamos las pérdidas de potencia de toda la red sumando las de cada tramo.
3. Calculamos el porcentaje de pérdidas mediante el cociente entre las pérdidas totales y la demanda de diseño de la red.



7.3.9 RESUMÉN DEL CONDUCTOR

Se deberá presentar en el informe del proyecto un resumen del conductor de la red de distribución la cual abarca el proyecto:

- Resumen de conductor existente.
- Resumen de conductor proyectado.
- Resumen general de conductor existente y proyectado.

Los formatos que se utiliza son presentados en el **Anexo 5.3**.

En la presentación del resumen del conductor se debe indicar las siguientes características:

- Poste (punto inicial y punto final).
- Longitud del vano (m).
- Configuración de los conductores en media tensión.
- Configuración de los conductores en baja tensión.
- Calibre del conductor.
- Estado del conductor (buenas o malas condiciones en caso de redes existentes).

7.3.10 CONEXIONES A TIERRA

Deben ponerse a tierra los conductores que no sean líneas vivas, como: el neutro, las fundas metálicas de cables, las cajas metálicas, los tableros en general, toda protección de aparatos o equipos de acometidas.

El neutro de las redes de baja tensión será continuo y se conectará al conductor de puesta a tierra en el transformador de distribución y en cada uno de los puntos terminales de los ramales de la red.

El diseñador seleccionara una de las disposiciones para la conexión a tierra, las cuales se indicaran en la siguiente sección.

La Resistencia eléctrica del sistema de puesta a tierra deberá ser inferior a los 25 Ohmios.



7.4 CAPACIDAD Y UBICACIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIONES

7.4.1 INTRODUCCIÓN

Los elementos de un sistema eléctrico de distribución, están expuestos a fallas y perturbaciones, de ahí la importancia de la ubicación y el dimensionamiento del sistema de protección y seccionamiento, las fallas más comunes son debido a sobrecorriente y sobretensión. Este capítulo está destinado al análisis y seccionamiento - protección, de fallas en las ramificaciones de los alimentadores primarios, en redes secundarias y en los transformadores de distribución.

7.4.2 OBJETIVOS Y ALCANCE

- El objetivo principal es proveer seguridad a las personas.
- Definir los elementos de protección y seccionamiento para minimizar los daños de equipos provocados por una falla.
- Establecer criterios para la ubicación de elementos de protección y seccionamiento.
- Alcanzar un nivel adecuado de continuidad de servicio y operatividad del sistema.

7.4.3 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

Para la protección del transformador convencional en el lado secundario se utilizará fusibles NH ubicados en bases aislantes de soporte, tanto para redes ACSR y de cable preensamblado. Tal como se ve en la **tabla 7.4.1, 7.4.2, 7.4.4 y 7.4.5**

También se recomienda utilizar interruptores termomagnéticos en el lado secundario del transformador convencional monofásico, que de acuerdo al sector, se ubicará en diferentes partes de los postes. En la **tabla 7.4.3** se muestra los diferentes interruptores termomagnéticos.

- Sector Urbano: Junto a los terminales de baja tensión en una caja tool, debido al vandalismo.



- Sector Rural: La maniobra del termomagnético debe estar al alcance de los usuarios.

Los Fusibles NH solo protegen cortocircuitos; en cambio los interruptores termomagnéticos protegen cortocircuitos y sobrecargas, por lo que pone a criterio de los proyectistas la mejor elección de la protección.

Transformadores monofásicos convencionales-BT cable desnudo								
TRAFO kVA	Tensión primaria						Tensión secundaria	
	22 GRDY/12,7 kV		13,8 GRDY/7,9 kV		6,3 kV		240/120 V	
	In	Fusible	In	Fusible	In	Fusible	In	Fusible
5	0,39	1 H	0,63	2 H	0,79	2 H	20,83	36
10	0,79	2 H	1,26	2 H	1,59	3 H	41,67	36
15	1,18	2 H	1,88	3 H	2,38	5 H	62,50	63
25	1,97	5 H	3,14	5 H	3,97	8 K	104,17	100
37,5	2,95	6 K	4,71	10 K	5,95	12 K	156,25	125
50	3,94	10 K	6,28	12 K	7,94	15 K	208,33	160

Tabla 7.4.1 Fusibles NH para transformadores monofásicos.

Transformadores trifásicos-red BT cable desnudo								
TRAFO kVA	Tensión primaria						Tensión secundaria	
	22		13,8 kV		6,3 kV		220 Y-127 V	
	In	Fusible	In	Fusible	In	Fusible	In	Fusible
30	0,79	2 H	1,26	3 H	2,75	5 H	79	63
45	1,18	3 H	1,88	5 H	4,12	10 K	118	100
50	1,31	3 H	2,09	5 H	4,58	10 K	131	125
75	1,97	5 H	3,14	8 K	6,87	15 K	197	160
100	2,62	6 H	4,18	10 K	9,16	15 K	262	224
112,5	2,95	6 H	4,71	10 K	10,31	20 K	295	224
125	3,28	6 H	5,23	12 K	11,46	20 K	328	250

Tabla 7.4.2 Fusibles NH para transformadores trifásicos.



TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS				
TRAFO KVA	TENSIÓN PRIMARIA		TENSIÓN SECUNDARIA	
	22 – 12,7 KV		120 - 240 V	
	In	FUSIBLE	In	INTERRUPTOR
5	0.39	1 H	20.83	30 QO
10	0.79	2 H	41.67	50 QO
15	1.18	3 H	62.5	70 QO
25	1.97	7 K	104.17	125 Q2L
38	2.95	8 K	156.25	175 Q2L
50	3.94	12 K	208.33	225 Q2L

Tabla 7.4.3 Interruptores termomagnéticos transformadores monofásicos.

Transformadores monofásicos convencionales-BT cable preseensablado								
TRAFO kVA	Tensión primaria						Tensión secundaria	
	22 GRDY/12,7 kV		13,8 GRDY/7,9 kV		6,3 kV		240/120 V	
	In	Fusible	In	Fusible	In	Fusible	In	Fusible
5	0,39	1 H	0,63	2 H	0,79	2 H	20.83	25
10	0,79	2 H	1,26	2 H	1,59	3 H	20.83	25
15	1,18	2 H	1,88	3 H	2,38	5 H	31.25	35
25	1,97	5 H	3,14	5 H	3,97	8 K	52.08	63
37,5	2,95	6 K	4,71	10 K	5,95	12 K	78.13	80
50	3,94	10 K	6,28	12 K	7,94	15 K	104.17	125

Tabla 7.4.4 Fusibles transformadores monofásicos- BT cables preensablado.



Transformadores trifásicos-red BT cable preseensamblado								
TRAFO kVA	Tensión primaria						Tensión secundaria	
	22		13,8 kV		6,3 kV		220 Y-127 V	
	In	Fusible	In	Fusible	In	Fusible	In	Fusible
30	0,79	2 H	1,26	3 H	2,75	5 H	79	63
45	1,18	3 H	1,88	5 H	4,12	10 K	118	100
50	1,31	3 H	2,09	5 H	4,58	10 K	131	125
75	1,97	5 H	3,14	8 K	6,87	15 K	197	160
100	2,62	6 H	4,18	10 K	9,16	15 K	262	224
112,5	2,95	6 H	4,71	10 K	10,31	20 K	295	224
125	3,28	6 H	5,23	12 K	11,46	20 K	328	250

Tabla 7.4.5 Fusibles transformadores trifásicos- BT cable preensamblado.

El neutro de las redes de baja tensión será continuo y se conectará al conductor de la puesta a tierra en el transformador de distribución y en cada uno de los puntos terminales de la red. El electrodo será una varilla copperweld o de acero galvanizado en caliente 15.87x1800mm de 1.8 m de longitud, donde el conductor será tipo alumoweld de acero revestido de aluminio 8.71 mm de diámetro calibre 7-9 AWG.

La utilización del material de las varillas dependerá del grado de hurto que se pueda producir en la zona a diseñar o construir.

La resistencia de puesta a tierra del neutro será de 25 Ω .

En el caso de las acometidas se utilizará una varilla de cobre macizo (copperweld), 16 mm de diámetro x 1800 mm de longitud; el conductor desnudo cableado será de cobre calibre N° 8 AWG.

7.4.4 PROTECCIÓN DE SOBRETENSIÓN

De acuerdo al nivel isocerámico que exista en la zona, se procederá a la protección contra descargas atmosféricas. Además se toma en consideración las maniobras de operación a la cual el sistema está sometido ya sea por operación o mantenimiento.



Se utilizará un supresor o pararrayos de sobretensión, el cual deberá tener una buena puesta a tierra. Las características técnicas de los pararrayos se muestran en la siguiente tabla.

Empresa Eléctrica Regional CentroSur C.A.			
Tensión primaria kV	22	13.8	6.3
Tensión nominal kV	18	10	6
Máxima Tensión de Descarga para 5 kA, kV	59	59	22
Máxima Tensión de Descarga para 10 kA, kV	66	66	24

Tabla 7.4.6. Características técnicas de los pararrayos.

La tensión nominal es el mayor voltaje a frecuencia industrial al que está diseñado para operar; y la máxima tensión de descarga es el mayor valor de voltaje de disparo para ondas de tipo 8x20 us.

7.4.5 CRITERIOS GENERALES PARA LA SELECCIÓN Y UBICACIÓN DE LAS PROTECCIONES.

Las protecciones deben estar ubicadas cerca de los transformadores y el seccionamiento en la derivación del ramal primario en el caso que exista. Se dará criterios a continuación para poder realizar el seccionamiento.

- Cuando se construya un ramal primario, sin importar su longitud se exige seccionamiento del ramal mediante seccionadores cut-off en cada fase.
- Si el transformador está cerca del alimentador primario no habrá necesidad de instalar seccionadores cut-off.

TRANSFORMADOR

En el lado secundario del transformador se colocará los fusibles NH o los interruptores termomagnéticos en cada fase de la red secundaria. La selección de los fusibles NH, tendrá que ver con la capacidad del transformador, tensión primaria y secundaria del mismo. Véase la **tabla 7.4.1, 7.4.2, 7.4.4 y 7.4.5.**



La selección de los interruptores termomagnéticos, tendrá que ver con la capacidad del transformador, tensión primaria y secundaria del mismo. Véase la **tabla 7.4.3**

El seccionador fusible estará ubicado en lado primario del transformador en cada fase de la red.

Se colocará pararrayos en cada fase del transformador de distribución, este será tipo polimérico de óxido de zinc, con disparador, el cual deberá tener una buena puesta a tierra. Las condiciones de servicio están expuestas en la **tabla. 7.4.6**

DERIVACIÓN DEL RAMAL PRIMARIO

En los ramales de los alimentadores primarios, para servir a varios transformadores se instalarán necesariamente al inicio del ramal, seccionadores para accionamiento bajo carga y a la entrada de cada transformador un seccionador fusible.

En el sector rural se exigirá la instalación de seccionadores fusibles en el arranque y puntos estratégicos, para cargas instaladas hasta 500 kVA y longitudes superiores a los 300 metros, mientras que para longitudes menores a 300 metros se solicitará la instalación de un seccionador fusible únicamente en el arranque.

7.4.6 PROTECCIONES INTERIORES EN LOS TRANSFORMADORES

Los transformadores de distribución se conectan al alimentador primario por medio de un seccionador fusible, para proporcionar protección contra una falla interna del transformador. Las características de los seccionadores se indican a continuación:

Seccionadores-Fusible			
Tensión Nominal del Sistema kV	22	13.8	6.3
Tensión Máxima de Diseño kV	25	15	15
BIL	150	95	95

Tabla 7.4.7 Niveles de Aislamiento, Seccionador Fusible



7.4.7 ESQUEMA DEL SISTEMA DE PROTECCIONES Y SECCIONAMIENTO EN REDES SECUNDARIAS

En los siguientes esquemas se resume como está distribuido los elementos de protección y seccionamiento.

- Cuando el transformador está cerca al alimentador primario.

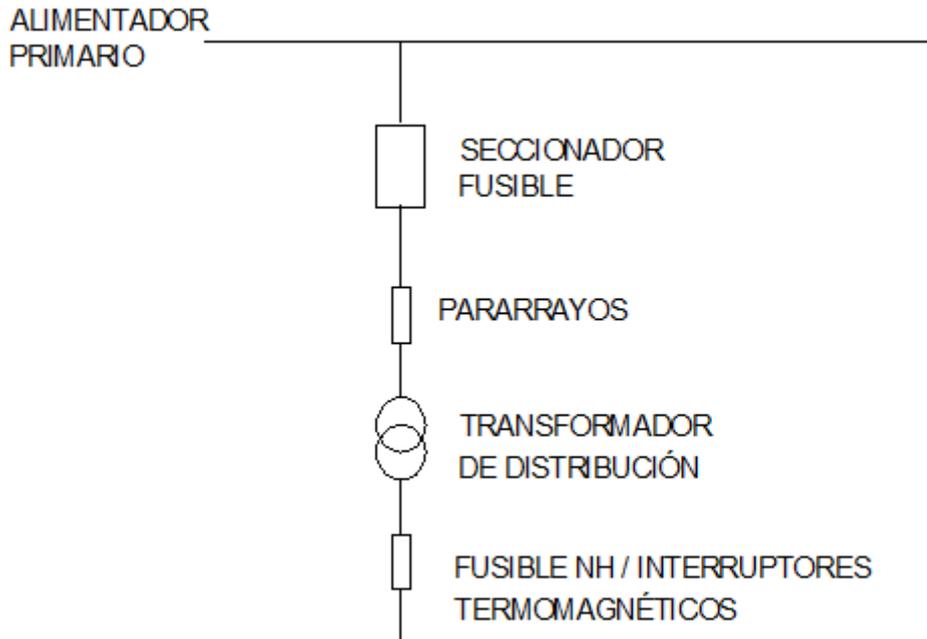


Figura 7.4.1 Esquema del sistema de protección de redes secundarias con un transformador convencional.

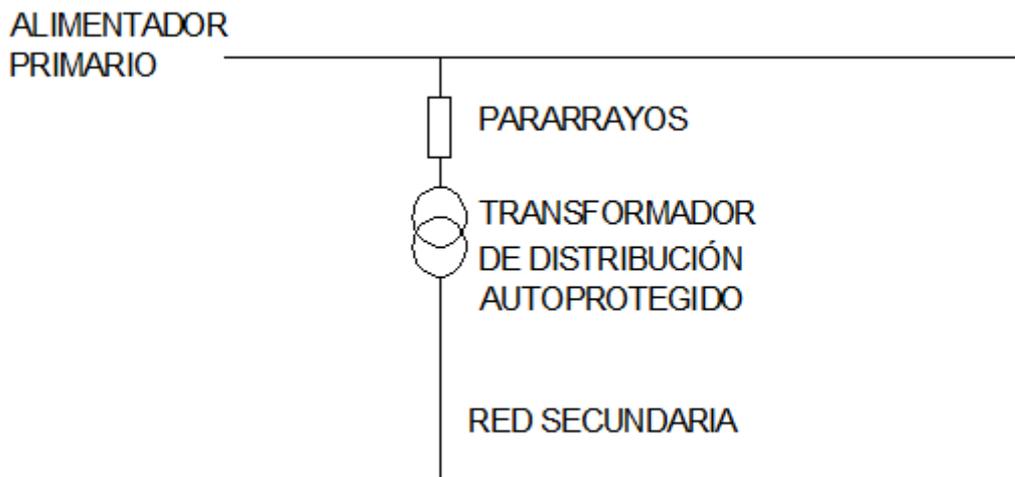


Figura 7.4.2 Esquema del sistema de protección de redes secundarias con un transformador autoprotegido.



- Cuando el transformador está lejos del alimentador primario.

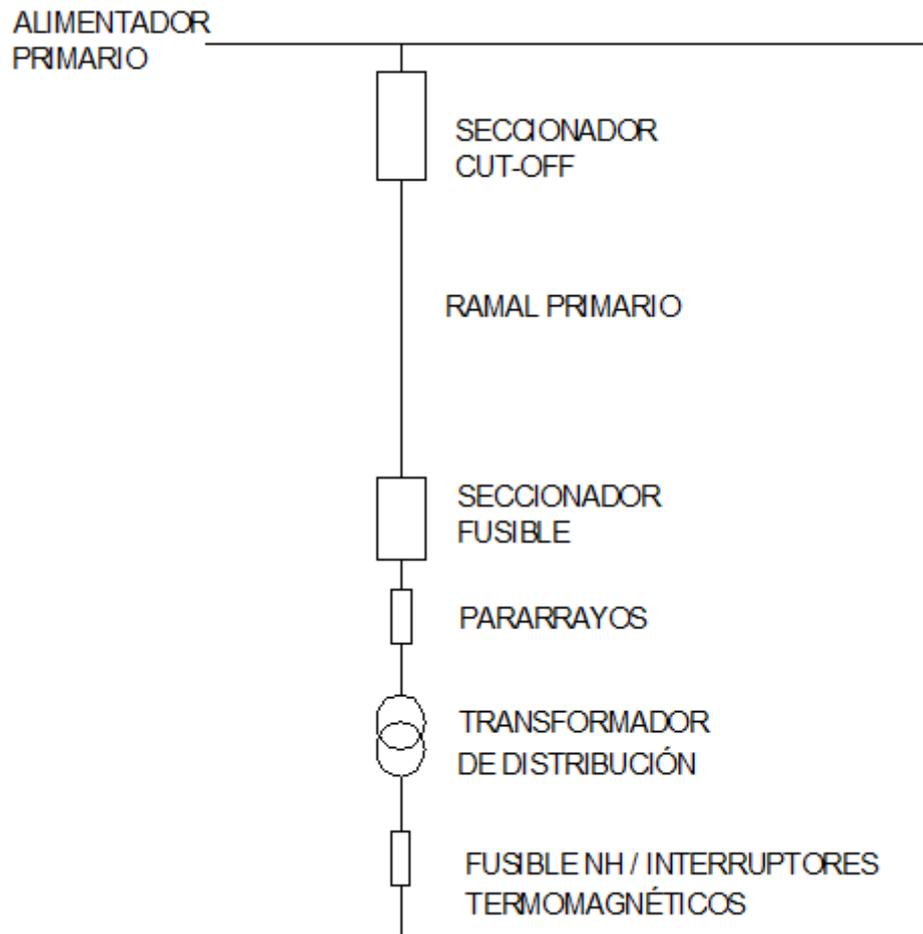


Figura 7.4.3 Esquema del sistema de protección de redes secundarias con un transformador convencional con ramal primario.



ALIMENTADOR
PRIMARIO

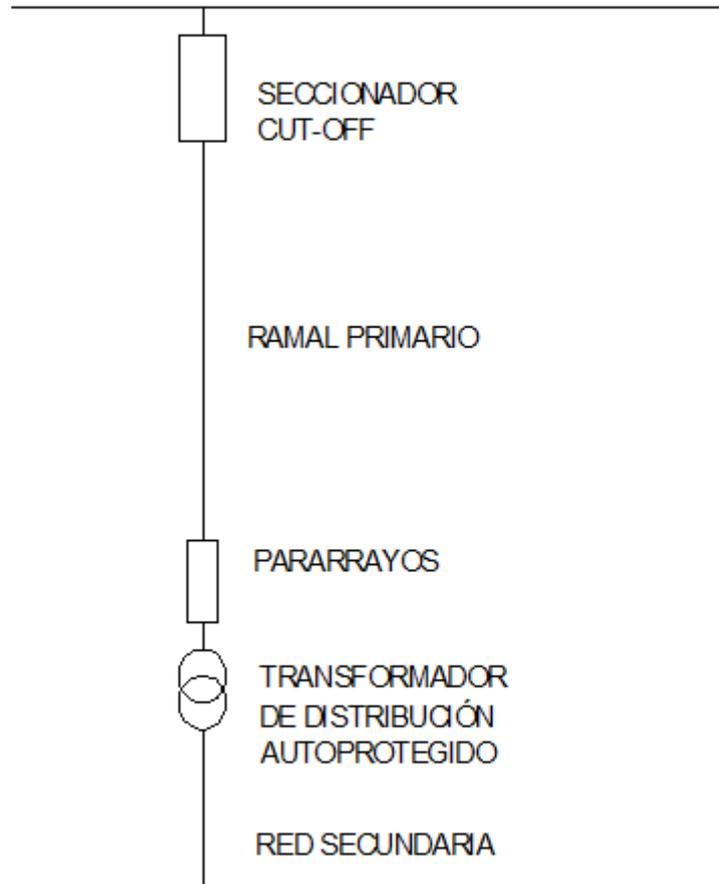


Figura 7.4.4 Esquema del sistema de protección de redes secundarias con un transformador autoprotegido.



7.5 NORMATIVA ESTRUCTURAS DISTRIBUCION.

7.5.1 INTRODUCCIÓN.

Una vez establecida el trazado de la línea en el plano, determinado los equipos de protección y seccionamiento y su ubicación, en esta sección se indican los diferentes tipos de estructuras utilizadas para redes de distribución, la cual permitirá al diseñador como fase siguiente seleccionar las estructuras necesarias para el proyecto y de esta manera obtener la cantidad y tipo de unidades normalizadas, con la cual podemos determinar un estimativo en costos.

7.5.2 OBJETIVOS Y ALCANCE.

- Presentar los diseños tipo para los sistemas de distribución, disposiciones, dimensiones y límites de utilización.
- Orientar al diseñador en la selección de estructuras normalizadas, la que permita obtener un listado de las unidades para la construcción.
- Indicar al diseñador la metodología correspondiente para la codificación de las unidades en redes de distribución.

7.5.3 TIPOS DE ESTRUCTURAS.

La clasificación se la realiza de acuerdo a la función específica que desempeñan en el sistema de distribución.

- Estructuras de baja tensión.
- Estructuras transformadores de distribución.
- Estructuras de puesta a tierra.
- Estructuras de retención y anclaje.

Estructuras de baja tensión: Soporte y asilamiento de los conductores.

Estructuras transformadores de distribución: Conexión de la red primaria y secundaria, conforman los elementos para la conexión, los materiales de soporte y equipos protección para el transformador.



Estructuras de puesta a tierra: Protección contra descargas atmosféricas, implica los equipos, materiales y conexión para la protección del transformador y redes baja tensión.

Estructuras de retención y anclaje: El objetivo es contrarrestar las fuerzas producidas en forma transversal o longitudinal las cuales superen la carga útil en los postes.

7.5.4 CODIFICACION.

7.5.4.1 Definiciones básicas:

UNIDADES DE PROPIEDAD (UP).-

Es un conjunto de bienes diferentes entre sí y asociados, para cumplir una función específica en los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica que abarcan a las diferentes Unidades de Construcción.

UNIDAD DE CONSTRUCCIÓN.-

Es el conjunto de materiales dispuestos de una forma preestablecida que componen una unidad de montaje, que facilitan el diseño, construcción, operación y mantenimiento de instalaciones eléctricas de distribución, de manera sencilla, ordenada y uniforme.

La Unidad de Construcción, es una disposición representada gráficamente, compuesta de un listado de materiales, equipos y sus respectivas cantidades.

7.5.4.2 Lineamientos generales para codificación de las UP

ESTRUCTURA DE CODIFICACIÓN.

La codificación está estructurada en cinco campos, los dos primeros identifican a la Unidad de Propiedad separados por un guión de los tres siguientes, que definen las unidades de construcción; los cuales serán alfabéticos y/o numéricos y/o signos.



D = 240/120 V – 208/120 V – 210/121 V – 220/127 V (**D**oscientos).

U = 440/256 V – 480/227 V (**CU**atrocientos).

S = 6,3 kV (**S**eis mil).

T = 13,8 kV GRDy / 7,96 kV – 13,2 kV GRDy / 7,62 kV (**T**rece mil).

V = 22 kV GRDy / 12,7 kV - 22,8 kV GRDy / 13,2 kV (**V**einte mil).

R = 34,5 kV GRDy / 19,92 kV (**TR**einta mil).

UNIDADES DE CONSTRUCCION.-

TERCER CAMPO: Está conformado por un carácter numérico, denominado NÚMERO DE FASES o VIAS, o FASES e HILOS, cuya definición depende de la Unidad de Propiedad.

CUARTO CAMPO: Está conformado por un carácter alfabético en mayúsculas, denominado DISPOSICIÓN o TIPO.

QUINTO CAMPO: Está conformado de hasta 10 caracteres alfabéticos (mayúsculas), numéricos y/o signos, denominado FUNCIÓN o ESPECIFICACIÓN, e indica las principales características técnicas del elemento y/o su función.

En el **Anexo 5.5** se indica la metodología utilizada para codificación de las Unidades.

Nota: En los campos en los cuales, al Grupo definido (postes y puestas a tierra) no aplica las características establecidas, se usará el carácter “**0**”, para completar el código.

7.5.5 ESTRUCTURAS TIPO.

1. ESTRUCTURAS BAJA TENSION (ES).

NIVEL DE TENSIÓN 240/120 V - 220/127 V - 210/121 V - 208/120 V (D)

- **CONDUCTORES DESNUDOS**



ESD-1EP: UNA VÍA - VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN - PASANTE O TANGENTE, ANGULAR

ESD-1ER: UNA VÍA - VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN - RETENCIÓN O TERMINAL

ESD-1ED: UNA VÍA- VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN - DOBLE RETENCIÓN O DOBLE TERMINAL

ESD-2EP: DOS VÍAS - VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN - PASANTE O TANGENTE, ANGULAR

ESD-2ER: DOS VÍAS - VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN - RETENCIÓN O TERMINAL

ESD-2ED: DOS VÍAS - VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN- DOBLE RETENCIÓN O DOBLE TERMINAL

ESD-3EP: TRES VÍAS- VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN - PASANTE O TANGENTE, ANGULAR

ESD-3ER: TRES VÍAS - VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN - RETENCIÓN O TERMINAL

ESD-3ED: TRES VÍAS - VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN - DOBLE RETENCIÓN O DOBLE TERMINAL

ESD-4EP: CUATRO VÍAS - VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN - PASANTE O TANGENTE, ANGULAR

ESD-4ER: CUATRO VÍAS - VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN - RETENCIÓN O TERMINAL

ESD-4ED: CUATRO VÍAS - VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN - DOBLE RETENCIÓN O DOBLE TERMINAL



ESD-4VP: CUATRO VÍAS - EN VOLADO - PASANTE O TANGENTE, ANGULAR

ESD-5EP: CINCO VÍAS - VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN - PASANTE O TANGENTE, ANGULAR

ESD-5ER: CINCO VÍAS - VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN - RETENCIÓN O TERMINAL

ESD-5ED: CINCO VÍAS - VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN - DOBLE RETENCIÓN O DOBLE TERMINAL

ESD-5VP: CINCO VÍAS - EN VOLADO - PASANTE O TANGENTE, ANGULAR

• **CONDUCTORES PREENSAMBLADOS**

ESD - 1PP3: UNA VÍA - PREENSAMBLADO - PASANTE O TANGENTE CON TRES CONDUCTORES

ESD-1PA3: UNA VÍA - PREENSAMBLADO - ANGULAR CON TRES CONDUCTORES

ESD-1PR3: UNA VÍA - PREENSAMBLADO - RETENCIÓN O TERMINAL CON TRES CONDUCTORES

ESD-1PD3: UNA VÍA- PREENSAMBLADO - DOBLE RETENCIÓN O DOBLE TERMINAL CON TRES CONDUCTORES

ESD-1PP4: UNA VÍA - PREENSAMBLADO - PASANTE O TANGENTE CON CUATRO CONDUCTORES

ESD-1PA4: UNA VÍA - PREENSAMBLADO - ANGULAR CON CUATRO CONDUCTORES

ESD-1PR4: UNA VÍA - PREENSAMBLADO - RETENCIÓN O TERMINAL CON CUATRO CONDUCTORES



ESD-1PD4: UNA VÍA. PREENSAMBLADO - DOBLE RETENCIÓN O DOBLE TERMINAL CON CUATRO CONDUCTORES

2. TRANSFORMADORES DISTRIBUCIÓN (TR)

NIVEL DE TENSIÓN 13,8 kV GRDy / 7,96 kV - 13,2 kV GRDy / 7,62 kV (T)

TRV-1C (1): MONOFÁSICO - CONVENCIONAL EN UN POSTE CON RED SECUNDARIA DESNUDA

TRT-10 (1): MONOFÁSICO - CONVENCIONAL EN UN POSTE CON RED SECUNDARIA PREENSAMBLADA

TRT-1A (1): MONOFÁSICO - AUTOPROTEGIDO EN UN POSTE CON RED SECUNDARIA DESNUDA

TRT-1U (1): MONOFÁSICO - AUTOPROTEGIDO EN UN POSTE CON RED SECUNDARIA PREENSAMBLADA

TRT-3V (1): TRIFÁSICO - CONVENCIONAL EN DOS POSTES CON RED SECUNDARIA DESNUDA

TRT-3E (1): TRIFÁSICO - CONVENCIONAL EN DOS POSTES CON RED SECUNDARIA PREENSAMBLADA

TRT-3C (1): TRIFÁSICO - CONVENCIONAL EN UN POSTE CON RED SECUNDARIA DESNUDA - NOTA 1

TRT-3O (1): TRIFÁSICO - CONVENCIONAL EN UN POSTE CON RED SECUNDARIA PREENSAMBLADA - NOTA 1

TRT-3I (1): MONOFÁSICO - CONVENCIONAL EN UN POSTE CON RED SECUNDARIA PREENSAMBLADA - NOTA 1

NIVEL DE TENSION 22 KV GRDy / 12,7 kV - 22,8 KV GRDy / 13,2 kV (V)

TRV-1C (1): MONOFÁSICO - CONVENCIONAL EN UN POSTE CON RED SECUNDARIA DESNUDA



TRV-10 (1): MONOFÁSICO - CONVENCIONAL EN UN POSTE CON RED SECUNDARIA PREENSAMBLADA

TRV-1U (1): MONOFÁSICO - AUTOPROTEGIDO EN UN POSTE CON RED SECUNDARIA PREENSAMBLADA

TRV-1A (1): MONOFÁSICO - AUTOPROTEGIDO EN UN POSTE CON RED SECUNDARIA DESNUDA

TRV-3V (1): TRIFÁSICO - CONVENCIONAL EN DOS POSTES CON RED SECUNDARIA DESNUDA

TRV-3C (1): TRIFÁSICO - CONVENCIONAL EN UN POSTE CON RED SECUNDARIA DESNUDA

TRV-3O (1): TRIFÁSICO - CONVENCIONAL EN UN POSTE CON RED SECUNDARIA PREENSAMBLADA

TRV-3E (1): TRIFÁSICO - CONVENCIONAL EN DOS POSTES CON RED SECUNDARIA PREENSAMBLADA

Nota: Los transformadores cuya capacidad es hasta 75 kVA se utilizarán en un solo poste y a partir 100 kVA en dos.

3. PUESTA A TIERRA (PT)

PT0-0DA: EN RED SECUNDARIA DESNUDA - CABLE ALUMOWELD DE 7 HILOS CAL. DEL HILO 9 AWG.

PT0-0DC: EN RED SECUNDARIA DESNUDA - CONDUCTOR DE COBRE.

PT0-0PA: EN RED SECUNDARIA PREENSAMBLADA - CABLE ALUMOWELD DE 7 HILOS CAL. DEL HILO 9 AWG.

PT0-0PC: EN RED SECUNDARIA PREENSAMBLADA - CABLE ALUMOWELD DE 7 HILOS CAL. DEL HILO 9 AWG.

4. TENSORES Y ANCLAJES (TA)



TENSORES Y ANCLAJES EN REDES DE DISTRIBUCIÓN 240/120V – 220/127 V – 210/121 V – 208/120 V (D)

TAD-0TS: A TIERRA – SIMPLE

TAD-0FS: FAROL – SIMPLE

TAD-0PS: POSTE A POSTE – SIMPLE

7.5.6 CRITERIOS DE SELECCIÓN.

Se seleccionara la estructura para cada posición de acuerdo a la función que desempeña en el sistema de distribución, los esfuerzos ejercidos no deberán superar los límites de utilización establecidos, los diferentes tipos de estructuras lo encontramos en el **Anexo 4**.

La estructura seleccionada para la aplicación correspondiente, deberá mantener las distancias mínimas establecidas al suelo, edificaciones y en cada caso deberá brindar la mayor seguridad y confiabilidad.

ESTRUCTURAS BAJA TENSIÓN

- Se seleccionara la estructura correspondiente de acuerdo a:
- Tipo de conductor.
- La configuración de la red.
- El ángulo que forma la línea en el punto analizado.
- Separación entre conductores.
- Mantenimiento de distancias mínimas al suelo y a edificaciones.

A continuación procedemos a indicar en forma general en qué casos se puede utilizar los diferentes tipos de estructuras.

De acuerdo a la especificación técnica:

- **Pasante, tangente o angular:** soporte de la línea en trayectorias rectilíneas o cuando la línea en el punto analizado forme un ángulo.



De acuerdo al tipo de conductor el ángulo máximo a considerar es:

- Red desnuda 60°.
- Red preensamblada pasante 5° y angular 60°.
- **Retención o terminal:** utilizada en el arranque y terminación de la línea.
- **Doble retención o terminal:** se considera en puntos donde confluyen dos principios o dos terminales de circuitos adyacentes.

De acuerdo a la disposición:

Volado: En lugares cercanos a balcones o para la alineación de la línea en curvas no tan pronunciadas.

De acuerdo al número de vías:

Según el nivel de tensión y la configuración de la línea

Se podrá realizar la combinación para vanos mayores a 80 metros, la separación entre cada estructura dependerá de la flecha formada y la distancia mínima al terreno.

ESTRUCTURAS TRANSFORMADORES

De acuerdo al tipo de transformador:

- Autoprotegido, circuitos monofásicos.
- Convencional, circuitos trifásicos.
- Banco de 3 transformadores, no se disponga en stock la capacidad calculada.
- Banco de 2 transformadores Y abierta delta, requerimientos de carga trifásica en que previamente ya disponga de servicio monofásico.

De acuerdo al número de postes:

- Estructuras en un solo poste capacidades del transformador hasta 75kVA.



- Estructuras en dos postes para capacidades del transformador desde 100kVA.

ESTRUCTURAS PUESTA A TIERRA

De acuerdo a la especificación técnica:

- Conductor cobre, lugares con menor probabilidad de robo.
- Conductor aluminio tipo alumoweld, actualmente el más utilizado.

ESTRUCTURAS TENSORES Y ANCLAJES

Los tensores estarán dirigidos en contraposición a las fuerzas a la que se encuentra sometida la estructura.

Se aplicarán principalmente en la línea cuando existan:

- Posiciones terminales.

En dirección opuesta a la fuerza horizontal ejercida por el conductor.

- Cambios de dirección.

En sentido opuesto a la bisectriz del ángulo de la línea.

- Retenciones intermedias.

En direcciones opuestas a los sentidos de la línea.

- Cambio del tamaño del conductor, cuando la variación de la sección del conductor de fase sea igual o superior a 50 mm².

Se colocará en el lado opuesto al tramo de mayor tamaño de conductor.

Los tensores quedarán alineados con el eje de la red o sobre la bisectriz del ángulo suplementario al de la deflexión de la línea.

De acuerdo al tipo:



Tensor a tierra, cuando se disponen del espacio necesario para que el tensor forme un ángulo de 45° con el terreno.

Tensor farol, en lugares con poco espacio la distancia mínima horizontal desde el poste a la posición de anclaje es 1.5 metros.

Tensor poste a poste, cuando dos circuitos diferentes se encuentre alineados se puede compensar el esfuerzo de cada uno de ellos o en el caso si inicialmente la ubicación del punto de anclaje se encuentra en la calle, camino o lugar donde no exista posibilidad de ubicar el anclaje.

7.5.7 PRESENTACION DE RESUMEN DE ACCESORIOS Y ESTRUCTURAS.

Se procede a realizar un resumen de las estructuras en cada poste y un desglose de los accesorios utilizados. De acuerdo a la metodología adoptada se deberá presentar para esta fase del diseño la siguiente información:

- Resumen de estructuras y equipos existentes.
- Resumen de estructuras y equipos proyectados.
- Resumen de materiales existentes (desglose y resumen general).
- Resumen de materiales proyectados (desglose y resumen general).

Para la presentación se utilizarán los formatos establecidos en el **Anexo 5.3** y a continuación en las **figuras 7.5.1, 7.5.2 y 7.5.3**, se observan los formatos a utilizar.

El formato de la **figura 7.5.1** se refiere al resumen de las estructuras, equipos existentes y proyectados, la primera fila se indican la designación de las estructuras de acuerdo a la función específica en la red de distribución, con la codificación adoptada se indicará el tipo de estructura mediante el código de la unidad de construcción (tercer, cuarto y quinto **campo**).



UNIVERSIDAD DE CUENCA

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTRO SUR C. A.

ANEXO....

DIRECCION DE DISTRIBUCION

DEPARTAMENTO DE DISTRIBUCION

RESUMEN DE ESTRUCTURAS Y EQUIPOS

Localidad: _____
Parroquia/Cantón: _____
Nivel tensión: Media _____ Baja _____

HOJA....DE....

Table with 10 columns: Poste (Desig., Código, *Número), Red Aérea Distribuc. (Media T., Baja T.), Tensor y Anclaje (Media T., Baja T.), Alumbra. Público, Transf. Distrib., Seccion. y protecc. Rows P1 to P19.

Fecha:

Diseñador: _____

Revisado por: _____

Figura 7.5.1 Formato para presentación resumen estructuras y equipos existentes y proyectados.

Nota: * Num. Corresponde al número de poste y solo se indicará para caso de estructuras existentes.



7.6 NORMATIVA CARACTERÍSTICAS DE EQUIPOS Y MATERIALES

7.6.1 INTRODUCCIÓN

Cuando se ha definido las capacidades nominales de los equipos a utilizar y su localización en un diseño eléctrico, corresponde definir el número de equipos y materiales requeridos para la ejecución del proyecto.

En la homologación de las unidades de propiedad (UP) en sistemas de distribución de energía eléctrica, realizada por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovables, se trata sobre las características técnicas, generales, condiciones de servicio, lista de materiales de los cuales se enunciarán a continuación, para cada uno de los elementos de una red secundaria.

7.6.2 OBJETIVOS Y ALCANCE

- Estandarizar los materiales y equipos utilizados en la construcción de una red secundaria.
- Definir las especificaciones técnicas de los materiales y equipos eléctricos de mayor uso en el sistema de distribución.
- Dar criterios para construcción de las redes secundarias y para la selección de los elementos de la red.
- Dar recomendaciones en el armado de algunos equipos y su utilización.

7.6.3 TRANSFORMADORES

La homologación determina la utilización de transformadores autoprotegidos en redes monofásicas aéreas; en cambio se utilizará transformadores convencionales en los sistemas trifásicos.

Los bancos de transformadores monofásicos, ya no son muy utilizados por parte de la CENTROSUR, pero se utiliza generalmente en casos especiales de emergencia o suministro. En caso de emergencia cuando la atención sea temporal y en el caso de suministro para talleres artesanales, industriales donde se requiera un servicio trifásico de una red monofásica ya instalada. La



conexión que generalmente más utiliza en el banco, es estrella abierta - triángulo abierto, debido al consumidor tipo industrial o artesanal.

7.6.3.1 Polaridad

La polaridad debe ser conocida cuando dos o más transformadores monofásicos van a operar en paralelo o cuando van a formar bancos de dos o tres transformadores. La polaridad de un transformador puede ser aditiva o substractiva. La polaridad será del tipo DYn5.

7.6.3.2 Conexiones

Existen algunas conexiones de transformadores de distribución que dependen de línea primaria, o del voltaje que se va a servir a una carga.

La conexión que se utiliza es **Dyn5**, que es la designación del grupo fasorial del transformador y significa:

D: las bobinas del primario están conectadas en delta.

y: las bobinas del secundario están conectadas en estrella.

n: el secundario tiene el neutro.

5: desfase en grados eléctricos entre el primario y el secundario, en este caso es de 150° grados eléctricos.

Banco de transformadores

El término banco es utilizado cuando dos o más transformadores monofásicos se conectan entre sí.

El banco de transformadores debe cumplir con ciertos requisitos, para su conexión:

- Igual rango de voltaje,
- Taps calibrados en una misma posición.

El banco se utiliza en localidades donde la densidad de carga es alta y este ofrece las siguientes ventajas:



- Mejor diversidad de carga
- Buena confiabilidad.

Los bancos de transformadores monofásicos generalmente se utilizan en caso de no disponibilidad de transformadores trifásicos y para suministro de energía a talleres, mecánicas, cuando existe una red monofásica instalada. La conexión utilizada es estrella – estrella y delta abierta respectivamente.

Conexión Y – Y

Esta conexión es la más usada para tener un servicio monofásico y trifásico. El neutro del secundario debe ir conectado al neutro del sistema, caso contrario pueden producirse voltajes excesivos en el circuito del secundario. Todos los transformadores son autoprotegidos.

Conexión Delta abierta

Esta conexión utiliza dos transformadores monofásicos autoprotegidos de tal forma que nos da una tensión de 208 V para un servicio trifásico. La misma suministra aproximadamente el 58% de la potencia que entrega un banco en conexión delta-delta y se utiliza para talleres industriales pequeños donde exista una red monofásica instalada. Se debe tener mucho cuidado con la fase abierta que con el neutro suministran 208V.

Conexiones en paralelo

Cuando se conectan dos transformadores en paralelo se debe de tomar en cuenta los siguientes aspectos:

- Capacidades en kVA no muy diferentes.
- Que tengan la misma relación de transformación en vacío, caso contrario actuarán como carga.
- Que tenga la misma frecuencia.
- Las conexiones pueden hacerse en paralelo uniendo entre sí los terminales designados con la misma inicial.



7.6.3.3 Especificaciones

Las especificaciones están dadas en la homologación. Véase el **Anexo 4.1**

7.6.3.4 Equipos y materiales

A continuación se indican los diferentes tipos de transformadores con sus respectivos materiales y esquemas usados en una red secundaria, los cuales han sido codificados mediante códigos por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovables. Esta información se encuentra en el **Anexo 4.14**:

Para la tensión primaria de 13.8 kV, los códigos serán los siguientes:

CÓDIGO	Transformadores para nivel tensión 13.8 kV			
TRT-1A(1)	AUTOPROTEGIDO	MONOFÁSICO	RED DESNUDA	UN POSTE
TRT-1C(1)	CONVENCIONAL	MONOFÁSICO	RED DESNUDA	UN POSTE
TRT-1O(1)	CONVENCIONAL	MONOFÁSICO	RED PREENSAMBLADA	UN POSTE
TRT-1U(1)	AUTOPROTEGIDO	MONOFÁSICO	RED PREENSAMBLADA	UN POSTE
TRT-3C(1)	CONVENCIONAL	TRIFÁSICO	RED DESNUDA	UN POSTE
TRT-3E(1)	CONVENCIONAL	TRIFÁSICO	RED PREENSAMBLADA	DOS POSTES
TRT-3I(1)	BANCO CONVENCIONAL	TRIFÁSICO	RED PREENSAMBLADA	UN POSTE
TRT-3O(1)	CONVENCIONAL	TRIFÁSICO	RED PREENSAMBLADA	UN POSTE
TRT-3V(1)	CONVENCIONAL	TRIFÁSICO	RED DESNUDA	DOS POSTES

Tabla 7.6.1 Transformadores códigos de la homologación tensión 13.8 kV.



Para la tensión primaria de 22 kV, los códigos son los siguientes:

CÓDIGO	Transformadores para nivel tensión 22 kV			
TRV-1A(1)	AUTOPROTEGI DO	MONOFÁSI CO	RED DESNUDA	UN POSTE
TRV-1C(1)	CONVENCIONA L	MONOFÁSI CO	RED DESNUDA	UN POSTE
TRV-1O(1)	CONVENCIONA L	MONOFÁSI CO	RED PREENSAMBLADA	UN POSTE
TRV-1U(1)	AUTOPROTEGI DO	MONOFÁSI CO	RED PREENSAMBLADA	UN POSTE
TRV-3C(1)	CONVENCIONA L	TRIFÁSICO	RED DESNUDA	UN POSTE
TRV-3E(1)	CONVENCIONA L	TRIFÁSICO	RED PREENSAMBLADA	DOS POSTES
TRV-3O(1)	CONVENCIONA L	TRIFÁSICO	RED PREENSAMBLADA	UN POSTE
TRV-3V(1)	CONVENCIONA L	TRIFÁSICO	RED DESNUDA	DOS POSTES

Tabla 7.6.2 Transformadores códigos de la homologación tensión 22 kV.

Para la tensión primaria de 6.3 kV, la codificación actualmente se encuentra en estudio.

7.6.3.5 Manipulación, montaje e instalación de transformadores de distribución

Antes de instalar un transformador se debe verificar que esté en estado óptimo, que no existan golpes ni deformaciones en el tanque, que no exista fugas, que la cantidad total de accesorios y su estado sean los correctos, etc. Los trabajos deben ser realizados por personal calificado con los equipos apropiados y con las medidas de seguridad adecuadas.

- Para el levantamiento y montaje de los transformadores se debe usar únicamente los soportes que estos poseen.
- Se debe tomar en consideración el peso total del transformador para el transporte, levantamiento y montaje, mismo que se encuentra especificado en las placas características.
- Antes de la instalación a la red es importante leer en la placa de características los datos correspondientes a: potencia, voltajes



nominales de alta y baja tensión, frecuencia, impedancia, diagrama de conexiones, mismos que se deben corresponder a las características del sistema eléctrico donde se va a instalar la unidad.

- Los bornes con los conductores de conexión a la línea de distribución y sistemas a tierra deben estar conectados adecuadamente.
- La resistencia de puesta a tierra del transformador deberá estar dentro del rango que exige la CentroSur que es de 25 Ω.
- Si el transformador es convencional, este debe estar protegido contra sobrecargas, cortocircuitos y sobretensiones.
- Cuando se energice el transformador sin carga, los voltajes secundarios medidos, deberán ser semejantes con los voltajes especificados en la placa de características

7.6.4 CONDUCTORES

Los conductores eléctricos más utilizados en redes aéreas de baja tensión son:

- Conductor desnudo de aluminio con alma de acero reforzado ACSR.
- Conductor preensamblado ASC-AAAC.

7.6.4.1 Conductores desnudos

Únicamente en casos especiales se usará el conductor desnudo de cobre suave y aluminio ASC – AAC. La aplicación de estos conductores será en la puesta a tierra e iluminación respectivamente.

Las especificaciones de los conductores se encuentran en el **Anexo 4.2**

La configuración de los conductores eléctricos desnudos debe ser tal como se muestra en la Figura 7.6.1



Figura 7.6.1 Configuración de conductores desnudos en la red de baja tensión.



7.6.4.2 Conductores con cable preensamblado

Para la red aérea de baja tensión monofásica (trifilar) 240/120 V se tiene las siguientes configuraciones:

Redes aéreas monofásicas 240/120 V trifilares
(2X50 mm ² ASC + 1x50 mm ² AAAC) o aprox. (2x1/0 ACS + 1x1/0 AAAC) AWG
(2X70 mm ² ASC + 1x50 mm ² AAAC) o aprox. (2x2/0 ACS + 1x1/0 AAAC) AWG
(2X95 mm ² ASC + 1x50 mm ² AAAC) o aprox. (2x3/0 ACS + 1x1/0 AAAC) AWG

Tabla 7.6.3 Cable preensamblado para redes aéreas monofásicas.

Para la red aérea de baja tensión trifásica (tetrafilar) 210/127 V se tiene las siguientes configuraciones:

Redes aéreas trifásicas 210/121 V tretrafilares
(3X50 mm ² ASC + 1x50 mm ² AAAC) o aprox. (3x1/0 ACS + 1x1/0 AAAC) AWG
(3X70 mm ² ASC + 1x50 mm ² AAAC) o aprox. (3x2/0 ACS + 1x1/0 AAAC) AWG
(3X95 mm ² ASC + 1x50 mm ² AAAC) o aprox. (3x3/0 ACS + 1x1/0 AAAC) AWG

Tabla 7.6.4 Cable preensamblado para redes aéreas trifásicas.

Las especificaciones de los cables preensamblados se encuentran en la homologación en el **Anexo 4.3**

7.6.4.3 Tendido, calibración de conductores

Al momento del tendido de los cables estos no deben deberán estar demasiado tensados ni demasiados flojos como para entrar en contacto con otros objetos.

Se utilizarán para su manejo herramientas sin bordes ásperos o cortantes y no se cortará el cable hasta estar seguro de la longitud del tramo.

Durante el desenrollado del cable, el hombre que atiende el carrete, deberá verificar los eventuales defectos del cableado del conductor, (quiebres roturas y/o aplastamiento de hilos). Las porciones de conductores dañados deben ser desechadas. Para el desenrollado, el conductor estará sujeto en su extremidad



por una pieza de anclaje, que debe permitir ejercer una tracción intensa sin producir ningún deterioro al cable.

Siendo necesario cortar el conductor se entorcharán los extremos adyacentes a la sección de corte.

La tensión de tendido del cable no debe sobrepasar los 250 Kg por conductor. Una vez que se ha desenrollado el cable, se procede al tendido del mismo hasta alcanzar las longitudes en todos los postes utilizados, se deberá utilizar un dispositivo de retención para frenar la bobina, de tal manera que en ningún caso el cable forme entre los apoyos, una flecha muy grande y se frote contra el suelo, para ello el conductor será alado obligatoriamente sobre poleas aprobadas, con la ayuda de un cable mensajero.

La calibración se realizará manualmente en primera instancia, luego mediante un teclé el personal realizará la calibración, hasta obtener las tensiones y flechas calculadas por el concesionario y presentadas para la aprobación del contratante.

7.6.5 EQUIPOS DE PROTECCIÓN

De acuerdo a la homologación, los equipos de protección y seccionamiento son: seccionadores, reconectores, interruptores, pararrayos.

Hay que tener en cuenta que las protecciones de sobrecorriente en baja tensión, se encuentran en la parte de transformadores. En el **Anexo 4.14**

7.6.5.1 Especificaciones

Están dados de acuerdo a los siguientes elementos:

- **Seccionadores** se encuentra en el **Anexo 4.4:**
 - Monopolares: Se aplican para protección en los ramales primarios, transformadores; hay que diferenciar que seccionador es el adecuado para la protección ya que el seccionador fusible se utiliza para cargas menores; en cambio el seccionador fusible



con dispositivo rompe arco se utiliza para cargas superiores a 1 MVA.

- Cuchilla o de barra monopolar abierta: Se utiliza para operación en los alimentadores primarios.

- **Pararrayos** se encuentra en el **Anexo 4.5:**

- Pararrayos clase distribución 6 kV-10kA.
- Pararrayos clase distribución 10 Kv-10kA.
- Pararrayos clase distribución 18 kV-10kA.

7.6.5.2 Equipos y materiales

En el **Anexo 4.15** se encuentra los diferentes materiales a utilizar de acuerdo a la codificación. Para la tensión primaria de 13.8 kV, los códigos serán los siguientes:

CÓDIGO	Seccionamiento y protección para 13.8 kV	
SPT-1D(1)	PARARRAYO TIPO POLIMÉRICO DE OXIDO DE ZINC CON DISPARADOR	UNA FASE
SPT-1E(1)	SECCIONADOR FUSIBLE UNIPOLAR TIPO ABIERTO CON DISPOSITIVO ROMPE ARCO	UNA FASE
SPT- 1I(1)	INTERRUPTOR PARA APERTURA CON CARGA	UNA FASE
SPT-1O(1)	SECCIONADOR DE CUCHILLA O DE BARRA	UNA FASE
SPT-1S(1)	SECCIONADOR FUSIBLE UNIPOLAR TIPO ABIERTO	UNA FASE
SPT-3D(1)	PARARRAYO TIPO POLIMÉRICO DE OXIDO DE ZINC CON DISPARADOR	TRES FASES
SPT-3E(1)	SECCIONADOR FUSIBLE UNIPOLAR TIPO ABIERTO CON DISPOSITIVO ROMPE ARCO	TRES FASES
SPT- 3I(1)	INTERRUPTOR PARA APERTURA CON CARGA	TRES FASES
SPT-3O(1)	SECCIONADOR DE CUCHILLA O DE BARRA	TRES FASES
SPT-3R(1)	RECONECTADOR	TRES FASES
SPT-3S(1)	SECCIONADOR FUSIBLE UNIPOLAR TIPO ABIERTO	TRES FASES

Tabla 7.6.5 Seccionamiento y protección códigos de homologación tensión 13.8 kV.



Para la tensión primaria de 22 kV, los códigos serán los siguientes:

CÓDIGO	Seccionamiento y protección 22 kV	
SPT-1D(1)	PARARRAYO TIPO POLIMÉRICO DE OXIDO DE ZINC CON DISPARADOR	UNA FASE
SPT-1E(1)	SECCIONADOR FUSIBLE UNIPOLAR TIPO ABIERTO CON DISPOSITIVO ROMPE ARCO	UNA FASE
SPT- 1I(1)	INTERRUPTOR PARA APERTURA CON CARGA	UNA FASE
SPT-1O(1)	SECCIONADOR DE CUCHILLA O DE BARRA	UNA FASE
SPT-1S(1)	SECCIONADOR FUSIBLE UNIPOLAR TIPO ABIERTO	UNA FASE
SPT-3D(1)	PARARRAYO TIPO POLIMÉRICO DE OXIDO DE ZINC CON DISPARADOR	TRES FASES
SPT-3E(1)	SECCIONADOR FUSIBLE UNIPOLAR TIPO ABIERTO CON DISPOSITIVO ROMPE ARCO	TRES FASES
SPT- 3I(1)	INTERRUPTOR PARA APERTURA CON CARGA	TRES FASES
SPT-3O(1)	SECCIONADOR DE CUCHILLA O DE BARRA	TRES FASES
SPT-3R(1)	RECONNECTADOR	TRES FASES
SPT-3S(1)	SECCIONADOR FUSIBLE UNIPOLAR TIPO ABIERTO	TRES FASES

Tabla 7.6.6 Seccionamiento y protección códigos de homologación tensión 22 kV.

Para la tensión primaria de 6.3 kV, la codificación para el seccionamiento y protección es similar a 13.8 kV.

7.6.6 ESTRUCTURAS Y AISLADORES

Las estructuras en baja tensión se especifican de acuerdo al tipo de elementos de la red secundaria; así en la homologación tenemos: estructuras para montaje de los transformadores, estructuras en la red de baja tensión, estructuras en los tensores y anclajes y estructuras en la puesta a tierra.

En cuanto a los aisladores, los más utilizados en baja tensión son del tipo rollo o carrete ANSI 53-2.

7.6.6.1 Estructuras para el montaje en transformadores



Para cada tipo de transformador existe una estructura adecuada para su montaje, esta estructura está indicada en los códigos correspondientes a los transformadores en el numeral 7.6.3.4. Para el montaje se utilizará postes circulares de hormigón con una carga de ruptura de 500 Kg.

7.6.6.2 Estructuras en baja tensión

Las especificaciones y materiales a utilizar se encuentran en la **tabla 7.6.7**; en el **Anexo 4.16** se detallan los materiales:

7.6.6.3 Estructuras en tensores y anclajes

Se elimina el uso de tensores de empuje y los denominados tipo A, en su lugar se deberá usar postes con carga horizontal de rotura mínima de 1200 Kg. (autosoportantes)

Los tensores a utilizar en redes secundarias son los que se exponen en la **tabla 7.6.8** con su respectivo código; en el **Anexo 4.17** se detallan los materiales a utilizar.

CÓDIGO	Estructuras en baja tensión 240/120 V - 220/127 V - 210/121 V - 208/120 V	
ESD-1ED	UNA VIA VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN	DOBLE RETENCIÓN O TERMINAL
ESD-1EP	UNA VIA VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN	PASANTE O TANGENTE, ANGULAR
ESD-1ER	UNA VIA VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN	RETENCIÓN O TERMINAL
ESD-2ED	DOS VIAS VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN	DOBLE RETENCIÓN O TERMINAL
ESD-2EP	DOS VIAS VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN	PASANTE O TANGENTE, ANGULAR
ESD-2ER	DOS VIAS VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN	RETENCIÓN O TERMINAL
ESD-3ED	TRES VIAS VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN	DOBLE RETENCIÓN O TERMINAL
ESD-	TRES VIAS	PASANTE O TANGENTE, ANGULAR



3EP	VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN	
ESD-3ER	TRES VIAS VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN	RETENCIÓN O TERMINAL
ESD-4ED	CUATRO VIAS VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN	DOBLE RETENCIÓN O TERMINAL
ESD-4EP	CUATRO VIAS VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN	PASANTE O TANGENTE, ANGULAR
ESD-4ER	CUATRO VIAS VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN	RETENCIÓN O TERMINAL
ESD-4VP	CUATRO VIAS EN VOLADO	PASANTE O TANGENTE, ANGULAR
ESD-5ED	CINCO VIAS VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN	DOBLE RETENCIÓN O TERMINAL
ESD-5EP	CINCO VIAS VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN	PASANTE O TANGENTE, ANGULAR
ESD-5ER	CINCO VIAS VERTICAL PARA BAJA TENSIÓN	RETENCIÓN O TERMINAL
ESD-5VP	CINCO VIAS EN VOLADO	PASANTE O TANGENTE, ANGULAR
ESD-1PP3	UNA VIA PREENSAMBLADO PASANTE O	TANGENTE CON TRES CONDUCTORES
ESD-1PA3	UNA VIA PREENSAMBLADO ANGULAR	CON TRES CONDUCTORES
ESD-1PA4	UNA VIA PREENSAMBLADO ANGULAR	CON CUATRO CONDUCTORES
ESD-1PD3	UNA VIA PREENSAMBLADO DOBLE RETENCIÓN O	DOBLE TERMINAL CON 3 CONDUCTORES
ESD-1PD4	UNA VIA PREENSAMBLADO DOBLE RETENCIÓN O	DOBLE TERMINAL CON 4 CONDUCTORES
ESD-1PP4	UNA VIA PREENSAMBLADO PASANTE O TANGENTE	CON 4 CONDUCTORES
ESD-	UNA VIA	TERMINAL CON 3 CONDUCTORES



1PR3	PREENSAMBLADO RETENCIÓN O	
ESD- 1PR4	UNA VIA PREENSAMBLADO RETENCIÓN O	TERMINAL CON 4 CONDUCTORES

Tabla 7.6.7 Estructuras en baja tensión códigos de homologación.

