



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE
POTENCIA

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

**“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE REDES
AÉREAS COMPACTAS EN MEDIA TENSIÓN EN EL ÁREA DE CONCESIÓN DE
LA EEA.S. A”**

Proyecto de Titulación presentado previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico en
Sistemas Eléctricos de Potencia

AUTOR:

Montachana Montachana Wilfrido David

TUTOR:

Ing. Pesantez Palacios Gabriel Napoleón

Latacunga – Ecuador

Agosto - 2021

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, **MONTACHANA MONTACHANA WILFRIDO DAVID** declaro ser autor del presente proyecto de investigación “**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE REDES AÉREAS COMPACTAS EN MEDIA TENSIÓN EN EL ÁREA DE CONCESIÓN DE LA EEA.S. A**”, siendo **ING. PESANTEZ PALACIOS GABRIEL NAPOLEÓN** tutor del presente trabajo; y eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

Además, certifico que las ideas, conceptos, procedimientos y resultados vertidos en el presente trabajo investigativo, son de mi exclusiva responsabilidad.

A handwritten signature in blue ink, consisting of several loops and strokes, positioned above a horizontal line.

Autor: Wilfrido David Montachana Montachana

C.I. 180445176-1

AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN

En calidad de Tutor del Trabajo de Investigación sobre el título: “**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE REDES AÉREAS COMPACTAS EN MEDIA TENSION EN EL ÁREA DE CONCESIÓN DE LA EEA.S.A**”, de **MONTACHANA MONTACHANA WILFRIDO DAVID**, de la carrera **Ingeniería eléctrica en sistemas eléctricos de potencia**, considero que dicho Informe Investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico-técnicos suficientes para ser sometidos a la evaluación del Tribunal de Validación de Proyecto que el Consejo Directivo de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, Julio, 2021

El Tutor



Firmado electrónicamente por:
**GABRIEL NAPOLEON
PESANTEZ PALACIOS**

Ing. Gabriel Napoleón Pesantez Palacios

DIRECTOR DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN

En calidad de Tribunal de Lectores, aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y por la **FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS**; por cuanto, el postulante: **MONTACHANA |MONTACHANA WILFRIDO DAVID** con el título de Proyecto de titulación “**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE REDES AÉREAS COMPACTAS EN MEDIA TENSIÓN EN EL ÁREA DE CONCESIÓN DE LA EE.A.S.A**”, han considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Sustentación de Proyecto.

Por lo antes expuesto, se autoriza realizar los empastados correspondientes, según la normativa institucional.

Latacunga, agosto, 2021.

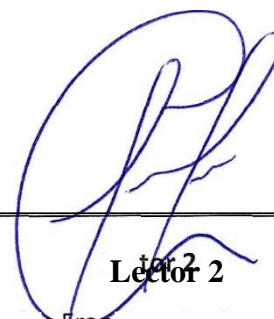
Para constancia firman:



Lector 1 (Presidente)

Ing. Franklin Hernán Vásquez Teneda Msc.

C.I. 1710434497



Lector 2

Ing. Carlos Francisco Pacheco Mena

C.I. 0503072902



Lector 3

Ing Msc. Diego Leonardo Jiménez Jiménez

C.I. 0503493702

AGRADECIMIENTO

A Dios, por la salud, bienestar que me ha brindado y ser el eje fundamental para cumplir con mi propósito de vida.

A la prestigiosa Universidad Técnica de Cotopaxi, por abrir las puertas de su noble institución, a sus docentes por impartir sus conocimientos que ayuden en el desempeño de mi carrera profesional.

A mis padres y amigos que me han motivado día a día para lograr este objetivo que tanto he anhelado.

A mis compañeros de la Empresa Eléctrica Ambato, por el apoyo que me brindaron, los ánimos que solían adjudicarme para salir adelante en cada paso que daba en el transcurso de mi vida universitaria.

David.

DEDICATORIA

Dedicado a Dios por brindarme una vida llena de aprendizaje, por ser el guía y soporte en tiempos difíciles para poder consolidar este sueño anhelado.

En especial para mi madre María Esperanza mi padre José Ambrosio, que han sido la mano dura en motivarme y ser el guía para lograr cada una de las metas que he propuesto.

Dedico para mi hija Scarlett Monserrath, por ser el motor que permita luchar día a día.

Para mis abuelitas María Dolores (+) y María Encarnación que han sido un eje fundamental en este proceso.

David.

RESUMEN

El presente proyecto de investigación tiene como finalidad llevar a cabo un estudio para determinar la factibilidad de servicio eléctrico en media tensión, con la cual se prevé la implementación de redes de medio voltaje compactas correspondiente al área de concesión de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A, con fin de integrar este nuevo tipo de red al sistema de distribución de medio voltaje, esto, debido al crecimiento en la demanda, brindar los servicios a los consumidores en forma oportuna y adecuada del abastecimiento eléctrico, entre otros.

Las redes compactas en la actualidad están siendo utilizadas en zonas en donde existen una vegetación exuberante, esto por su diseño, fabricación de conductores y el espacio utilizado para su construcción. Por lo que, el estudio se iniciará con el análisis técnico y económico de los conductores a ser utilizados, tanto para las fases y para el cable portante (cable mensajero), de la misma manera se mencionará los principales componentes de las estructuras que corresponden a las redes compactas, dando a conocer sus principales características de cada uno de ellos.

En el Ecuador, las empresas eléctricas distribuidoras deben cumplir cada uno de los parámetros establecidos por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, la misma que regula y controla las actividades relacionadas con los Servicios Públicos de Energía Eléctrica y Alumbrado Público General, contribuyendo al desarrollo sostenible y sustentable del sector estratégico de electricidad, precautelando los intereses de la ciudadanía.

Para determinar la viabilidad del proyecto se basará en los costos de estudio, diseño y construcción de una red en medio voltajes tipo convencional, subterránea y la nueva red tipo compacta, para lo cual se tendrá en cuenta los datos técnicos de campo, diagramas de redes en medio y bajo voltaje existentes en el sistema georreferenciado ArcGIS de la EEA.S. A, accesos de las vías, carreteras y forestación, con la cual implantaremos los cálculos eléctricos y electromecánicos para la construcción de redes en medio voltaje compactas.

Palabras claves: Factibilidad, Redes de distribución, redes compactas, redes en medio voltaje.

TOPIC: FEASIBILITY STUDY FOR THE IMPLEMENTATION OF MEDIUM VOLTAGE COMPACT OVERHEAD NETWORKS IN THE EEA.S. A CONCESSION AREA.

ABSTRACT

The purpose of this research project is to carry out a study to determine the feasibility of medium voltage electrical service, with which the implementation of compact medium voltage networks is planned for the concession area of Empresa Electrical Ambato Regional Centro Norte S.A., in order to integrate this new type of network to the medium voltage distribution system, this, due to the growth in demand, provide services to consumers in a timely and adequate manner of electricity supply, among others.

The compact networks are currently being used in areas where there is lush vegetation, due to their design, manufacture of conductors and the space used for their construction. Therefore, the study will begin with the technical and economic analysis of the conductors to be used, both for the phases and for the carrying cable (messenger cable), in the same way the main components of the structures that correspond to the compact networks will be mentioned, making known the main characteristics of each one of them.

In Ecuador, the electric distribution companies must comply with each of the parameters established by the Electricity Regulation and Control Agency, which regulates and controls the activities related to the Public Services of Electric Energy and General Public Lighting, contributing to the sustainable and sustainable development of the strategic electricity sector, protecting the interests of the citizens.

To determine the feasibility of the project will be based on the costs of study, design and construction of a conventional medium voltage network, subway and the new compact type network, for which we will take into account the technical field data, diagrams of medium and low voltage networks existing in the georeferenced ArcGIS system of EEA.S. A, access roads, highways and forestry, with which we will implement the electrical and electromechanical calculations for the construction of compact medium voltage networks.

Key words: Feasibility, distribution networks, compact networks, medium voltage networks.

AVAL DE TRADUCCIÓN



AVAL DE TRADUCCIÓN

En calidad de Docente del Idioma Inglés del Centro de Idiomas de la Universidad Técnica de Cotopaxi; en forma legal **CERTIFICO** que:

La traducción del resumen al idioma Inglés del proyecto de investigación cuyo título versa: “**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE REDES AÉREAS COMPACTAS EN MEDIA TENSIÓN EN EL ÁREA DE CONCESIÓN DE LA EEA.S. A.**” presentado por: **Montachana Montachana Wilfrido David**, egresado de la Carrera de Ingeniería Eléctrica en Sistemas Eléctricos de Potencia., perteneciente a la **Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas**, lo realizó bajo mi supervisión y cumple con una correcta estructura gramatical del Idioma.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad y autorizo al peticionario hacer uso del presente aval para los fines académicos legales.

Latacunga, Julio del 2021

Atentamente,



Firmado electrónicamente por:
**MARCO PAÚL
BELTRÁN
SEMBLANTES**



**CENTRO
DE IDIOMAS**

**Marco Paúl Beltrán Semblantes
DOCENTE CENTRO DE IDIOMAS-UTC
CI: 05026665154**

ÍNDICE DE CONTENIDOS

DECLARACIÓN DE AUTORÍA	i
AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN	ii
APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN.....	iii
AGRADECIMIENTO	iv
DEDICATORIA.....	v
RESUMEN	vi
AVAL DE TRADUCCIÓN.....	viii
ÍNDICE DE CONTENIDOS.....	ix
ÍNDICE DE FIGURAS	xiv
ÍNDICE DE TABLAS.....	xv
1. INFORMACIÓN GENERAL	1
1.1. TÍTULO DEL PROYECTO.....	1
1.2. FECHA DE INICIO	1
1.3. FECHA DE FINALIZACIÓN	1
1.4. LUGAR DE EJECUCIÓN	1
1.5. FACULTAD QUE AUSPICIA	1
1.6. CARRERA QUE AUSPICIA.....	1
1.7. PROYECTO DE INVESTIGACIÓN VINCULADO	1
1.8. EQUIPO DE TRABAJO	1
1.9. ÁREA DE CONOCIMIENTO	1
1.10. LÍNEA DE INVESTIGACIÓN.....	1
1.11. SUBLÍNEAS DE INVESTIGACIÓN DE LA CARRERA	1
2. INTRODUCCIÓN.....	2
2.1. EL PROBLEMA	2
2.1.1. Situación Problemática.....	2
2.1.2. Formulación del Problema.....	3

2.2. OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN	3
2.3. BENEFICIARIOS DEL PROYECTO	3
2.3.1. Beneficiarios Directos	3
2.3.2. Beneficiarios Indirectos	3
2.4. JUSTIFICACIÓN	3
2.5. HIPÓTESIS	4
2.6. OBJETIVOS	4
2.6.1. Objetivo General.....	4
2.6.2. Objetivos Específicos	4
2.7. ACTIVIDADES Y SISTEMA DE TAREAS EN RELACIÓN A LOS OBJETIVOS PLANTEADOS	5
3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA	6
3.1. ANTECEDENTES	6
3.2. INTRODUCCIÓN A LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.....	7
3.2.1. Generación.....	7
3.2.2. Transmisión	7
3.2.3. Distribución	8
3.3. REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN.....	8
3.3.1. Clasificación de los Sistemas Eléctricos de Distribución.....	9
3.3.2. Partes de los Sistemas Eléctricos de Distribución	9
3.3.2.1 Alimentador principal.....	9
3.3.2.2 Derivaciones laterales.....	10
3.3.2.3 Divisiones sublaterales	10
3.3.2.4 Alimentador de alta densidad	10
3.3.2.5 Alimentador de baja densidad	10
3.3.3. Topología de los Sistemas Primarios de Distribución.....	10
3.3.3.1 Sistema primario tipo radial	10
3.3.3.2 Sistema primario tipo anillo	11
3.3.3.3 Sistema primario tipo mallado.....	12

3.3.3.4 Sistema tipo estrella.....	12
3.4. TIPOS DE REDES EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	13
3.4.1. Redes de Distribución Aéreas.....	13
3.4.1.1 Redes de distribución aéreas en medio voltaje.....	13
3.4.1.2 Redes de distribución aéreas en bajo voltaje	14
3.4.1.3 Elementos y materiales que consta una red de distribución aérea.....	14
3.4.2. Redes de Distribución Subterránea.....	16
3.4.2.1 Red en medio voltaje soterrado	16
3.4.2.2 Red en bajo voltaje soterrado	16
3.4.2.3 Estructuras y elementos en redes de distribución subterráneas	17
3.5. REDES DE DISTRIBUCIÓN COMPACTAS	18
3.5.1. Materiales para una Red Tipo Compacta.	19
3.5.2. Países de América que Aplica las Redes de Distribución Compactas	22
4. MATERIALES Y MÉTODOS.....	24
4.1. MÉTODOS DE INVESTIGACIÓN	24
4.1.1. Método Deductivo	24
4.1.2. Método Inductivo	24
4.2. MATERIALES E INSTRUMENTOS	24
4.2.1. Softwares	24
4.2.2. Normas Técnicas	25
4.3. METODOLOGÍA.....	27
4.3.1. Diagrama de Bloques para Cálculos Mecánicos	27
4.3.2. Diagrama de Bloques para Cálculos Eléctricos.....	28
4.4. DETERMINACIÓN DE ECUACIONES ELÉCTRICAS Y MECÁNICAS	29
4.4.1. Consideraciones Iniciales de las Redes Aéreas Compactas en Media Tensión	29
4.4.2. Cálculos Mecánicos.....	29
4.4.3. Cálculo de Cimentación de un PHA.....	29
4.4.3.1 Cargas sobre las estructuras soporte	29
4.4.4. Determinación de Vanos	30
4.4.5. Cálculos en Conductores	31

4.4.5.1 Para estructuras de soporte al mismo nivel	32
4.4.5.2 Para estructuras soporte a diferente nivel	35
4.4.6. Ecuación de Cambio de Condiciones	36
4.4.7. Cálculo Mecánico en Estructuras (poste)	39
4.4.8. Cálculos Eléctricos	40
4.4.8.1 Cálculo de la Resistencia.....	41
4.4.8.2 Cálculo reactancia inductiva.....	43
4.4.8.3 Susceptancia capacitiva	43
4.4.8.4 Conductancia	44
4.4.8.5 Caída de tensión	44
4.4.8.6 Perdidas de potencia	45
5. DESARROLLO DE CÁLCULOS ELÉCTRICOS Y MECÁNICOS.....	45
5.1. CÁLCULOS MECÁNICOS	45
5.1.1. Para Vanos con Postes al Mismo Nivel.....	45
5.1.2. Para Vanos con Postes a Distinto Nivel.....	47
5.2. CÁLCULOS ELÉCTRICOS.....	49
6. COSTO DE IMPLEMENTACIÓN DE LA RED	50
7. DETERMINACIÓN DE FACTIBILIDAD	55
7.1. FACTIBILIDAD MECÁNICA.....	55
7.1.1. Factibilidad Mecánica para Apoyos al Mismo Nivel	55
7.1.2. Factibilidad Mecánica para Apoyos al Distinto Nivel.....	57
7.1.3. Factibilidad de Esfuerzo Sobre los Apoyos (Postes).....	58
7.2. FACTIBILIDAD ELÉCTRICA	59
7.3. FACTIBILIDAD ECONÓMICA	60
7.4. ANÁLISIS TÉCNICO.....	61
7.5. ANÁLISIS ECONÓMICO.....	61
7.6. ANÁLISIS AMBIENTAL	63
7.7. ANÁLISIS DE SEGURIDAD	63

7.8. ANÁLISIS DE RESILIENCIA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN	64
7.9. COMPARATIVO GENERAL	65
8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	67
8.1. CONCLUSIONES.....	67
8.2. RECOMENDACIONES	68
9. BIBLIOGRAFÍA	69
10. ANEXOS	72

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1. Sistema eléctrico de potencia.	7
Figura 3.2. Sistema de distribución típico y sus componentes.	9
Figura 3.3. Sistema radial simple.	11
Figura 3.4. Topología anillo o bucle.	12
Figura 3.5. Sistema primario con tres puntos de alimentación.	12
Figura 3.6. Topología en estrella.	13
Figura 3.7. Representación de una tramo o vano de la red compacta.	19
Figura 3.8. Cable cubierto 3 capas.	20
Figura 3.9. Conductor mensajero del sistema Hendrix de cable aéreo con espaciadores.	21
Figura 3.10. Distancia más común colocación de espaciadores de postes a poste.	21
Figura 3.11. Sistema tipo HENDRIX red de distribución compacto.	22
Figura 4.1. Diagrama de bloque para el cálculo mecánico.	27
Figura 4.2. Diagrama bloques cálculos eléctricos.	28
Figura 4.3. Vano en estructuras a distinto nivel.	35
Figura 4.4. Cable de media tensión para red compacta.	41
Figura 4.5. Disposición de conductores de la línea en M.T.	41
Figura 5.1. Grafica con estructuras soporte a distinto nivel.	47
Figura 7.1. Caída de tensión en conductor a 1km.	59
Figura 7.2. Curva del momento eléctrico, para los tres sistemas de distribución.	60
Figura 7.3. Diferencia de costo general para la red aérea.	60
Figura 7.4. Diferencia de costos de red convencional y compactas.	62
Figura 7.5. Diferencia de costos de la red compacta vs la red convencional.	62
Figura 7.6. Preservación del medio ambiente.	63

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Cuadro de tareas de acuerdo a los objetivos planteados.....	5
Tabla 3.1. Niveles de tensión existentes en el Ecuador.....	8
Tabla 3.2. Cargas nominales de rotura mínimas de acuerdo a su longitud.	14
Tabla 3.3. Capacidad de transformadores de distribución aéreos.	15
Tabla 3.4. Capacidad comercial de transformadores subterráneos.	17
Tabla 3.5. Consideraciones para un proyecto eléctrico.	23
Tabla 4.1. Normas para la fabricación de conductores a utilizar en redes compactas.	25
Tabla 4.2. Normas aplicadas para la fabricación de herrajes, redes compactas.....	26
Tabla 4.3. Calibres de conductores recomendados para redes en medio voltaje.....	31
Tabla 4.4. Diferentes estados para el diseño de redes E.E.Q.	37
Tabla 4.5. Resistividad de conductores de aluminio y el cobre.	41
Tabla 4.6. Caída de tensión admisible para red primaria.	44
Tabla 5.1. Resultados cálculos mecánicos al mismo nivel, longitud vano 60m.	46
Tabla 5.2. Resultados cálculos mecánicos al mismo nivel, longitud vano 50m.	46
Tabla 5.3. Compilación de datos mecánicos obtenidos para vano de 40 [m].....	47
Tabla 5.4. Resultados postes a distinto nivel, longitud vana 60 m.....	48
Tabla 5.5. Conciliación de resultados para poste a distinto nivel, longitud vana 50m.....	48
Tabla 5.6. Resultados para postes a distinto nivel, longitud de vano 40m.....	48
Tabla 5.7. Continuación de Tabla 5.6.....	49
Tabla 5.8. Resumen calculo eléctrico para redes compacto.	49
Tabla 5.9. Resultados para red aérea convencional.....	50
Tabla 5.10. Resultados para red aérea subterránea.....	50
Tabla 6.1. Datos para la implementación de red en medio voltaje.....	51
Tabla 6.2. Materiales para redes aéreas medio voltaje convencionales.	52
Tabla 6.3. Materiales para redes aéreas medio voltaje tipo compactas.....	53
Tabla 6.4. Material eléctrico redes aéreas media tensión convencionales.	54
Tabla 6.5. Material eléctrico red de media tensión tipo compacto.....	54
Tabla 6.6. Ubicación del proyecto.....	54
Tabla 6.7. Inversión inicial, proyecto subterráneo.	55
Tabla 7.1. Determinación técnica para carga de rotura del cable mensajero.	55
Tabla 7.2. Determinación técnica de flecha para cable mensajero.....	55
Tabla 7.3. Determinación técnica para carga de rotura del cable mensajero.	56

Tabla 7.4. Determinación técnica para la flecha con respecto a la longitud del cable.	56
Tabla 7.5. Determinación técnica para carga de rotura del cable mensajero.	56
Tabla 7.6. Determinación técnica para la flecha con respecto a la longitud del cable.	57
Tabla 7.7. Determinación técnica para carga de rotura del cable mensajero.	57
Tabla 7.8. Determinación técnica de flecha para cable mensajero.	57
Tabla 7.9. Determinación técnica para carga de rotura del cable mensajero.	57
Tabla 7.10. Determinación técnica de flecha para cable mensajero.	58
Tabla 7.11. Determinación técnica para carga de rotura del cable mensajero.	58
Tabla 7.12. Determinación técnica para la flecha con respecto a la longitud del cable.	58
Tabla 7.13. Análisis de apoyos 12 m, 500Kgf.	58
Tabla 7.14. Determinación de la viabilidad del proyecto.	59
Tabla 7.15. Momento eléctrico en función del conductor.	59
Tabla 7.16. Comparativa costos rede aérea convencional, compacta y red subterránea.	61
Tabla 7.17. Costo adicional de la red compacta en referencia a la red convencional.	61
Tabla 7.18. Análisis redes aéreas de distribución en media tensión.	66
Tabla 7.19. Comparación de distintos tipos constructivos.	67

1. INFORMACIÓN GENERAL

1.1. TÍTULO DEL PROYECTO

Estudio de factibilidad para la implementación de redes aéreas compactas en media tensión en el área de concesión de la EEA.S.A.

