

**DISEÑO DE RED DE DISTRIBUCION ELECTRICA DE MEDIA Y BAJA TENSION,
CIRCUITO LIBERTADOR EN LA CIUDAD DE SANTA MARTA**

PAZ AVENDAÑO HECTOR ARMANDO

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO

Director

Ph.D. GAN ACOSTA ANTONIO



PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,
SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES

FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA

2021

Nota de aceptación

Director de proyecto

Director de programa

Jurado 1

Jurado 2

Dedicatoria

Mi tesis de grado se la dedico a dios, mi familia que fueron una fuente de motivación en todo el proceso de mi formación como profesional y fueron pilares fundamentales en mi formación personal enseñándome que con la dedicación y esfuerzo puedo alcanzar cada una de las metas que me proponga.

Así mismo agradezco a esta prestigiosa universidad por abrirme sus puertas para formarme como profesional adquiriendo conocimiento de sus aulas, más aún a mis docentes en tenerme paciencia y motivarme cada día en aprender más y culminar mi carrera.

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN.....	8
ABSTRACT.....	9
I. INTRODUCCIÓN.....	10
II. JUSTIFICACION	11
III. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	6
IV. OBJETIVOS.....	7
Objetivo general	7
Objetivos específicos	7
V. ACOTACIONES	8
1.	GLOSARIO
.....	8
VI. MARCO NORMATIVO	13
1.	Regional:
.....	13
2.	Nacional:
.....	13
VII. MARCO TEÓRICO.....	14
Historia de la distribución de energía eléctrica	14
Redes de distribución	15
Redes de distribución de energía eléctrica según su tensión nomina	15
Redes de distribución de media tensión o primarias	15
Redes de distribución de baja tensión o secundaria	15El sistema de distribución
.....	16
a) Subestación principal de potencia	16
b) Sistema de subtransmisión	16
c) Subestación de distribución.	16
d) Alimentadores primarios,	17
e) Transformadores de distribución,.....	17
f) Secundarios y servicios.	17
VIII. METODOLOGÍA	17
IX. RESUMEN GENERAL DEL PROYECTO	18
X. ELEMENTOS DE LAS LÍNEAS DE MEDIA TENSIÓN	18
1.Características de los conductores	18
2.Estructuras	19
XI. CALCULOS DE LAS LINEAS DE MEDIA TENSION.....	22
1. CALCULO ELÉCTRICO	22
1.1. corriente nominal.....	22
1.2 caída de tensión	22
2.CÁLCULO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA (PAT)	23
2.1. selección del conductor a tierra	23
2.2 selección del electrodo de puesta a tierra	24
3. CÁLCULO MECÁNICO DE CONDUCTORES	25
3.1. Generalidades	25

3.2. hipótesis y límites de tensión mecánica	25
3.3 Peso unitario aparente del conductor	27
3.4 Vanos ideales de regulación	29
3.5 TABLAS DE CÁLCULO MECÁNICO Y TABLAS DE TENDIDO	29
4.CÁLCULO MECÁNICO DE POSTES	30
4.1. GENERALIDADES.....	30
5.HIPÓTESIS NORMALES.....	32
5.1. Esfuerzos verticales	32
5.2. Esfuerzos horizontales transversales.....	32
5.2.1 Por conductores en postes ANG	32
5.2.2 Por conductores en postes FL.....	33
16. HIPÓTESIS ANORMALES	34
6.1. Esfuerzos verticales	34
6.2 Esfuerzo horizontal longitudinal	34
7. SELECCIÓN DEL POSTE AUTOSOPORTADO	34
7.1. Esfuerzos últimos y factores de mayoración	34
7.2 Método de selección poste de hormigón auto soportado	36
XII. ELEMENTOS DE LAS LÍNEAS DE BAJA TENSIÓN.....	37
1. ELEMENTOS DE LAS LÍNEAS	37
1.1..CONDUCTORES.....	37
1.1.1. Conductores de línea Los conductores a emplear serán trenzados de aluminio.	37
1.1.2 Conductores de acometida.....	39
2. POSTES Y CIMENTACIONES	41
2.1. Postes	41
2.2. Cimentaciones	42
3. ESTRUCTURAS	43
3.1. Configuraciones de las Redes de B.T.	43
4.MATERIAL DE CONEXIÓN A LA RED	44
5. ALUMBRADO PÚBLICO	45
6.CRUZAMIENTOS	45
6.1. Cruce con líneas eléctricas aéreas de B.T., M.T. y de Comunicación.....	46
6.2 Cruces con diferentes lugares y situaciones.....	46
7.PASO POR ZONAS	47
7.1. Paso por zonas con Edificaciones	47
8.CALCULO ELÉCTRICO	48
8.1. CARGAS DE DISEÑO	48
8.2. CORRIENTE NOMINAL	49
8.3 PESO UNITARIO APARENTE DEL CONDUCTOR	50
XIII. PRESUPUESTO	52
XIV. RESULTADOS	61
XV. CONCLUSIONES.....	62
XVI. RECOMENDACIONES	63XVIII.
BIBLIOGRAFÍA.....	64
XIX. ANEXOS.....	67

LISTA DE ILUSTRACIONES

ILUSTRACIÓN I. ESTRUCTURA [15].....	20
-------------------------------------	----

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Diagrama Caída de Tensión	23
Figura 2. Peso unitario aparente	28
Figura 3. Sistema cartesiano de esfuerzos	30
Figura 4. FTVC.....	33
Figura 5. Desequilibrio real de tensiones	34
Figura 6. Solado base.....	42
Figura 7. Peso unitario aparente	50

LISTA DE TABLAS

TABLA 1.	ZONAS DE UTILIZACIÓN DE CONDUCTORES	18
TABLA 2.	CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS CONDUCTORES ACSR.....	18
TABLA 3.	CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS CONDUCTORES AAAC	19
TABLA 4.	CONFIGURACION.....	21
TABLA 5.	CONFIGURACIONES PAT DE ACUERDO A RESISTIVIDAD APARENTE DEL TERRENO	24
TABLA 6.	HIPÓTESIS DE CÁLCULO MECÁNICO	26
TABLA 7.	LÍMITES DE TENSIÓN MECÁNICA.....	26
TABLA 8.	FUERZA UNITARIA DE VIENTO POR CONDUCTOR	28
TABLA 9.	PESO UNITARIO APARENTE POR CONDUCTOR	28
TABLA 10.	ESFUERZOS.....	30
TABLA 11.	HIPÓTESIS NORMALES PARA POSTES DE HORMIGÓN	34
TABLA 12.	HIPÓTESIS ANORMALES PARA POSTES DE HORMIGÓN	35
TABLA 13.	CAPACIDAD MECÁNICA DE POSTES	35
TABLA 14.	FORMULACIÓN MÉTODO SIMPLIFICADO PARA POSTE AUTOSOPORTADO	37
TABLA 15.	CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS DE CONDUCTORES PARA REDES DE B.T.	37
TABLA 16.	CARACTERÍSTICAS GENERALES DE CONDUCTORES TRENZADOS.....	38
TABLA 17.	INTENSIDAD DE C.C. ADMISIBLE (KA) PARA CONDUCTORES DE LÍNEA.....	38
TABLA 18.	CARACTERÍSTICAS GENERALES DE CONDUCTORES CONCÉNTRICOS.....	39
TABLA 19.	INTENSIDAD DE C.C. ADMISIBLE (KA) PARA CONDUCTORES DE ACOMETIDA	40
TABLA 20.	CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS POSTES DE HORMIGÓN	41
TABLA 21.	TIPO DE CONFIGURACIÓN	44
TABLA 22.	DISTANCIA VERTICAL MÍNIMA A LÍNEAS ELÉCTRICAS Y DE COMUNICACIÓN	46
TABLA 23.	CRUCE CON DIFERENTES LUGARES Y SITUACIONES.....	47
TABLA 24.	PASO POR DIFERENTES ZONAS.....	47
TABLA 25.	CARGAS DE DISEÑO	48
TABLA 26.	FACTORES DE SIMULTANEIDAD.....	48
TABLA 27.	FUERZA UNITARIA DE VIENTO POR CONDUCTOR	51
TABLA 28.	PESO UNITARIO APARENTE POR CONDUCTOR	51
TABLA 29.	COSTOS	52

RESUMEN

En el presente informe se describen las metas propuestas al empezar el proyecto de redes de media y baja tensión en la empresa D.A COMUNICACIONES, con el fin de actualizar la infraestructura de las redes que ya se encontraban construidas en el barrio Libertador de la ciudad de Santa Marta.

Para realizar estos objetivos planteados se siguió una metodología de diseño que tenía en cuenta la evaluación del estado de las redes de media y baja tensión y el estado de los usuarios por un equipo de levantamiento que visitó el barrio antes mencionado, luego en base del estado de las redes existentes se realizó el diseño de las redes de media y baja tensión con configuración especial y otro equipo operativo ejecutó la obra con los diseños realizados.

Palabras clave: Metodología, redes de media tensión, redes de baja tensión, diseño de redes, equipo de levantamiento.

ABSTRACT

This report describes the goals proposed when starting the project of medium and low voltage networks in the company D.A COMUNICACIONES, in order to update the infrastructure of the networks that were already built in the Libertador neighborhood of the city of Santa Marta. In order to achieve these objectives, a design methodology was followed that took into account the evaluation of the state of the medium and low voltage networks and the state of the users by a survey team that visited the aforementioned neighborhood, then based on the state of the existing networks, the design of the medium and low voltage networks with special configuration was made and another operative team executed the work with the designs made.

Keywords: Methodology, medium voltage networks, low voltage networks, network design, survey equipment.

I. INTRODUCCIÓN

En este informe se presentan algunas de las actividades realizadas durante el periodo de prácticas en la empresa D.A COMUNICACIONES, en el proyecto de actualización la infraestructura de las redes que ya se encontraban construidas en el barrio Libertador de la ciudad de Santa Marta (Magdalena).

Dentro de las actividades asignadas para la elaboración del presente proyecto se realizó evaluación del estado de las redes de media y baja tensión , con el fin de actualizar la infraestructura de las redes que ya se encontraban construidas en el mismo, verificada por un equipo de levantamiento de la empresa que visitó el barrio libertadores y posteriormente al resultado obtenido en las evaluaciones del estado de las redes existentes, se procedió a realizar el diseño del levantamiento físico y eléctrico de las redes de media y baja tensión con una configuración especial; un equipo operativo ejecutó la obra con los diseños realizados, con base a la norma de sistemas de distribución de la empresa D.A COMUNICACIONES con el fin de que los habitantes del barrio libertadores puedan disfrutar de un mejor servicio de electricidad.

II.JUSTIFICACION

Esta proyecto se realiza con el fin de exponer el desempeño de mis prácticas profesionales en la empresa DA COMUNICACIONES S.A.S aportando en el conocimiento de adquirido durante mi formación profesional aplicándolo a la elaboración de diagnóstico, análisis y diseño, así como procurar implementar procedimientos en pro de dar posibles soluciones evitando fallas de energía así mismo procurar que las personas del barrio el libertador en la ciudad de Cartagena, reciban el mejor servicio así como reducir el consumo eléctrico posible para que los usuarios sean beneficiados con un óptimo servicio.

El desarrollo de este proyecto de diseño de redes de distribución eléctrica de media y baja tensión en sectores urbanos, servirá como guía en las soluciones para el buen funcionamiento de una infraestructura del servicio eléctrico, aplicadas a una atmósfera actual.

III.PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

DA COMUNICACIONES S.A.S es una empresa especialista en las áreas de ingeniería eléctrica y comunicaciones. Las prácticas académicas están siendo desarrolladas en la empresa antes mencionada, la cual actúa como contratista del proyecto de diseño y montaje de distribución operadas por AIR-E, operador del servicio de energía eléctrica del Atlántico, la Guajira y el Magdalena.

En los últimos años la costa atlántica colombiana ha sufrido afectaciones en la confiabilidad del suministro de energía eléctrica por diferentes motivos, entre los cuales se destaca el acceso fraudulento al servicio de energía eléctrica. AIR-E planteó remodelar las redes de distribución de la ciudad de Santa marta, con el fin de solucionar las problemáticas que afectan la confiabilidad del sistema.

La remodelación de estas redes generó grandes retos operacionales y de diseño que se tuvieron que abordar con metodologías claras para realizar un procedimiento exitoso. Estos retos principalmente se basaron en la recopilación de la información que cuantifican y definen el estado actual tanto de los usuarios como de las redes existentes y la instalación de los nuevos componentes de la red en todo el sistema. Además de las limitaciones de espacio que presentan los sitios de instalación de las redes, que generan restricciones en el diseño y la instalación de las redes.

IV.OBJETIVOS

Objetivo general

Diseñar las redes de distribución eléctrica de media y baja tensión para la normalización del barrio El Libertador en la Ciudad Santa Marta, bajo los lineamientos de la empresa D.A COMUNICACIONES y las normas establecidas por el RETIE y el operador de red AIR-E.

Objetivos específicos

- Análisis de la información de las instalaciones existentes en el barrio El Libertador, logrando el levantamiento físico y eléctrico actual del barrio.
- Diseñar la reestructuración de la red de distribución eléctrica de media tensión(MT) y baja tensión(BT).
- Calcular el presupuesto para la normalización del barrio El Libertador teniendo en cuenta las unidades constructivas manejadas por la empresa AIR-E.

V.ACOTACIONES

1. GLOSARIO

- **ACOMETIDA:** Conexión aérea o subterránea que conecta en las instalaciones eléctricas la parte de la red de distribución de la empresa suministradora con la caja o cajas generales de protección. [1]
- **ANCLAJE:** Poste cuya función es contener o evitar la propagación de una falla como consecuencia de la rotura de un conductor. [2]
- **ANILLO CERRADO:** Se alimenta desde dos o más sitios cerrando un anillo, los receptores se insertan entre los transformadores. La ventaja principal es que ante una avería de un transformador el usuario seguirá recibiendo alimentación eléctrica desde otro transformador, es decir garantiza mejor la continuidad del servicio. [3]
- **ARMADO:** Conjunto de materiales cuya función es sostener los conductores en el poste, definiendo la ubicación espacial de los mismos. [4]
- **ASCE:** American Society of Civil Engineers (Sociedad Americana de Ingenieros)
- **BAJA TENSION:** Se considera baja tensión cuando una instalación distribuye o genera energía eléctrica para consumo propio, cuya tensión nominal es superior a 1 kV e igual o inferior a 36 kV. [5]
- **BAYONETA:** Estructura de perfiles angulares metálicos cuya función es soportar el cable de guarda de la línea eléctrica de media tensión. [6]
- **CABLE DE GUARDA:** Cable sin tensión eléctrica tendido en paralelo y sobre los conductores de fase de una línea de media tensión. Se instala en la parte superior de las estructuras y sirve como cobertura o apantallamiento para los conductores ante las descargas atmosféricas. [7]
- **CANTON DE LINEA ELECTRICA:** Conjunto de vanos comprendidos entre dos postes con grapas de amarre. [8]
- **CIRCUITO:** Conjunto de materiales eléctricos (conductores, aparata, etc.) alimentados por la misma fuente de energía y protegidos contra las sobretensiones por el o por los mismos dispositivos de protección. No quedan incluidos en esta definición los circuitos que forman parte de los aparatos de utilización o receptores. [9]
- **CIMENTACIÓN:** Conjunto de elementos estructurales de una estructura cuya misión es transmitir sus cargas o elementos apoyados en ella al suelo, distribuyéndolas de forma que no superen su presión admisible ni produzcan cargas zonales. [10]

- **CONDUCTORES DE ELECTRICIDAD:** Un conductor eléctrico es un material que ofrece poca resistencia al movimiento de la carga eléctrica. Sus átomos se caracterizan por tener pocos electrones en su capa de valencia, por lo que no se necesita mucha energía para que estos salten de un átomo a otro. [10]
- **COPPER-CLAD STEEL:** El acero recubierto de cobre o acero revestido de cobre, conocido también por su acrónimo en inglés CCS, es un producto bimetálico ampliamente utilizado en la industria del cable que combina la alta resistencia mecánica del acero con la conductividad y resistencia a la corrosión del cobre [11]
- **CORRIENTE ALTERNA:** Es un tipo de corriente eléctrica, en la que la dirección del flujo de electrones va y viene a intervalos regulares o en ciclos. La corriente que fluye por las líneas eléctricas y la electricidad disponible normalmente en las casas procedente de los enchufes de la pared es corriente alterna. La corriente estándar utilizada en los EE.UU. es de 60 ciclos por segundo (es decir, una frecuencia de 60 Hz); en Europa y en la mayor parte del mundo es de 50 ciclos por segundo (es decir, una frecuencia de 50 Hz.). [12]
- **CORRIENTE CONTINUA:** Es la corriente eléctrica que fluye de forma constante en una dirección, como la que fluye en una linterna o en cualquier otro aparato con baterías es corriente continua. Una de las ventajas de la corriente alterna es su relativamente económico cambio de voltaje. Además, la pérdida inevitable de energía al transportar la corriente a largas distancias es mucho menor que con la corriente continua. [12]
- **CURVAS DE PLANTILLADO:** Curvas que muestran la geometría del conductor tendido. Se utilizan durante la etapa de distribución de postes a lo largo del perfil longitudinal de la línea, para comprobar los requerimientos de distancias eléctricas de seguridad e identificar los postes sometidos a tracción ascendente. [8]
- **ENERGIA:** La energía es la capacidad que poseen los cuerpos para poder efectuar un trabajo a causa de su constitución (energía interna), de su posición (energía potencial) o de su movimiento (energía cinética) [13]
- **EOLOVANO:** Distancia para determinar la carga transversal debido a la acción del viento sobre los conductores. Se calcula como la semisuma de las longitudes de los vanos anterior y posterior. [14]
- **ELECTRODOS:** Es el extremo de un conductor eléctrico que recibe una corriente eléctrica de un medio o que se la transfiere al mismo.
- **ESFUERZO EQUIVALENTE:** El llamado esfuerzo equivalente o efectivo de Von Mises, que es el esfuerzo a tensión uniaxial que generaría la misma energía de distorsión que la combinación

de los esfuerzos reales aplicados. de una fuerza F_x , aplicada a una altura h_F del poste, es aquella que crea el mismo momento flector que F_x , pero aplicada a la misma altura que el esfuerzo nominal del poste. [15]

- **FUSIBLES:** Componente eléctrico hecho de un material conductor, generalmente estaño, que tiene un punto de fusión muy bajo y se coloca en un punto del circuito eléctrico para interrumpir la corriente cuando esta es excesiva. [16]
- **GENERADOR DE ENERGIA:** Eléctrico es una máquina que transforma la energía mecánica a través de campo magnético, y convierte el movimiento en energía eléctrica. ...
Un generador funciona con el alternador, capaz de transformar la energía mecánica en eléctrica de corriente alterna, y el motor, que hace mover el alternador. [17]
- **GRAVIVANO:** Distancia utilizada para determinar la carga vertical debido al peso propio del conductor. Se define como la distancia entre los vértices de las catenarias de dos vanos adyacentes. [18]
- **HIPOTESIS DE CÁLCULO MECANICO:** Conjunto de los casos climáticos más representativos a los que estaría expuesto el conductor de la línea. Corresponden a combinaciones de temperaturas y sobrecargas durante las cuales se espera que el conductor trabaje dentro de unos límites de tensión mecánica específicos [8]
- **MEDIA TENSION:** Es aquella cuya tensión nominal es superior a 1 kV e igual o inferior a 36 kV.
- **PANEL DE DISTRIBUCIÓN (PANELBOARD):** Es uno de los componentes principales de una instalación eléctrica, en él se protegen cada uno de los distintos circuitos en los que se divide la instalación a través de fusibles, protecciones magnetotérmicas y diferenciales., dispositivos automáticos de protección contra sobre corriente y puede estar equipado con interruptores para accionamiento de circuitos de alumbrado, calefacción o fuerza; [19]
- **PARARAYO:** Es un terminal externo instalado en un edificio o estructura que tiene como objetivo atraer el rayo para tener un punto de impacto controlado e impedir que este impacte en una zona no deseada o en las personas. [20]
- **PUESTA A TIERRA:** Grupo de elementos conductores equipotenciales, en contacto eléctrico con el suelo o una masa metálica de referencia común, que distribuye las corrientes eléctricas de falla en el suelo o en la masa. Comprende electrodos, conexiones y cables enterrados. [21]
- **RED DE DISTRIBUCION DE ENERGIA:** Consiste en transportar la energía eléctrica por los Sistemas de Trasmisión Regional y los Sistemas de Distribución Local están conformados por el

conjunto de redes, postes, transformadores, etc., que son utilizados para entregar la energía eléctrica en el domicilio de los usuarios finales. [22]

- **RED DE TRANSPORTE:** La red de transporte es el conjunto de líneas y subestaciones, de tensión mayor o igual a 220 kV, que llevan la energía eléctrica desde las centrales de generación hasta las subestaciones de transformación. [23]
- **RED ELECTRICA:** Una red eléctrica es la que se encarga de suministrar electricidad a los consumidores. [23]
- **SISTEMA ELECTRICO:** Conjunto de medios y elementos útiles para la generación, transporte, distribución y uso final de la energía eléctrica.
- **SUBESTACIONES DE TRANSFORMACIÓN:** Las subestaciones de transformación son necesarias para el funcionamiento de la red eléctrica ya que son las encargadas de variar la tensión para adaptarla al transporte (subestación elevadora) o a la distribución (subestación reductora). [17]
- **TABLA DE CÁLCULO MECANICO:** Tabla que indica las tensiones y flechas que presenta el conductor, para distintos valores de vano regulador, en cada una de las hipótesis de cálculo mecánico. [8]
- **TABLA DE REGULACION:** Tabla que indica las tensiones con las que se deberá tender el conductor en un cantón determinado, bajo las condiciones climáticas señaladas en la Tabla de Tendido. Además, indica el valor de la flecha que se espera en cada vano que conforma el cantón. [8]
- **TABLA DE TENDIDO:** Tabla que indica las tensiones y flechas que presenta el conductor, para distintos valores de vano regulador, en aquellas condiciones climáticas establecidas (temperaturas sin sobrecarga) para el tendido en un cantón de la línea. TENSE NORMAL: Surge de aplicar las condiciones iniciales en la tensión del conductor, según la directriz de la Cigré. [18]
- **TENSION DE SERVICIO:** Valor de tensión, bajo condiciones normales, en un instante dado y en un nodo del sistema. Puede ser estimado, esperado o medido. [24]
- **TENSION ELECTRICA:** Es una magnitud física que cuantifica la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos. Es decir, es el voltaje con que la electricidad pasa de un cuerpo a otro, por eso comúnmente se le denomina voltaje; [25]
- **TRASNFORMADORES:** Es una máquina estática de corriente alterna que permite variar alguna función de la corriente como el voltaje o la intensidad, manteniendo la frecuencia y la potencia, en el caso de un transformador ideal. [19]

- **VANO REGULADOR:** Vano a considerar para obtener la tensión mecánica que se debe dar al conductor en un cantón, de manera que se puedan obtener las flechas en todos los vanos individuales, para cualquier condición climática que se presente en la línea. [24]
- **VIENTO DE RAFAGA:** Velocidad de viento que corresponde al promedio de las velocidades observadas durante un período de 3 segundos. Se expresa en km/h.
- **VIENTO MÁXIMO:** Viento máximo de ráfaga, con período de retorno de 36 años, a considerar para calcular la sobrecarga transversal máxima esperada en los elementos de la línea (conductores, postes, etc.).
- **VIENTO SOSTENIDO:** Velocidad de viento que corresponde al promedio de las velocidades observadas durante un período de 10 minutos. Se expresa en m/s.
- **VOLTAJE:** la magnitud encargada de establecer la diferenciación de potencial eléctrico que existe entre dos puntos. Es por esto que también se le conoce como tensión eléctrica, o diferencia de potencial eléctrica. [26]

VI. MARCO NORMATIVO

A continuación, encontraremos tesis y proyectos realizados sobre distribuciones eléctricas de media y baja tensión a nivel nacional y regional.