ESTRUCTURAS EN TENSORES Y ANCLAJES	
CÓDIGO	240/120 V - 220/127 V - 210/121 V - 208/120 V
TAD-OFS	FAROL-SIMPLE
TAD-OPS	POSTE A POSTE - SIMPLE
TAD-OTS	A TIERRA - SIMPLE

Tabla 7.6.8 Estructuras en tensores y anclajes códigos de homologación.

7.6.6.4 Estructuras de puesta a tierra

Las estructuras de puesta a tierra implican estructuras tanto para redes secundarias como para acometidas. Los códigos de las estructuras de puesta a tierra se encuentran en la **tabla 7.6.9**; en el **Anexo 4.18** se detallan los materiales a utilizar.

Estructuras en puestas a tierra	
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
PTO-OAC8_(1)	EN ACOMETIDA-CONDUCTOR DE COBRE-CALIBRE 8 AWG
PTO-ODA9_(1)	EN RED SECUNDARIA DESNUDA-CABLE ALUMOWELD DE 7 HILOS CAL DEL HILO 9AWG
PTO-ODC(2)_(1)	EN RED SECUNDARIA DESNUDA-CONDUCTOR DE COBRE
PTO-OPA9_(1)	EN RED SECUNDARIA PREENSAMBLADA-CABLE ALUMOWELD DE 7 HILOS CAL. DEL HILO 9 AWG
PTO-OPC(2)_(1)	EN RED SECUNDARIA PREENSAMBLADA-CONDUCTOR DE COBRE

Tabla 7.6.9 Estructuras de puestas a tierra códigos de homologación.

7.6.6.5 Aisladores

Las especificaciones de los aisladores se encuentran en el **Anexo 4.6**



7.6.7 HERRAJERIA

7.6.7.1 Abrazaderas

Las especificaciones de las abrazaderas se encuentran en el **Anexo 4.7**

7.6.7.2 Bastidores

Las especificaciones de los bastidores se encuentran en el **Anexo 4.8**

7.6.7.3 Conectores, grapas y estribos

Las especificaciones de los conectores, grapas y estribos se encuentran en el **Anexo 4.9**

7.6.7.4 Crucetas

La longitud de las crucetas deben ser de 1.50, 2 y 2.40 m. Se deberá considerar sustituible las crucetas de madera tratada, a las crucetas de plástico reforzadas con fibra de vidrio, dependiendo del tipo de poste que se utilice.

Las especificaciones de las crucetas se encuentran en el **Anexo 4.10**

7.6.7.5 Pernos y soportes

Las especificaciones de los pernos y soportes se encuentran en el **Anexo 4.11**

7.6.8 POSTES

Los postes serán circulares en hormigón armado y de plástico reforzado con fibra vidrio. Las cargas de ruptura serán de 400 y 500 Kg. Las alturas normadas son de 10, 12, 13, 14 y 15 m. En el sector urbano las alturas serán de 12 m en media tensión y de 10 m en baja tensión.

Siempre que las líneas de baja tensión se construyen en la vía pública deberán utilizarse postes de hormigón de 10 m de altura, ya que estos son empleados también para las líneas telefónicas y para alumbrado público.

En el caso del sector rural se recomienda la utilización de postes de plástico reforzado con fibra de vidrio por facilidad en el transporte hasta el sector en construcción.



Las especificaciones de los postes, se encuentran en el **Anexo 4.12**

7.6.8.1 Desbroce y excavación de los huecos

En el momento del levamiento de los postes, con los diferentes elementos, debemos tomar ciertas consideraciones en el armado y construcción de las líneas.

7.6.8.1.1 Desbroce

Consiste en cortar o remover la vegetación existente encima de la línea, a fin de evitar el contacto con los conductores para evadir las fallas. La limpieza deberá realizarse antes de la erección de las estructuras.

7.6.8.1.2 Excavación de huecos

Para la excavación en suelos normales, los postes irán empotrados en el terreno, cuya profundidad será:

$$h = \frac{H}{10} + 0.5 \quad [m] \quad (7.1)$$

Donde H es la altura del poste [m] y h es la profundidad.

Las excavaciones serán rellenas, después de instalados los postes, con piedra y tierra seca; no se aceptará tierra que contenga material orgánico. Si los suelos son blandos se deberá realizar el mejoramiento con elementos auxiliares.

7.6.8.2 Parada y aplomado de postes

Comprende las operaciones necesarias para plantar el poste y ensamblar la estructura, asegurar su estabilidad y referenciarlo.

La parada del poste se efectuará de modo que su base aislante asiente perfectamente en el fondo del hueco. En cuanto al aplomado y orientación, se verificará que el poste este en línea de vista recta con el anterior poste y se utilizará un plomo para ver su orientación, esto permite referir las cargas mecánicas derivadas de los esfuerzos.



Para parar los postes se puede utilizar una grúa, estribos y cables. Los postes serán alineados correctamente con el eje de la línea y verticalmente aplomados.

Finalmente una vez parado el poste, se procederá a efectuar su fijación (relleno) y comprobar el correcto ajuste de los pernos y elementos que permiten el ensamblaje de las partes de los componentes.

7.6.8.3 Vestido de estructuras

Luego de la fijación y aplomado de los postes, se procede a la colocación y armado de las crucetas las mismas que irán niveladas, orientadas correctamente y colocadas con referencia al punto de alimentación. Los aisladores serán colocados en el sitio y en el momento de la instalación de la estructura: los aisladores de suspensión serán fijados y amarrados a la cruceta hasta tanto sea tendido el conductor.

A continuación se colocarán todos los accesorios vinculados con la sujeción del conductor y se efectuará la conexión a tierra de los postes de hormigón y de todas aquellas partes metálicas.

Todas las tuercas u otro dispositivo de apriete roscado serán asegurados con una contratuerca. En ningún caso se cortarán los tornillos u otro herraje. Para el ajuste de tuercas y tornillos se utilizará únicamente llaves fijas. Se deberá revisar los materiales a instalar: herrajería, aisladores de tal forma que no se encuentren daños en el galvanizado ni con grietas o despostillados respectivamente.

Se deberá realizar la inspección general de la estructura ya vestida a fin de comprobar que todos los materiales se encuentren en perfectas condiciones.

7.6.9 MATERIAL PARA LA CONEXIÓN A TIERRA

Las varillas para la conexión a tierra, debe ser de cobre tipo copperweld utilizada para acometidas. En la conexión a tierra de los transformadores, neutro, pararrayos, se utilizará el cobre tipo copperweld y el aluminio tipo alumoweld. La conexión de puesta a tierra, electrodo-conductor deberá ser con suelda exotérmica o conectores de compresión.



Las especificaciones de los elementos de puesta a tierra, se encuentran en el **Anexo 4.13**

7.6.10 MISCELÁNEOS

Son los materiales y accesorios, que son de adquisición en el mercado local y deberán ser suministrados por el contratista de la obra.



CAPITULO VIII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1 Conclusiones

- En el proceso general para el estudio de diseños, se propone realizar inicialmente una solicitud de factibilidad de servicio de energía, la cual permita a la empresa conocer previamente las características del proyecto y mediante análisis pertinente se indique en forma oportuna al diseñador el nodo eléctrico, las características técnicas de conexión y una fecha para consultas o solicitud de información.

Cumpliendo con este proceso el diseñador podrá iniciar la fase de diseño, disponiendo de todos los requerimientos y realizando cada una de las actividades en forma planificada y en un menor tiempo.

- Actualmente los transformadores analizados para abonados residenciales tanto en el sector urbano como el rural cuya fecha mínima de instalación es del 2001, se encuentran sobredimensionados el 71% y 57% respectivamente, por lo que se debería realizar un estudio específico para la determinación de la demanda, de tal forma que permita dimensionar correctamente la capacidad de los transformadores, y disminuir los costos de inversión.
- Como alternativa para disminuir el sobredimensionamiento en los transformadores, se procedió analizar nuevos valores de DMUp tanto para el sector urbano como para el rural, obteniendo los siguientes resultados:



Categoría	DMU prom. real	DMU CENTROSUR	Diferencia
A	0,88	7,47	6,59
B	1,03	3,93	2,90
C	0,79	2,23	1,44
D	0,86	1,36	0,50
E	0,86	0,94	0,08

Tabla 8.1 Demanda máxima unitaria proyectada promedio sector urbano.

Categoría	Factor de Utilización promedio	Sobredimensionamiento
F	43.18	56.82
G	52.60	47.40
H	34.56	65.44

Tabla 8.2 Demanda máxima unitaria proyectada promedio sector rural.

Con estos valores se reduce en un promedio del 10% el sobredimensionamiento a nivel general de los transformadores en el sector urbano y se aconseja realizar estudios de otros parámetros que intervienen en la determinación de la demanda como el factor de coincidencia y tasa de crecimiento.

Estos valores de DMUp son recomendables utilizar por lo que sí existe una disminución considerable en algunas categorías.

Tipo Cliente	DMUp recomendado	DMUp CENTROSUR
A	63,83%	85,53%
B	74,53%	80,10%
C	56,38%	65,92%
D	70,12%	72,39%
E	43,74%	51,03%

Tabla. 8.3 Sobredimensionamiento entre DMUp recomendadas vs CENTROSUR.



- Otro factor que afecta en el sobredimensionamiento es el número de clientes que se consideran al inicio del proyecto y los que actualmente están conectados a la red, en la **tabla 8.4** vemos que el número de clientes conectados es inferior al considerando en el diseño, lo cual se debería tomar políticas por parte de la empresa al momento de la energización.

Categoría	# Clientes para diseño	# Clientes Conectados
A	19	12
B	43	34
C	159	165
D	1375	685
E	75	54

Tabla. 8.4 Número de clientes y usuarios por categoría.

- Se realizó una evaluación del porcentaje de pérdidas de potencia en el sector urbano como en el rural por capacidad de transformador, obteniendo un promedio de 1,09% y 0,92% respectivamente, de acuerdo la referencia **[19]** estos valores de pérdidas son aceptables y comparando con el estudio realizado por la empresa **[2]** son inferiores al 1,45%, en conclusión el sistema a nivel de redes secundarias se encuentra sobre niveles aceptables.
- Para mantener al sistema en un porcentaje de pérdidas de potencia aceptables, se plantea considerar en diseño de la red secundaria un porcentaje de pérdidas.

De la evaluación de pérdidas de potencia a nivel de la red secundaria se planteó considerar inicialmente un porcentaje del 1,5%, en el aspecto técnico se cumple con lo indicado pero en lo económico esta no es una solución óptima.



Conductor	4 ACSR	2 ACSR	1/0 ACSR
% Pérdidas Potencia	6,5	4	2,7
Costo perdidas \$	1791,091	1163,857	765,6423
Costo totales \$	2129,491	1667,857	1550,442

Tabla. 8.5 Costos totales por conductor para un transformador 25 kVA y una DMU 0,91 KVA.

Conductor	1/0 ACSR	2/0 ACSR	3/0 ACSR
% Pérdidas Potencia	2,54	2,02	1,63
Costo perdidas	1323,39	1052,32	846,67
Costo totales	2641,20	2744,92	2914,06

Tabla. 8.6 Costos totales por conductor para un transformador 50 kVA y una DMU 2,1 KVA.

En las **tablas 8.5 y 8.6** vemos que para disminuir el valor del porcentaje de pérdidas se necesita un conductor de mayor sección, la cual implica una disminución en los costos de pérdidas pero un aumento en los costos del material, que posteriormente esta diferencia llega a un punto que no es recuperable, esto lo apreciamos en la **tabla 8.6** entre el conductor 2/0 (2,02%) y 3/0 (1,63%) ACSR, donde para mantener un porcentaje de pérdidas menor el costo es mayor.

En conclusión no se puede establecer un porcentaje del 1,5%, pero de acuerdo al rango indicado 3% nivel aceptable y 1,5 nivel indicado referido en [19] y mediante la evaluación técnica y económica se recomienda considerar en el diseño un porcentaje inferior 3% y superior al 1.5%.

- Para mantener un porcentaje de pérdidas de 0.22% [2] y una caída de tensión inferior o igual al 1% [5] en las acometidas, se recomienda para el trazado de la red considerar longitudes máximas en el sector urbano de 30 metros y en el sector rural de 50 metros.
- La selección del calibre del conductor dependerá principalmente de la longitud de cada tramo y el número de usuarios existentes, lo cual implica que el calibre puede variar en diferentes tramos de la red.



- Para la recomendación de los valores de sobrecarga en los transformadores, se realizó un análisis de las curvas de carga, específicamente el tiempo de duración de la demanda máxima y el porcentaje de carga antes de la misma, con lo cual se concluye que para el sector comercial aplicaremos un factor del 0.9, residencial R1 0,8 y R2 a R5 de 0.7.
- De la evaluación técnica y económica realizada para los límites de cargabilidad para el transformador de 45 kVA, se concluye utilizar para demandas de diseño cercanos a dichos límites el transformador de 50 kVA, el cual implica un menor costo total (costo inversión más costo de pérdidas).

Transformador kVA	45	50
Costo Total Pérdidas Energía \$	2192	2010
Costo inversión \$	3915,74	3956,47
Costo total transformador \$	6107,70	5966,4

Tabla. 8.7 Comparación de costos entre el transformador de 45 y 50 kVA, para una demanda de diseño 64,29 kVA para tipo de usuario R2.

- El manual de estructuras propuesto se basa principalmente en la homologación establecida por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, cuya codificación depende principalmente de cinco campos, que involucra a la unidad de propiedad y unidad de construcción. Se propone que para la presentación del resumen de estructuras existentes y proyectadas en un diseño, la codificación se la indique únicamente mediante la unidad de construcción (tercer, cuarto y quinto campo), debido a la longitud del código.
- Si el proyecto se encuentra dentro de un área natural protegida o zona de producción agrícola, previamente se deberá realizar un estudio de impacto ambiental.
- En el área urbana las redes secundarias generalmente son trifásicas tetrafilares, mientras que en la zona rural y periferia las redes secundarias son monofásicas trifilares. El sistema o red de baja tensión



es de tipo radial, con el neutro conectado a tierra a través de una varilla de cobre o de aluminio.

- La resistencia de puesta a tierra debe ser máxima de 25Ω .
- En zonas rurales de difícil acceso se debe utilizar postes de plástico reforzados con fibra de vidrio, los cuales reducen el impacto ambiental.
- Cuando las longitudes de un ramal primario sean mayores a 300 m y la carga sea grande, el ramal debe estar protegido en el punto de arranque mediante un seccionador fusible. Adicionalmente si se utiliza un transformador convencional, se deberá colocar un seccionador fusible lo más cercano posible.

8.2 Recomendaciones

- Se debería revisar el método de cálculo de la demanda o al menos actualizar periódicamente los valores de las demandas máximas unitarias.
- Según las nuevas DMUp planteadas para el sector urbano, la categoría A toma el valor de 2.1 kVA debido a la poca participación en el desarrollo de proyectos, por lo que se recomienda que para este tipo de categoría, se realice por parte del diseñador un estudio de demanda máxima unitaria la cual justifique la demanda solicitada.
- Realizar un estudio del factor de coincidencia tanto para el sector urbano como rural y para sus diferentes categorías, debido a que las costumbres de consumo no son iguales y este podría ser un factor para el alto grado de sobredimensionamiento de los transformadores.
- Se recomienda realizar una guía para la construcción y fiscalización de las obras eléctricas de distribución, con el objetivo de educar al personal involucrado en la construcción de obras eléctricas.
- Poner en conocimiento a los ingenieros y firmas especializadas en el diseño y construcción de redes de distribución, el documento de homologación de las estructuras realizadas por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Consejo Nacional de Electricidad del Ecuador (CONELEC). Plan maestro de electrificación 2009-2020. Quito-Ecuador. 2009.
- [2] Departamento de Planificación CENTROSUR. Evaluación técnica y económica de las pérdidas de energía en el sistema de la Empresa Eléctrica Regional CentroSur C.A. 2009.
- [3] Empresa Eléctrica Quito S.A. Normas para sistemas de distribución parte A. Guía para diseño. Quito-Ecuador. 2009.
- [4] Instituto Ecuatoriano de Electrificación. Normas para distribución rural UNEPER. Quito-Ecuador. 1985.
- [5] Empresa Eléctrica Regional CentroSur C.A. Procedimientos para los trámites de revisión y recepción de obras ejecutadas por ingenieros y compañías eléctricas del ejercicio particular. Cuenca-Ecuador. 2000.
- [6] Empresa De Energía del Quindío S.A. Norma EDEQ Empresa de energía del Quindío S.A E.S.P. Generalidades. Quindío-Colombia. 2009.
- [7] Compañía energética del Tolima S.A E.S.P. “Criterios de diseño y normas para construcción de instalaciones de distribución y uso final de la energía eléctrica”. Tolima-Colombia. 2007.
- [8] Ministerio de Minas y Energía de Colombia. Reglamento técnico de instalaciones eléctricas Colombia “RETIE”. Bogotá-Colombia. 2008.
- [9] Marcelo Neira. Sistemas Eléctricos de Distribución “Apuntes de Clase”. Universidad de Cuenca. 1986.
- [10] Esteban Albornoz. Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica “Apuntes de Clase”. Universidad de Cuenca. 2008.
- [11] Regulación No. CONELEC – 002/10 Distancias de seguridad.



[12] Regulación No. CONELEC – 003/09 Proyectos de transmisión y distribución.

[13] Guanga M. Orellana U., Tesis: “Análisis de la metodología de dimensionamiento de transformadores de distribución: estudio para el sistema de distribución urbano – residencial del cantón Cuenca”. Universidad de Cuenca, 2002.

[14] Gutiérrez. “Determinación de las Demandas Máximas Unitarias para el sector rural”. Cuenca-Ecuador, 2002.

[15] Sempertegui, Eduardo. Ventajas en la Utilización de interruptores termomagnéticos para la protección de baja tensión de transformadores de Distribución. En: Segundo Seminario ecuatoriano de distribución y comercialización de Energía Eléctrica. (2001, Santo Domingo de los Colorados, Ecuador)

[16] Empresa Eléctrica Regional CentroSur (Ecuador). Material de puesta a tierra para transformadores de distribución. Departamento Sigade. Cuenca, Ecuador, 2009.

[17] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC), Código Eléctrico Colombiano “NTC 2050”. Santa Fé de Bogotá-Colombia, 1998.

[18] MARNE, David J. National Electrical Safety Code (NESC) Handbook. Estados Unidos. McGRAW-HILL, 2002.

[19] RAMIREZ, Samuel. Redes de distribución de Energía. 3ed, Manizales. Universidad Nacional de Colombia, 2001.

[20] Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. Normas para el cálculo y diseño de sistemas de distribución. Bucaramanga-Colombia. 2005.

[21] Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P. Normas de diseño y construcción para redes y subestaciones dentro del sistema eléctrico de la empresa de energía de Pereira. Pereira-Colombia. 2007.



[22] Norma EDEQ Empresa de energía del Quindío S.A E.S.P. Redes Aéreas. Quindío-Colombia. 2009.

[23] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. Documento de Homologación y Estandarización de las Unidades de Propiedad y Unidades Constructivas del Sistema de Distribución Eléctrica. Quito-Ecuador. 2010.

[24] Rodríguez M. Tesis: “Guía para la Elaboración de Manuales de Procesos y Procedimientos Aplicados a la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. para la Expansión y mejora de las Redes de Media y Baja Tensión”. Cuenca-Ecuador. 2005.

[25] Empresa Eléctrica del Norte, Instructivo para la fiscalización de la construcción de proyectos. Carchi-Ecuador. 2008.

[25] AMERICAN STANDARDS ASSOCIATION. Guía de carga de transformadores de distribución sumergidos en aceite.

[26] Lazo F, Tesis: “Dimensionamiento de Redes Secundarias Radiales, incluyendo la Estación de Transformación”. Cuenca-Ecuador. 2004.

[27] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. Especificaciones Técnicas de Conductores Preensamblados. Quito-Ecuador. 2010.

[28] Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. Departamento de Planificación. Datos niveles de calidad 2009-2010.

[29] PRYSMIAN. Cables para Distribución Aérea en Baja Tensión. 2009.

[30] Valencia M, Pino L, Tesis: “Aplicación de cable preensamblado y transformadores tipo pedestal en el diseño y construcción de redes de distribución”. Quito-Ecuador. 2007.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

ANEXOS



ANEXO 1

1.1 **FORMATO ENCUESTA SOBRE CRITERIOS UTILIZADOS PARA EL DISEÑO DE REDES ELECTRICAS SECUNDARIAS DENTRO DEL AREA DE CONCESIÓN DE LA EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTROSUR C.A.**



ANEXO 1.1

FORMATO DE ENCUESTA SOBRE CRITERIOS UTILIZADOS PARA EL DISEÑO DE REDES ELECTRICAS SECUNDARIAS DENTRO DEL ÁREA DE CONCESIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTROSUR C.A.

1. ¿Para la ejecución del diseño de una red secundaria de distribución que secuencia de actividades recomendaría seguir?
.....
.....
2. ¿Qué tipo de simbología considera adecuada para el diseño de redes secundarias y porque?
a. ANSI.....
b. DIN.....
c. NEC.....
d. Otros.....
3. ¿Qué secuencia de actividades se debería desarrollar para la determinación del trazado de las líneas (redes secundarias) sobre el plano?
.....
.....
4. ¿Para el trazado de las líneas (redes secundarias) sobre el plano, que antecedentes y referencias deben disponerse?
.....
.....
5. ¿Qué criterios recomendaría para el trazado de las líneas sobre el plano?
.....
.....
6. ¿Qué criterios que aplica para la selección del tipo de estructura y en qué documento se basa?
.....
.....
7. ¿Para el cumplimiento de las distancias mínimas de seguridad en base a qué documento se guía?
.....
.....
8. ¿Para el diseño de redes secundarias (**transformador de distribución, redes de baja tensión y acometidas**), que antecedentes y referencias deben disponerse?
.....
.....
9. ¿En la fase de dimensionamiento de la red (**conductores y transformador**), qué datos se recomendaría disponer como información básica previa?
.....
.....



- 10. ¿Qué valor (es) de tensión nominal considera de baja tensión (circuitos secundarios)?
.....
.....
- 11. ¿Recomendaría utilizar otra configuración aparte de la radial en redes de baja tensión y porque?
.....
.....
- 12. ¿La demanda diversificada determina?
.....
.....
- 13. ¿Qué método utiliza para la determinación de la demanda de diseño?
 - a. Residencial.....
 - b. Comercial.....
 - c. Industrial.....
- 14. ¿El método para la determinación de la demanda de diseño caso residencial lo utiliza tanto en el área urbana como rural, caso contrario si utiliza diferentes métodos indíquelos?
.....
.....
- 15. ¿Para expansión del sistema de distribución, cual es tiempo que recomendaría que deben preverse?
 - a. Redes Secundarias (**transformador de distribución, redes de baja tensión y acometidas**).
.....
.....
 - b. Redes Primarias (**alimentadores primarios y subestaciones eléctricas**).
.....
.....
- 16. ¿Qué recomendaciones daría para la selección previa del conductor?
.....
.....
- 17. ¿Qué longitud considera adecuada en:
 - a. Circuitos secundarios
¿Porqué?.....
 - b. Acometida
¿Porqué?.....
- 18. ¿Qué criterios utiliza para la localización óptima del transformador?
.....
.....
- 19. ¿Qué recomendaciones daría para la selección de la potencia nominal del transformador?
.....
.....
- 20. ¿Considera la cargabilidad (transformador) en su diseño?
 - a. Si
 - b. No



21. ¿El método para el cálculo de la caída de tensión de la Centro Sur es el adecuado o caso contrario qué método recomendaría utilizar y por qué recomienda ese?
.....
.....
22. ¿Qué valor de caída de tensión recomendaría para?
a. Acometida.....
b. Circuitos secundarios (red de baja tensión).....
23. ¿El formato para la presentación del cálculo de caída de tensión de la Centro Sur, cree usted qué es el correcto o caso contrario qué información se podría agregar o cual sería el formato qué recomienda?
.....
.....
24. ¿Considera que el factor de potencia debe controlarse solo a los clientes no residenciales? ¿Porque?
a. Si.....
b. No.....
25. ¿Considera el factor ambiental en su diseño eléctrico?
a. Si..... ¿Y cuál es el reglamento, ley o resolución que se basa?.....
b. No.....



ANEXOS 2

2.1 MÁXIMAS LONGITUDES EN ACOMETIDAS

2.2 SIMBOLOGÍA

2.3 PÉRDIDAS EN REDES SECUNDARIAS

2.4 CIRCUITOS TÍPICOS DE LAS REDES SECUNDARIAS

2.5 DEMANDAS MÁXIMAS UNITARIAS PROYECTADAS



ANEXO 2.1

MÁXIMAS LONGITUDES EN ACOMETIDAS

Para la obtención de longitudes se basará principalmente en dos criterios:

- Porcentaje de pérdidas de potencia y caída de tensión.

De acuerdo al porcentaje de pérdidas establecido para las acometidas 0.22 % [2], se procede a obtener un rango de longitudes verificando para cada calibre de conductor, que cumpla el porcentaje de pérdidas mencionado. Por último calculamos el porcentaje de caída de tensión y comprobamos con el valor establecido del 1 % [2], para este caso consideramos solo la resistencia del conductor.

A2.1.1 CONSIDERACIONES:

Porcentaje de pérdidas de potencia-

Para establecer un porcentaje de pérdidas en las acometidas nos basaremos en la siguiente información:

- Análisis de pérdidas para la CENTROSUR correspondiente al año 2009.

Caídas de Tensión

La caída de tensión que se considera para las acometidas (desde la toma de la red al medidor) por la CENTROSUR es del 1%.

Para empresas colombianas esta oscila entre el 0.5% al 1% y las longitudes de las acometidas entre 15 – 25 m.

A2.1.2 CÁLCULO DE PÉRDIDAS

Se procederá a calcular las pérdidas en las acometidas de acuerdo a la demanda máxima unitaria y a la longitud mediante la siguiente formulación:



RAMALES TRIFÁSICOS			RAMALES MONOFÁSICOS	
Tres fases (4 conductores)	Dos fases y neutro (3 conductores)	Fase y neutro (2 conductores)	Una fase (3 conductores)	Fase y neutro (igual calibre)
$Pp_1 = R_{ij} * (I_M)^2 \div 3$	$Pp_2 = 0.5625 * R_{ij} * I_M^2$	$Pp_3 = 2 * R_{ij} * I_M^2$	$Pp_4 = 0.5 * R_{ij} * I_M^2$	$Pp_5 = 2 * R_{ij} * I_M^2$
$I_M = \left(\frac{S}{\sqrt{3} f_n} \right)$	$Ep_2 = Pp_2 * t$	$Ep_3 = Pp_3 * t$	$Ep_2 = Pp_2 * t$	$Ep_2 = Pp_2 * t$

La **tabla A2.1.1** indican las resistencias de los conductores utilizados en las acometidas:

Calibre	Resistencia ohm/Km	
	Aluminio	Cobre
1/0	0,5251	0,3477
2	0,8507	0,5544
4	1,354	0,8825
6	2,154	1,4092

Tabla A2.1.1 Resistencia de calibres de aluminio y cobre

De acuerdo a la demanda y al tipo de configuración de la acometida se procedió a calcular las pérdidas:

- **Sector Urbano:**



Demanda máxima unitaria 0,919 y configuración 1F2C.

1F2C	10 m		20 m		30 m	
	Pérdidas W	%	Pérdidas W	%	Pérdidas W	%
Aluminio						
1/0	0,0006	0,0684	0,0012	0,1368	0,0018	0,2052
2	0,0010	0,1108	0,0020	0,2216	0,0030	0,3324
4	0,0016	0,1764	0,0032	0,3527	0,0048	0,5291
6	0,0025	0,2805	0,0051	0,5611	0,0076	0,8416
Cobre						
1/0	0,0004	0,0453	0,0008	0,0906	0,0012	0,1359
2	0,0007	0,0722	0,0013	0,1444	0,0020	0,2166
4	0,0010	0,1149	0,0021	0,2299	0,0031	0,3448
6	0,0017	0,1835	0,0033	0,3671	0,0050	0,5506

Tabla A2.1.2 Pérdidas de potencia a DMU 0,919

Demanda máxima unitaria 1.575 y configuración 1F2C.

1F2C	10 m		20 m		30 m	
	Pérdidas W	%	Pérdidas W	%	Pérdidas W	%
Aluminio						
1/0	0,0018	0,1172	0,0036	0,2344	0,0054	0,3516
2	0,0029	0,1899	0,0059	0,3798	0,0088	0,5697
4	0,0047	0,3022	0,0093	0,6045	0,0140	0,9067
6	0,0074	0,4808	0,0148	0,9616	0,0223	1,4424
Cobre						
1/0	0,0012	0,0776	0,0024	0,1552	0,0036	0,2328
2	0,0019	0,1238	0,0038	0,2475	0,0057	0,3713
4	0,0030	0,1970	0,0061	0,3940	0,0091	0,5910
6	0,0049	0,3146	0,0097	0,6291	0,0146	0,9437

Tabla A2.1.3 Pérdidas de Potencia a DMU 1.575.



Demanda máxima unitaria 2.1 y configuración 2F3C.

2F3C	10 m		20 m		30 m	
Alumini o	Pérdidas W	%	Pérdidas W	%	Pérdidas W	%
1/0	0,000808	0,03924 2	0,001615	0,07848 4	0,002423	0,11772 6
2	0,001308	0,06357 5	0,002617	0,12715 0,20237	0,003925	0,19072 4
4	0,002082	0,10118 8	0,004165	0,20237 0,32194	0,006247	0,30356 3
6	0,003313	0,16097 3	0,006626	0,32194 7	0,009938	0,48292
Cobre						
1/0	0,000535	0,02598 4	0,00107	0,05196 9	0,001604	0,07795 3
2	0,000853	0,04143 2	0,001705	0,08286 3	0,002558	0,12429 5
4	0,001357	0,06595 1	0,002715	0,13190 2	0,004072	0,19785 4
6	0,002167	0,10531 3	0,004335	0,21062 5	0,006502	0,31593 8

Tabla A2.1.4 Pérdidas de potencia a DMU 2.1.



- Sector Rural:

Demanda máxima unitaria 0,82 y configuración 1F2C.

1F2C	10 m		20 m		30 m		40 m		50 m	
	Pérdidas W	%	Pérdidas W	%						
Aluminio										
1/0	0,0005	0,06	0,0010	0,12	0,0015	0,18	0,0020	0,24	0,0025	0,3
2	0,0008	0,10	0,0016	0,20	0,0024	0,30	0,0032	0,40	0,0040	0,4
4	0,0013	0,16	0,0025	0,31	0,0038	0,47	0,0051	0,63	0,0063	0,7
6	0,0020	0,25	0,0040	0,50	0,0060	0,75	0,0080	1,00	0,0101	1,2
Cobre										
1/0	0,0003	0,04	0,0006	0,08	0,0010	0,12	0,0013	0,16	0,0016	0,2
2	0,0005	0,06	0,0010	0,13	0,0016	0,19	0,0021	0,26	0,0026	0,3
4	0,0008	0,10	0,0016	0,21	0,0025	0,31	0,0033	0,41	0,0041	0,5
6	0,0013	0,16	0,0026	0,33	0,0039	0,49	0,0053	0,66	0,0066	0,8

Tabla A2.1.5 Pérdidas de potencia a DMU 0,82.

Demanda máxima unitaria 0,66 y configuración 1F2C.

1F2C	10 m		20 m		30 m		40 m		50 m	
	Pérdidas W	%	Pérdidas W	%						
Aluminio										
1/0	0,0003	0,05	0,0006	0,10	0,0010	0,15	0,0013	0,20	0,0016	0,2
2	0,0005	0,08	0,0010	0,16	0,0015	0,24	0,0021	0,32	0,0026	0,4
4	0,0008	0,13	0,0016	0,25	0,0025	0,38	0,0033	0,51	0,0041	0,6
6	0,0013	0,20	0,0026	0,40	0,0039	0,60	0,0052	0,81	0,0065	1,0
Cobre										
1/0	0,0002	0,03	0,0004	0,07	0,0006	0,10	0,0008	0,13	0,0011	0,1
2	0,0003	0,05	0,0007	0,10	0,0010	0,16	0,0013	0,21	0,0017	0,2
4	0,0005	0,08	0,0011	0,17	0,0016	0,25	0,0021	0,33	0,0027	0,4
6	0,0009	0,13	0,0017	0,26	0,0026	0,40	0,0034	0,53	0,0043	0,6

Tabla A2.1.6 Pérdidas de potencia a DMU 0,66.

**A2.1.3 SELECCIÓN DE LONGITUDES EN ACOMETIDAS**

Según el porcentaje de pérdidas establecido para las acometidas, se procede a verificar el cumplimiento de este valor tomando en cuenta las longitudes, el conductor y la configuración. A continuación presentamos unos cuadros que nos indican las máximas longitudes, tipo de conductor y la configuración que cumplen el porcentaje de pérdidas en las acometidas.

- **Sector urbano:**

Longitud	10 m		20 m		30 m	
	Aluminio	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio	Cobre
1F2C	4	6	2	4	1/0	2

Tabla A2.1.7 Longitudes y tipo de conductor para una DMU 0,919

Longitud	10 m		20 m		30 m	
	Aluminio	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio	Cobre
1F2C	2	4	1/0	2		1/0
1F3C	6	6	4	6	4	4
2F3C	6	6	4	6	4	4
3F4C	6	6	6	6	6	6

Tabla A2.1.8 Longitudes y tipo de conductor para una DMU 1,575

Longitud	10 m		20 m		30 m	
	Aluminio	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio	Cobre
1F2C	1/0	2		1/0		
1F3C	6	6	4	6	2	4
2F3C	6	6	4	6	2	4
3F4C	6	6	6	6	4	6

Tabla A2.1.9 Longitudes y tipo de conductor para una DMU 2,1



- Sector rural

Longitud	10 m		20 m		30 m		40 m		50 m	
Acometida	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu
1F2C	4	6	2	4	1/0	2	1/0	1/0	1/0	1/0

Tabla A2.1.10 Longitudes y tipo de conductor para una DMU 0,82

Longitud	10 m		20 m		30 m		40 m		50 m		60 m	
Acometida	Al	Cu	Al	Cu								
1F2C	6	6	2	4	1/0	2	1/0	2	1/0	1/0	1/0	1/0

Tabla A2.1.11 Longitudes y tipo de conductor para una DMU 0,66

Para verificar como se obtuvo las longitudes y el número de conductor procedemos a explicar la relacionada a la **tabla A2.1.7**, en la misma encontramos la configuración de la acometida, el tipo de conductor, el calibre y la longitud. Dicha tabla nos indica que para una longitud comprendida entre los valores indicados podemos seleccionar el conductor y el calibre desde los valores establecidos, para la DMU analizada y cumplir con el porcentaje de pérdidas.

Analizando para una longitud de 20 metros, una DMU 0,919 y la configuración 1F2C, podemos seleccionar el conductor para el caso de aluminio desde el calibre 2 y para el cobre desde el calibre 4, los mismos que cumple el porcentaje de pérdidas ver **tabla A2.1.2** los cuales nos indican valores del 0.22%.

En el sector urbano podemos tener longitudes máximas de 30 metros de acuerdo al porcentaje de pérdidas y a los tipos de conductores.

En el sector rural tendríamos longitudes máximas entre 40 - 50 metros aproximadamente.



No podemos establecer una longitud máxima tanto para la parte urbana como la rural, debido a que la DMU es diferente pero si una longitud máxima para cada sector.

A2.1.4 CÁLCULO DE CAÍDA DE TENSIÓN

Para este cálculo se consideró solo la resistencia del conductor.

- **Sector urbano:**

Longitud	10 m		20 m		30 m	
	Aluminio	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio	Cobre
1F2C	0,17	0,18	0,22	0,23	0,20	0,21

Tabla A2.1.12 Caídas de tensión para una DMU 0,919

Longitud	10 m		20 m		30 m	
	Aluminio	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio	Cobre
1F2C	0,19	0,19	0,23	0,24		0,23
1F3C	0,12	0,08	0,15	0,15	0,22	0,14
2F3C	0,11	0,07	0,13	0,14	0,20	0,13
3F4C	0,07	0,05	0,14	0,09	0,21	0,14

Tabla A2.1.13 Caídas de tensión para una DMU 1,575

Longitud	10 m		20 m		30 m	
	Aluminio	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio	Cobre
1F2C	0,15	0,16		0,20		
1F3C	0,16	0,10	0,20	0,21	0,19	0,19
2F3C	0,14	0,09	0,18	0,18	0,17	0,17
3F4C	0,09	0,06	0,19	0,12	0,18	0,18

Tabla A2.1.14 Caídas de tensión para una DMU 2,1.



- **Sector rural:**

Longitud	10 m		20 m		30 m		40 m		50 m	
	Al	Cu								
1F2C	0,15	0,16	0,19	0,20	0,18	0,19	0,24	0,16	0,30	0,20

Tabla A2.1.15 Caídas de tensión para una DMU 0,82

Longitud	10 m		20 m		30 m		40 m		50 m	
	Al	Cu								
1F2C	0,20	0,13	0,16	0,16	0,14	0,15	0,19	0,20	0,16	0,16

Tabla A2.1.16 Caídas de tensión para una DMU 0,66.

Los valores obtenidos con respecto a la caída de tensión son alrededor del 0,20%, los mismos que se encuentran bajo el establecido por la empresa y por las normas colombianas.

En cumplimiento del porcentaje de pérdidas y caídas de tensión establecemos aproximadamente longitudes máximas en las acometidas:

Sector urbano: 30 m

Sector rural: 50 m



ANEXO 2.2 SIMBOLOGIA

TRAFOS DE DISTRIBUCION		
AEREOS		
	TM	MONOFASICO
	TB	BIFASICO
	TT	TRIFASICO
	BTM	BANCO DE TRANSFORMADORES MONOFASICOS
A NIVEL <CABINAS>		
	CTM	MONOFASICA
	CTB	BIFASICA
	CTT	TRIFASICA
SUBTERRANEOS <CAMARAS>		
	CSTM	MONOFASICO
	CSTB	BIFASICO
	CSTT	TRIFASICO
PUESTO SECCIONADOR		
	SCU	SECCIONADOR CUCHILLA
	SCA	SECCIONADOR CUCHILLA CON CAMARA APAGA CHISPA
	SCT	SECCIONADOR CUCHILLA TRIPOLAR
	SCTA	SECCIONADOR CUCHILLA TRIPOLAR CON CAMARA APAGA CHISPA
	SBL	SECCIONADOR BARRA DE LINEA
PUESTO SECCIONADOR FUSIBLE		
	SF	SECCIONADOR FUSIBLE
	SFA	SECCIONADOR FUSIBLE CAMARA APAGA CHISPA
	SFLB	SECCIONADOR FUSIBLE CON LOAD BUSTER
	SFT	SECCIONADOR FUSIBLE TRIPOLAR
	SFTA	SECCIONADOR FUSIBLE TRIPOLAR CON CAMARA APAGA CHISPAS
	SFUT	SECCIONADOR FUSIBLE UNIDAD DE TRANSFORMACION
TENSOR		
	TTBT	TENSOR TIERRA BAJA TENSION
	TTAT	TENSOR TIERRA MEDIATENSION
	TDABT	TENSOR DOBLE MEDIA Y BAJA TENSION
	TFBT	TENSOR FAROL BAJA TENSION
	TFAT	TENSOR FAROL MEDIA TENSION
	TFDABT	TENSOR FAROL DOBLE MEDIA Y BAJA TENSION
	TPBT	TENSOR POSTE A POSTE BT
	TPAT	TENSOR POSTE A POSTE MT
PUNTO DE CARGA		
	PCBT	CARGA DE BAJA TENSION
	PCMT	CARGA DE MEDIA TENSION
	PCCE	CARGA CONSUMO ESPECIAL
PUESTO PROTECCION DINAMICO		
	V	INTERRUPTOR EN VACIO
	A	INTERRUPTOR EN ACEITE
	S	INTERRUPTOR SF6
ESTRUCTURA SOPORTE		
HORMIGON ARMADO		
	PHA9	POSTE DE H.A. 9m
	PHA11	POSTE DE H.A. 11m
	PHA12	POSTE DE H.A. 12m
	PHA12O	POSTE DE H.A. 12m OCTOGONAL
	PHA12O	POSTE DE H.A. 12m RECTANGULAR
	PHA14	POSTE DE H.A. 14m
	PHA14O	POSTE DE H.A. 14m OCTOGONAL
	PHA15A	POSTE DE H.A. 15m ALIVIANADO
	PHA15	POSTE DE H.A. 15m
	PHA16	POSTE DE H.A. 16m
	PHA18A	POSTE DE H.A. 18m ALIVIANADO
	PHA18O	POSTE DE H.A. 18m OCTOGONAL
METALICOS		
	PF8	POSTE DE FIBRA DE 9m
	PF11	POSTE DE FIBRA DE 11m
MADERA		
	PMT9	POSTE DE M.T. 9m
	PMT11	POSTE DE M.T. 11m
METALICOS		
	PME08	POSTE METALICO EXAGONAL DE 8m
	PMC15	POSTE METALICO CIRCULAR DE 15m
	TM4	TORRE METALICA 4 PATAS
	PSIEM	POSTE SIEMENS



UNIVERSIDAD DE CUENCA

LUMINARIAS

PUNTO GENERAL DE ALUMBRADO PUBLICO		
	PTDAP	PUNTO DE ALUMBRADO PUBLICO
LUMINARIAS DE SODIO		
	NA70A	SODIO DE 70W ABIERTA
	NA70C	SODIO DE 70W CERRADA
	NA70AA	SODIO DE 70W ABIERTA AUTOCONTROLADA
	NA70CA	SODIO DE 70W CERRADA AUTOCONTROLADA
	NA100CA	SODIO DE 100W CERRADA AUTOCONTROLADA
	NA100C	SODIO DE 100W CERRADA
	NA150C	SODIO DE 150W ABIERTA
	NA150C	SODIO DE 150W CERRADA
	NA150AA	SODIO DE 150W ABIERTA AUTOCONTROLADA
	NA150CA	SODIO DE 150W CERRADA AUTOCONTROLADA
	NA250CA	SODIO DE 250W CERRADA AUTOCONTROLADA
	NA250C	SODIO DE 250W CERRADA
	NA400CA	SODIO DE 400W CERRADA AUTOCONTROLADA
	NA400C	SODIO DE 400W CERRADA
	NA450C	SODIO DE 450W CERRADA
LUMINARIAS SODIO DOBLE NIVEL		
	NA100DA	SODIO DE 100W DOBLE NIVEL AUTOCONTROLADA
	NA100D	SODIO DE 100W DOBLE NIVEL
	NA150DA	SODIO DE 150W DOBLE NIVEL AUTOCONTROLADA
	NA150D	SODIO DE 150W DOBLE NIVEL
	NA250DA	SODIO DE 250W DOBLE NIVEL AUTOCONTROLADA
	NA250D	SODIO DE 250W DOBLE NIVEL

LUMINARIAS MERCURIO		
	HG125C	MERCURIO DE 125W CERRADA
	HG125CA	MERCURIO DE 125W CERRADA AUTOCONTROLADA
	HG150C	MERCURIO DE 150W CERRADA
	HG175A	MERCURIO DE 175W ABIERTA
	HG175AA	MERCURIO DE 175W ABIERTA AUTOCONTROLADA
	HG175C	MERCURIO DE 175W CERRADA
	HG175CA	MERCURIO DE 175W CERRADA AUTOCONTROLADA
	HG250CA	MERCURIO DE 250W CERRADA AUTOCONTROLADA
	HG250C	MERCURIO DE 250W CERRADA
	HG400CA	MERCURIO DE 400W CERRADA AUTOCONTROLADA
	HG400C	MERCURIO DE 400W CERRADA
	PROARMA	LUMINARIA PROARMET AUTOCONTROLADA
	PROARMET	LUMINARIA PROARMET
LUMINARIAS UNALUX		
	UN150CA	UNALUX 150W CERRADA AUTOCONTROLADA
	UN150C	UNALUX 150W CERRADA
	UN160CA	UNALUX 160W CERRADA AUTOCONTROLADA
	UN215CA	UNALUX 215W CERRADA AUTOCONTROLADA
	UN215C	UNALUX 215W CERRADA
	UN360CA	UNALUX 360W CERRADA AUTOCONTROLADA
	UN360C	UNALUX 360W CERRADA

LUMINARIAS DE LUZ MIXTA		
	MX160C	LUMINARIA LUZ MIXTA DE 160W
	MX160CA	LUMINARIA LUZ MIXTA DE 160W AUTOCONTROLADA
	MX125C	LUMINARIA LUZ MIXTA DE 125W
	MX125CA	LUMINARIA LUZ MIXTA DE 125W AUTOCONTROLADA
PROYECTORES		
	PHG250	PROYECTOR DE MERCURIO HALOGENADO 250W
	PHG400	PROYECTOR DE MERCURIO HALOGENADO 400W
	PHG1000	PROYECTOR DE MERCURIO HALOGENADO 1000W
	PNA250	PROYECTOR DE SODIO 250W
	PNA250D	PROYECTOR DE SODIO 250W DOBLE NIVEL
	PNA400	PROYECTOR DE SODIO 400W
	PNA400D	PROYECTOR DE SODIO 400W DOBLE NIVEL
	PNA1000	PROYECTOR DE SODIO 1000W
LUMINARIAS ORNAMENTALES		
	LDNA70	LUMINARIA ORNAMENTAL DE SODIO 70W
	LDNA150	LUMINARIA ORNAMENTAL DE SODIO 150W
	LDHG125	LUMINARIA ORNAMENTAL DE MERCURIO 125W
	LDHG175	LUMINARIA ORNAMENTAL DE MERCURIO 175W
	LDMH70	LUMINARIA ORNAMENTAL DE MERCURIO HALOGENADA 70W
	LDMH100	LUMINARIA ORNAMENTAL DE MERCURIO HALOGENADA 100W
EQUIPOS DE CONTROL PARA ALUMBRADO PUBLICO		
	CAP	CONTROL DE ALUMBRADO CON RELOJ
	CAPF	CONTROL DE ALUMBRADO CON FOTOCELULA
	CAPR	CONTROL DE ALUMBRADO CON RELE



PUESTO PROTECCION BAJA TENSION		
	NH	FUSIBLE NH INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO
ESTRUCTURA SUBTERRANEA		
	PRE	POZO DE REVISION
	CAMARA	CAMARA
MISCELANEO		
	PTMT	PUENTE MEDIA TENSION
	PTEBT	PUENTE BAJA TENSION
	FRMT	FIN RED DE MEDIA TENSION
	FRBT	FIN RED DE BAJA TENSION
	MCMT	EMPALME SUBTERRANEO MEDIA TENSION
	MCBT	EMPALME SUBTERRANEO BAJA TENSION
	MCTMT	EMPALME SUBTERRANEO EN T MEDIA TENSION
	MCTBT	EMPALME SUBTERRANEO EN T BAJA TENSION
	MCXMT	EMPALME SUBTERRANEO EN X MEDIA TENSION
	MCXBT	EMPALME SUBTERRANEO EN X BAJA TENSION
	AMDRT	AMORTIGUADOR
	CAP	CONTROL DE ALUMBRADO
ESTRUCTURA A NIVEL		
	CC	CAJA CONEXION
	AR	ARMARIO
	CAB	CABINA

PUESTO REGULADOR TENSION		
	RTMA	REGULADOR TENSION MONOFASICO AEREO
	RTTA	REGULADOR TENSION TRIFASICO AEREO
	TP	TRANSFORMADOR DE POTENCIA

PUESTO CORRECTOR FACTOR POTENCIA		
	BCF	BANCO CAPACITOR FIJO
	BCA	BANCO CAPACITOR AUTOMATICO

PUNTO APERTURA		
	CSC	CODO SIN CARGA
	CBC	CODO BAJO CARGA

PUESTO DE PROTECCION DINAMICO		
	RH3F	RECONECTADOR HIDRAULICO TRIFASICO
	RE3F	RECONECTADOR ELECTRONICO TRIFASICO
	SH3F	SECCIONALIZADOR HIDRAULICO TRIFASICO
	SE3F	SECCIONALIZADOR ELECTRONICO TRIFASICO
	SH1F	SECCIONALIZADOR HIDRAULICO MONOFASICO

ESTRUCTURA DE TRANSFERENCIA		
	PR	PARARRAYO
	UE	UNIDAD ENCAPSULADA

CODIGO DE SECCIONES		
	SCMT	SECCION CODIGO MEDIA TENSION
	SCBT	SECCION CODIGO BAJA TENSION

	PF9	POSTE DE FIBRA DE 9m
	PF11	POSTE DE FIBRA DE 11m.
	PM_AP	POSTE METALICO DE A.P.
	HGHAL	MERCURIO HALOGENADA
	TFDABT	SENSOR FAROL DOBLE MEDIA Y BAJA TENSION



ANEXO 2.3

PÉRDIDAS EN REDES SECUNDARIAS

INTRODUCCIÓN

Es en la red secundaria donde se presenta el mayor número de pérdidas técnicas o no técnicas, debido a un mal dimensionamiento de la red-transformador o al hurto de energía eléctrica respectivamente.

El objetivo principal del tema de pérdidas, es el de evaluación de las pérdidas de potencia en redes secundarias existentes en la CENTROSUR y el análisis del porcentaje de pérdidas para el diseño de redes de baja tensión desde el punto de vista técnico-económico.

Este tema consta de tres partes: primero la evaluación de pérdidas de potencia y energía en la red de baja tensión, la segunda parte el análisis económico del porcentaje de pérdidas y la tercera parte las pérdidas en los transformadores de distribución desde el punto de vista técnico.

Al finalizar el análisis económico, definiremos el porcentaje de pérdidas en las redes de baja tensión, el cual se aplicará en el diseño, al momento de calcular la caída de tensión.

Los parámetros fundamentales que se consideran que cumplan con lo establecido por parte de la empresa, es la caída de tensión y los costos totales sean bajos a lo largo del periodo de 10 años.

PRIMERA PARTE

A2.3.1 EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA EN REDES DE BAJA TENSIÓN

Proceso y Análisis

Par realizar el cálculo de las pérdidas se dispone de la siguiente información:

- Curvas de carga de transformadores 2009-2010.
- Número de transformadores instalados.



Para el cálculo se procederá de la siguiente manera:

1. Se obtendrá una curva de carga diaria promedio por capacidad de transformador, correspondientes a una muestra de 127 transformadores, donde se consideró solo transformadores aéreos monofásicos y trifásicos cuya capacidad está entre el rango de 10- 125 kVA y que sirven a usuarios tipo residencial.

En la siguiente tabla podremos apreciar un resumen general de los transformadores.

TRANSFORMADOR	TIPO	D _{máx} kW	D _{máx} kVA	Energía prom. kW-h día	FC	FU
10	Monofásico	8.12	8.49	115.05	0.59	84.87
15	Monofásico	9.07	9.30	126.64	0.58	61.98
25	Monofásico	14.36	14.74	206.94	0.60	58.97
37.5	Monofásico	15.92	16.59	224.35	0.59	44.25
50	Monofásico	27.01	28.13	407.50	0.63	56.25
30	Trifásico	15.04	15.55	217.25	0.60	51.84
45	Trifásico	25.80	26.96	389.61	0.63	59.92
50	Trifásico	27.01	28.13	407.50	0.63	56.25
60	Trifásico	31.91	33.68	473.24	0.62	56.14
75	Trifásico	34.81	36.52	530.43	0.63	48.70
100	Trifásico	43.35	45.99	717.32	0.69	45.99
112.5	Trifásico	43.19	45.70	672.27	0.65	40.62
125	Trifásico	54.02	56.96	819.37	0.63	45.57

Tabla A2.3.1 Características según capacidad del transformador sector urbano.

Podemos ver nuevamente que los transformadores se encuentran sobredimensionados donde cuyo factor de utilización promedio en



porcentaje rodea el 54.72% y la demanda máxima incrementa con la capacidad del transformador.

Con la curvas de carga promedio diaria se calculara las pérdidas de potencia en cada hora y las pérdidas de energía diarias en las redes secundarias.

2. Procedemos sacar un circuito tipo de red secundaria por capacidad de transformador, se obtendrá por circuito los siguientes datos:

- Topología.
- Número de tramos.
- Longitud promedio por tramo.
- Número promedio de usuarios por punto de carga.
- Tipo y número de conductor.

Para esto se manejó la herramienta de GIS el cual nos permitió ver la topología de la red, tipo de conductores, las longitudes en cada tramo, el número de tramos y usuarios por punto de carga.

Se obtuvo un circuito típico en función de estos datos y los siguientes criterios.

- Número máximo de tramos para tener una máxima caída de tensión (número de tramos desde el transformador hacia el punto más alejado).
- Similitud de la topología entre redes.
- Longitud promedio por tramo.
- Número de usuarios por punto de carga con mayor frecuencia.
- Tipo de conductor.
- Conductor que satisface la caída de tensión para las demandas máximas correspondientes a cada categoría de usuario.

A continuación indicamos los datos principales de cada circuito:



Transformador	Tipo	Tramos	Longitud por t.	Longitud total m.	Conductor fase	Conductor Neutro	Usuarios	U. por punto
10	Monofásico	7	44	308	4 ACSR	4 ACSR	13	2
15	Monofásico	8	40	320	4 ACSR	4 ACSR	26	3
25	Monofásico	9	40	360	2 ACSR	4 ACSR	36	4
37.5	Monofásico	11	30	330	1/0 ACSR	4 ACSR	42	4
50	Monofásico	12	25	300	1/0 ACSR	4 ACSR	67	5
30	Trifásico	13	44	572	2 ACSR	4 ACSR	41	3
45	Trifásico	14	33	462	1/0 ACSR	4 ACSR	62	4
50	Trifásico	13	31	403	1/0 ACSR	4 ACSR	67	5
60	Trifásico	13	35	455	1/0 ACSR	4 ACSR	66	5
75	Trifásico	17	32	544	1/0 ACSR	4 ACSR	92	5
100	Trifásico	23	30	690	2/0 ACSR	2 ACSR	132	6
112.5	Trifásico	23	30	690	2/0 ACSR	2 ACSR	137	6
125	Trifásico	23	30	690	3/0 ACSR	2 ACSR	171	7

Tabla A2.3.2 Información circuitos típicos por capacidad de transformador sector urbano.

Los circuitos obtenidos se podrán apreciar en el **Anexo 2.4**

3. Para el cálculo de pérdidas de potencia se utilizan la siguiente formulación:



RAMALES TRIFÁSICOS			RAMALES MONOFÁSICOS	
Tres fases (4 conductores)	Dos fases y neutro (3 conductores)	Fase y neutro (2 conductores)	Una fase (3 conductores)	Fase y neutro (igual calibre)
$Pp_1 = R_{ij} * (I_M)^2 \div 3$ $I_M = \left(\frac{S}{\sqrt{3} V_{fn}} \right)$ $Ep_1 = Pp_1 * t$	$Pp_2 = 0.5625 * R_{ij} * I_M^2$ $Ep_2 = Pp_2 * t$	$Pp_3 = 2 * R_{ij} * I_M^2$ $Ep_3 = Pp_3 * t$	$Pp_4 = 0.5 * R_{ij} * I_M^2$ $Ep_2 = Pp_2 * t$	$Pp_5 = 2 * R_{ij} * I_M^2$ $Ep_2 = Pp_2 * t$

- I_M : Corriente máxima por fase (A)
- R_{ij} : Resistencia de la sección (Ω)
- S : Potencia aparente nominal (VA)
- V_{fn} : Tensión por fase (V)
- t : período de tiempo

4. La **tabla A2.3.3** podremos apreciar el formato a utilizar para el cálculo de las pérdidas.

En el formato se escribe los tramos, el número de usuarios, el conductor con su respectivo F.D.V y la longitud de cada tramo.