1.2. FECHA DE INICIO

Abril -2021

1.3. FECHA DE FINALIZACIÓN

Agosto- 2021

1.4. LUGAR DE EJECUCIÓN

Ambato.

1.5. FACULTAD QUE AUSPICIA

Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas (CIYA).

1.6. CARRERA QUE AUSPICIA

Carrera de Ingeniería Eléctrica en Sistemas Eléctricos de Potencia.

1.7. PROYECTO DE INVESTIGACIÓN VINCULADO

Análisis crítico de sistemas eléctricos residenciales, comerciales e industriales.

1.8. EQUIPO DE TRABAJO

Tutor: Ing. Pesantez Palacios Gabriel Napoleón.

Estudiante: Montachana Montachana Wilfrido David.

1.9. ÁREA DE CONOCIMIENTO

Ingeniería, Industria y construcción/071 Ingeniería y Profesiones Afines/0713 Electricidad y Energía.

1.10. LÍNEA DE INVESTIGACIÓN

Energías alternativas y renovables, eficiencia energética y protección ambiental.

1.11. SUBLÍNEAS DE INVESTIGACIÓN DE LA CARRERA

Explotación y diseño de Sistemas eléctricos de potencia.

2. INTRODUCCIÓN

2.1. EL PROBLEMA

En la actualidad en el área de concesión de la Empresa Eléctrica Ambato S.A. no existe una alternativa definitiva al conductor desnudo en redes aéreas de media tensión.

La falta de estudios de factibilidad que garanticen la viabilidad para el mejoramiento en redes eléctricas de distribución que cumplan las normativas y regulaciones establecidas por las entidades públicas, hace que no se tenga en claro el beneficio que se obtendría al cambiar un sistema de distribución convencional aéreo en media tensión a un sistema moderno con conductores aislados, que ayude con la reducción de los costos de mantenimiento a las redes eléctricas de medio voltaje, mejore con la continuidad del servicio eléctrico, beneficios ecológicos, menor impacto ambiental y visual, disminuir los riesgos de accidentes laborales, sean estos personal operativos o aledaños a las redes eléctricas con conductor desnudo.

2.1.1. Situación Problemática

La necesidad de realizar esta investigación, surge de los inconvenientes que causa la utilización de conductores desnudos en la construcción de redes en medio voltaje en sectores que tienen alta vegetación, vientos fuertes o espacios muy reducidos para el acceso del servicio eléctrico, esto dando origen a las fallas transitorias constantes en las líneas de distribución de medio voltaje, ya sea por fenómenos atmosféricos, falta de poda de vegetación cercana a las líneas eléctricas, operación y mantenimiento prolongado, daño de los aislamientos, cortocircuitos, entre otros, ocasionado daños, cortes de energía y por ende pérdidas económicas para las Empresas Eléctricas Distribuidoras (ED's) y usuarios.

En el Ecuador no es común el uso de conductores aislados en las redes de medio voltaje, esto, por la falta de llevar a cabo investigaciones que determinen la viabilidad para el mejoramiento o la implementación de redes de distribución en medio voltaje tipo compactas.

Dentro del aérea de concesión de la EEA.S.A, las redes eléctricas de distribución en su mayoría son aéreas las cuales como principal desventaja es la implementación de conductores desnudos en sus fases, la misma que afecta la vegetación aledaña, aumenta la contaminación visual, aumenta los riesgos de electrocución, provocando constantemente pérdidas económicas para las ED's y las irreemplazables como son pérdidas humanas, esto por el alto riesgos de sufrir contactos directos o indirectos con las redes de medio voltaje. Por lo que, es necesario realizar

estudios que permita determinar la factibilidad de servicio para la ejecución de proyectos de distribución en medio voltaje con el uso de conductores aislados tipo compactos.

2.1.2. Formulación del Problema

Las redes eléctricas de distribución, requieren mejoramiento constante, por lo que se debe evaluar el aspecto técnico-económico para el diseño y construcción de líneas eléctricas en media tensión compactas, que cumpla las normas técnicas, mejora de la calidad de servicio y continuidad en el servicio eléctrico.

2.2. OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN

330000 ciencias Tecnológicas / 3306 Ingeniería y Tecnología Eléctricas / 3306.09 Transmisión y Distribución.

2.3. BENEFICIARIOS DEL PROYECTO

2.3.1. Beneficiarios Directos

Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.

2.3.2. Beneficiarios Indirectos

Usuarios de medio y bajo voltaje.

2.4. JUSTIFICACIÓN

Con el transcurrir del tiempo se ha evidenciado un crecimiento poblacional, donde las empresas generadoras, transportadoras y distribuidoras de energía eléctrica deben garantizar la confiabilidad, seguridad y continuidad del servicio eléctrico hacia sus consumidores.

De todo el sistema eléctrico, el componente más afectado es el sistema de distribución por su extensión y cantidad de elementos, en base a esto y considerando los problemas que están expuestos las redes de distribución en medio voltaje, ya sea, desastres naturales o provocados por el ser humano causan interrupciones o fallas en el sistema eléctrico, ocasionando la discontinuidad en la prestación del servicio básico en los sectores residenciales, comerciales e industriales, generando pérdidas económicas para cada uno de los clientes.

Las discontinuidades del servicio eléctrico, esto sea por fallas en los alimentadores o en los sistemas de medio voltaje, requiere los estudios necesarios para el cambio en los sistemas de distribución, especialmente el reemplazar las redes eléctricas aéreas en medio voltaje con conductores desnudos a un sistema moderno, con conductores aislados y compactos. Por lo tanto, las nuevas formas de realizar estudios de diseño para la construcción de redes de

distribución se han ido mejorando, estos tomando en cuenta los parámetros técnico, económico y ambiental.

El proyecto en investigación tiene como finalidad en el estudio para la construcción de redes en media tensión compactas, dentro del área de concesión de la Empresa Eléctrica Ambato, considerando todos los parámetros técnicos de conductores, estructuras y aisladores, así mismo, la reducción de la forestación de árboles para su construcción, la seguridad que proporcionara a los edificios aledaños a la red eléctrica, de tal manera que, se consideraría un proyecto viable para su construcción a futuro, la misma que, mejorara la continuidad del servicio eléctrico.

De acuerdo a los datos adquiridos, para la implementación del proyecto en mención, los mayores beneficiarios son los consumidores, estos al tener continuidad en el servicio eléctrico y la empresa eléctrica Ambato al reducir los riesgos laborales de su personal técnico, la construcción de dos o más circuitos en la misma estructura y disminuir los programas de suspensión del servicio para el mantenimiento preventivo y correctivo en el sistema de distribución, esto debido que las nuevas líneas eléctricas son aislados y compactas.

2.5. HIPÓTESIS

La implementación de redes eléctricas en medio voltaje aisladas tipo compactas, es factible con los actuales sistemas mecánicos ubicados en las redes, realizando únicamente cambio en las crucetas y herrajes.

2.6. OBJETIVOS

2.6.1. Objetivo General

Realizar un estudio de factibilidad para la implementación de redes aéreas en media tensión compactas en el área de concesión de la Empresa Eléctrica Ambato S.A.

2.6.2. Objetivos Específicos

- Desarrollar un análisis bibliográfico del diseño y construcción de las redes de medio voltaje tipo compactas.
- Realizar los cálculos electromecánicos necesarios para la implementación de una red compacta.
- Aplicar el análisis técnico-económico de la implementación de redes de medio voltaje tipo compactas con referencia a las redes de media tensión convencionales.

2.7. ACTIVIDADES Y SISTEMA DE TAREAS EN RELACIÓN A LOS OBJETIVOS PLANTEADOS

Tabla 2.1. Cuadro de tareas de acuerdo a los objetivos planteados.

OBJETIVO	ACTIVIDAD	RESULTADOS ESPERADOS	TÉCNICAS, MEDIOS E INSTRUMENTOS
<p>Objetivo específico 1: Desarrollar un análisis bibliográfico del diseño y construcción de las redes de medio voltaje tipo compactas</p>	<p>Investigación bibliográfica de las redes de distribución, conductores aislados para redes aéreas en media tensión tipo compactas, cálculos eléctricos y mecánicos</p>	<p>Información detallada con relación a las definiciones, Unidades de medida, cálculo eléctrico y mecánico y antecedentes referente a las redes de distribución, conductores aislados en medio voltaje, demandas de diseño, topografía</p>	<p>Investigación bibliográfica: _ Libros _ Tesis _ Regulaciones _ Normativas _ Proyectos eléctricos</p>
<p>Objetivo específico 2: Realizar los cálculos electromecánicos necesarios para la implementación de una red compacta</p>	<p>Desarrollo de los cálculos de parámetros electromecánicos para la implementación de una red en media tensión monofásica y trifásica compacta</p>	<p>Datos técnicos calculados para la nueva red con conductor aislado, siendo el principal punto de partida para el análisis técnico con las redes en media tensión tipo convencionales.</p>	<p>Cálculos _ Manuales _ Software</p>
<p>Objetivo específico 3: Aplicar el análisis técnico y económico de la implementación de redes de medio voltaje tipo compactas con referencia a las redes de media tensión convencionales</p>	<p>Determinar ventajas y desventajas, así como características técnicas, económicas, impacto ambiental y visual de las nuevas redes compactas en relación con las redes convencionales existentes</p>	<p>Determinación de la viabilidad técnica, económica y ambiental para la implementación de las nuevas redes de distribución aisladas, tanto en medio voltaje y bajo voltaje</p>	<p>Base de datos comparativos, dentro del plan de proyecto de investigación</p>

Realizado por: Autor

3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

3.1. ANTECEDENTES

La implementación de conductores aislados para redes de media tensión en distribución de la energía eléctrica nace a finales del año 1940, las empresas eléctricas distribuidoras de los Estados Unidos experimentaron el uso del de cables protegidos en sus redes de distribución, el principal motivo de su implementación fue la falta de confiabilidad y continuidad en del servicio eléctrico prestado para sus usuarios, esto debido en su gran mayoría por fallas en los circuitos las mismas que eran ocasionados por los fenómenos atmosféricos, como tormentas y descargas eléctricas [1].

El CFE implemento el uso de conductores semiaislados a sus redes en medio voltaje, esto en zonas arboladas y líneas eléctricas cercanas a edificaciones, pero en la actualidad se está implementado el uso de REDES COMPACTAS en determinados países de Latinoamérica, como son Brasil, Argentina, Bolivia, Perú, Colombia, Uruguay y Chile. Cabe mencionar que en la actualidad el Ecuador en su gran mayoría las redes eléctricas en media tensión suelen ser desnudas [2].

En el Ecuador ha sido ejecutado proyectos de investigación en referencia al uso de conductores protegidos para redes en media tensión, entonces en la actualidad requiere de un estudio técnico y económico para introducir redes compactas al sistema de distribución en media tensión considerando cada una de las regulaciones vigentes, cabe mencionar que en el presente, se desarrollará un estudio de factibilidad para la implementación de redes eléctricas en medio voltaje tipo compactas, que serán aplicadas dentro del área de concesión de la empresa eléctrica Ambato regional centro norte S.A, donde se ejecutará un análisis con las redes eléctricas en medio voltaje convencionales y la nueva red en estudio, teniendo en cuenta el aspecto técnico, las fallas en los sistemas, la afectación a la vegetación que tuviera la línea convencional y la red compacta, los números de circuitos que se puede construir en la misma estructura de acuerdo a cada tipo de red, el tiempo de operación y manteniendo, se considera el costo que se adjudicara para la construcción de cada una de las redes, siendo estas redes aéreas en media tensión, redes en medio voltaje subterráneas y el sistema en estudio la redes en media tensión con conductor aislado tipo compacto [3].

3.2. INTRODUCCIÓN A LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Un sistema eléctrico de potencia Figura 3.1, consiste de un conjunto de centrales de generación, de líneas de transmisión interconectados entre sí formando anillos o mallas, este sistema se encarga de llevar energía eléctrica desde los puntos de generación hasta la carga, el proceso donde inicia un SEP es en una central de generación eléctrica, donde empieza la transformación de diferentes tipos de energía mecánica a energía eléctrica, estas centrales pueden ser, centrales de generación eléctrica térmica, geotérmicas, nucleares, turbo-Gas, solares, eólicas, entre otras, las fuentes hídricas es la más común y la más usada a nivel mundial [4].

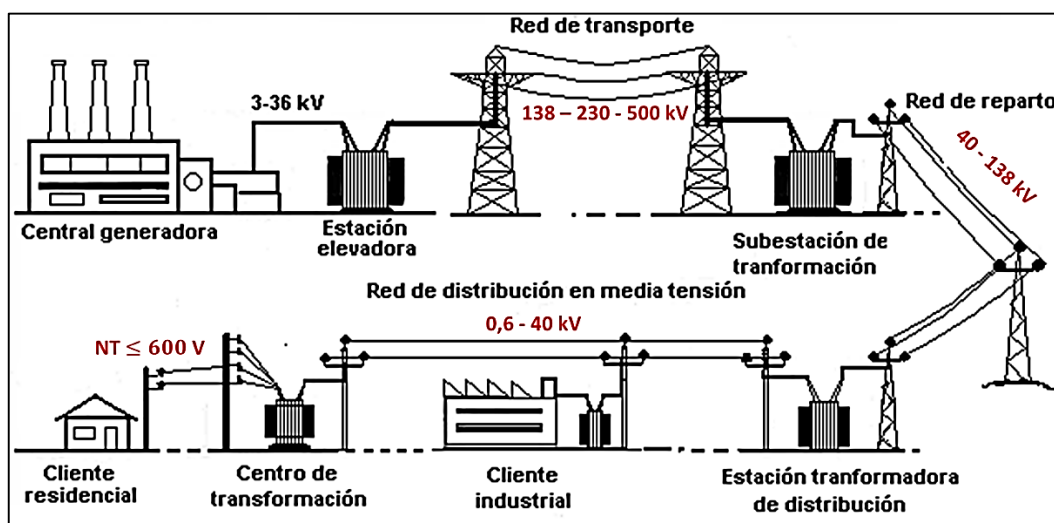


Figura 3.1. Sistema eléctrico de potencia.

Fuente: [5]

3.2.1. Generación

Como primer elemento de un sistema de potencia, se tiene el sistema de generación, es un centro de producción la cual transforma la energía primaria en energía eléctrica con una tensión que está en el orden de los 13800 voltios, la central eléctrica siempre está ubicada muy distante de los consumidores o usuarios finales, por lo que los 13,8 kV generados no sería suficiente para el transporte de la energía a largas distancias, por lo que, asociada a un central de generación es necesario que exista una subestación elevadora de tensión en el orden de 138 kV, 230 kV y 500 kV dependiendo de la región y la capacidad de generación [6].

3.2.2. Transmisión

Para el transporte de la energía eléctrica, se requiere de un segundo proceso llamado sistema de transmisión, estos están encargados del transporte de energía eléctrica a nivel de tensión de 138, 230 y 500 Kv a largas distancias desde la subestación de generación a los centros de

transformación de transmisión, denominados subestación de transmisión. Cabe mencionar que las líneas de transmisión están divididas en tres categorías, líneas cortas, medias y largas [4].

3.2.3. Distribución

El sistema de distribución es el último proceso en un SEP, en la subestación de distribución es donde se transforma la alta tensión en media tensión mediante transformadores de potencia reductores, la media tensión puede ir directamente hacia los grandes consumidores mientras que para los consumidores de bajo voltaje ya sean residenciales, comerciales sin demanda o industriales sin demanda requieren de otra transición, es decir disminuir la tensión a voltajes aptos para el funcionamiento de los equipos y electrodomésticos comunes, esta transformación se realiza por medio de un transformador reductor de distribución en bajo voltaje, considerando los niveles de tensión existentes en nuestro país como se puede apreciar en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1. Niveles de tensión existentes en el Ecuador.