1. *Regional:*

- Diseño de redes de distribución eléctrica de media y baja tensión para la normalización del barrio el Piñoncito de Campo de la Cruz – Yonathan E Narváez López, Kieferd D. Prado Linero.
- Diseño de redes de media y baja tensión en la empresa “Energizando, Ingeniería y Construcción” - Cristell Xiomara Capera Romero
- Criterios de Arquitectura de Red -Área Caribe

2. *Nacional:*

- Construcción de redes eléctricas de media y baja tensión, montaje de subestaciones de distribución e instalación de medida en veredas en medidas del municipio de Jalambó en el departamento del Cauca - ANEXO E. ALCANCE DE LOS SERVICIOS Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS
- Estudio de redistribución de redes de media tensión en las subestaciones Caldas, al sur de Itagüí de EPM mediante el uso de herramientas computacionales y propuesta para la reconfiguración topológica - Universidad pontificia bolivariana escuela de ingeniería especialización en transmisión y distribución de energía eléctrica Medellín 2013 –Autor: Jorge Iván Tangarife Echeverri.
- Normas de construcción de redes de media y baja tensión – ENERCA S.A E.S. P
- Diseño de red eléctrica de baja tensión para un sector de 250 viviendas Corales –Brayan Steven Duque Posada.
- La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) mediante el Decreto 2253 de 1994.
- Norma Técnica Colombiana NTC 2050
- Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE
- Norma Red Aérea: Criterios de Diseño Para Redes de Distribución - Colombia. 1999
- Decreto 0283 del Ministerio de Minas y Energía del 30 enero de 1.990
- Norma NTC 1914. Dibujo Técnico. Rotulado de planos

VII. MARCO TEÓRICO

Historia de la distribución de energía eléctrica

“Desde los conceptos y discusiones iniciales sobre el uso de corriente alterna o corriente directa, la distribución de la electricidad ha cambiado a lo largo de los años. La corriente continua se utiliza para el avance de la tecnología de motores y la generación de diversas energías eléctricas. En los primeros días de la distribución de energía, los generadores de corriente continua (CC) se conectaban a cargas con el mismo nivel de voltaje. La generación de energía, la transmisión y la carga del sistema deben usar el mismo voltaje, porque el voltaje de CC no se puede cambiar. El voltaje de CC utilizado es de unos 100 voltios, porque es un voltaje práctico para lámparas incandescentes, que es el principal cargo. [6]

En un artículo publicado en 2005 por Joan Ignasi Frau y Jordi Gutiérrez de Endesa Distribución, mencionaron la historia y desarrollo de los sistemas de distribución y transmisión de energía hasta que se lograron las mejoras técnicas en HVDC (High Voltage Direct Current Corriente Continua de Alta Tensión). Según Joan Ignasi Frau y Jordi Gutiérrez (2205): "Aunque el primer alternador fue construido por Hipólito Pixii en 1832, no fue hasta que Thomas inventó la bombilla de vidrio al vacío en 1879 que el uso de la energía eléctrica se hizo evidente. Edison en ese momento. Los acumuladores y generadores de CC habían logrado importantes avances, por lo que se consideró esta tecnología para distribuir energía eléctrica, por lo que, en 1882, en Miesbach y Múnich (Alemania) se tendió una línea de 50 km 2 kV CC entre ambos.

Las primeras redes de transmisión de energía utilizaban cables de cobre, que tenían una excelente relación costo / calidad y eran económicamente viables. Dado que se usa un cierto nivel de voltaje (110 V) para transmitir una cierta cantidad de energía, se requiere una gran cantidad de cobre. Si desea reducir costos, es necesario reducir el tamaño de la corriente, lo que a su vez puede reducir las especificaciones del cable, y la única forma es aumentar el tamaño de la corriente sin cambiar la potencia de transmisión. No existe una forma efectiva de cambiar el nivel de voltaje de CC, Para mantener las pérdidas a un nivel económicamente aceptable, el sistema de Edison DC requiere el uso de cables de calibre grueso y generadores locales. “Gracias al transformador, desde entonces, se ha podido cambiar el nivel de tensión a través del aislamiento galvánico de forma sencilla y eficaz, lo que permite que la energía eléctrica se transmita a largas distancias con menor pérdida. Además, la

transmisión trifásica fue introducido en 1893 a principios del siglo XX, se avanzó en la construcción de motores de inducción, que se encontraban en un estado incipiente de campo, lo que llevó al uso de la corriente alterna como único medio de transmisión de potencia ". [27]

Redes de distribución

La Red de Distribución de la Energía Eléctrica o Sistema de Distribución de Energía Eléctrica es la parte del suministro eléctrico que se encarga de suministrar electricidad desde la subestación (instalación principal de una zona) hasta los usuarios finales: hogares, empresas, fábricas o industrias.

Actualmente, la red eléctrica comienza en las centrales de producción de energía que están alejadas de las ciudades y urbanizaciones, esto significa que la energía tiene que recorrer grandes distancias siendo necesario para ello largos cableados, lo que implica un coste elevado. [28].

Redes de distribución de energía eléctrica según su tensión nomina

Redes de distribución de media tensión o primarias

Se considera una red de distribución primaria cuando los niveles de tensión son de Media Tensión (MT), considerados superiores a 1000 V e inferior a 57,5 kV. Es el conjunto de equipos o elementos que se utilizan para transportar la energía eléctrica desde una subestación de distribución hasta un centro de transformación de media tensión, el cual puede pertenecer a una subestación de distribución de menor capacidad MT/MT o una subestación de distribución tipo poste MT/BT. Las líneas de media tensión (MT) soportan energía de entre 15 kV y 30 kV. Según la forma en la que estén ubicadas pueden ser aéreas o subterráneas. [29]

- ***Líneas de media tensión aéreas.*** Suelen estar a media altura, a unos 7 metros, sostenidas por apoyos que pueden ser torres metálicas o postes de madera y cemento. Por lo general cuentan con un único conductor por fase y hasta cuatro circuitos por cada apoyo. [30]

Redes de distribución de baja tensión o secundaria

Es el conjunto de equipos o elementos que se utilizan para transportar la energía eléctrica a tensiones nominales menores o iguales a 1000 V. Este tipo de redes es el utilizado para llevar la energía eléctrica desde los transformadores de distribución tipo poste hasta las acometidas de los usuarios finales. Las tensiones asignadas que contempla la reglamentación actual para la distribución en corriente alterna en baja tensión son:

- 230 V entre fases para redes trifásicas de tres conductores.

- 230 V entre fase y neutro, y 400 V, entre fases, para redes trifásicas de 4 conductores.

Todas ellas a la frecuencia de 50 Hz. [6]

El sistema de distribución

Las redes de distribución forman una parte muy importante de los sistemas de potencia porque toda la potencia que se genera se tiene que distribuir entre los usuarios y éstos se encuentran dispersos en grandes territorios. Así pues, la generación se realiza en grandes bloques concentrados en plantas de gran capacidad y la distribución en grandes territorios con cargas de diversas magnitudes. Por esta razón el sistema de distribución resulta todavía más complejo que el sistema de potencia.

El sistema eléctrico de potencia (SEP) es el conjunto de centrales generadoras, líneas de transmisión y sistemas de distribución que operan como un todo. En operación normal todas las máquinas del sistema operan en paralelo y la frecuencia en todo el SEP es constante. La suma de inversiones en la generación y la distribución supera el 80 % de las inversiones totales en el SEP. Es fácil suponer que la mayor repercusión económica se encuentra en el sistema de distribución, ya que la potencia generada en las plantas del sistema se pulveriza entre un gran número de usuarios a costos más elevados. Esto obliga a realizar las inversiones mediante la aplicación de una cuidadosa ingeniería en planificación, diseño, construcción y operación de alta calidad.

La definición clásica de un sistema de distribución, desde el punto de vista de la ingeniería, incluye lo siguiente;

a) Subestación principal de potencia, Ésta recibe la potencia del sistema de transmisión y la transforma al voltaje de subtransmisión. Los voltajes de transmisión pueden ser de 230 KV, 400 KV y mayores, pero actualmente existen subestaciones de distribución de 230 KV. La potencia de la subestación principal es normalmente de cientos de MW.

b) Sistema de subtransmisión, Son las líneas que salen de la subestación (SE) principal para alimentar a las SE de distribución. Las tensiones de subtransmisión son de 115 KV y menos, aunque ya 230 KV puede considerarse también como subtransmisión. El sistema de subtransmisión tiene normalmente potencias de cientos de megawatts.

c) Subestación de distribución. Se encarga de recibir la potencia de los circuitos de subtransmisión y de transformarla al voltaje de los alimentadores primarios. Su voltaje va desde 66 KV hasta 230 KV. Maneja potencias de decenas de MW, por ejemplo, bancos de transformadores de 60 o 75 MVA.

d) Alimentadores primarios, Son los circuitos que salen de las SE de distribución y llevan el flujo de potencia hasta los transformadores de distribución. La potencia de los alimentadores depende del voltaje de distribución (2.4 a 34.5 KV), pero puede ser entre 2 y 8 MW.

e) Transformadores de distribución, reduce el voltaje del alimentador primario al voltaje de utilización del usuario. Los voltajes de utilización comunes son de 440 V y de 220 V entre fases. Los transformadores de distribución para poste tienen potencias normalizadas de hasta 300 KVA y los de redes de subterráneas de hasta 750 KVA; en edificios grandes existen transformadores del orden de 2 000 KVA.

f) Secundarios y servicios. Distribuyen la energía del secundario del transformador de distribución a los usuarios o servicios. Las potencias van desde 5 hasta 300 KVA en redes aéreas y hasta 750 KVA y más en redes subterráneas. En las redes subterráneas se utilizan redes automáticas de baja tensión que se abastecen de energía a través de unos 4 o más alimentadores y múltiples transformadores de distribución por lo que su potencia es muy grande.

Estos elementos son válidos para cualquier tipo de cargas, tanto en redes aéreas como en las subterráneas. [31]

VIII.METODOLOGÍA

- Se realizó consulta con las Áreas de Operación y Calidad, Mantenimiento del Área Distribución Eléctrica en el barrio Libertadores, sobre el estado de los circuitos y las necesidades operativas requeridas.
- Se programa la topología de los circuitos a analizar, teniendo como objetivo satisfacer el nivel de carga esperado, se comparó el nivel de pérdidas por año que presentan los circuitos dentro de la red de distribución de energía.
- Se realiza evaluación del estado actual de los circuitos, su cargabilidad, cableado y voltaje de la red de distribución de energía en el sector donde se realizará el proyecto en barrio Libertador de la ciudad de Santa Marta (Magdalena).
- Con el resultado obtenido de la evaluación se identificaron los apoyos que se pueden utilizar para la construcción de las nuevas redes para el barrio Libertador de la ciudad de Santa Marta (Magdalena).

- Se proyectaron posibles reconfiguraciones, conforme a los cálculos mecánicos de las estructuras, transformadores, circuitos; de igualmente se realizó una proyección de los costos, perdidas y beneficios de los materiales y demás elementos necesarios para llevar hasta su culminación el proyecto de diseño de red de distribución eléctrica de media y baja tensión, circuito libertador en la ciudad de santa marta.

IX.RESUMEN GENERAL DEL PROYECTO

Los cálculos se realizan con la finalidad de demostrar y asegurar que el diseño cumple con las normas establecidas en el RETIE y en el Proyecto Diseño De Red De Distribución Eléctrica De Media Y Baja Tensión, Circuito Libertador En La Ciudad De Santa Marta las normas establecidas en la empresa D.A COMUNICACIONES.

X.ELEMENTOS DE LAS LÍNEAS DE MEDIA TENSIÓN

Los conductores a emplear serán de aluminio – acero (ACSR), y de aleación de aluminio AAAC 6201-T81. En la Tabla 1 se definen las zonas donde se deben proyectar la utilización de uno u otro conductor

Tabla 1. Zonas de utilización de conductores

Designación	Descripción	Aplicación
AAAC	Conductor de aleación de aluminio	Líneas de distribución área, urbana y rural, zonas con niveles de alta contaminación
ACSR	Conductor de aluminio reforzado en acero recubierto con Zinc	Líneas de distribución área, urbana y rural, zonas con niveles de contaminación normal

1.Características de los conductores

Tabla 2. Características Generales de los Conductores
ACSR

Denominación		447	336.4	266.8	4/0	1/0	
		kcmil	kcmil	kcmil	AWG	AWG	
		Hawk	Linnet	Partridge	Penguin	Raven	
Sección Transversal	Total (mm ²)	280,86	198.17	157.21	125.09	62.43	
	Aluminio (mm ²)	241.53	170.45	135.19	107.22	53.51	
	Acero (mm ²)	39.93	27.72	22.02	17.87	8.92	
Composición	Aluminio	Nº alambres	26	26	26	6	6
		Diámetro (mm ²)	3.44	2.89	2.57	4.77	3.37
	Acero	Nº alambres	7	7	7	1	1
		Diámetro (mm ²)	2.67	2.25	2.00	4.77	3.37
Diámetro Nominal del Cable (mm)		21.793	18.29	16.307	14.31	10.109	
Peso (daN/m)		0.95610	0.6747	0.5355	0.4246	0.2118	
Carga de Rotula (daN)		≥ 8.677	≥ 6.270	≥ 5.028	≥ 3.716	≥ 1.949	
Modulo elasticidad(daN/mm ²)		≤7.700	≤7.700	≤ 7.700	≤ 8.100	≤8.100	
Coeficiente de dilatación Lineal (°C ⁻¹)		≤19.8 X 10 ⁶			≤19.1 X 10 ⁶		
Resistencia eléctrica en CA a 75 °C (Ω/km)		0.1432	0.2038	0.2570	0.3241	0.6494	
Resistencia eléctrica en CC a 20 °C (Ω/km)		0.1165	0.1652	0.2083	0.2627	0.5264	

Densidad Máxima de corrientes (A/mm ²)	2.55	2.90	3.16	3.12	4.22
Intensidad Max. Admisible (A) (*)	616.96	494.52	427.67	334.54	226.06

(*) Nota: Los valores de intensidad máxima han sido calculados según la IEEE 738 del 2006 y bajo las siguientes condiciones: temperatura ambiente 30°C, Temperatura de conductor: 75°C; velocidad del viento 0.61 m /s

Tabla 3. Características Generales de los Conductores
AAAC

Denominación		559.5	394.5	312.8	246.9	123.3
		kcmil	kcmil	kcmil	kcmil	kcmil
		Darien	Canton	Butte	Aliance	Azusa
Sección Transversal	Total (mm ²)	283.67	199.91	158.58	125.08	62.43
	Nº alambres	19	19	19	7	7
Composición	Diámetro (mm ²)	4.36	3.66	3.26	4.77	3.37
	Diámetro Nominal del Cable (mm)	21.8	18.30	16.30	14.31	10.11
Peso (daN/m)		0.7631	0.5379	0.4267	0.3366	0.1680
Carga de Rotula (daN)		≥ 8364	≥ 5.860	≥4.650	≥3.780	≥18900
Modulo elasticidad(daN/mm ²)		≥6.180				
Coeficiente de dilatación Lineal (°C ⁻¹)		≤ 23 X 10 ⁶				
Resistencia eléctrica en CA a 75 °C (Ω/km)		0.1388	0.1975	0.2491	0.3155	0.6316
Resistencia eléctrica en CC a 20 °C (Ω/km)		0.1158	0.1643	0.2072	0.2625	0.5255
Densidad Máxima de corrientes (A/mm ²)		2.21	2.51	2.74	2.98	3.87
Intensidad Max. Admisible (A) (*)		626.76	502.48	434.38	373.31	241.58

(*) Nota: Los valores de intensidad máxima han sido calculados según la IEEE 738 del 2006 y bajo las siguientes condiciones: temperatura ambiente 30°C, Temperatura de conductor : 75°C; velocidad del viento 0.61 m /s

2.Estructuras

Una estructura es un conjunto de herrajes, accesorios (crucetas, soportes, flejes, etc.) y aislamiento con sus accesorios (aisladores, cadenas de amarre, grapas, retenciones, etc.), cuya función es transferir los esfuerzos de los conductores a los postes. Por otro lado, define la ubicación en el espacio de los conductores o lo que llamaremos CONFIGURACIÓN de la estructura. Las distintas configuraciones posibles son las siguientes:

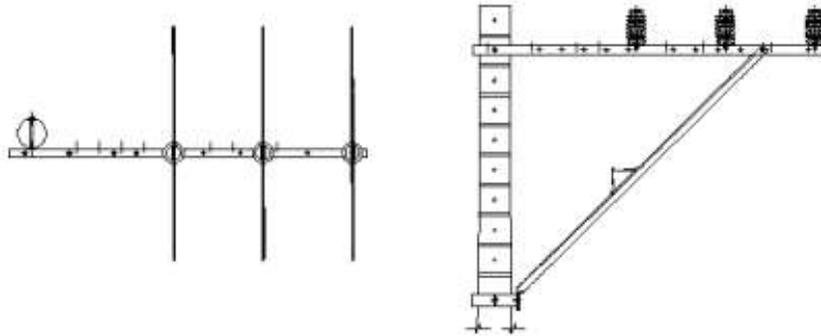


Ilustración I. Estructura [15]

1. Configuración Triangular – Compacta vano largo: Se presenta solamente en líneas trifásicas, cuando dos de los conductores de la línea están instalados a la misma altura y el tercero (central) a una altura superior, formando un triángulo al ser vistos desde un corte transversal

2. Configuración Horizontal: Se considera una línea en configuración horizontal cuando los conductores que la conforman están instalados en un mismo plano horizontal, es decir, a la misma altura sobre el nivel del suelo y a ambos lados del eje longitudinal del poste, visto desde la perspectiva de un corte transversal de la línea.

3. Configuración Compacta: Los conductores de la línea están instalados en disposición triangular. Uno de los aisladores va en la punta del poste y los otros dos a ambos lados del mismo. Éstos últimos, en el caso de ángulo hasta 5° se instalan sobre soportes y sobre cruceta angular metálica auto soportado de longitud de 1,4 m para el resto de casos.

4. Configuración Vertical: Aquella en la cual los conductores se instalan en el mismo plano vertical y a diferentes alturas, en una o dos caras del poste, dependiendo del ángulo de deflexión de la línea.

Las estructuras se codificarán según la siguiente regla nemotécnica:

MT ABC - X - Y - Z

A = Código de la Configuración:

1. Tipo Bandera
2. Tipo Triangular – Vano Largo
3. Tipo Horizontal
4. Tipo Vertical
5. Tipo Compacta

B = Número de Fases

1. Una Fase - Monofásico
2. Dos Fases - Bifásico
3. Tres Fases - Trifásico

C = Tipo de Configuración

Tabla 4. CONFIGURACION

Configuración	C	Descripción
Bandera	1	FL
	2	AL y ANG <5
	3	ANG 5°-20/30° (2)
	4	ANG 20/30° -60° (2)
Triangular- Vano Largo	2	AL y ANG<5
Horizontal	1	FL
	2	AL y ANG < 5°
	3	ANG 5°-20/30° (2)
	4	ANG 20/30° -60° (2)
	5	ANG 60°-90°
	6	ANC hasta 60° (1)
Horizontal con Cable de Guarda	1G	FL con cable de guarda
	2G	AL y ANG< 5° con cable de guarda
	3G	ANG 5° -20/30° con cable de guarda (2)
	4G	ANG 20/30° -60° con cable de guarda (2)
	5	ANG 60°-90°
	6G	ANC hasta 60° (1) con cable de guarda
Vertical	1	FL
	2	AL y ANG <5
	3	ANG 5°-20/30° (2)
	4	ANG 20/30° -60° (2)
	5	ANG 60°-90°
	6	ANC hasta 60° (1)
Vertical con Cable de Guarda	1	FL
	2	AL y ANG <5
	3	ANG 5°-20/30° (2)
	4	ANG 20/30° -60° (2)
	5	ANG 60°-90°
	6	ANC hasta 60° (1)
Compacta	1	FL
	2	AL y ANG <5
	3	ANG 5°-20/30° (2)
	4	ANG 20/30° -60° (2)
	6	ANC hasta 60° (1)

Nota :(1) Siendo la solución prioritaria el ANC a 0°

(2) hasta 20° aplica para conductores Linnet, Canton Hawk y Darien, hasta 30° para el resto

X = Nivel de Tensión

1 13,2 kV

2 34,5 kV

Y = Nivel de contaminación del aislamiento:

N Nivel contaminación normal

R Altamente contaminada

Z = Conductor:

1. 1/0 ACSR – 123 AAAC

2. 4/0 ACSR – 246 AAAC

3. 266 ACSR – 312 AAAC

4. 336 ACSR – 394 AAAC

5. 477 ACSR – 559 AAAC

XI.CALCULOS DE LAS LINEAS DE MEDIA TENSION

1. CALCULO ELÉCTRICO

El conductor a seleccionar debe cumplir simultáneamente las restricciones de los apartados 1.1 y 1.2.

1.1. corriente nominal

Se debe calcular la corriente nominal de operación de la instalación mediante:

Sistema Trifásico:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} * V}$$

Sistema Bifásico (Monofásico Bifilar):

$$I = \frac{S}{V}$$

Siendo:

I: Intensidad de Línea o Corriente Nominal de Operación (A).