5. Se calcula la potencia por cada tramo, para ello según la hora que se desea analizar, la potencia correspondiente del circuito se divide para el número de usuarios, la potencia en cada tramo se obtendrá multiplicando el número de usuarios que existen por la potencia individual obtenida.

Por ejemplo para el transformador de 25 kVA tiene un número promedio de usuarios de 36, se considera en el análisis la hora 24 cuya potencia es 9.66 kVA y el tramo 0-1 cuyo número de usuarios es de 8.

$$Carga\ KVA\ (0 - 1) = \frac{9.66}{36} * 8$$

$$Carga\ KVA\ (0 - 1) = 2.15$$

6. En función de la caída de tensión y con el valor del voltaje en cada tramos se calcula primero la corriente y después las pérdidas mediante la formulación antes mencionada.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Para el cálculo de pérdidas totales de la red se suman las pérdidas en cada tramo. Las pérdidas de energía se obtienen sumando las pérdidas de potencia obtenidas en cada hora, en la **tabla A2.3.3** encontramos las pérdidas de energía del transformador 25kVA.



TRAMO		Longit. [m]	N° ABON.	CARGA [kVa]	CONDUCTOR			kVa x m	CAÍDA DE TENSIÓN		Corriente Amperios	Pérdidas kW
Inicio	Fin				N° fases	AWG	F.D.V.		PARCIAL	ACUM.		
0	1	40	8	2.15	1	2	254	86	0.34		0.008978	0.006771
0	3	40	7	1.88	1	2	254	75	0.30		0.007853	0.00518
0	4	40	7	1.88	1	2	254	75	0.30		0.007853	0.00518
0	7	40	12	3.22	1	2	254	129	0.51		0.01349	0.015287
1	2	40	4	1.07	1	2	254	43	0.17	0.51	0.004482	0.001687
3	5	40	4	1.07	1	2	254	43	0.17	0.47	0.004482	0.001687
4	6	40	4	1.07	1	2	254	43	0.17	0.47	0.004482	0.001687
7	8	40	8	2.15	1	2	254	86	0.34		0.008978	0.006771
8	9	40	4	1.07	1	2	254	43	0.17	1.01	0.004482	0.001687
Pérdidas kW en la hora 24											0.045939	

Tabla A2.3.3 Formato para cálculo de pérdidas en el sector urbano con respecto al transformador de 25 kVA y para una demanda 9,66kVA correspondiente a la hora 24 de la curva de carga.



Hora	P-kW	Q-kVAR	S- kVA	FP	Pérdidas K-W	% Pérdidas
1	7.449037	3.098299	8.067689	0.923317	0.031978	0.429293
2	6.772737	2.992913	7.404559	0.914671	0.026924	0.397534
3	6.384263	2.968141	7.040502	0.906791	0.024335	0.38117
4	6.233067	2.866369	6.860554	0.908537	0.023104	0.370664
5	6.286628	2.858267	6.905894	0.910328	0.023411	0.372392
6	6.716626	2.853608	7.29768	0.920378	0.02615	0.389336
7	7.479094	3.011274	8.062544	0.927634	0.031937	0.427021
8	7.167195	3.221639	7.857967	0.912093	0.030332	0.423213
9	7.326484	3.480675	8.111256	0.903249	0.032326	0.441215
10	7.542354	3.62118	8.366603	0.901483	0.034399	0.456083
11	7.660184	3.726505	8.518524	0.899238	0.035664	0.465577
12	7.940406	3.993961	8.888294	0.893355	0.038838	0.489121
13	7.679234	4.053852	8.683568	0.884341	0.037064	0.482652
14	7.829406	4.115489	8.84516	0.885163	0.038461	0.491237
15	7.940307	4.194631	8.980168	0.884205	0.039648	0.499325
16	7.861449	4.065946	8.850667	0.888232	0.038509	0.489846
17	8.085888	4.045094	9.04126	0.894332	0.040191	0.497052
18	8.707621	4.041755	9.599919	0.907051	0.04533	0.520582
19	11.24188	3.879888	11.89258	0.945285	0.069687	0.619886
20	14.36404	3.319522	14.74262	0.974321	0.107319	0.747136
21	14.26572	3.245041	14.63014	0.975091	0.105679	0.740787
22	13.42695	3.092371	13.77846	0.974489	0.093673	0.697648
23	11.41038	2.982143	11.79364	0.967503	0.068527	0.600568
24	9.174048	3.037666	9.66388	0.949313	0.045939	0.500745
Máximo % perdidas						0.747136

Tabla A2.3.4 Pérdidas en el transformador de 25 kVA sector urbano.



7. Se obtiene también un porcentaje de pérdidas de potencia y energía para cada transformador.

En la **tabla A2.3.5** y **A2.3.6** se encuentran resumen general de las pérdidas calculadas.



TRANSFORMADOR	TIPO	Pérdidas kW-H día	% Pérdidas de Energía	% Máx Pérdidas Potencia	Long. Promedio por t. máx.	% Max Pérdidas a Dmáx
10	Monofásico	1,05	0,91	1,25	73	2,09
15	Monofásico	1,13	0,89	1,26	52	1,64
25	Monofásico	1,09	0,53	0,75	40	1,09
37.5	Monofásico	1,67	0,74	1,02	37	1,27
50	Monofásico	3,56	0,87	1,17	28	1,32
30	Trifásico	1,50	0,69	0,98	61	1,36
45	Trifásico	3,07	0,79	1,05	46	1,46
50	Trifásico	2,79	0,68	0,92	48	1,43
60	Trifásico	4,23	0,89	1,19	39	1,33
75	Trifásico	3,66	0,69	0,91	47	1,34
100	Trifásico	7,26	1,01	1,27	34	1,44
112.5	Trifásico	6,58	0,98	1,26	30	1,26
125	Trifásico	7,42	0,91	1,19	30	1,19
Promedio tramo					43,5	

Tabla A2.3.5 Porcentaje de pérdidas de potencia y energía sector urbano.



TRANSFORMADO R	TIPO	Tramo s	Longitud por t.	Longitud total m.	Conductor fase	Conductor Neutro	Usuarios	U. por punto
5	Monofásico	6	112.49	674.94	2 ACSR	4 ACSR	7	1
10	Monofásico	10	76.21	762.1	2 ACSR	4 ACSR	20	2
15	Monofásico	16	62.13	994.08	2 ACSR	4 ACSR	32	2
25	Monofásico	15	42.92	643.8	1/0 ACSR	4 ACSR	44	3
30	Trifásico	15	43.59	653.85	2 ACSR	4 ACSR	45	3
37.5	Monofásico	23	42.92	987.16	2 ACSR	4 ACSR	36	1
50	Trifásico	26	33.89	881.14	1/0 ACSR	4 ACSR	49	2
60	Trifásico	51	31.4	1601.4	2 ACSR	4 ACSR	61	1

Tabla A2.3.6 Información circuitos típicos por capacidad de transformador sector rural.



TRANSFORMADOR	TIPO	Perdidas Kw-h día	% Perdidas de Energía	% Max Perdidas Potencia	Longitud promedio por tramo max.	Longitud por tramo max.	% Max Perdidas a Dmax	Acometidas max. Prom	
5	MONOFÁSICO	0,0265	0,2392	0,46	112,49	156,67	0,6528	64,55	
10	MONOFÁSICO	0,1587	0,2819	0,47	76,21	328,44	2,0804	51,54	
15	MONOFÁSICO	0,3660	0,3820	0,62	62,13	180,64	1,8370	62,03	
25	MONOFÁSICO	0,3187	0,2753	0,44	42,92	81,1	0,8353	43,77	
30	TRIFÁSICO	0,3700	0,3480	0,43	43,59	60,35	0,7303	71,98	
37,5	MONOFÁSICO	0,3157	0,3506	0,53	42,92	44,39	0,5619	40,22	
50	TRIFÁSICO	2,8325	0,9465	1,06	33,89	37,64	1,1732	45,72	
60	TRIFÁSICO	10,3718	2,3170	3,37	31,4	31,39	3,1937	32,67	
					Promedio Tramo	59,2			

Tabla A2.3.7 Porcentaje de pérdidas de potencia y energía sector rural.



Análisis

De la evaluación de pérdidas de potencia con la utilización de circuitos típicos y mediante la curva de carga promedio, se obtuvo un porcentaje de pérdidas para cada transformador, donde podemos apreciar que el porcentaje máximo corresponde al 1.27% y un promedio de 1.09% en el sector urbano. En el sector rural se obtuvo un máximo de 0.92% y un promedio de 0.40% de pérdidas de potencia.

También se muestra en la **tabla A2.3.5** y **A2.3.7** el tramo promedio, cuyos valores oscilan en el sector urbano de 43.5 m y en el sector rural de 59.2 m.

Recomendación

De la evaluación de pérdidas hecha en las redes de baja tensión, el nivel de pérdidas de potencia **deseado es del 1.5 %**, para ambos casos, tanto en el sector urbano como rural. Este valor se sustenta en el análisis hecho ya que en el sector urbano y rural se tiene 1.27% y 0.92% respectivamente en demanda máxima, con tramos promedios máximos. Se comparó este valor, con el informe de pérdidas del 2009 de la Dirección de Planificación de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur [2], de lo que podemos decir que es similar.

Y las pérdidas de energía deseado, es del 1.25% de la energía suministrada debido a que en el informe de pérdidas del 2009 de la Dirección de Planificación de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur [2], se ha calculado este valor, con el mismo nivel de pérdidas.

Finalmente en lo que se refiere a las longitudes de las redes de baja tensión, se recomienda que para el *sector urbano* los tramos sean alrededor de los 30-40 m, de acuerdo al análisis realizado, por efectos de iluminación y de acuerdo a la comparación con las empresas ecuatorianas y colombianas. En el *sector rural* en las cabeceras cantonales y parroquiales los tramos serán alrededor de los 50-60 m, dependiendo de la topología del terreno se puede alcanzar longitudes mayores. Son valores propuestos, pero el limitante al menos en la parte rural es la caída de tensión.

SEGUNDA PARTE



A2.3.2 ANÁLISIS DEL PORCENTAJE DE PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LA RED DE BAJA TENSIÓN.

Consideraciones:

- Se utilizará las demandas máximas unitarias recomendadas en el sector urbano y rural.
- Se tomó los transformadores con mayor frecuencia en el diseño de redes en el sector urbano y rural.
- Se discrimina el porcentaje de pérdidas de las luminarias que es de alrededor del 0.16% [1]
- La tasa de descuento es del 11.2 % según CONELEC, este se mantiene constante
- La tasa de crecimiento anual de la carga en el sector urbano considerada es del 2.5 %, [19]
- La tasa de crecimiento anual de la carga en el sector rural considerado es del 3.88 % [14]
- Caída de tensión en sector urbano del 6% y del 4.5% en el sector rural.
- El periodo de análisis de las pérdidas de potencia y energía es para los 10 años, que se toma en consideración para el diseño de las redes secundarias.
- El costo de compra de energía de la CENTROSUR tomamos, que es de 0.06 \$/KWH [CENTROSUR]
- Solo se considera el costo del conductor como costo de equipamiento, más no de los demás elementos de la instalación.

Para poder realizar el análisis económico del conductor tenemos primero que partir de las pérdidas de potencia, en donde variamos el número de abonados, hasta obtener la capacidad máxima del transformador. Tal como se ve en la siguiente tabla.



	Abonado	DMU P	10 kVA	15 kVA	25 kVA	30 kVA	50 kVA	75 kVA	100 kVA
Sector urbano	R1	2,1	Baja frecuencia de uso en el diseño de redes secundarias en el sector urbano		18	21	34	54	73
	R2	1,575			27	32	54	85	110
	R3	0,919			56	68	112	170	216
Sector rural	R4	0,82	20	30	53				
	R5	0,66	30	44	80				

Tabla A2.3.8 Número de usuarios por transformador

Para un transformador de 25 kVA en el sector urbano, usuarios R1, se necesita alrededor de 18 abonados para obtener una demanda casi igual a la capacidad del transformador. De esta manera podemos obtener un máximo de pérdidas hasta el valor tolerable de pérdidas, en donde se realizará el análisis de los conductores que económicamente sean los más convenientes, para el diseño.

Con los valores de las **tablas A2.3.2, A2.3.6** y las topologías de cada transformador procedemos a calcular las caídas de tensión y las pérdidas de potencia en cada uno de los transformadores y tipo de usuario.

Un ejemplo el transformador de 25 kVA, usuario R1, las caídas de tensión y las pérdidas que se presenta en la **tabla A2.3.10** y la **tabla A2.3.11** para diferentes calibres de conductores.

Como el periodo de análisis es de 10 años tenemos que calcular las pérdidas para valor presente es decir realizar una regresión al año cero. Mediante la siguiente fórmula

$$D_{\text{presente}} = \frac{D_f}{(1+t)^n} \quad (\text{A2.3.1})$$

Df demanda actual

t tasa de crecimiento

n periodo de análisis

Las demandas que se obtuvieron son las siguientes:



USUARIO	Demandas máximas unitarias										
	Año 10	Año 9	Año 8	Año 7	Año 6	Año 5	Año 4	Año 3	Año 2	Año 1	Año 0
R1	2,1	2,05	1,99	1,94	1,90	1,85	1,80	1,75	1,71	1,67	1,62
R2	1,575	1,54	1,50	1,46	1,42	1,39	1,35	1,32	1,28	1,25	1,22
R3	0,919	0,90	0,87	0,85	0,83	0,81	0,79	0,77	0,75	0,73	0,71
R4	0,82	0,79	0,76	0,73	0,70	0,68	0,65	0,63	0,60	0,58	0,56
R5	0,66	0,64	0,61	0,59	0,57	0,55	0,53	0,51	0,49	0,47	0,45

Tabla A2.3.9 Demanda máximas unitarias alrededor de los diez años en el sector urbano y rural.

En la **tabla A2.3.10** y **A2.3.11** se exponen las pérdidas del transformador de 25 kVA usuario R1, para el año 10, con la diferencia en el análisis de los calibres de los conductores; esto con el objetivo de determinar cuál de los dos calibres resulta más conveniente en el análisis económico, desde el punto de vista de costos y para definir el porcentaje máximo tolerable de pérdidas técnicas.



TRAMO		Longit. [m]	N° ABON.	Al.Púb. (KVA)	CARGA [kva]	CONDUCTOR			kva x m	CAIDA DE TENSION		Corriente KA	Perdidas KW
Inicio	Fin					N° fases	AWG	F.D.V.		PARCIAL	ACUM.		
0	1	40	4	0,35	7,77	1	2	254	311	1,22		0,032766	0,090183324
0	3	40	4	0,35	7,77	1	2	254	311	1,22		0,032766	0,090183324
0	4	40	3	0,35	6,06	1	2	254	242	0,95		0,0254926	0,054589221
0	7	40	6	0,53	11,25	1	2	254	450	1,77		0,0477331	0,191389342
1	2	40	2	0,18	4,12	1	2	254	165	0,65	1,87	0,0172892	0,025108937
3	5	40	3	0,18	5,88	1	2	254	235	0,93	2,15	0,0247433	0,051427227
4	6	40	2	0,18	4,12	1	2	254	165	0,65	1,60	0,0172892	0,025108937
7	8	40	4	0,35	7,77	1	2	254	311	1,22		0,032766	0,090183324
8	9	40	3	0,18	5,88	1	2	254	235	0,93	3,92	0,0247433	0,051427227
Pérdidas Totales kW												0,669600861	
% Pérdidas potencia												2,819372047	

Tabla A2.3.10 Porcentaje de pérdidas potencia en el transformador de 25 KVA, usuario R1 y conductor ACSR 2 AWG.



TRAMO		Longit [m]	N° ABON	Al.Púb (KVA)	CARG A [kva]	CONDUCTO R			kva x m	CAIDA DE TENSION		Corrient e KA	Perdidas KW
Inici o	Fi n					N° fases	AWG	F.D.V		PARCIA L	ACUM.		
0	1	40	4	0,35	7,77	1	1/0	354	311	0,88		0,032651 8	0,05936259 7
0	3	40	4	0,35	7,77	1	1/0	354	311	0,88		0,032651 8	0,05936259 7
0	4	40	3	0,35	6,06	1	1/0	354	242	0,68		0,025423 4	0,03598868 4
0	7	40	6	0,53	11,25	1	1/0	354	450	1,27		0,047491	0,12558054 3
1	2	40	2	0,18	4,12	1	1/0	354	165	0,47	1,34	0,017257 3	0,01658236 3
3	5	40	3	0,18	5,88	1	1/0	354	235	0,66	1,54	0,024678 1	0,03390950 7
4	6	40	2	0,18	4,12	1	1/0	354	165	0,47	1,15	0,017257 3	0,01658236 3
7	8	40	4	0,35	7,77	1	1/0	354	311	0,88		0,032651 8	0,05936259 7
8	9	40	3	0,18	5,88	1	1/0	354	235	0,66	2,81	0,024678 1	0,03390950 7
												Pérdidas Totales kW	0,44064075 8
												% Pérdidas potencia	1,85532950 6

Tabla A2.3.11 Porcentaje de pérdidas potencia en el transformador de 25 KVA, usuario R1 y conductor ACSR 1/0 AWG.



Para obtener pérdidas totales, se utiliza la ecuación:

$$P_t = P_{Dmax} \cdot F_p \tag{A2.3.2}$$

Dónde:

F_p = factor de pérdidas

P_{Dmax} = pérdidas potencia a D_{max}

El factor de pérdidas se obtiene de la ecuación

$$F_p = 0.3 F_c + 0.7 F_c^2 \tag{A2.3.3}$$

Dónde:

F_c = es el factor de carga

Consideramos de los cálculos obtenidos en los diferentes transformadores que el factor de carga es de 0.6 para el transformador de 25 kVA; por lo que el factor de pérdidas es de 0.432 que es un factor muy similar al que se utiliza en las empresas de Colombia.

Obtenido las pérdidas de potencia, se obtienen las pérdidas de energía en el año, de la siguiente forma.

$$E_t = P_t T \tag{A2.3.4}$$

Donde T es el periodo de análisis que es de 8760 horas que tiene el año.

Este proceso es repetitivo, para cada año, tanto en las pérdidas de potencia y energía. Tal como se expone en la **tabla A2.3.12**.

Año	Pérdidas P _{máx}		E pérdidas kW-h	
	2	1/0	2	1/0
10	0,67	0,44	2533,98	1667,53
9	0,64	0,42	2418,57	1591,84
8	0,60	0,40	2283,71	1503,38
7	0,57	0,38	2174,35	1431,62
6	0,55	0,36	2088,83	1375,51
5	0,52	0,35	1984,41	1306,96
4	0,50	0,33	1882,72	1240,19
3	0,47	0,31	1783,77	1175,21
2	0,45	0,30	1706,57	1124,49
1	0,43	0,28	1631,11	1074,92
0	0,41	0,27	1539,24	1014,54

Tabla A2.3.12. Pérdidas de potencia y energía para los 10 años de análisis del transformador de 25 kVA correspondientes a usuarios R1.



Para realizar el análisis del conductor, tenemos que entender los costos que involucran, estos son dos: por equipamiento y por operación o pérdidas.

Los costos por equipamiento comprenden el costo del conductor, accesorios, postes y de instalación que son fijos, porque son en un tiempo fijo; en cambio los costos por pérdidas (técnicas y no técnicas) son variables porque son de acuerdo a la demanda por efecto joule en un tiempo no definido.

Determinación de costos por pérdidas técnicas

Ahora se calcula el costo anual pérdidas de la energía, mediante la siguiente fórmula:

$$CE_t [\$] = E_t [KWH] tce \left[\frac{\$}{KWH} \right] \tag{A2.3.5}$$

Dónde: tce es la tarifa por compra de energía que se considera de 0.06 \$/KWH.

Año	Costo anual	
	2	1/0
10	152,04	100,05
9	145,11	95,51
8	137,02	90,20
7	130,46	85,90
6	125,33	82,53
5	119,06	78,42
4	112,96	74,41
3	107,03	70,51
2	102,39	67,47
1	97,87	64,49
0	92,35	60,87

Tabla A2.3.13. Costo anual de pérdidas de energía del transformador de 25 kVA para usuarios R1.

Luego se determina el costo total con la siguiente fórmula

$$CE[\$] = CE_t + C_{equipamiento}(\text{conductor}) \tag{A2.3.6}$$

En el costo de equipamiento sobre tomaremos en consideración al costo del conductor.

El costo del conductor es dado por los precios unitarios de la empresa Eléctrica Regional Centro Sur, que en el caso del conductor ACSR calibre 2 AWG es de 0.70 \$/m y de 1/0 AWG es de 1.09 \$/m. Se debe tomar en consideración el



número de fases y la longitud total de la red, para calcular el costo por equipamiento.

Costo Conductor	
2	504
1/0	784,8

Tabla A2.3.14. Costos fijos de los conductores ACSR 2 AWG y 1/0 AWG.

El costo total que se obtiene al principio es el proyectado a 10 años, por lo que debemos calcular a valor presente, similar a la demanda. Para ello utilizo la siguiente fórmula.

$$C_{\text{presente}} = \frac{C_f}{(1+Td)^n}$$

(A2.3.7)

Dónde:

Cf costo actual

Td tasa de descuento

n periodo de análisis

Año	Costo valor presente	
	2	1/0
10	52,59	34,61
9	55,82	36,74
8	58,61	38,58
7	62,05	40,86
6	66,29	43,65
5	70,03	46,12
4	73,88	48,67
3	77,84	51,28
2	82,81	54,56
1	88,01	58,00
0	92,35	60,87

Tabla A2.3.15. Costos variables anuales de pérdidas de potencia transformador de 25 Kva para usuario R1.

Los costos totales serán los siguientes:



	2	1/0
Costo totales \$	1284,26	1298,73

Tabla A2.3.16. Costos totales del transformador de 25 kVA R1 para sus respectivos conductores.

Finalmente se compara los costos de cada uno de los calibres analizados, comparando sus curvas, sin considerar el año cero, debido que es el costo por conductor; y a partir del año 1 es donde se considera el análisis, donde se irá incrementado de acuerdo a los costos de pérdidas.

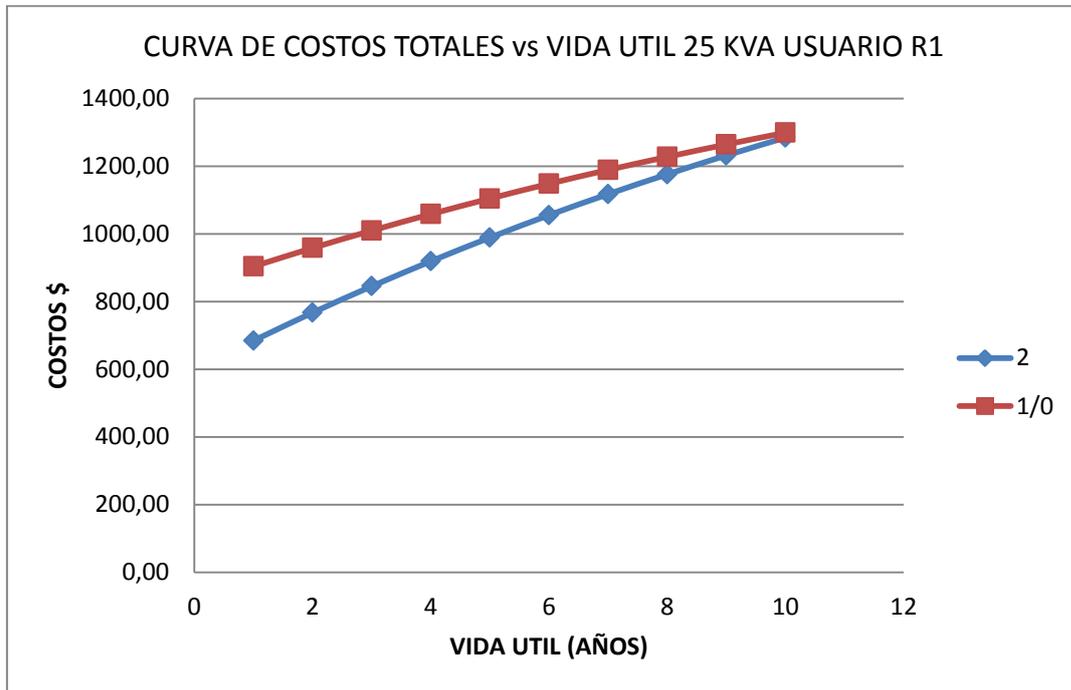


Figura A2.3.1 Comparación de la curva de costos de los calibres 2 y 1/0 ACSR en el transformador de 25 kVA para usuario R1.

Análisis

Como se puede observar en la figura A2.3.1 nosotros tenemos que el conductor económico es el de ACSR calibre 2 AWG, debido a que su costo por conductor es más bajo en relación al 1/0, a lo largo de la vida útil.

Como se estipuló al inicio de este tema de análisis de porcentaje de pérdidas de potencia, vemos que el valor máximo tolerable en el caso de este transformador para usuario tipo R1 con el conductor ACSR calibre 2 AWG es del 2.82%. Aunque el porcentaje de pérdidas es menor al utilizar el conductor



1/0, pero en costos es superior al calibre 2. Ambos cumplen con la caída de tensión.

En los diferentes transformadores que hemos hecho el análisis, vemos que el conductor económico tiende hacia un valor de pérdidas del alrededor del 3%. Véase el resumen de los costos totales y pérdidas a demanda máxima.

Conclusión

El valor tolerable que se tomará en consideración para el diseño en redes de baja tensión es del 3% de pérdidas de potencia. Valor comparado en el diseño de redes del texto Redes de Distribución de Energía. [19]



Resumen de los costos totales y pérdidas a demanda máxima

10 kVA						
Usuario	2 ACSR		1/0 ACSR		4 ACSR	
	C total	% Pérd	C total	% Pérd	C total	% Pérd
R4	707,10	2,69	918,77	1,78	644,57	4,07
R5	782,29	3,69	968,17	2,43	765,57	5,67

(a)

15 kVA				
Usuario	2 ACSR		1/0 ACSR	
	C total	% Pérd	C total	% Pérd
R4	1704,86	1,34	2375,21	0,88
R5	1802,22	1,72	2439,42	1,14

(b)

25 kVA								
Usuario	2 ACSR		1/0 ACSR		4 ACSR		2/0 ACSR	
	C total	% Pérd	C total	% Pérd	C total	% Pérd	C total	% Pérd
R1	1284,26	2,82	1298,73	1,86	1536,85	4,34		
R2	1395,42	3,01	1371,55	1,98	1709,00	4,95		
R3	1667,86	4,00	1550,44	2,63	2129,49	6,49		
R4	1705,97	3,83	1934,60	2,53			2226,19	2,02
R5	2082,80	5,58	2182,66	3,68			2423,80	2,93

(c)



UNIVERSIDAD DE CUENCA

30 kVA				
Usuario	2 ACSR		1/0 ACSR	
	C total	% Pérd	C total	% Pérd
R1	2299,63	3,95	2594,06	1,60
R2	2724,73	5,49	2872,23	2,22
R3	2960,29	6,34	3027,16	4,16

(d)

50 kVA												
Usuario	1/0 ACSR		2/0 ACSR		3/0 ACSR		4/0 ACSR		1/0 Cu		2/0 Cu	
	C total	% Pérd	C total	% Pérd	C total	% Pérd	C total	% Pérd	C total	% Pérd	C total	% Pérd
R1	2641,20	2,54	2744,92		2914,06	1,63			708,77	1,36		
R2	2925,43	3,07	2971,57	2,44	3096,08		3281,72		860,02	1,64		
R3	3405,98	4,05	3356,97	3,22	3405,26		3530,68				883,88	1,73

(e)

75 kVA														
Usuario	1/0 ACSR		2/0 ACSR		3/0 ACSR		4/0 ACSR		1/0 Cu		2/0 Cu		3/0 Cu	
	C total	% Pérd	C total	% Pérd	C total	% Pérd	C total	% Pérd	C total	% Pérd	C total	% Pérd	C total	% Pérd
R1	3801,10	2,57	3893,68	2,04	4085,75	1,65			1084,47	1,38				
R2	4634,63	3,63	4558,31	2,89	4619,66	2,32	4789,50	1,90			1209,53	1,20		
R3	5209,04	4,56	5008,71	3,62	4981,18	2,91	5085,84	2,38					1145,94	1,52

(f)



UNIVERSIDAD DE CUENCA

100 kVA										
Usuario	2/0 ACSR		3/0 ACSR		4/0 ACSR		1/0 Cu		2/0 Cu	
	C total	% Pérd	C total	% Pérd	C total	% Pérd	C total	% Pérd	C total	% Pérd
R1	7836,49	4,12	7513,28	3,31	7428,56	2,71	3326,39	2,77		
R2			8674,91	4,44	7983,95	3,29			3080,74	2,66
R3			8672,79	4,72	8374,29	3,85			3396,29	3,12

(g)



TERCERA PARTE

A2.3.3 PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

El proceso que se basó para determinar el porcentaje de pérdidas de potencia de los transformadores es el siguiente:

1. Se tuvo 87 transformadores de los cuales tuvimos acceso a los datos de pérdidas de laboratorio provistas del programa Trafos. Estos transformadores eran tanto del sector urbano como rural. Las pérdidas eran:
 - Pérdidas de vacío de cada uno de los transformadores → mantienen constante.
 - Pérdidas de carga de cada uno de los transformadores → variable de acuerdo a la carga.
2. Se obtuvo la $D_{m\acute{a}x}$ de cada transformador del programa SIGCON para determinar el factor de utilización. Y con ello se calculó las pérdidas con carga real.
 - La fórmula para determinar las pérdidas con carga real es

$$P_{cu} = P_{cun}(F_u)^2 \quad (\text{A2.3.8})$$

Dónde:

P_{cu} Pérdidas resistivas a carga

P_{cun} Pérdidas resistivas a carga nominal (valor del fabricante)

F_u Factor de utilización

- El factor de utilización se debe a la demanda máxima y a la capacidad nominal del transformador

$$F_u = \frac{D_{m\acute{a}x}}{C_n} \quad (\text{A2.3.9})$$

$D_{m\acute{a}x}$ Demanda en KVA, con la carga

C_n Capacidad nominal del transformador KVA

3. Las pérdidas en el vacío son constante dados en [W]



4. Por lo tanto las pérdidas totales serán la suma de las pérdidas en vacío y de la carga real.
 - El porcentaje de pérdidas es la división de pérdidas totales para la capacidad total.
 - El valor es de El valor calculado de **pérdidas promedio** es de **0.73%** con respecto a la capacidad del transformador
5. También se calculó el porcentaje de pérdidas a carga nominal y el promedio de pérdidas es de **1.73%** con respecto a la capacidad del transformador

Conclusiones:

Como vemos el porcentaje de pérdidas de potencia esta entre el rango de 0.73% y de 1.73%. Por lo tanto se recomienda un **porcentaje de pérdidas de potencia del 2 %** con relación a la potencia del transformador.

Este valor es recomendado por el libro Redes de Distribución de Energía **[19]**.



ANEXO 2.4

CIRCUITOS TÍPICOS DE LAS REDES SECUNDARIAS

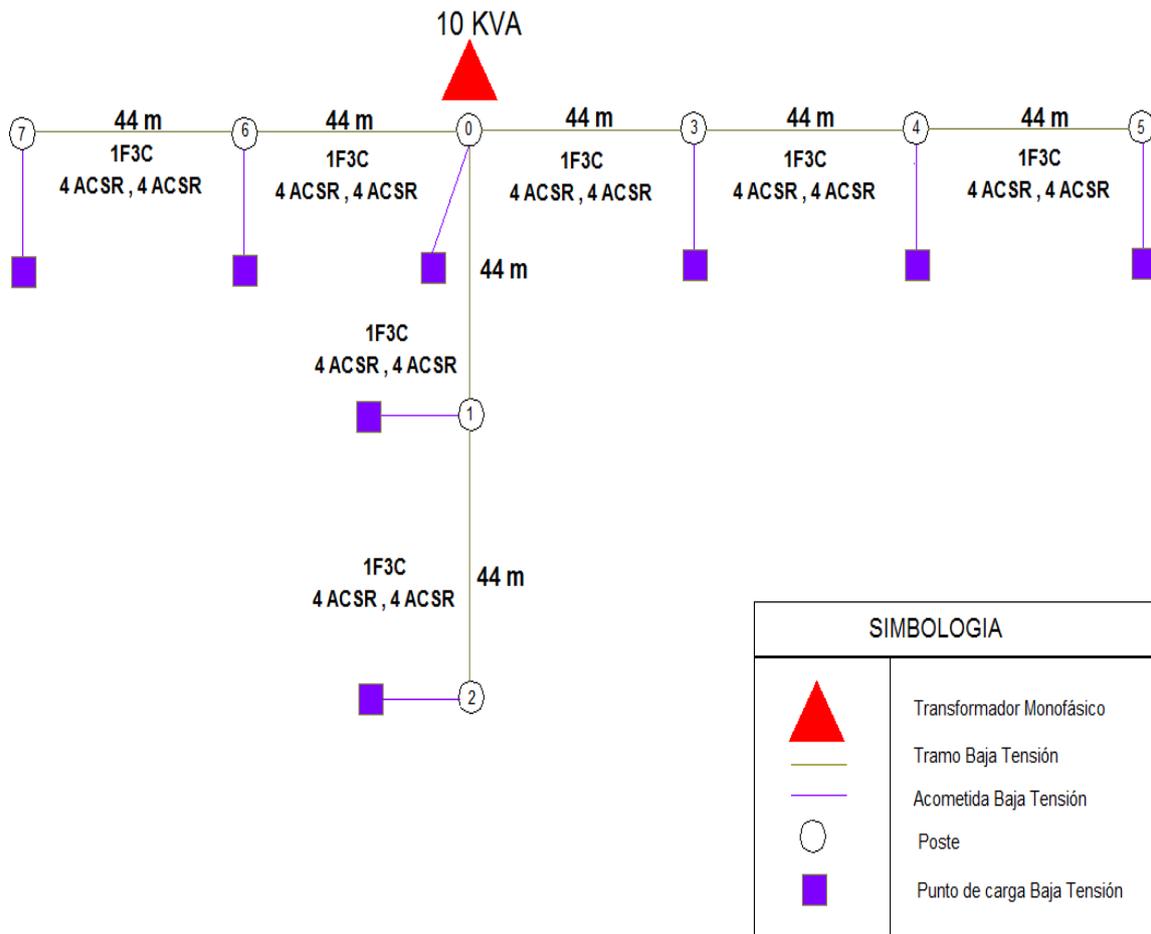
Transformador: 10 kVA (sector urbano)

Tipo: Monofásico

Usuarios promedio: 13

Usuarios por punto de carga: 2

Número de tramos: 7





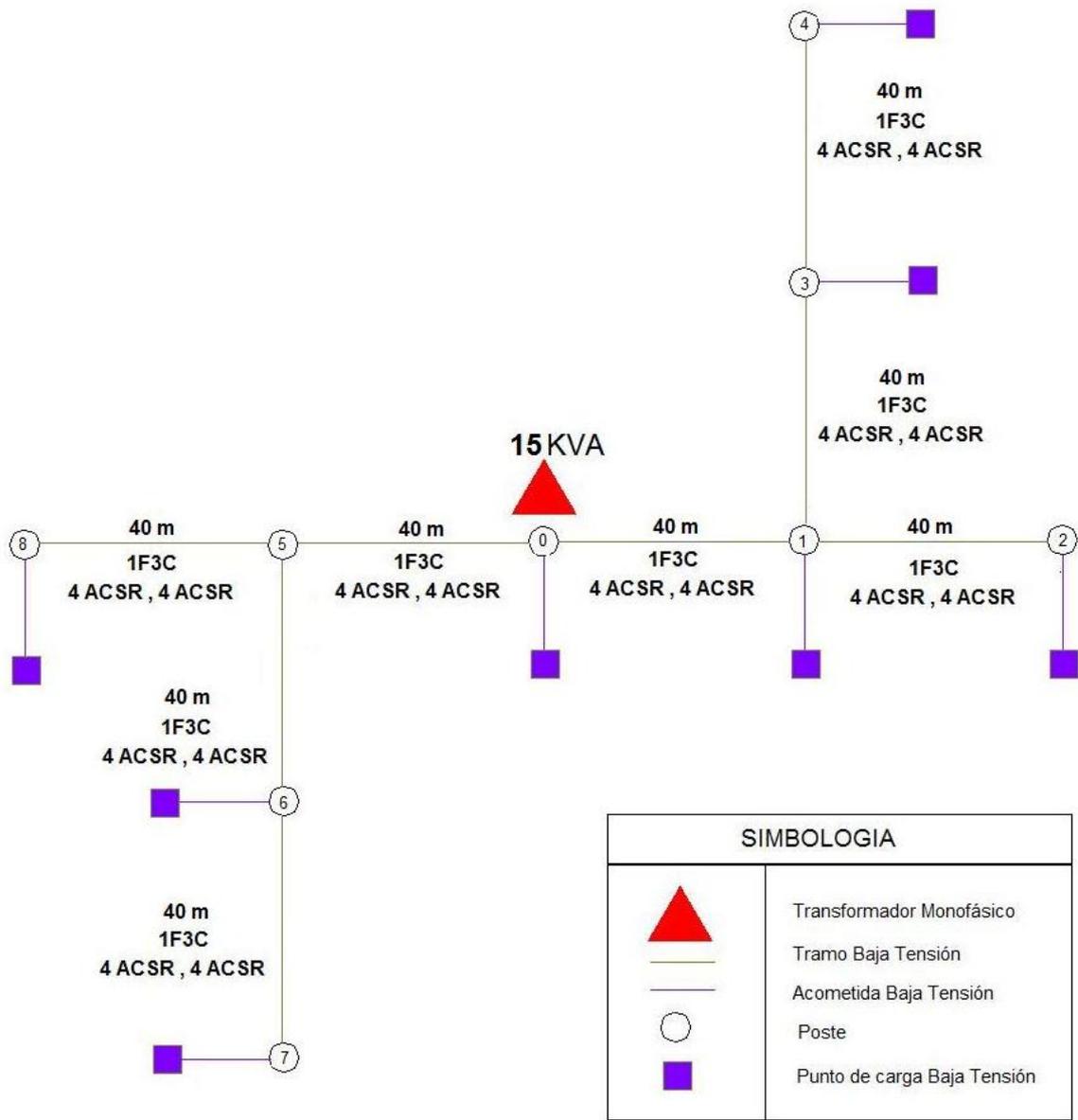
Transformador: 15 kVA (sector urbano)

Tipo: Monofásico

Usuarios promedio: 26

Usuarios por punto de carga: 3

Número de tramos: 8





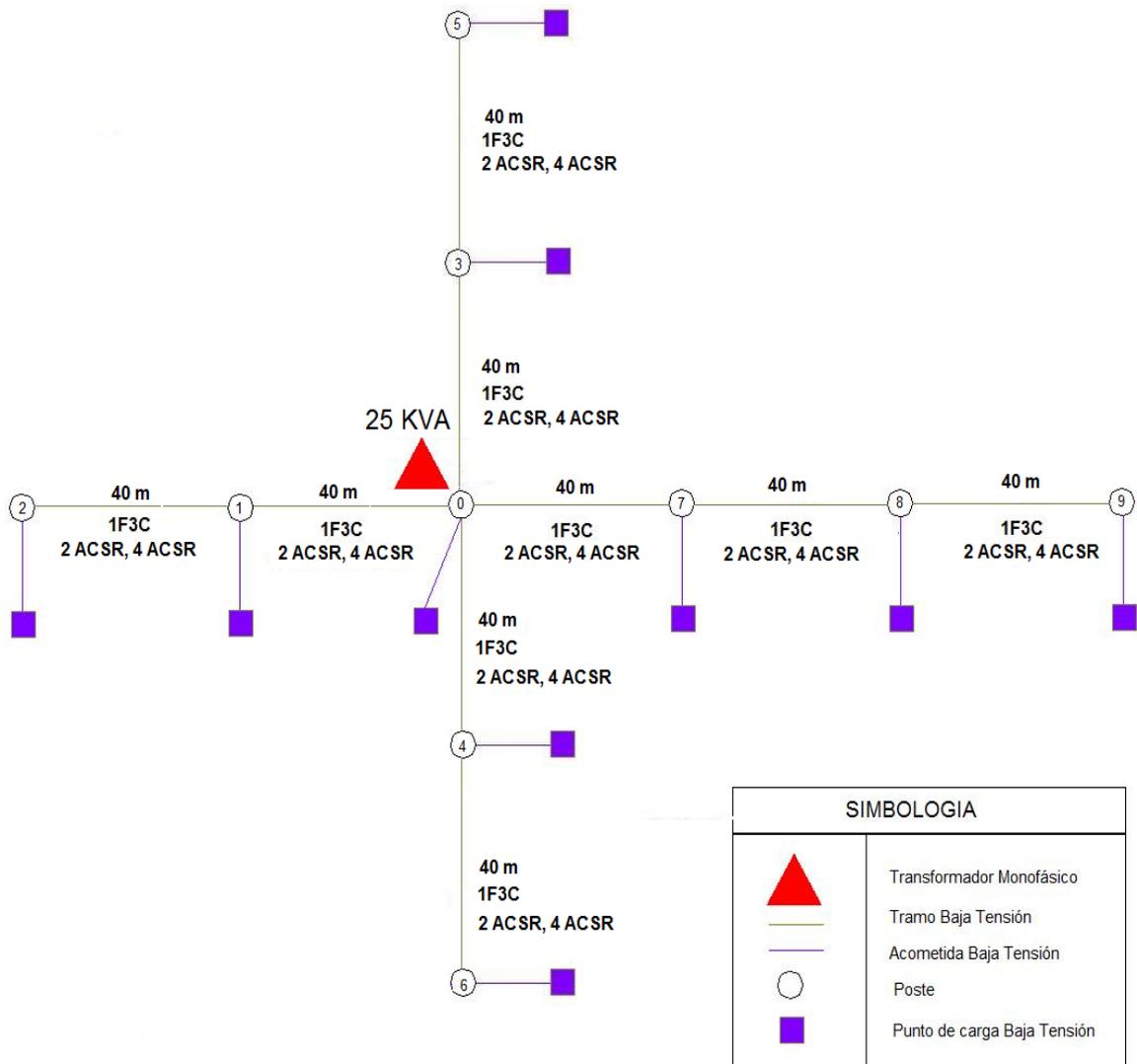
Transformador: 25 kVA (sector urbano)

Tipo: Monofásico

Usuarios promedio: 36

Usuarios por punto de carga: 4

Número de tramos: 9





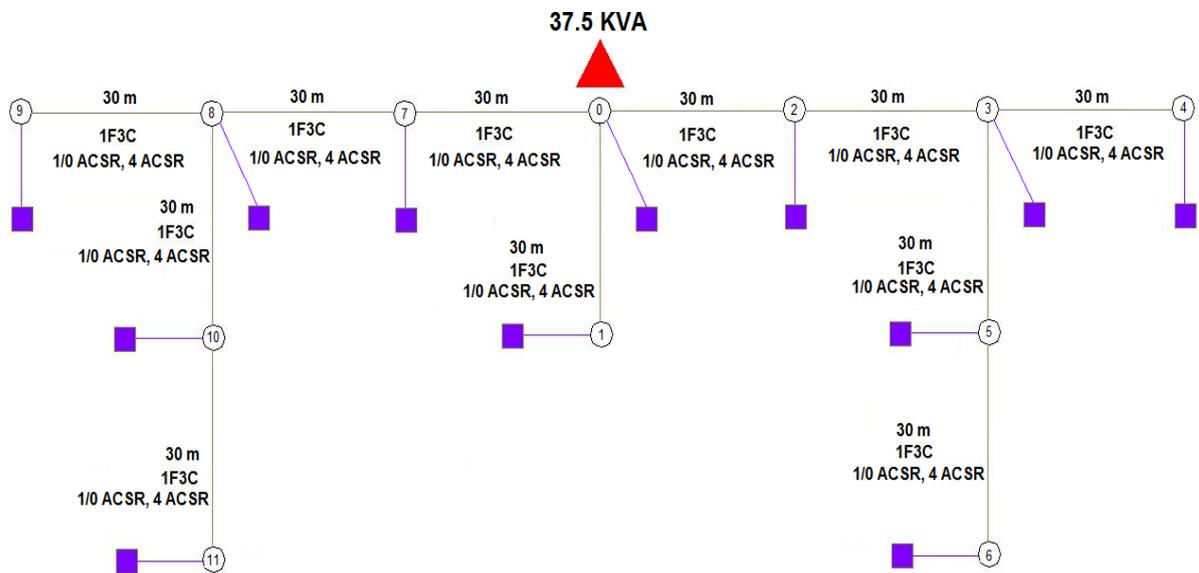
Transformador: 37.5 kVA (sector urbano)

Tipo: Monofásico

Usuarios promedio: 42

Usuarios por punto de carga: 4

Número de tramos: 9



SIMBOLOGIA	
	Transformador Monofásico
	Tramo Baja Tensión
	Acometida Baja Tensión
	Poste
	Punto de carga Baja Tensión



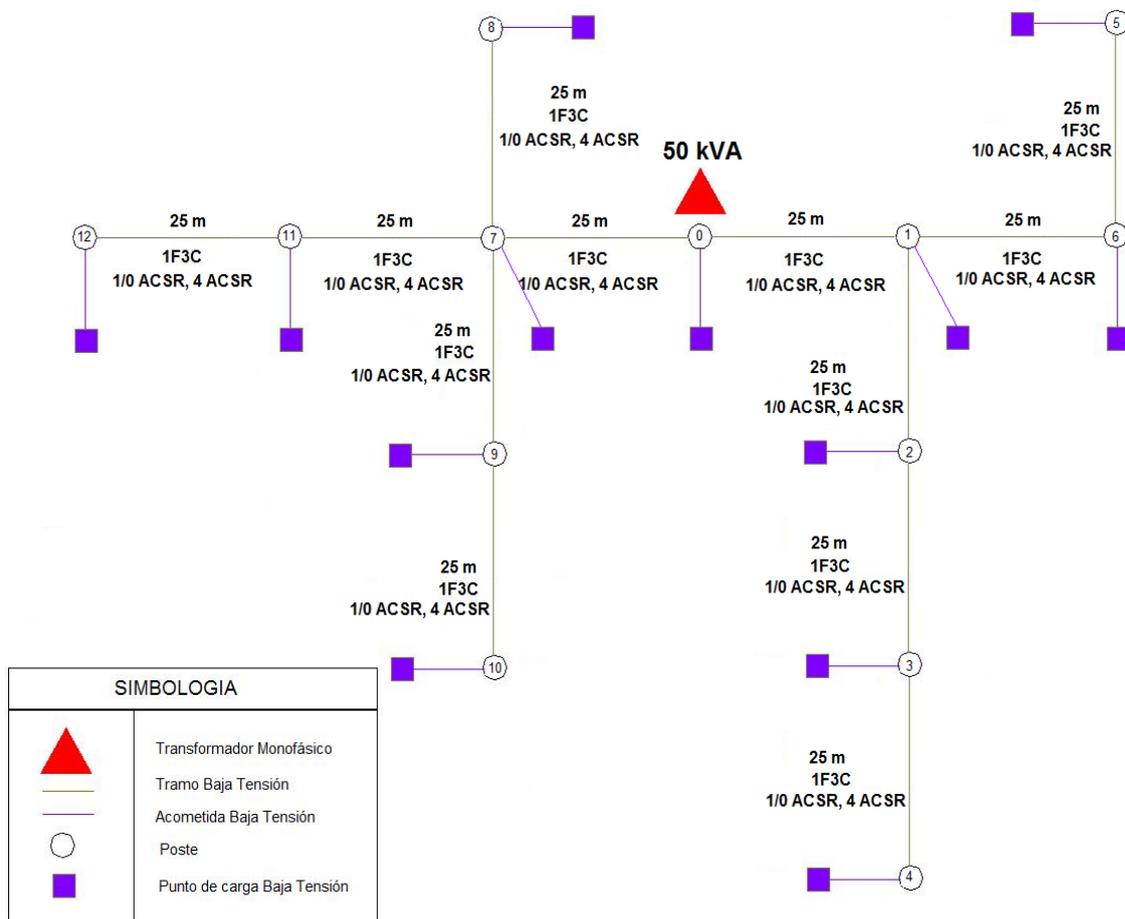
Transformador: 50 kVA (sector urbano)

Tipo: Monofásico

Usuarios promedio: 67

Usuarios por punto de carga: 5

Número de tramos: 12





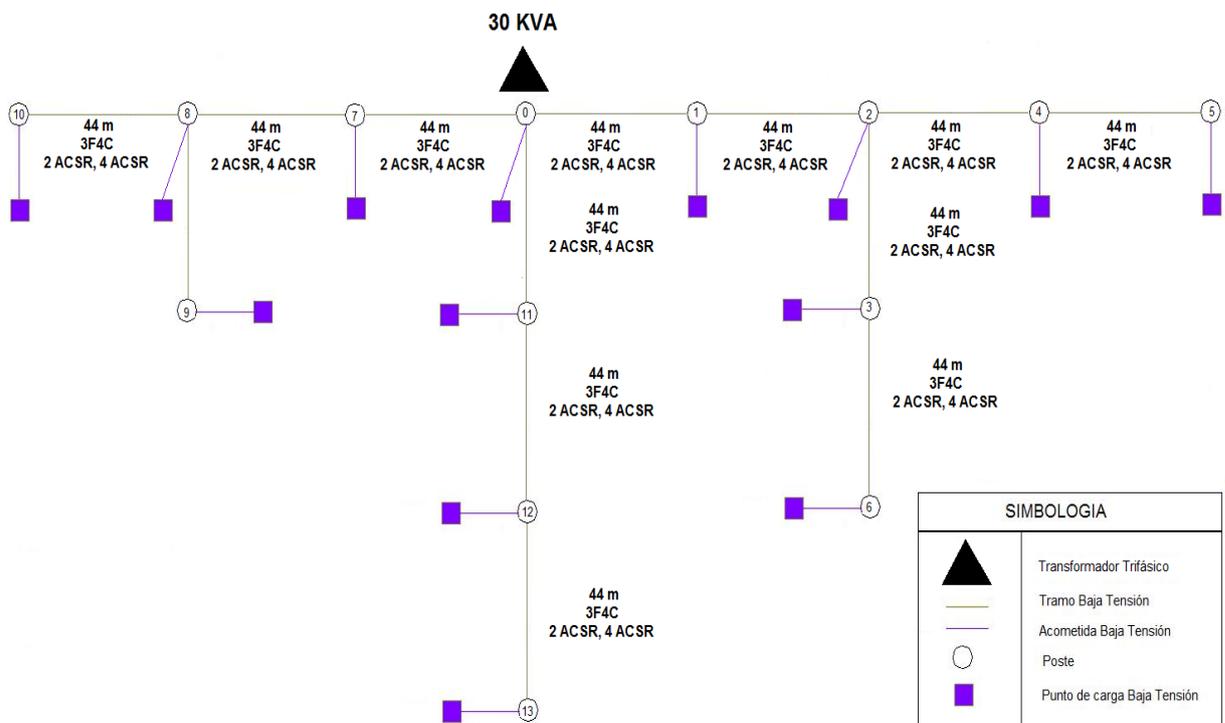
Transformador: 30 kVA (sector urbano)

Tipo: Trifásico

Usuarios promedio: 41

Usuarios por punto de carga: 3

Número de tramos: 13





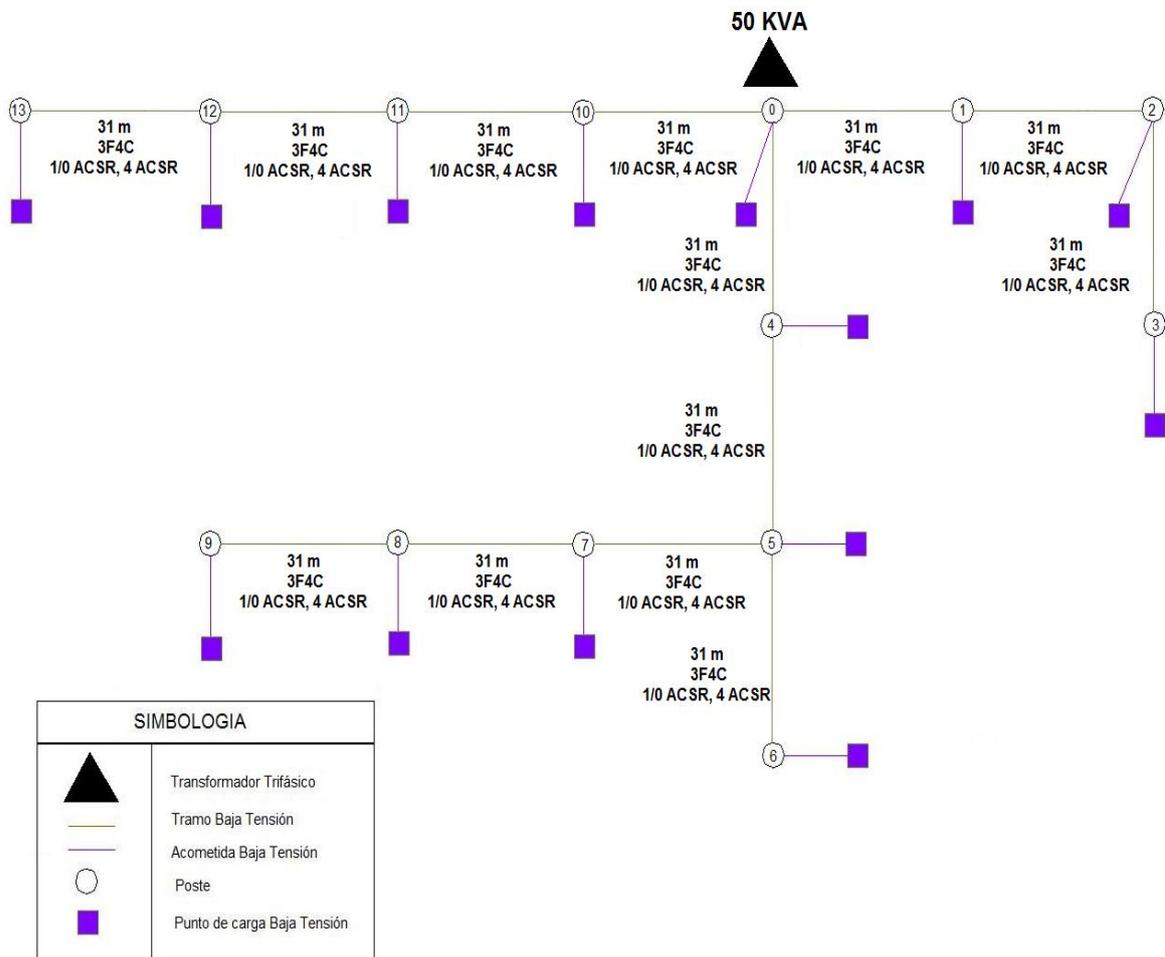
Transformador: 50 kVA (sector urbano)

Tipo: Trifásico

Usuarios promedio: 67

Usuarios por punto de carga: 5

Número de tramos: 13





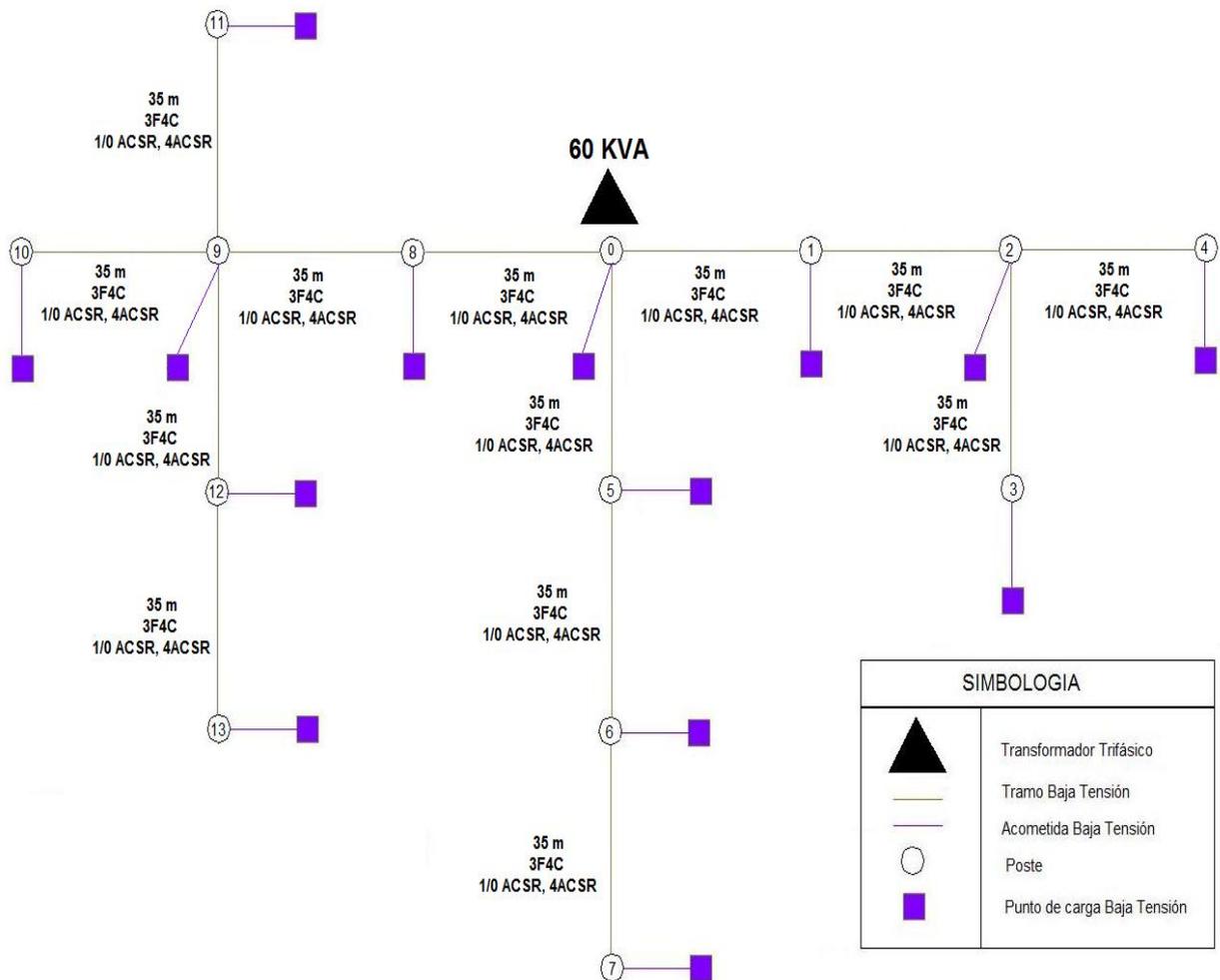
Transformador: 60 kVA (sector urbano)