NIVEL DE TENSIÓN (NV)	GRUPO	VOLTAJE DE SUMINISTRO EN EL PUNTO DE ENTREGA
Baja tensión	Sin grupo	$NV \leq 600$ Voltios
Media tensión	Sin grupo	$0,6 \text{ kV} \leq NV \leq 40 \text{ kV}$
Alta tensión	Grupo 1: Alto Voltaje	$40 \text{ kV} \leq NV \leq 138 \text{ kV}$
	Grupo 2: Alto Voltaje	$NV > 138 \text{ kV}$

Fuente: [7]

3.3. REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN

Los sistemas de distribución de energía eléctrica vienen siendo el conjunto de equipos que permiten energizar de forma segura y fiable a un número determinado de cargas, ubicados en diferentes lugares y a distintos niveles de tensión dentro de medio y bajo voltaje. Las redes eléctricas de distribución son parte del sistema de suministro eléctrico, las cuales son de total responsabilidad de las empresas eléctricas distribuidoras.

La distribución de la energía eléctrica es una actividad cuyas técnicas están en un proceso constante de evolución, reflejada en el tipo de equipos, herramientas utilizadas, en los tipos de estructuras, en los materiales con los que se construyen las redes de distribución y los métodos de trabajo por parte de los operadores [8].

En las redes de distribución generalmente existen dos etapas, la primera comúnmente denominada red de medio voltaje, con tensiones de funcionamiento $0,6 \geq \text{kV} \leq 40 \text{ kV}$. Esta red cubre la superficie de los grandes centros de consumo (población y grandes consumidores)

uniendo las estaciones transformadoras de distribución con los centros de transformación, mientras que la segunda etapa o etapa final viene dada desde los centros de transformación de distribución, obteniendo en las salidas niveles en baja tensión comprendidas $NV \leq 0,6 \text{ kV}$, llegando por acometidas a un sistema de medición que finalmente alimentara a las cargas, sean estas residenciales, comerciales sin demanda o industriales sin demanda, lo cual se muestra en la siguiente Figura 3.2.

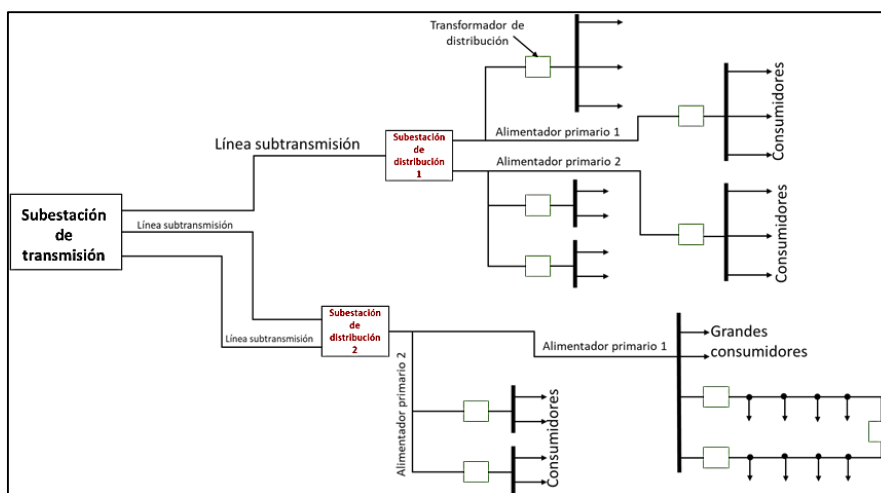


Figura 3.2. Sistema de distribución típico y sus componentes.
Fuente:[9]

3.3.1. Clasificación de los Sistemas Eléctricos de Distribución

Los sistemas de distribución de energía eléctrica pueden ser clasificados de acuerdo con las características que poseen, las mismas que son detallados a continuación:

- Por su construcción: aérea clásica, subterránea y aérea compacta.
- Por su topología: radial, anillo, malla y estrella.
- Por el número de fases: bifilar, trifilar, etc.
- Por el nivel de voltaje: Medio voltaje y bajo voltaje.
- Por el tipo de carga: residencial, comercial e industrial.

3.3.2. Partes de los Sistemas Eléctricos de Distribución

Un sistema de distribución de medio voltaje está principalmente compuesto por:

3.3.2.1 Alimentador principal

También llamado troncal principal y se caracteriza por ser trifásico y de calibres de conductores en el orden de 2\0 a 4\0 AWG y generalmente en configuración 3F-4h [9].

3.3.2.2 Derivaciones laterales

Se derivan del alimentador principal mediante equipos de seccionamiento y protección con conductores de calibre 1\0 y 2AWG que dependiendo del tamaño de la carga y del tipo de transformadores que alimenta llevaran las 3 fases y el neutro y 2 fases y neutro.

3.3.2.3 Divisiones sublaterales

Salen de las derivaciones laterales mediante cortacircuitos fusibles para alimentar muy pocos transformadores monofásicos (fase-neutro). El calibre de conductor mínimo normado debe ser 2AWG.

3.3.2.4 Alimentador de alta densidad

Es aquel alimentador primario de distribución que tiene una carga nominal instalada distribuida por kilómetro de línea mayor a 50 kVA/Km.

3.3.2.5 Alimentador de baja densidad

Es aquel alimentador primario de distribución que tiene una carga nominal instalada distribuida por kilómetro de línea menor o igual a 50 kVA/Km.

3.3.3. Topología de los Sistemas Primarios de Distribución

A grandes rasgos, de forma generalizada es posible enumerar los diferentes tipos de estructuras o topologías en media tensión que más se emplean en la actualidad en los sistemas de distribución como son [10].

3.3.3.1 Sistema primario tipo radial

Es aquel que presenta un solo camino simultáneo al paso de la potencia hacia la carga, de manera que los consumidores solo tienen una sola posible vía de alimentación como se muestra en la Figura 3.3. Este tipo de red se utiliza principalmente en áreas rurales ya que es menor el coste de suministro al tratarse de grandes áreas geográficas con cargas dispersas y baja densidad.

La confiabilidad del servicio es baja, la ocurrencia de una falla en algún punto causa el corte del servicio a muchos usuarios, los tiempos de interrupción son grandes, aproximadamente 10 horas [10].

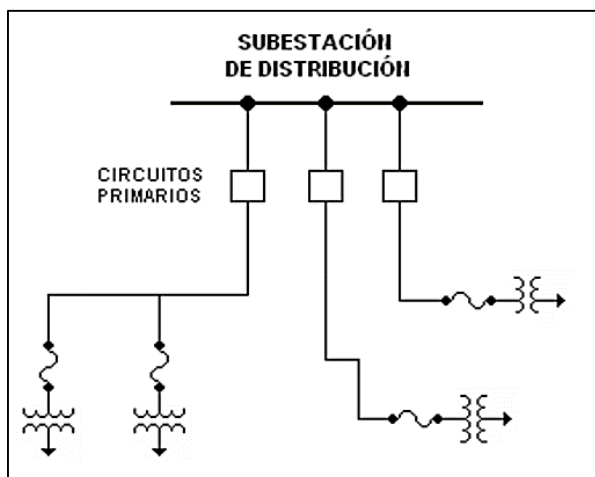


Figura 3.3. Sistema radial simple.

Fuente: [9]

3.3.3.2 Sistema primario tipo anillo

Usualmente el tamaño del conductor es el mismo en todo el anillo y debe transportar la carga de las 2 mitades del anillo. El arreglo provee 2 trayectorias paralelas desde la subestación distribuidora a la carga cuando el anillo es operado con suiches o interruptores de enlace como se aprecia en la Figura 3.4. En esta forma, alguna sección del alimentador primario puede aislarse sin interrumpir el servicio y las fallas son reducidas en su duración a solo el tiempo necesario para localizar la falla y hacer el suicheo necesario para restaurar el servicio. Este sistema aumenta la confiabilidad del servicio. Las estructuras en anillo son de dos tipos abiertos y cerrados.

a) Topología en anillo abierto

Este tipo de topología se constituye a base de bucles de igual sección, derivados de las subestaciones de distribución. Al ocurrir una falla dentro de un anillo se secciona el tramo dañado para proceder a la reparación, siguiendo una serie de maniobras con elementos de desconexión instalados al largo de la subtruncal [8].

b) Topología en anillo cerrado

El esquema es semejante al de topología anillo abierto con la única variante en que no existe un punto normalmente abierto. Esta topología es más utilizada en zonas amplias con redes subterráneas por la facilidad que se tiene de incrementar la capacidad instalada paulatinamente sin afectar las estructuras fundamentales de la red [11].

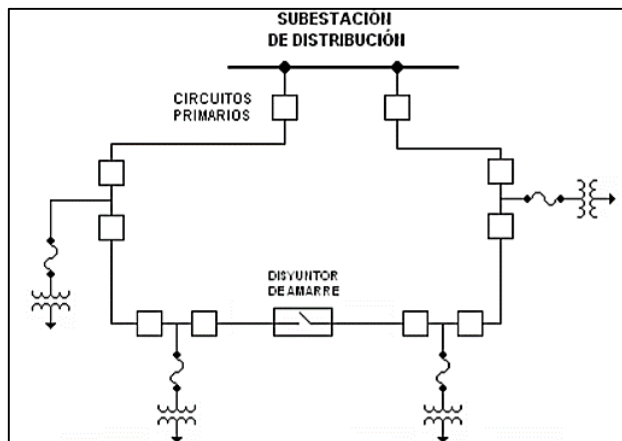


Figura 3.4. Topología anillo o bucle.
Fuente: [9]

3.3.3.3 Sistema primario tipo mallado

Este tipo de topología, las subestaciones de distribución están conectadas en seccionamientos y junto con el cable constituye anillos de igual sección, esto se puede notar en la Figura 3.5. Las pérdidas son bajas debido a la división de cargas, la confiabilidad y calidad del servicio de este arreglo es mucho más alto, pero más difícil de diseñar y de operar.

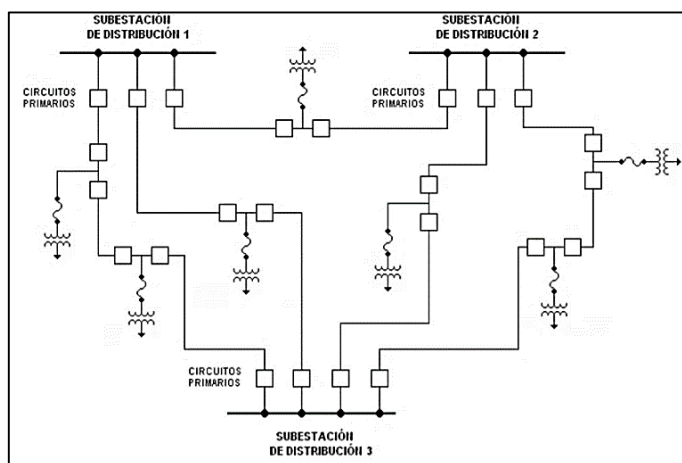


Figura 3.5. Sistema primario con tres puntos de alimentación.
Fuente: [9]

3.3.3.4 Sistema tipo estrella

Este sistema es más utilizado en los sistemas de distribución secundarios, es decir en redes de baja tensión, esto teniendo como punto de partida central el sistema de transformación de distribución, de ahí partiendo varios ramales hasta los puntos de carga, este sistema se puede apreciar en el diagrama topológico de la Figura 3.6 [11].

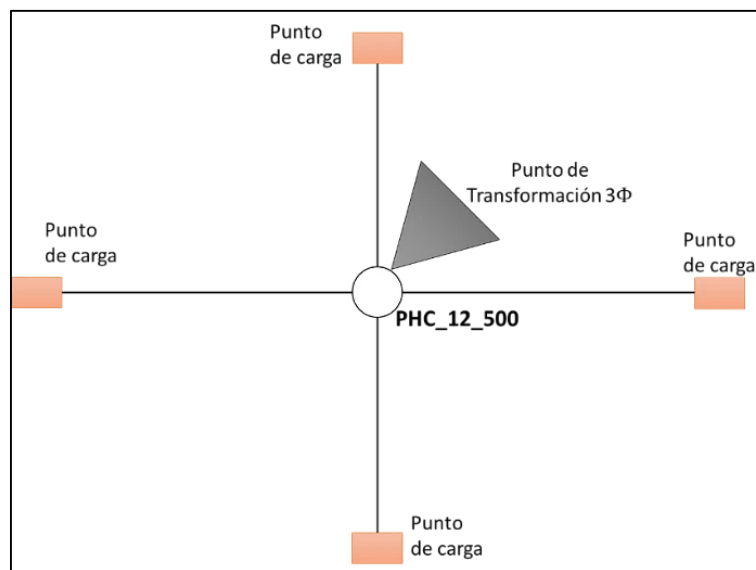


Figura 3.6. Topología en estrella.

Fuente: Autor.

3.4. TIPOS DE REDES EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Actualmente a nivel mundial existen dos tipos de redes eléctricas de distribución denominadas redes aéreas y redes subterráneas.

3.4.1. Redes de Distribución Aéreas

Son aquellas en las que los conductores van instalados por encima del suelo, para mantener distancias mínimas establecidas por el ente regulatorio indica, se utilizaran apoyos pudiendo ser estos, de madera, hormigón o de celosía metálica, sobre estos apoyos deberán disponer otros soportes en posición horizontal a los anteriores llamados crucetas,, donde se montaran los diferentes elementos o herrajes, parte conductores, parte aislantes(aisladores que serán los encargados de sustentar a dichos conductores [12].

3.4.1.1 Redes de distribución aéreas en medio voltaje

Las redes eléctricas de distribución en media tensión tipo aéreas, son tendidos de líneas apoyadas en estructuras o postes que parten desde los alimentadores que se encuentran ubicados en la subestación de distribución, el conductor utilizado en su gran mayoría es de tipo ACSR desnudo a niveles de tensión de 0,6 – 40kV, estos pudiendo ser monofásico, bifásico o trifásico, considerando que en la actualidad ya no se construye redes en medio voltaje bifásicos.

Para la construcción de redes en medio voltaje sean estos monofásicos o trifásicos, se aplica diferentes formas de diseño en el armado de sus estructuras como son [13]:

- Centrada. - pasante o tangente, angular, retención y doble retención.

- En volado. - pasante o tangente, angular, retención y doble retención.
- Semicentrado. - pasante, angular, retención y doble retención.

3.4.1.2 Redes de distribución aéreas en bajo voltaje

Las redes en bajo voltaje, son circuitos generalmente en estrella, que como punto de partida es el secundario del transformador de distribución con niveles de tensión de hasta 600 V, anteriormente estaban formados por conductores desnudos, en la actualidad se construye este tipo de redes con conductor preensamblado.

3.4.1.3 Elementos y materiales que consta una red de distribución aérea

En las redes de distribución aéreas los elementos y materiales más comunes a ser utilizados son, aisladores, conductores, elementos de protección, y herrajes [13].

a) Estructuras soportes o postes

En la actualidad ya no es de uso los postes de madera en las redes eléctricas de distribución aéreas dentro del territorio ecuatoriano, la Tabla 3.2 consiste en los soportes más utilizados que permiten las distancias mínimas desde el suelo son los postes de hormigón armado y los postes de fibra de vidrio para redes de media y baja tensión [14].

Tabla 3.2. Cargas nominales de rotura mínimas de acuerdo a su longitud.

POSTES MÁS COMUNES UTILIZADOS PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN							
Altura [m]	9	10	11	12	13	14	15
Carga rotura [kg]	350	400	475	500	600	675	2000

Fuente: [14]

Los postes de hormigón armado son más utilizados en lugares donde, para su colocación o instalación sea de fácil acceso ya sean con vehículo livianos o grúas, de la misma manera son más económicos. Los postes de fibra de vidrio son de costo más elevados a comparación a la del anterior, esto por su fácil traslado, su carga de rotura es igual a que las de hormigón y son utilizados en zonas donde el acceso de los vehículos sea limitado.

La distancia existente entre dos soportes se denomina vano o tramo, las cuales deben cumplir los reglamentos establecidos para su construcción en zonas rurales y zonas aledañas a la ciudad. Por otra parte, las líneas rectas existentes entre los dos puntos más altos de cada uno de los soportes donde están sujetos los conductores (aisladores) y el punto más bajo que toma el conductor se le llama flecha [15].

b) Los transformadores

Usualmente utilizados para los sistemas de distribución aéreos son monofásicos y trifásicos.

La designación de la potencia estará establecida de acuerdo con capacidad nominal del transformador, sea esta monofásicos o trifásico, en la Tabla 3.3, se define las capacidades nominales más utilizadas y comunes en redes de distribución aéreas en nuestro país [15].

Tabla 3.3. Capacidad de transformadores de distribución aéreos.

CAPACIDAD TRANSFORMADORES						
Monofásicos KVA	10	15	25	37,5	50	75
Trifásicos kVA	30	50	75	100	112,5	125

Fuente: [15]

c) Los conductores

Son empleados para la construcción de las líneas de distribución aéreas, están dimensionados de acuerdo con las cargas existentes por la zona de electrificación, las cuales deberían estar definidos en calibres normalizados (AWG o MCM) y en milímetros cuadrados para conductores preensamblados.

En la Actualidad los conductores más utilizados para los circuitos primarios es el Aluminio y el ACSR desnudos y en diferentes calibres, mientras que para circuitos secundarios en cables desnudos o aislados (Preensamblados). Los circuitos en bajo voltaje son de 3 y 4 hilos con neutro corrido.

d) Aisladores

Cumplen con la función de separar o aislar el elemento conductor que se encuentra a un potencial de las estructuras y herrajes que están a potencial cero, esto con el fin de que no circule la corriente por los soportes, herrajes, etc. Los aisladores deben cumplir con las normas establecidas en las ANSI 55.5 en media tensión y ANSI 53.3 para baja tensión.

e) Herrajes

Los herrajes utilizados para la construcción de redes en medio y bajo voltaje son de acero galvanizado, sirven como puntos de anclaje de poste a poste pudiendo ser estos, abrazaderas, varilla de anclaje y pernos [13].

f) Crucetas y diagonales

son materiales de fabricación de acero galvanizado muy resistentes, estructuras utilizadas para la construcción de redes en medio voltaje, donde va apoyado los aisladores de MV y equipos de protección [13].

3.4.2. Redes de Distribución Subterránea

Son aquellas redes de distribución en que los conductores van situados por debajo del nivel del suelo [12].

Las redes de distribución subterráneas serán construidas en aquellos sectores donde haya consideraciones justificables por parte de la ordenanza municipal, la empresa eléctrica distribuidora o el proyectista justifique su implementación de este tipo de red de distribución eléctrica, la cual contribuiría con la disminución del impacto visual, medio ambiente y el riesgo eléctrico por distancias de seguridad.

Al presente las redes de distribución subterráneas son construidas por razones urbanísticas, impacto visual, seguridad, estética, etc. Cabe misionar el alto costo para su planificación, diseño y construcción.