S: Es la sumatoria de las demandas máximas conectadas en MT no afectadas por factores de simultaneidad (kVA)

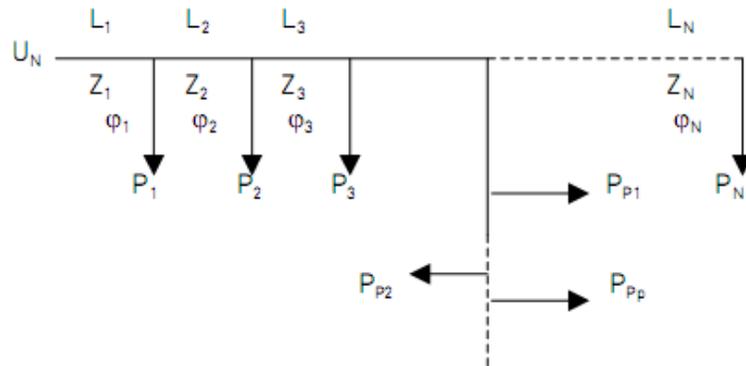
V: Tensión de Línea fase - fase (kV)

Se seleccionará aquel conductor cuya intensidad máxima admisible Tablas 7 y 8, es mayor que la corriente nominal de operación de la instalación.

1.2 caída de tensión

Los cálculos serán aplicables a un tramo de línea, siendo la caída total de tensión la suma de las caídas en cada uno de los tramos intermedios.

Figura 1. Diagrama Caída de Tensión



Para el cálculo de la caída de tensión se utiliza el método del momento eléctrico. El porcentaje de caída de tensión está dado por:

$$\% \Delta V = K_v * P * L$$

Siendo:

K_v : Constante de Regulación
 P: Potencia a transportar (kW)
 L: Longitud de la línea (km)

De igual manera se seleccionará aquel conductor cuya caída de tensión total o acumulada sea menor o igual a los siguientes límites:

- 13,2 kV: 5% de la Tensión Nominal desde la subestación de alimentación en este nivel de tensión.
- 34,5 kV: 10% de la Tensión Nominal desde la subestación de alimentación en este nivel de tensión.

En el anexo N° 2 se desarrolla el cálculo eléctrico de los conductores, que incluye resistencia, reactancia inductiva, pérdidas de potencia y potencia máxima a transportar.

2.CÁLCULO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA (PAT)

2.1. selección del conductor a tierra

La selección del conductor a tierra depende del valor de la corriente de cortocircuito de régimen transitorio a 150 ms, en el punto de instalación de la puesta a tierra. Este valor será suministrado por AIR-E S.A.S. E.S.P.

El conductor a seleccionar debe cumplir la siguiente ecuación:

$$I_{cc} \leq I_{cc_adm}$$

Donde:

I_{cc} = corriente de cortocircuito en el punto de instalación de la puesta a tierra (kA)

I_{cc_adm} = Intensidad de cortocircuito máxima admisible del conductor (kA)

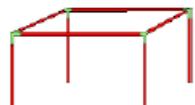
En el anexo N° 1 se desarrolla el cálculo del sistema puesta a tierra

2.2 selección del electrodo de puesta a tierra

La resistencia de puesta a tierra es un indicador que limita directamente la máxima elevación de potencial y controla las tensiones transferidas. El máximo valor establecido por el RETIE y que determina la selección del electrodo es 10Ω .

Se deberá medir la resistividad aparente del terreno, siguiendo los métodos establecidos en el RETIE. La selección del tipo de configuración del electrodo de puesta a tierra se hará de la siguiente manera: partiendo del valor medido de resistividad aparente del terreno, se selecciona la configuración y tipo de electrodo en la Tabla 5 cuya columna A (resistividad aparente) sea mayor o igual a la medida en campo.

Tabla 5. Configuraciones PAT de acuerdo a Resistividad Aparente del Terreno

Tipo de electrodo	Configuración		Columna A
	Nombre	Diagrama	Valores máximos de resistividad aparente del terreno ($\rho = \Omega m$)
CopperClad Steel	Electrodo de Difusión Vertical		28
	Anillo (r=1,0m)		58,6
	Cuadrada con 4 electrodos de difusión (lado d = 3m)		84
Acero Austenítico	Electrodo de Difusión Vertical		28

Los valores de la Tabla 6, se calcularon siguiendo la metodología establecida en el anexo N° 3, con las siguientes premisas:

- El valor máximo de la resistencia de puesta a tierra es menor o igual a 10Ω .
- Los valores máximos de resistividad aparente del terreno se obtuvieron considerando un electrodo de difusión vertical de 2,4 m y un diámetro de 16 mm.
- Para calcular la configuración cuadrada se tomó $n=4$ y $F=1,36$
- Para calcular el anillo se consideró un cable copper-clad steel de diámetro 9,52 mm (3/8") formado una circunferencia alrededor del poste de 1 m de radio.

El sistema de puesta a tierra debe garantizar que los valores de las tensiones de paso y de contacto sean menores a los máximos admisibles indicados en el RETIE.

3. CÁLCULO MECÁNICO DE CONDUCTORES

3.1. Generalidades

El objeto del cálculo es controlar la tensión mecánica de los conductores para los distintos regímenes de carga / condiciones climáticas para: evitar fatigas y daños que pongan en riesgo la seguridad / continuidad del servicio, evitar la aparición de fenómenos vibratorios y aprovechar la capacidad mecánica de los mismos, logrando un balance adecuado entre longitud de vanos y dimensionamiento de postes.

Básicamente, este cálculo dependerá de los siguientes factores:

- Las características meteorológicas y geográficas del sitio en la que se instalen las líneas.
- La tensión mecánica a la que se verán sometidos los conductores al variar las condiciones ambientales en los distintos casos de carga.
- La flecha que tomarán los mismos en los diferentes vanos y para los distintos casos de carga.

Su comportamiento frente a la posible aparición de fenómenos vibratorios. Para estas condiciones a la hora de establecer los límites de tensionado, el presente proyecto tipo se guiará de las recomendaciones establecidas por el CIGRÉ en el campo de las vibraciones eólicas.

- a) Las características mecánicas de postes y crucetas utilizados en el presente proyecto tipo.
- b) Los criterios constructivos adoptados para las áreas rural y urbana.

3.2. hipótesis y límites de tensión mecánica

La Tabla 6 resume las distintas condiciones, hipótesis y sobrecargas por viento consideradas.

En la condición de tracción máxima se determinará la máxima tensión en los cables mediante la suposición de las condiciones de mayor exigencia mecánica, comparando las tracciones resultantes de las hipótesis de viento máximo, viento reducido y temperatura mínima.

En la condición flecha máxima se verificarán las distancias de seguridad eléctrica a respetar por los conductores. Mediante la flecha resultante de la hipótesis de temperatura máxima se verificarán las separaciones horizontal y vertical entre conductores situados en una misma estructura. La flecha resultante de la hipótesis de temperatura máxima excepcional permitirá verificar el acercamiento del conductor al terreno.

Tabla 6. Hipótesis de cálculo mecánico

Condición		Temperatura (°C)	Sobrecarga Qo (daN/m ²)					
			Zona A		Zona B		Zona C	
			Rural	Urbana	Rural	Urbana	Rural	Urbana
Tracción Máxima	Hipótesis de Viento máximo	20	74.54	37.11	47.32	20.87	30.28	14.49
	Hipótesis de Viento reducido	28	26.83	13.36	17.03	7.51	10.90	5.22
	Hipótesis de Temperatura mínima	15	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna
Flecha Máxima	Hipótesis de Temperatura máxima	50	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna
	Hipótesis de Temperatura máxima opcional	75	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna
Flecha Mínima	Hipótesis de Temperatura mínima	15	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna
Fenómenos Vibratorios	EDS	28	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna
	CHS	18	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna

Nota: En el numeral B.2.2 del Anexo B se describe con detalle el cálculo de las sobrecargas por viento en el conductor.

Bajo la condición de flecha mínima, se comprobará que no existan arrancamientos en los postes por causa del tiro vertical resultante hacia arriba (efecto "Up-lift"). El valor de flecha se calculará con la hipótesis de temperatura mínima.

Las hipótesis de EDS y CHS tienen en cuenta el fenómeno de vibración eólica del cable. La primera, en condiciones de temperatura promedio, sin sobrecarga alguna. La segunda, en las condiciones de tensión más elevada que es probable que ocurra a temperatura baja frecuente, sin sobrecarga.

La hipótesis de viento reducido es necesaria para el cálculo de los esfuerzos transmitidos a los postes ANC y FL, en régimen anormal, por causa de rotura de conductores, como lo recomienda el Estándar IEC 60826/2003, numeral 6.6.3.3. (Additional security measures).

Teniendo en cuenta las recomendaciones del CIGRÉ TB273/2005 y del EPRI Orange Book/2008 se han adoptado los siguientes límites de tensión mecánica, expresados como porcentaje de la carga de rotura del conductor (CR), para cada una de las hipótesis:

Tabla 7. Límites de tensión mecánica

CONDUCTOR	PORCENTAJES DE LA CARGA DE ROTURA (% CR)							
	VIENTO MÁXIMO	VIENTO REDUCIDO	TEMPERATURA MÍNIMA	TEMPERATURA MÁXIMA	TEMPERATURA MÁXIMA EXCEPCIONAL	EDS	CHS	
							TENSE NORMAL	TENSE REDUCIDO
ACSR 336,4 MCM (LINNET)	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	12,5	12,0	8,0
ACSR 266,8 MCM (PARTRIDGE)	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	13,0	11,5	8,0
ACSR 4/0 AWG	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	13,5	12,5	8,0

(PENGUIN)								
ACSR 1/0 AWG (RAVEN)	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	15,0	12,0	8,0
AAAC 394,5 MCM (CANTON)	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	12,5	10,0	8,0
AAAC 312,8 MCM (BUTTE)	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	13,0	10,0	8,0
AAAC 246,9 MCM (ALLIANCE)	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	13,5	10,0	8,0
AAAC 123,3 MCM (AZUSA)	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	15,0	9,5	8,0
AAAC 559,5 MCM (DARIEN)	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	10,0	9,0	8,0
ACSR 477 MCM (HAWK)	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,0	12,0	8,0
Aluminium Clad Steel 7#8AWG	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	11,0	10,0	8,0

Con el objetivo de reducir las tensiones máximas y por ende el dimensionamiento de los postes requeridos, sin comprometer las flechas, se ha considerado un estado de tense reducido, cuya aplicación es para áreas urbanas y cantones cuyo vano regulador es menor o igual a 50 metros. Si como consecuencia del análisis de flechas / distancias de seguridad no pudieran respetarse las mismas, deberá adoptarse el estado de tense normal.

Para aquellos casos de instalación de postes de FL en área urbana, cuando por razones de espacio sea imposible recurrir a solución autosoportada o con poste retenido bajo los tenses comentados anteriormente, se podrá ejecutar un vano flojo o destensado. Estos vanos destensados serán de una longitud máxima de hasta 30 metros. La tensión máxima (a 20°C y viento máximo) para los conductores 1/0 ACSR, 123 AAAC, 4/0 ACSR y 246 AAAC será de 56 daN. Para el caso del 266 ACSR y 312 AAAC la tensión máxima se limita a 90 daN.

3.3 Peso unitario aparente del conductor

Bajo la acción del viento, los conductores se encuentran sometidos a una fuerza horizontal transversal la cual se expresa por unidad de longitud y está relacionada con el diámetro del conductor y la sobrecarga por viento. Se determina mediante la siguiente expresión:

$$p_v = Q_0 \cdot d \cdot 10^{-3}$$

siendo el peso unitario aparente del conductor:

$$P = \sqrt{P_c^2 + p_v^2}$$

Donde:

p: Peso unitario aparente del conductor (daN/m)

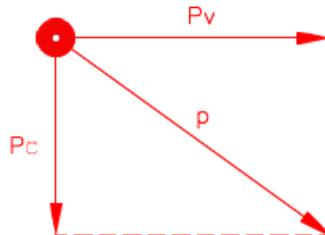
p_c: Peso unitario propio del conductor (daN/m)

p_v : Fuerza unitaria de viento sobre el conductor (daN/m)

Q_0 : Sobrecarga por viento en el conductor (daN/m²)

d : Diámetro total del conductor (mm)

Figura 2. Peso unitario aparente



Se asume que la dirección del peso unitario aparente (p) define el plano que contiene a la catenaria bajo la acción del viento.

Tabla 8. Fuerza unitaria de viento por conductor

CONDUCTOR	P_c (daN/m)	P_v (daN/m)					
		Zona A		Zona B		Zona C	
		Rural	Urbana	Rural	Urbana	Rural	Urbana
ACSR 336.4 MCM (LINNET)	0.674	1.363	0.679	0.865	0.382	0.554	0.265
ACSR 266.8 MCM(PARTRIDGE)	0.536	1.215	0.605	0.772	0.340	0.494	0.236
ACSR 4/0 AWG MCM(PENGUIN)	0,424	1,067	0,531	0,677	0,299	0,433	0,207
ACSR 1/0 AWG (RAVEN)	0,212	0,754	0,375	0,478	0,211	0,306	0,147
AAAC 394,5 MCM (CANTON)	0,538	1,364	0,679	0,866	0,382	0,554	0,265
AAAC 312,8 MCM (BUTTE)	0,427	1,215	0,605	0,771	0,340	0,494	0,236
AAAC 246,9 MCM (ALLIANCE)	0,337	1,067	0,531	0,677	0,299	0,433	0,207
AAAC 123,3 MCM (AZUSA)	0,168	0,754	0,375	0,478	0,211	0,306	0,147
AAAC 559,5 MCM (DARIEN)	0.763	1,625	0,809	1,031	0,455	0,660	0,316
ACSR 477 MCM (HAWK)	0.956	1,624	0,809	1,031	0,445	0,660	0,316
Aluminum Clad Steel 7#8AWG	0,382	0,729	0,363	0,463	0,204	0,296	0,142

Tabla 9. Peso unitario aparente por conductor

CONDUCTOR	P_c (daN/m)	P_v (daN/m)					
		Zona A		Zona B		Zona C	
		Rural	Urbana	Rural	Urbana	Rural	Urbana
ACSR 336.4 MCM (LINNET)	0.674	1.521	0.957	1.097	0.775	0.872	0.724
ACSR 266.8 MCM(PARTRIDGE)	0.536	1.328	0.808	0.940	0.635	0.729	0.586
ACSR 4/0 AWG MCM(PENGUIN)	0,424	1,148	0,680	0,799	0,519	0,606	0,472
ACSR 1/0 AWG (RAVEN)	0,212	0,783	0,431	0,523	0,299	0,372	0,258
AAAC 394,5 MCM (CANTON)	0,538	1.466	0.866	1.020	0.660	0.772	0.600
AAAC 312,8 MCM (BUTTE)	0,427	1.288	0.741	0.881	0.546	0.653	0.488
AAAC 246,9 MCM (ALLIANCE)	0,337	1.119	0.629	0.756	0.451	0.549	0.395
AAAC 123,3 MCM (AZUSA)	0,168	0.772	0.411	0.507	0.270	0.349	0.223

AAAC 559,5 MCM (DARIEN)	0.763	1.795	1.112	1.283	0.889	1.009	0.826
ACSR 477 MCM (HAWK)	0.956	1.885	1.252	1.406	1.059	1.162	1.007
Aluminum Clad Steel 7#8AWG	0,382	0.823	0.527	0.600	0.433	0.483	0.407

3.4 Vanos ideales de regulación

El comportamiento de la componente horizontal de la tensión del cable en un cantón, o conjunto de vanos comprendidos entre dos postes con cadenas de amarre de la línea se puede asemejar al comportamiento del mismo cable en un único vano tipo llamado vano ideal de regulación. La longitud del vano ideal de regulación se determinará mediante la siguiente expresión:

$$a_r = k \cdot \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n \hat{a}_i^3}{\sum_{i=1}^n \frac{a_i^2}{a_i}}}$$

Con:

$$k = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{\hat{a}_i^3}{a_i^2}}{\sum_{i=1}^n \frac{\hat{a}_i^2}{a_i}}$$

$$\hat{a}_i = \sqrt{a_i^2 + b_i^2}$$

Siendo:

- ar: Longitud del vano ideal de regulación (m)
- k: Factor de Truxá (k=1 para vanos nivelados)
- ái: Longitud del vano real i (m)
- ai: Longitud del vano individual i (m)
- bi: Desnivel del vano i (m)

3.5 TABLAS DE CÁLCULO MECÁNICO Y TABLAS DE TENDIDO

Las tensiones en el conductor, correspondientes a cada una de las hipótesis de carga, consignadas en las respectivas tablas de cálculo mecánico y tablas de tendido, se han obtenido aplicando la ecuación de cambio de condiciones para vano nivelado Anexo N° 3. En dicha ecuación, se ha tomado como situación inicial o de partida la hipótesis más desfavorable.

Así mismo, las flechas se han calculado para vanos nivelados según la expresión del Anexo3.

Finalmente, las tablas de cálculo mecánico reflejan los valores de los parámetros de la catenaria de flecha máxima (75°C) y mínima. Dicho parámetro se ha calculado según la expresión del Anexo 3.

Las tablas de cálculo mecánico y las tablas de tendido para los distintos conductores normalizados, se han elaborado para las zonas y áreas que cubre el presente proyecto tipo. Estas tablas se encuentran en los Anexo 3, respectivamente.

4.CÁLCULO MECÁNICO DE POSTES

4.1. GENERALIDADES

Se realizará el cálculo mecánico en condición normal y anormal de forma individual para cada uno de los postes. Dependerá de su función (AL, ANG, ANC y FL) y del cumplimiento de todas las hipótesis y condiciones de esfuerzo consideradas según la Tabla 10.

Los esfuerzos se referirán a un sistema de coordenadas cartesiano ortogonal a derechas (verticales, transversales, longitudinales).

Figura 3. Sistema cartesiano de esfuerzos

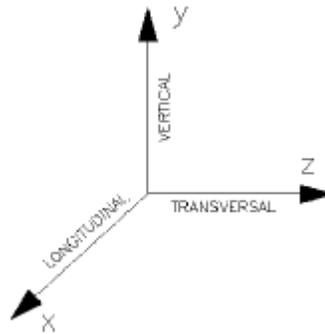


Tabla 10. ESFUERZOS

Función	HIPÓTESIS NORMAL	HIPÓTESIS ANORMAL	
	Condición 1	Condición 2 (Rotura De Conductor)	Condición 3 (Desequilibrio 50% De Tensiones)
AL	Esfuerzos verticales permanentes	No aplica	No aplica
	Esfuerzo horizontal transversal por la acción del viento sobre conductores (1)		
	Esfuerzo horizontal transversal por la acción del viento en postes, aisladores y equipos (1)		
	Esfuerzo horizontal transversal por excentricidad del peso propio de los conductores		

	Esfuerzo horizontal longitudinal por excentricidad del peso de		
ANG	Esfuerzos verticales permanentes	No aplica	No aplica
	Esfuerzo horizontal transversal por la acción del viento sobre conductores y por resultante de tensiones (1)		
	Esfuerzo horizontal transversal por la acción del viento en postes, aisladores y equipos (1)		
	Esfuerzo horizontal transversal por excentricidad del peso propio de los conductores		
	Esfuerzo horizontal longitudinal por excentricidad del peso de equipos		
ANC (0°)	Esfuerzos verticales permanentes	Esfuerzos verticales permanentes	Esfuerzos verticales permanentes
	Esfuerzo horizontal transversal permanentes por la acción del viento sobre conductores (1)	Esfuerzo horizontal longitudinal por rotura de un conductor bajo la acción del viento reducido (2)	Esfuerzo horizontal longitudinal por 50% de desequilibrio de tensiones bajo la acción del viento máximo (1)
	Esfuerzo horizontal transversal por la acción del viento en postes, aisladores y equipos (1)	No considerar ninguna otra acción transversal por viento en conductores, postes, etc.	No considerar ninguna otra acción transversal por viento en conductores, postes, etc.
	Esfuerzo horizontal longitudinal por desequilibrio REAL de tensiones por la acción del viento máximo (1)		
FL	Esfuerzos verticales permanentes	Esfuerzos verticales permanentes	No aplica
	Esfuerzo horizontal transversal por la acción del viento sobre conductores (1)		
	Esfuerzo horizontal transversal por la acción del viento en postes, aisladores y equipos (1)	Esfuerzo horizontal longitudinal por rotura de un conductor bajo la acción del viento reducido (2)	
	Esfuerzo horizontal transversal por excentricidad del peso propio de los conductores	No considerar ninguna otra acción transversal por viento en conductores, postes, etc.	
	Esfuerzo horizontal transversal por excentricidad del peso de equipos		
	Esfuerzo horizontal longitudinal por desequilibrio REAL de tensiones por la acción del viento máximo (1)		

Nota:(1) a 20°C y velocidad según Zona y Área y (2) a 28°C y velocidad según Zona y Área

Preferiblemente se diseñarán las líneas con postes auto soportados, por lo tanto, el siguiente paso después del cálculo mecánico del poste es verificar el cumplimiento de las condiciones para que el poste pueda ser instalado sin requerir ayudas adicionales. De no ser esto posible, se seleccionará la retenida que sea factible instalar en campo y esté en capacidad de absorber los esfuerzos considerados para las distintas hipótesis.

5. HIPÓTESIS NORMALES

5.1. Esfuerzos verticales

Los pesos aproximados de los conductores, aisladores y herrajes figuran en las correspondientes Especificaciones Técnicas.

El cálculo de los esfuerzos verticales que los conductores transmiten a los postes se realizará mediante la teoría del gravivano Anexo 3. En los postes de ángulo fuerte (amarres que dividen 2 cantones) y anclajes se tendrá presente la diferencia de tensiones entre cantones y del parámetro de la catenaria en cada semigravivano.

5.2. Esfuerzos horizontales transversales

Se considerarán esfuerzos transversales horizontales aquellos debidos al viento en conductores, aisladores y postes. De igual manera y cuando apliquen, las debidas a la resultante de tensiones y como consecuencia de la excentricidad del peso propio de conductores y equipos.

Para el cálculo por excentricidad del peso propio de transformadores. Este esfuerzo equivalente por excentricidad de peso propio de equipos se designa como F_{TEE} . El cálculo de los esfuerzos por viento en conductores se realizará mediante la teoría del eolovano Anexo 3.