Tipo: Trifásico

Usuarios promedio: 66

Usuarios por punto de carga: 5

Número de tramos: 13





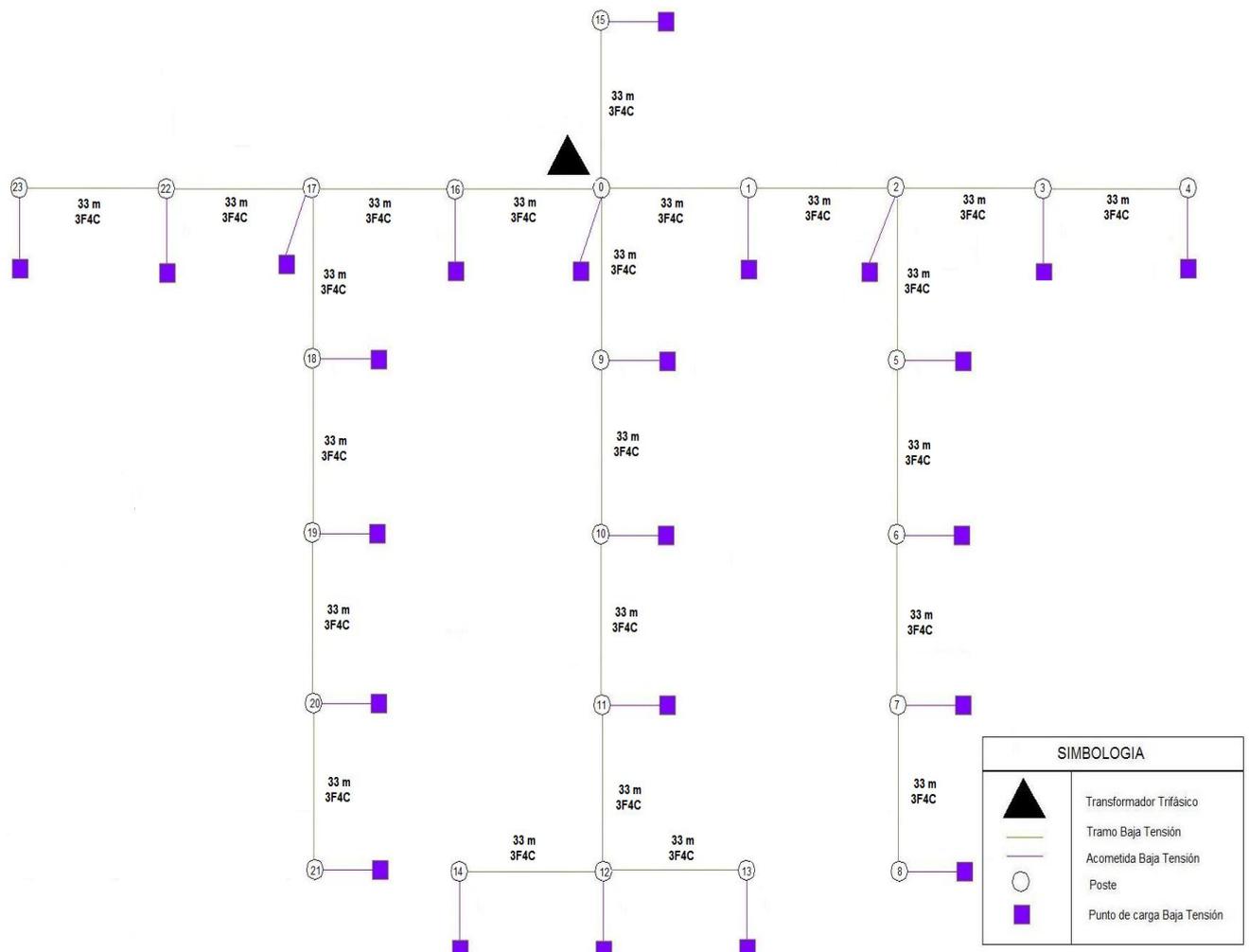
Transformador: 100, 112.5 y 125 kVA (sector urbano)

Tipo: Trifásico

Usuarios promedio: 132, 137 y 171

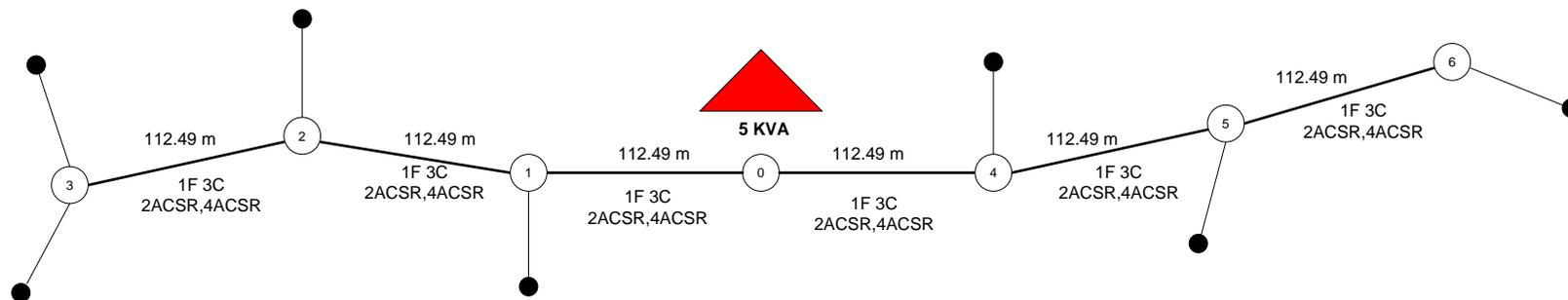
Usuarios por punto de carga: 6, 6 y 7

Número de tramos: 17





SECTOR RURAL



Transformador: 5 kVA

Tipo: Monofásico

Usuarios promedio: 7

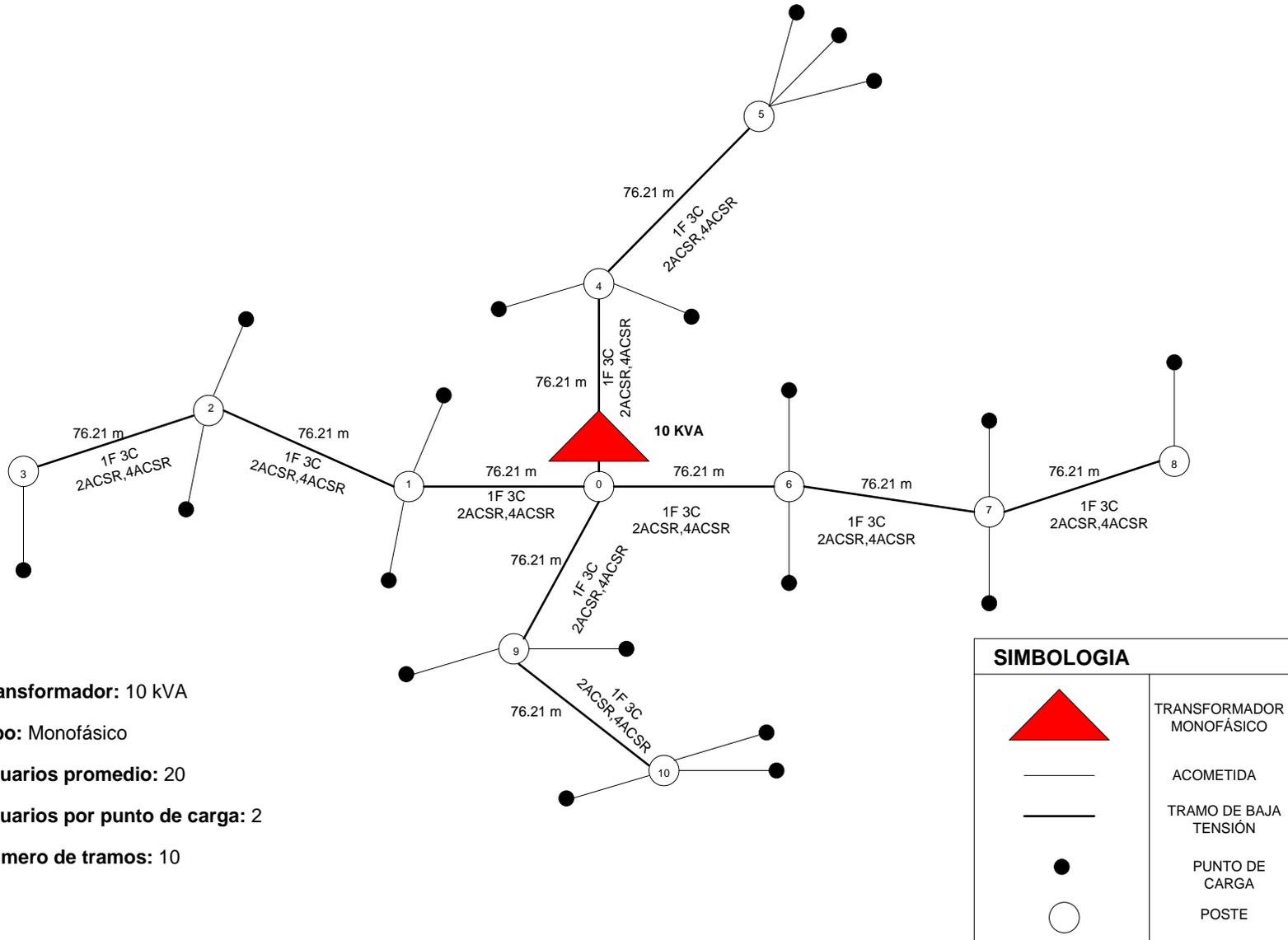
Usuarios por punto de carga: 1

Número de tramos: 6

SIMBOLOGIA	
	TRANSFORMADOR MONOFÁSICO
	ACOMETIDA
	TRAMO DE BAJA TENSION
	PUNTO DE CARGA
	POSTE

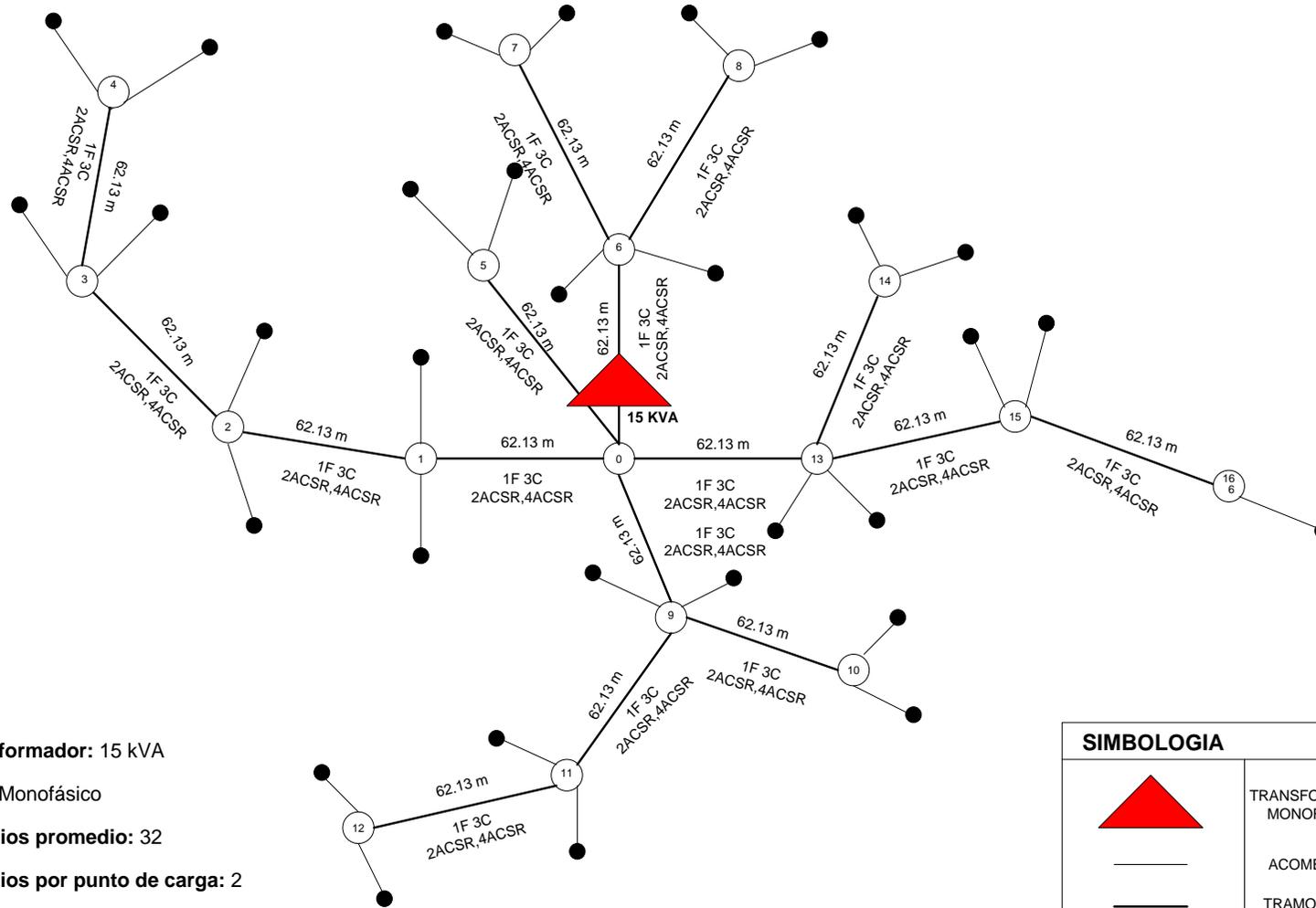


UNIVERSIDAD DE CUENCA





UNIVERSIDAD DE CUENCA

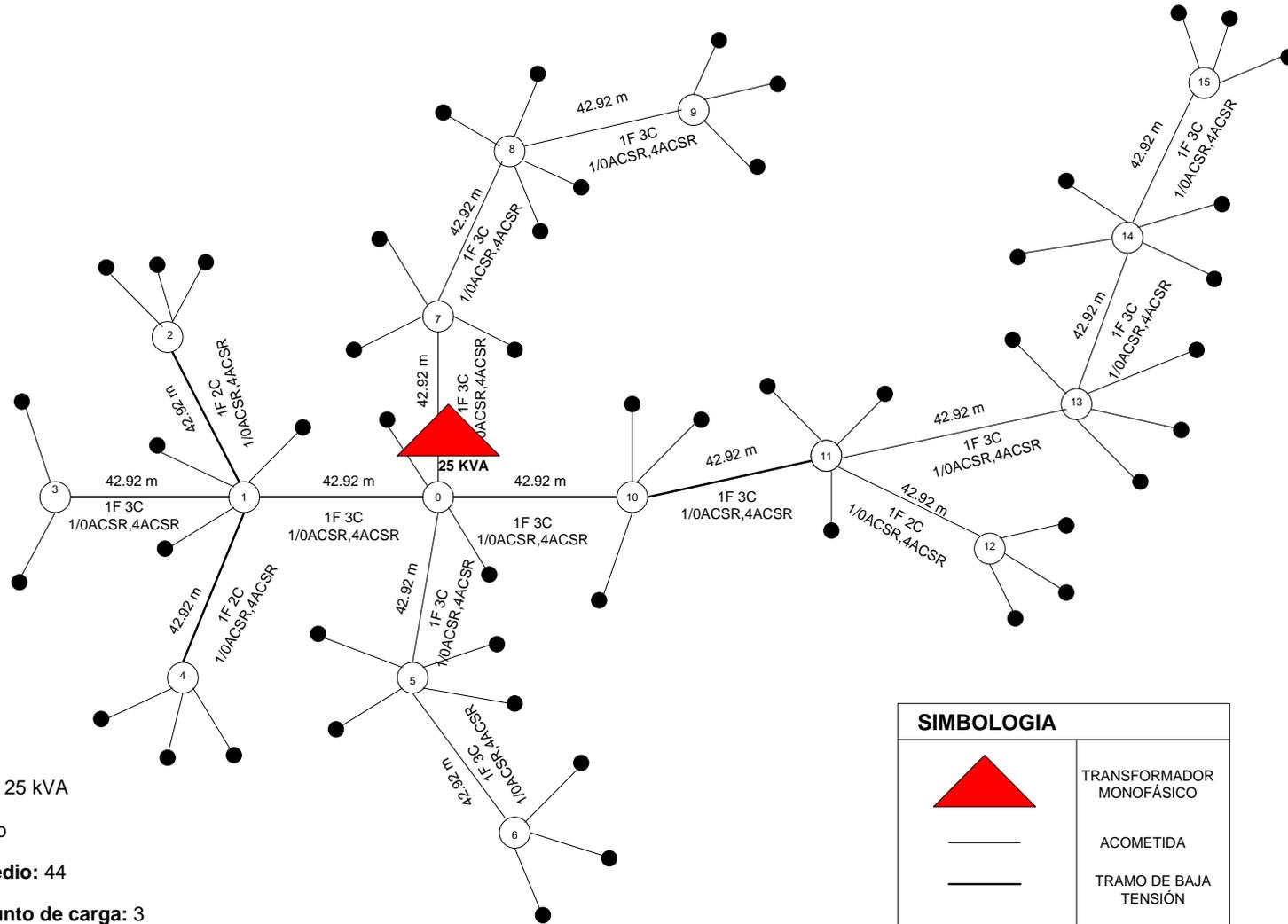


Transformador: 15 kVA
Tipo: Monofásico
Usuarios promedio: 32
Usuarios por punto de carga: 2
Número de tramos: 16

SIMBOLOGIA	
	TRANSFORMADOR MONOFÁSICO
	ACOMETIDA
	TRAMO DE BAJA TENSIÓN
	PUNTO DE CARGA
	POSTE



UNIVERSIDAD DE CUENCA



Transformador: 25 kVA

Tipo: Monofásico

Usuarios promedio: 44

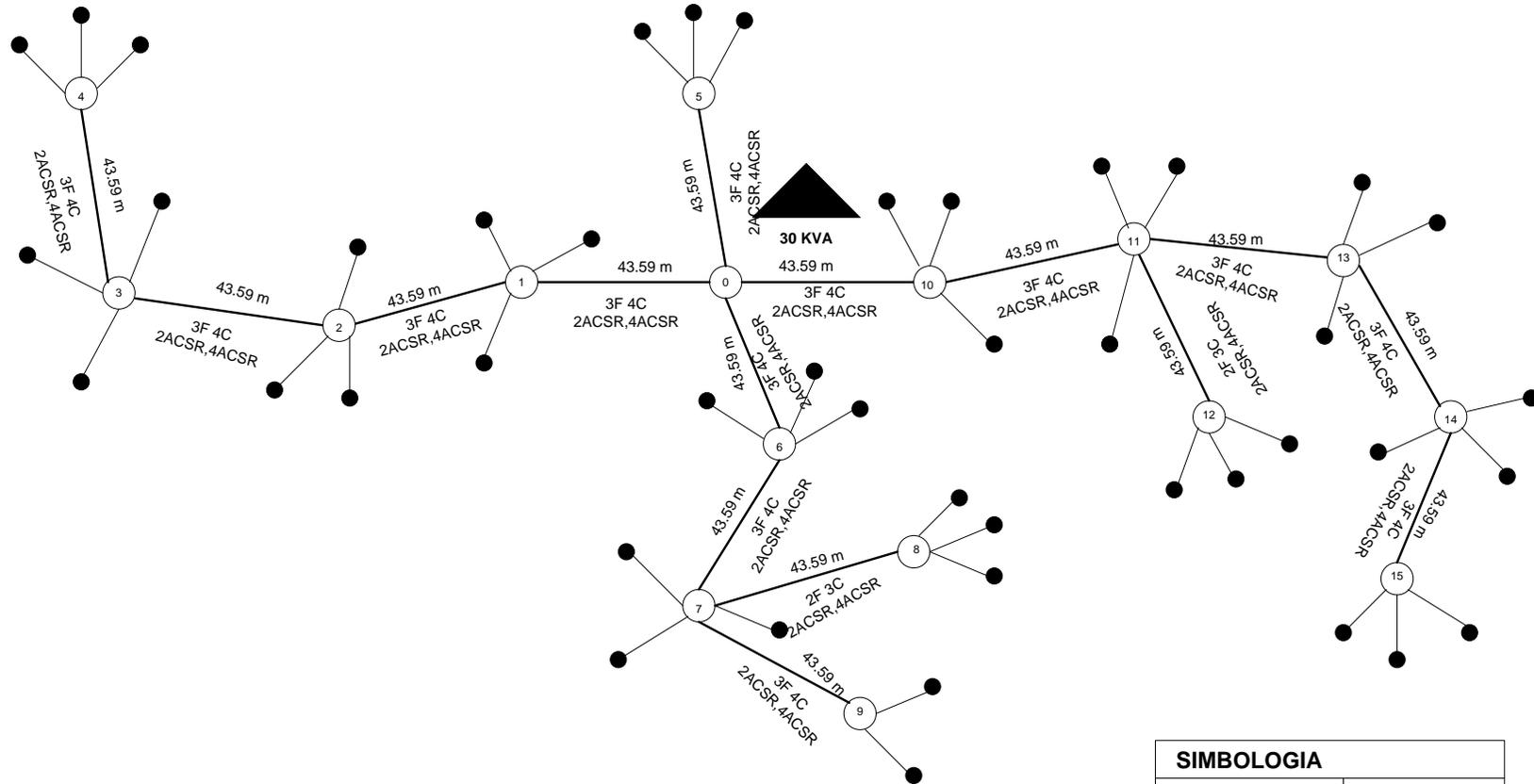
Usuarios por punto de carga: 3

Número de tramos: 15

SIMBOLOGIA	
	TRANSFORMADOR MONOFÁSICO
	ACOMETIDA
	TRAMO DE BAJA TENSION
	PUNTO DE CARGA
	POSTE



UNIVERSIDAD DE CUENCA



Transformador: 30 kVA

Tipo: Trifásico

Usuarios promedio: 45

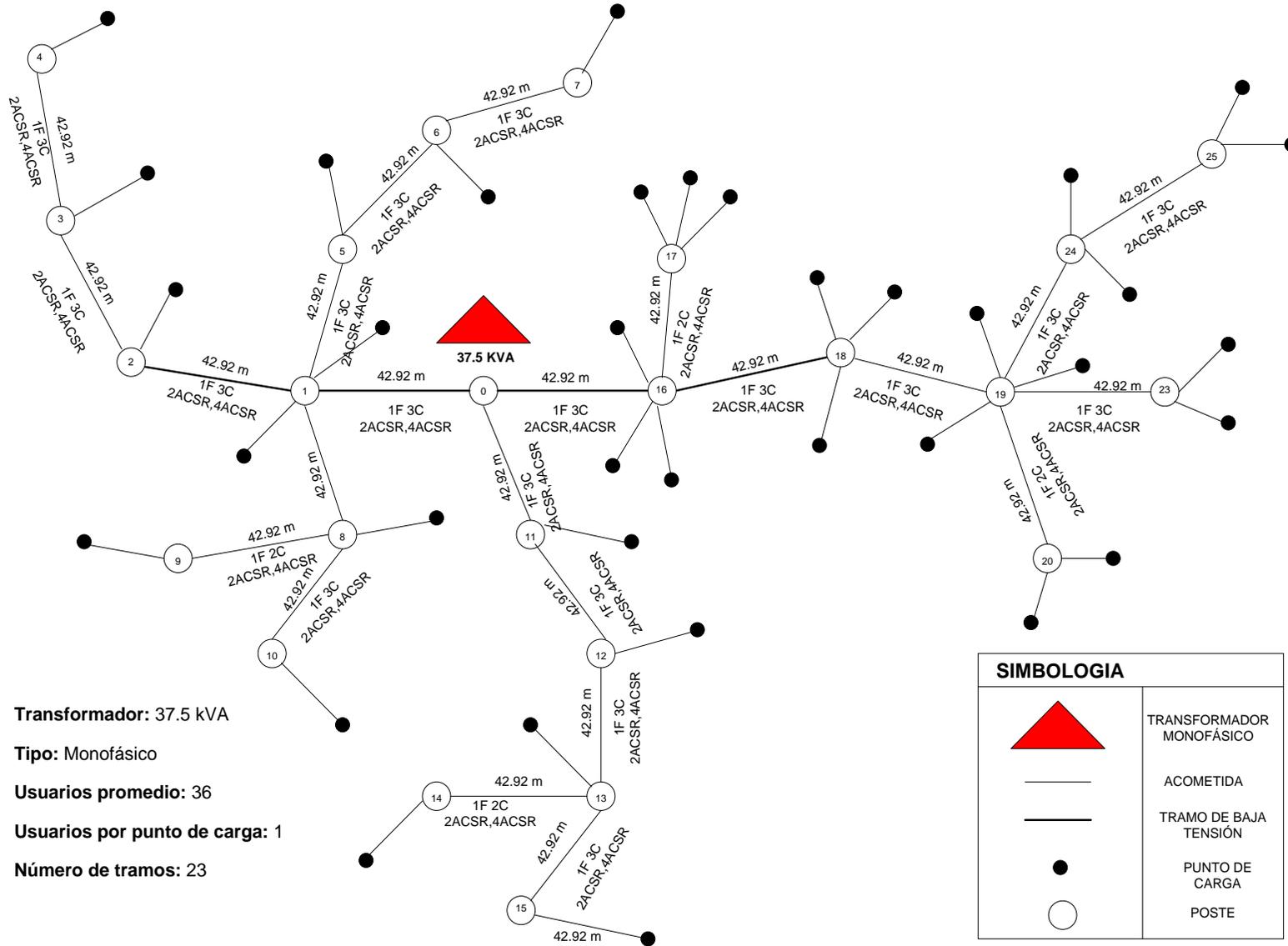
Usuarios por punto de carga: 3

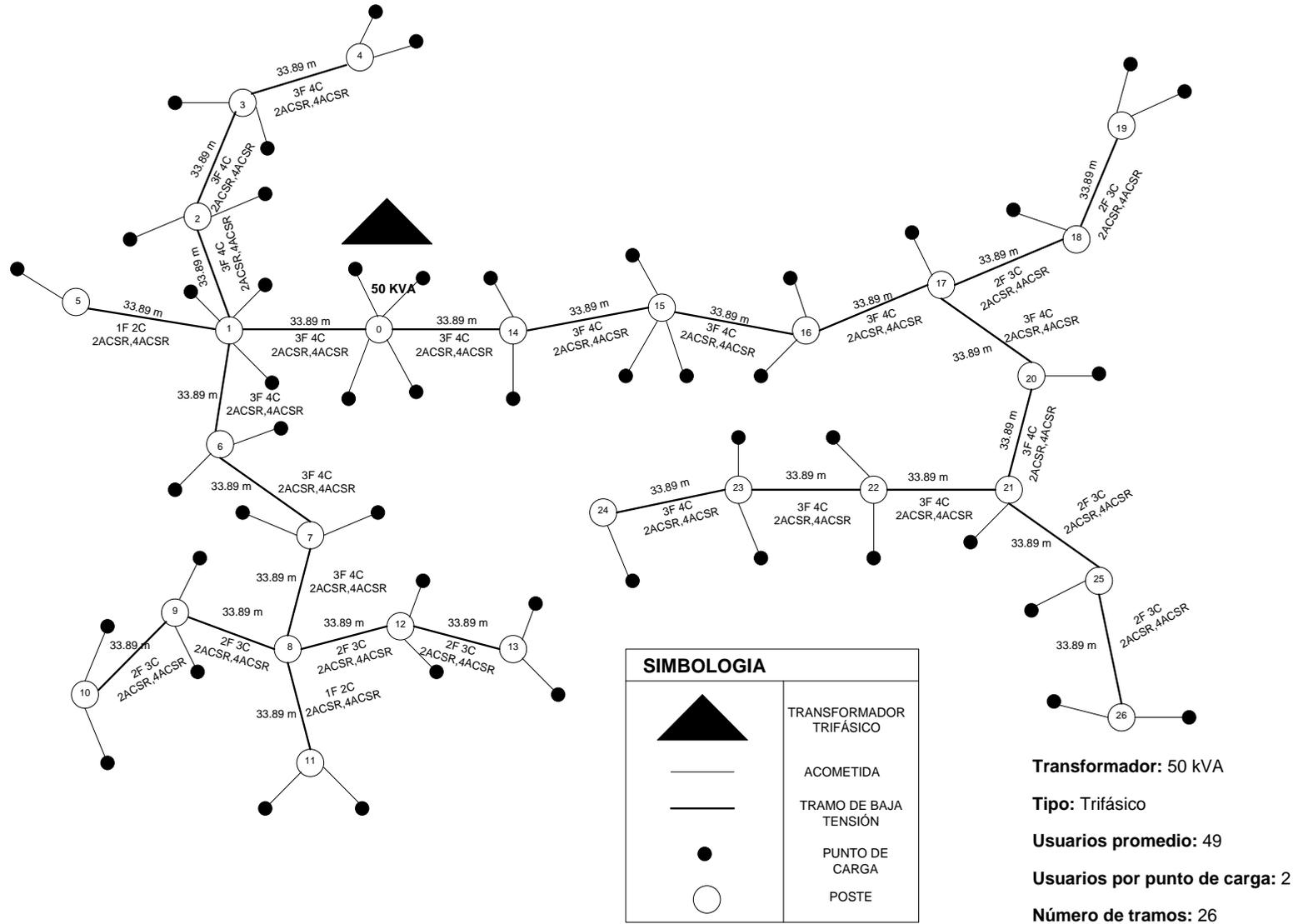
Número de tramos: 15

SIMBOLOGIA	
	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO
	ACOMETIDA
	TRAMO DE BAJA TENSIÓN
	PUNTO DE CARGA
	POSTE



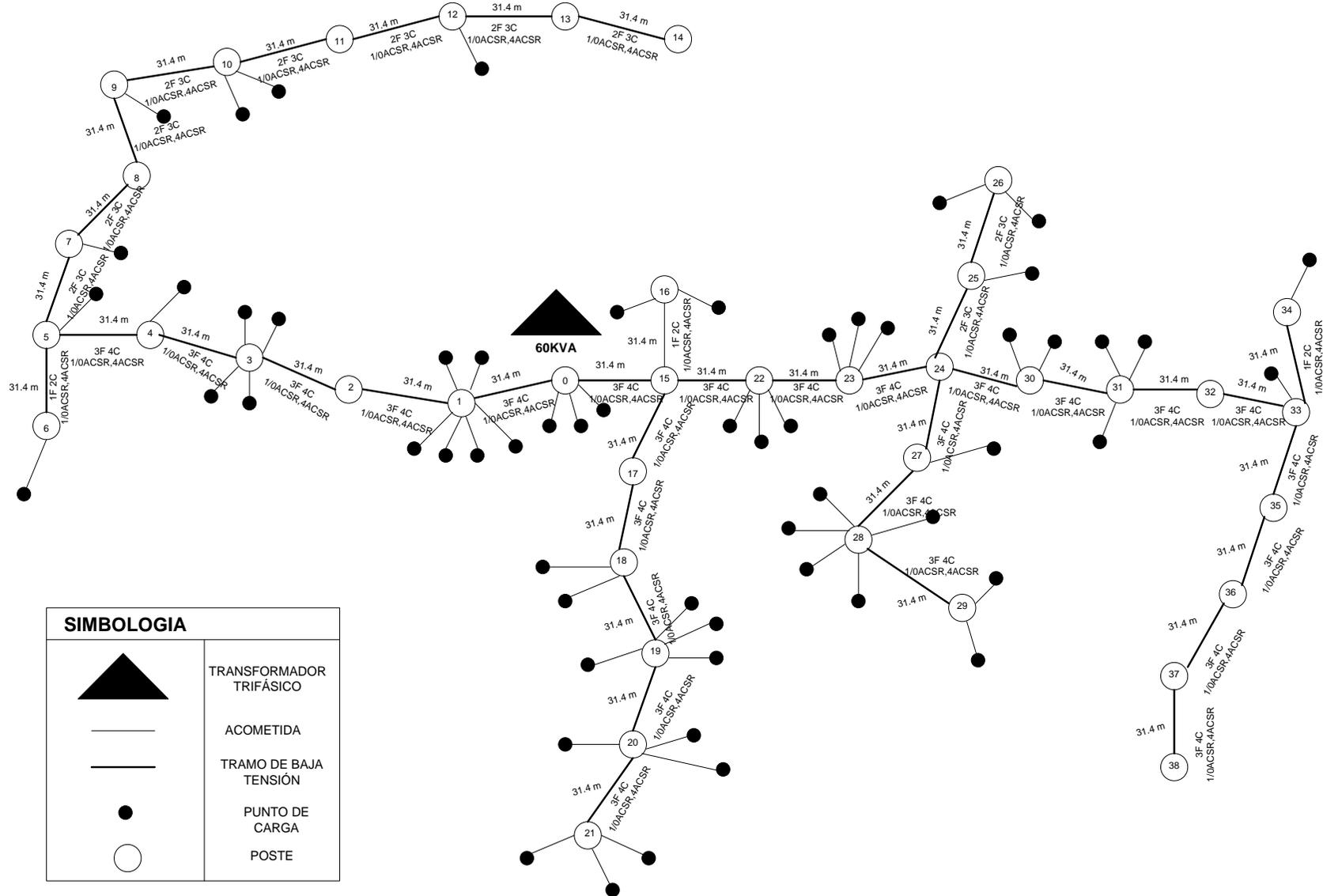
UNIVERSIDAD DE CUENCA







UNIVERSIDAD DE CUENCA



SIMBOLOGIA	
	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO
	ACOMETIDA
	TRAMO DE BAJA TENSIÓN
	PUNTO DE CARGA
	POSTE



ANEXO 2.5

DEMANDAS MÁXIMAS UNITARIAS PROYECTADAS

Se realizará el análisis de las demandas máximas unitarias proyectadas tanto para el sector urbano como rural.

A2.5.1 CONSIDERACIONES:

- Se tiene datos de las demanda máximas de transformadores, tanto en el sector urbano como rural, proporcionado por el programa Sigcon y de la Dirección de Planificación.
- Se obtuvo las carpetas de diseño de los transformadores de algunos proyectos, al menos en el sector urbano para poder clasificar a qué tipo de usuario corresponde, si es A, B, C etc.
- Se utilizó los programas Sigcon y el programa trafos; proporcionados por la empresa.
- Se considera a los transformadores cuyo tiempo de instalación es aproximadamente es menor o igual a los 10 años.

A2.5.2 ANÁLISIS DE LAS DMU_p SECTOR URBANO

Primeramente veremos cómo se encuentran los transformadores en cuanto a su cargabilidad.

En el sector urbano se contó con 79 transformadores clasificando por categoría. Para ver la cargabilidad utilizaremos la siguiente fórmula.

$$F_u = \frac{D_{m\acute{a}x}}{C} \quad (A2.5.1)$$

Dónde:

$D_{m\acute{a}x}$ demanda máxima del transformador en kVA

C es la capacidad nominal del transformador en kVA.

Por lo tanto en el sector urbano tendremos lo siguiente:



Tipo Cliente	Utilización	Sobredimensionamiento
A	14.47%	85.53%
B	19.90%	80.10%
C	38.98%	65.92%
D	29.35%	72.39%
E	48.97%	51.03%

Tabla A2.5.1 Cargabilidad de los transformadores en el sector urbano.

Como se ve en la **tabla A2.5.1**, tenemos un sobredimensionamiento considerable, debido que las cargas consideradas en el diseño, no se encuentran en su totalidad consumiendo energía al sistema.

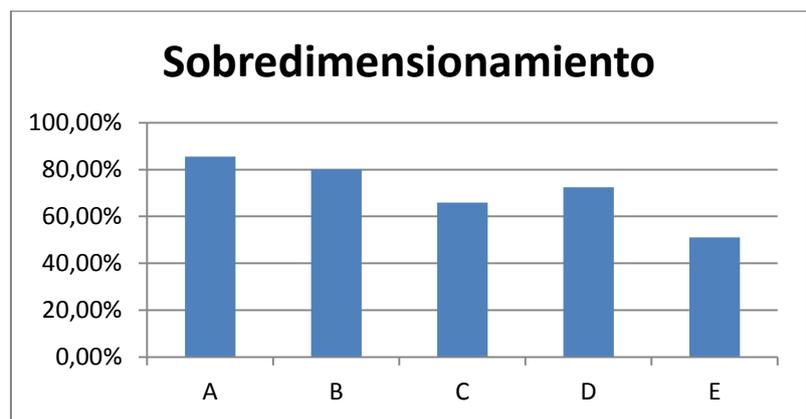


Figura A2.5.1 Sobredimensionamiento de los transformadores en el sector urbano.

El proceso que se siguió para el análisis de las demandas máximas unitarias se describirá a continuación:

1. De las carpetas de los proyectos que se tenían a disposición, anotamos el número de transformador, clasificación de usuario (para ver el área promedio), demanda máxima proyectada en el diseño de la carpeta.
2. Con el número de transformador, tomamos datos de número de usuarios finales (conectados al transformador), demanda máxima real, Energía, tipo de abonado (residencial, comercial, industrial) del **programa Sigcon**



y la fecha de instalación del transformador, tomamos del **programa Trafos**.

3. Se procede a calcular la demanda máxima unitaria a partir de la demanda actual que se tiene en el transformador, del número de usuarios, con las siguientes fórmulas:

$$DMU_{\text{actual}} = \frac{DM_{\text{actual}}}{N^{0.91}} \quad (\text{A2.5.2})$$

Dónde: N es el número de usuarios

DM_{actual} Demanda del transformador en kVA que se obtiene del programa Sigcon.

4. Con los datos obtenidos de los programas y de acuerdo a la clasificación del proyecto si estos eran A, B, C, D, E, procedemos a calcular la demanda máxima unitaria inicial, ya que los proyectos que encontramos no eran de 10 años exactamente, sino menos de 10 años por lo que a partir de la demanda máxima unitaria actual, la tasa de crecimiento, el año de instalación del transformador, se determina la demanda máxima inicial. De acuerdo a la siguiente fórmula.

$$D_0 = \frac{D_f}{(1+t)^n} \quad (\text{A2.5.3})$$

Dónde:

D_f es la D_{máx} unitaria actual, D_o es la D_{máx} unitaria inicial.

t es la tasa de crecimiento que se tomará de tesis análisis de la metodología de dimensionamiento de transformadores de distribución urbano [13].

N es el número de años desde la fecha de instalación del transformador a la actual.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Área	Tipo	t
(A>400)	A	1.36
(300<A<400)	B	1.77
(200<A<300)	C	2.15
(100<A<200)	D	2.65
(A<100)	E	3.01

Tabla A2.5.2 Demanda inicial tasa de crecimiento por categorías.

5. Luego que se ha calculado la demanda máxima unitaria inicial, con estos valores procedemos a calcular la demanda final con la fórmula A2.5.4, con la tasa de crecimiento de la **tabla A2.5.2**.

$$D_f = D_o(1 + t)^n \tag{A2.5.4}$$

6. Por ejemplo tomaremos la categoría A

N° TRAFO	Fecha Instalación	Demanda Actual KVA	Consumidores	DMUr actual kVA	DMUr inicial kVA	DMUr 10 años
15185	2004	5.01	6	0.99	0.91	1.04
17195	2006	3.34	6	0.66	0.62	0.71
					promedio	0.88

Tabla A2.5.3 Cálculos de la demanda máxima unitaria real a 10 años proyectada.

Se realiza el mismo proceso para las otras categorías y se obtiene un promedio de las demandas máximas unitarias proyectadas.

7. Si comparamos los promedios obtenidos en cada categoría de la demanda máxima unitaria con los valores de la CENTROSUR, veremos una diferencia sustancial.



Cliente tipo	DMU prom. Real	DMU CENTROSUR	Diferencia
A	0.88	7.47	6.59
B	1.03	3.93	2.90
C	0.79	2.23	1.44
D	0.86	1.36	0.50
E	0.86	0.94	0.08

Tabla A2.5.4 Comparación de la demanda máxima unitaria real a 10 años proyectada con la de la CENTROSUR.

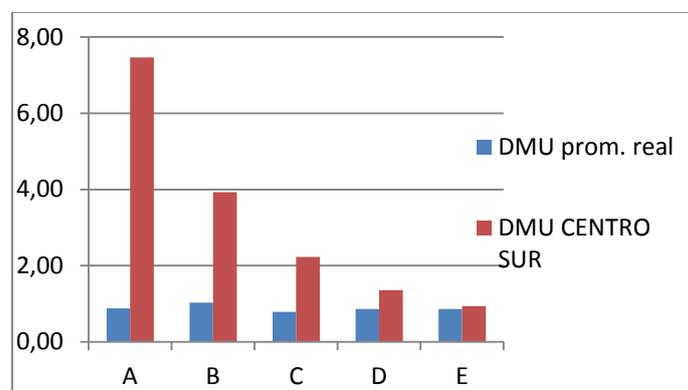


Figura A2.5.2 Comparación de la demanda máxima unitaria promedio real y la de la CENTROSUR

Análisis

Los transformadores se encuentran sobredimensionados, un punto es debido a que las cargas consideradas en el diseño inicial no están consumiendo energía del sistema o también que las demandas máximas unitarias tiene valores altos que permiten obtener demandas de diseño con rangos elevados a lo real.

Es por esta razón que se calculó la DMU inicial y mediante este valor se obtiene el valor de demanda máxima unitaria proyectada con valores reales.

Al sacar el promedio de las DMU por cada categoría y comparando con los valores de la CENTROSUR, notamos que son inferiores a los recomendados por la empresa, véase la figura A2.5.2



También una consideración puede ser que el factor de coincidencia este sobredimensionado, pero en nuestro caso no analizáremos este factor.

Recomendación

Lo que se recomienda es encontrar valores de demanda máxima unitaria que permitan disminuir el sobredimensionamiento de los transformadores.

Conclusión

Como primer punto de los proyectos analizados durante esta investigación se puede apreciar en la gráfica que la mayor cantidad se dan para las categorías C, D y E, y apenas el 8,43% corresponde a las categorías A y B, lo que corresponde a una muestra muy pequeña y la cual nos permite indicar que estos valores no son tan confiables.

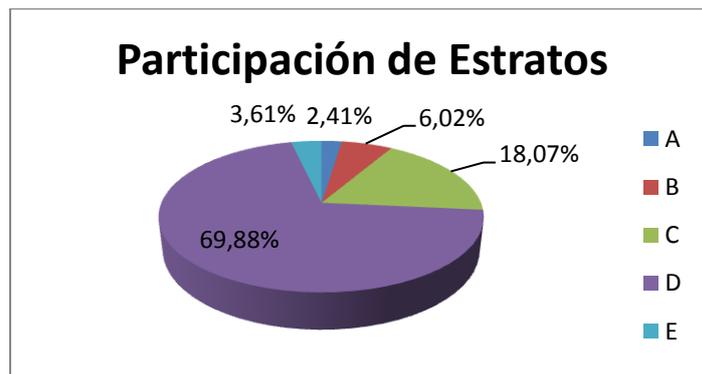


Figura A2.5.3 Participación de las categorías

Las categorías A y B sus demandas máximas unitarias reales son inferiores a las recomendadas por la CENTROSUR, esto sería debido a la poca participación de estas categorías en el diseño de redes de distribución, en la categoría C vemos la diferencia entre el promedio y lo recomendado es del 1,44% y para D y E la diferencia es menor lo que implica que la DMU en estas categorías son valores tolerables.

En función de los valores de demanda máxima unitaria proyectada y de las conclusiones obtenidas, procedemos a recomendar nuevos valores de



estudios anteriormente realizados [13], para lo cual compararemos los mismos con los obtenidos.

Redefinición Área	DMUp recomendados	DMU promedio	Consumo
$A \geq 300$	2.1	0.74	Más de 300 KWH/mes
$120 \leq A < 300$	1.575	1.21	Entre 150 y 300 KWH/mes
$A < 120$	0.919	1.58	Hasta 150 KWH/mes

Tabla A2.5.5 Valores recomendados de demanda máxima unitaria.

Vamos a obtener valores de demanda máxima unitaria proyectada promedio con la redefinición del área recomendada.

Con respecto $A < 120$ para su análisis se considerara las categorías E, D ($100 < A < 120$), para áreas entre $120 \leq A < 300$ a las categorías D ($120 < A < 200$), C y por ultimo para $A \geq 300$ las categorías B y A.

Área	DMU Proyectada recom.	DMUr Proyectada Promedio calculada	DMUr Proyectada máx calculada
$A < 120$	0.919	0.83	1.15
$120 \leq A < 300$	1.575	0.86	1.28
$300 \leq A$	2.1	0.97	1.11

Tabla A2.5.6 Comparación de las demandas máximas unitarias recomendadas con las calculadas.

De los valores calculados de DMU proyectada realizamos una comparación entre los recomendados, de esta manera vemos que los mismos se aproximan en forma considerable.

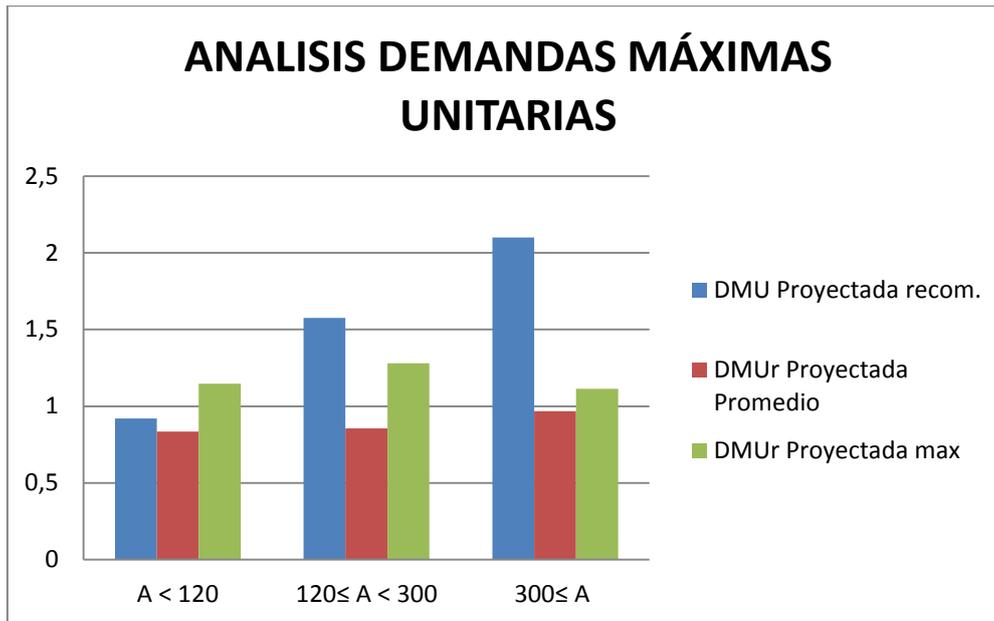


Figura A2.5.4 Análisis de las demandas máximas unitarias.

Con los nuevos valores se realizó el cálculo sobredimensionamiento de los transformadores, clasificando ahora por tres categorías, de esta forma calculamos la nueva demanda de diseño.

Categoría	DMUp recomendado	DMUp CENTROSUR	Diferencia
A	63,83%	85,53%	21,70%
B	74,53%	80,10%	5,57%
C	56,38%	65,92%	9,53%
D	70,12%	72,39%	2,27%
E	43,74%	51,03%	7,29%

A2.5.7 Comparación del sobredimensionamiento entre DMUp recomendada y CENTROSUR.

En conclusión la redefinición de las categorías es adecuada, disminuye el sobredimensionamiento, con lo que los valores de la **Tabla A2.5.5** son recomendables utilizar, pero para que estos valores se encuentren sobre lo deseable que es el 30% se debe analizar otra característica como es el factor de coincidencia o verificar que la carga al momento de la energización se encuentre alrededor del 70% de su demanda de diseño.



A2.5.2 ANÁLISIS DE LAS DMUp SECTOR RURAL

El análisis de las demandas máximas unitarias en el sector rural, es similar que en la parte urbana. Primero veremos la cargabilidad de los transformadores.

CATEGORIA	Factor de Utilización promedio	Sobredimensionamiento
F	43.18	56.82
G	52.60	47.40
H	34.56	65.44

Tabla A2.5.8 Cargabilidad de los transformadores en el sector rural

Como se podrá observar en el gráfico siguiente, veremos que los transformadores están sobredimensionados.

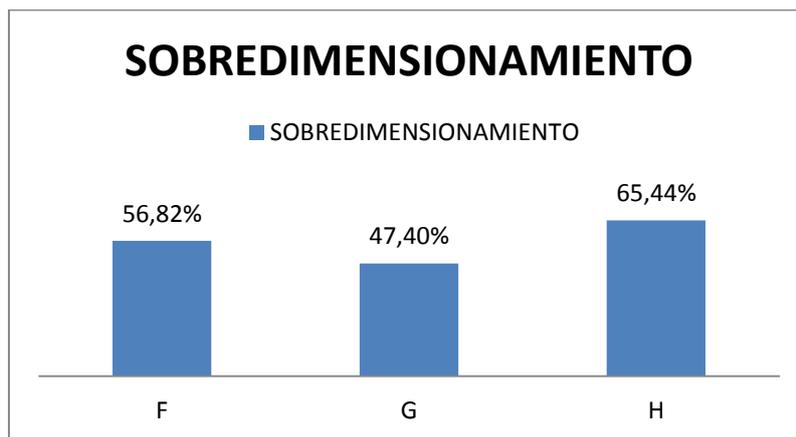


Figura A2.5.5 Sobredimensionamiento de los transformadores en el sector rural.

La consideración diferente que se realizará, es que los transformadores se obtuvieron de un archivo, provisto por la Dirección de Planificación de la empresa.

El proceso es similar al del sector urbano; solo que este caso no se tuvo acceso a las carpetas del sector rural; por lo que en el programa Sigcon visualizaremos los diferentes transformadores clasificando por categoría F, G, H; para ver cómo está la cargabilidad de los transformadores y las DMU.



Se analizó las DMUp de 40 trafos, con los datos del SIGCON proporcionados por la empresa. Se tuvo ayuda del programa de Trafos para ver la fecha de instalación y así proyectar la demanda inicial.

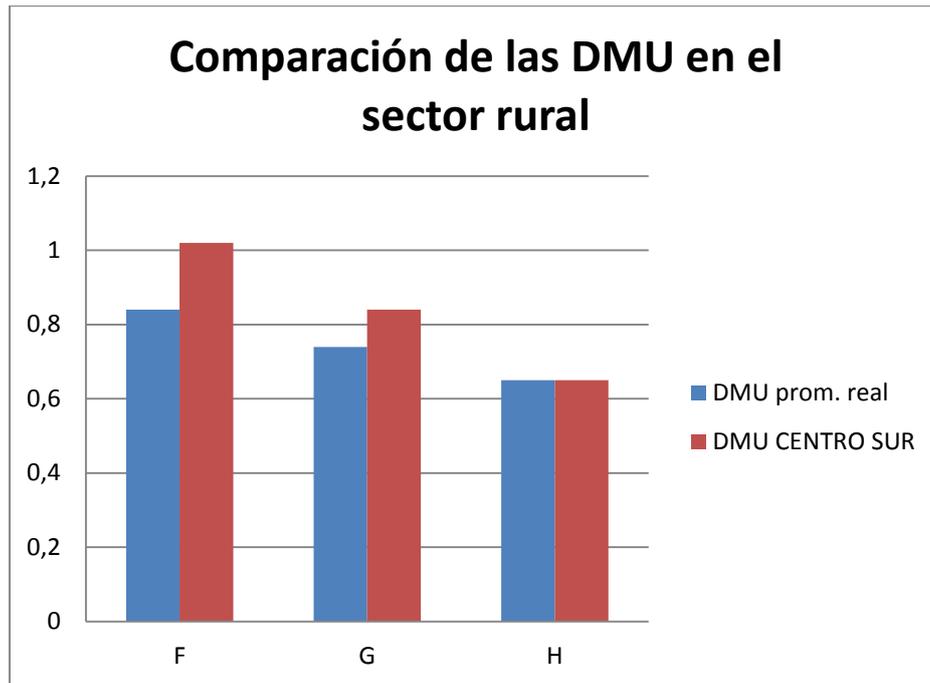
Procedimiento:

1. Lo que se tenía en el inicio del programa SiGCON es los consumidores, Energía, Dmáx y el tipo de usuario (Residencial, comercial, industrial).
2. Como no teníamos el tipo de categoría F, G, H se verifico en el SIGCON con el mapa a ver a cual categoría pertenecía.
3. Con los datos se calculó la DMUp actual, con los consumidores actuales y la Dmáx actual tal como en el sector urbano.
4. También se asumió una tasa de crecimiento de 3.88 % tomada de la tesis del Ing. Gutiérrez [14].
5. Con esta tasa de crecimiento se calculó la D_o para los años en funcionamiento (t), tal como en el sector urbano, aplicando la ecuación A2.5.3
6. Finalmente proyecto con esta D_o a 10 años, para sacar la DMUp 10 años, tal como en el sector urbano.
7. Comparando con las DMUp de la CENTROSUR tenemos lo siguiente:

Cliente tipo	DMU prom. real	DMU CENTROSUR	Diferencia
F	0.84	1.02	0.18
G	0.74	0.84	0.1
H	0.65	0.65	0

Tabla A2.5.9 Comparación de la demanda máxima unitaria real a 10 años proyectada con la de la CENTROSUR.

Como se puede dar cuenta la única que se encuentra bien es la del sector rural las demás están sobreestimadas.



FiguraA2.5.6 Comparación de las DMU calculadas con la de la CENTROSUR.

Lo que se propone se toma de la Tesis del Ing. Gutiérrez [14], y no es más que agrupar la categoría H y G, y dejar solo a la categoría F. Esto porque en los estudios hechos comprobamos que al agrupar las DMUp de las categorías nos dio un valor igual al propuesto por el Ing. Gutiérrez. *Como estos valores se aproximan a los de la Tesis los valores recomendados son los siguientes*



SECTOR	PARROQUIAS	TIPO DE ABONADO	DMUp (KVA) 10 AÑOS
PERIFERIA DE LA CIUDAD DEL ÁREA URBANA Y CENTROS PARROQUIALES CORRESPONDIENTES A LA CATEGORIA F	RICAURTE	F	0,82
	SAYAUSI		
	SAN JOAQUIN		
	CHIQUINTAD		
	BAÑOS		
	LLACAO		
	SININCAY		
	NULTI		
CENTRO PARROQUIAL, SECTORES PERIFERICOS CORRESPONDIENTES A ESTA CATEGORIA Y LUGARES DISTANTES DE LAS PARROQUIAS	TURI	G-H	0,66
	EL VALLE		
	V. DEL PORTETE		
	PACCHA		
	CUMBE		
	SIDCAY		
	TARQUI		
	OCTAVIO CORDERO		
	STA. ANA		
	QUINGEO		
	CHAUCHA		
	GIMA		
ZHIDMAD			

Tabla A2.5.10 Demandas máximas unitarias proyectadas en el sector rural.

Finalmente realizamos un análisis con los nuevos valores propuestos siguiendo el mismo proceso hasta obtener la DMUr a 10 años, a diferencia que debemos



ver el sector, parroquia por donde está ubicado el transformador. Obteniendo los siguientes:

ACTUAL-REAL		PROPUESTA	
CATEGORIA	DMUp Promedio REAL	CATEGORIA	Redefinición DMUp
F	0.78	F	0.82
G-H	0.64	G-H	0.66

Tabla 2.35 Comparación de las demandas máximas unitarias.