El proceso para la implementación de redes subterráneas, partiría con un estudio de factibilidad para ejecución de la obra civil, esto debido a que va a existir excavaciones para colocar los ductos y formar las cámaras de transformación. La continuidad del servicio en este tipo de sistema es mejor que en las redes aéreas, esto debido a que no está expuesto a accidentes de tránsito y caída de árboles.

3.4.2.1 Red en medio voltaje soterrado

En la mayoría de los casos los alimentadores primarios serán a un nivel de voltaje de 13,8 kV como lo es en el área de concesión de la EEA.S. A, la misma que derivaran de las subestaciones de distribución. De la misma forma que la Red subterránea por lo general es trifásica con neutro corrido y sus ramales principales estarán interconectados por las barras de los centros de transformación [16].

3.4.2.2 Red en bajo voltaje soterrado

Igual a las redes en BT aéreas el punto de partida de esta red es el transformador de distribución en forma de estrella en el mayor de los casos, con la diferencia que los conductores a utilizar deben cumplir las especificaciones técnicas para ser implementado por ductos bajo tierra [17].

3.4.2.3 Estructuras y elementos en redes de distribución subterráneas

En las estructuras se definen en base a los elementos que involucran trabajo de obra civil para el sistema eléctrico de distribución subterráneo, siendo estas:

a) Cámara de transformación

Puede ser a nivel de piso o subterráneo, consistes de una cuarto o habitación donde se alojan todos los equipos de protección y seccionamiento, así como el transformador de distribución.

b) Ductos

Son conjuntos de tuberías dentro de una misma zanja, por donde se llevará los conductores de forma subterránea.

c) Pozos

Es el punto donde se ejecuta la distribución para las acometidas de bajo voltaje y se definen sobre la base de sus dimensiones interiores: largo(l), ancho(a) y profundidad(p) [17].

d) Transformadores en redes subterráneas de distribución

Al igual que en las redes aéreas generalmente por el tipo de voltaje existen dos tipos, monofásicos y trifásicos, cabe mencionar que en los sistemas subterráneos los más utilizados son los transformadores de distribución trifásicos, como podemos apreciar en la Tabla 3.4.

Por el tipo de transformador; Transformador tipo convencional, tipo sumergible y padmounted.

Tabla 3.4. Capacidad comercial de transformadores subterráneos.

CAPACIDAD TRANSFORMADORES							
Monofásicos KVA	10	15	25	37,5	50	75	100
Trifásicos kVA	30	50	75	100	112,5	125	150
	300	400	500	600	700	800	900 y 1000

Fuente: [15]

e) Seccionamiento y protección de redes subterráneas

Al igual que en las redes aéreas, el sistema subterráneo necesita de seccionamientos y protección, esto con la finalidad de operar y dar el mantenimiento necesario a las redes, cámaras de transformación y pozos sin estar expuestos al riesgo de electrocución.

3.5. REDES DE DISTRIBUCIÓN COMPACTAS

Las redes compactas comprenden de líneas eléctricas tendidas de manera horizontal entre estructuras de soporte, comúnmente de postes de hormigón la cual forman espacios denominados vanos o tramos, esos sistemas aportan a la seguridad de los operadores, disminuyen las salidas del servicio eléctrico sea estas por fallas ocasionados por la naturaleza o por el humano, reducción al impacto ambiental (poda y tala árboles), menor impacto visual y en su construcción se puede integrar más de una terna en las mismas estructuras, esto de acuerdo a las características mecánicas que tengan las mismas [18].

Las redes de distribución aéreas compactas, comúnmente están conformados por conductores protegidos y espaciadores de fases, estos sustentados a un cable de alta resistencia de acero denominado cable mensajero. Las redes compactas garantizan el aumento de confiabilidad en el sistema, reduce fallas ya sea esto provocados por, arboles, basuras en las líneas, cortocircuito fase a fase o fase a neutro, etc.

En la actualidad en la mayoría de Empresas Eléctricas distribuidoras (ED's) contienen grupos preparados para ejecutar labores de operación y mantenimiento en líneas calientes (líneas energizadas), sin embargo, los errores constantes o el exceso de confianza por parte del personal operativo o constructores de edificaciones aledaños a las redes de distribución aérea convencional (cables desnudos), ha provocado serie de accidentes, comúnmente de electrocución. Por lo que, el sistema compacto ayudaría disminuir considerablemente los riesgos a estos tipos de accidentes.

No existe límite de resistencia mecánica en los conductores utilizados en este tipo de redes, por lo que se garantiza la construcción de vanos largos, terrenos a desnivel o la colocación del circuito bajo las líneas de transmisión o subtransmisión, cabe mencionar que el único limitante serían las estructuras de soporte, como son los postes y herrajes [2].

Las redes compactas están siendo las que mayor utilización se dará a futuro en zonas arboladas esto por su diseño como se ve en la Figura 3.7.

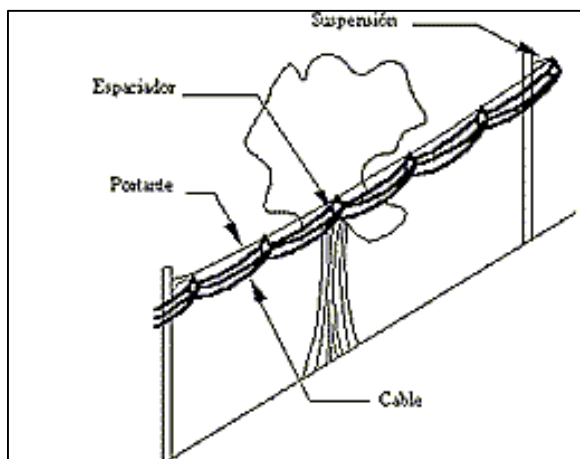


Figura 3.7. Representación de un tramo o vano de la red compacta.

Fuente: [2]

En 1951, Bill Hendrix fundó Hendrix wire & cable, Inc., con la cual la idea es la de fabricar y comercializar un sistema eléctrico de distribución aéreo con espaciadores, hoy denominado redes compactas, con la cual el nuevo proyecto ayudaría a resolver la confiabilidad en el sistema de las ED's locales, con el paso del tiempo también se reduciría las salidas del servicio eléctrico, la poda de árboles y las fallas ocasionadas por el cambio climático o cortocircuitos [2].

En este tipo de sistemas de distribución, la elección de conductores con alta resistividad mecánica, conductividad y de aislantes que garanticen la aplicación de redes compactas deberá estar normadas con estándares nacionales e internacionales.

Los conductores de aluminio semiaislado o ecológico y cable recubierto para redes compactas aun tensión de 15kV, 25kV, fabricados por ELECTROCABLES C.A., cumplen con las siguientes especificaciones y normas exigidos por la National Electrical Code.

3.5.1. Materiales para una Red Tipo Compacta.

a) Conductores

El conductor cubierto para la construcción de redes en medio voltaje tipo compacto está constituido por un conductor AAC, ACSR o AAAC, serán de uso acerero de acuerdo al nivel de voltaje del sistema donde se vaya a realizar el proyecto, en nuestro caso 13,8 kV para la provincia de Tungurahua [19].

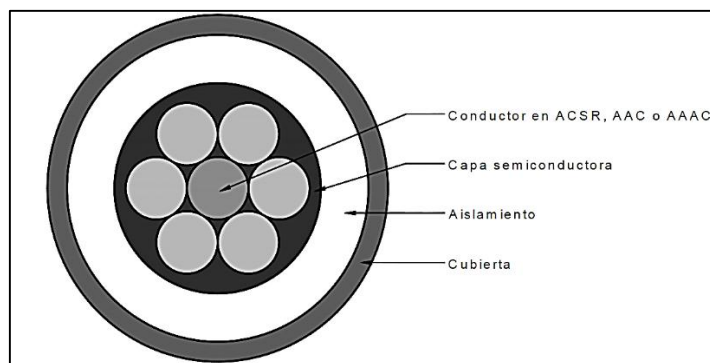


Figura 3.8. Cable cubierto 3 capas.

Fuente: [19]

- **Capa semiconductora**

La capa semiconductora es una cubierta del conductor de Al o Cu en sí, que debe cumplir con la normativa NTC-5909 [19].

- **Aislamiento**

Es la segunda capa del conductor, que corresponde a un material de polietileno reticulado no relleno (XLPE) para una temperatura admisible de 90°, de la misma forma cumpliendo la normativa NTC 5909 [19].

- **Cubierta del conductor**

La cubierta exterior debe ser de polietileno de alta densidad (HDPE), color negro, resistente a la radiación ultravioleta, abrasión, agrietamiento ambiental, descargas superficiales (tracking), los esfuerzos mecánicos (tracción) operación del cable en zonas húmedos y secos [19].

b) Herrajes

Las estructuras utilizadas para las redes compactas, deben cumplir cada uno de los requerimientos que establece las Unidades de propiedad, apreciaremos lo siguiente en los ANEXO B, ANEXO D y ANEXO F.

c) Estructuras soporte (postes)

Los postes a ser analizados para el uso en las redes aéreas compactas en media tensión, son las mismas que se utilizan en las redes aéreas convencionales Tabla 3.2, entonces, en la indagación llevara a cabo la carga de rotura de los postes de hormigón armado (PHC) y los postes de fibra de vidrio (PFV), esto frente al peso que tendría las redes en media tensión aisladas tipo compactas.

d) Cable mensajero o portante

Es el conductor que está en la punta de la estructura y su función es cargar con el peso de la red compacta, en toda su trayectoria. Dicho cable será de acero galvanizado de alta resistencia mecánica, los diámetros varían desde 6,4 mm para conductores de fase con sección de 35mm^2 y de 9,5 mm para conductores con sección de 185mm^2 [2].

De acuerdo a [20] se considera la utilización del Cable high straight (HS) y extra high straight (EHS) la misma que son utilizadas en líneas de transmisión como cable de guarda, sin embargo cuando los esfuerzos mecánicos son elevados se emplean como mensajero o portante de las redes de distribución Figura 3.9.

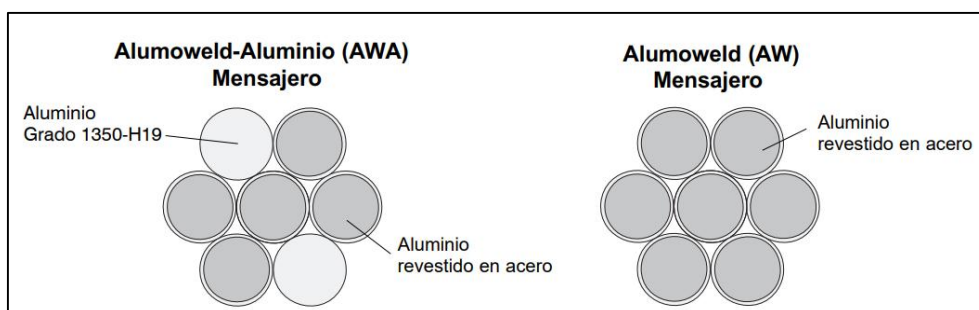


Figura 3.9. Conductor mensajero del sistema Hendrix de cable aéreo con espaciadores.

Fuente:[20]

e) Espaciadores

Consiste en un herraje que permite tener a los tres conductores de fases compacto con el cable mensajero o portante, se colocará a una distancia máximo de 8 metros Figura 3.10, en los vanos entre postes [2].

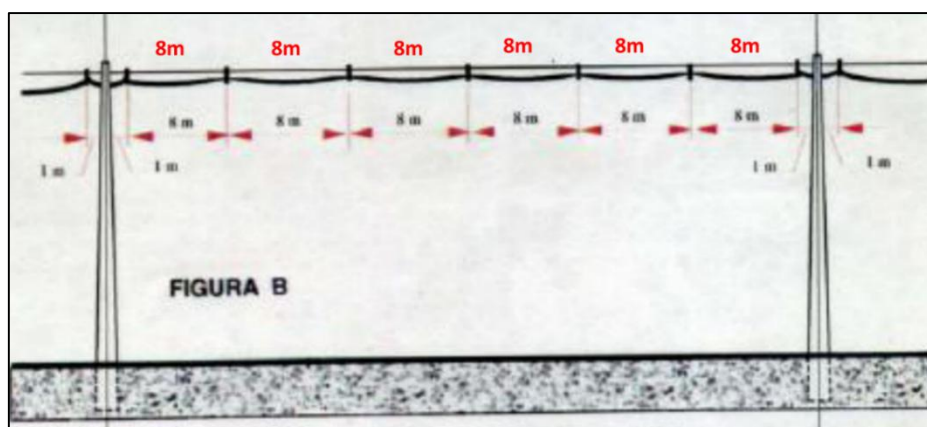


Figura 3.10. Distancia más común colocación de espaciadores de postes a poste.

Fuente: [2]

3.5.2. Países de América que Aplica las Redes de Distribución Compactas

Las ED's día a día realizan un esfuerzo para el mejoramiento de la calidad del servicio y confiabilidad de los sistemas a sus usuarios, por lo que se desarrolla estudios técnicos y económicos para la implementación de nuevas tecnologías en redes de distribución como es en medio voltaje y bajo voltaje. Por lo que, unos de los países más desarrollados Estados Unidos ha utilizado por más de 40 años el Sistema HENDRIX que consiste en de redes cables recubiertos con espaciadores (SCAE) y un cable de acero denominado mensajero de alta resistencia, como se muestra en la Figura 3.11 [2].

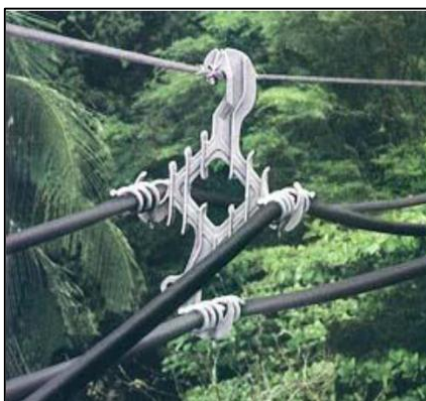


Figura 3.11. Sistema tipo HENDRIX red de distribución compacto.

Fuente: [2]

Dentro del continente americano el primer país es hacer uso de conductores protegidos y compactos para las redes de distribución es Estados Unidos en la década de 1960, por el mismo hecho de la fundación de la empresa Hendrix wire & cable, Inc., y la fabricación de este tipo de conductores, siendo su producto de prueba en dicho país, obteniendo grandes resultados por lo que paulatinamente se empieza a implementar en América central y América latina.

Por otra parte, los países que han obtenido un avance para el desarrollo en la implementación de redes eléctricas compactas, son Brasil y Argentina, siendo así que en Brasil los primeros estudios técnicos se desarrollarían en 1984-1985, siendo así su primera construcción en la parte urbana en 1990 y 1998 en la parte rural con una extensión de 21000 Km aproximadamente, todo esto en redes de distribución en baja tensión lo que posteriormente implementaría redes preensamblados que en la actualidad es de constante uso, lo que dicho país desde el año 1999 se implementa estudios de factibilidad para la construcción de redes compactas solo en media tensión alcanzando en ciertos estados un incremento notable y su construcción y explotación actualmente supera las redes convencionales (redes aéreas conductores desnudos) [2].

En Argentina se implementaría las primeras obras de redes compactas en media tensión a 33kV a circuito simple en el año 1999-2000 y posteriormente a doble circuito en las zonas urbanas con una tensión de 13,2 kV en medio volteje, en la actualidad de acuerdo de acuerdo a [18] se estima que dentro de dicho país existe 2500 Km de redes compactas distribuida en todas las provincias, la empresa pionera en la construcción de este tipos de sistemas es COIDEAS.A., construyendo más de 1600 Km de redes compactas, siendo su mayor benefactor Buenos Aires, donde se obtienen resultados muy favorables el uso de este sistema [2].

El CFE en México empezaría a desarrollar proyectos de factibilidad para la construcción de dichas redes en 1997 siendo las más construidas en zonas arboladas. [2].

En nuestro país, la implementación de este tipo de sistemas de distribución todavía es escaso, sea por la falta de estudios técnicos, económicos o ambientales, sin embargo, en el año 2014-2015, la empresa COIDEA S.A. (Argentina) y CNEL. E.P. Santo Domingo (Ecuador), desarrollaría los estudios necesarios para el diseño y construcción de línea en media tensión compacta en la zona La Concordia, Puerto Quito, con una longitud aproximada de 27 km [18].

Dentro del área de concesión de la Empresa Eléctrica Ambato S.A., actualmente no existe un estudio sea de prefactibilidad o factibilidad para la implementación de este tipos de redes de distribución en los circuitos primarios, considerando que la EEASA presta sus servicios a la zona oriental, donde existe mayor vegetación, por lo que será de mucha utilidad un estudio técnico, económico y ambiental para la implementación de este tipo de sistemas en zonas con espacios reducidos, alta vegetación, etc.

Tabla 3.5. Consideraciones para un proyecto eléctrico.

CONCEPTO	ELEMENTO A CONSIDERAR
Confiabilidad	Continuidad del servicio eléctrico y caídas de tensión.
Seguridad	Distancia de operación y corrientes de fuga
Medio Ambiente	Ecológico, tala y frecuencia de poda de la vegetación.
Costo	Inversión inicial, Costos operativos, costos de operación y mantenimiento.
Beneficio	Socialización con usuarios.

Fuente: Autor

Al momento de diseñar nuestra red, se debe considerar factores muy importantes que beneficien a la población como se detalla en la Tabla 3.5.

4. MATERIALES Y MÉTODOS

En el presente aparatado se detalla los materiales y métodos usados para el desarrollo del proyecto de investigación “Estudio de factibilidad para la implementación de redes aéreas compactas en media tensión en el área de concesión de la EEA.S. A”.

4.1. MÉTODOS DE INVESTIGACIÓN

En el presente proyecto de investigación se aplicó el método deductivo e inductivo.

4.1.1. Método Deductivo

Su punto de partida son los datos generales de lo que se va a investigar, las cuales permiten determinar un hecho específico que se pueda analizar los resultados de forma general mismas que fueron enunciados con anterioridad [21].

Este método se utilizó en el desarrollo del presente proyecto de investigación debido a que se obtuvo datos generales de fuentes bibliográficos, proyectos eléctricos para la construcción de redes compactas realizados por empresas como COIDEA S.A en Ecuador y en diferentes países de Latinoamérica, de la misma manera para el análisis económico se obtuvo información de proyectos de redes eléctricas de distribución aéreas y subterráneas adjudicados por parte de la Empresa Eléctrica Ambato y construidos por contratistas a fines del proyecto.

4.1.2. Método Inductivo

Mediante este método se puede llegar a las conclusiones generales de un determinado dato o hecho en particular o específico, es decir que las conclusiones obtenidas serán verídicas solo si las premisas a que se basa la investigación también lo son [21].