5.2.1 Por conductores en postes ANG

El esfuerzo EQUIVALENTE horizontal transversal por la resultante de tensiones y la acción del viento sobre conductores es:

$$F_{Tvc}^* = \left(\rho_v \cdot a_v \cdot \cos\left(\frac{\beta}{2}\right) + \sqrt{(T_{02} - T_{01})^2 \cdot \cos^2\left(\frac{\beta}{2}\right) + (T_{02} + T_{01})^2 \cdot \sin^2\left(\frac{\beta}{2}\right)} \right) \sum \frac{H_i}{H_N}$$

Donde:

Hi: Altura del conductor de la fase i (m)

HN: Altura libre poste – 0,2 m

PV,C: Fuerza unitaria del viento sobre el conductor (daN/m).

aV: Longitud del Eolovano (m)

β : Ángulo de deflexión de la línea (°)

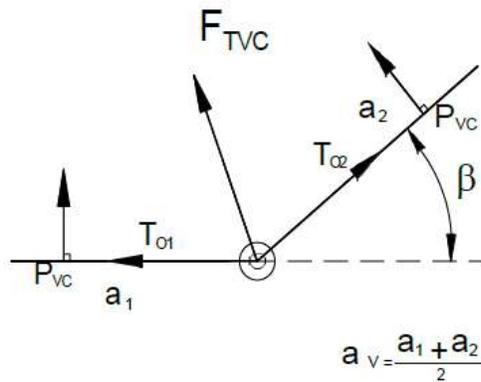
T01: Componente horizontal de la tensión en el conductor (daN), correspondiente al vano anterior al poste y calculada para las condiciones de viento máximo y 20°C.

T02: Componente horizontal de la tensión en el conductor (daN), correspondiente al vano posterior al poste y calculada para las condiciones de viento máximo y 20°C.

El primer término corresponde con la acción del viento sobre los conductores en la dirección de la resultante de ángulo. El segundo, con la resultante de tensiones. En el caso de pequeños ángulos (pertenecen al mismo cantón), se cumple que $T_{01} = T_{02} = T_0$; donde T_0 es la componente horizontal de la tensión del vano regulador de cantón al que pertenece el poste. En este caso

$$F_{Tvc}^* = \left(\rho_v \cdot a_v \cdot \cos\left(\frac{\beta}{2}\right) + 2 \cdot T_0 \cdot \left(\frac{\beta}{2}\right) \right) \cdot \sum \frac{H_i}{H_N}$$

Figura 4. FTVC



5.2.2 Por conductores en postes FL

El esfuerzo EQUIVALENTE horizontal transversal por la acción del viento sobre conductores es:

$$F_{Tvc}^* = \rho_{v.c} \cdot \frac{a}{2} \cdot \sum \frac{H_i}{H_N}$$

Donde:

H_i : Altura del conductor de la fase i (m)

H_N : Altura libre poste – 0,2 m (ver Capítulo 2 definición de "Esfuerzo Equivalente")

$P_{V,C}$: Fuerza unitaria del viento sobre el conductor (daN/m).

a : Longitud del vano anterior (m)

16. HIPÓTESIS ANORMALES

6.1. Esfuerzos verticales

Ver numeral 5.1

6.2 Esfuerzo horizontal longitudinal

Se utiliza para evaluar ANC y para la condición de 50% desequilibrio de tensiones (hipótesis anormal – condición 3 en la Tabla 11). Su valor EQUIVALENTE se calcula de la manera siguiente:

$$F_{LMC}^* = 0,5 \cdot M \max(T_{02}, T_{01}) \cdot \Sigma \frac{H_i}{H_N}$$

Donde:

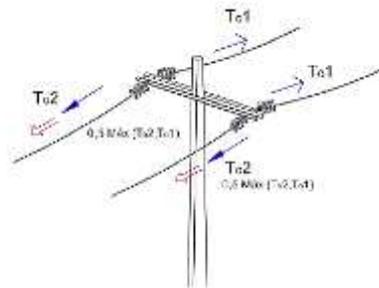
Hi: Altura del conductor de la fase i (m)

HN: Altura libre poste – 0,2 m

T01: Componente horizontal de la tensión en el conductor, correspondiente al vano regulador del cantón anterior (daN). Evaluada con viento máximo y 20°C

T02: Componente horizontal de la tensión en el conductor, correspondiente al vano regulador del cantón posterior (daN). Evaluada con viento máximo y 20°C.

Figura 5. Desequilibrio real de tensiones



7. SELECCIÓN DEL POSTE AUTOSOPORTADO

7.1. Esfuerzos últimos y factores de mayoración

Las tablas 11 y 12 relacionan los esfuerzos calculados según los numerales 5.1 y 5.2 y con los factores de mayoración y valores últimos a aplicar para seleccionar el poste.

Tabla 11. Hipótesis Normales para postes de hormigón

TIPO DE ESFUERZO CALCULADO	FACTOR MAYORACIÓN	ESFUERZO ÚLTIMO
----------------------------	-------------------	-----------------

Esfuerzo total vertical	1.2	Esfuerzo de rotura a compresión ò esfuerzo vertical último en el punto de aplicación de la carga vertical
Esfuerzo resultante por efecto combinado de esfuerzos horizontales (transversales y longitudinales)	2.5	Esfuerzo de rotura a flexión

Tabla 12. Hipótesis Anormales para postes de hormigón

TIPO DE ESFUERZO CALCULADO	FACTOR DE MAYORACIÓN	ESFUERZO ÚLTIMO
Esfuerzo total vertical	1.2	Esfuerzo de rotura a compresión ò esfuerzo vertical ultimo en el punto de aplicación de la carga vertical
Esfuerzo horizontal longitud por 50% de desequilibrio de tracciones	1.5	Esfuerzo de rotura a flexión
Momento torsor por rotura de un conductor	1.5	Momento torsor último del poste a la altura de instalación del conductor analizado

El esfuerzo EQUIVALENTE resultante de la Tabla 12 se obtiene combinando los esfuerzos EQUIVALENTES horizontales transversales ($\Sigma T'$) y los horizontales longitudinales ($\Sigma L'$):

$$R' = \sqrt{(\Sigma T')^2 + (\Sigma L')^2}$$

Los valores de esfuerzos últimos para los distintos postes de hormigón normalizados son los siguientes:

Tabla 13. Capacidad mecánica de postes

Tipo poste	Esfuerzo de rotura a flexión (daN)	Momento último a torsión (daN x m) (1)	Esfuerzo vertical último para postes autoportados (daN) (2)			
			hN	hN- 0,4m	hN- 0,8m	hN -3,3m
PH-11/500 daN	500	351	709	936	1074	6888
PH-11/735 daN	735	380	709	936	1074	6888
PH-11/1030 daN	1030	891	2539	3199	3591	18228
PH-11/1324 daN	1324	1079	3240	4067	4558	22720
PH-12/500 daN	500	351	568	742	847	4919
PH-12/735	735	380	568	742	847	4919

daN						
PH-12/1030 daN	1030	891	2034	2538	2835	163060
PH-12/1324 daN	1324	1079	2608	3243	3616	16365
PH-12/1600 daN	735	568	652	821	920	4139
PH-12/2500 daN	1030	891	1378	1687	1869	7474
PH-12/4000 daN	1324	1079	1779	2180	2412	9478
PH-14/735 daN	1600		5096	6212	7581	27487
PH-14/1030 daN	2500		8831	10604	15755	43322
PH-14/1324 daN	4000		22194	26131	30842	94253
PH-14/1600 daN	1600		3466	4164	5003	16112
PH-14/2500 daN	2500		6046	7159	8482	253496
PH-14/4000 daN	4000		15225	17680	20561	55400

Nota: (1) Momento definido a 0,4 m por debajo de la cima del poste

(2) h_N = Altura libre – 0,2 m

7.2 Método de selección poste de hormigón auto soportado

El poste seleccionado debe cumplir la siguiente relación:

$$\text{Esfuerzo Último} \geq \text{Esfuerzo calculado} \cdot \text{Factor de Mayoración}$$

Y simultáneamente para TODOS los distintos tipos de "esfuerzos calculados" considerados en las tablas 11 y 12.

Para el caso particular de las cargas verticales, el análisis debe hacerse para cada nivel o altura del punto de aplicación de las mismas.

Adoptar el siguiente **método simplificado** para el dimensionamiento de postes auto soportados:

- No realizar el análisis del poste a esfuerzo vertical, excepto para vanos muy largos (≥ 250 m) y conductores de gran sección y peso unitario (266 ACSR, 336 ACSR y 394 AAAC).

- Para líneas trifásicas, dimensionar los ANC (0°) con la hipótesis anormal, excepto cuando divide cantones con importantes desequilibrios de tensiones reales, en este caso considerar la hipótesis normal.
- No considerar el esfuerzo horizontal transversal por excentricidad del peso propio de conductores, excepto en la configuración en bandera.
- No considerar el esfuerzo horizontal transversal por viento en aisladores.

Tabla 14. Formulación Método Simplificado para Poste Autosoportado

	POSTE	TIPO DE COMPROBACIÓN
NORMAL	AL y ANG	$2.5 \cdot \sqrt{(F'_{TEC(3)} + F'_{TVC} + F'_{TVP})^2 + (F'_{LEE})^2} \leq \text{Esf. Rotura Flexión}$
	FL (1)	$2.5 \cdot \sqrt{(F'_{TEC(3)} + F'_{TVC} + F'_{TEE})^2 + (F'_{LTC})^2} \leq \text{Esf. Rotura Flexión}$
ANORMAL	ANC (0°)	A flexión $1.5 \cdot F'_{LMC} \leq \text{Esf. Rotura Flexión}$
	ANC y FL	A torsión $1.5 \cdot M_T \leq \text{Movimiento torsor último(2)}$

Nota: (1) Se utilizará para ANC (0°) si no se cumple la condición simplificada,

(2) Momento torsor último a la altura del poste (sección) donde se está evaluando la rotura de conductor

(3) Solo si se trata de configuración en bandera. No considerar el viento en aisladores en F'_{TVP}

XII ELEMENTOS DE LAS LÍNEAS DE BAJA TENSIÓN

1. ELEMENTOS DE LAS LÍNEAS

Todos los materiales empleados para la construcción de líneas eléctricas aéreas de baja tensión, se encuentran definidos en las respectivas Especificaciones Técnicas de Materiales

1.1. CONDUCTORES

1.1.1. Conductores de línea Los conductores a emplear serán trenzados de aluminio.

Los conductores trenzados se construirán con los conductores de fase de aluminio (AAC), mientras que el neutro será de aleación de aluminio (AAAC). En las tablas 15,16 y 17 se indican las características generales de los conductores.

Tabla 15. Características Constructivas de Conductores para Redes de B.T.

Características constructivas

Conductor	Descripción
Conductores de uso en líneas y acometidas	
Tríplex #2	Trenzado; Fases: #2 AAC – Neutro: #2 AAAC
Tríplex 1/0	Trenzado; Fases: 1/0 AAC – Neutro: 1/0 AAAC
Quadruple 1/0	Trenzado; Fases: 1/0 AAC – Neutro: 1/0 AAAC
Tríplex 4/0	Trenzado; Fases: 4/0 AAC – Neutro: 4/0 AAAC
Cuádruplex 4/0	Trenzado; Fases: 4/0 AAC – Neutro: 4/0 AAAC

Tabla 16. Características Generales de Conductores
Trenzados.

Conductor	Triplex #2 AWG	Triplex 1/0 AWG	Quadruple 1/0 AWG	Triplex 4/0 AWG	Cuádruplex 4/0 AWG
Sección de la fase (mm ²)	33,6	53,5	53,5	107,2	107,2
Sección del neutro (mm ²)	39,2	62,4	62,4	125	125
Composición fase (n° x ϕ en mm)	7 x 2,47	7 x 3,12	7 x 3,12	13 x 2,9 + 6 x 2,12	13 x 2,9 + 6 x 2,12
Composición neutra (n° x ϕ en mm)	7 x 2,67	7 x 3,37	7 x 3,37	7 x 4,77	7 x 4,77
Aislamiento	Polietileno reticulado				

Conductor	Triplex #2 AWG	Triplex 1/0 AWG	Quadruple 1/0 AWG	Triplex 4/0 AWG	Cuádruple
Diámetro aproximado del haz (mm)	21	27	33	35	40
Peso del haz (daN/m)	≤ 0,351	≤ 0,631	≤ 0,870	≤ 1,189	≤ 1,570
Carga de rotura por conductor (daN) (1)	1 240	1 890	1 890	3 780	3 780
Resistencia eléctrica en C.C. a 20 °C (Ω /km) Conductor de Fase	≤ 0,86	≤ 0,54	≤ 0,54	≤ 0,27	≤ 0,27
Resistencia eléctrica en C.C. a 60°C (Ω /km) Conductor de Fase	≤ 0,99	≤ 0,63	≤ 0,63	≤ 0,31	≤ 0,31
Intensidad máxima admisible (A) (2)	150	205	180	300	275

Nota:(1) Cuando se cita la carga de rotura por conductor se refiere a la del neutro de AAAC.

(2) Valores calculados en las siguientes condiciones: T. Ambiente: 25°C, T. Conductor: 75 °C, velocidad del viento: 0,6 m/s y sin radiación solar.

Tabla 17. Intensidad de C.C. admisible (kA) para
Conductores de Línea

Duración del cortocircuito (S)	CONDUCTOR		
	AAC #2 AWG	AAC 1/0 AWG	AAC 4/0 AWG
0,1	9,88	15,73	31,53
0,15	8,07	12,85	25,74
0,2	6,99	11,13	22,29
0,5	4,42	7,04	14,10
1	3,12	4,98	9,97
1,5	2,55	4,06	8,14
2	2,21	3,52	7,05

Los extremos de los conductores se protegerán mediante capuchones que impidan el ingreso de humedad o sustancias corrosivas que puedan deteriorarlos.

1.1.2 Conductores de acometida

La acometida es la parte de la instalación comprendida entre la red de distribución general y la instalación receptora. Se entiende por unidad receptora el gabinete donde está instalado el contador de energía y el sistema de protección. Por lo tanto, forman parte de ella, los siguientes elementos

- Elementos de conexión y anclaje a la red de distribución.
- Línea de acometida.
- Los terminales de los conductores de entrada a la instalación receptora.

El tratamiento técnico de las acometidas, sus características, su instalación y protección se presenta en la ES.03761CO de Especificaciones particulares de instalaciones de Conexión y Enlace.

Tabla 18. Características Generales de Conductores Concéntricos

Conductores concéntricos (Al)							
Conductor	Conc. 2 x #6	Conc. 3 x #6	Conc. 2 x #4	Conc. 3 x #4	Conc. 4 x #4	Conc. 3 x #2	Conc. 4 x #2
Sección de la fase (mm ²)	13,30	13,30	21,20	21,20	21,20	33,60	33,60
Sección del neutro (mm ²)	12,97	13,33	21,30	21,11	21,12	33,70	33,44
Composición fase (n° alam. x Ø en mm)	7 x 1.5544	7 x 1.5544	7 x 1.9608	7 x 1.9608	7 x 1.9608	7 x 2.4739	7 x 2.4739
Aislamiento (1)	Polietileno reticulado y PVC						
Diámetro exterior aproximado (mm) (2)	11.14	11.2 x 18.2	12.7	13.8 x 21.9	22.0	15.6 x 25.3	26.0
Peso del conductor (daN/m)	≤ 0,152	≤ 0,244	≤ 0,246	≤ 0,335	≤ 0,397	≤ 0,471	≤ 0,570
Resistencia eléctrica en C.C. a 20 °C (Ω/km)	≤ 2,16	≤ 2,16	≤ 1,36	≤ 1,36	≤ 1,36	≤ 0,85	≤ 0,85
Resistencia eléctrica en C.C. a 60 °C	≤ 2,52	≤ 2,52	≤ 1,58	≤ 1,58	≤ 1,58	≤ 1,00	≤ 1,00

(□/km)							
--------	--	--	--	--	--	--	--

Conductores concéntricos (Cu)							
Conductor	Conc. 2 x #8	Conc. 3 x #8	Conc. 2 x #6	Conc. 3 x #6	Conc. 4 x #6	Conc. 3 x #4	Conc. 4 x #4
Sección de la fase (mm ²)	8,37	8,37	13,30	13,30	13,30	21,20	21,20
Sección del neutro (mm ²)	8,44	8,33	12,98	13,33	13,33	21,11	21,12
Composición fase (n° alam. x Ø en mm)	7 x 1,23	7 x 1,23	7 x 1,55	7 x 1,55	7 x 1,55	7 x 1,96	7 x 1,96
Aislamiento (1)	Polietileno reticulado y PVC						
Diámetro exterior aproximado (mm) (2)	9,6	10,0 x 16,0	11,6	11,2 x 18,1	19,1	12,7 x 20,8	22,0
Peso del conductor (daN/m)	≤ 0,225	≤ 0,350	≤ 0,325	≤ 0,475	≤ 0,625	≤ 0,700	≤ 0,900
Resistencia eléctrica en C.C. a 20 °C (□/km)	≤ 2,10	≤ 2,10	≤ 1,32	≤ 1,32	≤ 1,32	≤ 0,83	≤ 0,83
Resistencia eléctrica en C.C. a 60 °C (□/km)	≤ 2,43	≤ 2,43	≤ 1,53	≤ 1,53	≤ 1,53	≤ 1,22	≤ 1,22

Nota: (1) En los conductores concéntricos solo se aislarán con polietileno reticulado (XLPE) los conductores de fase. El forro exterior es de PVC.

(2) En el caso de conductores concéntricos que no poseen una sección circular, se indican las dimensiones de los diámetros mayor y menor.

(3) Valor suministrado por el fabricante para una temperatura de 75°C en el conductor y ambiental de 30°C.

Tabla 19. Intensidad de C.C. admisible (kA) para Conductores de Acometida

Duración del cortocircuito (s)	Conductor					
	Al #6 AWG	Al #4 AWG	Al #2 AWG	Cu #8 AWG	Cu #6 AWG	Cu #4 AWG
0,1	3,91	6,23	9,88	3,78	6,01	9,59
0,15	3,19	5,09	8,07	3,09	4,91	7,83
0,2	2,77	4,41	6,99	2,68	4,25	6,78
0,5	1,75	2,79	4,42	1,69	2,69	4,29
1	1,24	1,97	3,12	1,20	1,90	3,03
1,5	1,01	1,61	2,55	0,98	1,55	2,48
2	0,87	1,39	2,21	0,85	1,34	2,14

El cable concéntrico es aplicable para la alimentación de lámparas de alumbrado público con la restricción de vanos máximos de hasta 50 metros. El esquema AP 001 muestra la forma de conexión del alumbrado público existente en proyectos propios la Compañía del tipo red de acometidas y/o con medidores en poste.

2. POSTES Y CIMENTACIONES

2.1. Postes

Los postes serán de hormigón pretensado, fibra de vidrio y metálicos, de resistencia adecuada al esfuerzo que han de soportar. En la Tabla 19 se indican las principales características de los postes de hormigón.

Tabla 20. Características Generales de los Postes de Hormigón

Denominación	Altura (m)	Carga de Rotura daN)	Diámetro cima (cm)	Diámetro base (cm)
PH-9/500 daN	9	500	14	27.5
PH-9/735 daN	9	735	14	27.5
PH-9/1030 daN	9	1030	19	32.5
PH-9/1324 daN	9	1324	21	34.5

La solución prioritaria será auto soportada. Los postes se clasifican según su función en:

- Postes de alineación (AL)
- Postes de ángulo (ANG)
- Postes de fin de línea (FL)
- Postes de estrellamiento (PE)

2.2. Cimentaciones

Las cimentaciones se realizarán enterrando el poste directamente en el suelo o mediante aporte de hormigón. La elección de un tipo de cimentación u otro dependerá del tipo de terreno y de la maquinaria disponible.

Se empleará un hormigón cuya resistencia mecánica sea mínima de 21Mpa (3000 psi), el cemento, agua y agregados deben cumplir con las normas relevantes de acuerdo a lo estipulado en el capítulo C.3 de la norma sismo resistente NSR-10. Se prohíbe el empleo de agregados que contengan sulfuros oxidables. El cemento usado para el concreto será Portland Tipo I. La calidad del agua debe garantizarse con el cumplimiento mínimamente de: un $\text{PH} \geq 5$, Sustancias Disueltas ≥ 15 g/l, sin hidratos de carbono. Se prohíbe la utilización de agua de mar.

A la peana (parte de la cimentación que sobresale por encima del nivel del suelo) se le dará una ligera pendiente, con un mínimo del 10%, como vierteaguas.

Para las cimentaciones con aporte de hormigón cilíndricas y prismáticas se fabricará un solado base en el fondo de la cimentación, de una altura de 0,10 m. Su función es eliminar las presiones diferenciales producidas sobre la base del poste, evitando su hundimiento. Se empleará un hormigón cuya resistencia mecánica sea mínima de 17,5 Mpa (2500 psi)

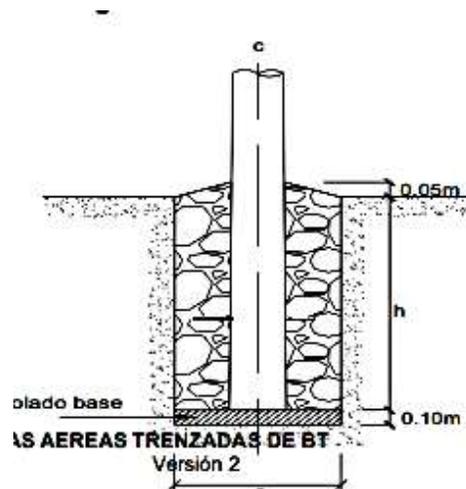


Figura 6. Solado base

En las cimentaciones directamente enterradas no se permite el uso de tierra vegetal como relleno y deberá ser reemplazada por una mezcla de grava y tierra.

3. ESTRUCTURAS

Una estructura es un conjunto de herrajes, accesorios (soportes, flejes, etc.) cuya función es transferir los esfuerzos de los conductores a los postes. Por otro lado, define la ubicación en el espacio de los conductores o lo que llamaremos CONFIGURACIÓN de la estructura.