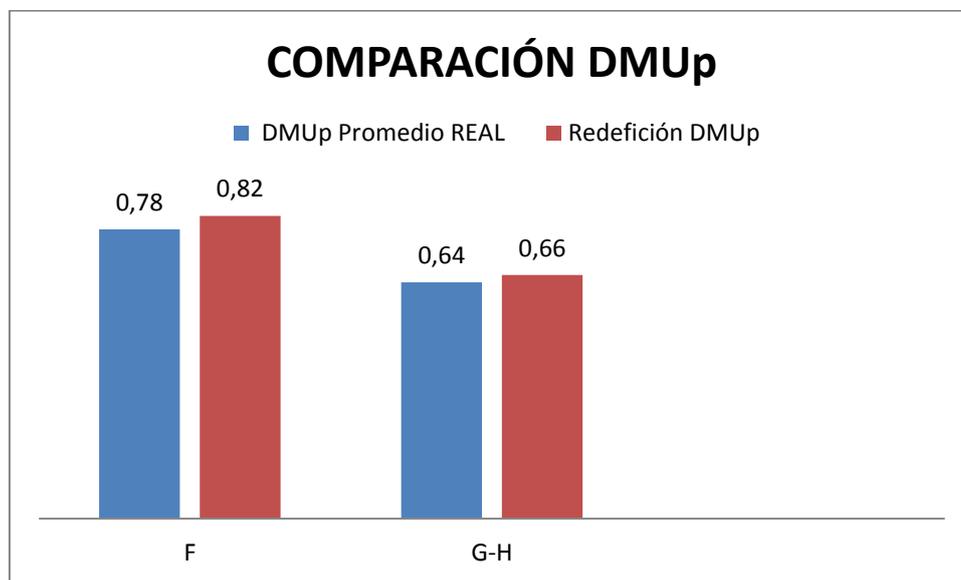


Figura A2.5.7 Comparación de las demandas máximas unitarias propuestas con la real recalculada.

Análisis

Como se puede observar en la figura A2.5.6, calculando de nuevo las demandas máximas unitarias con los valores propuestos, vemos que la diferencia no es tan substancial, como se vio con las demandas máximas unitarias de la CENTROSUR.

Por lo que los valores de la **tabla A2.5.10**, asumimos como correctos y recomendamos para el diseño.



ANEXO 3

- 3.1 ANÁLISIS DE LOS FACTORES DE CARGABILIDAD EN TRANSFORMADORES DISTRIBUCIÓN.**
- 3.2 ANÁLISIS DE SELECCIÓN PRELIMINAR DE CONDUCTORES.**
- 3.3 CÁLCULO FDV EN RED AÉREA CON CONDUCTORES PREENSAMBLADOS.**



ANEXO 3.1

**ANÁLISIS DE LOS FACTORES DE CARGABILIDAD EN
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN**

El objetivo de este análisis es asegurar la selección óptima de la capacidad del transformador.

La sobrecarga de los transformadores implica que estos equipos van a trabajar a una potencia mayor a la nominal durante un cierto tiempo y sin disminuir su vida útil ni incrementar las pérdidas por encima de lo admisible.

Esta sobrecarga depende de la temperatura ambiente y del porcentaje de carga continua anterior a la sobrecarga, aplicando este criterio de acuerdo al tipo de usuario y utilizando los factores de sobrecarga (0,9, 0,8 y 0,7) se obtienen los siguientes límites de cargabilidad:

Factores Sobrecarga	A	B Y C	D ..H
Transformador	0,9	0,8	0,7
5	5,56	6,25	7,14
10	11,11	12,50	14,29
15	16,67	18,75	21,43
25	27,78	31,25	35,71
30	33,33	37,50	42,86
37,5	41,67	46,88	53,57
45	50,00	56,25	64,29
50	55,56	62,50	71,43
60	66,67	75,00	85,71
75	83,33	93,75	107,14
100	111,11	125,00	142,86
112,5	125,00	140,63	160,71
125	138,89	156,25	178,57

Tabla A3.1.1 Límites de cargabilidad de los transformadores según los factores de sobrecarga.

Estos factores se multiplican con la demanda de diseño para determinar la capacidad del transformador y actúa en forma inversamente proporcional a su capacidad para encontrar los límites de cargabilidad.

De acuerdo a la guía de carga de transformadores de distribución sumergidos en aceite pertenecientes AMERICAN STANDARDS ASSOCIATION, la guía



IEC 354 y la norma ANSI C-53, para poder aplicar los factores para una cierta duración de acuerdo a la categoría, antes de la demanda máxima debe existir un 90%, 80% o 70% de la carga y mantenerse a temperaturas ambientes establecidas.

Para ejemplificar lo mencionado utilizaremos los valores establecidos por AMERICAN STANDARDS ASSOCIATION que se encuentran en la **tabla A3.1.2**, si antes del periodo de carga máxima se tiene una carga del 70%, la temperatura ambiente es de 20°C y consideramos que el tiempo de sobrecarga es de 4 horas, el factor nos indica que se puede sobrecargar al transformador el 1,29 veces su capacidad nominal ($50\text{KVA} \cdot 1,29 = 64,5 \text{ KVA}$).

70%	Temperatura ambiente en °C				
	0	10	20	30	40
Tiempo [horas]					
1/2	2	2	1,95	1,78	1,6
1	1,95	1,8	1,65	1,49	1,32
2	1,72	1,59	1,46	1,32	1,16
4	1,52	1,41	1,29	1,17	1,04
8	1,4	1,3	1,19	1,07	0,95
24	1,33	1,22	1,11	1	0,89

Tabla A3.1.2 Factores de cargabilidad para porcentaje de carga 70% antes Dmax.

Con el objetivo de verificar y recomendar el uso de estos factores se realiza el siguiente proceso:

1. Obtención de Curvas de Carga diaria de acuerdo al porcentaje de carga antes de la Dmax.

El objetivo de obtención de las curvas es verificar el porcentaje de carga antes de la demanda máxima y el tiempo de duración de esta.

Se utilizarán también para realizar una evaluación técnica y económica de los transformadores de acuerdo a los rangos de cargabilidad.

Mediante datos facilitados por el departamento de planificación de la CENTROSUR de mediciones de calidad de energía mensualmente durante el 2009 y 2010, se procedió a obtener curvas de carga diarias promedio en



el sector residencial y comercial, para la cual se contó con una muestra de 129 transformadores.

Debido a la poca información que se dispuso de la categoría que sirve cada transformador, se seleccionó las curvas cuyo porcentaje de carga antes de la demanda máxima se encuentre sobre 70%, 80% sector residencial y sector comercial procedió obtener un promedio respectivamente.

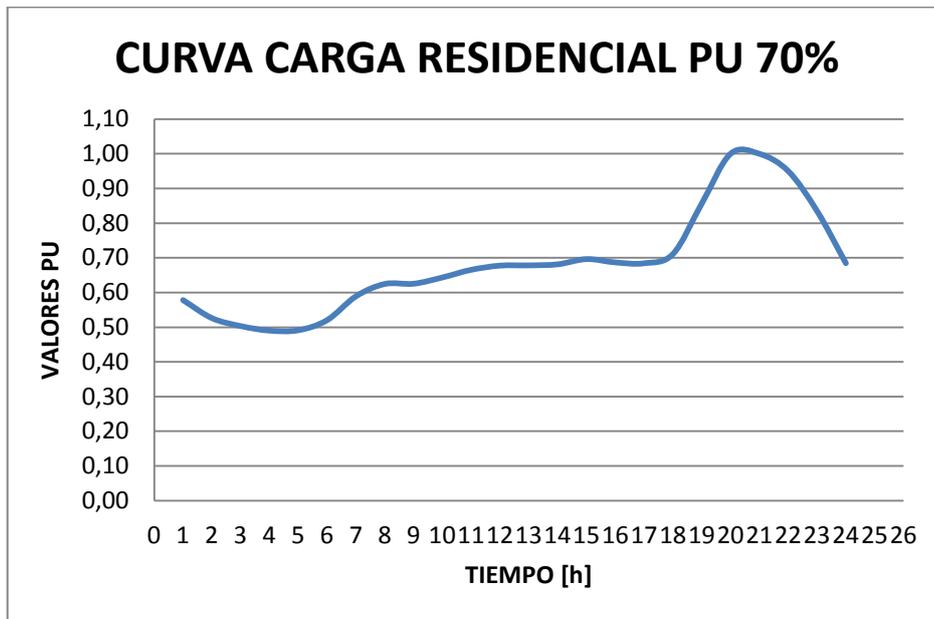


Figura A3.1.1 Curva de carga sector residencial para una carga del 70% antes de la Dmax.

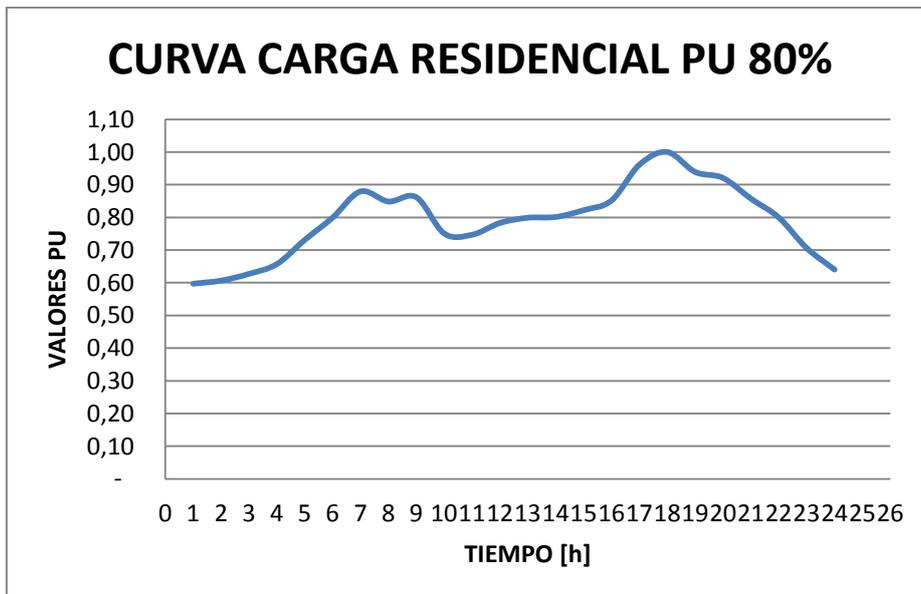


Figura A3.1.2 Curva de carga sector residencial para una carga del 80% antes de la Dmax.

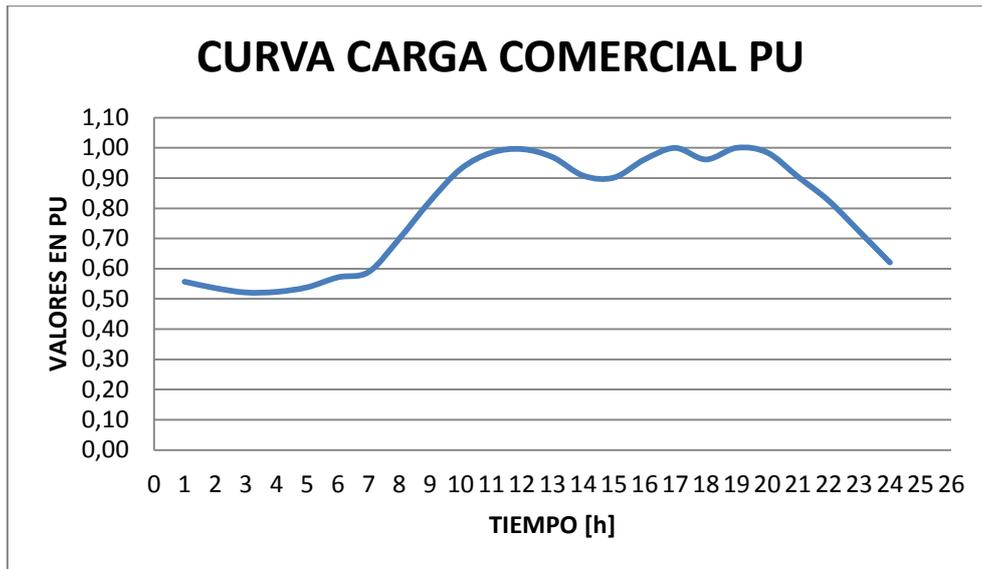


Figura A3.1.3 Curva de carga sector comercial para una carga del 90% antes de la Dmax.

De acuerdo a las curvas de carga obtenidas y considerando que a mayor demanda el porcentaje de carga del transformador es mayor se procede a verificar que los porcentajes de carga antes de la demanda máxima cumplen con los valores indicados en el caso residencial y en comercial se establece un porcentaje, asignamos los porcentajes de acuerdo a las categorías de usuario establecidas en esta investigación.

Categoría	R1	R2..R5	Comercial
Carga Transformador antes Dmax	80%	70%	90%

El factor de sobrecarga es mayor cuando el porcentaje de carga antes de la Dmax es menor y también si el tiempo de duración de la sobrecarga también es de corta duración.

Con las curvas de carga verificamos la asignación de los porcentajes, en el sector residencial el tiempo de duración de la Dmax es alrededor de 2-3 horas y se da aproximadamente entre las 19-22 pm y en la comercial vemos que se da dos veces la demanda máxima la primera entre las 10:30am a 13:00pm y la segunda 16:00pm a 20:00pm y con una duración de 3-4 horas.

Conclusiones:



Considerando que la temperatura ambiente es de 20°C, los porcentajes de carga asignados y la duración de la Dmax, de acuerdo a la guía de carga de transformadores sumergidos en aceite perteneciente a la AMERICAN STANDARDS ASSOCIATION, se procede a recomendar los factores de sobrecarga que deben ser aplicados a la capacidad nominal del transformador.

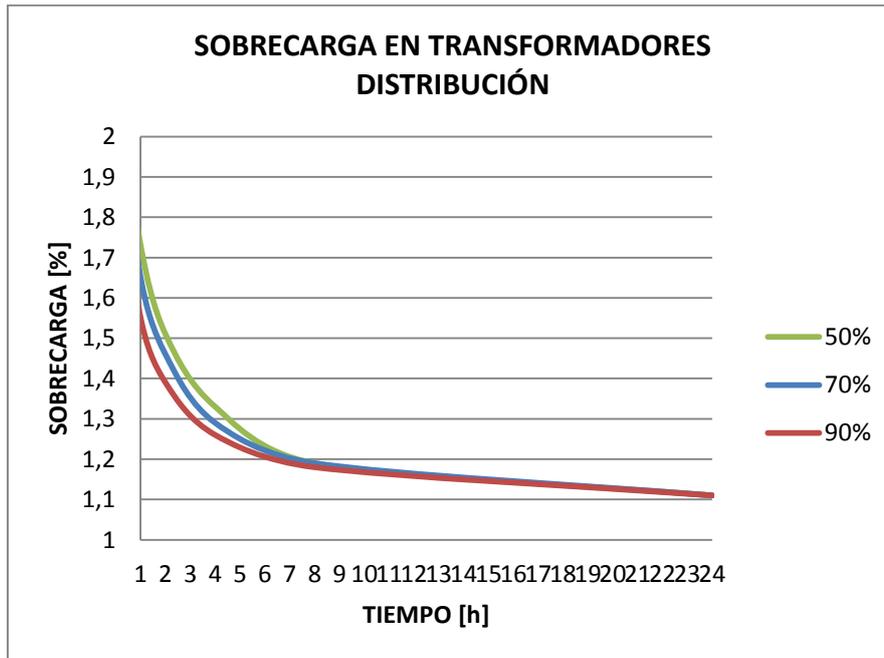


Figura A3.1.4 Sobrecarga en transformadores de distribución a una temperatura ambiente 20°C.

En el sector residencial categoría R2 a R5, cuyo tiempo de duración Dmax es 2 a 3 horas según guía de transformadores [25] el factor de sobrecarga aplicar esta entre 1,46 y 1,29 y para la categoría R1 entre 1,29 a 1,26.

Si se analiza la curva de carga comercial, se observa que no existe una considerable diferencia de la demanda entre los intervalos mencionados, por lo que se puede considerar que la demanda se mantiene constante con lo cual el tiempo de duración de la Dmax está entre 7-8 horas.

Para el sector comercial con un tiempo de duración Dmax de 8 horas el factor de sobrecarga aplicar es aproximadamente 1,18.



Comparamos estos valores con los utilizados en la CENTROSUR, los cuales se aproximan considerablemente en el caso residencial por lo cual recomendamos los mismos y en el sector comercial establecemos el porcentaje del 90%.

Categoría	R1	R2..R5	Comercial
Factor Sobrecarga	1,25	1,43	1,11

Tabla A3.1.3 Factores de sobrecarga recomendados.

Con estos factores de sobrecarga se calculan los límites de cargabilidad para los diferentes transformadores sin afectar la vida útil, mismos que se muestran en la **tabla A3.1.4**.

Transformador KVA	Comercial	R1	R2..R5
Monofásico	5	5,56	6,25
	10	11,11	12,50
	15	16,67	18,75
	25	27,78	31,25
	37,5	41,67	46,88
	50	55,56	62,50
Trifásico	30	33,33	37,50
	45	50,00	56,25
	50	55,56	62,50
	60	66,67	75,00
	75	83,33	93,75
	100	111,11	125,00
	112,5	125,00	140,63
	125	138,89	156,25

Tabla A3.1.4 Límites de utilización de los transformadores en kVA.

- Una vez obtenida los límites de cargabilidad de los transformadores de acuerdo al tipo de carga que van a manejar (Comercial, Residencial) se procede a realizar una valoración económica que incluye el costo de las perdidas y de la inversión para determinar la factibilidad de trabajar con el transformador sobrecargado.

Para determinar las pérdidas en los transformadores se utiliza la siguiente formulación.



$$P_{\text{energia}}_{\text{dia}} = P_0 * 24 + P_{\text{CU}} * t * \sum_{i=1}^{24} \left(\frac{P_i}{P_n} \right)^2 \quad (\text{A3.1.1})$$

Donde:

P_0 Pérdidas en vacío

P_{cu} Pérdidas de cobre

P_i Potencia con carga

P_n Potencia nominal del transformador

Los valores de pérdidas en vacío y en el cobre que se utilizaran en este análisis vienen determinados por las tablas que se indica a continuación

[26]:

Transformador KVA	P_0 W	P_{CU} W
5	35	103
10	59	207
15	141	246
25	182	360
37,5	230	490
50	265	605

Tabla A3.1.5 Pérdidas en vacío y con carga en transformadores monofásicos.

Transformador KVA	P_0 W	P_{CU} W
30	134	515
45	182	708
50	197	752
60	225	903
75	266	1090
100	330	1498
112,5	361	1540

Tabla A3.1.6 Pérdidas en vacío y con carga en transformadores trifásicos.

La potencia con carga P_i corresponde a valores de potencia durante el intervalo a analizar, por lo que se utilizará curvas de carga diarias en por unidad (sector residencial R2 a R5 y comercial) para cada transformador, mediante esta obtendremos las pérdidas de energía diaria.



Para obtener el costo de las pérdidas de energía durante los 10 años de proyección se calcularán las pérdidas de energía anuales y se valorarán mediante el costo del kilovatio hora de 0,06 centavos de dólar.

Una vez que se han calculado las pérdidas para el período de análisis, procedemos a traerlas a valor presente para realizar la evaluación de costos, para esto se utiliza la siguiente formulación:

$$VP = \frac{VF}{(1+Td)^t}$$

(A3.1.2)

Donde:

VP Costos llevados al año 0 \$

VF Costo por pérdidas en el año t

t año del que se transfiere el valor

Td Tasa de descuento (11,2%)

Para una mejor explicación, se desarrollará el análisis del límite de cargabilidad del transformador trifásico de 30 kVA para la categoría R2 cuyo límite sin deteriorar la vida útil del transformador es de 42,86 kVA de acuerdo a la **tabla A3.1.4**.

El análisis implica la evaluación del transformador de 30 kVA y el de 45 kVA debido a que ambos pueden satisfacer los requerimientos, no obstante se debe evaluar la parte económica.

En función de la curva de carga en pu (**figura A3.1.1**) y según el límite de cargabilidad obtendremos la curva de carga la cual nos permita realizar la evaluación de pérdidas.

Los valores de pérdidas en vacío y del cobre tomados de la **tabla A3.1.6** para los transformadores del análisis serán:

Transformador kVA	P_0 W	P_{CU} W
30	134	515
45	182	708

Mediante la formulación para la determinación de pérdidas de energía diaria se calcula para cada transformador **tabla A3.1.7**.

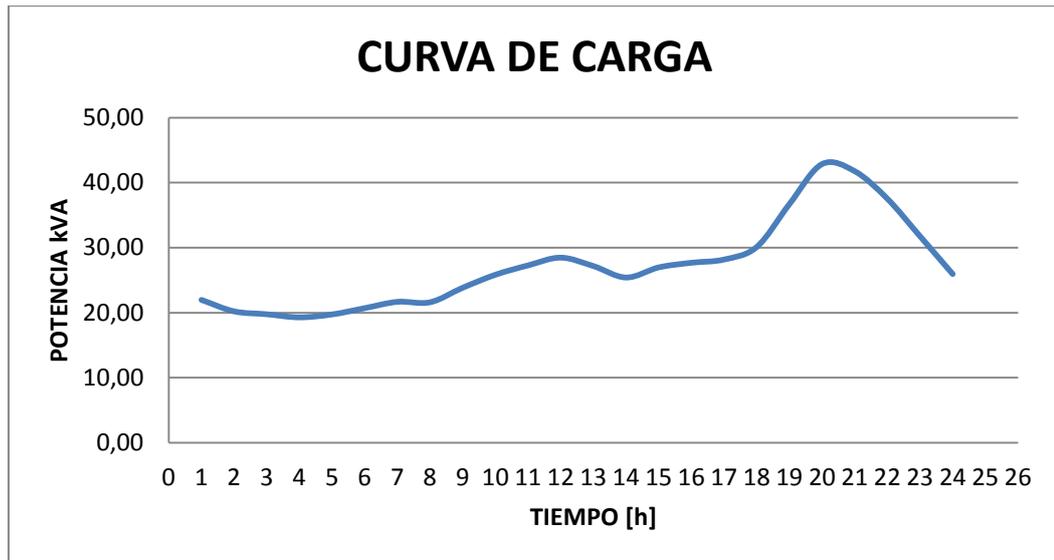


Figura A3.1.5 Curva de carga en función del límite de cargabilidad 42,86 kVA.

De la **tabla A3.1.7** podemos indicar que las pérdidas diarias en el año de proyección 10 para el transformador de 45 kVA (10,94 kW) son inferiores con respecto al de 30 kVA (13,98 kW) para satisfacer la demanda cuyo valor máximo corresponde al límite de cargabilidad analizado.

Considerando una tasa de crecimiento de la carga del 2,5% se procede a calcular las pérdidas para los años de proyección (**tabla A3.1.8**).

Las pérdidas anuales de energía se obtienen del producto entre las pérdidas de energía diarias y el número de días al año.

Se procede a calcular el costo por pérdidas de energía anual y estos valores se obtienen en costo de valor presente (**tabla A3.1.9**).



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Hora	S-KVA P 10	30 KVA	45 KVA
1	21,97	0,28	0,17
2	20,21	0,23	0,14
3	19,77	0,22	0,14
4	19,29	0,21	0,13
5	19,74	0,22	0,14
6	20,71	0,25	0,15
7	21,68	0,27	0,16
8	21,61	0,27	0,16
9	23,85	0,33	0,20
10	25,84	0,38	0,23
11	27,28	0,43	0,26
12	28,47	0,46	0,28
13	27,17	0,42	0,26
14	25,42	0,37	0,23
15	26,97	0,42	0,25
16	27,68	0,44	0,27
17	28,18	0,45	0,28
18	30,11	0,52	0,32
19	36,70	0,77	0,47
20	42,86	1,05	0,64
21	41,76	1,00	0,61
22	37,52	0,81	0,49
23	31,76	0,58	0,35
24	25,95	0,39	0,24
Pérdidas en el cobre kW		10,76	6,57
Pérdidas en el vacío kW		3,21	4,368
Pérdidas Energía Diaria		13,97	10,94

Tabla A3.1.7 Pérdidas de potencia en kW para transformador de 30 y 45 KVA con una Dmax de 42,86 KVA y en el año de proyección 10.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Hora	Año 10	Año 9	Año 8	Año 7	Año 6	Año 5	Año 4	Año 3	Año 2	Año 1
1	276,30	262,99	250,32	238,25	226,77	215,85	205,45	195,55	186,12	177,15
2	233,80	222,53	211,81	201,61	191,89	182,64	173,84	165,47	157,49	149,90
3	223,57	212,79	202,54	192,78	183,49	174,65	166,23	158,22	150,60	143,34
4	212,96	202,70	192,93	183,64	174,79	166,37	158,35	150,72	143,46	136,54
5	222,97	212,23	202,00	192,27	183,00	174,19	165,79	157,80	150,20	142,96
6	245,34	233,52	222,27	211,56	201,37	191,66	182,43	173,64	165,27	157,31
7	268,89	255,94	243,60	231,87	220,69	210,06	199,94	190,30	181,13	172,40
8	267,26	254,38	242,12	230,45	219,35	208,78	198,72	189,14	180,03	171,36
9	325,49	309,81	294,88	280,67	267,14	254,27	242,02	230,36	219,26	208,69
10	382,12	363,71	346,19	329,51	313,63	298,52	284,13	270,44	257,41	245,01
11	425,84	405,32	385,79	367,20	349,51	332,67	316,64	301,38	286,86	273,03
12	463,81	441,46	420,19	399,94	380,67	362,33	344,87	328,25	312,43	297,38
13	422,57	402,21	382,83	364,38	346,82	330,11	314,21	299,07	284,65	270,94
14	369,65	351,83	334,88	318,74	303,39	288,77	274,85	261,61	249,00	237,00
15	416,31	396,25	377,15	358,98	341,68	325,22	309,55	294,63	280,44	266,92
16	438,53	417,40	397,28	378,14	359,92	342,58	326,07	310,36	295,40	281,17
17	454,48	432,58	411,74	391,90	373,01	355,04	337,93	321,65	306,15	291,40
18	518,73	493,74	469,95	447,30	425,75	405,23	385,71	367,12	349,43	332,59
19	770,63	733,50	698,16	664,52	632,50	602,02	573,01	545,40	519,12	494,10
20	1051,16	1000,51	952,30	906,41	862,74	821,16	781,60	743,93	708,09	673,97
21	997,99	949,90	904,13	860,56	819,09	779,63	742,06	706,30	672,27	639,87
22	805,58	766,76	729,81	694,65	661,17	629,31	598,99	570,13	542,66	516,51
23	577,16	549,35	522,88	497,68	473,70	450,87	429,15	408,47	388,79	370,05
24	385,23	366,66	349,00	332,18	316,17	300,94	286,44	272,63	259,50	246,99
Pérdidas energía diaria	13,97	13,45	12,96	12,49	12,04	11,62	11,21	10,83	10,46	10,11
Pérdidas energía anuales	5099,91	4910,73	4730,67	4559,28	4396,15	4240,88	4093,10	3952,43	3818,54	3691,10

Tabla A3.1.8. Pérdidas de energía diarias y anuales para cada año de proyección 30 kVA.



Año	Pérdidas energía Kilovatio hora		Costo Pérdidas Energía \$		Costo Valor Presente \$	
	30	45	30	45	30	45
1	3691,10	3132,38	221,47	187,94	199,16	169,01
2	3818,54	3210,24	229,11	192,61	185,28	155,77
3	3952,43	3292,05	237,15	197,52	172,47	143,65
4	4093,10	3377,99	245,59	202,68	160,61	132,55
5	4240,88	3468,29	254,45	208,10	149,65	122,39
6	4396,15	3563,16	263,77	213,79	139,51	113,07
7	4559,28	3662,84	273,56	219,77	130,11	104,53
8	4730,67	3767,55	283,84	226,05	121,40	96,69
9	4910,73	3877,57	294,64	232,65	113,33	89,49
10	5099,91	3993,16	305,99	239,59	105,84	82,87

Tabla A3.1.9 Resumen de cálculos de pérdidas y costos de energía para 30 y 45 kVA.

El costo total del transformador incluye el costo total de pérdidas de energía y el costo de inversión que principalmente implica el costo del transformador.

Los valores del costo del transformador serán tomados de los precios unitarios de los materiales de la CENTROSUR.

Transformador	30 kVA	45 kVA
Costo Total Perdidas Energía \$	1477,38	1210,03
Costo inversión \$	3236,90	3915,74
Costo total transformador \$	4714,28	5125,77
Diferencia \$	411,49	

Tabla A3.1.10 Resumen Costo total de transformadores de 30 y 45 KVA.

Analizando los costos totales por transformador para satisfacer la demanda máxima de 42,86 KVA que corresponde al límite de cargabilidad del transformador de 30 KVA, vemos que el costo por pérdidas de energía para el de mayor capacidad es inferior con valor de 267 dólares pero el costo de inversión es mayor con una diferencia de los 678 dólares, por lo que el costo total del transformador del 30 KVA es inferior con una diferencia de 411,49 dólares.



De los valores analizados concluimos que el transformador de 30 KVA puede sobrecargarse a un valor máximo de 42,86 KVA sin deteriorar su vida útil y sin invertir un costo mayor.

Para el análisis de los límites correspondientes a diferentes transformadores se seguirá el mismo proceso y se recomendará dicho valor si el costo total es menor para la capacidad del transformador que se considera la sobrecarga.

Conclusiones

Este procedimiento se debe aplicar para la selección de los transformadores, uno de los análisis realizados muestran que en el caso de los transformadores de 45 KVA el costo entre este y el de 50 KVA varía en un precio de 42,00 dólares aproximadamente lo cual es recuperable a través del costo de pérdidas de energía ya que el de mayor capacidad va a tener menores perdidas, por lo que se recomendaría usar el de 50 KVA.

A partir de este análisis se propone utilizar los mismos factores de sobrecarga y recomendaríamos que para demandas cuyos valores están sobre los límites de cargabilidad del transformador de 45KVA se utilice preferiblemente el de 50 kVA.

7,14 Año	Pérdidas energía		Costo Pérdidas Energía		Costo Valor presente	
	5	10	5	10	5	10
1	796,72	763,09	47,80	45,79	42,99	41,17
2	821,53	775,55	49,29	46,53	39,86	37,63
3	847,60	788,65	50,86	47,32	36,99	34,41
4	874,98	802,41	52,50	48,14	34,33	31,49
5	903,76	816,87	54,23	49,01	31,89	28,83
6	933,99	832,06	56,04	49,92	29,64	26,40
7	965,75	848,02	57,95	50,88	27,56	24,20
8	999,12	864,78	59,95	51,89	25,64	22,19
9	1034,18	882,40	62,05	52,94	23,87	20,36
10	1071,01	900,90	64,26	54,05	22,23	18,70
Costo Total Pérdidas Energía \$					315,00	285,39
Costo inversión \$					1325,58	1553,42
Costo total transformador \$					1640,58	1838,81
Diferencia \$					198,23	

Tabla A3.1.10 Costo total de transformador para límite de cargabilidad 7,14 kVA.



14,2 9	Pérdidas energía		Costo Pérdidas Energía		Costo Valor Presente	
	Año	10	15	10	15	10
1	1765,6 8	1776,7 0	105,94	106,60	95,27	95,87
2	1813,8 3	1804,1 2	108,83	108,25	88,01	87,54
3	1864,4 1	1832,9 2	111,86	109,98	81,35	79,98
4	1917,5 5	1863,1 8	115,05	111,79	75,25	73,11
5	1973,3 9	1894,9 8	118,40	113,70	69,64	66,87
6	2032,0 4	1928,3 8	121,92	115,70	64,48	61,19
7	2093,6 7	1963,4 8	125,62	117,81	59,75	56,03
8	2158,4 2	2000,3 5	129,51	120,02	55,39	51,34
9	2226,4 5	2039,0 8	133,59	122,35	51,38	47,06
10	2297,9 2	2079,7 8	137,88	124,79	47,69	43,16
Costo Total Pérdidas Energía \$					688,22	662,15
Costo inversión \$					1553,42	1980,29
Costo total transformador \$					2241,64	2642,44
Diferencia \$					400,81	

Tabla A3.1.11 Costo total de transformador para límite de cargabilidad 14,29 kVA.



21,4 3	Pérdidas energía		Costo Pérdidas Energía		Costo Valor presente	
	Año	15	25	15	25	15
1	2406,8 2	2211,5 9	144,41	132,70	129,86	119,33
2	2466,1 4	2242,8 3	147,97	134,57	119,66	108,83
3	2528,4 5	2275,6 7	151,71	136,54	110,33	99,30
4	2593,9 3	2310,1 6	155,64	138,61	101,79	90,65
5	2662,7 2	2346,4 0	159,76	140,78	93,96	82,80
6	2734,9 9	2384,4 7	164,10	143,07	86,79	75,67
7	2810,9 1	2424,4 7	168,65	145,47	80,22	69,19
8	2890,6 9	2466,5 0	173,44	147,99	74,18	63,30
9	2974,5 0	2510,6 5	178,47	150,64	68,65	57,94
10	3062,5 5	2557,0 4	183,75	153,42	63,56	53,07
Costo Total Perdidas Energía \$					929,01	820,07
Costo inversión \$					1980,29	2453,70
Costo total transformador \$					2909,30	3273,77
Diferencia \$					364,48	

Tabla A3.1.12 Costo total de transformador para límite de cargabilidad 21,43 kVA.



35,7 1	Pérdidas energía		Costo Pérdidas Energía		Costo Valor presente	
	Año	25	37,5	25	37,5	25
1	3344,78	3073,72	200,69	184,42	180,47	165,85
2	3433,40	3127,33	206,00	187,64	166,60	151,75
3	3526,50	3183,65	211,59	191,02	153,88	138,92
4	3624,32	3242,82	217,46	194,57	142,22	127,25
5	3727,08	3304,99	223,63	198,30	131,52	116,63
6	3835,06	3370,31	230,10	202,22	121,70	106,95
7	3948,49	3438,93	236,91	206,34	112,68	98,14
8	4067,67	3511,03	244,06	210,66	104,39	90,10
9	4192,89	3586,77	251,57	215,21	96,77	82,78
10	4324,44	3666,35	259,47	219,98	89,75	76,09
Costo Total Perdidas Energía \$					1299,98	1154,45
Costo inversión \$					2453,70	2807,54
Costo total transformador \$					3753,68	3961,99
Diferencia \$					208,32	

Tabla A3.1.13 Costo total de transformador para límite de cargabilidad 35,71 kVA.



53,5 7	Pérdidas energía		Costo Pérdidas Energía		Costo Valor presente	
	37,5	50	37,5	50	37,5	50
1	4420,1 1	3991,9 3	265,21	239,52	238,50	215,39
2	4541,8 8	4076,5 0	272,51	244,59	220,38	197,80
3	4669,8 1	4165,3 5	280,19	249,92	203,77	181,76
4	4804,2 2	4258,7 0	288,25	255,52	188,52	167,11
5	4945,4 4	4356,7 7	296,73	261,41	174,51	153,74
6	5093,8 0	4459,8 1	305,63	267,59	161,65	141,53
7	5249,6 8	4568,0 7	314,98	274,08	149,81	130,36
8	5413,4 4	4681,8 1	324,81	280,91	138,93	120,15
9	5585,5 0	4801,3 1	335,13	288,08	128,91	110,81
10	5766,2 7	4926,8 5	345,98	295,61	119,67	102,25
Costo Total Perdidas Energía \$					1724,64	1520,90
Costo inversión \$					2807,54	3145,77
Costo total transformador \$					4532,18	4666,67
Diferencia \$					134,49	

Tabla A3.1.14 Costo total de transformador para límite de cargabilidad 53,57 kVA.



37, 5	Pérdidas energía		Costo Pérdidas Energía		Costo Valor presente	
	Año	30	45	30	45	30
1	3,69	3132,38	0,22	187,94	0,20	169,01
2	3,82	3210,24	0,23	192,61	0,19	155,77
3	3,95	3292,05	0,24	197,52	0,17	143,65
4	4,09	3377,99	0,25	202,68	0,16	132,55
5	4,24	3468,29	0,25	208,10	0,15	122,39
6	4,40	3563,16	0,26	213,79	0,14	113,07
7	4,56	3662,84	0,27	219,77	0,13	104,53
8	4,73	3767,55	0,28	226,05	0,12	96,69
9	4,91	3877,57	0,29	232,65	0,11	89,49
10	5,10	3993,16	0,31	239,59	0,11	82,87
Costo Total Perdidas Energía \$					1,48	1210,03
Costo inversión \$					3236,90	3915,74
Costo total transformador \$					3238,38	5125,77
Diferencia \$					1887,39	

Tabla A3.1.15 Costo total de transformador para límite de cargabilidad 37,5 kVA.



64,29	Pérdidas Energía				Costo Pérdidas Energía				Costo Valor presente			
Año	45	50	60	75	45	50	60	75	45	50	60	75
1	5451,02	5043,79	4737,89	4467,69	327,06	302,63	284,27	268,06	294,12	272,15	255,64	241,06
2	5646,26	5211,76	4877,97	4575,90	338,78	312,71	292,68	274,55	273,97	252,89	236,69	222,03
3	5851,39	5388,24	5025,13	4689,59	351,08	323,29	301,51	281,38	255,33	235,12	219,27	204,63
4	6066,91	5573,66	5179,75	4809,03	364,01	334,42	310,78	288,54	238,07	218,71	203,25	188,71
5	6293,33	5768,46	5342,19	4934,53	377,60	346,11	320,53	296,07	222,08	203,56	188,52	174,13
6	6531,22	5973,13	5512,86	5066,37	391,87	358,39	330,77	303,98	207,26	189,55	174,94	160,78
7	6781,15	6188,15	5692,16	5204,89	406,87	371,29	341,53	312,29	193,52	176,60	162,44	148,54
8	7043,73	6414,06	5880,55	5350,43	422,62	384,84	352,83	321,03	180,77	164,61	150,91	137,31
9	7319,61	6651,41	6078,47	5503,33	439,18	399,08	364,71	330,20	168,93	153,50	140,28	127,01
10	7609,45	6900,77	6286,41	5663,97	456,57	414,05	377,18	339,84	157,93	143,22	130,47	117,55
Costo Total Pérdidas Energía \$									2191,96	2009,90	1862,43	1721,74
Costo inversión \$									3915,74	3956,47	4224,85	4411,13
Costo total transformador \$									6107,70	5966,37	6087,28	6132,87

Tabla A3.1.16 Costo total de transformador para límite de cargabilidad 64,29 kVA.



71,43 Año	Pérdidas energía			Costo Pérdidas Energía			Costo Valor presente		
	50	60	75	50	60	75	50	60	75
1	5782,82	5354,17	4943,78	346,97	321,25	296,63	312,02	288,89	266,75
2	5988,22	5525,44	5076,09	359,29	331,53	304,57	290,56	268,11	246,30
3	6204,00	5705,38	5215,11	372,24	342,32	312,91	270,71	248,96	227,56
4	6430,72	5894,44	5361,16	385,84	353,67	321,67	252,34	231,30	210,37
5	6668,91	6093,06	5514,60	400,13	365,58	330,88	235,33	215,01	194,60
6	6919,16	6301,74	5675,81	415,15	378,10	340,55	219,57	199,98	180,12
7	7182,07	6520,99	5845,19	430,92	391,26	350,71	204,96	186,09	166,81
8	7458,30	6751,33	6023,14	447,50	405,08	361,39	191,40	173,26	154,57
9	7748,51	6993,33	6210,09	464,91	419,60	372,61	178,82	161,40	143,32
10	8053,42	7247,59	6406,51	483,21	434,86	384,39	167,14	150,42	132,96
Costo Total Pérdidas Energía \$							2322,87	2123,41	1923,37
Costo inversión \$							3956,47	4224,85	4411,13
Costo total transformador \$							6279,34	6348,26	6334,50

Tabla A3.1.17 Costo total de transformador para límite de cargabilidad 71,43 kVA.



85,71 Año	Pérdidas Energía			Costo Pérdidas Energía			Costo Valor presente		
	60	75	100	60	75	100	60	75	100
1	6788,02	6051,48	5767,57	407,28	363,09	346,05	366,26	326,52	311,20
2	7031,88	6239,87	5913,20	421,91	374,39	354,79	341,20	302,77	286,92
3	7288,08	6437,80	6066,21	437,29	386,27	363,97	318,02	280,91	264,70
4	7557,26	6645,75	6226,97	453,44	398,74	373,62	296,55	260,78	244,35
5	7840,07	6864,22	6395,86	470,40	411,85	383,75	276,66	242,22	225,70
6	8137,19	7093,76	6573,30	488,23	425,63	394,40	258,22	225,11	208,60
7	8449,35	7334,92	6759,73	506,96	440,10	405,58	241,12	209,32	192,91
8	8777,32	7588,28	6955,60	526,64	455,30	417,34	225,26	194,74	178,50
9	9121,89	7854,48	7161,38	547,31	471,27	429,68	210,52	181,27	165,27
10	9483,90	8134,15	7377,57	569,03	488,05	442,65	196,83	168,82	153,11
Costo Total Pérdidas Energía \$							2730,64	2392,47	2231,26
Costo inversión \$							3992,90	4411,13	5018,29
Costo total transformador \$							6723,54	6803,60	7249,55

Tabla A3.1.18 Costo total de transformador para límite de cargabilidad 85,71 kVA.



107,1 4 Año	Pérdidas Energía		Costo Pérdidas Energía		Costo Valor presente	
	75	100	75	100	75	100
1	8429,43	7605,84	505,77	456,35	454,83	410,39
2	8738,21	7844,54	524,29	470,67	424,00	380,64
3	9062,61	8095,33	543,76	485,72	395,45	353,24
4	9403,44	8358,80	564,21	501,53	368,99	328,00
5	9761,53	8635,62	585,69	518,14	344,47	304,73
6	10137,74	8926,45	608,26	535,59	321,71	283,27
7	10533,00	9232,01	631,98	553,92	300,59	263,46
8	10948,27	9553,03	656,90	573,18	280,97	245,16
9	11384,56	9890,31	683,07	593,42	262,74	228,25
10	11842,94	10244,66	710,58	614,68	245,79	212,62
Costo Total Pérdidas Energía \$					3399,52	3009,76
Costo inversión \$					4411,13	5018,30
Costo total transformador \$					7810,65	8028,06

Tabla A3.1.19 Costo total de transformador para límite de cargabilidad 107,14 kVA.



66,67		Perdidas Energía			Costo Perdidas Energía			Costo Valor presente		
Año	60	75	100	60	75	100	60	75	100	
1	6119,55	5535,06	5368,35	367,17	332,10	322,10	330,19	298,65	289,66	
2	6329,57	5697,31	5493,78	379,77	341,84	329,63	307,13	276,45	266,57	
3	6550,22	5867,77	5625,55	393,01	352,07	337,53	285,82	256,04	245,47	
4	6782,04	6046,86	5764,00	406,92	362,81	345,84	266,13	237,28	226,18	
5	7025,60	6235,02	5909,45	421,54	374,10	354,57	247,92	220,02	208,53	
6	7281,49	6432,70	6062,27	436,89	385,96	363,74	231,07	204,13	192,38	
7	7550,33	6640,39	6222,83	453,02	398,42	373,37	215,47	189,50	177,58	
8	7832,79	6858,60	6391,51	469,97	411,52	383,49	201,02	176,01	164,03	
9	8129,54	7087,85	6568,74	487,77	425,27	394,12	187,62	163,58	151,60	
10	8441,31	7328,71	6754,93	506,48	439,72	405,30	175,19	152,10	140,19	
Costo Total Perdidas Energía \$							2447,55	2173,77	2062,20	
Costo inversión transf. \$							3844,05	4262,28	4869,45	
Costo instalación \$							148,85	148,85	148,85	
Costo total transformador \$							6440,45	6584,90	7080,50	

Tabla A3.1.20 Costo total de transformador para límite de cargabilidad 66,67 kVA en sector comercial.

**ANEXO 3.2****ANÁLISIS DE SELECCIÓN PRELIMINAR DE CONDUCTORES**

El objetivo de este análisis es obtener según la capacidad del transformador, el calibre del conductor preliminar para el dimensionamiento de la red.

Para obtener los calibres de los conductores se ha considerado dos puntos:

1. La utilización del sistema de información geográfico (GIS) implantado en la CENTROSUR para obtener una base de datos referente a la topología de la red, y el tipo y calibre de conductor utilizado.
2. El cumplimiento de la caída de tensión establecido por la empresa.

TRANSFORMADOR	TIPO	Cantidad	Conductor fase
10	Monofásico	3	4 ACSR
15	Monofásico	14	4 ACSR
25	Monofásico	20	2 ACSR
37,5	Monofásico	6	1/0 ACSR
50	Monofásico	2	1/0 ACSR
30	Trifásico	14	2 ACSR
45	Trifásico	13	1/0 ACSR
50	Trifásico	23	1/0 ACSR
60	Trifásico	6	1/0 ACSR
75	Trifásico	19	1/0 ACSR
100	Trifásico	6	2/0 ACSR
112,5	Trifásico	2	2/0 ACSR
125	Trifásico	1	3/0 ACSR

Tabla A3.2.1. Calibres preliminares ACSR según capacidad transformador kVA.

Para una mejor explicación se desarrollará el proceso para la selección del calibre del conductor preliminar para un transformador trifásico de 50 KVA.

La muestra a analizar es de 23 circuitos, se considera que cada circuito está representado por un transformador; del GIS se obtiene las características necesarias.

De la muestra obtenida analizamos que para 13 circuitos el conductor utilizado es el 1/0 ACSR, con este conductor procedemos a calcular y verificar el cumplimiento de la caída de tensión.



TRAMO	Longit.	N°	Al.Púb.	CAR GA	CONDUCTOR	kva x m	CAIDA DE TENSION
-------	---------	----	---------	--------	-----------	---------	------------------

TRANSFORMADOR	CAPACIDAD KVA	TIPO	FASE	NEUTRO
6428	50	Trifásico	1/0 ACSR	2 ACSR
13281	50	Trifásico	1/0 ACSR	4 ACSR
14064	50	Trifásico	2 Y 1/0 ACSR	4 Y 2 ACSR
4521	50	Trifásico	2 ACSR	4 ACSR
9817	50	Trifásico	1/0 ACSR	2 ACSR
4869	50	Trifásico	1/0 ACSR	2 ACSR
11560	50	Trifásico	3/0 ACSR	4 ACSR
11035	50	Trifásico	1/0 ACSR	2 ACSR
10626	50	Trifásico	1/0 ACSR	2 ACSR
10621	50	Trifásico	1/0 ACR	2 ACSR
14065	50	Trifásico	1/0 ACSR	2 ACSR
6465	50	Trifásico	1/0 ACSR	2 ACSR
6406	50	Trifásico	1/0 ACSR	2 ACSR
6418	50	Trifásico	1/0 ACSR	2 ACSR
6447	50	Trifásico	1/0 Y 2 ACSR	2 Y 4 ACSR
3011	50	Trifásico	1/0 ACSR	2 ACSR
3264	50	Trifásico	1/0 ACSR	2 ACSR
1569	50	Trifásico	2/0 ACSR	1/0 ACSR

Tabla A3.2.2 Conductores preliminares para un transformador 50kVA.



Inic io	Fin	[m]	AB ON.	(W)	[kva]	N° fases	AW G	F.D. V.		PARCI AL	ACU M.
0	1	31	8	0,52941 176	14,46	3	1/0	595	448	0,75	
0	4	31	15	1,05882 353	25,75	3	1/0	595	798	1,34	
0	10	31	10	0,70588 235	17,78	3	1/0	595	551	0,93	
1	2	31	6	0,35294 118	11,08	3	1/0	595	343	0,58	
2	3	31	3	0,17647 059	5,88	3	1/0	595	182	0,31	
4	5	31	13	0,88235 294	22,55	3	1/0	595	699	1,18	
5	6	31	2	0,17647 059	4,12	3	1/0	595	128	0,21	
5	7	31	8	0,52941 176	14,46	3	1/0	595	448	0,75	
7	8	31	6	0,35294 118	11,08	3	1/0	595	343	0,58	
8	9	31	3	0,17647 059	5,88	3	1/0	595	182	0,31	4,15
10	11	31	8	0,52941 176	14,46	3	1/0	595	448	0,75	
11	12	31	5	0,35294 118	9,44	3	1/0	595	293	0,49	
12	13	31	3	0,17647 059	5,88	3	1/0	595	182	0,31	2,48

En el capítulo 2 se obtuvo un circuito típico por capacidad de transformador, para este caso constituye a los siguientes datos:

TRANSFORMADOR	TIPO	Tramos	Longitud por t.	Longitud total m.
50 kVA	trifásico	13	31	403

Con estas características y en función de los nuevos valores de demanda máxima unitaria proyectada procedemos a calcular la caída de tensión para los 3 tipos de usuarios en la parte urbana, en la siguiente tabla se indica según la categoría el número de abonados para obtener una demanda cercana a la capacidad del transformador.



CATEGORIA	# Abonados	DMP
R1	34	48,99
R2	54	49,48
R3	112	48,83

TRAMO		Lon git.	N°	Al.Púb.	CAR GA	CONDUCTOR			kva x m	CAIDA DE TENSION	
Inic io	Fi n	[m]	ABO N.	(W)	[kva]	N° fases	AW G	F.D. V.		PARCI AL	ACU M.
0	1	31	25	0,52941 176	17,73	3	1/0	595	550	0,92	
0	4	31	50	1,05882 353	33,37	3	1/0	595	1035	1,74	
0	10	31	33	0,70588 235	22,85	3	1/0	595	708	1,19	
1	2	31	17	0,35294 118	12,46	3	1/0	595	386	0,65	
2	3	31	9	0,17647 059	6,96	3	1/0	595	216	0,36	
4	5	31	42	0,88235 294	28,45	3	1/0	595	882	1,48	
5	6	31	9	0,17647 059	6,96	3	1/0	595	216	0,36	
5	7	31	25	0,52941 176	17,73	3	1/0	595	550	0,92	
7	8	31	17	0,35294 118	12,46	3	1/0	595	386	0,65	
8	9	31	9	0,17647 059	6,96	3	1/0	595	216	0,36	5,16
10	11	31	25	0,52941 176	17,73	3	1/0	595	550	0,92	
11	12	31	17	0,35294 118	12,46	3	1/0	595	386	0,65	
12	13	31	9	0,17647 059	6,96	3	1/0	595	216	0,36	3,13

Tabla A3.2.3 Cálculo de caída de tensión conductor 1/0 ACSR para las categorías R1 y R3.

En el cálculo de caída de tensión comprobamos que el calibre del conductor seleccionado cumple con el valor establecido del 6% en la parte urbana para las 3 categorías.

De esta manera se obtiene los calibres preliminares que se pueden recomendar, se sigue el mismo proceso para otras capacidades de



transformador, cabe mencionar que se utilizará el circuito típico obtenido por transformador para la comprobación de la caída de tensión.

Transformador kVA	Tipo	Conductor fase
10 y 15	Monofásico	4 ACSR
25	Monofásico	2 ACSR
37.5 y 50	Monofásico	1/0 ACSR
30	Trifásico	2 ACSR
50, 60 y 75	Trifásico	1/0 ACSR
100 y 112.5	Trifásico	2/0 ACSR
125	Trifásico	3/0 ACSR

Tabla A3.2.4 Mínimo calibre del conductor ACSR sector urbano.

Transformador kVA	Tipo	Conductor fase
5, 10 y 15	Monofásico	2 ACSR
25	Monofásico	1/0 ACSR
30	Trifásico	2 ACSR
37.5	Monofásico	2 ACSR
50	Trifásico	1/0 ACSR
60	Trifásico	2 ACSR

Tabla A3.2.5 Mínimo calibre del conductor ACSR sector rural.

**ANEXO 3.3****CÁLCULO FDV EN RED AEREA CON CONDUCTORES PREENSAMBLADOS**

La diferencia que radica entre este tipo de red con dichos conductores y la red con conductores desnudos es la disposición y el calibre, los mismos que influyen para el cálculo de los FDV.

Para la determinación se considera el 1% de caída de tensión ($KVA \cdot L$) y se utiliza la siguiente formulación:

$$FDV = \frac{10 \cdot KV^2 \cdot (f-n) \cdot F}{k \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi)} \quad (A3.3.1)$$

Donde:

$$F = 1 \text{ si } 1F3C$$

$$F = 3 \text{ si } 3F4C$$

$$k = 1$$

φ factor de potencia 0,9

Se procede a calcular la resistencia y reactancia del conductor para una temperatura máxima del conductor de 50°C y una frecuencia de 60 Hz.

La resistencia se calculará mediante:

$$R_{50^\circ C} = R_{20^\circ C} \cdot [1 + \alpha \cdot (t - 20)] \quad (A3.3.2)$$

Donde:

$$\alpha = 0,0043$$

$R_{20^\circ C}$ Resistencia del conductor a 20° C

Sección mm ²	Resistencia 20°C ohm/km
50	0,641
50	0,443
50	0,32

Para este tipo de redes se consideran como líneas cortas por lo que la reactancia capacitiva no se tomará en cuenta, únicamente se considera la inductiva la misma que se calculará con la expresión:

$$XL = 2\pi \cdot f \cdot 2 \cdot 10^{-4} \cdot \ln \cdot \frac{DMG}{RMG} \quad (A3.3.3)$$



Donde:

DMG *distanci media geométrica*

RMG *Radio medio geométrico*

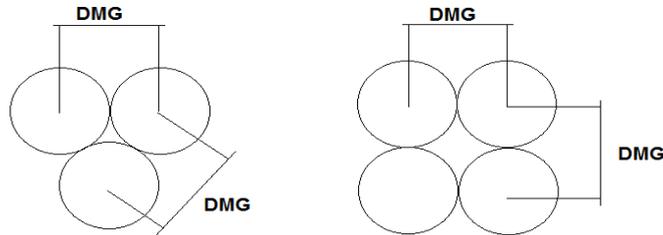


Figura A3.3.1 Configuración de la red monofásica y trifásica con conductores preensamblados.

Los valores del radio del conductor y espesor del aislamiento se indican en la siguiente tabla, los cuales son extraídos de las especificaciones técnicas emitidos por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable [27].

Sección mm ²	Radio Conductor cm	Espesor aislamiento cm
50	0,40	0,16
70	0,47	0,18
95	0,55	0,2

Tabla A3.3.1 Radio y espesor aislamiento conductores preensamblados.

De acuerdo a la sección del conductor, la configuración y el nivel de voltaje se obtienen los siguientes factores.

Sección Nominal		Resistencia óhmica	Reactancia Inductiva	KVA x m 1 % Caída Tensión	
Fases	Neutro				
Nº x mm ²	Nº x mm ²	ohm/Km	ohm/Km	127/220	120/240
2x50	1x50	0,724	0,112	461	411
2x70	1x50	0,500	0,110	648	578
2x95	1x50	0,361	0,107	868	775
3x50	1x50	0,724	0,112	691	
3x70	1x50	0,500	0,110	972	
3x95	1x50	0,361	0,107	1302	

Tabla A3.3.2 FDV para conductores preensamblados.



ANEXO 4

ESPECIFICACIONES, EQUIPOS Y MATERIALES

LOS ANEXOS CORRESPONDIENTES SE ENCUENTRAN EN LA PAGINA DEL MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGIAS RENOVABLES (www.meer.gov.ec).