Se aplica el presente método para el análisis técnico y económico para el comparativo de las redes eléctricas de distribución convencionales con las redes compactas en estudio, concluyendo de manera clara y concisa cada uno de los parámetros como confiabilidad, seguridad, medio ambiente, costo y beneficio.

4.2. MATERIALES E INSTRUMENTOS

4.2.1. Softwares

a) Open Office

Software para la redacción de textos, se utilizó para redactar la información bibliográfica del presente proyecto de investigación.

b) Software de dibujo técnico

Consiste de un software que permite el diseño asistido por computadora modelado en 2D y 3D, durante la ejecución del presente informe de investigación se ha utilizado para la ejecución del diseño de una red de media tensión tipo compacta.

c) Software de georreferenciación open source

Software que consiste de un mapa geográfico muy completo la misma que permite compilar, estructurar, administrar, compartir y distribuir información geográfica, en este proyecto se utilizó este aplicativo para poder visualizar las características de las redes de distribución que actualmente están construidas dentro del aérea de concesión en la Empresa eléctrica Ambato.

4.2.2. Normas Técnicas

La normalización, es decir la adhesión a procedimientos o especificaciones de productos, puede reducir los procedimientos logísticos, facilitar el comercio, prevenir el engaño a los consumidores y mejorar la calidad de los productos, esto significa que los requisitos constituyen una mejoría en relación con la práctica común [14].

Las normas que se aplicaran para determinar los parámetros de cada uno de los elementos y materiales que se utilizaran en las redes compactas, están detalladas en el catálogo de las unidades de propiedad que se aprecian en la Tabla 4.1 y Tabla 4.2.

Tabla 4.1. Normas para la fabricación de conductores a utilizar en redes compactas.

NORMAS DE FABRICACIÓN DE CONDUCTORES AISLADOS PARA REDES COMPACTAS	
NORMATIVA	DESCRIPCIÓN
ASTM B-230, ASTM B-415, ASTM-B416, ASTM B-502.	Alambres de aluminio, aleación 1350-H19 para propósitos eléctricos
ABNT EB-2173:	Conductores cubiertos con Polietileno reticulado XLPE, para uso en zonas arborizadas de 15 y 25 kV
ABNT/NBR 11873:	Cables cubiertos con material polimérico XLPE para redes aéreas compactadas de distribución en tensiones de 13.8 kV a 34.5 kV
ICEA S-121-733, ICEA P 32-382, ASTM B 232, ASTM B401	Estándar para cable ecológico - semiaislados líneas aéreas

Fuente: [22]

Tabla 4.2. Normas aplicadas para la fabricación de herrajes, redes compactas.

NORMAS DE FABRICACIÓN DE HERRAJES PARA REDES COMPACTAS		
MATERIALES	NORMA DE FABRICACIÓN	MATERIAL FABRICACIÓN
Aislador Espiga (PIN) 25 kV, ANSI 55.5	ANSI C29.5, ASTM D 1248	Polietileno de alta densidad
Brazo Antivaiven 25-46 Kv.	ASTM D 1248, ASTM D2303, ASTM D1693	Polietileno de alta densidad
Brazo de alineación con grapa conectadora.	ASTM A536, ASTM A36 / ASTM A36M	Acero galvanizado
Cinta fleje, 1 ¼”, pero se sujeción 5/8”.	ASTM A 240, ASTM A 666; ASTM A-449, IEEE C135.1; ASTM B 221.	Acero inoxidable. Acero galvanizado.
Empalme Unipolar 25 Kv.	IEEE std. 404-2012	Polietileno de alta densidad.
Espaciador monofásico, 25 kV, ASTM D 1248.	ASTM D 1248, ASTM D 150, ASTM D 638M.	Polietileno de alta densidad
Espaciador trifásico, 25 kV, ASTM D 1248.	ASTM D 1248, ASTM D 150, ASTM D 638M.	Polietileno de alta densidad
Estribo de acero para cable semiaislados.	ASTM A572, C119.4, UL-486B; ASTM A36, INEN 2215.	Fundición maleable galvanizado
Grapa de desvío angular para cable mensajero.	NTE INEN 672, NTE INEN 2483 (ASTM A 123 - A 153)	Fundición maleable, galvanizadas.
Grapa horquilla-guardacabo, para servicio pesado.	NTE INEN 2492, INEN 2215 – 2222, NTE INEN 2483 (ASTM A153).	Acero galvanizado.
Horquilla para anclaje	NTE INEN 2492, INEN 2215 – 2222, NTE INEN 2483 (ASTM A153).	Barra redonda lisa.
Ménsula, para desvío angular, perfil “U”, 25kV.	ASTM A36, INEN 2215, INEN 2224.	Perfiles de acero.
Placa para doble aislador.	ASTM A48, ASTM A644	Pletina de hierro dúctil fundido, galvanizado en caliente.
Retención preformada para cable semiaislados 25 kV y cable mensajero.	IEC 60104 ed2.0, ASTM B341, ASTM B800, ASTM E376, ASTM A428, ASTM A474.	Aleación de aluminio

Fuente: [23]

4.3. METODOLOGÍA

4.3.1. Diagrama de Bloques para Cálculos Mecánicos

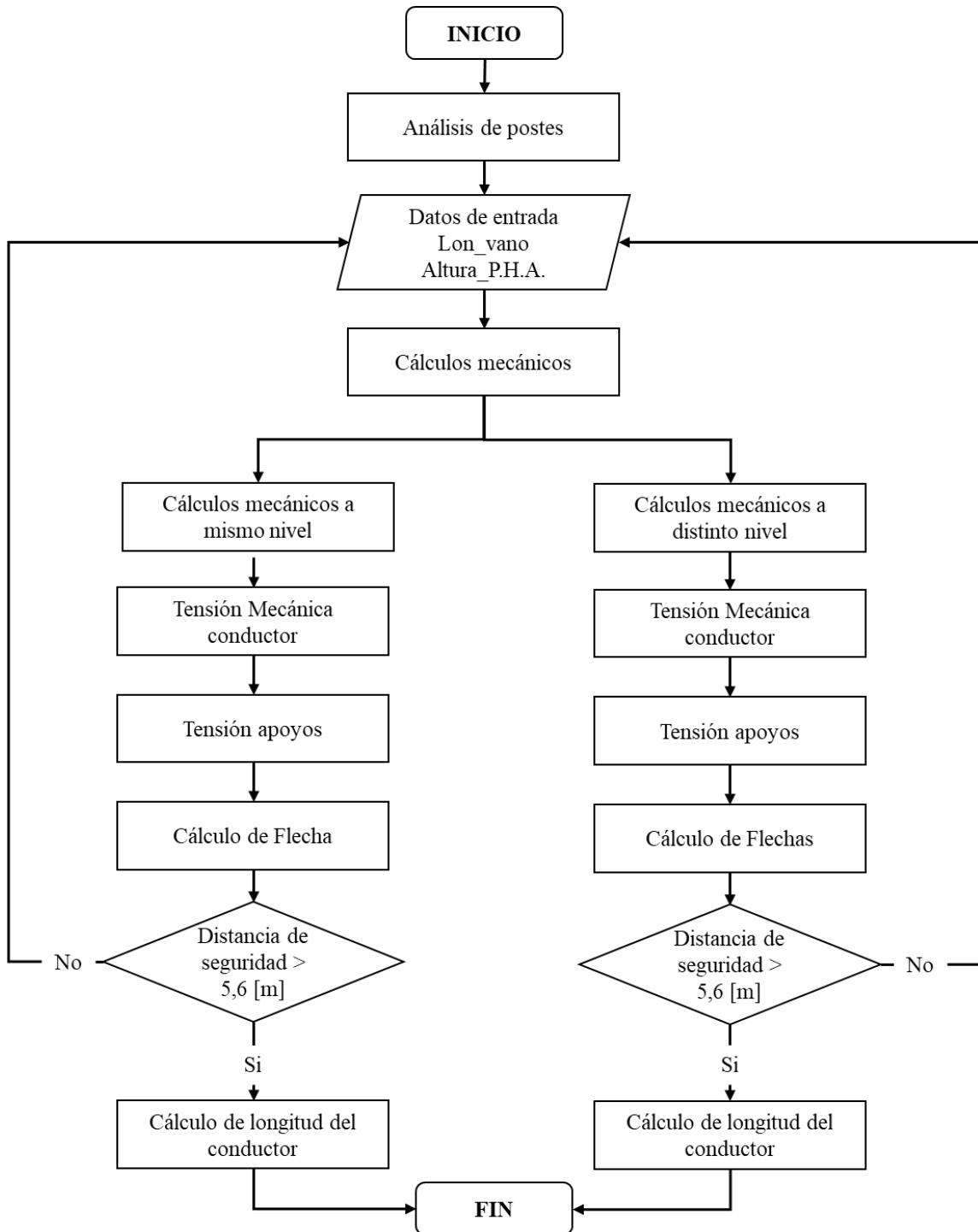


Figura 4.1. Diagrama de bloque para el cálculo mecánico.

Fuente: Autor

4.3.2. Diagrama de Bloques para Cálculos Eléctricos

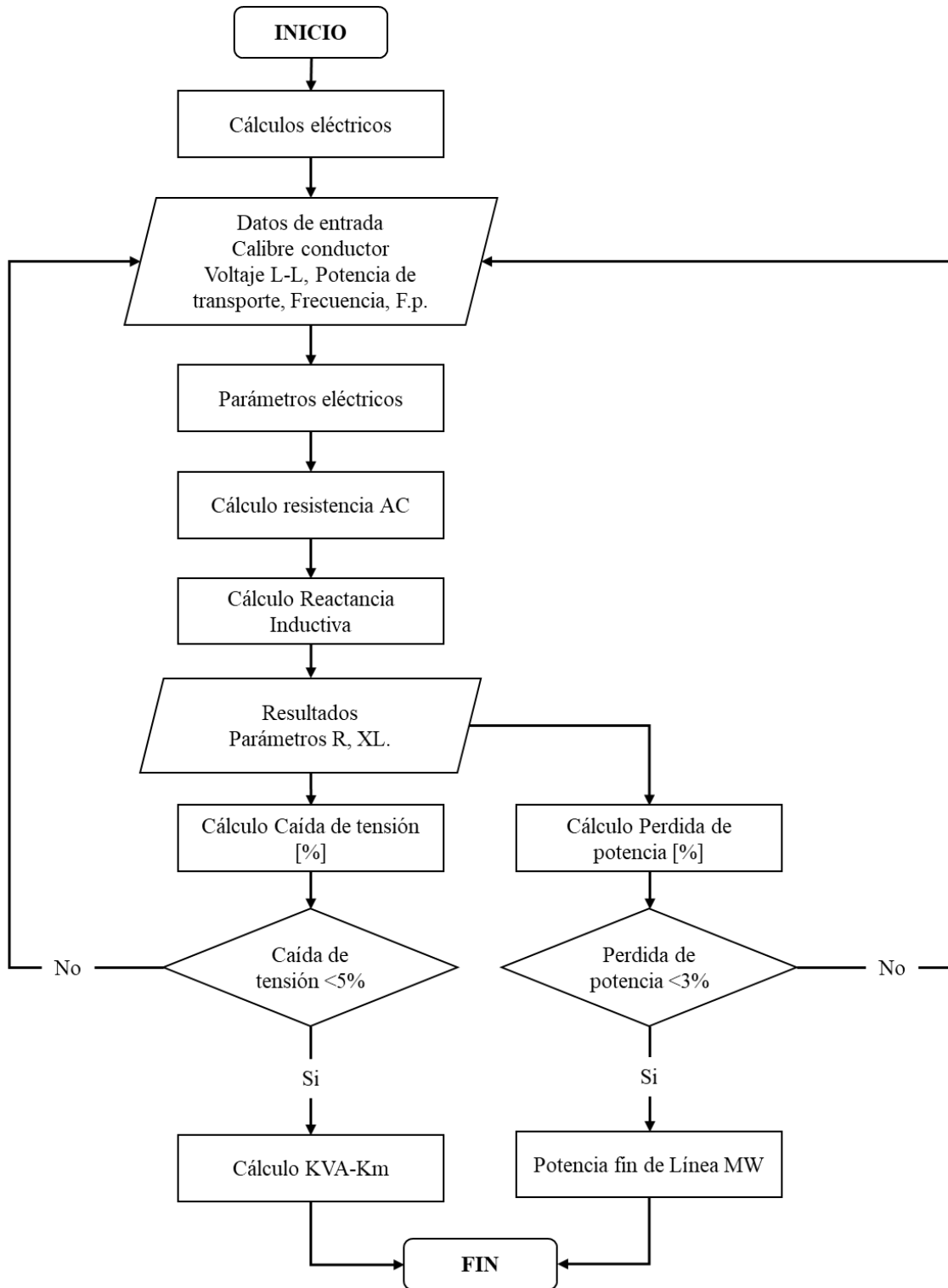


Figura 4.2. Diagrama bloques cálculos eléctricos.
Fuente: Autor

4.4. DETERMINACIÓN DE ECUACIONES ELÉCTRICAS Y MECÁNICAS

4.4.1. Consideraciones Iniciales de las Redes Aéreas Compactas en Media Tensión

Inicialmente se desarrollarán los cálculos necesarios para la implementación de redes aéreas compactas en media tensión, considerando los parámetros eléctricos, electromecánicos, así mismo, determinaremos los elementos, materiales y estructuras que comúnmente se está utilizando en otros países en la construcción de las redes en media tensión compactas.

4.4.2. Cálculos Mecánicos

En el presente se analizará los esfuerzos mecánicos presentes en los postes, y conductores a ser utilizados en la construcción de una red de distribución tipo compacta.

Los parámetros a considera para el diseño y construcción de redes eléctricas de distribución aéreas, para lo cual se especifica los puntos más importantes para los cálculos eléctricos y electromecánicos de un sistema aislado y compacto en medio voltaje [24].

4.4.3. Cálculo de Cimentación de un PHA

Por lo que se refiere al empotramiento de los postes de hormigón armado (P.H.A) o poste fibra de vidrio (P.F.V) se determina de acuerdo la normativa INEN 1965, como se detalla en la siguiente ecuación [14]:

$$L_1 = \frac{L}{10} + 50mm \quad (4.1)$$

Donde L_1 es la longitud de profundidad a ser enterrado el poste y L es la longitud del poste.

4.4.3.1 Cargas sobre las estructuras soporte

a) Cargas transversales

Componente transversal de una carga cualquiera aplicada al apoyo en un punto dado, en un sistema de coordenadas tridimensional ligado al apoyo [25].

Debido a la tensión del conductor

$$F_{TC} = 2 * T_H * \text{Sen} \left(\frac{\alpha}{2} \right) \quad (4.2)$$

Debido a la presión del viento sobre el conductor

$$F_{VC} = P_v * V_v * D_{cond} * \text{Cos} \left(\frac{\alpha}{2} \right) \quad (4.3)$$

Debido a la presión del viento sobre el aislador

$$F_{VC} = P_v * L_{aislador} * D_{aislador} * Coef_A \quad (4.4)$$

$$F_T = F_{TC} + F_{VC} + F_{VA} \quad (4.5)$$

b) Cargas verticales

Componente vertical de una carga cualquiera aplicada al apoyo en un punto dado, en un sistema de coordenadas tridimensional ligado al apoyo [25].

Peso del conductor con sobrecarga de hielo

$$P_{Cond} = (P_{Totalconduc} + P_{hielo}) * V_{promedio} \quad (4.6)$$

Peso Adicional

$$P_{Adic} = (P_{operar} + P_{herram} + P_{contrapeso}) \quad (4.7)$$

$$F_V = P_{cond} + P_{accesorios} + P_{adicional} \quad (4.8)$$

c) Cargas longitudinales

Componente longitudinal de una carga cualquiera aplicada al apoyo en un punto dado, en un sistema de coordenadas tridimensional ligado al apoyo [25].

$$Cargas\ longitudinales = Tension\ del\ conductor \quad (4.9)$$

Donde:

T_H = Tensión en el punto más bajo del conductor.

α = Angulo de deflexión de las estructuras.

P_v = Presión del viento.

V_v = Vano Promedio.

D_{cond} = Diámetro del conductor.

$L_{aislador}$ = Longitud del aislador.

$D_{aislador}$ = diámetro del disco mayor del aislador.

$P_{Totalconduc}$ = Peso total del conductor.

4.4.4. Determinación de Vanos

Para el presente análisis se considerará como se detalla a continuación:

- Cuando se usen luminarias de 400 W se recomienda tener vanos máximos de $\geq 40\text{m}$.
- Cuando se usen luminarias de 250W, 150W y 100 W se recomienda tener vanos máximos de 35 a 40m [24].
- La distancia máxima entre postes para la construcción de una red de media tensión es de 70m [2].

Actualmente para la implementación de los Sistema de distribución se suele utilizar redes de MV y BV, en donde debido a la necesidad de servir a los usuarios se utiliza generalmente las siguientes combinaciones:

- **Solo red de BV**

Generalmente se utiliza vanos de menos de 40m con el fin de facilitar la instalación de acometidas a la vez que facilita la instalación de alumbrado público (común en áreas mediana y densamente pobladas).

- **Solo red de MV**

Generalmente utilizada en alimentadores y zonas de baja densidad poblacional, se suele colocar entre 45-60m de distancia. Red de MV y BV tiende a respetarse las distancias establecidas en el primer literal.

Para el presente proyecto de investigación se tomara en consideración los vanos o espacios de poste a poste con distancias de 40, 50 y 60 metros, estando dentro de los parámetros que especifica en [24].

4.4.5. Cálculos en Conductores

Tabla 4.3. Calibres de conductores recomendados para redes en medio voltaje.

TIPO CONDUCTOR		EEA.S. A		EEQ.S.A.		EERS.S.A.	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
ACSR	AWG	1/0	-	2	-	4	-
	MCM	-	266,8	-	336,4	-	4/0
AAC	AWG	-	-	2	-	-	-
	MCM	-	-	-	350	-	-

Fuente: [24], [26] y [27].

Se analiza el comportamiento del conductor sometido a diferentes efectos que produce el viento o hielo, estos siendo como la flecha, saeta y tiros, para ellos se considera los calibres de

conductores recomendados para el diseño y construcción de redes eléctricas de distribución en media tensión de acuerdo a [24], [26] y [27], como se detallan en la Tabla 4.3.

Se considera los límites de los esfuerzos mecánicos de los conductores como se detalla a continuación [24].

- La tensión que soporta el cable mensajero no deberá pasar del 33 % del valor de rotura del mismo.
- El valor de la flecha de un vano no debe ser mayor al 1,2 %. Para lo cual la tensión del conductor en el punto de amarre T_A será igual a la tensión en el punto más bajo del conductor T_o , las mismas que son constantes en los diversos puntos de la catenaria.
- La tensión T_A del conductor en el punto de amarre será mayo a T_o [24].