3.1. Configuraciones de las Redes de B.T.

Las distintas configuraciones posibles para redes trenzadas de B.T. son las siguientes:

a) Configuración con Aislador tipo Carrete: Es la configuración prioritaria. Los conductores se instalarán directamente sobre el poste. El neutro fiador se sujetará al poste mediante el uso de una percha o soporte horquilla de un puesto con un aislador tipo carrete. El soporte horquilla será instalado sobre el poste utilizando fleje de acero inoxidable y hebilla en armados de suspensión

b) Configuración con Grapas y Pinzas: Igualmente, los conductores se instalarán directamente sobre el poste. Para sujetar el conductor al poste se utilizarán pinzas de amarre o grapas de suspensión de acuerdo a la función del apoyo. Se utiliza el neutro fiador para sujetar el haz de conductores. Se utilizarán abrazaderas ó bridas de sujeción antes y después de cada grapa o pinza con el objetivo de asegurar la unión del haz de conductores tríplex o cuádruplex.

c) Configuración Especial: Los conductores de la red de Baja Tensión se instalan en el extremo de la cruceta de MT en configuración bandera. Para soportar el conductor se utilizará un herraje en forma de U que permita aumentar la distancia vertical de separación entre la red MT y BT.

d) Configuración Red Tipo Acometidas (chilena): La red se conforma con las acometidas agrupadas y amarradas a un mensajero en cable de acero galvanizado. La acometida de mayor longitud no sobrepasa los sesenta (60) m y todas son alimentadas por transformadores monofásicos de baja capacidad (Menor a 37.5kVA). La fijación del cable mensajero al poste se hace mediante el mismo sistema de la configuración con aislador carrete. Atendiendo a factores constructivos se permite colocar, sobre el cable mensajero, hasta 12 conductores concéntricos bipolares, 8 conductores tripolares ó 6 conductores tetrapolares, con vanos entre postes no mayores a 40m. Así mismo, las estructuras se codificarán según la siguiente regla nemotécnica:

BT AB

A = Código de la Configuración:

1. Con aislador carrete
2. Con grapas y pinzas
3. Especial

4. Tipo acometidas (chilena)

B = Tipo de Configuración Con Aislador Carrete

Tabla 21. TIPO DE CONFIGURACIÓN

Configuración	C	Descripción
1. Con Aislador Carrete	2	AL y ANG < 60°
	5	ANG 60°-90°
	6	Anclaje o doble fin de línea
2. Con grapas y pinzas	1	FL
	2	AL y ANG < 60°
	5	ANG 60°-90°
3. Especial	6	Anclaje o doble fin de línea
	1	FL
	2	AL
	3	ANG < 10°
4. Tipo Acometidas	6	Anclaje o doble fin de línea
	1	FL
	2	AL y ANG < 60°
	5	ANG 60°-90°
4	6	Anclaje o doble fin de línea

4.MATERIAL DE CONEXIÓN A LA RED

Se deben utilizar los siguientes elementos de conexión para el montaje y uso de la red B.T.:

4.1. Empalmes: Se emplearán dos tipos de material para la realización de los empalmes en las líneas de B.T. en las cuales no se prevea la posibilidad de una futura desconexión.

- Empalmes a plena tracción. Se utilizarán preferentemente para conexiones de empalme, bajo tensión mecánica del neutro fiador.

- Empalme manguito a compresión. Se utilizará para conexiones de empalme que no soporten tensiones mecánicas. Su instalación se efectuará por compresión mediante prensas con matricería hexagonal. Este empalme será pre-aislado.

4.2. Conectores de derivación por perforación: Se utilizarán para la derivación de conductores de línea y acometida, permitiendo, con facilidad, el montaje y desmontaje independiente del conductor de línea y del conductor o conductores derivados. Su diseño será tal que, una vez instalados, no presenten accesible ningún elemento metálico bajo tensión eléctrica y la conexión se realiza mediante la perforación de los aislantes del conductor principal y derivado.

4.3. Cajas de derivación de acometida: Se emplearán cuando sea necesaria la conexión de tres o más conductores derivados de la línea principal. La caja de derivación se conectará mediante cable concéntrico a la red y se derivarán las acometidas desde ella. Las cajas serán de material plástico, y en su interior poseerán los barrajes y mecanismos de conexión especificados. El cable alimentador de la caja será concéntrico de cobre calibre 3 x #4 AWG o 4 x #4 AWG o su equivalente en aluminio. En las cajas de derivación se instalarán las marquillas de identificación de usuarios.

4.4. Materiales varios

- **Bridas de sujeción o correas:** Estarán fabricadas en material sintético de alta resistencia a la intemperie y sin aristas vivas que puedan dañar al aislamiento de los conductores.

- **Soportes de amarre y suspensión:** Estarán diseñados de modo que permitan la instalación de pinzas de amarre y grapas de suspensión. En los postes se utilizarán tornillos pasantes de acero galvanizado con cabeza de ojo o algún material similar.

- **Grapas de suspensión:** Se usarán grapas de suspensión solo con los conductores de neutro fiador de aleación de aluminio (AAAC). La grapa sujetará al haz de conductores por el neutro. Deben permitir las oscilaciones transversales y longitudinales de los conductores. Estarán fabricadas en materiales de alta resistencia a la intemperie y deberán soportar esfuerzos de tracción.

- Pinza de amarre para el neutro fiador: Las pinzas serán de cuerpo metálico, mientras que las cuñas que estén en contacto con el conductor serán de material plástico.

5. ALUMBRADO PÚBLICO

Se debe disponer de un circuito independiente para la alimentación de lámparas de alumbrado público, empleando cable concéntrico y con la restricción de vanos máximos de hasta 50 metros. El esquema AP 001 muestra la forma de conexión tanto para proyectos nuevos como existentes, propios y de particulares.

6. CRUZAMIENTOS

La altura de los apoyos será la necesaria para que los conductores, con su máxima flecha vertical, queden situados a la distancia indicada en los siguientes apartados por encima de cualquier punto del terreno o superficie.

6.1. Cruce con líneas eléctricas aéreas de B.T., M.T. y de Comunicación

La línea de baja tensión deberá cruzar por debajo de la línea de media tensión. Cuando sea posible y práctico, el cruce de conductores se hará aprovechando una misma estructura. Las distancias mínimas indicadas en este apartado se medirán en el punto de mayor acercamiento entre los dos conductores, considerando las posibles posiciones de los mismos y teniendo en cuenta el desplazamiento más desfavorable de la línea. Cuando el cruce sea en diferentes estructuras se procurará que se efectúe en la proximidad de uno de los apoyos de la línea de Media Tensión. Las mínimas distancias verticales que se deben respetar serán las que indica en la Tabla 22.

Las líneas de baja tensión cruzarán por encima de las de telecomunicación. Solo en casos excepcionales se permitirá que pasen por debajo, respetando siempre la distancia mínima vertical de seguridad respecto al suelo.

Ante condiciones excepcionales y previa autorización por parte de AIR-E, se podrá aplicar lo permitido por el Reglamento de Instalaciones Eléctricas en su artículo 13 Distancias de seguridad.

Tabla 22. Distancia Vertical Mínima a Líneas Eléctricas y de Comunicación

Tensión Nominal (kV)	Distancia (m)
500	4,2
230/220	2,4
115/110	1,7
66	1,4
57,5	1,3
44/34,5/33	1,2
13,8/13,2/11,4/7,6	1,2
< 1	0.6
Comunicaciones	1.2

6.2 Cruces con diferentes lugares y situaciones

La altura mínima de los conductores sobre la rasante de la carretera o sobre las cabezas de los raíles, hilos sustentadores o superficies, será como se muestra en la Tabla 23.

En los cruzamientos con ríos y canales, navegables o flotables, la distancia mínima de los conductores a la superficie del agua se medirá, teniendo en cuenta el máximo nivel que ésta pueda alcanzar.

Tabla 23. Cruce con Diferentes lugares y situaciones

Naturaleza de la superficie	Distancia de seguridad mínima (m)
Carreteras, calles y áreas de tránsito	5
Aceras o caminos para peatones	5
Ferrocarriles sin Electrificar	7,5
Ferrocarriles electrificados, tranvías y trolebuses (distancia f entre conductores)	1.2
Aguas navegables adecuadas para embarcaciones con altura superior a 2 m y menor de 7 m	9,6
Aguas navegables no adecuadas para embarcaciones con altura superior a 2 m	4,6

Los conductores no presentarán ningún empalme en el vano de cruce y para el cálculo se tomará la flecha final obtenida según la hipótesis de cálculo más desfavorable, sin tener en cuenta el desplazamiento producido por la acción del viento

7.PASO POR ZONAS

7.1. Paso por zonas con Edificaciones

Los conductores pueden ser colocados adyacentes a las construcciones, siempre y cuando las distancias verticales y horizontales no sean menores que las indicadas por la Tabla 24, bajo las siguientes condiciones: (Para conductores aislados las distancias horizontales no aplican).

Tabla 24. Paso por Diferentes Zonas

Naturaleza de la superficie		Distancia de seguridad mínima (m)
horizontal	Anuncios, chimeneas, antenas, etc. No accesibles a personas y que no requieran mantenimiento (pintura, limpieza, cambio de partes).	N/A para conductores aislados
	Zonas de edificios, muros, proyecciones, ventanas, independientemente de la facilidad de la accesibilidad de las personas	N/A para conductores aislados
Vertical (*)	Anuncios, chimeneas, antenas, zonas de edificios, etc. No accesibles a personas	0.45
	Zonas accesibles a personas y de tránsito de vehículos de menos de 2,45 m de altura	3,5
	Carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular.	5

--	--	--

Nota: (*) Las distancias verticales se respetarán tanto por encima como por debajo de la superficie de referencia en las condiciones indicadas en este apartado.

8.CALCULO ELÉCTRICO

8.1. CARGAS DE DISEÑO

Para la realización de los cálculos para el diseño de las redes de baja tensión se tendrá en consideración lo siguiente:

- a) Cuando se trate de proyectos de remodelación de redes de propiedad de AIR-E, se emplearán los niveles de energía y potencia de diseño, definidos en la Tabla 25 y los factores de simultaneidad de la Tabla 26.

Tabla 25. Cargas de diseño

Rango	Consumo promedio (kWh/mes)	Potencia inicial (kW)	Tasa Anual de crecimiento (%)	Potencia de Diseño (kW)
Bajo Bajo	De 105 a 144	1.00	2.0	1.35
Bajo	De 145 a 189	1.20	2,0	1.62
Medio	De 190 a 279	1.70	1.0	1.97
Medio Alto	De 280 a 379	2.20	1.0	2.55
Alto	De 380 a 660	3.80	1.0	4.41

Nota: La potencia de diseño requerida para el cálculo de la red de baja tensión, se ha obtenido considerando la tasa de crecimiento anual para un período de 15 años

Tabla 26. Factores de Simultaneidad

No. Clientes	Factor de Simultaneidad	No. Clientes	Factor de Simultaneidad
1	1	16	0,45
2	0,91	17	0,44
3	0,83	18	0,44
4	0,76	19	0,43
5	0,71	20	0,43
6	0,66	21	0,42
7	0,62	22	0,42
8	0,59	23	0,42
9	0,56	24	0,41
10	0,53	25	0,41
11	0,51	26	0,41
12	0,50	27	0,41
13	0,48	28	0,41
14	0,47	29	0,41
15	0,46	30 y más	0,40

Viviendas residenciales con un promedio de consumo mensual mayor a 660 kWh se considerarán cargas especiales. En este caso, el cálculo de la potencia de diseño (proyectada a 15 años) se realizará en base al consumo promedio mes, tasa anual de crecimiento del 0,5% y factor de carga 25%; mediante la fórmula siguiente:

$$KW_D = \frac{kWh_{mes}}{0.25 \cdot 720} \cdot (1 + 0,5\%)^{15} = 0,006 \cdot kWh_{mes}$$

Cuando estas cargas especiales sean del tipo comercial o industrial, la potencia de cálculo debe justificarse convenientemente partiendo de la potencia real instalada y en función de una estimación de las horas de utilización y/o factor de coincidencia.

b) En proyectos de construcción de redes nuevas el cálculo de las cargas de diseño se realizará mediante el método previsto en la NTC 2050.

Para dimensionar las redes aéreas de media tensión, transformadores, redes de baja tensión y acometidas el proyectista considerará, mínimo, dos aires acondicionados de 9000 BTU en el censo de carga de cada vivienda.

Se aplicarán los factores de demanda previstos en la Tabla de la NTC 2050 sólo para casos de cargas residenciales. Para el resto de cargas se considerará un factor de demanda de 100%.

En cualquiera de los casos descritos anteriormente, el conductor a seleccionar para la red de Baja Tensión. Para ello se tendrá en cuenta:

- el rango al que pertenecen los clientes existentes y por lo tanto su potencia unitaria de diseño en la **Tabla 27**, o el cálculo realizado según la NTC 2050 para el caso de los proyectos mencionados en el punto b.
- otras cargas, como alumbrado público
- clientes y/o cargas futuras. Ejemplo, lotes sin vivencia entre los existentes, y/o áreas cercanas de futura expansión y que presumiblemente serán conectadas a la red que se está diseñando, etc.

8.2. CORRIENTE NOMINAL

La corriente nominal de la instalación se calcula mediante la siguiente expresión:

- Red BT monofásica:

$$I = \frac{1000 \cdot P}{U \cdot \cos\phi}$$

Siendo:

P: Potencia monofásica a transportar por la red de BT y/o acometida (kW). Se calcula como suma de las potencias unitarias de diseño de las cargas receptoras, afectadas por el coeficiente de simultaneidad

U: Tensión nominal de la línea (V)

Cosφ: Factor de potencia medio de las cargas receptoras

Se seleccionará aquel conductor (de línea ó acometida) cuya intensidad máxima admisible sea mayor a la corriente nominal.

8.3 PESO UNITARIO APARENTE DEL CONDUCTOR

Los conductores en determinadas condiciones se encuentran sometidos a una fuerza horizontal transversal debida al viento. La cual se expresa por unidad de longitud y está relacionada con el diámetro del conductor y la sobrecarga por viento. Se determina mediante la siguiente expresión:

$$P_V = Q_0 \cdot d \cdot 10^{-3}$$

Siendo el peso unitario aparente del conductor:

$$P = \sqrt{P_C^2 + P_V^2}$$

Donde:

P: Peso unitario aparente del conductor (daN/m)

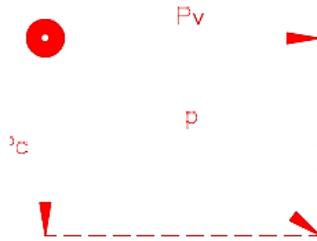
Pc: Peso unitario propio del conductor (daN/m)

Pv: Fuerza unitaria de viento sobre el conductor (daN/m)

Q0: Sobrecarga por viento en el conductor (daN/m²)

d: Diámetro total del conductor (mm)

Figura 7. Peso unitario aparente



Se asume que la dirección del peso unitario aparente (p) define el plano que contiene a la catenaria bajo la acción del viento.

Tabla 27. Fuerza unitaria de viento por conductor

CONDUCTOR	P_o (daN/m)	P_v (daN/m)					
		ZONA A		ZONA B		ZONA C	
		Rural	Urbana	Rural	Urbana	Rural	Urbana
Tríplex N° 2 AWG	0.351	1.442	0.681	0.900	0.383	0.576	0.266
Tríplex 1/0 AWG	0.631	1.854	0.875	1.158	0.492	0.741	0.342
Tríplex 4/0 AWG	1.189	2.404	1.135	1.501	0.636	0.960	0.443
Cuádruplex 1/0 AWG	0.870	2.266	1.070	1.415	0.602	0.905	0.418
Cuádruplex 4/0 AWG	1.570	2.747	1.297	1.715	0.729	1.098	0.507

Tabla 28. Peso unitario aparente por conductor

CONDUCTOR	P_o	P_v (daN/m)
-----------	-------	---------------

	(daN/m)	ZONA A		ZONA B		ZONA C	
		Rural	Urbana	Rural	Urbana	Rural	Urbana
Tríplex N° 2 AWG	0.351	1.484	0.766	0.966	0.519	0.675	0.440
Tríplex 1/0 AWG	0.631	1.958	1.079	1.318	0.800	0.973	0.718
Tríplex 4/0 AWG	1.189	2.682	1.644	1.914	1.349	1.528	1.269
Cuádruplex 1/0 AWG	0.870	2.428	1.379	1.661	1.058	1.256	0.965
Cuádruplex 4/0 AWG	1.570	3.164	2.036	2.325	1.731	1.916	1.650

XIII.PRESUPUESTO

El presupuesto de la obra se realizó utilizando los valores de las unidades establecidas por D.A COMUNICACIONES S.A.S, para realizar el proyecto, incluyendo los costos de mano de obra, los precios de materiales de la siguiente forma:

Tabla 29. COSTOS

CONCEPTO	VALOR
COSTOS DIRECTOS	
PRESUPUESTO MANO DE OBRA	\$ 43.971.023,78
PRESUPUESTO MANO DE OBRA MEDIDA	\$ 8.410.111,00
PRESUPUESTO TOTAL DE MANO DE OBRA	\$ 52.381.134,78
PRESUPUESTO TOTAL MATERIALES	\$ 149.865.279,05
UTILIDAD 7%	\$ 3.666.679,43
IVA SOBRE LA UTILIDAD 19%	\$ 696.669,09
IMPORTE APLICACIÓN 19% IVA	\$ 28.474.403,02
IMPORTE TOTAL EDE (FACTURA)	\$ 235.084.165,37
MATERIAL EMPRESA	
TOTAL PRESUPUESTO	\$ 235.084.165,37
ÍNDICE DE COSTOS	
COSTO PROYECTO POR KILÓMETRO	726 \$ 323.807,39

COSTO PROYECTO POR CLIENTE	84	\$ 2.798.621,02
COSTO PROYECTO POR TRANSFORMADOR	5	\$ 47.016.833,07



SERVICIO DE DISEÑO DE OBRAS PARA DESARROLLO, PROTECCION Y MAGD_LIBERTADOR

VALOR TOTAL MANO DE OBRA - UNIDADES CONSTRUCTIVAS

IT E M	CODIG O UU.CC	DESCRIPCION	VALOR UNITARIO MANO DE OBRA	CANTIDA D	TOTAL MANO DE OBRA
1	720446 5220	ARMADO SIMP CTO BIF FIN DE LINEA DISP HOR 13,2kV CRUC MET. 2,4M	33.483	-	-
2	720448 3450	ARM SIMP CTO BIF FIN DE LINEA DISP BANDERA 13,2 kV CRUC MET 2.4 M	47.330	-	-
3	720448 3430	ARM SIMP CTO BIF ANG 5 A 20-30 DISP BANDERA 13,2 kV CRUC MET 2.4 M	47.330	6	283.979
4	720441 9010	ARMADO SIMP CTO TRIF FIN DE LINEA DISP HOR. 13,2 kV CRUC MET. 2,4M	33.569	4	134.277
5	720445 7420	ARM SIMP CTO TRIF ALIN DISP BANDERA 13,2 kV CRUC MET 2.4 M	31.343	7	219.398
6	720543 3140	AMARRA PREFOR "OMEGA DOBLE" ACSR 1/0 AWG (AAAC 123.3 MCM) AISL. HIB	4.416	39	172.206
7	720741 1210	FUSIBLE EXPULSISN 5 A TIPO D	1.350	-	-
8	720741 1110	FUSIBLE EXPULSISN 3 A TIPO D	1.350	2	2.700
9	720741 2140	FUSIBLE DE EXPULSISN 0,4 A TIPO D	1.350	4	5.400
10	720741 2120	FUSIBLE DE EXPULSISN 2 A TIPO D	1.350	4	5.400

11	720544 6060	ML TENDIDO LINEA TRIF SIMP CTO AAAC 123.3 MCM S/N	4.303	527	2.267.416
12	720543 1220	ML TENDIDO LINEA BIF AAAC 123,3 MCM S/N	3.077	80	245.401
13	720842 2300	CONEXION AMOVIBLE COMPLETA P/ ACSR 1/0 AWG (AAAC 123)	8.363	10	83.635
14	720640 1210	TRAFO MONOF 2 BORNAS AUTOP EN POSTE 13,2 kV/120-240 V - 25 kVA	92.430	1	92.430
15	720640 1510	TRAFO MONOF 2 BORNAS AUTOP EN POSTE 13,2 kV/120-240 V - 75 kVA	92.430	-	-
16	720640 1410	TRAFO MONOF 2 BORNAS AUTOP EN POSTE 13,2 kV/120-240 V - 50 kVA	92.430	1	92.430
17	720640 1310	TRAFO MONOF 2 BORNAS AUTOP EN POSTE 13,2 kV/120-240 V - 37,5 KVA	92.430	1	92.430
18	720640 1010	TRAFO MONOF 2 BORNAS AUTOP EN POSTE 13,2 kV/120-240 V - 10 kVA	92.430	2	184.860
19	720240 9515	POSTE HPC/HPV 9M 1324 DAN (CR)	71.573	-	-
20	720249 5330	M3 HORMIGON BRIGADA TIPO C	201.975	17	3.389.006
21	720240 9700	POSTE POLIESTER REFORZADO 9M 500daN	21.587	-	-
22	720240 9600	POSTE CONCRETO 12M 1030daN	72.691	1	72.691
23	720240 9590	POSTE CONCRETO 12M 735daN	72.691	22	1.599.195
24	720240 9580	POSTE CONCRETO 14M 1324daN	79.867	-	-
25	720240 9570	POSTE CONCRETO 12M 1324daN	75.769	-	-
26	720240 9510	POSTE CONCRETO 9M 735daN	65.719	2	131.437
27	720240 9500	POSTE CONCRETO 9M 1030daN	68.802	-	-
28	720240 9490	POSTE CONCRETO 9M 500daN	72.691	3	218.072
29	721140 2100	PUENTE DOBLE P/CONEX BT A 2 TRAFOS MONOF 2 BORNAS 37,5 y/s 50 kVA	40.824	2	81.649
30	721140 1010	PUENTE SIMP CONEXION BT TRAFO MONOF 2 BORNAS TIPO POSTE 5,10,15 Y 25	31.555	3	94.665
31	721040 1510	AISLADOR HIBRIDO TIPO POSTE 13.2 KV	6.309	99	624.564
32	721041 2000	CADENA AMARRE COMP 13,2 KV ACSR(AL)1/0 (123)	5.835	12	70.025
33	720945 0100	ML. CABLE ACERO GALVANIZADO 3/8"	1.137	567	645.333
34	721740 1301	CONEXION ACOMET 3 HILOS A CAJA DERIV	7.643	71	542.635
35	721740 1201	CONEXION ACOMET 2 HILOS A CAJA DERIV	6.731	13	87.505
36	721540 1300	METRO LINEA TENSADA TRMPLEX 1/0	2.211	309	683.397
37	724040 2910	SUPL VEH MT APERTURA O CIERRE DE EQUIP DE MANIOBRA MONOF O TRIF	9.018	4	36.073
38	723443 1100	ML DESM. LINEA BT (RA) 1 HILO Cu 2	791	3.259	2.577.133
39	723442 9200	DESM. PERCHA DE (3) PUESTOS	12.970	39	505.826
40	723442 2000	DESM. CADENA DE AMARRE PORC DOS DISCOS 13,2 KV	4.663	-	-
41	723442 1300	DESM. AISL DE CARRETE	1.067	117	124.893
42	723442 1100	DESM. AISL PORC TIPO POSTE 13,2 KV	7.643	30	229.282
43	723440 2200	DESM. POSTE DE HORMIGSN 500 daN 9-10 m	62.908	37	2.327.607
44	723440 9500	DESM. TRAFO MONOF TIPO POSTE 13.2 KV 75 KVA	61.268	-	-
45	723440 9400	DESM. TRAFO MONOF TIPO POSTE 13.2 KV 50 KVA	61.268	1	61.268
46	723340 8300	ML TRANSPORTE CABLE AISLADOS BT	177	4.610	816.031