4.1 TRANSFORMADORES

4.2 CONDUCTORES DESNUDOS

4.3 CONDUCTORES PREENSAMBLADOS

4.4 SECCIONADORES

4.5 PARARRAYOS

4.6 AISLADORES

4.7 ABRAZADERAS

4.8 BASTIDORES

4.9 CONECTORES, GRAPAS Y ESTRIBOS

4.10 CRUCETAS

4.11 PERNOS Y SOPORTES

4.12 POSTES

4.13 MATERIAL PARA CONEXIÓN A TIERRA

4.14 TRANSFORMADORES

4.15 SECCIONAMIENTO Y PROTECCIÓN

4.16 ESTRUCTURAS BAJA TENSIÓN

4.17 ESTRUCTURAS EN TENSORES Y ANCLAJE

4.18 ESTRUCTURAS EN SISTEMAS DE PUESTAS A TIERRA



ANEXO 5

- 5.1 PRECIOS UNITARIOS**
- 5.2 SIMBOLOGIA**
- 5.3 FORMATOS PARA PRESENTACIÓN DE RESULTADOS**
 - 5.3.1 FORMATO PARA CÁLCULO DE CAÍDA DE TENSIÓN Y PÉRDIDAS POTENCIA**
 - 5.3.2 FORMATO RESUMEN DE CONDUCTOR PROYECTADO**
 - 5.3.3 FORMATO RESUMEN DE CONDUCTOR EXISTENTE**
 - 5.3.4 FORMATO RESUMEN GENERAL DE CONDUCTOR EXISTENTE Y PROYECTADO**
 - 5.3.5 FORMATO PARA PRESENTACIÓN RESUMEN DE ESTRUCTURAS Y EQUIPOS EXISTENTES Y PROYECTADO**
 - 5.3.6 FORMATO PARA PRESENTACIÓN RESUMEN ACCESORIOS EXISTENTES Y PROYECTADOS EN CADA POSTE**
 - 5.3.7 FORMATO PARA PRESENTACIÓN RESUMEN ACCESORIOS EXISTENTES Y PROYECTADOS**
- 5.4 FDV PARA CONDUCTORES ACSR, COBRE Y PREENSAMBLADO**
- 5.5 CODIFICACIÓN DE LAS UNIDADES DE PROPIEDAD**



ANEXO 5.1

PRECIOS UNITARIOS Y MANO DE OBRA VIGENTES



ANEXO 5.1

PRECIOS UNITARIOS Y MANO DE OBRA VIGENTES

Código	AL	DESCRIPCIÓN	Propu
o	T.		esto
C 22 80 00	1	AMORTIGUADOR ESPIRAL SIMPLE (1 FASE) #4	2,72
C 22 80 01	1	AMORTIGUADOR ESPIRAL SIMPLE (1FASE) #2	2,72
C 22 80 02	1	AMORTIGUADOR ESPIRAL SIMPLE (1 FASE) # 1/0	2,72
C 22 80 03	1	AMORTIGUADOR ESPIRAL SIMPLE (1 FASE) # 2/0	2,72
C 22 80 04	1	AMORTIGUADOR ESPIRAL SIMPLE (1 FASE) # 3/0	2,72
C 22 80 10	1	AMORTIGUADOR ESPIRAL SIMPLE (1 FASE Y NEUTRO) #4	2,72
C 22 80 11	1	AMORTIGUADOR ESPIRAL SIMPLE (1 FASE Y NEUTRO) # 2	2,72
C 22 80 12	1	AMORTIGUADOR ESPIRAL SIMPLE (1 FASE Y NEUTRO) # 1/0	2,72
C 22 80 13	1	AMORTIGUADOR ESPIRAL SIMPLE (1 FASE Y NEUTRO) # 2/0	2,72
C 22 80 14	1	AMORTIGUADOR ESPIRAL SIMPLE (1 FASE Y NEUTRO) # 3/0	2,72
C 22 80 20	1	AMORTIGUADOR ESPIRAL SIMPLE (3 FASES Y NEUTRO) #4	4,28
C 22 80 21	1	AMORTIGUADOR ESPIRAL SIMPLE (3 FASES Y NEUTRO) #2	4,28
C 22 80 22	1	AMORTIGUADOR ESPIRAL SIMPLE (3 FASES Y NEUTRO) #1/0	4,28
C 22 80 23	1	AMORTIGUADOR ESPIRAL SIMPLE (3 FASES Y NEUTRO) # 2/0	4,28
C 22 80 24	1	AMORTIGUADOR ESPIRAL SIMPLE (3 FASES Y NEUTRO) # 3/0	4,28
C 22 80 30	1	AMORTIGUADOR ESPIRAL DOBLE (1 FASE) #4	3,5
C 22 80 31	1	AMORTIGUADOR ESPIRAL DOBLE (1 FASE) #2	3,5
C 22 80 32	1	AMORTIGUADOR ESPIRAL DOBLE (1 FASE) #1/0	3,5
C 22 80 33	1	AMORTIGUADOR ESPIRAL DOBLE (1 FASE) # 2/0	3,5
C 22 80 34	1	AMORTIGUADOR ESPIRAL DOBLE (1 FASE) # 3/0	3,5
C 22 80 40	1	AMORTIGUADOR ESPIRAL DOBLE (1 FASE Y NEUTRO) # 4	4,28
C 22 80 41	1	AMORTIGUADOR ESPIRAL DOBLE (1 FASE Y NEUTRO)#2	4,28



UNIVERSIDAD DE CUENCA

C	22		AMORTIGUADOR ESPIRAL DOBLE (1 FASE Y NEUTRO) # 1/0	4,28
80	42	1		
C	22		AMORTIGUADOR ESPIRAL DOBLE (1 FASE Y NEUTRO) # 2/0	4,28
80	43	1		
C	22		AMORTIGUADOR ESPIRAL DOBLE (1 FASE Y NEUTRO) # 3/0	4,28
80	44	1		
C	22		AMORTIGUADOR PESAS (1 FASE)#4	3,89
80	50	1		
C	22		AMORTIGUADOR PESAS (1 FASE)#2	3,89
80	51	1		
C	22		AMORTIGUADOR PESAS (1FASE)#1/0	3,89
80	52	1		
C	22		AMORTIDUADOR PESAS (3FASES)#4	6,61
80	60	1		
C	22		AMORTIGUADOR PESAS (3 FASES)#2	6,61
80	61	1		
C	22		AMORTIGUADOR PESAS (3FASES)#1/0	6,61
80	62	1		
C	25		TENDIDO,CALIBRACION Y AMARRE CONDUCTOR CALIBRE #6 TIPO 5005	117,76
80	00	1		
C	25		TENDIDO,CALIBRACION Y AMARRE CONDUCTOR CALIBRE #4 TIPO 5005	143,16
80	01	1		
C	25		TENDIDO,CALIBRACION Y AMARRE CONDUCTOR CALIBRE #2 TIPO 5005	168,56
80	02	1		
C	25		TENDIDO,CALIBRACION Y AMARRE CONDUCTOR CALIBRE#1/0 TIPO 500	193,96
80	03	1		
C	25		TENDIDO,CALIBRACION Y AMARRE CONDUCTOR CALIBRE#2/0 TIPO 500	219,35
80	04	1		
C	25		TENDIDO,CALIBRACION Y AMARRE CONDUCTOR CALIBRE#3/0 TIPO 500	244,75
80	05	1		
C	25		REUTILIZACION CONDUCTOR CALIBRE #6 TIPO 5005 POR CAMBIO POSTE	79,48
80	10	1		
C	25		REUTILIZACION CONDUCTOR CALIBRE #4 TIPO 5005 POR CAMBIO POSTE	92,34
80	11	1		
C	25		REUTILIZACION CONDUCTOR CALIBRE #2 TIPO 5005 POR CAMBIO POSTE	105,67
80	12	1		
C	25		REUTILIZACION CONDUCTOR CALIBRE #1/0 TIPO 5005 POR CAMBIO POSTE	118,53
80	13	1		
C	25		REUTILIZACION CONDUCTOR CALIBRE #2/0 TIPO 5005 POR CAMBIO POSTE	130,93
80	14	1		
C	25		REUTILIZACION CONDUCTOR CALIBRE #3/0 TIPO 5005 POR CAMBIO POSTE	144,26
80	15	1		
C	25		TENDIDO,CALIBRACION Y AMARRE CONDUCTOR CALIBRE #4 TIPO ACSR	175,48
80	50	1		
C	25		TENDIDO,CALIBRACION Y AMARRE CONDUCTOR CALIBRE #2 TIPO ACSR	200,88
80	51	1		
C	25		TENDIDO,CALIBRACION Y AMARRE CONDUCTOR CALIBRE#1/0 TIPO ACSR	226,28
80	52	1		
C	25	1	TENDIDO,CALIBRACION Y AMARRE CONDUCTOR	251,6



UNIVERSIDAD DE CUENCA

80	53		CALIBRE#2/0 TIPO ACS	8
C	25		TENDIDO,CALIBRACION Y AMARRE CONDUCTOR	277,0
80	54	1	CALIBRE#3/0 TIPO ACSR	8
C	25		REUTILIZACION CONDUCTOR CALIBRE #4 TIPO ACSR	110,7
80	60	1	POR CAMBIO POSTE	2
C	25		REUTILIZACION CONDUCTOR CALIBRE #2 TIPO ACSR	123,1
80	61	1	POR CAMBIO POSTE	2
C	25		REUTILIZACION CONDUCTOR CALIBRE #1/0 TIPO	136,4
80	62	1	ACSR POR CAMBIO POSTE	5
C	25		REUTILIZACION CONDUCTOR CALIBRE #2/0 TIPO	148,8
80	63	1	ACSR POR CAMBIO POSTE	5
C	25		REUTILIZACION CONDUCTOR CALIBRE #3/0 TIPO	162,1
80	64	1	ACSR POR CAMBIO POSTE	7
C	26		TENDIDO, CALIBRACION, AMARRE CONDUCTOR	168,5
80	00	1	DUPLEX 2*6	6
C	26		TENDIDO, CALIBRACION, AMARRE CONDUCTOR	193,9
80	01	1	TRIPLEX 3*6	6
C	26		TENDIDO, CALIBRACION, AMARRE CONDUCTOR	226,2
80	02	1	CUADRUPLEX 4*6	8
C	26		TENDIDO, CALIBRACION, AMARRE CONDUCTOR	200,8
80	03	1	DUPLEX 2*4	8
C	26		TENDIDO, CALIBRACION, AMARRE CONDUCTOR	244,7
80	04	1	TRIPLEX 3*4	5
C	26		TENDIDO, CALIBRACION, AMARRE CONDUCTOR	270,1
80	05	1	CUADRUPLEX 4*4	5
C	26		TENDIDO, CALIBRACION, AMARRE CONDUCTOR	226,2
80	06	1	DUPLEX 2*2	8
C	26		TENDIDO, CALIBRACION, AMARRE CONDUCTOR	277,0
80	07	1	TRIPLEX 3*2	8
C	26		TENDIDO, CALIBRACION, AMARRE CONDUCTOR	
80	08	1	CUADRUPLEX 4*2	348,2
C	27		RECALIBRADO CONDUCTOR CALIBRE #4 AWG TIPO	
80	00	1	ACSR	67,53
C	27		RECALIBRADO CONDUCTOR CALIBRE #2 AWG TIPO	
80	01	1	ACSR	78,1
C	27		RECALIBRADO CONDUCTOR CALIBRE #1/0 AWG TIPO	
80	02	1	ACSR	88,21
C	27		RECALIBRADO CONDUCTOR CALIBRE #2/0 AWG TIPO	
80	03	1	ACSR	98,77
C	27			
80	04	1	RECALIBRADO CONDUCTOR #6 AWG TIPO 5005	43,64
C	27			
80	05	1	RECALIBRADO CONDUCTOR #4 AWG TIPO 5005	53,75
C	27		RECALIBRADO CONDUCTOR CALIBRE #2 AWG TIPO	
80	06	1	5005	64,32
C	27		RECALIBRADO CONDUCTOR CALIBRADO #1/0 AWG	
80	07	1	TIPO 5005	74,43
C	27		RECALIBRADO CONDUCTOR CALIBRE #2/0 AWG TIPO	
80	08	1	5005	84,99



UNIVERSIDAD DE CUENCA

C	29		TENDIDO,CALIBRACION Y AMARRE CONDUCTOR	424,7
80	01	1	PREENSAMBLADO 2*35+N25 MM2	2
C	29		TENDIDO,CALIBRACION Y AMARRE CONDUCTOR	440,9
80	02	1	PREENSAMBLADO 2*35+N25+1*16 MM2	7
C	29		TENDIDO,CALIBRACION Y AMARRE CONDUCTOR	457,2
80	03	1	PREENSAMBLADO 2*50+N35 MM2	2
C	29		TENDIDO,CALIBRACION Y AMARRE CONDUCTOR	457,2
80	04	1	PREENSAMBLADO 3*35+N25 MM2	2
C	29		TENDIDO,CALIBRACION Y AMARRE CONDUCTOR	466,5
80	05	1	PREENSAMBLADO 2*50+N50 MM2	
C	29		TENDIDO,CALIBRACION Y AMARRE CONDUCTOR	468,8
80	06	1	PREENSAMBLADO 2*50+N35+1*16 MM2	2
C	29		TENDIDO,CALIBRACION Y AMARRE CONDUCTOR	473,4
80	07	1	PREENSAMBLADO 3*35+N25+1*16 MM2	6
C	29		TENDIDO,CALIBRACION Y AMARRE CONDUCTOR	498,9
80	08	1	PREENSAMBLADO 2*50+N50+1*16 MM2	9
C	29		TENDIDO,CALIBRACION Y AMARRE CONDUCTOR	519,8
80	09	1	PREENSAMBLADO 3*50+N35 MM2	8
C	29		TENDIDO,CALIBRACION Y AMARRE CONDUCTOR	543,0
80	10	1	PREENSAMBLADO 3*50+N50 MM2	9
C	29		TENDIDO,CALIBRACION Y AMARRE CONDUCTOR	543,0
80	11	1	PREENSAMBLADO 3*50+N35+1*16 MM2	9
C	29		TENDIDO,CALIBRACION Y AMARRE CONDUCTOR	566,3
80	12	1	PREENSAMBLADO 3*50+N50+1*16 MM2	
C	29		EMPALME AEREO PREENSAMBLADO 1F3C	12,97
80	21	1		
C	29		EMPALME AEREO PREENSAMBLADO 1F4C	14,27
80	22	1		
C	29		EMPALME AEREO PREENSAMBLADO 3F4C	14,27
80	23	1		
C	29		EMPALME AEREO PREENSAMBLADO 3F5C	15,56
80	24	1		
C	20		PUNTA TERMINAL EXTERIOR CABLE CALIBRE # 2 /	
85	01	1	15KV	16,26
C	20		PUNTA TERMINAL EXTERIOR CABLE CALIBRE # 1/0 /	
85	02	1	15KV	16,26
C	20		PUNTA TERMINAL EXTERIOR CABLE CALIBRE # 2/0 /	
85	03	1	15KV	17,97
C	20		PUNTA TERMINAL EXTERIOR CABLE CALIBRE # 3/0 /	
85	04	1	15KV	19,68
C	20		PUNTA TERMINAL EXTERIOR CABLE CALIBRE # 2 /	
85	06	1	25KV	16,26
C	20		PUNTA TERMINAL EXTERIOR CABLE CALIBRE # 1/0 /	
85	07	1	25KV	17,97
C	20		PUNTA TERMINAL EXTERIOR CABLE CALIBRE # 2/0 /	
85	08	1	25KV	17,97
C	20		PUNTA TERMINAL EXTERIOR CABLE CALIBRE # 3/0 /	
85	09	1	25KV	19,68
C	20		PUNTA TERMINAL INTERIOR CABLE CALIBRE # 2 /	
85	09	1		15,87



UNIVERSIDAD DE CUENCA

85	11		15KV	
C	20		PUNTA TERMINAL INTERIOR CABLE CALIBRE # 1/0 /	
85	12	1	15KV	15,87
C	20		PUNTA TERMINAL INTERIOR CABLE CALIBRE # 2/0	
85	13	1	/15KV	17,55
C	20		PUNTA TERMINAL INTERIOR CABLE CALIBRE # 3/0	
85	14	1	/15KV	19,22
C	20		PUNTA TERMINAL INTERIOR CABLE CALIBRE # 2 AWG	
85	16	1	/ 25KV	15,87
C	20		PUNTA TERMINAL INTERIOR CABLE CALIBRE # 1/0 /	
85	17	1	25KV	17,55
C	20		PUNTA TERMINAL INTERIOR CABLE CALIBRE # 2/0 /	
85	18	1	25KV	17,55
C	20		PUNTA TERMINAL INTERIOR CABLE CALIBRE # 3/0 /	
85	19	1	25KV	19,22
C	20			
85	21	1	CODO PREMOLDEADO CABLE CALIBRE # 2 / 15KV	17,97
C	20			
85	22	1	CODO PREMOLDEADO CABLE CALIBRE # 1/0 / 15KV	19,9
C	20			
85	23	1	CODO PREMOLDEADO CABLE CALIBRE # 2/0 / 15KV	19,9
C	20			
85	24	1	CODO PREMOLDEADO CABLE CALIBRE # 3/0 / 15KV	19,9
C	20			
85	25	1	CODO PREMOLDEADO CABLE CALIBRE # 250MCM /	
			15KV	19,9
C	20			
85	26	1	CODO PREMOLDEADO CABLE CALIBRE # 2 / 25KV	17,97
C	20			
85	27	1	CODO PREMOLDEADO CABLE CALIBRE # 1/0 / 25KV	19,9
C	20			
85	28	1	CODO PREMOLDEADO CABLE CALIBRE # 2/0 / 25KV	19,9
C	20			
85	29	1	CODO PREMOLDEADO CABLE CALIBRE # 3/0 / 25KV	19,9
C	20			
85	31	1	EMPALME RECTO PREMOLDEADO PARA CABLE	
			CALIBRE # 2 / 15KV	19,69
C	20			
85	32	1	EMPALME RECTO PREMOLDEADO PARA CABLE	
			CALIBRE # 1/0 / 15KV	23,11
C	20			
85	33	1	EMPALME RECTO PREMOLDEADO PARA CABLE	
			CALIBRE # 2/0 / 15KV	23,11
C	20			
85	34	1	EMPALME RECTO PREMOLDEADO PARA CABLE	
			CALIBRE # 2 / 25KV	19,69
C	20			
85	35	1	EMPALME RECTO PREMOLDEADO PARA CABLE	
			CALIBRE # 1/0 / 25KV	23,11
C	20			
85	36	1	EMPALME RECTO PREMOLDEADO PARA CABLE	
			CALIBRE # 2/0 / 25KV	23,11
C	20			
85	38	1	EMPALME RECTO CON CINTAS PARA CABLE CALIBRE	
			# 2 / 15KV	33,38
C	20			
85	39	1	EMPALME RECTO CON CINTAS PARA CABLE CALIBRE	
			# 1/0 / 15KV	33,38



UNIVERSIDAD DE CUENCA

C 85	20 40	1	EMPALME RECTO CON CINTAS PARA CABLE CALIBRE # 2/0 / 15KV	33,38
C 85	20 41	1	EMPALME RECTO CON CINTAS PARA CABLE CALIBRE # 2 / 25KV	33,38
C 85	20 42	1	EMPALME RECTO CON CINTAS PARA CABLE CALIBRE # 1/0 / 25KV	33,38
C 85	20 43	1	EMPALME RECTO CON CINTAS PARA CABLE CALIBRE # 2/0 / 25KV	33,38
C 85	20 45	1	EMPALME EN T O Y, MATRIZ # 2, DERIVACION # 2 / 15KV	44,13
C 85	20 46	1	EMPALME EN T O Y, MATRIZ # 1/0, DERIVACION # 2 / 15KV	45,73
C 85	20 47	1	EMPALME EN T O Y, MATRIZ # 2/0, DERIVACION # 2 / 15KV	42,59
C 85	20 49	1	EMPALME EN T O Y, MATRIZ # 2, DERIVACION # 2 / 25KV	49,32
C 85	20 50	1	EMPALME EN T O Y, MATRIZ # 1/0, DERIVACION # 2 / 25KV	49,32
C 85	20 51	1	EMPALME EN T O Y, MATRIZ # 2/0, DERIVACION # 2 / 25KV	47,59
C 85	20 53	1	MONTAJE DE BARRA PARA PREMOLDEADOS 15/25 KV	22,6
C 85	20 54	1	PREMOLDEADO "T" CABLE CALIBRE # 2 / 15-25KV	33,37
C 85	20 55	1	PREMOLDEADO "T" CABLE CALIBRE # 250 MCM / 15-25 KV	33,37
C 85	20 56	1	COLOCACION DE SELLO HERMETIZANTE PARA DUCTO 110MM	10,02
C 85	20 57	1	COLOCACION DE CAPUCHON TERMINAL EN B.T. 1F	3,35
C 85	20 58	1	ARMADA DE BAJANTE EN TUBO EMT 110MM DE RED AEREA A SUBT. M.T.	30,4
C 85	20 59	1	ARMADO TOTAL DE TABLERO DE DIST. TIPO I LINE, 8 CIRCUITOS	53,41
C 85	20 61	1	TENDIDO DE CONDUCTOR XLPE 250 MCM 8KV,1F M.T. EN DUCTO 110MM	387,3 4
C 85	20 63	1	TENDIDO DE CONDUCTOR XLPE 1/0 AWG 15KV,1F M.T. EN DUCTO 110MM	387,3 4
C 85	20 64	1	TENDIDO DE CONDUCTOR XLPE 2 AWG 15KV,1F M.T. EN DUCTO 110MM	363,4 3
C 85	20 66	1	TENDIDO DE CONDUCTOR XLPE 2 AWG 25KV,1F M.T. EN DUCTO 110MM	363,4 3
C 85	20 67	1	TENDIDO DE CONDUCTOR XLPE 1/0 AWG 25KV,1F M.T. EN DUCTO 110MM	387,3 4
C 85	20 68	1	TENDIDO DE CONDUCTOR XLPE 3/0 AWG 25KV,1F M.T. EN DUCTO 110MM	416,0 4
C 85	20 73	1	TENDIDO DE CONDUCTOR XLPE 1/0 AWG 15 KV,3F M.T. EN DUCTO 110MM	1084, 56
C 85	20 73	1	TENDIDO DE CONDUCTOR XLPE 2 AWG 15 KV,3F M.T. EN DUCTO 110MM	1022,



UNIVERSIDAD DE CUENCA

85	74		EN DUCTO 110MM	4
C	20		TENDIDO DE CONDUCTOR XLPE 2 AWG 25KV,3F M.T.	1022,
85	76	1	EN DUCTO 110MM	4
C	20		TENDIDO DE CONDUCTOR XLPE 1/0 AWG 25KV,3F	1084,
85	77	1	M.T. EN DUCTO 110MM	56
C	20		TENDIDO DE CONDUCTOR XLPE 2/0 AWG 25KV, 3F	1190,
85	78	1	M.T. EN DUCTO 110MM	72
C	20		TENDIDO DE CONDUCTOR XLPE 3/0 AWG 25KV, 3F	1190,
85	79	1	M.T. EN DUCTO 110MM	72
C	20		TENDIDO DE CONDUCTOR XLPE 250 MCM 25KV, 3F	1190,
85	80	1	M.T. EN DUCTO 110MM	72
C	20		TENDIDO DE CONDUCTOR TTU 8 AWG EN POLITUBO	119,6
85	82	1	PVC	3
C	20		TENDIDO DE CONDUCTOR TTU 6 AWG EN POLITUBO	133,4
85	83	1	PVC	4
C	20		TENDIDO DE CONDUCTOR TTU 4 AWG EN POLITUBO	157,3
85	84	1	PVC	6
C	20		TENDIDO DE CONDUCTOR TTU 2 AWG, 1F EN DUCTO	170,5
85	85	1	110MM	3
C	20		TENDIDO DE CONDUCTOR TTU 1/0 AWG, 1F EN	170,5
85	86	1	DUCTO 110MM	3
C	20		TENDIDO DE CONDUCTOR TTU 2/0 AWG, 1F EN	187,5
85	87	1	DUCTO 110MM	9
C	20		TENDIDO DE CONDUCTOR TTU 3/0 AWG, 1F EN	187,5
85	88	1	DUCTO 110MM	9
C	20		TENDIDO DE CONDUCTOR TTU 2 AWG, 3F EN DUCTO	642,3
85	91	1	110MM	4
C	20		TENDIDO DE CONDUCTOR TTU 1/0 AWG, 3F EN	642,3
85	92	1	DUCTO 110MM	4
C	20		TENDIDO DE CONDUCTOR TTU 2/0 AWG, 3F EN	699,1
85	93	1	DUCTO 110MM	8
C	20		TENDIDO DE CONDUCTOR TTU 3/0 AWG, 3F EN	699,1
85	94	1	DUCTO 110MM	8
C	20		TENDIDO DE CONDUCTOR TTU 4/0 AWG, 3F EN	699,1
85	95	1	DUCTO 110MM	8
C	20		TENDIDO DE CONDUCTOR TTU 250 MCM, 3F EN	756,0
85	96	1	DUCTO 110MM	3
C	20		TENDIDO DE CONDUCTOR DE COBRE DESNUDO 2	153,4
85	98	1	AWG 1F EN DUCTO	8
C	20		TENDIDO DE CONDUCTOR DE COBRE DESNUDO 1/0	153,4
85	99	1	AWG 1F EN DUCTO	8
C	21		TENDIDO DE CONDUCTOR TTU 8 AWG, DIRECTO EN	103,5
85	10	1	TIERRA	3
C	21		TENDIDO DE CONDUCTOR TTU 6 AWG, DIRECTO EN	126,5
85	11	1	TIERRA	4
C	21		TENDIDO DE CONDUCTOR TTU 4 AWG, DIRECTO EN	147,2
85	12	1	TIERRA	4
C	21		TENDIDO DE CONDUCTOR TW 14 AWG EN POLITUBO	
85	17	1	PVC	38,91



UNIVERSIDAD DE CUENCA

C	21		TENDIDO DE CONDUCTOR TW 12 AWG EN POLITUBO	
85	18	1	PVC	48,06
C	21		TENDIDO DE CONDUCTOR TW 10 AWG, EN POLITUBO	
85	19	1	PVC	61,8
C	21		TENDIDO DE CONDUCTOR TW 8 AWG, EN POLITUBO	
85	20	1	PVC	74,38
E	02			
77	00	1	ESTRUCTURA TIPO UP	4,53
E	02			
77	01	1	ESTRUCTURA TIPO UP2	5,29
E	02			
77	02	1	ESTRUCTURA TIPO UA	4,98
E	02			
77	03	1	ESTRUCTURA TIPO UR	4,98
E	02			
77	04	1	ESTRUCTURA TIPO UA2	6,95
E	02			
77	05	1	ESTRUCTURA TIPO UR2	7,55
E	03			
77	00	1	ESTRUCTURA TIPO UP+UA	6,04
E	03			
77	01	1	ESTRUCTURA TIPO UP+UR	6,04
E	03			
77	02	1	ESTRUCTURA TIPO UP2+UA	6,8
E	03			
77	03	1	ESTRUCTURA TIPO UP2+UR	6,8
E	03			
77	04	1	ESTRUCTURA TIPO UA+UR	6,5
E	03			
77	05	1	ESTRUCTURA TIPO UR+UR	6,5
E	03			
77	06	1	ESTRUCTURA TIPO UR+UA2	8,91
E	03			
77	07	1	ESTRUCTURA TIPO UR2+UR	9,52
E	03			
77	08	1	ESTRUCTURA TIPO UP + UA2	7,55
E	03			
77	09	1	ESTRUCTURA TIPO UP2+UA2	8,76
E	04			
77	00	1	ESTRUCTURA TIPO CP	11,33
E	04			
77	01	1	ESTRUCTURA TIPO CPE	11,33
E	04			
77	02	1	ESTRUCTURA TIPO CP2	19,64
E	04			
77	03	1	ESTRUCTURA TIPO CP2E	19,64
E	04			
77	04	1	ESTRUCTURA TIPO CR	17,82
E	04	1	ESTRUCTURA TIPO CRE	17,82



UNIVERSIDAD DE CUENCA

77	05			
E	04			
77	06	1	ESTRUCTURA TIPO CR2	21,9
E	04			
77	07	1	ESTRUCTURA TIPO CR2E	21,9
E	04			
77	08	1	ESTRUCTURA TIPO VP	11,33
E	04			
77	09	1	ESTRUCTURA TIPO VP2	20,39
E	04			
77	10	1	ESTRUCTURA TIPO VR	18,13
E	04			
77	11	1	ESTRUCTURA TIPO VR2	20,39
E	04			
77	12	1	ESTRUCTURA TIPO RVPP	20,39
E	04			
77	13	1	ESTRUCTURA TIPO BA	8,91
E	04			
77	14	1	ESTRUCTURA TIPO BR	8,91
E	04			
77	15	1	ESTRUCTURA TIPO BA2	16,31
E	04			
77	16	1	ESTRUCTURA TIPO SC	10,57
E	04			
77	17	1	ESTRUCTURA TIPO AC	18,88
E	04			
77	18	1	ESTRUCTURA TIPO RCPP	18,88
E	04			
77	19	1	ESTRUCTURA TIPO RRC	19,64
E	04			
77	20	1	ESTRUCTURA TIPO RC	16,62
E	04			
77	21	1	ESTRUCTURA TIPO RC + RC	30,21
E	04			
77	30	1	ESTRUCTURA TIPO UP-V	8,31
E	04			
77	31	1	ESTRUCTURA TIPO UP2-V	14,35
E	04			
77	32	1	ESTRUCTURA TIPO UR-V	14,2
E	04			
77	33	1	ESTRUCTURA TIPO UR2-V	16,16
E	05			
77	00	1	ESTRUCTURA TIPO HP	14,88
E	05			
77	01	1	ESTRUCTURA TIPO HS	14,88
E	05			
77	02	1	ESTRUCTURA TIPO HP2	27,47
E	05			
77	03	1	ESTRUCTURA TIPO HR2	27,47



E	05			
77	04	1	ESTRUCTURA TIPO HR O HRT	25,18
E	05			
77	05	1	ESTRUCTURA TIPO HS2	18,31
E	05			
77	06	1	ESTRUCTURA TIPO HRR2	36,62
E	05			
77	07	1	ESTRUCTURA TIPO HRRT	34,33
E	05			
77	90	1	ESTRUCTURA TIPO 3UR2 O H3R2 (SIN NEUTRO)	48,06
E	06			
77	00	1	ESTRUCTURA TIPO CP + UR	14,05
E	06			
77	01	1	ESTRUCTURA TIPO CP2 + UR	22,36
E	06			
77	02	1	ESTRUCTURA TIPO CR + UR	20,54
E	06			
77	03	1	ESTRUCTURA TIPO CR2 + UR	24,62
E	06			
77	04	1	ESTRUCTURA TIPO VP + UR	14,05
E	06			
77	05	1	ESTRUCTURA TIPO VP2 + UR	23,11
E	06			
77	06	1	ESTRUCTURA TIPO VR + UR	20,85
E	06			
77	07	1	ESTRUCTURA TIPO BA + UR	11,63
E	06			
77	08	1	ESTRUCTURA TIPO BR + UR	11,63
E	06			
77	09	1	ESTRUCTURA TIPO BA2 + UR	19,03
E	06			
77	10	1	ESTRUCTURA TIPO SC + UR	13,29
E	06			
77	11	1	ESTRUCTURA TIPO AC + UR	21,6
E	06			
77	12	1	ESTRUCTURA TIPO RRC + UR	21,29
E	06			
77	13	1	ESTRUCTURA TIPO RC + UR	19,34
E	07			
77	50	1	ESTRUCTURA TIPO H3R2 + UR	52,18
E	08			
77	00	1	ESTRUCTURA TIPO CP + 2UR	16,31
E	08			
77	01	1	ESTRUCTURA TIPO CP2 + 2UR	24,62
E	08			
77	02	1	ESTRUCTURA TIPO CR + 2UR	22,81
E	08			
77	03	1	ESTRUCTURA TIPO CR2 + 2UR	26,89
E	08	1	ESTRUCTURA TIPO BA + 2UR	13,9



77	04			
E	08			
77	05	1	ESTRUCTURA TIPO BR + 2UR	13,9
E	08			
77	06	1	ESTRUCTURA TIPO BA2 + 2UR	21,3
E	10			
77	00	1	ESTRUCTURA TIPO CP + CR	24,92
E	10			
77	01	1	ESTRUCTURA TIPO CP2 + CR	33,23
E	10			
77	02	1	ESTRUCTURA TIPO CR + RC	32,18
E	10			
77	03	1	ESTRUCTURA TIPO CR2 + CR	35,5
E	10			
77	04	1	ESTRUCTURA TIPO VP + RC	24,17
E	10			
77	05	1	ESTRUCTURA TIPO VP2 + RC	33,23
E	10			
77	06	1	ESTRUCTURA TIPO VR2 + RC	33,23
E	10			
77	07	1	ESTRUCTURA TIPO VR + RC	31,72
E	10			
77	08	1	ESTRUCTURA TIPO SC + RC	24,17
E	10			
77	09	1	ESTRUCTURA TIPO AC + CR	32,48
E	10			
77	10	1	ESTRUCTURA TIPO RRC + RC	33,23
E	10			
77	11	1	ESTRUCTURA TIPO CR + CR	30,21
E	10			
77	30	1	ESTRUCTURA TIPO VP + RCPP	26,44
E	10			
77	31	1	ESTRUCTURA TIPO VP2 + RCPP	35,5
E	10			
77	32	1	ESTRUCTURA TIPO VR2 + RCPP	35,5
E	10			
77	33	1	ESTRUCTURA TIPO VR + RCPP	33,99
E	10			
77	34	1	ESTRUCTURA TIPO SC + RCPP	25,68
E	10			
77	35	1	ESTRUCTURA TIPO AC + RCPP	33,99
E	10			
77	36	1	ESTRUCTURA TIPO CR + RCPP	34,74
E	10			
77	37	1	ESTRUCTURA TIPO RC + RCPP	32,48
E	10			
77	50	1	ESTRUCTURA TIPO BA + BR	14,95
E	10			
77	51	1	ESTRUCTURA TIPO BA2 + BR	22,36



E	11			
77	50	1	ESTRUCTURA TIPO H3R2 + CR	67,52
E	25			
77	60	1	REPLANTEO	124,1 1
E	12			
78	01	1	ESTRUCTURA TIPO ES041	3,78
E	12			
78	02	1	ESTRUCTURA TIPO ES042	4,08
E	12			
78	03	1	ESTRUCTURA TIPO ES043	4,83
E	12			
78	04	1	ESTRUCTURA TIPO ES044	5,14
E	12			
78	05	1	ESTRUCTURA TIPO ES045	5,44
E	12			
78	10	1	ESTRUCTURA TIPO 2(ES041)	4,53
E	12			
78	11	1	ESTRUCTURA TIPO 3(ES041)	5,29
E	12			
78	31	1	ESTRUCTURA TIPO 2ES041	4,23
E	12			
78	32	1	ESTRUCTURA TIPO 2ES042	4,83
E	12			
78	33	1	ESTRUCTURA TIPO 2ES043	6,04
E	12			
78	34	1	ESTRUCTURA TIPO 2ES044	6,65
E	12			
78	35	1	ESTRUCTURA TIPO 2ES045	7,25
E	12			
78	50	1	ESTRUCTURA TIPO 2(2ES041)	5,44
E	12			
78	51	1	ESTRUCTURA TIPO 3(2ES041)	6,65
E	12			
78	60	1	ESTRUCTURA TIPO E1P	5,29
E	12			
78	61	1	ESTRUCTURA TIPO (E1)R	5,29
E	12			
78	62	1	ESTRUCTURA TIPO 2(E1)P	4,53
E	12			
78	63	1	ESTRUCTURA TIPO 2(E1)R	4,53
E	12			
78	64	1	ESTRUCTURA TIPO 2E1R	4,23
E	12			
78	65	1	ESTRUCTURA TIPO E2+E1R	4,08
E	12			
78	66	1	ESTRUCTURA TIPO 3(E1)P	5,29
E	12			
78	67	1	ESTRUCTURA TIPO 3(E1)R	5,29
E	13	1	ESTRUCTURA TIPO ES041+ES042	4,53



UNIVERSIDAD DE CUENCA

78	00			
E	13			
78	01	1	ESTRUCTURA TIPO ES041+ES043	5,29
E	13			
78	02	1	ESTRUCTURA TIPO ES041+ES044	5,59
E	13			
78	03	1	ESTRUCTURA TIPO ES041+ES045	5,89
E	13			
78	04	1	ESTRUCTURA TIPO ES042+ES043	5,59
E	13			
78	05	1	ESTRUCTURA TIPO ES042+ES044	5,89
E	13			
78	06	1	ESTRUCTURA TIPO ES042+ES045	6,19
E	13			
78	07	1	ESTRUCTURA TIPO ES043+ES044	6,65
E	13			
78	08	1	ESTRUCTURA TIPO ES043+ES045	6,95
E	13			
78	09	1	ESTRUCTURA TIPO ES044+ES045	7,25
E	13			
78	10	1	ESTRUCTURA TIPO ES041+2(ES041)	4,98
E	13			
78	11	1	ESTRUCTURA TIPO ES041+3(ES041)	5,74
E	13			
78	12	1	ESTRUCTURA TIPO ES042+2(ES041)	5,29
E	13			
78	13	1	ESTRUCTURA TIPO ES042+3(ES041)	6,04
E	13			
78	14	1	ESTRUCTURA TIPO ES043+2(ES041)	6,04
E	13			
78	15	1	ESTRUCTURA TIPO ES043+3(ES041)	6,8
E	13			
78	16	1	ESTRUCTURA TIPO 2(ES041)+3(ES041)	6,19
E	13			
78	53	1	ESTRUCTURA TIPO ES043-V	5,59
E	13			
78	54	1	ESTRUCTURA TIPO ES044-V	5,89
E	13			
78	55	1	ESTRUCTURA TIPO ES045-V	6,19
E	14			
78	00	1	ESTRUCTURA TIPO ES-P [SUSPENSION PREENSAMBLADA]	4,53
E	14			
78	01	1	ESTRUCTURA TIPO ES-PR [SUSPENSION PREENSAMBLADA CON AISL. ROLLO]	4,53
E	14			
78	02	1	ESTRUCTURA TIPO ER-P3 [RETENCION PREENSAMBLADA 1F3C]	6,04
E	14			
78	03	1	ESTRUCTURA TIPO ER-P4 [RETENCION PREENSAMBLADA 3F4C]	6,65
E	14			
78	04	1	ESTRUCTURA TIPO ER-P4H [RETENCION PREENSAMBLADA 1F3C+PILOTO]	6,65



UNIVERSIDAD DE CUENCA

E 78	14 05	1	ESTRUCTURA TIPO ER-P5H [RETENCION PREENSAMBLADA 3F4C+PILOTO]	7,25
E 78	14 06	1	ESTRUCTURA TIPO ERR-P3 [DOBLE RETENCION PREENSAMBLADA 1F3C]	8,46
E 78	14 07	1	ESTRUCTURA TIPO ERR-P4 [DOBLE RETENCION PREENSAMBLADA 3F4C]	9,06
E 78	14 08	1	ESTRUCTURA TIPO ERR-P4H [DOBLE RETENCION PREENSAMBLADA 1F3C+PILOTO]	9,06
E 78	14 09	1	ESTRUCTURA TIPO ERR-P5H [DOBLE RETENCION PREENSAMBLADA 3F4C+PILOTO]	9,67
E 78	14 10	1	ESTRUCTURA TIPO(ES-P)+(ER-P3) [SUSPENSION+RETENCION PREENSAMBLADA1F3C]	9,82
E 78	14 11	1	ESTRUCTURA TIPO(ES-P)+(ER-P4) [SUSPENSION+RETENCION PREENSAMBLADA3F4C]	10,42
E 78	14 12	1	ESTRUCTURA TIPO (ES-P)+(ER-P4H)[SUSPEN.+RETEN. PREENSAMB.1F3C+PILOTO]	10,42
E 78	14 13	1	ESTRUCTURA TIPO (ES-P)+(ER-P5H) [SUSPEN+RETEN PREENSAM 3F4C+PILOTO]	11,03
E 78	14 14	1	ESTRUCTURA TIPO (ES-PR)+(ER-P3) [SUSPEN CON ROLLO+RETEN PREENSAM 1F3C]	9,82
E 78	14 15	1	ESTRUCTURA TIPO (ES-PR)+(ER-P4) [SUSPEN CON ROLLO+RETEN PREENSAM 3F4C]	10,42
E 78	14 16	1	ESTRUCTURA TIPO (ES-PR)+(ER-P4H)[SUSPEN CON ROLLO+RETEN PREE1F3C+PILO]	10,42
E 78	14 17	1	ESTRUCTURA TIPO (ES-PR)+(ER-P5H)[SUSPEN CON ROLLO+RET.PREE.3F4C+PILOT]	11,03
E 78	14 18	1	ESTRUCTURA TIPO EA2-P [DOBLE RETENCION DE PASO PREENSAMBLADO]	5,44
E 78	30 50	1	COLOCACION Y FIJACION DE AISLADOR, PERNO CURVO O TIRAFONDO	0,64
E 84	07 00	1	ESTRUCTURA TIPO HP + UR	18,08
E 84	07 01	1	ESTRUCTURA TIPO HS + UR	18,08
E 84	07 02	1	ESTRUCTURA TIPO HS2 + UR	22,43
E 84	07 03	1	ESTRUCTURA TIPO HR + UR	29,3
E 84	07 04	1	ESTRUCTURA TIPO HP2 + UR	31,58
E 84	07 05	1	ESTRUCTURA TIPO HR2 + UR	31,58
E 84	07 06	1	ESTRUCTURA TIPO HRR2 + UR	40,74
E 84	07 07	1	ESTRUCTURA TIPO HRRT + UR	38,45
E 84	09 00	1	ESTRUCTURA TIPO HP + 2UR	21,29
E 84	09 01	1	ESTRUCTURA TIPO HS + 2UR	21,29



84	01			
E	09			
84	02	1	ESTRUCTURA TIPO HS2 + 2UR	24,72
E	09			
84	03	1	ESTRUCTURA TIPO HR + 2UR	31,58
E	09			
84	04	1	ESTRUCTURA TIPO HP2 + 2UR	33,87
E	09			
84	05	1	ESTRUCTURA TIPO HR2 + 2UR	33,87
E	09			
84	06	1	ESTRUCTURA TIPO HRR2 + 2UR	43,03
E	09			
84	07	1	ESTRUCTURA TIPO HRRT + 2UR	40,74
E	09			
84	50	1	ESTRUCTURA TIPO H3R2 + 2UR	54,47
E	11			
84	00	1	ESTRUCTURA TIPO HP + RC	30,9
E	11			
84	01	1	ESTRUCTURA TIPO HS + RC	30,9
E	11			
84	02	1	ESTRUCTURA TIPO HS2 + RC	34,33
E	11			
84	03	1	ESTRUCTURA TIPO HR + RC	42,34
E	11			
84	04	1	ESTRUCTURA TIPO HP2 + CR	43,49
E	11			
84	05	1	ESTRUCTURA TIPO HR2 + RC	43,49
E	11			
84	06	1	ESTRUCTURA TIPO HRR2 + RC	52,64
E	11			
84	07	1	ESTRUCTURA TIPO HRRT + RC	51,5
L8	23			
5	00	1	MONTAJE E INST. LUMINARIA ABIERTA NA. 70W	9,06
L8	23			
5	01	1	MONTAJE E INST. LUMINARIA ABIERTA NA. 70W. AUTOCONTROLADA	9,06
L8	23			
5	02	1	MONTAJE E INST. LUMINARIA CERRADA NA. 70W	10,57
L8	23			
5	03	1	MONTAJE E INST. LUMINARIA CERRADA NA. 150W	10,57
L8	23			
5	04	1	MONTAJE E INST. LUMINARIA CERRADA NA. 250W	16,02
L8	23			
5	05	1	MONTAJE E INST. LUMINARIA CERRADA NA. 400W	16,02
L8	23			
5	06	1	MONTAJE E INST. LUMINARIA CERRADA NA. 70W. AUTOCONTROLADA	10,57
L8	23			
5	07	1	MONTAJE E INST. LUMINARIA CERRADA NA. 150W. AUTOCONTROLADA	10,57
L8	23			
5	08	1	MONTAJE E INST. LUMINARIA CERRADA NA. 250W. AUTOCONTROLADA	16,02



UNIVERSIDAD DE CUENCA

L8 5	23 10	1	MONTAJE E INST. LUMINARIA ABIERTA DE HG. 175W	9,06
L8 5	23 11	1	MONTAJE E INST. LUMINARIA ABIERTA HG. DE 175W AUTOCONTROLADA	9,06
L8 5	23 12	1	MONTAJE E INST. LUMINARIA CERRADA HG. 175W	10,57
L8 5	23 13	1	MONTAJE E INST. LUMINARIA CERRADA HG. 250W	16,02
L8 5	23 14	1	MONTAJE E INST. LUMINARIA CERRADA HG. 400W	16,02
L8 5	23 15	1	MONTAJE E INST. LUMINARIA CERRADA HG. 175W. AUTOCONTROLADA	10,57
L8 5	23 16	1	MONTAJE E INST. LUMINARIA CERRADA HG. 250W. AUTOCONTROLADA	16,02
L8 5	23 17	1	MONTAJE E INST. LUMINARIA CERRADA NA. 100 W	10,57
L8 5	23 18	1	MONTAJE E INST. LUMINARIA CERRADA NA. 100 W AUTOCONTROLAD	10,57
L8 5	23 44	1	MONTAJE E INST. PROYECTOR NA. 250W. DNP	16,02
L8 5	23 45	1	MONTAJE E INST. PROYECTOR NA. 400W. DNP	16,02
L8 5	23 46	1	MONTAJE E INST. PROYECTOR NA. 400W. DNP, CON BALASTO APARTE	26,32
L8 5	23 49	1	MONTAJE E INST. PROYECTOR NA. 150W	10,57
L8 5	23 50	1	MONTAJE E INST. LUMINARIA ORNAMENTAL NA. 70W.	7,55
L8 5	23 51	1	MONTAJE E INST. LUMINARIA ORNAMENTAL NA. 100W.	8,31
L8 5	23 52	1	MONTAJE E INST. LUMINARIA ORNAMENTAL NA. 150W.	9,82
L8 5	23 54	1	MONTAJE E INST. LUMINARIA ORNAMENTAL MH. 70W	7,55
L8 5	23 55	1	MONTAJE E INST. LUMINARIA ORNAMENTAL MH. 100W.	8,31
L8 5	23 56	1	MONTAJE E INST. LUMINARIA ORNAMENTAL MH. 150W.	9,82
L8 5	23 61	1	MONTAJE E INST. LUMINARIA CERRADA NA. 150W. DNP, AUTOCONTROLADA	10,57
L8 5	23 62	1	MONTAJE E INST. LUMINARIA CERRADA NA. 250W. DNP, AUTOCONTROLADA	16,02
L8 5	23 67	1	MONTAJE E INST. LUMINARIA CERRADA NA. 150W. DNP	10,57
L8 5	23 68	1	MONTAJE E INST. LUMINARIA CERRADA NA. 250W. DNP	16,02
L8 5	23 75	1	MONTAJE E INST. PROYECTOR MH. 70W. EN PISO, INC. EXCAV.	22,66
L8 5	23 75	1	MONTAJE E INST. PROYECTOR MH. 100W. EN PISO,	23,41



UNIVERSIDAD DE CUENCA

5	76		INC.EXCAV.	
L8	23		MONTAJE E INST. PROYECTOR MH. 150W. EN PISO,	
5	77	1	INC. EXCAV.	24,17
L8	23		MONTAJE E INST. PROYECTOR MH. 250W. EN PISO,	
5	78	1	INC. EXCAV.	24,92
L8	23		MONTAJE E INST. PROYECTOR HG HALOGENADO	
5	80	1	LAMPARA 1000W.	18,31
L8	23		MONTAJE E INST. LUMINARIA FLUORESCENTE	
5	86	1	DECORATIVA 26W.	6,04
L8	23		MONTAJE E INST. LUMINARIA TIPO LED 3.6W.	
5	90	1		4,53
L8	23		MONTAJE DE CORONILLA EXAGONAL METALICA	
5	95	1		11,44
L8	23		ENFOQUE DE PROYECTOR	
5	96	1		9,15
L8	24		MONTAJE E INST. DE CONTROL DE ALUMBRADO	
5	00	1	PUBLICO COMPLETO	12,08
L8	24		MONTAJE E INST. DE FOTOCELULA CON BASE	
5	01	1		2,72
L8	24		BAJANTE AP EN TUBERIA EMT DIA. 38MM	
5	10	1		9,15
L8	24		BAJANTE AP CONDUCTOR 2*12 AWG, POR INTERIOR	
5	13	1	DE POSTE	4,53
L8	24		BAJANTE AP CONDUCTOR 4*12 AWG, POR INTERIOR	
5	14	1	DE POSTE	6,04
L8	24		BAJANTE AP CONDUCTOR 2*8 AWG, POR INTERIOR	
5	15	1	DE POSTE	6,04
L8	24		BAJANTE AP CONDUCTOR 4*8 AWG, POR INTERIOR	
5	16	1	DE POSTE	7,55
L8	24		BAJANTE AP CONDUCTOR 2*4 AWG, POR INTERIOR	
5	17	1	DE POSTE	7,55
L8	24		BAJANTE AP CONDUCTOR 4*4 AWG, POR INTERIOR	
5	18	1	DE POSTE	9,06
M	30		RECONEXION MEDIDOR CONCENT.SIN CAMBIO	
21	00	1	MATERIAL Y REPORTE INF	5,65
M	30		SUSTITUCION CABLE Y PARTES EQUIPO MEDICION	
21	01	1	CONCEN.Y REP.INF.	20,56
M	30		INSTALACION EQUIPO DE MEDICION CONCENTRADO	
21	02	1	Y REPORTE DE INF.	14,28
M	30		CENTRALIZACION 2 MEDIDORES CONCENTRADOS Y	
21	03	1	REPORTE DE INFORM.	24,84
M	30		CENTRALIZACION 3 MEDIDORES CONCENTRADOS Y	
21	04	1	REPORTE DE INFORM.	30,55
M	30		CENTRALIZACION 4 MEDIDORES CONCENTRADOS Y	
21	05	1	REPORTE DE INFORM.	36,26
M	30		RECONEXION MEDIDOR DISP.SIN CAMBIO MATERIA Y	
21	06	1	REPORTE DE INF.	11,82
M	30		SUSTITUCION CABLE Y PARTES DEL EQUIPO DE	
21	07	1	MEDICION Y REP.INF.	34,06



UNIVERSIDAD DE CUENCA

M	30		INSTALACION DE EQUIPO DE MEDICION DISPERSO Y REPORTE DE INF.	25,44
21	08	1		
M	30		CENTRALIZACION 2 MEDIDORES DISPERSOS Y REPORTE DE INFORM.	39,93
21	09	1		
M	30		CENTRALIZACION 3 MEDIDORES DISPERSOS Y REPORTE DE INFORM.	47,76
21	10	1		
M	30		CENTRALIZACION 4 MEDIDORES DISPERSOS Y REPORTE DE INFORM.	55,59
21	11	1		
M	30		INSTALACION DE ACOMETIDA TABLERO Y BREAKER SIN MEDIDOR	8,57
21	12	1		
M	30		BAJANTE DE BT DE TRANSFORMADOR A MEDIDOR	22,84
21	13	1		
M	30		INSPECCION SISTEMA DE MEDICION	1,91
21	14	1		
M	30		CENTRALIZAR 5 MEDIDORES CONCENTRADOS Y REPORTE DE INFORMACION(DICO PM)	57,42
21	15	1		
M	30		CENTRALIZAR 6 MEDIDORES CONCENTRADOS Y REPORTE DE INFORMACION(DICO PM)	69,88
21	16	1		
M	30		CENTRALIZAR 7 MEDIDORES CONCENTRADOS Y REPORTE DE INFORMACION(DICO PM)	82,33
21	17	1		
M	30		CENTRALIZAR 8 MEDIDORES CONCENTRADOS Y REPORTE DE INFORMACION(DICO PM)	95,13
21	18	1		
M	30		CENTRALIZAR 9 MEDIDORES CONCENTRADOS Y REPORTE DE INFORMACION(DICO PM)	107,93
21	19	1		
M	30		CENTRALIZAR 10 MEDIDORES CONCENTRADOS Y REPORTE INFORMACION (DICO PM)	120,72
21	20	1		
M	30		CENTRALIZAR 11 MEDIDORES CONCENTRADOS Y REPORTE INFORMACION (DICO PM)	133,52
21	21	1		
M	30		CENTRALIZAR 12 MEDIDORES CONCENTRADOS Y REPORTE INFORMACION (DICO PM)	146,32
21	22	1		
M	30		FISCALIZ. DE ACOM. Y SIST. DE MEDICIÓN CONCENT. REPORT. INF. Y PLANILL	5,29
21	33	1		
M	30		FISCALIZ. DE ACOM. Y SIST. DE MEDICIÓN CONCENT. REPORT. INFORMACION	5,14
21	34	1		
M	30		INSPECCION ACOMETIDAS,MEDIDORES CONCENTRADOS Y REPORTE INFORMAC.(DICO)	3,31
21	35	1		
M	30		INSPECCION ACOMETIDAS,MEDIDORES DISPERSOS Y REPORTE INFORMACION (DICO)	4,15
21	36	1		
M	30		ACOMETIDA 1F PREENSAMBLADA (POR KM.)	187,02
21	41	1		
M	30		ACOMETIDA 2F PREENSAMBLADA (POR KM.)	201,41
21	42	1		
M	30		ACOMETIDA 3F PREENSAMBLADA (POR KM.)	215,8
21	43	1		
M	30		INST. EQUIP. MEDICION CONCENTRADO PARA REDES PREENSAMBLADAS Y REP. INF	14,28
21	44	1		
M	30		INST. EQUIP. MEDICION DISPERSO PARA REDES PREENSAMBLADAS Y REP. INF	25,44
21	47	1		
M	40	1	MEDIDOR BIFASICO CENTRALIZADO	17,67



UNIVERSIDAD DE CUENCA

21	01			
M	40			
21	05	1	REEMPLAZO DE CABLE Y MEDIDOR EN MEJORAS	20,56
M	80		GESTION COMERCIAL RECUPERACION CARTERA	
21	00	1	VENCIDA-RUTAS DE 1-56 CLIENTES	3,58
M	80		GESTION COMERCIAL RECUPERACION CARTERA	
21	01	1	VENCIDA-RUTAS D 56.1-82 CLIENTE	2,27
M	80		GESTION COMERCIAL RECUPERACION CARTERA	
21	02	1	VENCIDA-RUTAS DE 82.1-108 CLIEN	1,75
M	80		GESTION COMERCIAL RECUPERACION CARTERA	
21	03	1	VENCIDA - RUTAS >108 CLIENTES	1,32
M	80		GESTION AHORRO ENERGETICO INSTITUCIONES -	
21	10	1	PROGRAMA FOCOS AHORRADORES	3,58
M	90			
21	00	1	LECTURA DE 10 MEDIDORES	2,77
M	90		INSPECCION PARA LA INSTALACION DE MEDIDORES	
21	01	1	MEJORAS	3,68
P	01		IZADO Y RETACADO DE POSTES DE MT DE 9 MTS	
48	05	1	CON MAQUINA	20,91
P	01		IZADO Y RETACADO DE POSTES DE MT DE 11 MTS	
48	06	1	CON MAQUINA	22,58
P	01		CARGA, TRANSPORTE Y DESCARGA DE POSTES DE	
48	51	1	M.T. HASTA 12M.	7,42
P	35			
48	00	1	PINTURA DE CODIGO EN POSTE	1,46
P	35			
48	01	1	DIRECCION DE PLANTADO DE POSTE	1,74
P	35			
48	02	1	PINTADO DE POSTE CON DOS TONOS REFLECTIVOS	16,63
P	50		IZADO Y RETACADO DE POSTES DE HA DE 11M. CON	
48	00	1	PERSONAL	83,37
P	50		IZADO Y RETACADO DE POSTES DE HA DE 9M. CON	
48	01	1	PERSONAL	61,9
P	50		IZADO Y RETACADO DE POSTES DE HA DE 12 M. CON	
48	03	1	PERSONAL	93,18
P	50		ACOPIO, IZADO, RETACADO DE POSTES DE HA DE 11	
48	04	1	M. CON PERSONA	163,3 3
P	50		ACOPIO Y PARADA DE POSTES DE HA DE 9 M. CON	
48	05	1	PERSONAL	152,7
P	50		CARGA-TRANSPORTE-DESCARGA DE POSTE DE	
48	07	1	FIBRA DE 9M	9,62
P	50		CARGA-TRANSPORTE-DESCARGA DE POSTE DE	
48	08	1	FIBRA DE 11M	11,91
P	50		CARGA-TRANSPORTE-DESCARGA DE POSTE DE	
48	09	1	FIBRA DE 12M.	12,83
P	50			
48	10	1	CARGA-TRANS.-DESCARGA DE POSTE H.A. 9M. **	26,08
P	50			
48	11	1	CARGA-TRANS.-DESCARGA POSTE H.A.11M.**	26,08