4.4.5.1 Para estructuras de soporte al mismo nivel

a) Parámetro de la catenaria

Entonces conociéndose que la catenaria consiste en una curva que forma el conductor que se encuentra suspendido entre dos estructuras(postes) [28].

Ecuación para el cálculo de la catenaria:

$$Y = C \cdot \cosh\left(\frac{x}{C}\right) \quad (4.10)$$

$$Y = a + b \cdot x^2 \quad (4.11)$$

$$C = \frac{T_o}{P} \quad (4.12)$$

Remplazando (4) en (2);

$$Y = \frac{T_o}{P} * \cosh\left(\frac{P \cdot x}{T_o}\right) \quad (4.13)$$

La tensión mecánica en un punto P de la catenaria x, y.

$$T_{Horizontal} = T_o * \cosh\left(\frac{P \cdot x}{T_o}\right) \quad (4.14)$$

Se aproxima a la forma de parábola con las siguientes ecuaciones:

$$Y = C + \frac{x^2}{2 \cdot C} \quad (4.15)$$

$$Y = \frac{T_0}{P} + \frac{P \cdot x^2}{2 \cdot T_0} \quad (4.16)$$

Entonces, la tensión mecánica en los apoyos está dada por, a partir de La ecuación de la parábola:

$$T_a = T_0 + \left(\frac{P^2 \cdot x^2}{8 \cdot T_0} \right) \quad (4.17)$$

Donde:

T₀: Tensión en kg en el punto más bajo del conductor

P: Peso conductor por unidad de longitud

x: longitud del vano de poste a poste.

T_{horizontal}: tensión mecánica en el punto P.

T_a: Tensión mecánica en los apoyos (poste)

b) Cálculo de la flecha

Corresponde al punto más bajo de la curva que forma el conductor de poste a poste con referencia a la distancia del vano horizontal, por tanto, el valor de la flecha es vertical y se representa por la siguiente ecuación:

Ecuación de la flecha en base a la ecuación de la catenaria:

$$f = C \left[\cosh \left(\frac{a}{2C} - 1 \right) \right] \quad (4.18)$$

$$f = \frac{T_0}{P} \left[\cosh \left(\frac{P \cdot a}{2T_0} \right) - 1 \right] \quad (4.19)$$

De la misma forma la ecuación de la flecha con referencia a la ecuación de la parábola:

$$f = \frac{a^2 \cdot P}{8 \cdot T_0} \quad (4.20)$$

Donde:

T₀: Tensión en kg en el punto más bajo del conductor

P: Peso conductor por unidad de longitud

a: longitud del vano de poste a poste.

c) Longitud del conductor

Debido a la curva que forma el conductor de poste a poste, se debe calcular la longitud del mismo, debido a que no va a ser la misma longitud que del vano, para eso se detalla la siguiente ecuación:

Ecuación para la longitud del conductor a partir de la ecuación de la catenaria:

$$L = 2 \cdot C \cdot \text{Senh} \left(\frac{2}{2 \cdot C} \right) \quad (4.21)$$

$$L = \frac{2 \cdot T_0}{P} \cdot \text{Senh} \left(\frac{P \cdot a}{2 \cdot T_0} \right) \quad (4.22)$$

Así mismo se analiza la ecuación de longitud con respecto a la ecuación de la parábola:

$$L = a + \frac{a^3 \cdot P^2}{24 \cdot T_0^2} \quad (4.23)$$

Longitud del conductor a partir de la flecha:

$$L = a + \frac{8 \cdot f^2}{3 \cdot a} \quad (4.24)$$

Donde:

T₀: Tensión en kg en el punto más bajo del conductor

P: Peso conductor por unidad de longitud

a: longitud del vano de poste a poste.

f: flecha vertical desde el punto más bajo del cable.

d) Tensión y esfuerzo mecánico en conductores

La tensión y esfuerzos mecánicos que se efectúa en el conductor al realizar el tendido de la línea, la misma que representa por la ecuación siguiente:

$$Y = \frac{T_0}{P} \cosh \left(\frac{P \cdot x}{T_0} \right) \quad (4.25)$$

Para el cálculo de la tensión horizontal en un punto cualquiera del mismo se aplica la siguiente ecuación:

$$\text{Para } x = 0 \quad T_x = T_0; \quad T_x = Y_p = T_0 \cosh \left(\frac{P \cdot x}{T_0} \right) = T \quad (4.26)$$

Para la componente vertical la tensión se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$T_v = \sqrt{T \cdot (x)^2 - (T_0)^2} \quad (4.27)$$

$$T_v = T_0 \cdot \operatorname{senh} \left(\frac{a}{2 \cdot T_0} \right) \quad (4.28)$$

La tensión máxima en el punto más expuesto en el extremo del conductor, estará representado por la siguiente ecuación:

$$T_A = T_B = T_0 \cosh \left(\frac{a}{2 \cdot T_0} \right) \quad (4.29)$$

4.4.5.2 Para estructuras soporte a diferente nivel

Se analiza los cálculos mecánicos en conductores y apoyos, para redes de distribución eléctrica, considerando que las estructuras van a estar a niveles diferentes [29].

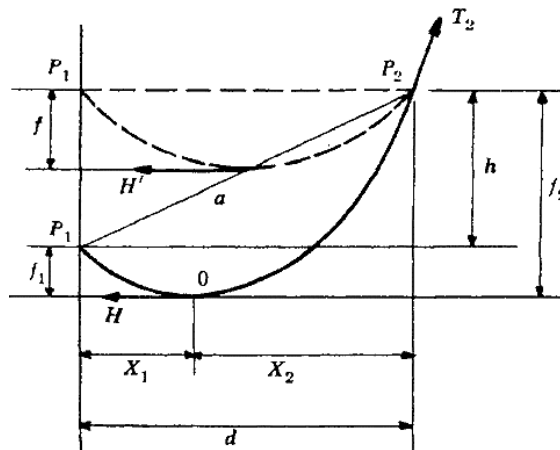


Figura 4.3. Vano en estructuras a distinto nivel.

Fuente: [29]

Para determinar el vano a distinto nivel:

$$a = \sqrt{d^2 + h^2} \quad (4.30)$$

En la Figura 4.3, se aprecia lo siguiente:

a = vano a distinto nivel.

d = proyección horizontal del vano.

h = diferencia de nivel entre los apoyos (postes).

p = peso total de los conductores.

T_2 = Tensión mecánica en el soporte superior.

Se puede realizar, siempre que el desnivel sea pequeño comparado con el vano, calculando primero la flecha (f) (haciendo uso de las fórmulas de la catenaria o de la parábola) para un claro con apoyos al mismo nivel, de longitud igual a la proyección horizontal del claro inclinado y a partir de (f), calcular las flechas f_1 y f_2 , haciendo uso de las fórmulas de la parábola, cómo se deduce a continuación:

$$d = x_1 + x_2 \quad ; \quad h = \frac{d \cdot p}{2 \cdot H} (x_2 - x_1) \quad (4.31)$$

$$x_2 = \frac{d}{2} + \frac{H \cdot h}{p \cdot d} \quad (4.32)$$

$$x_1 = \frac{d}{2} - \frac{H \cdot h}{p \cdot d} \quad (4.33)$$

De la ecuación con apoyos al mismo nivel y flecha:

$$f = \frac{p \cdot d^2}{8 \cdot H'} \quad (4.34)$$

En la práctica se puede considerar $H' = H$, por lo tanto;

$$x_2 = \frac{d}{2} \left(1 + \frac{h}{4f} \right) \quad (4.35)$$

$$x_1 = \frac{d}{2} \left(1 - \frac{h}{4f} \right) \quad (4.36)$$

$$f_1 = \frac{p \cdot (2x_1)^2}{8 \cdot H} \quad (4.37)$$

$$f_2 = \frac{p \cdot (2x_2)^2}{8 \cdot H} \quad (4.38)$$

$$f_1 = f \left[1 - \frac{h}{4f} \right]^2 \quad (4.39)$$

$$f_2 = f \left[1 + \frac{h}{4f} \right]^2 \quad (4.40)$$

4.4.6. Ecuación de Cambio de Condiciones

Para el estudio de las diferentes hipótesis o estados que forman parte del cálculo mecánico en conductores, considerando los valores iniciales en un conductor tendido entre dos estructuras de soporte, con la cual se determina valores iniciales de flecha, tensión y vano, a partir de una

temperatura inicial para los cual obtendremos mismos parámetros para un estado final, esto con el cambio climático [3].

El informe No. 1 de la E.E.Q. determina cuatro estados de análisis previo a la construcción de redes de distribución en medio voltaje, como se detalla en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4. Diferentes estados para el diseño de redes E.E.Q.

ESTADO [I]	Temperatura mínima: 0°C; sin viento (S/V)
ESTADO [II]	Temperatura: 10°C; viento máximo
ESTADO [III]	Temperatura promedio: 25°C; sin viento (S/V)
ESTADO [IV]	Flecha máxima: 50°C; sin viento (S/V)

Fuente:[3]

La ecuación de cambio de estado está dada por:

$$A = (S * E) * \left[\alpha (t - t_0) + \frac{a^2 (P_{T0_1})^2}{24(T_0)^2} \right] - T_0 \quad (4.41)$$

$$B = (S * E) * \left[\frac{a^2 (pt)^2}{24} \right] \quad (4.42)$$

Por lo que la nueva tensión, con respecto al cambio de condiciones está dada por:

$$T^2(T + A) = B \quad (4.43)$$

Donde:

P_{T0_1} = Peso total de conductores.

S = Sección del conductor.

E = Modulo de elasticidad del conductor.

α = Coeficiente de dilatación del conductor.

t = nueva temperatura.

t_0 = temperatura inicial.

a = longitud del vano

T_0 = Tensión en el punto más bajo del conductor.

pt = Peso total (sobrecarga del viento, hielo y cable.)

a) Sobrecarga del viento

La presión dinámica ejercida por el viento sobre las estructuras y conductores origina sobrecargas o vibraciones en cada uno de los vanos, entonces la carga unitaria en un conductor debido a la acción del viento viene dado por la siguiente ecuación [28]:

$$Pr_{horizontal} = 0,005 * C * (V_{horizontal})^2 \quad (4.44)$$

$$p_v = Pr_{Horizontal}(2,5 * d + d') \quad (4.45)$$

Donde:

p_v = Fuerza o carga unitaria en Kg/m en dirección normal al cable y horizontal

$Pr_{horizontal}$ = Presión del viento [kg/m²].

d = diámetro del cable fases [m].

d' = diámetro del cable fases [m].

C = constante barlovento 1,5.

$V_{horizontal}$ = Velocidad de viento (km/h).

Para determinar la presión del viento que ejerce hacia los conductores está dada por:

b) Sobrecarga del hielo

Consiste en el congelamiento de la lluvia la cual se origina una sobrecarga adicional al conductor, la cual se determina con la siguiente ecuación:

$$S_h = \frac{\pi}{4} [(\Phi_c + 2 * e)^2 - (\Phi_c)^2] mm^2 \quad (4.46)$$

Que al simplificar la ecuación se obtiene:

$$S_h = 10^{-6} \pi [e^2 + e * \Phi_c] [m^2] \quad (4.47)$$

La densidad típica del hielo a 0°C es de 916,8 kg/m³ [28].

Peso unitario del hielo:

$$p_h = 916,8 \frac{kg}{m^3} * \pi (e^2 + e * \Phi_c) \left[\frac{kg}{m} \right] \quad (4.48)$$

Entonces, el peso total al cable y hielo será:

$$pt = p_v + p_h \quad (4.49)$$

De otra forma el peso unitario total, del peso del conductor, e la sobrecarga del viento y hielo:

$$pt = \sqrt{(P + p_h)^2 + pv^2} \quad (4.50)$$

Donde:

pt = Peso total en conductores.

P = peso total del conductor (fases y mensajero)

p_h = peso del hielo.

pv = Peso total del viento.

4.4.7. Cálculo Mecánico en Estructuras (poste)

Se analiza los esfuerzos que va a soportar las estructuras soporte, tanto a nivel como a desnivel, por lo que consideramos lo siguiente:

a) Eolovano o vano medio

Es el promedio de los de dos vanos continuos:

$$V_{promedio} = \frac{a_1 + a_2}{2} \quad (4.51)$$

b) Gravivano o vano pesante

Consiste en la distancia horizontal entre los vértices de la catenaria de dos vanos contiguos [25].

$$a_g = \frac{a_1 + a_2}{2} + \left(\frac{T_1 \cdot d_1}{P_{ap} \cdot a_1} - \frac{T_2 \cdot d_2}{P_{ap} \cdot a_2} \right) \quad (4.52)$$

Fuerza de viento sobre el poste, está dada por la siguiente ecuación:

$$F_{VP} = pr_{horizontal} * S \quad (4.53)$$

Donde:

a_1 y a_2 = Longitud de los vanos anterior y posterior al poste (m).

d_1 y d_2 = desniveles de los vanos anterior y posterior al poste (m)

T_1 y T_2 = tensiones horizontales de los vanos posterior y anterior al poste.

P_{ap} = Peso total de los conductores (sobrecarga de viento y hielo)

$pr_{horizontal}$ = Presión del viento.

S= superficie expuesta a la intemperie del poste.

c) Cargas transversales

Debido a la tensión del conductor:

$$F_{TC} = 2 * T_H * \text{sen} \left(\frac{\theta}{2} \right) \quad (4.54)$$

Debido a la presión del viento sobre el conductor:

$$F_{VC} = P_v * V_v * D_{cond} * \text{cos} \left(\frac{\theta}{2} \right) \quad (4.55)$$

Debido a la presión del viento sobre el aislador:

$$F_{VA} = P_v * L_{aislador} * D_{aislador} * \text{Coef}_A \quad (4.56)$$

Carga transversal total:

$$F_T = F_{TC} + F_{VC} + F_{VA} \quad (4.57)$$

d) Cargas verticales

Peso del conductor con sobrecarga de hielo:

$$P_{Cond} = (P_{Totalconduc} + P_{hielo}) * V_{promedio} \quad (4.58)$$

Pesos adicionales:

$$P_{Adic} = (P_{operar} + P_{herram} + P_{contrapeso}) \quad (4.59)$$

Carga Vertical total

$$F_V = P_{cond} + P_{accesorios} + P_{adicional} \quad (4.60)$$

e) Cargas longitudinales

Corresponde a los esfuerzos al desequilibrio de las tensiones existentes en cada poste, entonces;

$$F_L = n * T_H \quad (4.61)$$

4.4.8. Cálculos Eléctricos

Para el efecto se considera la resistencia, inductancia, capacitancia de las líneas, así mismo, la pérdida de potencia y caídas de voltaje a una longitud determinada. Consideraremos que el nivel de voltaje en redes de media tensión correspondientes al sistema de la EEA.S.A. Es a 13,8 kV, como se aprecia en la Figura 4.4 [22].

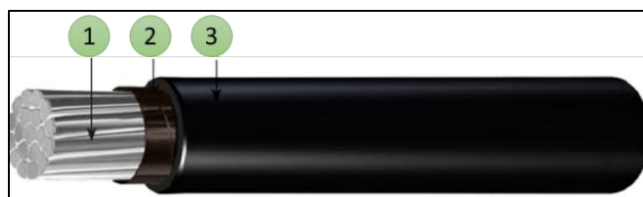


Figura 4.4. Cable de media tensión para red compacta.
Fuente: [22]

Para los análisis en la red de media tensión trifásica, tanto en redes aéreas convencionales y la nueva red en estudio, la configuración será simplex (un conductor por fase) con disposición plano horizontal y triangular, Figura 4.5.

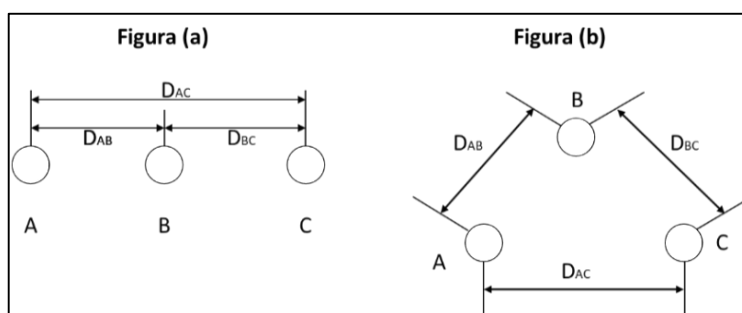


Figura 4.5. Disposición de conductores de la línea en M.T.
Fuente: Autor

4.4.8.1 Cálculo de la Resistencia

La Análisis de la resistividad de los materiales más usados en líneas de medio voltaje aéreas y subterráneos en función de su temperatura.

Tabla 4.5. Resistividad de conductores de aluminio y el cobre.

DESCRIPCIÓN	COBRE (CU)	ALUMINIO (AL)	UNIDADES
Resistividad a 20°C [ρ]	0,01759	0,02826	$\left[\frac{\Omega mm^2}{m}\right]$
Coefficiente de Temperatura α a $R_{20}^{\circ C}$	0,00393	0,004032	$^{\circ}C^{-1}$
Densidad [d]	8,8	2,7	$\left[\frac{kg}{cm^3}\right]$
Carga de rotura [σ]	37 a 45	16 a 20	$\left[\frac{kg}{mm^2}\right]$
Calor específico [c]	0,09	0,22	$\left[\frac{cal}{g^{\circ}C}\right]$

Autor: [3] y [30]

a) Resistividad eléctrica

También denominada resistencia específica, la cual consiste en medida de la resistencia eléctrica de una cantidad unidad de un material dado. Es más utilizada como características típicas de los materiales conductores está dado por unidades de superficie y longitud en la ecuación tenemos la expresión para su cálculo [30].

$$R = \rho * \frac{l}{A} \quad (4.62)$$

R: Resistencia óhmica.

ρ : Resistividad volumétrica.

l: Longitud de la línea.

A: Sesión recta del conductor.

b) Resistencia eléctrica C.C

La resistencia eléctrica en corriente continua y por unidad de longitud de los conductores a ser utilizados en la construcción de redes eléctricas a una determinada temperatura viene determinada por [30]:

$$R_{dc_{20}} = R_{20}[1 + \alpha * (\theta_{cond} - 20^{\circ}C)] \quad (4.63)$$

Donde;

R₂₀: Resistencia en CC a 20°C del conductor [Ω /km]

α : Variación de la resistencia con la temperatura, $\alpha = 0,004032^{\circ}C^{-1}$ para conductores de AL.

θ_{cond} : temperatura media del conductor, en °C.

Para el cálculo de la resistencia en CA, esta se modifica producto de la frecuencia del sistema.

$$R_{ac_{20}} = R_{dc_0}[1 + 7,5 * f^2 * (D_{ext})^4 * 10^{-7}] \quad (4.64)$$

Donde;

R_{dc₀}: Resistencia en CC calculada [Ω /km]

f: frecuencia del sistema [Hz]

D_{exterioro}: Diámetro exterior del conductor.