47	723340 8100	ML TRANSPORTE COND DESNUDO AIREO Y DE RETENIDA	59	4.231	248.634
48	723340 6000	TRANSPORTE DE TRAFOS MONOF TIPO POSTE DE 5 a 75 kVA	32.249	4	128.996
49	723340 1100	TRANSP POSTES 12m (600-1600 daN), 12m(500 a 1324daN) SEDE/CONTR A OBRA	48.846	25	1.221.146
50	723340 1000	TRANSP POSTES 6 A 10.5 M REUT	37.592	38	1.428.501
51	721540 0050	FIJACION DE ACOMETIDAS EN CABLE MENSAJERO	756	1.876	1.418.026
52	721540 1400	METRO LINEA TENSADA TRMPLEX 4/0	2.211	30	66.293
53	721540 1310	SELLAMIENTO CON TAPON PARA LINEA TRIPLEX 1/0 - 4/0 AWG	2.366	24	56.796
54	721442 4460	ARM BT (RT) FIN DE LINEA MONTADO EN EXTREMO DE CRUCETA MET	63.424	8	507.393
55	721442 4450	ARM BT (RT) ANCLAJE MONTADO EN EXTREMO DE CRUCETA MET	63.424	16	1.014.786
56	721441 0200	ARMADO EN ANCLAJE PARA MENSAJERO	10.222	18	183.991
57	721140 5001	ABRAZADERA DE 200MM UNA SALIDA P/TRANSFORMA	2.557	6	15.344
58	721140 4310	PUENTE DOBLE P/ CONEXION BT A TRAFO MONOF 2 BORNAS 75 KVA A RT EN CRUC	51.519	-	-
59	720543 3050	AMARRA PREFOR "Z" ACSR 1/0 AWG (AAAC 123.3 MCM) AISL. HIB	2.141	21	44.954
60	720445 7450	ARM SIMP CTO TRIF FIN DE LINEA DISP BANDERA 13,2 kV CRUC MET 2,4 M	46.609	-	-
61	720445 7430	ARM SIMP CTO TRIF ANG 5 A 20-30 DISP BANDERA 13,2 kV CRUC MET 2,4 M	46.609	9	419.481
62	730740 2060	MONTAJE SECC. FUSIBLE FIJAC. EN CRUC MET 24,9KV 200A (MEDIA CONTAMIN).	11.607	10	116.066
63	730745 7000	MONTAJE CRUCETA METALICA AUX DE PROTECCIONES	19.948	5	99.742
64	730745 4000	MONTAJE DESCARGADOR DE SOBRET AUTOVALV 13.2 KV FIJACION EN TANQUE	9.275	10	92.751
65	731540 2000	ML CABLE CONCINTRICO EN ALUMINIO 2X6 +8 PARA ACOMETIDA	1.823	3.491	6.365.176
66	731540 1800	ML CABLE CONCINTRICO EN ALUMINIO 2X6 PARA ACOMETIDA	1.823	618	1.126.628
67	730941 2130	MONTAJE RETENIDA P/ESTRUC. BANDERA F.L. C/E C/POSTE AUX (3/8")	112.579	21	2.364.164
68	733144 5100	PUESTA A TIERRA MT COPPER CLAD STEEL 7 #10AWG POSTE 11/12 M	18.564	10	185.636
69	733144 1300	PUESTA A TIERRA C/ ANILLO CERRADO EN POSTE HORMIGSN HASTA 14 M	82.733	5	413.666
70	733145 0000	CONEX A LINEA DE TIERRA NEUTRO DE TRAFO TIPO POSTE	7.417	5	37.085
71	733144 7120	CONEX A PAT DOS SECCIONADOR FUSIBLE O CUCHILLAS EN CRUC MAD	10.695	5	53.475
72	733144 6120	CONEX A PAT DOS DESCARGADORES DE SOBRET CRUC MET/MAD/TANQ	11.607	5	58.033
73	732149 1020	M2 REPOSICION DE PAVIMENTO	28.081	31	870.512
74	732149 1000	M2 ROTURA DE PAVIMENTO	132.650	31	4.112.159
75	731441 0000	ARMADO FIN DE LINEA PARA MENSAJERO	7.890	7	55.231
76	730240 8000	POSTE HPC 1600 daN 12 M	82.741	1	82.741
77	730240 8100	POSTE HPC 2500 daN 12 M	219.541	5	1.097.706
78	730240 3500	POSTE HPC 1600 daN 9 M	77.413	3	232.240
79	793840 1000	REUB LUMINARIA AP	10.095	26	262.473
80	730746 3720	PUENTE DE LINEA AAAC 123,3 MCM EN MEDIO DE VANO	4.663	5	23.315
81	790645 6120	REUB TRAFO MONOF 13,2 KV EN POSTE NN	151.459	-	-
82	700645 6120	SUPL TET REUBICACION TRAFO MONOFASICO 13,2 Kv	36.203	-	-

83	720240 9515	POSTE HPC/HPV 9M 1324 DAN (CR)	71.573	1	71.573
VALOR TOTAL MANO DE OBRA REDES					43.203.387
83	SC000 00001	INSPECCION PREVIA PARA LA INSTALACION DE MACROMEDIDA	25.841	5	129.205
84	SC000 00002	INSTALACION COMPLETA DE MACROMEDIDA (INCLUYE TC, MEDIDOR, CONEXIÓN Y PRUEBAS)	257.318	5	1.286.590
85	SC000 00003	CONEXIÓN DE MEDIDOR DIRECTA DE CAJA CONCENTRADORA A FACHADA (INCLUYE DESMONTE Y RETIRO DE MEDIDOR ACTUAL)	51.464	84	4.322.976
86	SC000 00004	INSTALACION DE CAJA CONCENTRADORA EN CONFIGURACION BANDERA	77.195	28	2.161.460
87	SC000 00005	LEVANTAMIENTO VINCULO CLIENTE TRANSFORMADOR (AMARRE) X CLIENTE	6.070	84	509.880
VALOR TOTAL MANO DE OBRA MEDIDA					8.410.111
	731540 2000	ML CABLE CONCINTRICO EN ALUMINIO 2X6 +8 PARA ACOMETIDA	1.823	115	209.669
88	721830 5000	CONEXIÓN LAMPARA ALUMBRADO PUBLICO	4.353	15	65.291
89	721830 5010	CONEXIÓN DERIVACION EN T RED ALUMBRADO PUBLICO	4.353	15	65.291
90	731432 4121	SOPORTE TRES OJOS DE ALUMINIO PARA FIJACION DE ACOMETIDAS	3.716	115	427.386
		VALOR TOTAL MANO DE OBRA			767.637



**SERVICIO DE DISEÑO DE OBRAS PARA DESARROLLO, PROTECCION Y LIBERTADOR
VALOR TOTAL MANO DE OBRA - UNIDADES CONSTRUCTIVAS POR APOYO**

ITEM	CODIGO UU.CC	DESCRIPCION	CANTIDAD TOTAL
14	7206401210	TRAFO MONOF 2 BORNAS AUTOP EN POSTE 13,2 kV/120-240 V - 25 kVA	1
15	7206401510	TRAFO MONOF 2 BORNAS AUTOP EN POSTE 13,2 kV/120-240 V - 75 kVA	-
16	7206401410	TRAFO MONOF 2 BORNAS AUTOP EN POSTE 13,2 kV/120-240 V - 50 kVA	1
17	7206401310	TRAFO MONOF 2 BORNAS AUTOP EN POSTE 13,2 kV/120-240 V - 37,5 kVA	1
18	7206401010	TRAFO MONOF 2 BORNAS AUTOP EN POSTE 13,2 kV/120-240 V - 10 kVA	2
19	7202409515	POSTE HPC/HPV 9M 1324 DAN (CR)	-
21	7202409700	POSTE POLIESTER REFORZADO 9M 500daN	-
22	7202409600	POSTE CONCRETO 12M 1030daN	1
23	7202409590	POSTE CONCRETO 12M 735daN	22
24	7202409580	POSTE CONCRETO 14M 1324daN	-
25	7202409570	POSTE CONCRETO 12M 1324daN	-

26	7202409510	POSTE CONCRETO 9M 735daN	2
27	7202409500	POSTE CONCRETO 9M 1030daN	-
28	7202409490	POSTE CONCRETO 9M 500daN	3
30	7211401010	PUENTE SIMP CONEXION BT TRAF0 MONOF 2 BORNAS TIPO POSTE 5,10,15 Y 25	3
31	7210401510	AISLADOR HIBRIDO TIPO POSTE 13.2 KV	99
42	7234421100	DESM. AISL PORC TIPO POSTE 13,2 KV	30
43	7234402200	DESM. POSTE DE HORMIGSN 500 daN 9-10 m	37
44	7234409500	DESM. TRAF0 MONOF TIPO POSTE 13.2 KV 75 KVA	-
45	7234409400	DESM. TRAF0 MONOF TIPO POSTE 13.2 KV 50 KVA	1
48	7233406000	TRANSPORTE DE TRAFOS MONOF TIPO POSTE DE 5 a 75 kVA	4
49	7233401100	TRANSP POSTES 12m (600-1600 daN), 12m(500 a 1324daN) SEDE/CONTR A OBRA	25
50	7233401000	TRANSP POSTES 6 A 10.5 M REUT	38
67	7309412130	MONTAJE RETENIDA P/ESTRUC. BANDERA F.L. C/E C/POSTE AUX (3/8")	21
68	7331445100	PUESTA A TIERRA MT COPPER CLAD STEEL 7 #10AWG POSTE 11/12 M	10
69	7331441300	PUESTA A TIERRA C/ ANILLO CERRADO EN POSTE HORMIGSN HASTA 14 M	5
70	7331450000	CONEX A LINEA DE TIERRA NEUTRO DE TRAF0 TIPO POSTE	5
76	7302408000	POSTE HPC 1600 daN 12 M	1
77	7302408100	POSTE HPC 2500 daN 12 M	5
78	7302403500	POSTE HPC 1600 daN 9 M	3
79	7938401000	REUB LUMINARIA AP	26
80	7307463720	PUENTE DE LINEA AAAC 123,3 MCM EN MEDIO DE VANO	5
81	7906456120	REUB TRAF0 MONOF 13,2 KV EN POSTE NN	-
82	7006456120	SUPL TET REUBICACION TRAF0 MONOFASICO 13,2 Kv	-
83	7202409515	POSTE HPC/HPV 9M 1324 DAN (CR)	1
			-
		MEDIDA	-
83	SC00000001	INSPECCION PREVIA PARA LA INSTALACION DE MACROMEDIDA	5
84	SC00000002	INSTALACION COMPLETA DE MACROMEDIDA (INCLUYE TC, MEDIDOR, CONEXIÓN Y PRUEBAS	5
85	SC00000003	CONEXIÓN DE MEDIDOR DIRECTA DE CAJA CONCENTRADORA A FACHADA (INCLUYE DESMONTE Y RETIRO DE MEDIDOR ACTUAL)	84
86	SC00000004	INSTALACION DE CAJA CONCENTRADORA EN CONFIGURACION BANDERA	28
87	SC00000005	LEVANTAMIENTO VINCULO CLIENTE TRANSFORMADOR (AMARRE) X CLIENTE	84
		ALUMBRADO PUBLICO	-
83	7315402000	ML CABLE CONCINTRICO EN ALUMINIO 2X6 +8 PARA ACOMETIDA	115
84	7218305000	CONEXIÓN LAMPARA ALUMBRADO PUBLICO	15
85	7218305010	CONEXIÓN DERIVACION EN T RED ALUMBRADO PUBLICO	15
86	7314324121	SOPORTE TRES OJOS DE ALUMINIO PARA FIJACION DE ACOMETIDAS	115

**SERVICIO DE DISEÑO DE OBRAS PARA DESARROLLO, PROTECCION Y LIBERTADOR
CANTIDADES TOTALES DE MATERIAL**

ITEM	CÓDIGO	DESCRIPCION	UNIDAD DE MEDIDA	APORTACION MATERIAL	PRECIO MINIMO	CANTIDAD MATERIALES	VALOR MATERIALES		
							ECC	CONTRAT.	TOTAL
1	Z526792	M3 HORMIGÓN DE 210 KG / CM2		C	532.034	16,4373036	-	8.745.201	8.745.201
2	Z440944	ARANDELA PLANA REDONDA 5/8"		C	359	1057	-	379.410	379.410
3	Z529989	TRAF0 MONOF. 2 BORNAS TIPO POSTE 13,2KV 25KVA		E	3.126.006	1	3.126.006	-	3.126.006
4	Z464431	BRAZO ANGULAR DE 7 PIES X 2 X 3/16"		E	53.694	37	1.986.660	-	1.986.660
5	Z441264	ARANDELA CURVA CUADRADA 2-1/4X2-1/4X3/16"		C	1.277	169	-	215.876	215.876
6	Z118061	TORNILLO AC.GALVANIZ.C/T.5/8"X2"		C	2.082	37	-	77.029	77.029
7	Z437651	TORNILLO AC.GALVANIZ.C/T 5/8"X12"		C	4.656	40	-	186.238	186.238
8	Z931053	CRUCETA METALICA 2400 MM BANDERA		E	63.375	37	2.344.871	-	2.344.871
9	Z465239	POSTE DE HPC/HPV DE 12M x 1030 daN (CR)		E	879.704	1	879.704	-	879.704
10	Z300881	GRAVA		C	98.571	3,27	-	322.329	322.329
11	Z475174	POSTE DE HPC/HPV DE 12M x 735 daN (CR)		E	846.799	22	18.629.579	-	18.629.579
12	Z434470	CONDUCTOR COBRE DESNUDO 7 HILOS NO 2 AWG		E	9.715	137,5	1.335.840	-	1.335.840
13	Z531537	CONECTOR COMPRESIÓN PICA P.T.		E	12.021	20	240.415	-	240.415
14	Z525655	PICA DE PUESTA A TIERRA 5/8"X8		E	29.529	30	885.883	-	885.883
15	Z699901	CONECTOR COMPRESION #2-#2 CU		E	4.680	20	93.608	-	93.608
16	Z440860	GRAPA CONEXION CABLE TIERRA SIN TORNILLO 5/8"		C	3.013	15	-	45.197	45.197
17	Z440945	ARANDELA DE PRESION 5/8"		C	480	15	-	7.203	7.203
18	Z437659	TUERCA EXAGONAL ACERO GALVANIZADO 5/8"		C	336	15	-	5.033	5.033
19	Z465349	GRAPA PRENSORA 3 TORNILLOS 5/8" ACER GAL		E	8.567	42	359.804	-	359.804
20	Z458467	GUARDACABOS PARA RETENCION CABLE ACERO 3/8"		C	1.864	154	-	287.105	287.105
21	Z551556	SOPORTE P/SECC. FUSIBLE EN CRUCETA ANGULAR		E	8.662	10	86.618	-	86.618
22	Z529928	TUBO PORTAFUSIBLE EXPULSION 27 KV_100A		E	61.024	10	610.236	-	610.236
23	Z529859	BASE CORTACIRCUITOS FUSIBLE 27 KV 200 A		E	93.416	10	934.160	-	934.160
24	Z434435	CABLE ACERO GALVANIZADO P/RETENIDA 3/8"		E	2.937	736,7445937	2.164.164	-	2.164.164
25	Z530875	GRILLETE NORMAL RECTO 7/8"		E	24.768	28	693.491	-	693.491

26	Z458466	AMARRA PREF."TERMINAL"CABLE AC-3/8"	E	11.788	224	2.640.400	-	2.640.400
27	Z437661	TUERCA DE OJO ACERO GALVANIZADO 5/8"	C	9.863	14	-	138.084	138.084
28	Z437658	TORNILLO AC.GALVANIZ.CON OJO.C.T.5/8"X12"	C	8.903	42	-	373.907	373.907
29	Z707561	AISLADOR PORCEL. TIPO TENSOR 3/8" ANSI 54-2	E	3.537	56	198.048	-	198.048
30	Z458662	PLETINA SUJECION PARA RETENIDAS	E	36.702	14	513.832	-	513.832
31	Z117069	TUBO ABIERTO SE?ALIZACI?N Y PROTECCION 2"X8?	C	34.698	14	-	485.765	485.765
32	Z475964	SOPORTE PARARRAYO SOBRE TRANSFORMADOR 13.2 KV	C	6.711	10	-	67.108	67.108
33	Z691359	PARARRAYOS AUTOVALVULA 13,2 KV-10 KA-SN	E	120.634	10	1.206.341	-	1.206.341
34	Z458524	COND. TRENZADO TRIPLEX 600V 1/0 AAC-1/0 AAAC	E	9.636	309,141 5402	2.978.877	-	2.978.877
35	Z809022	TERMINAL COMP. BIM. PLET. 4/0 2HUE BLARG	E	11.417		-	-	-
36	Z458595	ARANDELA PLANA REDONDA AC.INOX. 1/2"	C	401	48	-	19.248	19.248
37	Z458594	ARANDELA DE PRESION AC.INOX. 1/2"	C	337	30	-	10.108	10.108
38	Z458593	TORNILLO AC.INOXIDABLE/EXAG.C.T.1/2"X2"	C	1.609	24	-	38.612	38.612
39	Z525640	BRIDA DE SUJECCION HASTA 100 MM	E	821	1796,23 3781	1.474.268	-	1.474.268
40	Z458525	COND. TRENZADO TRIPLEX 4/0AAC-4/0AAAC	E	14.896	29,9882 5483	446.704	-	446.704
41	Z704164	HEBILLA FLEJE DE SUJECCION	C	1.091	20	-	21.828	21.828
42	Z551557	FLEJE DE SUJECCION 20X0,7 MM	C	3.796	20	-	75.913	75.913
43	Z930954	AISLADOR HIBRIDO TIPO POSTE 15 KV	E	162.351	99	16.072.774	-	16.072.774
44	Z454857	CONECTOR AMOVIBLE (P-2-2/0 - D-6-2/0)	E	34.758	10	347.575	-	347.575
45	Z474074	FUSIBLE DE EXPULSION 5 A TIPO D	E	3.535		-	-	-
46	Z474072	FUSIBLE DE EXPULSION 3 A TIPO D	E	3.535	2	7.070	-	7.070
47	Z810572	TRAFO MONOF. AUTOP 2 BORNAS TIPO POSTE 13,2KV 37,5KVA	E	3.167.478	1	3.167.478	-	3.167.478
48	Z808072	AMARRA OME DOB 1/0 (AAAC123.3) AIS HIB	E	13.481	39	525.740	-	525.740
49	Z808064	AMARRA "Z" 1/0 (AAAC123.3) P/AIS HIBR	E	28.108	21	590.274	-	590.274
50	Z441249	AISLADOR COMPOSITE TIPO SUSPENSION 13,2 KV_70KN	E	26.159	12	313.909	-	313.909
51	Z450949	GRAPA AMARRE ALUMINIO PARA COND. AWG 1/0(RAVEN	E	19.903	12	238.837	-	238.837
52	Z551418	GRILLETE LARGO RECTO 5/8" 11 300 KG	E	8.615	12	103.376	-	103.376
53	Z551282	PERNO ROSCA CORRIDA AC.GALVANIZADO 5/8"X12"	C	6.308	47	-	296.483	296.483
54	Z931077	FUSIBLE DE EXPULSI?N 2 A TIPO D	E	3.535	4	14.140	-	14.140
55	Z551267	CRUCETA ANGULAR METALICA 2400 MM	E	150.328	13	1.954.264	-	1.954.264
56	Z465070	ANCLAJE ACOMETIDA BT C/GANCHO ACERO	E	3.428	84	287.960	-	287.960
57	Z437603	CONECTOR CU?A A PRESI?N CON ESTRIBO AGW 1/0	E	2.315	10	23.150	-	23.150
58	Z814542	Cable Desnudo Copper clad 7 #10AWG-5/16"	E	18.121	150	2.718.184	-	2.718.184

59	Z916209	CABLE CONCENTRICO AL 2X6+8 60A 600V	E	5.861	3665,75 4757	21.484.475	-	21.484.475
60	Z916208	CABLE CONCENTRICO AL 2X6 60A 600 V	E	2.579	648,834 1321	1.673.188	-	1.673.188
61	Z810891	ABRAZADERA DE 200MM UNA SALIDA P/TRANSFORMA.	E	17.445	6	104.673	-	104.673
62	Z930054	CABLE AAAC 123.3 MCM	E	2.857	1982,04 0226	5.662.078	-	5.662.078
63	Z458479	VARILLA ANCLAJE DE OJO C.T. 3/4"X8	E	29.028	14	406.390	-	406.390
64	Z807947	POSTE DE HPC/HPV DE 12M x 1324 daN (CR)	E	1.082. 983		-	-	-
65	Z807941	POSTE DE HPC/HPV DE 9M x 735 daN (CR)	E	414.87 4	2,0	829.748	-	829.748
66	Z807940	POSTE DE HPC/HPV DE 9M x 1030 daN (CR)	E	860.99 8		-	-	-
67	Z809021	TERMINAL COMP. BIM. PLET. 1/0 2HUE BLARG	E	41.862	21	879.108	-	879.108
68	Z464231	ABRAZADERA DOBLE DE 140 MM (5 A 6")	C	15.734	50	-	786.710	786.710
69	Z530559	TERMINAL COMPRESISN PLETINA COND. CU #2	E	5.740	30	172.212	-	172.212
70	Z475845	M3 CONCRETO PAVIMENTO MR 600 PSI	C	640.41 3	6	-	3.842.478	3.842.478
71	Z480312	POSTE DE HPC/HPV DE 12MX 2500 daN (CR)	E	2.227. 724	5	11.138.620	-	11.138.620
72	Z436959	POSTE HORMIGON PRET.CENT. O VIB.12 MX 1600daN (CR)	E	1.126. 265	1	1.126.265	-	1.126.265
73	Z683322	POSTE HORMIGON PRET. CENT. O VIB9 MX.1600daN (CR)	E	714.77 0	3	2.144.310	-	2.144.310
74	Z810801	TRAFO 1F AUTOPROTEG 13.2KV 75KVA 2 BORNA	E	6.786. 324		-	-	-
75	Z933805	TRAFO 1F COMP PROTEGIDO 13200/240V 50 KVA -	E	7.626. 577	1	7.626.577	-	7.626.577
76	Z815532	POSTE DE HPC/HPV DE 9M X 1324 DAN (CR)	E	738.30 0		-	-	-
77	Z437806	SOPORTE HORQUILLA PARA AISLADOR TIPO CARRETE	E	7.740	40	309.580	-	309.580
78	Z450114	PERNO ROSCA CORRIDA AC.GALVANIZADO 5/8"X20"-----	C	7.827	72	-	563.579	563.579
79	Z437805	AISLADOR PORCELANA CARRETE (ANSI 53-2)	E	1.313	40	52.532	-	52.532
80	Z808488	ALAMBRE DE ALUMINIO AISLADO N: 8 AWG 600V	C	1.654	160	-	264.567	264.567
81	Z479092	SOPORTE EN U PARA RED BT TRENZADA EN CRUCETA	E	27.342	48	1.312.406	-	1.312.406
82	Z437647	TORNILLO AC.GALVANIZ.C.T.5/8"X6"	C	3.166	32	-	101.310	101.310
83	Z465138	TAPON SELLADOR P/CABLE 1/0 XLPE-90 600V	C	2.790	72	-	200.857	200.857
84	Z931817	POSTE POLIESTER REFORZADO FIBRA VIDR 9X500daN (CR)	E	965.60 6		-	-	-
85	Z807948	POSTE DE HPC/HPV DE 14M x 1324 daN (CR)	E	1.137. 350		-	-	-
86	Z459733	POSTE DE HPC/HPV DE 9M x 500 daN (CR)	E	443.15 0	3	1.329.451	-	1.329.451
87	Z529988	TRAFO MONOF. 2 BORNAS TIPO POSTE 13,2KV 10KVA	E	2.476. 485	2	4.952.970	-	4.952.970
88	Z931078	FUSIBLE DE EXPULSI?N 0.4(SR)TIPO D	E	7.395	4	29.578	-	29.578

89	Z465239	POSTE HPC/HPV 9M 1324 DAN (CR)	E	879.704	1	879.704	-	879.704
						132.308.101	17.557.178	149.865.279

NOTA: En el presupuesto no está incluido el elemento extensor vertical utilizado en las estructuras con configuración especial para cumplir las distancias mínimas de seguridad exigidas por el RETIE. Este elemento se debe adicionar al momento de la construcción

XIV.RESULTADOS

Se cumplieron los objetivos del trabajo

El levantamiento del plano eléctrico del barrio libertadores se pudo tener en cuenta para proseguir con el trabajo, dando como resultado la necesidad de un diseño para cumplir con las necesidades optimas del servicio a los usuarios de esta comunidad.