UNIVERSIDAD DE CUENCA

P	50			
48	12	1	CARGA-TRANS-DESCARGA POSTE H.A.12M.	26,08
P	50			
48	13	1	CARGA-TRANS-DESCARGA POSTE H.A.14M.	38,64
P	50			
48	14	1	CARGA-TRANS.-DESCARGA POSTE H.A.15M.	58,92
P	50			
48	15	1	CARGA-TRANS.-DESCARGA POSTE H.A.16M.	58,92
P	50			
48	16	1	IZADO,RETACADO POSTE H.A. HASTA 12M,CON MAQUINA,DESPLAZ. O<=50M	28,2
P	50			
48	17	1	IZADO,RETACADO POSTE H.A. HASTA 12M,CON MAQUINA DESPLAZ.<=300M.	30,01
P	50			
48	18	1	IZADO,RETACADO POSTE H.A. HASTA 12M,CON MAQUINA DESPLAZ.<=1000M	33,65
P	50			
48	19	1	IZADO,RETACADO POSTE H.A. HASTA 14M,CON MAQUINA,DESPLAZ.<=20M.	41,84
P	50			
48	20	1	IZADO,RETACADO POSTE H.A. HASTA 16M,CON MAQUINA,DESPLAZ.<=20M.	62,76
P	50			
48	21	1	ACOPIO,IZADO A MANO O MAQUINA,RETACAD POSTE D FIBRA<=12M,DESPLAZ<=500M	26,09
P	50			
48	22	1	ACOPIO POSTE FIBRA HASTA 12M CON PERSONAL POR KM ADICIONAL A 500M	36,24
P	50			
48	30	1	CARGA-TRANSPORTE-DESCARGA POSTE TUBULAR METALICO 6M	7,91
P	50			
48	31	1	CARGA-TRANSPORTE-DESCARGA POSTE TUBULAR METALICO 8M	14,66
P	50			
48	32	1	CARGA-TRANSPORTE-DESCARGA POSTE TUBULAR METALICO 10M	14,66
P	50			
48	33	1	CARGA-TRANSPORTE-DESCARGA POSTE TUBULAR METALICO 11.5M	16,95
P	50			
48	34	1	CARGA-TRANSPORTE-DESCARGA POSTE TUBULAR METALICO 12M	16,95
P	50			
48	38	1	IZADO DE POSTE METALICO HASTA 6M CON PERSONAL	12,68
P	50			
48	39	1	IZADO DE POSTE METALICO HASTA 12M CON MAQUINA	23,7
P	50			
48	51	1	IZADO Y RETAC. DE POSTES DE MT HASTA 9M CON PERSONAL	29,43
P	50			
48	52	1	ACOPIO,IZADO Y RETAC. DE POSTES DE M.T. DE 11M. CON PERSONAL	76,35
P	50			
48	53	1	IZADO Y RETACADO DE POSTES DE MT DE 11M. CON PERSONAL	36,53
P	51			
48	15	1	LIMPIEZA DE EXCAVACION	6,02
P	51			
48	16	1	SEÑALIZACION DE SEGURIDAD PARA DISTRIBUCION ELECTRICA	2,89
P	52			
48	00	1	ACOPIO>50M,POSTE HA HASTA 12M C PERSONAL X METRO ADICIONAL	1,01
P	52			
48	00	1	ACOPIO POSTES HA HASTA 12M CON PERSONAL,	50,36



UNIVERSIDAD DE CUENCA

48	01		HASTA 50M	
P	52		TENDIDO DE POLITUBO DE HASTA 3" Y GUIA (INC.	
48	50	1	CABLE GALV. #10),POR M.	0,63
P	52		EXCAVACION DE ZANJA EN TERRENO NORMAL Y/O	
48	51	1	CONGLOMERADO M3	13,81
P	52		EXCAVACION DE ZANJA EN TERRENO ROCOSO M3	
48	52	1		38,91
P	52		EXCAV. PARA TENSOR O POSTE	
48	60	1	<=12M,D>=60CM,TER NORMAL O	
			CONG,CONCENTRADO	11,3
P	52		EXCAV. PARA TENSOR O POSTE	
48	61	1	<=12M,D>=60CM,TER ROCOSO,CONCENTRADO	28,87
P	52		EXCAV. PARA TENSOR O POSTE	
48	62	1	<=12M,D>=60CM,TER NORMAL O CONG,DISPERSO	13,81
P	52		EXCAV. PARA TENSOR O POSTE	
48	63	1	<=12M,D>=60CM,TERRENO ROCOSO,DISPERSO	36,4
P	52		EXCAV. PARA TENSOR O POSTE	
48	64	1	<=16M,D>=80CM,TER NORMAL O	
			CONG,CONCENTRADO	18,83
P	52		EXCAV. PARA TENSOR O POSTE	
48	65	1	<=16M,D>=80CM,TER ROCOSO,CONCENTRADO	51,46
P	52		EXCAV. PARA TENSOR O POSTE	
48	66	1	<=16M,D>=80CM,TER NORMAL O CONG,DISPERSO	23,85
P	52		EXCAV. PARA TENSOR O POSTE	
48	67	1	<=16M,D>=80CM,TER ROCOSO,DISPERSO	64
P	53		ACOPIO DE PIEDRA POR M3, DISTANCIA>50M	
48	00	1		15,06
P	53		DESALOJO DE MATERIAL SOBRENTE POR M3	
48	01	1		13,89
P	53		DESBROCE DE FRANJA DE SERVICIO, DENSA, POR	
48	02	1	KM, 2 LADOS	120,4 8
P	53		SUMINISTRO Y ACOPIO DE PIEDRA D<=50M, PARA	
48	04	1	POSTES DE HASTA 12M	9,02
P	53		SUMINISTRO Y ACOPIO DE PIEDRA D>50M, PARA	
48	05	1	POSTES DE HASTA 12M	11,27
P	53		SUMINISTRO Y ACOPIO DE PIEDRA D<=50M, PARA	
48	06	1	POSTES DE HASTA 16M	15,78
P	53		SUMINISTRO Y ACOPIO DE PIEDRA D>50M, PARA	
48	07	1	POSTES DE HASTA 16M	20,29
P	53		SUMINISTRO Y ACOPIO DE PIEDRA D<=50M, PARA	
48	08	1	TENSORES	12,85
P	53		SUMINISTRO Y ACOPIO DE PIEDRA D>50M, PARA	
48	09	1	TENSORES	16,01
P	53		POZO DE REVISION DE LADRILLO 40*40*40 CM, CON	
48	10	1	TAPA DE HA	54,09
P	53		POZO DE REVISION D LADRILLO 40*40*40CM,TAPA DE	
48	11	1	H.A. Y BORDES HIERRO	67,44
P	53		POZO DE REVISION D LADRILLO 70*50*50CM,TAPA DE	
48	12	1	H.A. Y BORDES HIERRO	113,8 1



UNIVERSIDAD DE CUENCA

P	53		POZO DE REVISION DE TUBO DE HORMIGON	
48	15	1	D=30CM,H=50CM, CON TAPA Y SELLADO	25,99
P	53		BASE DE HORMIGON PARA POSTE METALICO DE AP	
48	20	1	DE 6M	56,9
P	53		BASE DE HORMIGON PARA POSTE METALICO DE AP	
48	21	1	DE 8M	75,87
P	53		BASE DE HORMIGON PARA POSTE METALICO DE AP	
48	22	1	DE 10M	78,68
P	53		BASE DE HORMIGON PARA POSTE METALICO DE AP	
48	23	1	DE 11.5M	94,14
P	53		BASE DE HORMIGON PARA POSTE METALICO DE AP	
48	24	1	DE 12M	94,14
P	53		COLOCACION DE ADOQUIN M2	
48	30	1		7,17
P	53		COLOCACION DE BORDILLO DE PIEDRA C/M	
48	31	1		1,43
P	53		ENCOFRADO M2	
48	32	1		10,54
P	53		ENLUCIDO DE MORTERO CEMENTO-ARENA 1:3 M2	
48	33	1		7,73
P	53		MANPOSTERIA DE LADRIILLO E=15CM / M2	
48	34	1		23,89
P	53		RELLENO DE ZANJA	
48	35	1		6,9
P	53		REPLANTILLO DE PIEDRA H=15CM	
48	36	1		6,9
P	53		REPOSICION DE BORDILLO 0,1*0,4M CON HORMIGON	
48	37	1	SIMPLE M2	5,2
P	53		REPOSICION DE VEREDA DE POSTE O TENSOR	
48	38	1		7,53
P	53		RETIRO DE PISO DE ADOQUIN M2	
48	39	1		5,02
P	53		REVESTIMIENTO DE GRESS M2	
48	40	1		21,08
P	53		ROTURA DE VEREDA DE POSTE O TENSOR	
48	41	1		2,76
R	21		MONTAJE E INSTALACION RECONECTADOR	
11	00	1	MONOFASICO R1	40,39
R	21		MONTAJE E INSTALACION RECONECTADOR	
11	01	1	TRIFASICO R3	96,93
S	17		MONTAJE E INSTALACION DE SECCIONAMIENTO, EN	
08	00	1	UNA FASE (S1)	12,08
S	17		MONTAJE E INSTALACION DE SECCIONAMIENTO, EN	
08	01	1	DOS FASES (S2)	16,62
S	17		M. E INSTALACION DE SECCIONAMIENTO, EN TRES	
08	02	1	FASES (S3)	21,9
S	17		MONT. E INST. SECCIONADOR 1F BT REDES	
08	51	1	PREENSAMBLADAS CON INTERCONEXION	9,82
S	17		MONT. E INST. SECCIONADOR 3F BT REDES	
		1		10,57



UNIVERSIDAD DE CUENCA

08	53		PREENSAMBLADAS CON INTERCONEXION	
S	18		SECCIONADOR S1,1 PROTECTOR SOBRETENSION Y PUESTA TIERRA(SP1)	19,64
08	00	1		
S	18		SECCIONADOR S2,2 PROTECTOR SOBRETENSION Y PUESTA TIERRA(SP2)	26,44
08	01	1		
S	18		SECCIONADOR S3,3 PROTECTOR SOBRETENSION Y PUESTA TIERRA(SP3)	33,99
08	02	1		
S	16		PUESTA A TIERRA, CON VARILLA	7,55
49	00	1		
T1	14		MONTAJE DE TENSOR DE TIPO TT	9,16
1	00	1		
T1	14		MONTAJE DE TENSOR TIPO TTD	14,51
1	01	1		
T1	14		MONTAJE DE TENSOR TIPO TF	11,45
1	02	1		
T1	14		MONTAJE DE TENSOR TIPO TFD	17,56
1	03	1		
T1	14		MONTAJE DE TENSOR TIPO TP	9,93
1	04	1		
T1	14		MONTAJE DE TENSOR TIPO TPD	15,27
1	05	1		
T1	14		TENSOR TIPO TT, EN AT	9,16
1	06	1		
T1	14		TENSOR TIPO TT, EN BT	9,16
1	07	1		
T1	14		RETIRO DE TENSOR TIPO TT EN AT O BT	3,47
1	50	1		
T1	14		RETIRO DE TENSOR TIPO TTD	4,23
1	51	1		
T1	14		RETIRO DE TENSOR TIPO TF	3,78
1	52	1		
T1	14		RETIRO DE TENSOR TIPO TFD	4,53
1	53	1		
T1	14		RETIRO DE TENSOR TIPO TP	3,63
1	54	1		
T1	14		RETIRO DE TENSOR TIPO TPD	4,23
1	55	1		
T1	15		COLOCACION Y RETACADO DE ANCLAS (NO INCLUYE PIEDRA)	8,31
1	00	1		
T1	15		COLOCACION Y RETACADO DE ANCLAS, AYUDA COMUNIDAD (NO INCLUYE PIEDRA)	3,47
1	01	1		
T3	19		MONTAJE E INST.ESTAC.TRANSFORMACION 1F CONVENCIONAL DE 3KVA	73,85
6	00	1		
T3	19		MONTAJE E INST.ESTAC.TRANSFORMACION 1F CONVENCIONAL DE 5KVA	73,85
6	01	1		
T3	19		MONTAJE E INST.ESTAC.TRANSFORMACION 1F CONVENCIONAL DE 10KVA	73,85
6	02	1		
T3	19		MONTAJE E INST.ESTAC.TRANSFORMACION 1F CONVENCIONAL DE 15KVA	73,85
6	03	1		



UNIVERSIDAD DE CUENCA

T3	19		MONTAJE E INST.ESTAC.TRANSFORMACION 1F	
6	04	1	CONVENCIONAL DE 25KVA	73,85
T3	19		MONTAJE E INST.ESTAC.TRANSFORMACION 1F	
6	05	1	CONVENCIO. DE 37,5KVA	85,39
T3	19		MONTAJE E INST.ESTAC.TRANSFORMACION 1F	
6	06	1	CONVENCIONAL DE 50KVA	85,39
T3	19		MONTAJE E INST.ESTAC.TRANSFORMACION 1F	
6	09	1	AUTOPROTEG. DE 5KVA	61,16
T3	19		MONTAJE E INST.ESTAC.TRANSFORMACION 1F	
6	10	1	AUTOPROTEG. DE 10KVA	61,16
T3	19		MONTAJE E INST.ESTAC.TRANSFORMACION 1F	
6	11	1	AUTOPROTEG. DE 15KVA	61,16
T3	19		MONTAJE E INST.ESTAC.TRANSFORMACION 1F	
6	12	1	AUTOPROTEG. DE 25KVA	61,16
T3	19		MONTAJE E INST.ESTAC.TRANSFORMACION 1F	
6	13	1	AUTOPROTE. DE 37,5KVA	65,77
T3	19		MONTAJE E INST.ESTAC.TRANSFORMACION 1F	
6	14	1	AUTOPROTEG. DE 50KVA	65,77
T3	20		MONTAJE E INST.ESTAC.TRANSFORMACION 3F	
6	00	1	CONVENCIONAL DE 30KVA	114,2 4
T3	20		MONTAJE E INST.ESTAC.TRANSF. 3F CONV. 45KVA,1	
6	01	1	POSTE	114,2 4
T3	20		MONTAJE E INST.ESTAC.TRANSF. 3F CONV. 50KVA, 1	
6	02	1	POSTE	114,2 4
T3	20		MONTAJE E INST.ESTAC.TRANSF. 3F CONV. 60KVA, 2	
6	03	1	POSTES	148,8 5
T3	20		MONTAJE E INST.ESTAC.TRANSF. 3F CONV. 75KVA, 2	
6	04	1	POSTES	148,8 5
T3	20		MONTAJE E INST.ESTAC.TRANSF. 3F CONV. 100KVA,	
6	05	1	2 POSTES	148,8 5
T3	20		MONTAJE E INST.ESTAC.TRANSF. 3F CONV.	
6	06	1	112,5KVA, 2 POSTES	171,9 3
T3	20		MONTAJE E INST.ESTAC.TRANSF. 3F CONV. 125KVA,	
6	07	1	2 POSTES	171,9 3
T3	20		MONTAJE E INST.ESTAC.TRANSF. 3F CONV.150KVA, 2	
6	08	1	POSTES	171,9 3
T3	20		MONTAJE E INST.ESTAC.TRANSF. 3F CONV. 160KVA,	
6	09	1	2 POSTES	171,9 3
T3	20		MONTAJE E INST.ESTAC.TRANSF. 3F CONV. 200KVA,	
6	10	1	2 POSTES	171,9 3
T3	20		MONTAJE DE TRANSFORMADOR 3F 250 KVA PAD	
6	50	1	MOUNTED	184,6 8
Z0	00			
1	00	1	REVISION PUNTOS DE CARGA GIS	0,21
Z0	00			
1	01	1	DISEÑO DE LINEAS DE DISTRIBUCIÓN	59,92
Z0	00			
1	02	1	DISEÑO DE REDES HASTA 25 CLIENTES	370,0 5
Z0	00	1	DISEÑO OPTIMIZACIONES PARA 25 CLIENTES	176,8



UNIVERSIDAD DE CUENCA

1	03			7
Z0	00			299,9
1	04	1	DISEÑO DE ALUMBRADO ORNAMENTAL EDIFICIOS	3
Z0	00		LEVANTAR REDES MT/POSTE CON GPS Y PROC.	
1	10	1	INF.(URBANO)	0,58
Z0	00		LEVANTAR REDES BT/POSTE O MEDIDORES GPS Y	
1	11	1	PROC. INF (URBANO)	0,58
Z0	00			
1	12	1	INGRESO DE REGISTRO DE M.T. EN BASE DE DATOS	0,57
Z0	00			
1	13	1	INGRESO DE REGISTRO DE B.T. EN BASE DE DATOS	0,95
Z0	00			
1	14	1	ACTUALIZACION ELECTRICA EN SIG POR POSTE	1,1
Z0	00		LEVANTAR REDES MT/POSTE, FORMULARIO Y	
1	15	1	CARTOGRAFIA (URBANO)	0,59
Z0	00		LEVANTAR REDES MT/POSTE CON GPS EMPRESA Y	
1	16	1	PROC. INF. (RURAL)	1,39
Z0	00		LEVANTAR RED BT/POSTE O PTO.CARGA, GPS	
1	17	1	EMPRESA, PROC.INF.(R)	1,02
Z0	00		ACTUALIZACION DE CLIENTES POR RUTA DE	
1	18	1	LECTURA	6,12
Z0	00		LEV. REDES BT/POSTE,MEDIDOR CON	
1	19	1	FORMULARIO/CARTOGRAF(URBANO)	1,08
Z0	00			302,6
1	20	1	ARMADO DE ESTRUCTURA PARA ANTENA	3
Z0	00		LEV. REDES BT/POSTE,MEDIDORES,#	
1	21	1	LUMINARIA,FORMULARIO(URBANO)	1,28
Z0	00		LEV. REDES BT/POSTE SIN GEOREFERENCIACION	
1	22	1	(RURAL)	0,76
Z0	00			
1	23	1	LEVANTAR PUNTO DE CARGA	0,53
Z0	00		LEVANTAR RED BT/POSTE O PTO.CARGA,GPS	
1	24	1	MAGUELLAN,PROC.INF.(R)	1,36
Z0	00		LEVANTAR RED BT/POSTE/#LUMINARI,GPS	
1	25	1	MAGUILLAN Y PROC.INF.(R)	1,67
Z0	00			
1	28	1	ACTUALIZACION MEDIDOR O LUMINARIA EN GIS	0,18
Z0	00		DIBUJO CABINA SUBTERR	
1	29	1	MT/BT/AP/ACOMET/PTO.CARGA/DUCT-AUTOCAD	55,54
Z0	00		CONTROL CALIDAD S.T. USUARIO FINAL	
1	30	1	MONOFASICO -MEMOBOX 300-	15,36
Z0	00		CONTROL CALIDAD S.T. USUARIO FINAL BIFASICO -	
1	31	1	MEMOBOX 300-	17,79
Z0	00		CONTROL CALIDAD S.T. USUARIO FINAL TRIFASICO -	
1	32	1	MEMOBOX 300-	20,21
Z0	00		CONTROL CALIDAD S.T. TRANSFORMADOR	
1	33	1	MONOFASICO -TOPAS 1000-	32,34
Z0	00		CONTROL CALIDAD S.T. TRANSFORMADOR	
1	34	1	TRIFASICO -TOPAS 1000-	36,39



UNIVERSIDAD DE CUENCA

ZO 1	00 35	1	CONTROL CALIDAD S.T. SUBESTACIONES TRIFASICO -TOPAS 1000-	28,3
ZO 1	00 36	1	CONTROL CALIDAD S.T. USUARIO FINAL M.T. Y A.T. - ACE 2000-	36,39
ZO 1	00 37	1	CONTROL CALIDAD S.T. RECLAMOS MONOFASICO - ANALYST 3Q-	15,36
ZO 1	00 38	1	CONTROL CALIDAD S.T. RECLAMOS BIFASICO - ANALYST 3Q-	17,79
ZO 1	00 39	1	CONTROL CALIDAD S.T. RECLAMOS TRIFASICO - ANALYST 3Q-	20,21
ZO 1	00 41	1	COORDINAR SELEC DE 9 PUNTOS DE MEDICION Y CRONOGRAMA SEMANAL	18,98
ZO 1	00 42	1	INFORMACION DE CARACTERISICAS DE PUNTOS MEDIDOS	19,6
ZO 1	00 43	1	SELECCION USUARIOS MT CON MEDIDORES CON PERFIL DE CARGA	6,15
ZO 1	00 44	1	LECTURA MEDIDOR ESTATICO;18 PUNTOS	282,2
ZO 1	00 45	1	CALCULO DE INDICES CONELEC	669,2 3
ZO 1	00 46	1	CALIDAD: ID PROBLEMAS Y PROPUESTAS SOLUCION	498,1 6
ZO 1	00 47	1	INFORME DE MEDICION QUE NO CUMPLE REGULACION	84,34
ZO 1	00 48	1	ELABORAR INFORME DE RECLAMOS	105,4 3
ZO 1	00 49	1	INSPECCION Y VERIFICACION DE MEDIDAS CORRECTIVAS DE CALIDAD	37,22
ZO 1	00 50	1	INFORME DE CUMPLIMIENTO DE USUARIOS	87,54
ZO 1	00 51	1	INSTALACION Y DESCONEXION DE CONTADORES ESPECIALES-CALIDAD-	41,6
ZO 1	00 52	1	LECTURA DE MEDIDORES ELECTRONICOS CON PERFIL DE CARGA	3,83
ZO 1	00 53	1	PROCESAMIENTO DE INFORMACION -CONTADORES ESPECIALES-	175,0 9
ZO 1	00 60	1	DIBUJO DE ESTRUCTURAS	8,5
ZO 1	00 71	1	TRANSFORMAR ARCHIVO A COORDENADAS WGS84	31,19
ZO 1	00 72	1	COMBINAR CARTOGRAFIA EN UNA SOLA CAPA (ARCHIVO)	62,56
ZO 1	00 73	1	CONTROL Y SEGUIMIENTO DE INFORMACION (ARCHIVO)	62,56
ZO 1	00 74	1	EXPORTAR A SHAPE FILE (ARCHIVO)	62,56
ZO 1	00 75	1	INVENTARIO DE INFORMACION EXISTENTE (KM2)	0,55
ZO 1	00	1	DEFINIR LA REPRESENTACION DEL DIBUJO PROPIAS	0,55



UNIVERSIDAD DE CUENCA

1	76		DE CADA AMBITO	
Z0	00		GENERAR TOPONIMIA COMO ATRIBUTOS DE LINEAS	
1	77	1	(KM2)	0,55
Z0	00		GENERAR TEXTOS DE TOPONIMIA COMO DIBUJOS	
1	78	1	(KM2)	0,55
Z0	00		TRANSFORMAR A UNIDADES DE TRABAJO	
1	79	1	ESTANDARES (KM2)	0,73
Z0	00		RECUPERAR INFORMACION (LINEAS Y TOPONIMIA)	
1	80	1	(KM2)	0,73
Z0	00		INTEGRAR INFORMACION DE UNA ESCALA A OTRA	
1	81	1	(KM2)	0,73
Z0	00		EMPALMAR CON LA INFORMACION EXISTENTE	
1	82	1		0,73
Z0	00		RECUPERAR INFORMACION (ELEMENTOS	
1	83	1	GEOGRAFICOS) (KM2)	0,73
Z0	00		VERIFICAR Y EMPALMAR CON HOJAS ADYACENTES	
1	84	1	(KM2)	1,64
Z0	00		FILT.,SELEC.,NORMAR NIVELES INF. AMBITOS	
1	85	1	RESTITUIRSE EN GABI	2,55
Z0	00		TRANSPORTE DE PERSONAL CALIDAD 20KM	
1	90	1		24,34
Z0	00		TRANSPORTE DE PERSONAL CALIDAD 40KM	
1	91	1		42,34
Z0	00		TRANSPORTE DE PERSONAL CALIDAD 50KM	
1	92	1		54,07
Z0	00		TRANSPORTE DE PERSONAL CALIDAD 60KM	
1	93	1		60,26
Z0	00		TRANSPORTE DE PERSONAL CALIDAD 80KM	
1	94	1		78,77
Z0	00		TRANSPORTE DE PERSONAL CALIDAD 100KM	
1	95	1		97,18
Z0	00		TRANSPORTE DE PERSONAL CALIDAD 120KM	
1	96	1		115,8 1
Z0	00		TRANSPORTE DE PERSONAL CALIDAD 160 KM	
1	97	1		153,4 6
Z0	00		TRANSPORTE DE PERSONAL CALIDAD 200KM	
1	98	1		191,7 1
Z0	00		TRANSPORTE DE PERSONAL CALIDAD 300KM	
1	99	1		289,9
Z0	01		TRANSPORTE DE PERSONAL CALIDAD 1KM	
1	00	1		0,72
Z0	01		MONTAJE DE NACIMIENTO	
1	01	1		6555, 84
Z0	02		INSTALACION DE SU, RU-RB	
1	50	1		66,64
Z0	02		INSTALACION DE ACCES UNIT	
1	51	1		122,1 7
Z0	02		INSPECCION NUEVO CLIENTE	
1	52	1		11,9



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Z01	0253	1	INSTALACION ZONAS WIFI	144,38
Z01	0254	1	INSTALACION CABLE DE F.O. AEREA ADSS, FIGURA 8 HASTA 48 H.(KM)	501,66
Z01	0255	1	INSTALACION CABLE DE F.O. SUBTERRANEA ADSS, FIGURA 8 HASTA 48H (KM)	501,66
Z01	0256	1	INSTALACION DE TOMA DE RED DE DATOS	3,96
Z01	0257	1	CERTIFICACION DE RED DE DATOS CAT. 5,5E,6	2,66
Z01	0258	1	TENDIDO DE CABLE UTP (M)	0,21
Z01	0259	1	TENDIDO DE TUBERIA EMT HASTA 3/4" (M)	0,26
Z01	0260	1	FIJACION DE F.O. Y MANGUERA CORRUGADA EN PUNTO DE REVISION (X CABLE)	3,6
Z01	0261	1	INSTALACION CLIENTE WI-FI	10,3
Z01	0262	1	CERTIFICACION HILO DE F.O. (ATENUACION,REFLECTOMETRIA,INFORME)	7,61
Z01	0263	1	FUSION HILO DE F.O.	6,57
Z01	0264	1	ARMADO, DESARMADO DE MUFA O ARMADO ODF	44,42
Z01	0265	1	MARQUILLADO CABLE DE F.O.	0,99
Z01	0266	1	CONFIGURACION DE SU, AU, BU-RB	15,07
Z01	0267	1	INSTALACION DE CABLE DE F.O. OPGW (KM)	2070,22
Z01	0270	1	BASTONEO (PASO DE GUIA) PARA F.O. (KM)	194,11
Z01	0271	1	COLOCACION MANGUERA CORRUGADA (M)	0,37
Z01	0274	1	VESTIDO DE POSTE CON HERRAJERIA PARA CABLE ADSS, FIG. 8 A 48 H	2,75
Z01	0300	1	MEDICION DE NIVEL DE FLICKER, ARMONICOS, FP, E Y KWH EN S/E	26,43
Z01	0301	1	LECTURA MAGNITUDES DE FLICKER, ARMONICOS, FP, E Y KWH EN S/E	13,22
Z01	0302	1	MEDICION NIVEL: FLICKER,ARMONICOS,FP,E,KWH EN TRANSF.DIST.1F	22,66
Z01	0303	1	MEDICION NIVEL: FLICKER,ARMONICOS,FP,E,KWH EN TRANSF.DIST.3F	26,43
Z01	0304	1	MEDICION NIVEL: E Y KWH EN INSTALACIONES 1F CLIENTES B.T.	22,66
Z01	0305	1	MEDICION NIVEL: E Y KWH EN INSTALACIONES 2F CLIENTES B.T.	22,66
Z01	03	1	MEDICION NIVEL: E Y KWH EN INSTALACIONES 3F	22,66



UNIVERSIDAD DE CUENCA

1	06		CLIENTES B.T.	
Z0	03		MEDICION NIVEL: FP Y KWH EN CONSUMIDORES EN	
1	07	1	MT Y AT	26,43
Z0	03		MEDICION NIVEL: FLICKER, ARMONICOS, FP, E.	
1	08	1	DEBIDO A RECLAMOS	22,66
Z0	03		LECTURA: PERFIL DE CARGA Y CALCULO FP,	
1	09	1	CONSUMIDORES MT Y AT	9,51
Z0	03		PROCESAR INFORMACION, CALCULO INDICES,	
1	10	1	LLENADO FORMULARIOS	373,03
Z0	03		NOTIFICAR USUARIOS LA NECESIDAD CORREGIR	
1	11	1	POTENCIALES PERTUR	14,41
Z0	03			124,3
1	12	1	ELABORACION DE INFORMES DEBIDO A RECLAMOS	4
Z0	03		IDENTIFICACION DE PROBLEMAS Y PROPUESTAS DE	
1	13	1	SOLUCION	621,71



CODIGO MATERIAL				U	DESCRIPCION	P.U.
CA TG RP	CA TCL S	CA TTI P	CA TES P			
01	04	01	420	M T	CONDUCTOR DESNUDO CABLEADO COBRE DURO 2 AWG	4,72
01	04	01	460	M T	CONDUCTOR DESNUDO CABLEADO COBRE DURO 1/0 AWG	5,69
01	04	13	340	M T	CONDUCTOR DESNUDO CABLEADO ALUMINIO 5005 6 AWG	0,33
01	04	13	380	M T	CONDUCTOR DESNUDO CABLEADO ALUMINIO 5005 4 AWG	0,36
01	04	13	420	M T	CONDUCTOR DESNUDO CABLEADO ALUMINIO 5005 2 AWG	0,59
01	04	13	460	M T	CONDUCTOR DESNUDO CABLEADO ALUMINIO 5005 1/0 AWG	0,92
01	04	13	480	M T	CONDUCTOR DESNUDO CABLEADO ALUMINIO 5005 2/0 AWG	1,06
01	04	13	500	M T	CONDUCTOR DESNUDO CABLEADO ALUMINIO 5005 3/0 AWG	1,25
01	04	15	380	M T	CONDUCTOR DESNUDO CABLEADO ALUMINIO ACSR 4 AWG	0,47
01	04	15	420	M T	CONDUCTOR DESNUDO CABLEADO ALUMINIO ACSR 2 AWG	0,70
01	04	15	460	M T	CONDUCTOR DESNUDO CABLEADO ALUMINIO ACSR 1/0 AWG	1,09
01	04	15	480	M T	CONDUCTOR DESNUDO CABLEADO ALUMINIO ACSR 2/0 AWG	1,40
01	04	15	500	M T	CONDUCTOR DESNUDO CABLEADO ALUMINIO ACSR 3/0 AWG	1,71
01	04	17	140	M T	CABLE ACERO GALV CORRIENTE DI, 9.53 MM	1,24
01	06	01	180	M T	CONDUCTOR AISL SOLIDO POT 600V TW CU 14 AWG	0,25
01	06	01	220	M T	CONDUCTOR AISL SOLIDO POT 600V TW CU 12 AWG	0,35
01	06	01	300	M T	CONDUCTOR AISL SOLIDO POT 600V TW CU 8 AWG	0,83
01	06	01	320	M T	CONDUCTOR AISL SOLIDO POT 600V TW CU 10 AWG	0,58
01	06	08	200	M T	CONDUCTOR SOLIDO DE AL TIPO TW CALIBRE #10 AWG	0,16
01	08	01	380	M T	CONDUCTOR AISL CABL DE POT 600V TW CU 4 AWG	6,53
01	08	01	420	M T	CONDUCTOR AISL CABL DE POT 600V TW CU 2 AWG	4,95
01	08	01	460	M T	CONDUCTOR AISL CABL DE POT 600V TW CU 1/0 AWG	5,42



UNIVERSIDAD DE CUENCA

01	08	01	500	M T	CONDUCTOR AISL CABL DE POT 600V TW CU 3/0 AWG	6,73
01	08	14	140	M T	CONDUCTOR DUPLEX ASC 2*6 AWG	0,53
01	08	14	16	M T	COND AISL CABLEA. DE POT 600V DUPLEX ASC 2X4AWG M	1,08
01	08	14	420	M T	COND AISL CABLEA. DE POT 600V DUPLEX ASC 2X2AWG M COND AIS	1,60
01	08	17	440	M T	CONDUCTOR TRIPLEX ASC 3*6 AWG	0,96
01	08	17	460	M T	MULTICONDUCTOR TRIPLEX AL 3*4 AWG	2,13
01	08	17	48	M T	CONDUCTOR TRIPLEX 3X2	2,50
01	08	20	74	M T	CONDUCTOR CUADRUPLEX 4X6	1,34
01	08	20	760	M T	MULTICONDUCTOR AL 4*4 AWG	2,63
01	10	02	300	M T	CONDUCTOR AISL CABL DE POT 2000V TTU CU 8 AWG	1,29
01	10	02	340	M T	CONDUCTOR AISL CABL DE POT 2000V TTU CU 6 AWG	2,01
01	10	02	380	M T	CONDUCTOR AISL CABL DE POT 2000V TTU CU 4 AWG	3,18
01	10	02	420	M T	CONDUCTOR AISL CABL DE POT 2000V TTU CU 2 AWG	4,47
01	10	02	460	M T	CONDUCTOR AISL CABL DE POT 2000V TTU CU 1/0 AWG	7,88
01	10	02	500	M T	CONDUCTOR AISL CABL DE POT 2000V TTU CU 3/0 AWG	13,0 4
01	10	02	520	M T	CONDUCTOR AISL CABL DE POT 2000V TTU CU 4/0 AWG	16,8 1
01	10	02	540	M T	CONDUCTOR AISL CABL DE POT 2000V TTU CU 250 MCM	19,8 9
01	10	20	540	M T	CONDUCTOR AISL CABL POT XLPE CU 8KV MONOP 250 MCM	17,5 9
01	10	22	400	P Z	CONDUCTOR CABLEADO DE COBRE TIPO XLPE 15 KV 90°C CALIBRE 2 AWG	6,39
01	10	22	440	P Z	CONDUCTOR CABLEADO DE COBRE TIPO XLPE 15 KV 90°C CALIBRE 1/0 AWG	10,0 8
01	10	24	420	P Z	CONDUCTOR CABLEADO DE COBRE TIPO XLPE 25 KV 90°C CALIBRE 2 AWG	9,54
01	10	24	440	P Z	CONDUCTOR CABLEADO DE COBRE TIP. XLPE 25 KV 90°C CALIB. 1/0 AWG	14,9 7
01	10	24	480	M	CONDUCTOR CABLEADO DE CU XLPE 25KV 90C #2/0 AWG	15,6 8
01	10	24	500	M T	CONDUCTOR AISL CABL POT XLPE CU 25KV MONOP 3/0 AWG	18,4 7
01	10	24	540	M	CONDUCTOR AISL CABL POT XLPE CU 25KV	22,4



UNIVERSIDAD DE CUENCA

				T	MONOP 250 MCM	0
01	17	06	010	M T	CABLE PREENSAMBLADO 1X6+6 DE COBRE CONCENTRICO	2,30
01	17	09	320	M T	CONDUCTOR PREENSAMBLADO XLPE 2X50+N35 MM2	3,42
01	17	09	330	M T	CONDUCTOR PREENSAMBLADO XLPE 2X50+N50 MM2	4,78
01	17	09	520	M T	CONDUCTOR PREENSAMBLADO XLPE 3X50+N35 MM2	5,80
01	17	09	530	M T	CONDUCTOR PREENSAMBLADO XLPE 3X50+N50 MM2	7,34
02	01	03	010	P Z	AISLADOR DE SUSPENSION PORCELANA ANSI 52-1	8,69
02	01	03	030	P Z	AISLADOR DE SUSPENSION PORCELANA ANSI 52-3	23,2 2
02	01	06	060	P Z	AISLADOR DE CAUCHO SILICONADO TIPO SUSP.22KV CLASE ANSI DS-2	21,3 6
02	01	29	110	P Z	AISL ESPIGA PORCEL SIN INTF AL RADIO INT ANSI 56-1	6,54
02	01	60	040	P Z	AISLADOR ROLLO DE PORCELANA CLASE ANSI 53-2	0,69
02	05	31	030	P Z	PERNO PIN PUNT POST ROS PLOMO DESC 56-1 25X508 MM	4,28
02	05	53	010	P Z	EXTENSION GALV DOBLE PARA PERNO PIN PUNTA POSTE	9,03
02	05	66	030	P Z	PERNO PIN LARGO ROSCA PLOMO 56-1 15X34.95X310 MM	3,04
02	05	90	010	P Z	BASTIDOR GALVANIZADO LIVIANO 1 VIA	2,79
02	05	90	020	P Z	BASTIDOR GALVANIZADO LIVIANO 2 VIAS	7,01
02	05	90	030	P Z	BASTIDOR GALVANIZADO LIVIANO 3 VIAS	10,4 2
02	05	90	040	P Z	BASTIDOR GALVANIZADO LIVIANO 4 VIAS	12,3 0
02	05	90	050	P Z	BASTIDOR GALVANIZADO LIVIANO 5 VIAS	17,2 0
02	05	99	030	P Z	BASTIDOR GALVANIZADO LIVIANO VOLADO 3 VIAS	22,9 9
02	05	99	040	P Z	BASTIDOR GALVANIZADO LIVIANO VOLADO 4 VIAS	25,1 1
02	05	99	050	P Z	BASTIDOR GALVANIZADO LIVIANO VOLADO 5 VIAS	31,5 9
02	10	24	060	P Z	GRAPA SUSP ACSR/AL 12.50-26.42 MM 25000 LBS 266.8	36,8 4
02	10	30	100	P Z	PINZA DE ACOMETIDA	0,96
02	10	30	200	P Z	PINZA DE RETENCIÓN	7,08



UNIVERSIDAD DE CUENCA

02	10	30	300	P Z	PINZA DE SUSPENSIÓN	1,21
02	10	40	030	P Z	PRECINTOS PLASTICOS	0,11
02	10	95	160	P Z	RETENCION PREF P'CABLE ACERO DI 9.51 MM GDE1107	3,18
02	15	42	130	P Z	VARILLA DE ARMAR PREF SIMPLE ACSR/5005 1/0 AR0118	8,96
02	15	42	170	P Z	VARILLA DE ARMAR PREF SIMPLE ACSR 3/0 AR0122	18,0 5
02	15	65	030	P Z	PROTECTOR DE PUNTA DE CABLE	0,25
02	15	90	020	P Z	AMORTIGUADOR VIBRA PREF ACSR/5005 4-2 SVD0103	6,05
02	15	90	030	P Z	AMORTIGUADOR VIBRA PREF ACSR/5005 1/0-2/0 SVD0104	6,50
02	15	90	040	P Z	AMORTIGUADOR VIBRA PREF ACSR/5005 3/0-4/0 SVD0105	7,10
02	15	93	020	P Z	AMORTIGUADOR DE VIBRACION STOCKBRIDGE 4-2(3/8) AWG	25,8 2
02	15	93	030	P Z	AMORTIGUADOR DE VIBRACION STOCKBRIDGE 2-1/0 AWG	30,8 1
02	15	93	040	P Z	AMORTIGUADOR DE VIBRACION STOCKBRIDGE 1/0-3/0 AWG	46,2 8
02	15	96	010	P Z	GRAPA HORQUILLA GUARDACABO ACSR/AL HASTA 4/0 AWG	2,17
02	15	98	060	P Z	GUARDACABO HIERRO GALV CABLE ACERO DI, 9.51 MM	0,43
02	15	99	020	M T	CINTA DE ARMAR DE ALUMINIO 1.27X7.62 MM	0,41
02	20	01	010	P Z	ABRAZADERA PLETINA GALV SIMPLE DI 38X130-150 MM	4,11
02	20	01	110	P Z	ABRAZADERA PLETINA GALV SIMPLE DI 38X160-190 MM	4,17
02	20	02	010	P Z	ABRAZADERA PLETINA GALV DOBLE DI 38X130-150 MM	4,37
02	20	02	110	P Z	ABRAZADERA PLETINA GALV DOBLE DI 38X160-190 MM	4,64
02	20	03	110	P Z	ABRAZADERA PLETINA GALV TRIPLE DI 38X160-190 MM	10,9 5
02	20	35	140	P Z	PIE AMIGO ANGULO HIERRO GALV 38.1X38.1X6.35X700MM	8,66
02	20	36	360	P Z	PIE AMIGO ANGULO HIERRO GALV 40X40X4X1800MM	12,8 1
02	20	38	140	P Z	PIE AMIGO PLETINA HIERRO GALV 38.1X6.35X 700 MM	4,82
02	20	39	010	P Z	CRUCETA DE HIERRO ANGULO GALVANIZADO DE 76,2*76,2*6,35*2000MM (02-50-16-11)	52,1 5



UNIVERSIDAD DE CUENCA

02	20	42	010	P Z	CAJA HIERRO TOOL PARA FUSIBLES NH,1 POSTE C'ABRAZ	15,6 9
02	20	43	010	P Z	CAJA HIERRO TOOL PARA FUSIBLES NH,2 POSTES S'ABRAZ	8,71
02	20	68	010	P Z	ESTRUCTURA GALV P' MONTAR TRANSFORMAD EN UN POSTE	47,8 7
02	20	80	020	P Z	SOPORTE PARA FIJACIÓN DE SECCIONADOR BIPOLAR	5,54
02	20	80	030	P Z	SOPORTE PARA POSTE DE SECCIONADOR	17,1 8
02	20	89	030	P Z	MÉNSULA PARA CABLE	0,25
02	20	89	050	P Z	MÉNSULA PARA FACHADA	0,37
02	20	89	200	P Z	MÉNSULA DE SUSPENSIÓN PARA POSTE	6,27
02	21	31	010	P Z	ESLABON "U" P' SUJECION CADENA AISL "FCA NACIONAL"	2,71
02	21	60	030	P Z	DERIVADOR PARA CONDUCTOR CONCÉNTRICO	0,38
02	25	11	050	P Z	PERNO GALV ROSCA CORRIDA 15.87 X 457 MM	3,27
02	25	19	030	P Z	PERNO OJO GALV TUERC CUADRAD 15.87 X 203 MM	4,08
02	25	19	040	P Z	PERNO OJO GALV TUERC CUADRAD 15.87 X 254 MM	4,32
02	25	33	110	P Z	PERNO MAQ GALV CAB Y TUERCA EXAG 9.35 X 152 MM	1,35
02	25	35	130	P Z	PERNO MAQ GALV CAB Y TUERCA EXAG 15.87 X 203 MM	1,79
02	25	35	150	P Z	PERNO MAQ GALV CAB Y TUERCA EXAG 15.87 X 254 MM	2,02
02	25	61	210	P Z	ABRAZADERA "U" DE VARILLA GALV DI 15.87 X 150 MM	3,65
02	25	61	290	P Z	ABRAZADERA "U" DE VARILLA GALV DI 15.87 X 240 MM	4,45
02	25	73	080	P Z	PERNO OJO GALV ROSCA CORRIDA 15.87 X 457 MM	4,41
02	25	75	030	P Z	TUERCA DE OJO GALV PARA PERNO DI 15.87 MM	1,35
02	25	98	250	P Z	PERNO GALV.(VARIOS) 9.52 X 38.1 MM	0,12
02	30	06	130	P Z	VARILLA ANCLAJE GALV OJO OVALADO 15.87 X 1800 MM	11,1 6
02	30	81	120	P Z	BRAZO GALV PARA TENSOR FAROL DI, 38.1X1500 MM	20,6 5
02	30	87	030	P Z	TENSADOR DE MANO GALV (GANCHO- GANCHO) 15.87 MM	10,1 7
02	30	87	200	P	TENSOR MECÁNICO	10,1



UNIVERSIDAD DE CUENCA

				Z		7
02	35	30	260	P Z	VARILLA PUESTA A TIERRA COPPERWELD 15.87 X 1800 MM	18,3 1
02	40	07	060	P Z	CONECTOR DE COMPRESION CU P' 1/0 AWG CAT YST2525	7,39
02	40	07	340	P Z	CONECTOR DE COMP. RECTO BURNDY PARA Cu CAL. # 2 AWG CAT. YS2C	3,18
02	40	08	240	P Z	CONECTOR DE COMPRESION Cu/Al CALIBRE 2/0 CAT.03700250	44,4 1
02	40	08	330	P Z	CONECTOR DE COMPRESION Cu/Al CALIBRE 250 MCM CAT.03700280	44,4 1
02	40	25	030	P Z	CONECTOR DENTADO SIMILAR A MOD. DCNL-5	6,31
02	40	25	220	P Z	CONECTOR DENTADO SIMILAR A MOD. DCNL-2	1,93
02	40	25	230	P Z	CONECTOR DENTADO SIMILAR A MOD. DCNL-3	2,44
02	40	29	500	P Z	CONECTOR COMP. "T" BURNDY P.CAL. # 2/0 AWG D. 2/0 AWG CAT. YST2626	18,0 6
02	40	29	570	P Z	CONECTOR COMP. "T" BURNDY P.CAL. # 2 AWG D. 2 AWG CAT. YST2C2C	12,9 9
02	40	29	800	P Z	CONECTOR ESPIGA MARCA BURNDY PARA PUNTA DE CABLE (YA27)	9,71
02	40	29	850	P Z	CONECTOR ESPIGA MARCA BURNDY PARA PUNTA DE CABLE (YA26)	1,92
02	40	29	890	P Z	CONECTOR ESPIGA MARCA BURNDY PARA PUNTA DE CABLE (YA2C)	1,37
02	40	45	040	P Z	TERMINAL PLANO APERNADO AL/CU 14-2/0 AWG	1,24
02	40	45	050	P Z	TERMINAL PLANO APERNADO AL/CU 6-250 MCM	2,13
02	40	45	070	P Z	TERMINAL PLANO APERNADO AL/CU 6-350 MCM	3,02
02	40	45	340	P Z	CONECTOR TERMINAL BURNDY CATALOGO N2AH34-34N	195, 00
02	41	03	020	P Z	CONECTOR PERNO HENDIDO AL/CU 6-4 AWG	3,13
02	41	03	050	P Z	CONECTOR PERNO HENDIDO AL/CU 8-2 AWG	3,53
02	41	03	080	P Z	CONECTOR PERNO HENDIDO AL/CU 6-1/0 AWG	4,42
02	41	03	090	P Z	CONECTOR PERNO HENDIDO AL/CU 6-2/0 AWG	4,54
02	41	29	030	P Z	GRILLETE DE HIERRO GALV CABLE ACERO DI, 9.53 MM	0,53
02	41	35	010	P Z	CONECTOR DE LINEA ENERGIZADA CU/CU 8-2/0 AWG, DERIV. 520-6	15,8 3
02	41	35	030	P Z	CONECTOR DE LINEA ENERGIZADA AL/CU 6-4/0 AWG	15,7 2



UNIVERSIDAD DE CUENCA

02	41	70	100	P Z	BARRA PREMOLDEADA ELASTIMOLD 163J4 / 200 AMP / 15 KV	297, 50
02	43	01	010	U	POSTE DE FIBRA REFORZADA DE 9 MTS	491, 89
02	43	01	030	U	POSTE DE FIBRA REFORZADA CIRCULAR ALIVIANADO DE 11 MTS	638, 36
02	44	05	090	P Z	POSTES DE HORMIGON ARMADO CIRCULAR DE 9 MTS.	156, 48
02	44	05	130	P Z	POSTES DE HORMIGON ARMADO CIRCULAR DE 11 MTS.	270, 88
02	44	05	150	P Z	POSTES DE HORMIGON ARMADO CIRCULAR DE 12 MTS.	321, 29
02	44	05	230	P Z	POSTES DE HORMIGON ARMADO CIRCULAR DE 16 MTS.	830, 65
02	44	07	200	P Z	POSTE CIRCULAR HORMIGON ARMADO 575KG. 14 MTS.	439, 55
02	44	10	090	U	POSTE DE H.A. DE 9M. REFORZADO	670, 95
02	45	22	030	P Z	POSTE TUBULAR METALICO DE 6 M.	952, 00
02	46	01	090	P Z	POSTES DE MADERA TRATADA DE 9 MTS.	102, 97
02	46	01	130	P Z	POSTES DE MADERA TRATADA DE 11 MTS.	153, 75
02	46	01	150	P Z	POSTES DE MADERA TRATADA DE 12 MTS.	167, 73
02	48	01	010	P Z	BLOQUE H.A. P'ANCLAJE C/AGUJERO DI, 20 MM	3,45
02	50	01	350	P Z	CRUCETA DE MADERA TRATADA DE 90X120X2000 MM	23,9 6
02	50	01	450	P Z	CRUCETA DE MADERA TRATADA DE 90X120X2400 MM	30,2 2
02	50	01	580	P Z	CRUCETA DE MADERA TRATADA DE 90X120X4300 MM	58,7 1
02	60	50	030	P Z	PARARRAYO VALVULA DISTRIBUCION 10KA 18KV	60,0 2
02	61	18	400	P Z	SECCIONADOR FUSIBLE TIPO ABIERTO 15KV 100A	61,4 3
02	61	19	610	P Z	SECCIONADOR FUSIBLE TIPO ABIERTO 15/27KV 100A	69,1 0
02	61	23	030	P Z	SECCIONADOR UNIPOLAR NH CON CAMARA APAGA CHISPAS	17,0 9
02	61	80	120	P Z	BASE FUSIBLE CUCHILLA 1 POLO 500 V TORNILLO 250 A	9,23
02	61	80	140	P Z	BASE FUSIBLE CUCHILLA 1 POLO 500 V TORNILLO 400 A	18,8 3
02	61	80	210	P Z	BASE FUSIBLE CUCHILLA 1 POLO 500 V TERMINAL 160 A	5,78
02	62	10	130	P	TIRAFUSIBLE CABEZA FIJA TIPO "K"	1,63



UNIVERSIDAD DE CUENCA

				Z	10 A	
02	62	10	140	P Z	TIRAFUSIBLE CABEZA FIJA TIPO "K" 12 A	1,63
02	62	12	010	P Z	TIRAFUSIBLE CABEZA ROSCADA TIPO "H" 1 A	1,63
02	62	12	020	P Z	TIRAFUSIBLE CABEZA ROSCADA TIPO "H" 2 A	1,67
02	62	12	030	P Z	TIRAFUSIBLE CABEZA ROSCADA TIPO "H" 3 A	1,77
02	62	12	050	P Z	TIRAFUSIBLE CABEZA ROSCADA TIPO "H" 5 A	1,63
02	62	12	110	P Z	TIRAFUSIBLE CABEZA ROSCADA TIPO "K" 6 A	1,63
02	62	12	120	P Z	TIRAFUSIBLE CABEZA ROSCADA TIPO "K" 8 A	1,77
02	62	70	310	P Z	FUSIBLE CUCHILLA 500V TAMAÑO DIN 0 36 A	2,30
02	62	70	340	P Z	FUSIBLE CUCHILLA 500V TAMAÑO DIN 0 63 A	2,30
02	62	70	350	P Z	FUSIBLE CUCHILLA 500V TAMAÑO DIN 0 80 A	2,30
02	62	70	360	P Z	FUSIBLE CUCHILLA 500V TAMAÑO DIN 0 100 A	2,21
02	62	70	370	P Z	FUSIBLE CUCHILLA 500V TAMAÑO DIN 0 125 A	2,25
02	62	70	510	P Z	FUSIBLE CUCHILLA 500V TAMAÑO DIN 1 160 A	3,25
02	62	70	540	P Z	FUSIBLE CUCHILLA 500V TAMAÑO DIN 1 250 A	4,64
02	62	70	690	P Z	FUSIBLE CUCHILLA 500V TAMAÑO DIN 2 355 A	5,04
02	62	70	700	P Z	FUSIBLE CUCHILLA 500V TAMAÑO DIN 2 400 A	5,93
02	62	78	150	P Z	FUSIBLE NEOZED DE 63A	0,69
02	70	06	010	P Z	LUMIN CERRADA SOD AP SF, LAMP 150W,220V	228, 39
02	70	06	200	P Z	LUMIN CERRADA SOD AP SF, LAMP 250W,220V	247, 53
02	70	06	300	P Z	LUMIN CERRADA SOD AP SF, LAMP 400W,220V	289, 23
02	70	06	400	P Z	LUMIN CERRADA SOD AP SF, LAMP 70W,220V	128, 44
02	70	06	580	P Z	LUMINARIA DE NA CERRADA 100W, BRAZO DE 1.5M SIN FOTO	152, 26
02	70	06	620	P Z	LUMINARIA CERRADA SODIO SIN FOTO LAMP. 100W DOBLE NIVEL DE P	238, 42
02	70	06	630	P Z	LUMINARIA CERRADA SODIO 150W, DNP	297, 17



UNIVERSIDAD DE CUENCA

02	70	06	640	P Z	LUMINARIA CERRADA SODIO 250W, DNP	314, 34
02	70	07	010	P Z	LUMIN CERRADA SOD AP CF, LAMP 150W,220V	241, 63
02	70	07	200	P Z	LUMIN CERRADA SOD AP CF, LAMP 250W,220V	258, 18
02	70	07	400	P Z	LUMIN CERRADA SOD AP CF, LAMP 70W,220V	160, 59
02	70	07	580	P Z	LUMINARIA NA CERRADA 100W, BRAZO DE 1.5M FOCO Y FOTO	165, 50
02	70	07	630	P Z	LUMINARIA CERRADA SODIO 150W DNP, AUTOCONTROLADA	310, 38
02	70	07	640	P Z	LUMINARIA CERRADA SODIO 250W DNP, AUTOCONTROLADA	327, 55
02	70	13	150	P Z	PROYECTOR NA. 150 W,SF	244, 23
02	70	14	12	P Z	PROYECTOR NA. 250 W, SF, DNP	432, 84
02	70	14	220	P Z	PROYECTOR NA. 400 W, SF, DNP	468, 87
02	70	14	310	P Z	PROYECTOR HG HALOGENADO 1000W/220V, SF	331, 27
02	70	19	300	P Z	BALASTRO P' LUMINARIA SODIO AP 400W 220V	34,8 1
02	70	42	010	P Z	FOTOCELULA S/BASE NORMALMENTE CERRADA 10A 220V	7,34
02	70	44	020	P Z	RELE CF, NORMAL CERRADA 30A 220 V 1P	45,6 1
02	70	46	030	P Z	BASE P' FOTOCELULA CON SUJECION TIPO "L"	3,67
02	70	50	250	P Z	BRAZO GALV PARA LUMINARIA DI, 38.1X1500 MM	16,3 9
02	70	50	270	P Z	BRAZO GALVANIZADO PARA LUMINARIA DIAMETRO 38,1X1800 mm.	19,6 3
02	75	30	030	P Z	PORTAFUSIBLE AÉREO ENCAPSULADO	1,60
03	01	01	010	P Z	TRAFO MONOF CONVEN 1 BUJE 12.7KV/240- 120V 5 KVA	125 1,73
03	01	01	020	P Z	TRAFO MONOF CONVEN 1 BUJE 12.7KV/240- 120V 10 KVA	147 9,57
03	01	01	030	P Z	TRAFO MONOF CONVEN 1 BUJE 12.7KV/240- 120V 3 KVA	115 6,05
03	01	01	040	P Z	TRAFO MONOF CONVEN 1 BUJE 12.7KV/240- 120V 15 KVA	190 6,44
03	01	01	070	P Z	TRAFO MONOF CONVEN 1 BUJE 12.7KV/240- 120V 25 KVA	237 9,85
03	01	01	100	P Z	TRAFO MONOF CONVEN 1 BUJE 12.7KV/240- 120V 37.5KVA	272 2,15
03	03	01	020	P	TRANSFORMADOR MONOFASICO	156



UNIVERSIDAD DE CUENCA

				Z	AUTOPROT 1 BUJE 12.7KV/240-120 10KV	9,17
03	03	01	030	P	TRAFO MONOF AUTOPR 1 BUJE 12.7KV/240-120V 5 KVA	134
				Z		1,33
03	03	01	040	P	TRAFO MONOF AUTOPR 1 BUJE 12.7KV/240-120V 15 KVA	199
				Z		6,04
03	03	01	070	P	TRAFO MONOF AUTOPR 1 BUJE 12.7KV/240-120V 25 KVA	246
				Z		9,45
03	03	01	100	P	TRAFO MONOF AUTOPRO 1 BUJE 37.5 KVA; 12.7KV	281
				Z		1,75
03	16	15	080	P	TRAFO TRIF CONEX DYN5 22KV/220-127V 30 KVA	312
				Z		2,66
03	16	15	120	P	TRAFO TRIF CONEX DYN5 22KV/220-127V 45 KVA	380
				Z		1,50
03	16	15	130	P	TRAFO TRIF CONEX DYN5 22KV/220-127V 50 KVA	384
				Z		2,23
03	16	15	140	P	TRAFO TRIF CONEX DYN5 22KV/220-127V 60 KVA	384
				Z		4,05
03	16	15	160	P	TRAFO TRIF CONEX DYN5 22KV/220-127V 75 KVA	426
				Z		2,28
03	16	15	190	P	TRAFO TRIF CONEX DYN5 22KV/220-127V 100 KVA	486
				Z		9,45
03	16	15	240	P	TRAFO TRIF CONEX DYN5 22KV/220-127V 150 KVA	609
				Z		8,56
03	70	20	320	P		120
				Z	ESTACION PAD MOUNTED 250 KVA / 603 KV	87,5
						8
04	20	17	070	P		
				Z	INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO 1*40 A	4,31
04	95	13	170	P		
				Z	MEDIDOR M2H 15 (60)	20,9
						6
04	95	26	170	P		
				Z	MEDIDOR B3H	75,6
						0
04	98	99	920	P		
				Z	TABLEROS DE MADERA 20*40 CM	3,96
04	99	17	010	P		
				Z	CENTRO DE DISTRIBUCION MONOFASICO	9,86
06	01	29	300	P		
				Z	HEVILLA DE ACERO INOXIDABLE	0,59
06	01	29	400	M		
				T	FLEJE DE ACERO INOXIDABLE	2,76
06	25	09	820	P	TABLERO DE DISTRUBUCION I-LINE 3F 800AMP	286
				Z		7,20
07	02	08	280	P		
				Z	CODO METALICO EMT DE 38MM	7,36
07	02	08	380	P		
				Z	CONECTOR PARA TUBERIA EMT DE 38MM	2,91
07	02	08	740	P	UNION PARA TUBERIA TIPO EMT DIAMETRO 101,6mm	8,58
				Z		
07	02	08	820	P	CODO METALICO REVERSIBLE, D38MM	5,76