4.4.8.2 Cálculo reactancia inductiva

Consiste en una fuerza electromotriz inducida que produce la línea debido a la circulación y variación de corriente alterna por la misma, dando así una reactancia inductiva en función de la longitud de la línea y la frecuencia del sistema [25].

$$DMG = \sqrt[3]{D_{ab} * D_{bc} * D_{ac}} \quad (4.65)$$

$$RMG = r * e^{-\frac{1}{4}} \quad (\text{para un solo conductor por fase}) \quad (4.66)$$

$$L = 2 * 10^{-7} \ln\left(\frac{DMG}{RMG}\right) \quad (4.67)$$

$$X_L = (2 * \pi * f * L) * km \quad (4.68)$$

Donde:

DMG: Distancia Media Geométrica [m].

$D_{ab} = D_{ac} = D_{bc}$: Distancias entre fases.

RMG: Radio Medio Geométrico [m].

r: Radio del conductor [m].

X_L : Reactancia inductiva [Ω].

L: Inductancia [H].

f: Frecuencia del sistema [Hz].

4.4.8.3 Susceptancia capacitiva

Consiste en una acumulación de carga en la superficie de las líneas eléctricas, la cual se forma por la diferencia de voltaje entre los conductores y el aire, formando un efecto capacitivo [25].

Debido a que la red de media tensión es trifásica con configuración simplex, para la unidad de longitud se aplica la siguiente ecuación (61) para el cálculo de la capacitancia al neutro:

$$C_{an} = \frac{2 * \pi * \epsilon}{\ln\left(\frac{DMG}{r}\right)} \quad (4.69)$$

Donde:

DMG = Distancia Media Geométrica [m].

r = Radio del conductor [m].

ε = Constante $\varepsilon = 8,85 * 10^{-12}$

C_{an} = Capacitancia al neutro [uF/km].

Por lo tanto, la susceptancia capacitiva, sería la inversa de la reactancia capacitiva, como se detalla a continuación en la siguiente expresión:

$$X_c = \frac{1}{(2 * \pi * f * C_{an})} \quad (4.70)$$

$$B = \frac{1}{X_c} \quad (4.71)$$

Donde;

X_c = Reactancia Capacitiva [Ω].

C_{an} = Capacitancia [F].

f = Frecuencia del sistema [Hz].

4.4.8.4 Conductancia

Debida a los vanos cortos y tratándose de una red de medio voltaje, se considera despreciar la conductancia debido a que por el tipo de sistema corresponde a una línea corta.

4.4.8.5 Caída de tensión

Tabla 4.6. Caída de tensión admisible para red primaria.

TIPO RED	EEA.S. A		EEQ.S.A.		EERS.S.A.	
	Urbano	Rural	Urbano	Rural	Urbano	Rural
RED PRIMARIA	Caída de voltaje %	Caída de voltaje %	Caída de voltaje %	Caída de voltaje %	Caída de voltaje %	Caída de voltaje %
	3,5	5	3 < 3,5	3.5 < 4	3,5	7

Fuente: [24], [26] y [27].

Corresponde al nivel de voltaje que llega hasta el último punto de distribución a cual parte de un alimentador desde la subestación distribución, debe cumplir con los requerimientos de las entidades regularías, como indica [24], [26] y [27] como se muestra en la Tabla 4.6.

$$\Delta V\% = \frac{P * Long * [R_{ac} * + X_L * \tan(\varphi)]}{(V_n)^2} \quad (4.72)$$

Donde;

P = potencia activa de la línea, en MW. $P = S_n * \cos\varphi$

Long = Longitud de la línea (km)

R_{ac} = Resistencia AC $\left(\frac{\Omega}{km}\right)$

X_L = Reactancia inductiva $\left(\frac{\Omega}{km}\right)$

φ = Angulo del F.p.

V_n =tensión nominal de la línea (kV)

- **kVA-Km para caída de tensión del 1%.**

Se calcula los KVA-Km a partir del % de la caída de tensión, esto para las diferentes configuraciones, con la siguiente expresión:

$$KVA - Km(1\%) = \frac{10 * V_n^2}{[R_{ac} * \cos(\varphi) + X_L * \sin(\varphi)]} \quad (4.73)$$

4.4.8.6 Perdidas de potencia

El efecto joule y el efecto corona que produce a lo largo de la línea eléctrica son los principales causantes de las pérdidas de potencia en las líneas.

Las pérdidas de potencia debes ser máximo el 5% de su potencia nominal [25].

$$\Delta P\% = \frac{P * Long * R_{50}}{(V_n)^2 * (\cos\varphi)^2} \quad (4.74)$$

5. DESARROLLO DE CÁLCULOS ELÉCTRICOS Y MECÁNICOS

Se determinará los resultados eléctricos y mecánicos que estarán expuestas las redes de distribución compactas, considerándose los criterios técnicos para la posible elaboración de normas de uso de cables aislados en redes eléctricas de medio voltaje.

5.1. CÁLCULOS MECÁNICOS

5.1.1. Para Vanos con Postes al Mismo Nivel.

Se desarrolla los cálculos mecánicos, para una línea de media tensión tipo compacto trifásico, considerando los estados detallados en la Tabla 5.1, Tabla 5.2 y Tabla 5.3.

De acuerdo a la Tabla 4.3, se considerará un conductor para fases ACSR 4/0 AWG tipo compacto y cable mensajero 3/8” EHS.

a) Para vano de 60 [m]
Tabla 5.1. Resultados cálculos mecánicos al mismo nivel, longitud vano 60m.

PARA CONDUCTOR ACSR 4/0 + 3/8" VANO DE 60 [m]			
ESTADO [I]		ESTADO [II]	
t= 0°C		t=10°C; V=Max. Viento	
f [m]	0,519	f [m]	0,719
T [kg]	2176,379	T [kg]	2171,434
L [m]	60,012	L [m]	60,025
% C. rotura- Portante	31,153	% C. rotura- Portante	31,083
ESTADO [III]		ESTADO [IV]	
t=25°C; V=S/V		t=50°C; V=S/V	
f [m]	0,582	f [m]	0,703
T [kg]	1940,556	T [kg]	1717,511
L [m]	60,015	L [m]	60,022
% C. rotura- Portante	27,778	% C. rotura- Portante	24,585

Fuente: Autor

b) Para vano de 50 [m]
Tabla 5.2. Resultados cálculos mecánicos al mismo nivel, longitud vano 50m.

PARA CONDUCTOR ACSR 4/0 + 3/8" VANO DE 50 [m]			
ESTADO [I]		ESTADO [II]	
t= 0°C		t=10°C; V=Max. Viento	
f [m]	0,359	f [m]	0,525
T [kg]	2183,219	T [kg]	2150,998
L [m]	50,007	L [m]	50,0147
% C. rotura- Portante	31,251	% C. rotura- Portante	30,791
ESTADO [III]		ESTADO [IV]	
t=25°C; V=S/V		t=50°C; V=S/V	
f [m]	0,404	f [m]	0,488
T [kg]	1940,556	T [kg]	1707,421
L [m]	50,009	L [m]	50,013
% C. rotura- Portante	27,778	% C. rotura- Portante	24,441

Fuente: Autor

c) Para vano de 40 [m]

Tabla 5.3. Compilación de datos mecánicos obtenidos para vano de 40 [m]

PARA CONDUCTOR ACSR 4/0 + 3/8" VANO DE 40 [m]			
ESTADO [I]		ESTADO [II]	
t= 0°C		t=10°C; V=Max. Viento	
f [m]	0,229	f [m]	0,339
T [kg]	2189,04	T [kg]	2132,75
L [m]	40,004	L [m]	40,008
% C. rotura- Portante	31,335	% C. rotura- Portante	30,529
ESTADO [III]		ESTADO [IV]	
t=25°C; V=S/V		t=50°C; V=S/V	
f [m]	0,25	f [m]	0,315
T [kg]	1940,5556	T [kg]	1698,816
L [m]	40,004	L [m]	40,007
% C. rotura- Portante	27,778	% C. rotura- Portante	24,317

Fuente: Autor

5.1.2. Para Vanos con Postes a Distinto Nivel.

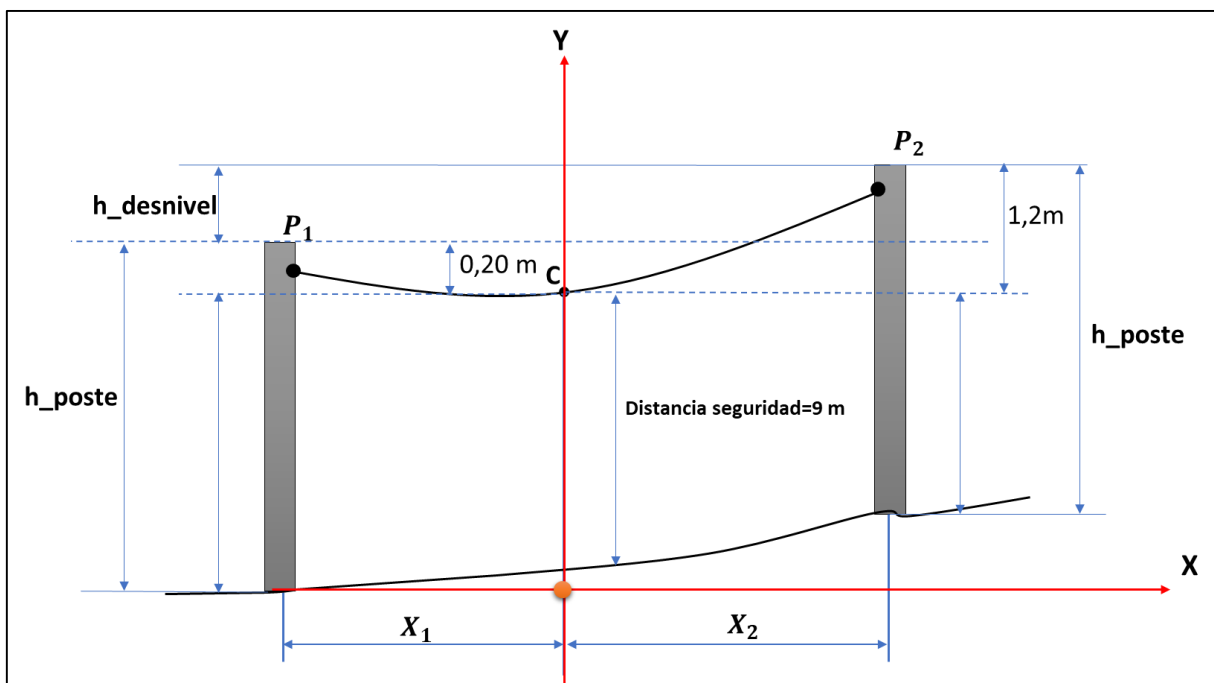


Figura 5.1. Grafica con estructuras soporte a distinto nivel.

Fuente: Autor

a) Para vano de 60 [m]

Tabla 5.4. Resultados postes a distinto nivel, longitud vano 60 m.

PARA CONDUCTOR ACSR 4/0 + 3/8" VANO DE 60 [m]			
ESTADO_FRIO		ESTADO_TEM_AMBIENTE	
t=10°C; V=Max. Viento		t=25°C; V=S/V	
f1 [m]	0,332	f1 [m]	0,189
f 2[m]	1,332	f 2[m]	1,189
T_Max_cable [kg]	2171,434	T_Max_cable [kg]	1940,556
T_Max_Poste [kg]	646,675	T_Max_Poste [kg]	646,675
T_Min_Poste [kg]	640,901	T_Min_Poste [kg]	640,901
L [m]	60,146	L [m]	60,189
% C. rotura- Portante	31,083	% C. rotura- Portante	27,777

Fuente: Autor

b) Para vano de 50 [m]

Tabla 5.5. Conciliación de resultados para poste a distinto nivel, longitud vano 50m.

PARA CONDUCTOR ACSR 4/0 + 3/8" VANO DE 50 [m]			
ESTADO_FRIO		ESTADO_TEM_AMBIENTE	
t=10°C; V=Max. Viento		t=25°C; V=S/V	
f1 [m]	0,144	f1 [m]	0,059
f 2[m]	1,144	f 2[m]	1,059
T_Max_cable [kg]	2150,997	T_Max_cable [kg]	1940,556
T_Max_Poste [kg]	450,525	T_Max_Poste [kg]	450,525
T_Min_Poste [kg]	444,759	T_Min_Poste [kg]	444,759
L [m]	50,175	L [m]	50,192
% C. rotura- Portante	30,790	% C. rotura- Portante	27,777

Fuente: Autor

c) Para vano de 40 [m]

Tabla 5.6. Resultados para postes a distinto nivel, longitud de vano 40m.

PARA CONDUCTOR ACSR 4/0 + 3/8" VANO DE 40 [m]			
ESTADO_FRIO		ESTADO_TEM_AMBIENTE	
t=10°C; V=Max. Viento		t=25°C; V=S/V	
f1 [m]	0,023	f1 [m]	0,000425
f 2[m]	1,023	f 2[m]	1,000425
T_Max_cable [kg]	2132,754	T_Max_cable [kg]	2089,199

Fuente: Autor

Tabla 5.7. Continuación de **Tabla 5.6.**

T_Max_Poste [kg]	302,636	T_Max_Poste [kg]	302,636
T_Min_Poste [kg]	284,813	T_Min_Poste [kg]	284,814
L [m]	40,013	L [m]	40,020
% C. rotura- Portante	30,528	% C. rotura- Portante	29,905

Fuente: Autor

5.2. CÁLCULOS ELÉCTRICOS

Se considerará calibres de conductores que actualmente la EEASA emplea en sus circuitos primarios como son 1/0 AWG, 4/0 AWG y 266,8 MCM.

Los procedimientos y aplicación de las ecuaciones se encuentran detallados en el ANEXO I para redes aéreas convencionales y en ANEXO J para redes aéreas compactas.

De la misma manera, aplicamos el mismo procedimiento para obtener los resultados para cada uno de los calibres de conductores evaluados para este estudio, las mismas que se va a detallar en ANEXO O, ANEXO P y ANEXO Q.

De acuerdo a las normativas de las ED's EEA.S. A, EEQ Y EESS.A, admiten la caída de tensión no superior al 5% de la tensión nominal hasta el último punto de alimentación a los transformadores de distribución, por lo que de acuerdo a los cálculos realizados para 1Km de longitud de la línea, se obtiene los siguientes resultados:

Tabla 5.8. Resumen calculo eléctrico para redes compacto.

RESUMEN DE RESULTADOS PARA V=13,8 kV & S=2,0833 MVA						
PARAMETROS ELECTRICOS - RED AEREA COMPACTA						
TIPO CONDUCTOR	CALIBRE (AWG-MCM)	DISPOSICION TRIANGULO				
		Resistencia R_{dc} (Ω/Km)	Reactancia X_L (Ω/Km)	Caída de tensión %	kVA - Km	Perdida de potencia %
ACSR	1/0	0,6386	0,3237	0,0886	2665,7429	0,4384
	2/0	0,50715	0,315	0,0685	3227,6253	0,3482
	4/0	0,3189	0,2975	0,04067	4645,2397	0,2189
	266,8	0,2555	0,2877	0,0315	5475,8314	0,1754

Fuente: Autor

Tabla 5.9. Resultados para red aérea convencional.

RESUMEN DE RESULTADOS PARA V=13,8 kV & S=2,0833 MVA											
PARAMETROS ELECTRICOS - RED AEREA CONVECCIONAL											
TIPO CONDUCTOR	CALIBRE (AWG-MCM)	DSIPOSICION PLANO HORIZONTAL					DISPOSICION TRIANGULO				
		Resistencia R _{dc} (Ω/Km)	Reactancia X _L (Ω/Km)	Caída de tensión %	Kva-km	Perdida de potencia %	Resistencia R _{dc} (Ω/Km)	Reactancia X _L (Ω/Km)	Caída de tensión %	Kva-km	Perdida de potencia %
ACSR	1/0	0,6386	0,408	0,1117	2547,9197	0,4384	0,6386	0,4031	0,1103	2554,6008	0,4384
	2/0	0,50715	0,3993	0,0868	3056,4925	0,3482	0,50715	0,39432	0,08572	3066,111	0,3482
	4/0	0,3189	0,3818	0,05219	4298,8335	0,2189	0,3189	0,3769	0,05151	4317,8864	0,2189
	266,8	0,2555	0,372	0,04074	5000,8059	0,1754	0,25547	0,367	0,04019	5026,6079	0,1754

Fuente: Autor

Tabla 5.10. Resultados para red aérea subterránea.

RESULTADOS PARA V=13,8 kV & S=2,0833MVA						
PARAMETROS ELECTRICOS - RED SUBTERRANEA						
TIPO CONDUCTOR	CALIBRE (AWG-MCM)	DSIPOSICION PLANO HORIZONTAL				
		Resistencia R _{dc} (Ω/Km)	Reactancia X _L (Ω/Km)	Caída de tensión %	kVA- Km	Perdida de potencia %
MON. Cu XPLE_15 Kv	1/0	0,4188	0,1458	0,02617	4304,31	0,2875
	2/0	0,342	0,1402	0,02055	5152,7745	0,2348
	4/0	0,2161	0,1307	0,01211	7616,5855	0,1484

Fuente: Autor

6. COSTO DE IMPLEMENTACIÓN DE LA RED

Para el presente se ha considerado un modelado de red en medio voltaje en la Avenida Vía Flores dentro del aérea de concesión de la Empresa eléctrica Ambato, por ser una vía de alta vegetación y considerar modelo de prueba para determinar los costos de cada una de las redes aéreas.

Para determinar los costos para la construcción de cada una de las redes eléctricas de distribución, se ha considerado los costos referenciales otorgados por la EEA.S.A.

En el levantamiento de información realizado para este proyecto, se ha determinado para la construcción de red en medio voltaje trifásico, se aplica diferentes formas de diseño en el armado de sus estructuras como se detalla en la Tabla 6.1.

Tabla 6.1. Datos para la implementación de red en medio voltaje.