Teniendo en cuenta las exigencias por parte del prestador de servicios energéticos de la ciudad AIR-E se elaboró un diseño el cual supliera la necesidad de renovar las redes eléctricas con la finalidad de prestar un mejor servicio a los usuarios en cuestión y evitar presentar manipulación de la red por parte de terceros.

Conforme al diseño planteado se elaboró un presupuesto el cual deberá ser entregado al ejecutante del diseño al momento de registrar avances en la obra, escalando progresivamente hasta alcanzar el 100% de la obra.

XV.CONCLUSIONES

- Las redes de distribución existentes generan pérdidas no solo para los usuarios sino también para el operador de red, ya que una avería en un sistema no solo puede generar daños materiales sino un sobrecosto en el área de mantenimiento de los mismos.
- Las redes de distribución existentes generan pérdidas no solo para los usuarios sino también para el operador de red, ya que una avería en un sistema no solo puede generar daños materiales sino un sobrecosto en el área de mantenimiento de los mismos.
- Para evitar sobrecargas en los sistemas es importante tener en cuenta la regulación de cargas en los sistemas de control de medida integrados en el diseño del proyecto.
- Al momento de realizar el diseño de distribución se logro evidenciar la formación instruida por parte de la universidad de pamplona, cumpliendo con los objetivos de este proyecto.

XVI.RECOMENDACIONES

El presente diseño se realizó con el objetivo principal fue prestar un servicio eficiente de la energía a los ciudadanos Samarios una red de energía libre de actos fraudulentos la cual garantice calidad de vida a los habitantes de nuestra ciudad.

Por lo que se recomienda que este diseño esté acompañado de un mantenimiento eficiente, oportuno y adecuado en cada uno de los equipos y las redes eléctrica de media y baja tensión en el barrio libertadores de (Santa Marta)

Por lo cual se debe de tratar de realizar las siguientes actividades:

1. Monitorear el sistema verificando y previniendo alguna falla o error cerciorándose el óptimo funcionamiento de la red.
2. Realizar una revisión periódica de las redes de distribución eléctrica como de los equipos correspondientes en el barrio libertadores
3. Realizar una revisión periódica de los postes destinados a las redes de distribución eléctrica evitando el detrimento y alguna falla por alteraciones en los terrenos del barrio libertadores.

XVIII.BIBLIOGRAFÍA

- [1] «electricistasdelafuentemadrid,» 8 septiembre 2019. [En línea]. Available: <https://www.electricistasdelafuentemadrid.com/blog/que-es-acometida-electrica/>.
- [2] Y. E. N. L. & K. D. P. LINERO, «repositorio,» [En línea]. Available: <https://repositorio.cuc.edu.co/bitstream/handle/11323/632/1140826625%20-%2072298776.pdf?sequence=1&isAllowed=y#:~:text=ANCLAJE%3A%20poste%20cuya%20funci%C3%B3n%20es,la%20rotura%20de%20un%20conductor..>
- [3] «automatismoindustrial,» [En línea]. Available: <https://automatismoindustrial.com/curso-carnet-instalador-baja-tension/e-redes-aereas/generalidades-en-redes-aereas/redes-radiales-y-en-anillo/>.
- [4] Y.-. K. LINEO, de *ESTUDIO DE REDES DE DISTRIBUCION ELECTRICA*, BARRANQUILLA, UNIVESIDAD DE LA COSTA CUC, 2012.
- [5] A. Bellot, «alcanzia,» 15 abril 2019. [En línea]. Available: <https://alcanzia.es/blog/que-es-la-tension-electrica/>.
- [6] «minenergia,» 7 ABRIL 2004. [En línea]. Available: <https://www.minenergia.gov.co/documents/10180/23517/22074-2284.pdf>. [Último acceso: 29 OCTUBRE 2021].
- [7] «enerca,» JUNIO 2017. [En línea]. Available: <https://www.enerca.com.co/media/e04of14w/ma-mde-pse-01-norma-de-construcci%C3%B3n-de-redes-de-media-y-baja-tensi%C3%B3n.pdf>. [Último acceso: 29 OCTUBRE 2021].
- [8] «celsia,» 2021. [En línea]. Available: https://www.celsia.com/wp-content/uploads/2021/03/memoria_linea_aerea_mt-16-marzo.pdf.
- [9] «UCO,» [En línea]. Available: <http://www.uco.es/electrotecnia-etsiam/Glosario/dicc-REBT.htm>.
- [10] «wikipedia,» [En línea]. Available: <https://es.wikipedia.org/wiki/Cimentaci%C3%B3n>.
- [11] «elecer,» [En línea]. Available: <http://elecer.com.ar/portfolio/cable-acero-cobre/>.
- [12] GreenFacts, «europa,» [En línea]. Available: [https://ec.europa.eu/health/scientific_committees/opinions_layman/es/campos-electromagneticos/glosario/abc/corriente-alterna.htm#:~:text=La%20corriente%20alterna%20\(CA\)%20es,la%20pared%20es%20corriente%20alterna..](https://ec.europa.eu/health/scientific_committees/opinions_layman/es/campos-electromagneticos/glosario/abc/corriente-alterna.htm#:~:text=La%20corriente%20alterna%20(CA)%20es,la%20pared%20es%20corriente%20alterna..)
- [13] «foronuclear,» [En línea]. Available: [https://www.foronuclear.org/descubre-la-energia-nuclear/preguntas-y-respuestas/sobre-distintas-fuentes-de-energia/que-es-la-energia/#:~:text=La%20energ%C3%ADa%20es%20la%20capacidad,su%20movimiento%20\(energ%C3%ADa%20cin%C3%A9tica\)..](https://www.foronuclear.org/descubre-la-energia-nuclear/preguntas-y-respuestas/sobre-distintas-fuentes-de-energia/que-es-la-energia/#:~:text=La%20energ%C3%ADa%20es%20la%20capacidad,su%20movimiento%20(energ%C3%ADa%20cin%C3%A9tica)..)
- [14] «eoesp,» 29 marzo 2012. [En línea]. Available: https://www.ceosp.com.co/cargar_imagen.php?id=CRITERIOSDEDISEOV2.1junio22-137&tipo=6&thumbnail=FALSE.
- [15] D.H.M, «es.linkedin,» 25 JUNIO 2015. [En línea]. Available: <https://es.linkedin.com/pulse/esfuerzo-equivalente-de-von-mises-david-hern%C3%A1ez-moret%C3%B3n>. [Último acceso: 29 OCTUBRE 2021].

- [16] «helloauto,» [En línea]. Available: <https://helloauto.com/glosario/fusible#:~:text=Componente%20el%C3%A9ctrico%20hecho%20de%20un,corriente%20cuando%20esta%20es%20excesiva..> [Último acceso: 29 OCTUBRE 2021].
- [17] «rinconeducativo,» [En línea]. Available: <https://www.rinconeducativo.org/es/recursos-educativos/que-es-un-generador-electrico#:~:text=Un%20generador%20es%20una%20m%C3%A1quina,energ%C3%ADa%20mec%C3%A1nica%20en%20energ%C3%ADa%20el%C3%A9ctrica.&text=Cuando%20un%20generador%20el%C3%A9ctrico%20est%C3> . [Último acceso: 29 OCTUBRE 2021].
- [18] COMPAÑIA ENERGETICA DEL OCCIDENTE, «ceosp,» 29 MARZO 2012. [En línea]. Available: https://www.ceosp.com.co/cargar_imagen.php?id=CRITERIOSDEDISEOV2.1junio22-137&tipo=6&thumbnail=FALSE. [Último acceso: 29 OCTUBRE 2021].
- [19] «jdelectricos,» 30 ENERO 2021. [En línea]. Available: <https://jdelectricos.com.co/que-es-un-tablero-electrico/>. [Último acceso: 29 OCTUBRE 2021].
- [20] «www.ingesco,» 8 JUNIO 2020. [En línea]. Available: <https://www.ingesco.com/es/noticias/como-funciona-un-pararrayos#:~:text=Un%20pararrayos%20es%20un%20terminal,deseada%20o%20en%20las%20personas..> [Último acceso: 29 OCTUBRE 2021].
- [21] ÁREA INGENIERÍA DISTRIBUCIÓN, «EMPRESA PUBLICA DE MEDELLIN,» MAYO 2008. [En línea]. Available: https://cu.epm.com.co/Portals/proveedores_y_contratistas/proveedores-y-contratistas/normas-tecnicas/documentos/DOCUMENTOS-ENERGIA/NORMAS-TECNICAS-PARA-REDES-AEREAS/NORMAS-DE-MONTAJES-COMPLEMENTARIOS/RA6-015.pdf. [Último acceso: 29 OCTUBRE 2021].
- [22] GREC, «ariae,» MAYO 2008. [En línea]. Available: https://www.ariae.org/sites/default/files/2017-05/distribucion_energ_electrica.pdf. [Último acceso: 29 OCTUBRE 2021].
- [23] F. ENDESA, «ENDESA,» [En línea]. Available: <https://www.fundacionendesa.org/es/recursos/a201908-red-de-distribucion>. [Último acceso: 13 10 2019].
- [24] «eduvirtual,» [En línea]. Available: <https://eduvirtual.cuc.edu.co/moodle/mod/glossary/view.php?id=426010>. [Último acceso: 29 OCTUBRE 2021].
- [25] «uers.gob,» [En línea]. Available: <http://uers.gob.do/index.php/foros/microcentrales-hidroelectricas/37-que-es-la-tension-electrica#:~:text=La%20tensi%C3%B3n%20el%C3%A9ctrica%20o%20diferencia,de%20medida%20es%20el%20voltio..> [Último acceso: 29 OCTUBRE 2021].
- [26] IBERDOLA, «IBERDOLA,» 20, <https://www.iberdola.com/medio-ambiente/historia-electricidad>., 2021, p. 09.
- [27] V. Led, «Visual Led,» [En línea]. Available: <https://visualled.com/pantallas-led-info/breve-historia-de-la-electricidad/>. [Último acceso: 19 09 2019].
- [28] A. ENERGIA, «AURA ENERGIA,» [En línea]. Available: <https://www.aura-energia.com/red-distribucion-energia-electrica/>. [Último acceso: 19 09 2021].
- [29] ENERCA, «ENERCA S.A,» [En línea]. Available: <https://www.enerca.com.co/mesia/e04of14w/ma-mde-pse-01-norma-de-construcci%C3%B3n-de-redes-de-media-y-baja-tensi%C3%B3n.pdf>. [Último acceso: 10 10 2021].
- [30] «fundacionendesa,» [En línea]. Available: <https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/red->

de-distribucion. [Último acceso: 29 OCTUBRE 2021].

[31] J. D. J. Cervantes, de *Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica*, Mexico, Azcapotzalco, p. 170.

[32] RETIEE, «Porcentaje respecto a la conductividad del cobre recocido».

[33] A. L. V. a. V. N. Floru, Experimental study and method of calculation of the impulse characteristics of deep earthings,, vol. 2, No. 5, ed., Elektrichestvo, 1971, pp. pp. 18-22, 1971 .

[34] *CALCULO DE CONDUCTORES DE PUESTA A TIERRA.*

XIX.ANEXOS

ANEXO 1. SISTEMA OPUESTA A TIERRA

DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA CT

PROYECTO: POLIGONO 12 - LIBERTADORES , SANTA MARTA.

TRANSFORMADOR DE 10 KVA:

T3, T5

Esta instalación eléctrica dispondrá de un Sistema de Puesta a Tierra (SPT), para evitar que personas en contacto con ella,

El diseño del sistema de puesta a tierra, se ciñe a los lineamientos exigidos por el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE, en su Artículo 15°, cuyas funciones son las siguientes:

- a. Garantizar condiciones de seguridad a los seres vivos.
- b. Permitir a los equipos de protección despejar rápidamente las fallas
- c. Servir de referencia al sistema eléctrico.
- d. Conducir y disipar con suficiente capacidad las corrientes de falla, electrostática y de rayo.
- e. Transmitir señales de RF en onda media y larga
- f. Realizar una conexión de baja resistencia y con puntos de referencia de los equipos.

En el diseño del sistema de puesta a tierra se tendrá en cuenta la sección 12.3 del Estándar IEEE 80 – 2000 usando las formula de Schwarz, y ecuaciones de la pagina 177 sección 4.1.4 del estándar IEEE 142 - 1991, el método de integración segmentación la guía del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas así:

Medición de la resistividad del terreno: Utilizando el método Wenner o método de los cuatro puntos para las mediciones de la resistividad del terreno, se tomaron tres (3) mediciones en el Polígono 2, teniéndose que el resultado fue el siguiente:

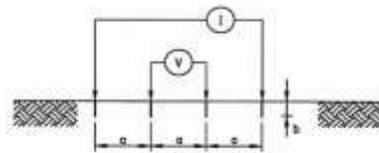


Figura 4. Método de Medición

	ρ (Ohm-m)
CALLE 16 # CARRERA 25	55,03
CRA 24 # 16 ESQUINA	57,27
CRA 24# CALLE 17	21,20
PROMEDIO	44,50

ESTUDIO DE RESISTIVIDAD DEL SUELO						
SITIO	CALLE 16 #CARRERA 25		ESTADO DEL TERRERNO		SECO	
CIUDAD	SANTA MARTA - MAGDALENA		COLOR DEL SUELO		PAVIMENTO	
CLIENTE	ELECTRICARIBE		METODO DE MEDICIÓN		WENNER	
Instrument ID	EARTH INSULATION TESTER		Fecha Prueba	10/07/2020		
Operator Name	TEC. ELECTRICISTA DILIA MENDOZA		Prueba Certif	OK		
Serial No.	19260425		Fecha Certif	15/11/20919		
Function/Ubat	5,5 V		Dirección	CALLE 16 #25-35		
Poligono 11	MT C3949		CT A028162			
Profundidad de exploración	Separación	Resistencia (Ω)		ρ (Ω.m)		ρ(Ω.m)
	m	N - S	E - O	N - S	E - O	Promedio
150	1			71,8	38,7	55,25
300	2			72,9	36,70	54,80
450	3					
		Resistencia (Ω) =		ρ(Ω.m) = 55.02		
				TOTAL PROMEDIO		55,025

ESTUDIO DE RESISTIVIDAD DEL SUELO						
SITIO	CRA 24 #16 ESQUINA			ESTADO DEL TERRERNO	SECO	
CIUDAD	SANTA MARTA - MAGDALENA			COLOR DEL SUELO	PAVIMENTO	
CLIENTE	ELECTRICARIBE			METODO DE MEDICIÓN	WENNER	
Instrument ID	EARTH INSULATION TESTER			Fecha Prueba	10/09/2020	
Operator Name	TEC. ELECTRICISTA DILIA MENDOZA			Prueba Certif	OK	
Serial No.	19260425			Fecha Certif	15/11/20919	
FunctionUbat	5,5 V			Dirección	MANZANA G CASA 9 CONCEP V	
Poligono 12	MT C3998		CT A029742			
Profundidad de exploración	Separación	Resistencia (Ω)		ρ (Ω .m)		ρ (Ω .m)
	m	N - S	E - O	N - S	E - O	Promedio
150	1			116.5	0.83	58.66
300	2			71.8	40.3	56.05
450	3			58.0	56.2	57.1
		Resistencia (Ω) =			$\rho(\Omega.m) = 57.27$	
						TOTAL PROMEDIO 57.27

ESTUDIO DE RESISTIVIDAD DEL SUELO						
SITIO	CARRERA 24 CALLE 17			ESTADO DEL TERRERNO	SECO	
CIUDAD	SANTA MARTA - MAGDALENA			COLOR DEL SUELO	PAVIMENTO	
CLIENTE	ELECTRICARIBE			METODO DE MEDICIÓN	WENNER	
Instrument ID	EARTH INSULATION TESTER			Fecha Prueba	10/09/2020	
Operator Name	TEC. ELECTRICISTA DILIA MENDOZA			Prueba Certif	OK	
Serial No.	19260425			Fecha Certif	15/11/20919	
FunctionUbat	5,5 V			Dirección	MANZANA G CASA 9 CONCEP V	
Poligono 12	MT C3987		CT A029732			
Profundidad de exploración	Separación	Resistencia (Ω)		ρ (Ω .m)		ρ (Ω .m)
	m	N - S	E - O	N - S	E - O	Promedio
150	1			39.9	9.63	24.76
300	2			23.2	12.08	17.64
450	3					
		Resistencia (Ω) =			$\rho(\Omega.m) = 21.2$	
						TOTAL PROMEDIO 21.2

DATOS DE CORTOCIRCUITO			
TRIFASICO		MONOFASICO	
Scc (MVA)		Scc (MVA)	6,805
Icc (kA)		Icc (kA)	1,946
R (Ohm)		R (Ohm)	0,572
X (Ohm)		X (Ohm)	3,6

1,0 CALCULO DE LA CORRIENTE DE FALLA EN EL SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR

Para determinar el calibre del conductor de la malla, utilizamos la corriente de falla en el secundario del transformador, la cual se obtiene de la siguiente manera:

$$I_d = \frac{I_N}{Z} \times 100$$

Donde:

I_N	Corriente nominal del transformador de 25 KVA (2 ϕ) (Dato de placa)	41,7 Amperios
Z	Impedancia del transformador de 25 KVA (2 ϕ) (Dato de placa)	2,3 %
I_d	Corriente de falla en el secundario del transformador de 25 KVA (2 ϕ)	1811,6 Amperios 1,81 KA

2,0 CALCULO DEL CONDUCTOR DEL ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA

Está constituida por conductores de cobre, en función de la corriente de defecto y la duración del mismo. Se determinan las secciones mínimas del conductor a emplear por la línea de tierra, a efectos de no alcanzar su temperatura máxima. La sección se obtendrá según la expresión siguiente:

$$A = \frac{I_{cc} * K_f \sqrt{t_c}}{1,9737}$$

Donde:

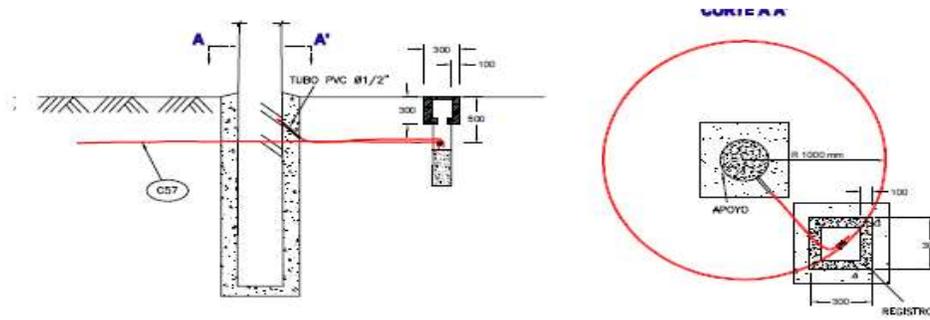
I_{cc}	Corriente de cortocircuito asimétrica monofásica en 13,2 KV (Suministrada por el Oerador)	1,946 KA
K_f	Constante de tabla 15.3 del RETIE	7,06
t_c	Tiempo de despeje de la falla a tierra	0,15 seg
A	Sección del conductor	2,70 mm ²
Sección del conductor de tierra mínimo a utilizar será		2 AWG 33,6 mm ²

MATERIAL	CONDUCTIVIDAD (%)	T_m (°C)	K_f
Cobre blando	100	1063	
Cobre duro cuando se utiliza soldadura exotérmica.	97	1064	7,06
Cobre duro cuando se utiliza conector mecánico.	97	250	11,78
Alambre de acero recubierto de cobre	40	1064	10,45
Alambre de acero recubierto de cobre	30	1064	14,64
Varilla de acero recubierta de cobre	20	1064	14,64
Aluminio grado EC	61	657	12,12
Aleación de aluminio 6005	53,5	652	12,41
Aleación de aluminio 6201	52,5	654	12,47
Alambre de acero recubierto de aluminio.	20,3	657	17,2
Acero 1020	10,8	1510	15,95
Varilla de acero recubierta en acero inoxidable	9,8	1400	14,72
Varilla de acero con baño de cinc (galvanizado)	6,5	419	28,95
Acero inoxidable 304	2,4	1400	30,05

Tabla 15.3. Constantes de materiales de la norma IEEE 80

3.0 CALCULO DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

Se selecciona una configuración de la malla en anillo de diámetro 2 Mts (Radio 1.0 mts) + 1 varilla de cobre de 2.4 m x 5/8" (Ver Figura), y utilizando la resistividad aparente medida en el terreno se obtendrá el valor de la resistencia de puesta a tierra mediante la fórmula de Sverak.