UNIVERSIDAD DE CUENCA

				Z		
07	02	08	920	P Z	CODO REVERSIBLE PARA TUBERIA TIPO EMT 101,6mm	28,3 4
07	02	91	300	P Z	TUBO METALICO TIPO EMT, DI.38MMX3000MM DE LONG.	14,0 8
07	02	91	550	P Z	TUBERIA TIPO EMT DIAMETRO 101,6X3000 mm	70,3 0
07	04	02	240	P Z	CODO METALICO REVERSIBLE, DE 1,5"	5,77
07	90	74	200	M T	TUBO PVC SEMIRIGIDO DI INT 38.10 MM	1,11
11	01	45	020	P Z	PUNTA TERMINAL INTERIOR 2 AWG 15 KV CATALOGO 5623K DE 3M.	175, 62
11	01	46	150	P Z	PUNTA TERMINAL INTERIOR 7693-5-4	438, 48
11	01	48	020	P Z	PUNTA TERMINAL EXTERIOR 2 AWG 15 KV	261, 66
11	01	48	200	P Z	PUNTA TERMINAL EXTERIOR 7693-S-4 K/1P 25/28KV 2 A 4/0 AWG (1 POLO)	324, 89
11	01	48	250	P Z	PUNTA TERMINAL EXTERIOR 2-1/0 AWG 25 KV CATALOGO 5691K 3M	284, 64
11	05	09	110	P Z	EMPALME PARA CABLE SUBTERRANEO CAUCHO SILICONADO 2 AWG 15KV	167, 64
11	06	50	020	P Z	CODO PREMOLDEADO ELASTIMOLD 165LR P. CONDUCTOR # 2 AWG 15 KV	81,0 7
11	06	50	050	P Z	CODO PREMOLDEADO ELASTIMOLD 167LRT P. CONDUCTOR # 1/0 AWG 15 KV	95,2 0
11	13	01	230	P Z	CINTA AUTOFUNDENTE # 23 MARCA 3M	15,5 0
11	13	03	100	P Z	CINTA PANTALLA # 24 MARCA 3M	25,1 8
11	13	06	020	P Z	CINTA AISLANTE NORMAL 19.05X1000MM	0,82
11	13	24	020	P Z	CINTA SEMICONDUCTORA # 13 MARCA 3M	14,5 9
11	13	32	050	P Z	CAPUCHON TERMOENCOGIBLE DI 12.7 MM	3,16
11	13	33	170	J G	SELLO PARA DUCTO TIPO RESINA DE "4"	76,5 0
03	03	01	001		TRAFO MONOF AUTOPR 1 BUJE 12.7KV/240-120V 3 KVA	124 5,65
03	03	53	001		TRANSFORMADOR MONOFASICO AUTOPROTEGIDO 1 BUJE 3 KVA 7960V/240-120	116 2,25
03	03	53	002		TRANSFORMADOR MONOFASICO AUTOPROTEGIDO 1 BUJE 5 KVA 7960V/240-120	124 5,56
03	03	53	003		TRANSFORMADOR MONOFASICO AUTOPROTEGIDO 1 BUJE 10 KVA	148 8,97



UNIVERSIDAD DE CUENCA

				7960V/240-120	
03	03	53	004	TRANSFORMADOR MONOFASICO AUTOPROTEGIDO 1 BUJE 7960V/240-120V 15 KVA	189 6,24
03	03	53	007	TRANSFORMADOR MONOFASICO AUTOPROTEGIDO 1 BUJE 7960V/240-120V 25 KVA	234 5,98
03	03	53	010	TRANSFORMADOR MONOFASICO AUTOPROTEGIDO 1 BUJE 7960V/240-120V 37,5 KVA	281 1,20
03	03	53	013	TRANSFORMADOR MONOFASICO AUTOPROTEGIDO 1 BUJE 7960V/240-120V 50 KVA	308 0,00
01	17	09	033	Conductor preensablado 2x50+N50MM2	4,78
02	20	89	020	Ménsula de Suspensión con ojal espiralado para poste, mediante pernos y fleje de acero	6,27
06	01	29	030	HEBILLAS PARA CINTA HERIBAND DE 3/4"	0,59
02	40	25	043	Conector simple dentado 10/95-1,5/10 mm2 (DCNL-1)	1,73
02	40	25	023	Conector doble dentado 25/95-25/95 mm2 (DCNL-3)	2,45
02	40	25	003	Conector doble dentado 35/150-35/150 mm2 (DCNL-5)	6,31
02	61	23	003	Seccionador Unipolar NH hasta 160 A	17,0 9
02	40	25	022	Conector doble dentado hermético p´ acometida 16/95-4/35 mm2 (DCNL-2)	1,93
02	75	30	003	Portafusible aéreo encapsulado	1,60
02	60	50	003	PARARRAYO DE POLIMERO CLASE DISTRIBUCION HD 10KA 18KV	60,0 3
02	60	50	002	PARARRAYO DE POLIMERO CLASE DISTRIBUCION HD 10KA 10 KV	46,2 3
01	08	10	010	CONDUCTOR TIPO ANTIFRAUDE DUPLEX 2X6 AVWG 600V	1,21
02	44	27	027	POSTE RECTANGULAR DE HORMIGON ARMADO EU=700 KG 18 MTS	109 7,60
02	44	33	027	POSTE RECTANGULAR DE HORMIGON ARMADO 18 mts. 1000 kg. E.U. 2000 kg. C.R.	136 7,17
02	44	29	027	Poste rectangular de hormigón armado de 18 m. Carga de rotura 2800 Kg	148 9,71
02	44	29	029	Poste rectangular de hormigón armado de 20 m. Carga de rotura 2400 Kg	191 5,15
02	35	31	026	VARILLA PARA PUESTA A TIERRA ACERO GALVANIZADO 15,87X1800 mm.	20,2 2
02	10	68	003	RETENCION PREFORMADA PARA CONDUCTORES ACSR/5005 CALIBRE 2 AWG	1,33
02	10	68	005	RETENCION PREFORMADA PARA CONDUCTORES ACSR/5005 CALIBRE 1/0	1,66



UNIVERSIDAD DE CUENCA

				AWG	
02	10	68	006	RETENCION PREFORMADA PARA CONDUCTORES ACSR/5005 CALIBRE 2/0 AWG	1,84
02	10	68	007	RETENCION PREFORMADA PARA CONDUCTORES ACSR/5005 CALIBRE 3/0 AWG	2,53
04	94	49	075	MEDIDOR 1F2C ELECTRONICO 10/100 A, 120 V, 60 Hz. CON REGISTRADOR CICLOMÉTRICO	14,0 1
02	94	49	076	MEDIDOR 2F3C ELECTRONICO 10/100 A, 2*127 V, 60 Hz. CON REGISTRADOR CICLOMÉTRICO	48,8 5
04	98	99	075	TABLERO ANTIFRAUDE PARA MEDIDOR MONOFÁSICO ELECTRÓNICO	51,1 3
02	10	30	005	PINZA PLASTICA PARA ACOMETIDAS, PARA CABLES MULTIPLEX Y CONCENTRICO 200 daN	1,23
06	29	02	040	CANDADO DE SEGURIDAD MASTER	5,39
04	98	97	092	SELLOS DE SEGURIDAD PARA MEDIDORES DE ENERGÍA	0,39



ANEXO 5.2 SIMBOLOGIA

TRAFOS DE DISTRIBUCION		
AEREOS		
	TM	MONOFASICO
	TB	BIFASICO
	TT	TRIFASICO
	BTM	BANCO DE TRANSFORMADORES MONOFASICOS
A NIVEL (CABINAS)		
	CTM	MONOFASICA
	CTB	BIFASICA
	CTT	TRIFASICA
SUBTERRANEOS (CAMARAS)		
	CSTM	MONOFASICO
	CSTB	BIFASICO
	CSTT	TRIFASICO
PUESTO SECCIONADOR		
	SCU	SECCIONADOR CUCHILLA
	SCA	SECCIONADOR CUCHILLA CON CAMARA APAGA CHISPA
	SCT	SECCIONADOR CUCHILLA TRIPOLAR
	SCTA	SECCIONADOR CUCHILLA TRIPOLAR CON CAMARA APAGA CHISPA
	SBL	SECCIONADOR BARRA DE LINEA
PUESTO SECCIONADOR FUSIBLE		
	SF	SECCIONADOR FUSIBLE
	SFA	SECCIONADOR FUSIBLE CAMARA APAGA CHISPA
	SFLB	SECCIONADOR FUSIBLE CON LOAD BUSTER
	SFT	SECCIONADOR FUSIBLE TRIPOLAR
	SFTA	SECCIONADOR FUSIBLE TRIPOLAR CON CAMARA APAGA CHISPAS
	SFUT	SECCIONADOR FUSIBLE UNIDAD DE TRANSFORMACION
TENSOR		
	TTBT	SENSOR TIERRA BAJA TENSION
	TTAT	SENSOR TIERRA MEDIATENSION
	TDABT	SENSOR DOBLE MEDIA Y BAJA TENSION
	TFBT	SENSOR FAROL BAJA TENSION
	TFAT	SENSOR FAROL MEDIA TENSION
	TFDABT	SENSOR FAROL DOBLE MEDIA Y BAJA TENSION
	TPBT	SENSOR POSTE A POSTE BT
	TPAT	SENSOR POSTE A POSTE MT
PUNTO DE CARGA		
	PCBT	CARGA DE BAJA TENSION
	PCMT	CARGA DE MEDIA TENSION
	PCCE	CARGA CONSUMO ESPECIAL
PUESTO PROTECCION DINAMICO		
		INTERRUPTOR EN VACIO
		INTERRUPTOR EN ACEITE
		INTERRUPTOR SF6
ESTRUCTURA SOPORTE		
HORMIGON ARMADO		
	PHA9	POSTE DE H.A. 9m
	PHA11	POSTE DE H.A. 11m
	PHA12	POSTE DE H.A. 12m
	PHA12D	POSTE DE H.A. 12m OCTOGONAL
	PHA12D	POSTE DE H.A. 12m RECTANGULAR
	PHA14	POSTE DE H.A. 14m
	PHA14D	POSTE DE H.A. 14m OCTOGONAL
	PHA15A	POSTE DE H.A. 15m ALIVIANADO
	PHA15	POSTE DE H.A. 15m
	PHA16	POSTE DE H.A. 16m
	PHA18A	POSTE DE H.A. 18m ALIVIANADO
	PHA18D	POSTE DE H.A. 18m OCTOGONAL
METALICOS		
	PF8	POSTE DE FIBRA DE 9m
	PF11	POSTE DE FIBRA DE 11m
MADERA		
	PMT9	POSTE DE M.T. 9m
	PMT11	POSTE DE M.T. 11m
NETALICOS		
	PME08	POSTE METALICO EXAGONAL DE 8m
	PMC15	POSTE METALICO CIRCULAR DE 15m
	TM4	TORRE METALICA 4 PATAS
	PSIEM	POSTE SIEMENS



UNIVERSIDAD DE CUENCA

LUMINARIAS

PUNTO GENERAL DE ALUMBRADO PUBLICO		
	PTDAP	PUNTO DE ALUMBRADO PUBLICO
LUMINARIAS DE SODIO		
	NA70A	SODIO DE 70W ABIERTA
	NA70C	SODIO DE 70W CERRADA
	NA70AA	SODIO DE 70W ABIERTA AUTOCONTROLADA
	NA70CA	SODIO DE 70W CERRADA AUTOCONTROLADA
	NA100CA	SODIO DE 100W CERRADA AUTOCONTROLADA
	NA100C	SODIO DE 100W CERRADA
	NA150C	SODIO DE 150W CERRADA
	NA150C	SODIO DE 150W CERRADA
	NA150AA	SODIO DE 150W ABIERTA AUTOCONTROLADA
	NA150CA	SODIO DE 150W CERRADA AUTOCONTROLADA
	NA250CA	SODIO DE 250W CERRADA AUTOCONTROLADA
	NA250C	SODIO DE 250W CERRADA
	NA400CA	SODIO DE 400W CERRADA AUTOCONTROLADA
	NA400C	SODIO DE 400W CERRADA
	NA450C	SODIO DE 450W CERRADA
LUMINARIAS SODIO DOBLE NIVEL		
	NA100DA	SODIO DE 100W DOBLE NIVEL AUTOCONTROLADA
	NA100D	SODIO DE 100W DOBLE NIVEL
	NA150DA	SODIO DE 150W DOBLE NIVEL AUTOCONTROLADA
	NA150D	SODIO DE 150W DOBLE NIVEL
	NA250DA	SODIO DE 250W DOBLE NIVEL AUTOCONTROLADA
	NA250D	SODIO DE 250W DOBLE NIVEL

LUMINARIAS MERCURIO		
	HG125C	MERCURIO DE 125W CERRADA
	HG125CA	MERCURIO DE 125W CERRADA AUTOCONTROLADA
	HG150C	MERCURIO DE 150W CERRADA
	HG175A	MERCURIO DE 175W ABIERTA
	HG175AA	MERCURIO DE 175W ABIERTA AUTOCONTROLADA
	HG175C	MERCURIO DE 175W CERRADA
	HG175CA	MERCURIO DE 175W CERRADA AUTOCONTROLADA
	HG250CA	MERCURIO DE 250W CERRADA AUTOCONTROLADA
	HG250C	MERCURIO DE 250W CERRADA
	HG400CA	MERCURIO DE 400W CERRADA AUTOCONTROLADA
	HG400C	MERCURIO DE 400W CERRADA
	PRDARMA	LUMINARIA PRDARMET AUTOCONTROLADA
	PRDARMET	LUMINARIA PRDARMET
LUMINARIAS UNALUX		
	UN150CA	UNALUX 150W CERRADA AUTOCONTROLADA
	UN150C	UNALUX 150W CERRADA
	UN160CA	UNALUX 160W CERRADA AUTOCONTROLADA
	UN215CA	UNALUX 215W CERRADA AUTOCONTROLADA
	UN215C	UNALUX 215W CERRADA
	UN360CA	UNALUX 360W CERRADA AUTOCONTROLADA
	UN360C	UNALUX 360W CERRADA

LUMINARIAS DE LUZ MIXTA		
	MX160C	LUMINARIA LUZ MIXTA DE 160W
	MX160CA	LUMINARIA LUZ MIXTA DE 160W AUTOCONTROLADA
	MX125C	LUMINARIA LUZ MIXTA DE 125W
	MX125CA	LUMINARIA LUZ MIXTA DE 125W AUTOCONTROLADA
PROYECTORES		
	PHG250	PROYECTOR DE MERCURIO HALOGENADO 250W
	PHG400	PROYECTOR DE MERCURIO HALOGENADO 400W
	PHG1000	PROYECTOR DE MERCURIO HALOGENADO 1000W
	PNA250	PROYECTOR DE SODIO 250W
	PNA250D	PROYECTOR DE SODIO 250W DOBLE NIVEL
	PNA400	PROYECTOR DE SODIO 400W
	PNA400D	PROYECTOR DE SODIO 400W DOBLE NIVEL
	PNA1000	PROYECTOR DE SODIO 1000W
LUMINARIAS ORNAMENTALES		
	LONA70	LUMINARIA ORNAMENTAL DE SODIO 70W
	LONA150	LUMINARIA ORNAMENTAL DE SODIO 150W
	LDHG125	LUMINARIA ORNAMENTAL DE MERCURIO 125W
	LDHG175	LUMINARIA ORNAMENTAL DE MERCURIO 175W
	LDMH70	LUMINARIA ORNAMENTAL DE MERCURIO HALOGENADA 70W
	LDMH100	LUMINARIA ORNAMENTAL DE MERCURIO HALOGENADA 100W
EQUIPOS DE CONTROL PARA ALUMBRADO PUBLICO		
	CAP	CONTROL DE ALUMBRADO CON RELOJ
	CAPF	CONTROL DE ALUMBRADO CON FOTOCELULA
	CAPR	CONTROL DE ALUMBRADO CON RELE



UNIVERSIDAD DE CUENCA

PUESTO PROTECCION BAJA TENSION		
	NH	FUSIBLE NH INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO
ESTRUCTURA SUBTERRANEA		
	PRE	POZO DE REVISION
	CAMARA	CAMARA
MISCELANEO		
	PTEMT	PUENTE MEDIA TENSION
	PTEBT	PUENTE BAJA TENSION
	FRMT	FIN RED DE MEDIA TENSION
	FRBT	FIN RED DE BAJA TENSION
	MCMT	EMPALME SUBTERRANEO MEDIA TENSION
	MCBT	EMPALME SUBTERRANEO BAJA TENSION
	MCTMT	EMPALME SUBTERRANEO EN T MEDIA TENSION
	MCTBT	EMPALME SUBTERRANEO EN T BAJA TENSION
	MCXMT	EMPALME SUBTERRANEO EN X MEDIA TENSION
	MCXBT	EMPALME SUBTERRANEO EN X BAJA TENSION
	AMORT	AMORTIGUADOR
	CAP	CONTROL DE ALUMBRADO
ESTRUCTURA A NIVEL		
	CC	CAJA CONEXION
	AR	ARMARIO
	CAB	CABINA

PUESTO REGULADOR TENSION		
	RTMA	REGULADOR TENSION MONOFASICO AEREO
	RTTA	REGULADOR TENSION TRIFASICO AEREO
	TP	TRANSFORMADOR DE POTENCIA

PUESTO CORRECTOR FACTOR POTENCIA		
	BCF	BANCO CAPACITOR FIJO
	BCA	BANCO CAPACITOR AUTOMATICO

PUNTO APERTURA		
	CSC	CORDON SIN CARGA
	CBC	CORDON BAJO CARGA

PUESTO DE PROTECCION DINAMICO		
	RH3F	RECONECTADOR HIDRAULICO TRIFASICO
	RE3F	RECONECTADOR ELECTRONICO TRIFASICO
	SH3F	SECCIONALIZADOR HIDRAULICO TRIFASICO
	SE3F	SECCIONALIZADOR ELECTRONICO TRIFASICO
	SH1F	SECCIONALIZADOR HIDRAULICO MONOFASICO

ESTRUCTURA DE TRANSFERENCIA		
	PR	PARARRAYO
	UE	UNIDAD ENCAPSULADA

CODIGO DE SECCIONES		
	SCMT	SECCION CODIGO MEDIA TENSION
	SCBT	SECCION CODIGO BAJA TENSION

	PF9	POSTE DE FIBRA DE 9m
	PF11	POSTE DE FIBRA DE 11m.
	PM_AP	POSTE METALICO DE A.P.
	HGHAL	MERCURIO HALOGENADA
	TFDABT	TENSOR FAROL DOBLE MEDIA Y BAJA TENSION



ANEXO 5.3

- 5.3.1 FORMATO PARA CÁLCULO DE CAÍDA DE TENSIÓN Y PÉRDIDAS POTENCIA.**
- 5.3.2 FORMATO RESUMEN DE CONDUCTOR PROYECTADO**
- 5.3.3 FORMATO RESUMEN DE CONDUCTOR EXISTENTE**
- 5.3.4 FORMATO RESUMEN GENERAL DE CONDUCTOR EXISTENTE Y PROYECTADO**
- 5.3.5 FORMATO PARA PRESENTACIÓN RESUMEN ESTRUCTURAS Y EQUIPOS EXISTENTES Y PROYECTADO**
- 5.3.6 FORMATO PARA PRESENTACIÓN RESUMEN ACCESORIOS EXISTENTES Y PROYECTADOS EN CADA POSTE**
- 5.3.7 FORMATO PARA PRESENTACIÓN RESUMEN ACCESORIOS EXISTENTES Y PROYECTADOS**



ANEXO 5.3.4

FORMATO RESUMEN GENERAL DE CONDUCTOR EXISTENTE Y PROYECTADO

Anexo....

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTRO SUR C. A
DIRECCION DE DISTRIBUCIÓN
DEPARTAMENTO DE DISTRIBUCIÓN ZONA

Hoja ÚNICA

RESUMEN DE GENERAL DE CONDUCTOR EXISTENTE Y PROYECTADO

DISEÑADO POR:

FISCALIZADOR:

OBRA:

[Empty box for work name]

8	6	4	2	1/0	2/0	3/0
Cu.	Al.	Al.	Al.	Al.	Al.	Al.

Conductor proyectado	Sin desperdicio							
	Desperdicio							
	Total							

Egreso en bodega							
Reutilizar							

Conductor existente	Bueno							
	Malo							
	Por reingresar							

Observaciones: _____

Fecha:

Diseño

Revisado por



ANEXO 5.3.5

FORMATO PARA PRESENTACIÓN RESUMEN ESTRUCTURAS Y EQUIPOS EXISTENTES Y PROYECTADO

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTRO SUR C. A.

ANEXO....

DIRECCION DE DISTRIBUCION

DEPARTAMENTO DE DISTRIBUCION

RESUMEN DE ESTRUCTURAS Y EQUIPOS

Localidad: _____

Parroquia/Cantón: _____

Nivel tensión: Media _____ Baja _____

HOJA....DE....

Poste			Red Aérea Distribuc.		Tensor y Anclaje		Alumbra . Público	Transf. Distrib.	Seccion. y protecc.
Desig .	Códig o	*Núm .	Media T.	Baja T.	Media T.	Baja T.			
P1									
P2									
P3									
P4									
P5									
P6									
P7									
P8									
P9									
P10									
P11									
P12									
P13									
P14									
P15									
P16									
P17									
P18									
P19									

Fecha:

Diseñador: _____

Revisado por: _____

Nota: * Num. Corresponde al número de poste y solo se indicara para caso de estructuras existentes



ANEXO 5.4

**FDV PARA CONDUCTORES ACSR, COBRE Y
PREENSAMBLADO**



ANEXO 5.4

FDV PARA CONDUCTORES ACSR, COBRE Y PREENSAMBLADO

Sección Nominal		Resistencia óhmica	Reactancia Inductiva	kVA x m	
Fases	Neutro			1 % Caída Tensión	
Nº x mm ²	Nº x mm ²	ohm/Km	ohm/Km	220/127	240/120
2x50	1x50	0,724	0,112	461	411
2x70	1x50	0,500	0,110	648	578
2x95	1x50	0,361	0,107	868	775
3x50	1x50	0,724	0,112	691	
3x70	1x50	0,500	0,110	972	
3x95	1x50	0,361	0,107	1302	

Tabla A5.4.1 FDV para conductores preensamblados.

Consideraciones:

1. Temperatura máxima para el conductor 50 °C.
2. Factor de potencia 0,9



CALIBRE		RESISTENCIA Ω/Km 50 °C		REACTANCIA f=60 Hz		kVA x METRO PARA 1% DE CAIDA DE TENSIÓN				
						CIRCUITO TRIFASICO		CIRCUITO MONOFASICO		
FASE	NEUTRO	FASE	NEUTRO	FASE	NEUTRO	220/127 V	208/120 V	1 Φ 3H	1 Φ 2H F=N	1 Φ 2H F \neq N
Conductor Cobre										
8	8	2,362	2,362	0,434	0,434	209	187	124	31	31
6	8	1,485	2,362	0,416	0,434	319	285	190	47	38
6	6	1,485	1,485	0,416	0,416	319	285	190	47	47
4	4	0,943	0,943	0,393	0,393	474	424	282	71	71
2	4	0,599	0,943	0,377	0,393	688	614	409	102	84
1/0	4	0,377	0,943	0,36	0,393	975	871	580	145	95
2/0	2	0,299	0,599	0,351	0,377	1146	1023	682	171	128
3/0	2	0,237	0,599	0,342	0,377	1335	1192	795	199	135
4/0	1/0	0,188	0,377	0,333	0,36	1539	1374	916	229	178
ACSR										
4	4	1,597	1,597	0,43	0,43	298	266	177	44	44
2	4	1,05	1,597	0,434	0,43	427	381	254	63	52
1/0	4	0,696	1,597	0,428	0,43	595	531	354	89	59
2/0	2	0,556	1,05	0,419	0,434	708	632	422	105	79
3/0	2	0,449	1,05	0,406	0,434	833	743	496	124	84
4/0	1/0	0,368	0,696	0,382	0,428	972	868	579	145	110

Tabla A5.4.2 FDV para conductores de Cobre y ACSR.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

ANEXO 5.5
CODIFICACION DE LAS UNIDADES DE PROPIEDAD



ANEXO 5.5

CODIFICACION DE LAS UNIDADES DE PROPIEDAD

En el presente proceso, la información de los componentes básicos de los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica que abarcan a las diferentes Unidades de Construcción, será convertida en símbolos, sobre la base de un conjunto de normas. La codificación del tercero al quinto campo, depende de cada uno de los grupos definidos.

1. GRUPO: Estructuras en redes aéreas de distribución (ES)

PRIMER CAMPO: ES

SEGUNDO CAMPO: Nivel de tensión de operación del sistema de distribución

TERCER CAMPO: Número de fases o vías

El tercer campo del código será numérico, de un solo carácter, el cual identificará para redes de distribución de media tensión, el número de fases, mientras que para baja tensión, el número de vías; las equivalencias son las siguientes:

Para redes de Media Tensión:

1	=	una fase.
2	=	dos fases.
3	=	tres fases.

Para redes de Baja Tensión:

1	=	una vía.
2	=	dos vías.
3	=	tres vías.
4	=	cuatro vías.
5	=	cinco vías.

CUARTO CAMPO: Disposición.

Se considera la primera letra de la palabra clave, de repetirse ésta, se utilizará la siguiente letra; las equivalencias son las siguientes:

C	=	Centrada.
S	=	Semicentrada.
V	=	En Volado.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

L	=	Line post.
H	=	H en dos postes.
T	=	Tres postes.
N	=	Neutro alineado en cruceta centrada.
B	=	Bandera.
P	=	Preensamblado.
E	=	VErtical para baja tensión.

QUINTO CAMPO: Función

Estará conformado hasta por 10 caracteres alfabéticos en mayúsculas, numéricos y/o signos, los cuales indican las principales características de su función, y para el caso de estructuras con crucetas se debe indicar la longitud de la misma; las equivalencias son las siguientes:

Para redes de Media Tensión:

P	=	Pasante o tangente.
A	=	Angular.
R	=	Retención o terminal.
D	=	Doble retención o doble terminal.

Para redes de Baja Tensión:

P	=	Pasante, tangente o angular.
R	=	Retención o terminal.
D	=	Doble retención o doble terminal.

En redes de baja tensión con cable preensamblado se adiciona un carácter numérico que define el número de conductores, dependiendo del sistema (monofásico o trifásico) y el uso de hilo piloto:

3	=	Con 3 conductores
4	=	Con 4 conductores
5	=	Con 5 conductores

Ejemplos de codificación:

Estructura para redes aéreas de distribución a 13,8 kV GRDy/7,96 kV, tres fases, centrada, pasante o tangente. **EST-3CP.**



Estructura para redes aéreas de distribución a 240/120 V, tres vías, vertical para baja tensión, pasante o tangente: **ESD-3EP**.

Estructura para redes aéreas de distribución a 240/120 V, una vía, preensamblada, retención o terminal con 3 conductores: **ESD-1PR3**.

2. GRUPO: Transformadores en redes de distribución (TR)

PRIMER CAMPO: TR

SEGUNDO CAMPO: Nivel de tensión de operación del sistema de distribución

TERCER CAMPO: Número de fases

El tercer campo del código será numérico, de un solo carácter que identificará el número de fases del transformador; las equivalencias son las siguientes:

- 1** = **una** fase (monofásico).
- 2** = **dos** fases. (no aplica)
- 3** = **tres** fases (trifásico).

CUARTO CAMPO: Tipo

Está definido por el tipo de transformador y la red secundaria a la que está conectado, asignado por la primera letra de la palabra clave, si ésta se repite, se tomará la siguiente letra de la misma y así sucesivamente; las equivalencias son las siguientes:

- C** = **Conv**encional en un poste con red secundaria desnuda.
- O** = **CO**nvencional en un poste con red secundaria preensamblada.
- N** = **CoN**convencional en un poste con red secundaria antihurto.
- V** = **ConV**encional en dos postes (plataforma) con red secundaria desnuda.
- E** = **ConvE**ncional en dos postes (plataforma) con red secundaria preensamblada.
- I** = Banco **Conv**encional de 2 transformadores con conexión: Y abierta – Delta, en un poste con red secundaria desnuda.
- L** = Banco **Conv**encional de 3 transformadores con conexión: **Y - Y**, en un poste con red secundaria desnuda.
- A** = **Aut**oprotegido en un poste con red secundaria desnuda.
- U** = **AU**toprotegido en un poste con red secundaria preensamblada.
- T** = **AuT**oprotegido en un poste con red secundaria antihurto.
- M** = **CáM**ara con transformador convencional.



R = Cámara con transformador convencional y celdas modulares.

P = Pedestal o Pad mounted.

S = Sumergible.

QUINTO CAMPO: Especificación técnica

La designación de la potencia estará establecida de acuerdo a la capacidad nominal del transformador.

Capacidad de Transformadores		
3	50	250
5	75	300
10	100	350
15	112,5	400
25	125	500
30	150	600
37,5	167	750
45	200	1 000

Para el caso de banco convencional de 2 transformadores se deben especificar las potencias de cada uno de los transformadores, separados por un guión bajo (_).

Para el caso de banco convencional de 3 transformadores se debe especificar la potencia total del conjunto.

Ejemplos de codificación:

Transformador para un sistema de 13,8 kV GRDy/7,96 kV, monofásico autoprotegido en un poste con red secundaria desnuda, de 37,5 kVA:

TRT-1A37,5

Transformador para un sistema de 22,8 kV GRDy/13,2 kV, trifásico, convencional en dos postes (plataforma) con red secundaria desnuda, de 75 kVA: **TRV-3V75**

Banco de transformadores para un sistema de 13,8 kV GRDy/7,96 kV, trifásico, convencional de 2 transformadores con conexión: Y abierta – Delta, en un poste con red secundaria desnuda, de 15 y 25 kVA: **TRT-3I15_25**

Banco de transformadores para un sistema de 13,8 kV GRDy/7,96 kV, trifásico, convencional de 3 transformadores con conexión: Delta – Y, en un poste con red secundaria desnuda, 3 de 15 kVA: **TRT-3L45**



3. GRUPO: Seccionamiento y Protección en redes aéreas de distribución (SP)

PRIMER CAMPO: SP

SEGUNDO CAMPO: Nivel de tensión de operación del sistema de distribución

TERCER CAMPO: Número de fases

El tercer campo del código será numérico, de un solo carácter que identificará el número de fases; las equivalencias son las siguientes:

1	=	una fase.
2	=	dos fases.
3	=	tres fases.

CUARTO CAMPO: Tipo

Corresponde al tipo de seccionamiento utilizado y las equivalencias son las siguientes:

S	=	Seccionador fusible unipolar tipo abierto.
E	=	SEccionador fusible unipolar tipo abierto con dispositivo rompearco.
C	=	SeCccionador tripolar para operación con carga u operado en grupo.
O	=	SecciONador de cuchilla o de barra unipolar.
N	=	SeccioNador tripolar para operación sin carga u operado en grupo.
F	=	Seccionador Fusible unipolar tipo cerrado
D	=	Descargador o pararrayos tipo polimérico de óxido de Zn con disparador.
A	=	DescArgador o pararrayos tipo autoválvula.
I	=	Interruptor de apertura con carga.
R	=	Reconectador .

QUINTO CAMPO: Especificaciones Técnicas.

- a. El seccionador fusible unipolar tipo abierto, con o sin dispositivo rompearco, se define sobre la base de su capacidad de corriente



nominal y al tipo de elemento tirafusible, estos caracteres están separados por un guión bajo (_).

Capacidad del Seccionador:	100 A																		
Capacidad del tirafusible:	2H	3H	5H	6K	8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	65K	80K					

Capacidad del Seccionador:	200 A																		
Capacidad del tirafusible:	100K	140K	160K	165K	180K	200K													

Ejemplo de codificación:

Seccionamiento y protección en redes de distribución 13,8 kV GRDy/7,96 kV, para tres fases con seccionador fusible unipolar tipo abierto, capacidad 100 A, con tirafusible tipo 20K: **SPT-3S100_20K**.

b. El seccionador de cuchilla o barra unipolar, se define basándose en su capacidad: 100, 200, 300, 600 [A].

Ejemplo de codificación:

Seccionamiento y protección en redes de distribución 13,8 kV GRDy/7,96 kV, para tres fases con seccionador de cuchilla o barra unipolar, capacidad 100 A: **SPT-3O100**.

c. Los descargadores o pararrayos, se definen basándose en su voltaje máximo de servicio continuo y nivel básico de aislamiento (BIL) separados por un guión bajo (_).

- Voltaje máximo de servicio continuo : 6,10 y 18 [kV]
- BIL : 75, 95, 125 y 150

[kV]

Ejemplo de codificación:

Seccionamiento y protección en redes de distribución 13,8 kV GRDy/ 7,96 kV, para tres fases con descargador o pararrayos tipo polimérico de óxido de Zn con disparador, voltaje máximo de servicio 10 kV, con un BIL de 125 kV: **SPT-3D10_125**.

d. Los reconectores e interruptores se definen sobre la base de su medio para extinción del arco, tipo de control, capacidad nominal: 100, 200, 300, 400 y 600 [A], y BIL: 75, 95, 125 y 150 [kV].

V = Vacio, control Hidráulico



A	=	VA cio, control Electrónico
S	=	SF6 , control Hidráulico
F	=	SF6 control Electrónico

Ejemplo de codificación:

Protección y seccionamiento en redes de distribución 13,8 kV GRDy/
7,96 kV, para tres fases con reconectador, con medio de extinción del
arco en vacío, control hidráulico, capacidad nominal 100 A, BIL de 125
kV: **SPT-3RV100_125.**

4. GRUPO: Equipos de Compensación en redes de distribución EC)
PRIMER CAMPO: EC

SEGUNDO CAMPO: Nivel de tensión de operación del sistema de distribución.

TERCER CAMPO: Número de fases.

El tercer campo del código será numérico, de un solo carácter que identificará
el número de fases; las equivalencias son las siguientes:

1	=	una fase.
2	=	dos fases.
3	=	tres fases.

CUARTO CAMPO: Tipo.

El cuarto campo del código será alfabético, de un solo carácter que identificará
el tipo de equipo; las equivalencias son las siguientes:

C	=	Capacitor.
R	=	Regulador de Tensión de bobina fija.
E	=	REgulador de Tensión de bobina múltiple.

QUINTO CAMPO: Especificaciones Técnicas.

Para los capacitores se definirá por la potencia reactiva: 50, 100, 200 y 300
[kVAR].

Para los reguladores, se definirá la potencia activa y el tipo de control.

Las capacidades de los reguladores en voltamperios, van desde 50 a 400
[kVA].

Las equivalencias del tipo de control del regulador son:

M	=	Control M anual.
----------	---	-------------------------



E = Control **E**lectrónico.

Ejemplos de codificación:

Equipo de compensación en redes de distribución 13,8 kV GRDy/ 7,96 kV, para 3 fases con banco de capacitores de 300 kVAR: **ECT- 3C300**

Equipo de compensación en redes de distribución 13,8 kV GRDy / 7,96 kV, para 3 fases con regulador de voltaje de 100 kVA, con control electrónico: **ECT-3RE100.**

Equipo de compensación en redes de distribución 13,8 kV GRDy / 7,96 kV, para una fase con regulador de voltaje de 100 kVA, con control manual: **ECT-1RM100**

5. GRUPO: Postes en redes de distribución (PO)

PRIMER CAMPO: PO

SEGUNDO CAMPO: No aplica.

TERCER CAMPO: No aplica.

CUARTO CAMPO: Tipo.

El cuarto campo será designado por un carácter alfabético (mayúscula), la primera letra de la palabra clave y se refiere al tipo de material de construcción del poste; si se repite se considerará la segunda letra y así sucesivamente.

H = **H**ormigón armado.

P = **P**lástico reforzado con fibra de vidrio.

M = **M**adera.

E = **M**etálico.

QUINTO CAMPO: Especificación Técnica.

En este campo se indican los siguientes parámetros: forma geométrica, altura del poste y la carga de rotura horizontal.

El tipo de poste está definido por la primera letra de la palabra clave, si se repite la letra, se considera la segunda y así sucesivamente.

C = **C**ircular.

R = **R**ectangular.

E = **H**exagonal.

H = **F**orma **H**.



O = Ornamental.

Las tablas 1 y 2 indican diferentes alturas y cargas de roturas utilizadas.

Tabla1.- Altura de postes:

Altura [m]	9	10	11	12	13	14	15
------------	---	-----------	----	-----------	----	----	----

Tabla 2.- Carga de Rotura Horizontal de postes:

Carga de rotura [kg]	350	400	475	500	600	675	1000	1200	1500
----------------------	-----	------------	-----	------------	-----	-----	------	------	------

Ejemplo de codificación:

Poste en redes de distribución de hormigón armado, tipo circular de 10 m y carga de rotura 400 kg: **PO0-0HC10_400**

6. GRUPO: Conductores en redes de distribución (CO)

PRIMER CAMPO: CO

SEGUNDO Y TERCER CAMPO: No aplica

CUARTO CAMPO: Tipo

Será designado por las letras del alfabeto mayúsculas, de acuerdo a la siguiente tabla, dejando para cada tipo de cable un espacio conveniente para integrar otros cables.

TIPO	EQUIVALENCIA
ASC o AAC	A
ACSR	B
AAAC 5005	C
AAAC 6201	D
CU Desnudo	G
TW Aluminio	I
MULTIPLEX Aluminio	J
MULTICONDUCTOR	N
TW Cobre	O
TTU Cobre	P
THHN Cobre	Q
PREENSAMBLADO PORTANTE AAAC	T
PREENSAMBLADO PORTANTE ACSR	U
CONDUCTORES AISLADO DE MEDIA TENSIÓN Cobre	V



TIPO	EQUIVALENCIA
CONDUCTORES AISLADO DE MEDIA TENSIÓN Aluminio	Z

QUINTO CAMPO: Especificaciones Técnicas

Conformado por caracteres del tipo numérico y signos; describirá el calibre del conductor. Las secciones de los conductores desnudos y aislados están definidas en calibres normalizados (AWG o MCM), y en milímetros cuadrados para conductores preensamblados.

Calibres			
AWG		MCM	mm ²
8	1/0	250	35
6	2/0	266,8	50
4	3/0	300	70
2	4/0	366,4	95

Para los tipos preensamblados y multiplex, se escribirá el número de fases del sistema, seguido por el signo "x" que vincula al calibre del conductor; el calibre del neutro será identificado entre paréntesis.

Multiplex		Preensamblados
2 x 6	2 x 2 (4)	2 x 35 (35)
2 x 4	2 x 1/0 (2)	2 x 50 (35)
2 x 2	2 x 2/0 (1/0)	2 x 50 (50)
2 x 1/0	3 x 2 (4)	2 x 70 (50)
3 x 1/0	3 x 1/0 (2)	3 x 35 (50)
3 x 2/0	3 x 2/0 (1/0)	3 x 70 (50)

Para los conductores aislados de media tensión, adicional al calibre del conductor se escribirá el nivel de tensión del sistema.

Ejemplos de codificación:

Conductor en redes de distribución, tipo ASC calibre 4/0: **CO0-0A4/0**

Conductor en redes de distribución, tipo preensamblado con neutro portante, ACSR calibre 2x50 + 1x50 mm²: **CO0-0U2x50(50)**

Conductor en redes de distribución, tipo triplex, ACSR calibre 3x2: **CO0-0J3x2**

Conductor aislado en redes de distribución de media tensión, de cobre, calibre 2 AWG, para un sistema de 22,8 kV GRDy/13,2 kV : **CO0-0V2V**



7. GRUPO: Medidores en redes de distribución (ME)

PRIMER CAMPO: ME

SEGUNDO CAMPO: Nivel de tensión de operación del sistema de distribución

TERCER CAMPO: Número de fases e hilos

El tercer campo del código será numérico, de un solo carácter que identificará el número de fases e hilos; las equivalencias son las siguientes:

1	=	Una fase
2	=	Dos fases
3	=	Tres fases

CUARTO CAMPO: Tipo

El cuarto campo será alfabético, de un solo carácter, que identificará el tipo del equipo; las equivalencias son las siguientes:

USUARIOS MASIVOS:

H = HIBRIDOS (ENERGÍA ACTIVA):

1 fase 2 hilos, 1 fase 3 hilos, 2 fases 3 hilos, 3 fases 4 hilos.

E = ELECTRONICOS (ENERGÍA ACTIVA):

1 fase 2 hilos, 1 fase 3 hilos, 2 fases 3 hilos, 3 fases 4 hilos.

USUARIOS ESPECIALES:

D = ELECTRONICOS (ENERGÍA ACTIVA y DEMANDA):

1 fase 2 hilos, 1 fase 3 hilos, 2 fases 3 hilos.

R = ELECTRONICOS (ENERGÍA ACTIVA, ENERGÍA REACTIVA, DEMANDA Y MULTITARIFA):

1 fase 3 hilos, 2 fases 3 hilos, 3 fases 4 hilos.

QUINTO CAMPO: Especificaciones Técnicas.

Para los medidores se definirá la capacidad máxima de corriente, seguido de un guión bajo (_), luego un número seguido de una letra que identifica la forma; la letra identifica el tipo de conexión (bornera o socket).

En el siguiente cuadro se muestra las especificaciones técnicas para los equipos de medición:



CAPACIDAD MAXIMA (A)	DENOMINACIÓN NORMALIZADA (FORMA)	EQUIVALENCIA EN CODIFICACIÓN
100	1 A	100_1A
100	2 A	100_2A
100	12 A	100_12A
100	16 A	100_16A
20	10 A	20_10A
100	1S	100_1S
100	2S	100_2S
200	2S	200_2S
200	12S	200_12S
200	16S	200_16S
20	3S	20_3S
20	4S	20_4S
20	5S	20_5S
20	6S	20_6S
20	9S	20_9S

Ejemplos de codificación:

Medidor para un sistema a 240 voltios, 1 fase, 3 hilos, para usuarios masivos, electrónico, con registro de energía activa, clase 100, forma 2S, tipo socket:

MED-1E100_2S.

Medidor para un sistema a 13,8 kV GRDy / 7,96 kV – 13,2 kV GRDy / 7,62 kV, 3 fases, 4 hilos, para usuarios especiales, electrónico, con registro de energía activa, reactiva, demanda y multitarifa, clase 20, forma 9S, tipo socket: **MET-3R20_9S.**

Medidor para un sistema a 440/256 V – 480/277 V, 3 fases, 4 hilos, para usuarios especiales, electrónico, con registro de energía activa, reactiva, demanda y multitarifa, clase 20, forma 9S, tipo socket: **MEU-3R20_9S.**

8. GRUPO: Acometidas en redes de distribución (AC)

PRIMER CAMPO: AC

SEGUNDO CAMPO: Nivel de tensión de operación del sistema de distribución.

TERCER CAMPO: Número de fases e hilos.

El tercer campo del código será numérico, de un solo carácter, que identificará el número de fases e hilos; las equivalencias son las siguientes:

1 = Una fase.



2 = Dos fases.

3 = Tres fases.

CUARTO CAMPO: Tipo.

El cuarto campo será alfabético, de un solo carácter, que identificará el tipo de equipo; las equivalencias son las siguientes:

TIPO	EQUIVALENCIAS
TW Aluminio	I
MULTIPLEX Aluminio	J
MULTICONDUCTOR Cobre	N
TW Cobre	O
TTU Cobre	P
THHN Cobre	Q
CONCENTRICO Cobre	W
CONCENTRICO Aluminio	X

QUINTO CAMPO: Especificaciones Técnicas

El quinto campo estará conformado por caracteres del tipo numérico y signos; describirá el número de conductores relacionados con el número de fases del sistema, seguido por el signo “x” que vincula al calibre del conductor; de acuerdo al tipo de conductor y de ser necesario el calibre del neutro será identificado entre paréntesis.

Las secciones de los conductores desnudos y aislados para acometidas, están definidas en calibres normalizados (AWG o MCM), y en milímetros cuadrados para conductores preensamblados, como referencia, se detalla la siguiente tabla:

DENOMINACION NORMALIZADA	EQUIVALENCIA EN CODIFICACION
6	6
2	2
1/0	1/0
2 x 8	2x8
3 x 8	3x8
4 x 4	4x4
2 x 6 +1 x 8	2x6(8)



DENOMINACION NORMALIZADA	EQUIVALENCIA EN CODIFICACION
2 x 4 + 1 x 6	2x4(6)
2 x 6 mm ²	2x6
2 x 10 mm ²	2x10

Para acometidas en redes preensambladas con caja de distribución para acometidas se debe añadir en último lugar del sexto campo el carácter alfabético C:

C = Con **C**aja de distribución para acometidas.

Ejemplos de codificación:

Acometida en redes de distribución 240/120 V – 220/127 V, 2 fases (bifásica) 3 hilos, con conductor multiplex de aluminio 3 x 4 AWG: **ACD-2J3x4**.

Acometida en redes de distribución 240/120 V – 220/127 V, 1 fase (monofásica) 3 hilos, con conductor concéntrico de cobre 3 x 6 mm² para red preensamblada sin caja de distribución: **ACC-1W3x6**.

Acometida en redes de distribución 240/120 V – 220/127 V, 2 fases (bifásica) 3 hilos, con conductor multiplex de aluminio 2 x 4(6) AWG: **ACD-2J2x4(6)**.

9. GRUPO: Tensores y Anclajes en redes de distribución (TA)

PRIMER CAMPO: TA

SEGUNDO CAMPO: Nivel de tensión de operación del sistema de distribución

TERCER CAMPO: No aplica

CUARTO CAMPO: Tipo

Será designado por un carácter alfabético (mayúscula), la primera letra de la palabra clave y se refiere al tipo; si se repite se considerará la segunda letra y así sucesivamente.

A = Tensor en **A** o con poste de apoyo.

E = Tensor de **E**mpuje (tornapunta).

F = Tensor **F**arol.

P = Tensor **P**oste a poste.

S = Ten**S**or poste a poste en V.



T = Tensor a **T**ierra.

V = Tensor en **V** a tierra.

QUINTO CAMPO: Especificaciones Técnicas.

Será designado por la primera letra de la palabra clave, que será alfabético en mayúscula y establece la conformación del tensor.

S = **Simple:** un cable ligado a un anclaje para tensar y regular una red de media o baja tensión.

D = **Doble:** dos cables ligados a un anclaje para tensar y regular una red de media y baja tensión.

Ejemplos de codificación:

Tensor y anclaje en red de distribución 13,8 kV GRDy / 7,96 kV – 13,2 kV

GRDy / 7,62 kV, farol, simple: **TAT-0FS**

Tensor y anclaje en red de distribución 13,8 kV GRDy / 7,96 kV – 13,2 kV

GRDy / 7,62 kV, poste a poste: **TAT-0P**

10. GRUPO: Puesta a Tierra en redes de distribución (PT)

PRIMER CAMPO: PT

SEGUNDO CAMPO: No aplica.

TERCER CAMPO: No aplica

CUARTO CAMPO: Tipo

Está conformado por un carácter alfabético en mayúscula y define el tipo de red en donde se instala la puesta a tierra.

Tipo de red

A = En **A**cometida

D = En red **D**esnuda

P = En red **P**reensamblada

QUINTO CAMPO: Especificaciones Técnicas.

Está conformado por caracteres alfabéticos, numéricos y/o signos; el primer carácter será alfabético en mayúscula y define el tipo de material del conductor de puesta a tierra y será designado por la primera letra de la palabra clave,



después se especifica el calibre del conductor de puesta a tierra y la cantidad de varillas utilizadas, separados estos dos parámetros por un guión bajo (_).

Material del conductor:

C = Conductor de **C**obre.

A = Cable **Al**umoweld de 7 hilos.

Calibre conductor de Cu (AWG) : 8, 6, 4, 2, 1/0, 2/0

Cable alumoweld de 7 hilos, calibre del hilo : 9 AWG

Cantidad de Varillas : 1, 2, 3, 4.

Ejemplos de codificación:

Puesta a tierra en redes de distribución secundarias preensambladas, conductor de cobre No. 2 AWG, con dos varillas tipo copperweld: **PT0-0PC2_2**

Puesta a tierra en redes de distribución secundarias preensambladas, cable alumoweld de 7 hilos con calibre No. 9 AWG cada uno, con una varilla tipo copperweld: **PT0-0PA9_1**

11. GRUPO: Alumbrado Público vial en redes de distribución (AP)

PRIMER CAMPO: AP

SEGUNDO CAMPO: Nivel de tensión de operación del sistema de distribución

TERCER CAMPO: No aplica

CUARTO CAMPO: Tipo

Está conformado por un carácter alfabético que especifica el tipo de montaje de la luminaria junto con el tipo de red y será designado por la primera letra de la palabra clave, si se repite se tomará la siguiente letra y así sucesivamente; las equivalencias son las siguientes:

P = En **P**oste con red aérea desnuda.

O = En **PO**ste con red aérea preensamblada.

S = En **PoSt**e con red subterránea.

F = En **F**achada con red aérea preensamblada.

A = En **FA**chada con red subterránea.

QUINTO CAMPO: Especificaciones Técnicas.



El quinto campo del código estará conformado por caracteres alfabéticos en mayúsculas, numéricos y/o signos; los cuales indican los siguientes parámetros: equipo de alumbrado o caja de elementos de control, fuente de luz, potencia, control y el nivel de potencia de la luminaria.

Para el equipo de alumbrado o cajas de elementos de control, se ha considerado la primera letra de la palabra clave; las equivalencias son las siguientes:

- L** = **Luminaria**
- P** = **Proyector**
- C** = **Caja de elementos de control**

a) Para el equipo luminaria

El tipo de fuente de luz está considerado por la primera letra de la palabra clave; las equivalencias son las siguientes:

- M** = **Mercurio**
- S** = **Sodio de alta presión**
- L** = **Led**

La potencia está definida por caracteres numéricos; las equivalencias son las siguientes:

Luminarias de Sodio:

Potencia [W]	70	100	150	250	400
--------------	----	-----	-----	-----	-----

Luminarias de Mercurio:

Potencia [W]	125	175	250	400
--------------	-----	-----	-----	-----

Luminarias LED:

Potencia [W]	70	100
--------------	----	-----

El control está considerado por la primera letra de la palabra clave; las equivalencias son las siguientes:

- A** = **Autocontrolada.**
- P** = **para sistemas con hilo Piloto.**

El nivel de potencia está considerado por la primera letra de la palabra clave; y será considerado únicamente para luminarias con fuente de luz de “Sodio”, las equivalencias son las siguientes:

- C** = **Nivel de potencia Constante.**



D = Doble nivel de potencia.

El uso del doble nivel de potencia es aplicable a luminarias de sodio de alta presión de potencia iguales o mayores a 150 W.

Ejemplos de codificación:

Alumbrado público vial en redes de distribución 240/120 V – 208/120 V – 210/121 V – 220/127 V, en poste con red aérea preensamblada, con luminaria de sodio alta presión, 150 vatios, autocontrolada, doble nivel de potencia:

APD-0OLS150AD

Alumbrado público vial en redes de distribución 240/120 V – 208/120 V – 210/121 V – 220/127 V, en poste con red aérea desnuda, con luminaria de mercurio, 175 vatios, con caja de control para sistema con hilo piloto: **APD-**

0PLM175P

Alumbrado público vial en redes de distribución 240/120 V – 208/120 V – 210/121 V – 220/127 V, en poste con red aérea desnuda, con luminaria LED, 70 vatios, con hilo piloto: **APD-0PL70P**.

b) Para el equipo proyector

El tipo de fuente de luz está considerado por la primera letra de la palabra clave; las equivalencias son las siguientes:

M = Mercurio.

S = Sodio de alta presión.

La potencia está definida por caracteres numéricos; las equivalencias son las siguientes:

Proyector de Sodio:

Potencia [W]	250	450
--------------	-----	-----

Proyector de Mercurio:

Potencia [W]	1000
--------------	------

El control está considerado por la primera letra de la palabra clave; las equivalencias son las siguientes:

A = Autocontrolada.

P = para sistemas con hilo **P**iloto.



El nivel de potencia está considerado por la primera letra de la palabra clave; las equivalencias son las siguientes:

C = Nivel de potencia **C**onstante.

D = **D**oble nivel de potencia.

Ejemplos de codificación:

Alumbrado público vial en redes de distribución 240/120 V – 208/120 V – 210/121 V – 220/127 V, en poste con red subterránea, con proyector de sodio, 450 vatios, para sistema con hilo piloto, doble nivel de potencia: **APD-OSPS450PD**.

Alumbrado de cancha deportiva 240/120 V – 220/127 V, en poste con red subterránea, con proyector de mercurio metal halight 1000 vatios, para sistema con hilo piloto: **APD-OSPM400P**.

c) Para Caja de elementos de control

El tipo de control está considerado por la primera letra de la palabra clave; las equivalencias son las siguientes:

R = con Relé.

T = con reloj Temporizador.

Ejemplos de codificación:

Caja de elementos de control para alumbrado público vial en redes de distribución 240/120 V – 220/127 V, en poste con red aérea, con caja de control para sistemas con hilo piloto: **APD-0PCC**.

Caja de elementos de control para alumbrado público vial en redes de distribución 240/120 V – 220/127 V, en poste con red aérea, con tablero de control con reloj temporizador: **APD-0PCT**.

12. GRUPO: Alumbrado Público Ornamental (AO)

PRIMER CAMPO: AO

SEGUNDO CAMPO: Nivel de tensión de operación del sistema de distribución

TERCER CAMPO: No aplica



CUARTO CAMPO: Tipo

Está conformado por un carácter alfabético que especifica el tipo de montaje de la luminaria y/o proyector y será designado por la primera letra de la palabra clave, si se repite se tomará la siguiente letra y así sucesivamente; las equivalencias de los grupos son las siguientes:

- P** = En **P**oste.
- I** = En **P**iso.
- F** = En **F**achada.

QUINTO CAMPO: Especificaciones Técnicas.

El quinto campo del código estará conformado por caracteres alfabéticos en mayúsculas, numéricos y/o signos; los cuales indican los siguientes parámetros: equipo de alumbrado o caja de elementos de control, fuente de luz, potencia, control y el nivel de potencia de la luminaria.

Para el equipo de alumbrado o cajas de elementos de control, se ha considerado la primera letra de la palabra clave; las equivalencias son las siguientes:

- L** = **L**uminaria
- P** = **P**royector
- C** = **C**aja de elementos de control

a) Para el equipo luminaria

El tipo de fuente de luz está considerado por la primera letra de la palabra clave; las equivalencias son las siguientes:

- M** = **M**ercurio
- S** = **S**odio de alta presión
- L** = **L**ed

La potencia está definida por caracteres numéricos; las equivalencias son las siguientes:

Luminarias de Sodio:

Potencia [W]	70	100	150	250	400
--------------	----	-----	-----	-----	-----



Luminarias de Mercurio:

Potencia [W]	125	175	250	400
--------------	-----	-----	-----	-----

Luminarias LED:

Potencia [W]	16	24
--------------	----	----

El control está considerado por la primera letra de la palabra clave; las equivalencias son las siguientes:

A = Autocontrolada.

P = para sistemas con hilo **P**iloto.

El nivel de potencia está considerado por la primera letra de la palabra clave; y será considerado únicamente para luminarias con fuente de luz de “Sodio”, las equivalencias son las siguientes:

C = Nivel de potencia **C**onstante.

D = **D**oble nivel de potencia.

Ejemplos de codificación:

Alumbrado público ornamental 240/120 V – 220/127 V, en poste, con luminaria de sodio, 250 W, autocontrolada, doble nivel de potencia: **AOD-0PLS250AD**

Alumbrado público ornamental 240/120 V– 220/127 V, en piso, con luminaria de mercurio, 175 W, autocontrolada, con nivel de potencia constante: **AOD-0ILM175A**

b) Para el equipo proyector

El tipo de fuente de luz está considerado por la primera letra de la palabra clave; las equivalencias son las siguientes:

M = **M**ercurio.

S = **S**odio de alta presión.

La potencia está definida por caracteres numéricos; las equivalencias son las siguientes:

Proyector de Sodio:

Potencia [W]	150	250
--------------	-----	-----



Proyector de Mercurio:

Potencia [W]	100	150	500	1000
--------------	-----	-----	-----	------

El control está considerado por la primera letra de la palabra clave; las equivalencias son las siguientes:

A = Autocontrolada.

P = para sistemas con hilo **P**iloto.

El nivel de potencia está considerado por la primera letra de la palabra clave; las equivalencias son las siguientes:

C = Nivel de potencia **C**onstante.

D = **D**oble nivel de potencia.

Ejemplos de codificación:

Alumbrado público ornamental 240/120 V – 220/127 V, en poste, con proyector de sodio, 250 W, con sistema hilo piloto, nivel de potencia constante: **AOD-0PPS250PC**

Alumbrado público ornamental 240/120 V – 220/127 V, en fachada, con proyector de mercurio, 500 W, con sistema hilo piloto: **AOD-0FPM500P**

c) Para Caja de elementos de control

El tipo de control está considerado por la primera letra de la palabra clave; las equivalencias son las siguientes:

R = con Relé.

T = con reloj Temporizador.

Ejemplos de codificación:

Caja de elementos de control para alumbrado ornamental 240/120 V – 220/127 V, en fachada, con tablero de control con reloj temporizador: **AOD-0FCT**.