- Nota:
- *1 Dimensiones en milímetros.
 - *2 Si se utiliza un registro de forma cilíndrica será de diámetro de 300mm.

$$R_t = \rho \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1+h\sqrt{20/A}} \right) \right]$$

Donde:

ρ	Resistividad del terreno natural	44,50 Ω -m
A	Area ocupada por la malla ($\pi \cdot r^2$)	3,1416 m ²
r	radio de a malla en anillo	1 m
L	Longitud del conductor de tierra enterrado + longitud de la varilla	8,72 m
	Longitud del conductor de tierra enterrado	6,28 m
	longitud de la varilla	2,44 m
h	Profundidad de la malla	0,5 m
R_t	Resistencia de la puesta a tierra	8,1 Ω

Obtenido el valor de la resistencia de puesta a tierra 8,1 Ω observamos que está por DEBAJO del valor máximo de resistencia de puesta a tierra para subestaciones de media tensión recomendada por el RETIE (Artículo N° 15-4);

25,92

0,772

15.4 VALORES DE REFERENCIA DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

Un buen diseño de puesta a tierra debe garantizar el control de las tensiones de paso, de contacto y transferidas. En razón a que la resistencia de puesta a tierra es un indicador que limita directamente la máxima elevación de potencial, pueden tomarse como referencia los valores máximos de la Tabla 15.4, adoptados de las normas técnicas IEC 60364-4-442, ANSI/IEEE 80, NTC 2080 y NTC 4552. El cumplimiento de estos valores, no exonera al diseñador y constructor de garantizar que las tensiones de paso, contacto y transferidas aplicadas al ser humano en caso de una falla a tierra, no superen las máximas permitidas.

APLICACIÓN	VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA
Estructuras y torrecillas metálicas de líneas o redes con cable de guarda	20 Ω
Subestaciones de alta y extra alta tensión	1 Ω
Subestaciones de media tensión	10 Ω
Protección contra rayos	10 Ω
Punto neutro de acometida en baja tensión	25 Ω
Redes para equipos electrónicos o sensibles	10 Ω

Tabla 15.4. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra

CALCULO MAXIMO POTENCIAL DE TIERRA (GPR)

$I_G = I_F \cdot D_F \cdot S_F \cdot C_p =$	934 (A)
$GPR = I_G \cdot R_G =$	7525,34 (V)

Vcontacto tolerable = Uc = 3760,02

GPR < Vcontacto

CALCULO MAXIMO POTENCIAL DE TIERRA (GPR)

En donde:

: Máxima corriente que circulará por la malla

$I_F \cdot D_F$:Corriente asimétrica de falla; valor suministrado por el operador red **1,9460 KA**

C_p :Factor de crecimiento futuro de la subestación **1**

1: Si no se considera expansión

>1: Si hay alguna expansión de la subestación

S_F :Factor de división de corriente; se calcula según anexo C de IEEE 80 **0,48**

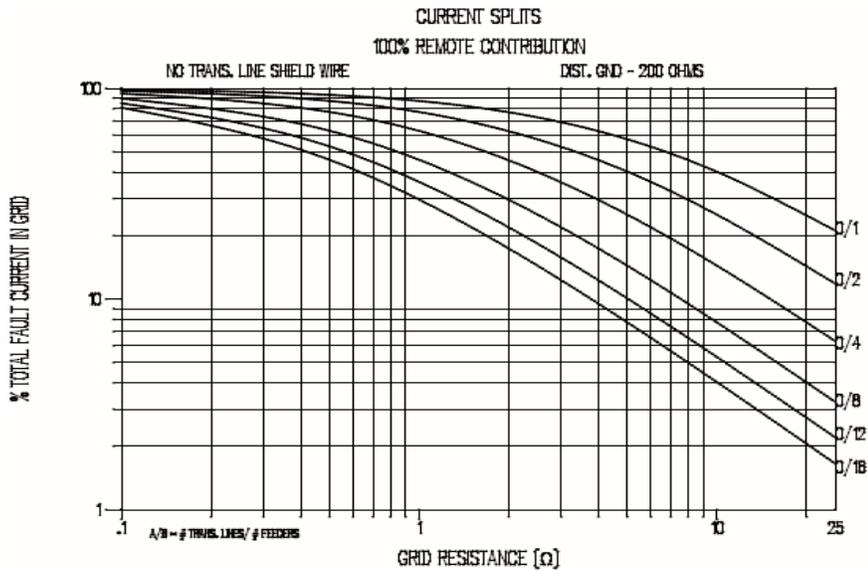


Figure C.16—Curves to approximate split factor S_f

4,0 CALCULO DE TENSION DE CONTACTO Y DE PASO TOLERABLE

Los parámetros bajo los cuales nos seguimos para el cálculo de las tensiones de paso y contacto las obtendremos según la fórmula de la IEEE 80. Para nuestro caso específico, se calcula para una persona de 50 Kgs. de peso (250 Newton de fuerza aplicada por cada pie) y a una longitud promedio de un paso de 1 metro.

Tensión de Contacto Tolerable:

$$U_c = \frac{0,116(1000 + 1,5C_s * \rho_s)}{\sqrt{t_c}}$$

$$C_s = 1 - \frac{0,09 * (1 - \frac{\rho}{\rho_s})}{2 * h_s + 0,09}$$

Tensión de Paso Tolerable:

$$U_p = \frac{0,116(1000 + 6C_s * \rho_s)}{\sqrt{t_c}}$$

Donde:

ρ	Resistividad del terreno natural	44,50 Ω -m
ρ_s	Resistividad del terreno superficial seco	10000 Ω -m
h_s	Espesor de la capa superficial	0,15 m
t_c	Tiempo de despeje de la falla a tierra	0,15 seg
C_s	Factor de disminución de la capa artificial sobre el terreno natural	0,770
U_c	Tensión de contacto tolerable	3760,0 voltios
U_p	Tensión de paso tolerable	14141,5 voltios

5.0 TENSIONES DE PASO Y DE CONTACTO CALCULADAS PARA LA MALLA

Factor de Geometría n	$n = \frac{2L_{conductor}}{L_{perimetro}} \sqrt{\frac{L_{perimetro}}{4A}}$	-	2,61
Factor Correctivo del Efecto de los Electrodo K_{ii}	$K_{ii} = \frac{1}{2n^2}$	-	0,28
Factor Correctivo por Profundidad de los Conductores K_h	$K_h = \sqrt{1+h}$	-	1,26
Factor de Espaciamiento Para Tensión de Toque K_m	$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[Lh \left(\frac{2r_{amallo}^2}{16hd_{conductor}} + \frac{(2r_{amallo}+2h)^2}{8(2r_{amallo})d_{conductor}} - \frac{h}{4d_{conductor}} \right) + \frac{K_{ii} Lh}{K_s} \frac{8}{\pi(2n-1)} \right]$	-	0,66
Factor Correctivo por Geometría de la Malla K_j	$K_j = 0.644 + (0.148n)$	-	1,03
Factor de Espaciamiento Para Tensión de Paso K_s	$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{2r_{amallo}+h} + \frac{1}{2r_{amallo}} (1-0.5^{n^2}) \right]$	-	0,44

Tensión de Paso E_{step}	$E_{step} = \frac{\rho I_g K_s K_j}{0.75 L_{conductor} + 0.85 n L_{vat illa}}$	V	1872,46
Tensión de Toque E_{touch}	$E_{touch} = \frac{\rho I_g K_m K_j}{L_{conductor} + \left[1.55 + 1.22 \left(\frac{L_v}{r_{amallo}} \right) \right] n L_{vat illa}}$	V	1218,82

Nota: Se requiere un valor de Resistividad del terreno superficial seco de 10000 Ω -m para la malla a tierra.
Utilizar gravilla o concreto con estas características

6.0 VERIFICACIÓN DEL DISEÑO DE PUESTA A TIERRA

SI E_{touch} (calculado) < $E_{contacto}$ tolerable
SI E_{step} (calculado) < E_{paso} tolerable

LOS REQUISITOS DE MALLA CUMPLEN
LOS REQUISITOS DE MALLA CUMPLEN

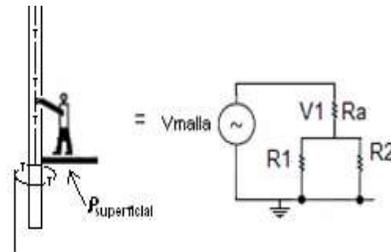
Especificaciones Técnicas:

- ❖ El calibre mínimo a usar en las mallas de tierra según RETIE es de 2/0 AWG.
- ❖ Los Electrodo convencionales utilizados son de 2.4 m de largo y 5/8 pulgadas (0.625 pulg).
- ❖ Se debe utilizar soldadura exotermica

CALCULO DE LA TENSION DE CONTACTO APLICADA A UN SER HUMANO EN CASO DE FALLA

Para este cálculo se toma como punto de contacto del ser humano cualquier parte del SPT o malla, la cual tendrá un voltaje de malla en el momento de una falla, en cualquier punto; teniendo en cuenta que la persona estará fuera de la malla y sobre una

V1= Máxima tensión de contacto resultante
 R1= Resistencia del suelo en el punto de apoyo 1 = 3ρ
 R2= Resistencia del suelo en el punto de apoyo 2 = 3ρ
 Ra= Resistencia del cuerpo de el individuo = 1000 Ohm
 Rb= Resistencia superficial de el piso debajo de el individuo = 10000



Vmalla= Voltaje de la malla

$$Rb = \left(\frac{R1 * R2}{R1 + R2} \right) \quad V_1 = V_{malla} \left(\frac{Ra}{Ra + Rb} \right)$$

Rb= 15000 Ohm
V1= 81 V

Según RETIE tabla 22 máxima tensión de contacto para un ser humano es:

Para Ts= 0,15

$$\text{Máxima tensión de contacto} = \frac{116}{\sqrt{t}} [V.c.a.] \quad , = \quad 299,51 \text{ V}$$

Entonces

V1 < Máxima tensión de contacto permisible

La tensión de contacto CUMPLE para Ts= 0,15

La tensión de Paso CUMPLE para Ts= 0,15

ANEXO 2. REGULACION RED PROYECTADA

TP 1

CALCULO DE RED DE DISTRIBUCION ELECTRICA SECUNDARIA PROYECTADA
BARRIO LIBERTADOR

DATOS	TRAFO NO.	PROYECTO	MUNICIPIO	REFERENCIA					ELECTRICOS					FECHA
				UBICACIÓN DE REF.	CT	MT	ESTADO VISUAL	CAP. (kVA)	FASES PRI.	NIVEL DE TENSIÓN		FP		
										PRI.(kV)	SEC.(V)			
	TP01	BARRIO LIBERTADOR	SANTA MARTA	EPP 0101			NUEVO	37,5	2	13,2	240	0,9		

LIMITES	ESTRATO	FACTOR		DEMANDA / USUARIO (kW/Usu.)			PROYECCIÓN		ZONA CONSTRUIDA	VALORES MÁXIMOS (%)		
		DIVERSIDAD		ACTUAL	1,97	AÑOS	TASAS (% Anual)	REGULACIÓN MÁXIMA		3,0		
		SIMULTANEIDAD	x	PROYECTADA	1,97	15	TCD				TCP	PERDIDAS TÉCNICAS
	MEDIO			REAL				SI				

CALC.	USUARIOS		A.P		PERDIDAS TECNICAS		DEMANDA TOTAL (KVA)	CAPACIDAD DE TRANSFORMADOR (KVA)	CARGAB. (%) Proy 15 Años	RED BT TIPO	MTS.			
	CANT.	DEMANDA (kVA)	CANT	(kW)	(kW)	%					PARC.	ADC.	ACUM.	TOT.
		21	28,38	3	0,21	0,42					1,63	29,08	25,29	77,56
										TZ 4/0				
										MENSAJERO				

TRAMO	LON (Mts)	CALIBRE (AWG)	USUARIOS			CARGAS ESPECIALES		A.P (kW)			FACTOR (Usuarios x fs)	Demanda (kVA)	Momento (kVAxMts)	REGULACION (%)		Corriente (A)	PERDIDAS (kW)		
			Num.	Acum.	Proy.	Pot.(kW)	Acum.	Num.	Parc.	Acum.				Parc.	Acum.		Parc.	(%)	Acum.
			0	1	2	6	19	19	9,45	9,45				1	0,07		0,21	8,17	28,62
1	2	29	12	12	12	9,45	9,45	1	0,07	0,07	6,00	23,71	688	1,54	1,67	98,80	0,38	1,78	0,38
1	3	28	1	1	1			1	0,07	0,07	1,00	2,27	63	0,14	0,27	9,44	0,00	0,16	0,00

TP 2

CALCULO DE RED DE DISTRIBUCION ELECTRICA SECUNDARIA PROYECTADA
BARRIO LIBERTADOR

DATOS	TRAFO NO.	PROYECTO	MUNICIPIO	REFERENCIA					ELECTRICOS					FECHA
				UBICACIÓN DE REF.	CT	MT	ESTADO VISUAL	CAP. (kVA)	FASES PRI.	NIVEL DE TENSIÓN		FP		
										PRI.(kV)	SEC.(V)			
	TP2	BARRIO LIBERTADOR	SANTA MARTA	EPP 0201				50	2	13,2	240	0,9		

LIMITES	ESTRATO	FACTOR		DEMANDA / USUARIO (kW/Usu.)			PROYECCIÓN		ZONA CONSTRUIDA	VALORES MÁXIMOS (%)		
		DIVERSIDAD		ACTUAL	2,55	AÑOS	TASAS (% Anual)	REGULACIÓN MÁXIMA		3,0		
		SIMULTANEIDAD	x	PROYECTADA	2,55	15	TCD				TCP	PERDIDAS TÉCNICAS
	M-ALTO			REAL				SI				

CALC.	USUARIOS		A.P		PERDIDAS TECNICAS		DEMANDA TOTAL (KVA)	CAPACIDAD DE TRANSFORMADOR (KVA)	CARGAB. (%) Proy 15 Años	RED BT TIPO	MTS.			
	CANT.	DEMANDA (kVA)	CANT	(kW)	(kW)	%					PARC.	ADC.	ACUM.	TOT.
		29	51,44	3	0,21	0,63					1,35	52,37	45,54	104,74
										TZ 4/0	63		63	
										MENSAJERO				

TRAMO	LON (Mts)	CALIBRE (AWG)	USUARIOS			CARGAS ESPECIALES		A.P (kW)			FACTOR (Usuarios x fs)	Demanda (kVA)	Momento (kVAxMts)	REGULACION (%)		Corriente (A)	PERDIDAS (kW)		
			Num.	Acum.	Proy.	Pot.(kW)	Acum.	Num.	Parc.	Acum.				Parc.	Acum.		Parc.	(%)	Acum.
			0	1	4	5	18	18	5,35	19,11				1	0,07		0,14	7,92	43,83
1	2	29	13	13	13	13,76	13,76	1	0,07	0,07	6,24	33,05	958	1,15	1,54	137,71	0,36	1,22	0,36
								1											
0	1	4		8	8						4,72	13,37	53	0,12	0,12	55,72	0,02	0,14	0,09
1	3	34	8	8	8						4,72	13,37	455	0,54	0,66	55,72	0,07	0,58	0,07

ACOMETIDAS - USUARIOS MAS DISTANTES																				
2	U	50	CONC AL 2 #4 120V	1	-	1						1,00	2,5	123	2,77	4,31	10,27	0,02	0,83	-
3	U	50	CONC AL 2 #4 120V	1	-	1						1,00	2,5	123	2,77	3,43	10,27	0,02	0,83	-

TP 5

BARRIO LIBERTADOR

DATOS	TRAFO NO.	PROYECTO	MUNICIPIO	REFERENCIA				ELECTRICOS					FECHA
				UBICACIÓN DE REF.	CT	MT	ESTADO VISUAL	CAP. (kVA)	FASES PRI.	NIVEL DE TENSIÓN		FP	
	TP5	BARRIO LIBERTADOR	SANTA MARTA	EPP 501			NUEVO	10	2	13,2	240	0,9	

LIMITES	ESTRATO	FACTOR		DEMANDA / USUARIO (kW/Usu.)		PROYECCIÓN		ZONA CONSTRUIDA	VALORES MÁXIMOS (%)	
		DIVERSIDAD		ACTUAL		AÑOS	TASAS (% Anual)		REGULACIÓN MÁXIMA	
	MEDIO	SIMULTANEIDAD	x	PROYECTADA	1,97	15	TCD	SI	REGULACIÓN MÁXIMA	3,0
		REAL		REAL	1,97		TCP		PERDIDAS TÉCNICAS	5,0

CALC.	USUARIOS		A.P		PERDIDAS TECNICAS		DEMANDA TOTAL (KVA)	CAPACIDAD DE TRANSFORMADOR (KVA)	CARGAB. (%) Proy 15 Años	RED BT TIPO	MTS.			
	CANT.	DEMANDA (kVA)	CANT	(kW)	(kW)	%					PARC.	ADC.	ACUM.	TOT.
	7	9,50	3	0,21	0,03	0,35	9,77	8,49	97,67	TZ 1/0	65		65	65
										TZ 4/0				
										MENSAJERO				

TRAMO	LON (Mts)	CALIBRE (AWG)	USUARIOS			CARGAS ESPECIALES		A.P (kW)			FACTOR (Usuarios x fs)	Demanda (kVA)	Momento (kVAxMts)	REGULACION (%)		Corriente (A)	PERDIDAS (kW)			
			Num.	Acum.	Proy.	Pot.(kW)	Acum.	Num.	Parc.	Acum.				Parc.	Acum.		Parc.	(%)	Acum.	
0	1	2	TZ 1/0	3	7	7			1	0,07	0,21	4,34	9,73	19	0,04	0,04	40,55	0,00	0,05	0,03
1	2	31	TZ 1/0	3	3	3			1	0,07	0,07	2,49	5,53	171	0,38	0,43	23,03	0,02	0,44	0,02
1	3	32	TZ 1/0	1	1	1			1	0,07	0,07	1,00	2,27	73	0,16	0,21	9,44	0,00	0,19	0,00
ACOMETIDAS - USUARIOS MAS DISTANTES																				
3	U	50	CONC AL 3 #6 120V	1	-	1			-	-	-	1,00	1,9	95	3,35	3,56	7,93	0,02	1,02	-
	U			1	-	1			-	-	-									-

ANEXOS 3. CALCULOS MECANICOS

DATOS Y CALCULOS MECANICOS

CONDUCTOR: CONDUCTOR:
AAAC 123.3 MCM AAAC 123.3 MCM

DATOS DE LOS APOYOS	UNIDAD MEDIDA	DESCRIPCION
Longitud del poste de ferroconcreto	m	12
Longitud de empotramiento del poste 12 m	m	1,8
Altura libre del poste	m	10,2
Carga rotura poste	kg	1030
Diametro del poste a nivel del terreno	m	0,4
Diametro del extremo superior del poste	m	0,19
Altura de amarre de conductores superiores	m	11,3
Altura de amarre de conductores inferiores	m	11,3
Angulo desviación de la ruta de la red	α deg	5
Capacidad de rotura del poste	kgf	1030

DATOS DEL CONDUCTOR	UNIDAD MEDIDA	DESCRIPCION	
Cantidad de conductores	un	2	2
Calibre del conductor		123.3 MCM AAAC	123.3 MCM AAAC
Diametro del conductor	m	0,624	0,624
Tensión de rotura del conductor	kg	1940	1940
Peso unitario conductor	kg/m	0,1713	0,1713

FACTOR DE SEGURIDAD	UNIDAD MEDIDA	DESCRIPCION	
Factor de seguridad (cargas viento)	FS	2	2
Factor de seguridad (cargas de ángulo)	FS	1,5	1,5
Factor de seguridad templete	FS	2	2
Factor de seguridad (cargas longitudinales)	FS	1,5	1,5
Factor de seguridad cargas anormales:	FS	2	2
Factor de sobrecarga	FS	1,3	1,3
Factor de seguridad Carga rotura del poste	FS	1,5	1,5

CALCULOS			
ESFUERZO EN LOS CONDUCTORES	UNIDAD MEDIDA	DESCRIPCION	
Esfuerzo del conductor para las condiciones iniciales. (Peso del conductor)	kg/m	0,171	0,1713
Esfuerzo del conductor para las condiciones finales (peso del conductor y la fuerza del viento) $f_{cl} = \sqrt{f_c^2 + f_v^2}$	kg/m	26,209	26,209
Fuerza del viento en un metro de conductor:	kg/m	26,208	26,208

DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD			
SEPARACION ENTRE CONDUCTORES	UNIDAD MEDIDA	DESCRIPCION	
PARA DISPOSICION VERTICAL $e = 0.4 + \frac{Kv}{75} (m)$	m		
13,2	KV	0,58	0,58
PARA DISPOSICION BANDERA $e = k\sqrt{F + L} + \frac{Kv}{150} (m)$		0,27	0,27
K: COEFICIENTE PARA EL AAAC		0,27	0,27
F: FLECHA MAXIMA	m	0,45	0,45
L: LONGITUD DE LA CADENA DE AISLADORES. L=0 SI ES ESPIGO O ES TERMINAL. 0,45 PARA SUSPENSION EN 34,5 KV	m	0,00	0,00
TENSION EN KV	KV	13,20	13,20
CALCULO MECANICO DE LOS APOYOS		DESCRIPCION	
FUERZA DEL VIENTO SOBRE LOS CONDUCTORES $FV = 0.0042 * V^2 * D * L * N$		52,416	52,416
		POR UN METRO	POR UN METRO
FUERZA DEL VIENTO SOBRE LOS APOYOS $FVA = 0.0042 * V^2 * H * \frac{(d_1 + d_2)}{2}$		126,378	132,804
PARA EL CONDUCTOR $FT = 2t \operatorname{sen} \frac{\alpha}{2} * N$		7760,00	7760,00

PLANO