TRAMO	ESTRUCTURAS SOPORTE		COORDENADAS		LONG_VANO	ESTRUCTURA RED DESNUDA	ESTRUCTURA RED COMPACTA
	N° PHC INICIO	N° PHC FIN	X	Y			
1	185093	185095	762013.06	9861119.34	47	CENTRADA P	PASANTE COMPACTA
2	185095	185096	761980.42	9861077.53	38,87	CENTRADA P	PASANTE COMPACTA
3	185096	185098	761949.95	9861053.18	39,5	CENTRADA P	PASANTE COMPACTA
4	185098	185099	761916.74	9861030.89	40,45	CENTRADA ANG	PASANTE ANG (7-60°)
5	185099	185101	761881.23	9861014.77	41,36	CENTRADA P	PASANTE COMPACTA
6	185101	185102	761842.27	9860996.54	44,22	CENTRADA ANG	PASANTE ANG (7-60°)
7	185102	185103	761799.1	9860988.09	58,29	VOLADO ANG	PASANTE ANG (7-60°)
8	185103	185094	761744.75	9860966.44	43,27	VOLADO ANG	PASANTE ANG (7-60°)
9	185094	185105	761703.98	9860952.81	45,89	CENTRADA P	PASANTE COMPACTA
10	185105	185106	761661.65	9860933.33	38,97	VOLADO P	PASANTE COMPACTA
11	185106	185107	761622.71	9860931.1	32,84	VOLADO ANG	PASANTE ANG (7-60°)
12	185107	185108	761579.77	9860933.32	40,76	VOLADO P	PASANTE COMPACTA
13	185108	185109	761540.56	9860924.43	56,6	VOLADO P	PASANTE COMPACTA
14	185109	185110	761485.53	9860914.04	39,86	CENTRADA ANG	PASANTE ANG (61-90°)
15	185110	185512	761459.42	9860885.88	42,1	CENTRADA ANG	PASANTE ANG (7-60°)
16	185112	185113	761428.05	9860856.48	39,07	VOLADO P	PASANTE COMPACTA
17	185113	185114	761401.26	9860827.86	40,43	VOLADO P	PASANTE COMPACTA
18	185114	185115	761375.96	9860797.4	41,09	CENTRADA P	PASANTE COMPACTA
19	185115	185116	761357.27	9860759.67	43,13	CENTRADA ANG	PASANTE ANG (7-60°)
20	185116	185118	761321.22	9860729.33	43,5	CENTRADA ANG	PASANTE ANG (61-90°)
21	185118	185119	761325.02	9860688.91	49,38	CENTRADA P	PASANTE COMPACTA
22	185119	185121	761327.95	9860639.59	37,59	CENTRADA P	PASANTE COMPACTA
23	185121	185122	761286.8	9860556.26	56,31	CENTRADA RETEN	CENTRADA RETEN
LONGITUD_TOTAL:					1000,48		

Fuente: Autor

Por lo que de acuerdo a la información obtenida se detalla los materiales a ser utilizados en la implementación de una red de medio voltaje convencional y compacto.

Cada uno de los materiales se ha considerado de acuerdo a como específica en las unidades de propiedad emitidas por parte del Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables.

Tabla 6.2. Materiales para redes aéreas medio voltaje convencionales.

ESTRUCTURAS EN REDES AÉREAS CONVENSIONALES 13,8 kV GRDy / 7,96 kV				
Ref.	Descripción	Cant.	Precio Unidad [\$]	Precio Total [\$]
1	Abrazadera de acero galvanizado, pletina, simple (3 pernos), 38 x 4 x 140 - 160 mm (1 1/2 x 11/64 x 5 1/2 - 6 1/2")	14	4,91	68,74
2	Aislador espiga (pin), de porcelana, clase ANSI 55-5, 15 kV	93	6,80	632,4
3	Aislador tipo suspensión, de caucho siliconado, clase ANSI DS-15, 15 kV	3	9,10	27,3
4	Conductor desnudo sólido de Al para ataduras, No. 4 AWG	186	0,36	66,96
5	Cruceta de acero galvanizado, universal, perfil "L" 75 x 75 x 6 mm (2 61/64 x 2 61/64 x 1/4")	33	35,97	1187,01
6	Grapa terminal apernada tipo pistola, de aleación de Al	3	9,36	28,08
7	Horquilla anclaje de acero galvanizado, 16mm (5/8") de diám. x 75 mm (3") de long. (Eslabón "U" para sujeción)	4	2,23	8,92
8	Perno de ojo de acero galvanizado, 16 mm (5/8") de diám. x 254 mm (10") de long., con 4 tuercas. 2 arandelas planas y 2 de presión	2	3,59	7,18
9	Perno espárrago o de rosca corrida de acero galvanizado, 16 mm (5/8") de diám. X 300 mm (12") de long., con 4 tuercas, 2 arandelas planas y 2 de presión	38	3,26	123,88
10	Perno espiga (pin) corto de acero galvanizado, 19 mm (3/4") de diám x 300 mm (12") de long.	73	4,51	329,23
11	Perno espiga (pin) tope de poste simple de acero galvanizado, 19 mm (3/4") de diám. x 450 mm (18") de long., con accesorios de sujeción	14	11,18	156,52
12	Perno máquina de acero galvanizado, 16 mm (5/8") de diám. x 51 mm (2") de long., con tuerca, arandela plana y de presión	55	1,44	79,2
13	Perno U de acero galvanizado, 16 mm (5/8") de diám. x 150 mm (6") de ancho dentro de la U, con 2 tuercas, 2 arandelas planas y 2 de presión	13	3,51	45,63
14	Pie amigo de acero galvanizado, perfil "L" 38 x 38 x 6 x 700 mm (1 1/2 x 1 1/2 x 1/4 x 28")	55	8,30	456,5
15	Tuerca de ojo ovalado de acero galvanizado, para perno de 16 mm (5/8") de diám	1	1,94	1,94
16	Varilla de armar preformada para conductor de Al	84	5,79	486,36
TOTAL [\$]:				3705,85

Fuente: Autor

Tabla 6.3. Materiales para redes aéreas medio voltaje tipo compactas.

ESTRUCTURA REDES AÉREAS AISLADAS-COMPACTA 22,8 kV GRDy / 13,2 kV				
Ref.	Descripción	Cant.	Precio Unidad [\$]	Precio Total [\$]
1	Abrazadera de acero galvanizado, pletina, 3 pernos, 38 x 6 x 140 mm (15 x 150 mm (5/8 x 6"))	12	5,87	70,44
2	Aislador de suspensión, caucho siliconado, 25 kV, ANSI DS-28	3	16,97	50,91
3	Aislador tipo espiga (pin) de polietileno de alta densidad, sujeción superior, con radio interferencia 25 kV, ANSI 55-5	33	5,93	195,69
4	Brazo antivaiven, de polietileno de alta densidad, de 572 mm de largo, para 25 a 46 kV incluye horquilla y perno.	13	11,18	145,34
5	Brazo de alineación con grapa conectora, acero galvanizado, 203x610x51 mm, carga de rotura 4000 lbs	13	22,50	292,5
6	Cinta fleje, acero inoxidable, 10000 lb x 1 1/4", perno sujeción 5/8"	1000	0,63	630
7	Espaciador de polietileno de alta densidad, 720 x 536 mm, 25 a 46 kV, ASTM D1248.	125	44,62	5577,5
8	Estribo, de acero maleable galvanizado, 14.22 diámetro, 89 x 114.3 mm	13	7,68	99,84
9	Grapa de desvío angular mensajero, acero galvanizado 19 mm x 16 mm (3/4" x 5/8")	7	5,10	35,7
10	Grapa horquilla - guardacabo, acero galvanizado, 143x28,6mm	3	2,60	7,8
11	Grapa horquilla - guardacabo, para servicio pesado, 40000 lbs, acero galvanizado para cable 9.5 mm	5	2,60	13
12	Horquilla de acero galvanizado, para anclaje 16 x 75 mm (5/8 x 3")	3	1,69	5,07
13	Ménsula de desvío angular, acero galvanizado, perfil "U" 343x419x203x20,6 mm	9	3,60	32,4
14	Ménsula de retención terminal, acero galvanizado, perfil "U" de 75 mm, 356 x 337mm y perfil "L" de 51 mm, 781 de largo mm.	1	4,03	4,03
15	Perno espiga (pin) de acero galvanizado, rosca plástica 50 mm, 19 x 239 mm (3/4"x 9 1/2")	33	3,02	99,66
16	Placa para doble aislador, 245 mm (entre ejes), carga de rotura 1750 lbs	6	2,91	17,46
17	Retención preformada para conductor semiaislado.	3	3,68	11,04
18	Retención preformada para mensajero	5	3,24	16,2
19	Tuerca ojo ovalado de acero galvanizado, perno de 16 mm (5/8")	12	1,12	13,44
TOTAL [\$]:				7318,02

Fuente: Autor

Tabla 6.4. Material eléctrico redes aéreas media tensión convencionales.

CONDUCTOR REDES AÉREAS CONVENSIONALES 13,8 kV GRDy / 7,96 kV				
Ref.	Descripción	Cant.	Precio Unidad [\$]	Precio Total [\$]
1	Conductor De Al-Acero, Cableado, ACSR, 4/0 (6/1) Hilos	3060,06	1,73	5293,90
3	Seccionador Rompe Arco Barra Unipolar, Abierto 300amp, 15 Kv, BIL 110 Kv	3	181,25	543,75
TOTAL [\$]:				5837,65

Fuente: Autor

Tabla 6.5. Material eléctrico red de media tensión tipo compacto.

CONDUCTOR REDES AÉREAS AISLADAS-COMPACTA 22,8 kV GRDy / 13,2 kV				
Ref.	Descripción	Cant.	Precio Unidad [\$]	Precio Total [\$]
1	Conductor De Al-Tricapa-Para-Redes-Compactas, Cableado, ACSR, 4/0 (6/1) Hilos	3060,06	7,04	21542,82
2	Cable De Acero Galvanizado, Grado Siemens Martin, 7 Hilos, 9,52 Mm (3/8"), 3155 Kgf	1020,02	1,21	1030,22
3	Seccionador Rompe Arco Barra Unipolar, Abierto 300amp, 15 Kv, BIL 110 Kv	3	181,25	543,75
TOTAL [\$]:				23116,79

Fuente: Autor

Para determinar los costos para la construcción de cada una de las redes eléctricas de distribución, se ha considerado los costos referenciales otorgados por la EEA.S.A.

Para el costo en redes Subterráneo, se ha considerado el costo del último proyecto construido por el departamento de distribución de la Empresa eléctrica Ambato, con los siguientes detalles:

Tabla 6.6. Ubicación del proyecto.

SOTERRAMIENTO DE REDES ATOCHA FICOA	
Zona	17 S
Región	Sierra
Coordenada X	773519.81
Coordenada Y	9870288.47
Datum UTM	WGS 84
Parroquia	Central
Cantón	Píllaro
Provincia	Tungurahua

Fuente: [16]

Cabe mencionar que el proyecto en referencia, tiene como longitud de media tensión de 0,95 km, similar al propósito que lo estamos ejecutando en el presente proyecto. Por lo que, para la red está considerado, el número de clientes a ser beneficiados total 480.

Tabla 6.7. Inversión inicial, proyecto subterráneo.

Descripción	Monto [US\$]
Obra Civil Estimada	273.435,91
Obra Eléctrica [US\$]	440.849,80
Subtotal [US\$]	714.285,72
IVA [US\$]	85.714,26
Total [US\$]	800.000,00

Fuente: [16]

7. DETERMINACIÓN DE FACTIBILIDAD

En el presente se determinará el conductor elegido para el diseño de la red compacta, esto con el análisis de cálculo mecánico y eléctrico de acuerdo a las normativas de la EEASA para redes de medio voltaje.

7.1. FACTIBILIDAD MECÁNICA

7.1.1. Factibilidad Mecánica para Apoyos al Mismo Nivel

HIPOTESIS I

Se considera el vano de 60 [m] para el cálculo mecánico del conductor portante, esto debido a la carga y la tensión que soportara la misma obteniendo los resultados detallados a continuación:

Se Considera que la tensión que soporta el cable mensajero no deberá pasar del 33 %.

Tabla 7.1. Determinación técnica para carga de rotura del cable mensajero.

Estado	C. rotura. Portante	% Variación	Tensión [Kg]	Determinación técnica
[I]	6986	2305,38	2176,379	Viable
[II]	6986	2305,38	2171,4343	Viable
[III]	6986	2305,38	1940,5556	Viable
[IV]	6986	2305,38	1717,5106	Viable

Fuente: Autor

El valor de la flecha de un vano no debe ser mayor al 1,2 %.

Tabla 7.2. Determinación técnica de flecha para cable mensajero.

Estado	Longitud Vano	% Variación	Flecha[m]	Determinación técnica
[I]	60,012	0,720144	0,519	Viable
[II]	60,0249	0,7202988	0,7187	Viable
[III]	60,0151	0,7201812	0,582	Viable
[IV]	60,022	0,720264	0,703	Viable

Fuente: Autor

HIPOTESIS II

Para la primera hipótesis se considera una distancia de vano de 50 metros, esto con el fin de garantizar el esfuerzo mecánico que realizara el cable portante con respecto a las cargas de los 3 tres conductores de fases y espaciadores dentro del vano, por lo que se presenta los siguientes resultados:

Se Considera que la tensión que soporta el cable mensajero no deberá pasar del 33 %.

Tabla 7.3. Determinación técnica para carga de rotura del cable mensajero.

Estado	C. rotura. Portante	% Variación	Tensión [Kg]	Determinación técnica
[I]	6986	2305,38	2183,2194	Viable
[II]	6986	2305,38	2150,9975	Viable
[III]	6986	2305,38	1940,5556	Viable
[IV]	6986	2305,38	1707,4214	Viable

Fuente: Autor

El valor de la flecha de un vano no debe ser mayor al 1,2 %.

Tabla 7.4. Determinación técnica para la flecha con respecto a la longitud del cable.

Estado	Longitud Vano	% Variación	Flecha[m]	Determinación técnica
[I]	50,0069	0,6000828	0,3589	Viable
[II]	50,0147	0,6001764	0,5246	Viable
[III]	50,0087	0,6001044	0,4038	Viable
[IV]	50,0127	0,6001524	0,4877	Viable

Fuente: Autor

HIPOTESIS III

De la misma manera, se desarrolla los cálculos para un vano de 40 metros, como lo estipula en las guías de diseño de la EEASA, esto con el fin que la iluminación de las vías sean uniformes, por lo que las estructuras donde van a estar la red compacta también se lo coloca las iluminarias de alumbrado Público, obtenido resultados favorables como se detalla a continuación:

Se Considera que la tensión que soporta el cable mensajero no deberá pasar del 33 %.

Tabla 7.5. Determinación técnica para carga de rotura del cable mensajero.

Estado	C. rotura. Portante	% Variación	Tensión [Kg]	Determinación técnica
[I]	6986	2305,38	2189,04	Viable
[II]	6986	2305,38	2132,75	Viable
[III]	6986	2305,38	1940,5556	Viable
[IV]	6986	2305,38	1698,8163	Viable

Fuente: Autor

El valor de la flecha de un vano no debe ser mayor al 1,2 %.

Tabla 7.6. Determinación técnica para la flecha con respecto a la longitud del cable.

Estado	Longitud Vano	% Variación	Flecha[m]	Determinación técnica
[I]	40,0035	0,480042	0,229	Viable
[II]	40,0076	0,4800912	0,3385	Viable
[III]	40,0044	0,4800528	0,2582	Viable
[IV]	40,0066	0,4800792	0,3145	Viable

Fuente: Autor

7.1.2. Factibilidad Mecánica para Apoyos al Distinto Nivel

HIPOTESIS I

Se considera el vano de 60 [m], la tensión que soporta el cable mensajero no deberá pasar del 33 %.

Tabla 7.7. Determinación técnica para carga de rotura del cable mensajero.

Estado	C. rotura. Portante	% Variación	Tensión [Kg]	Determinación técnica
Frío	6986	2305,38	2171,4343	Viable
Cálido	6986	2305,38	1940,5556	Viable

Fuente: Auto

El valor de la flecha de un vano no debe ser mayor al 1,2 %.

Tabla 7.8. Determinación técnica de flecha para cable mensajero.

Estado	Longitud Vano	% Variación	Flecha[m]	Determinación técnica
Frío	60,1464	0,7217	0,333	Viable
Cálido	60,1894	0,7222	0,189	Viable

Fuente: Autor

HIPOTESIS II

Para la primera hipótesis se considera una distancia de vano de 50 metros, la tensión que soporta el cable mensajero no deberá pasar del 33 % y el valor de la flecha de un vano no debe ser mayor al 1,2 %.

Tabla 7.9. Determinación técnica para carga de rotura del cable mensajero.

Estado	C. rotura. Portante	% Variación	Tensión [Kg]	Determinación técnica
Frío	6986	2305,38	2150,9975	Viable
Cálido	6986	2305,38	1940,5556	Viable

Fuente: Autor

Tabla 7.10. Determinación técnica de flecha para cable mensajero.

Estado	Longitud Vano	% Variación	Flecha[m]	Determinación técnica
Frío	50,1756	0,6021	0,1427	Viable
Cálido	50,1920	0,6023	0,0,058	Viable

Fuente: Autor

HIPOTESIS III

Para vano de 40 metros, como lo estipula en las guías de diseño de la EEASA, esto con el fin que la iluminación de las vías sea uniforme, por lo que las estructuras donde van a estar la red compacta también se lo coloca las iluminarias de alumbrado Público, la tensión que soporta el cable mensajero no deberá pasar del 33 % y el valor de la flecha de un vano no debe ser mayor al 1,2 %.

Tabla 7.11. Determinación técnica para carga de rotura del cable mensajero.

Estado	C. rotura. Portante	% Variación	Tensión [Kg]	Determinación técnica
[II]	6986	2305,38	2132,75	Viable
[III]	6986	2305,38	2089,19	Viable

Fuente: Autor

Tabla 7.12. Determinación técnica para la flecha con respecto a la longitud del cable.

Estado	Longitud Vano	% Variación	Flecha[m]	Determinación técnica
[II]	40,0076	0,4800912	0,3385	Viable
[III]	40,0044	0,4800528	0,2582	Viable

Fuente: Autor

7.1.3. Factibilidad de Esfuerzo Sobre los Apoyos (Postes)

Análisis de la carga de rotura de los postes actualmente instalados por parte de la Empresa eléctrica Ambato, siendo estas de 12,5 m de longitud a 500 Kgf.

$$\frac{c. \text{rotura poste}}{F_R} \geq \text{Factor de seguridad}$$

Para el siguiente, se considera el factor de seguridad 2 como menciona en [3].

Tabla 7.13. Análisis de apoyos 12 m, 500Kgf.

PARA POSTE P.H.A. 12 [m] 500 Kgf		
Detalle	F. Transversal	F. Vertical
Para zona frio y viento	2,10	2,16
Para temperatura Ambiente 25°C S/V	2,68	2,16

Fuente: Autor

7.2. FACTIBILIDAD ELÉCTRICA

Se analiza la caída de tensión a lo largo de 1km de línea de media tensión, detallando así en la Figura 7.1 por lo que, la caída de tensión máxima en circuitos primarios es el 5%.

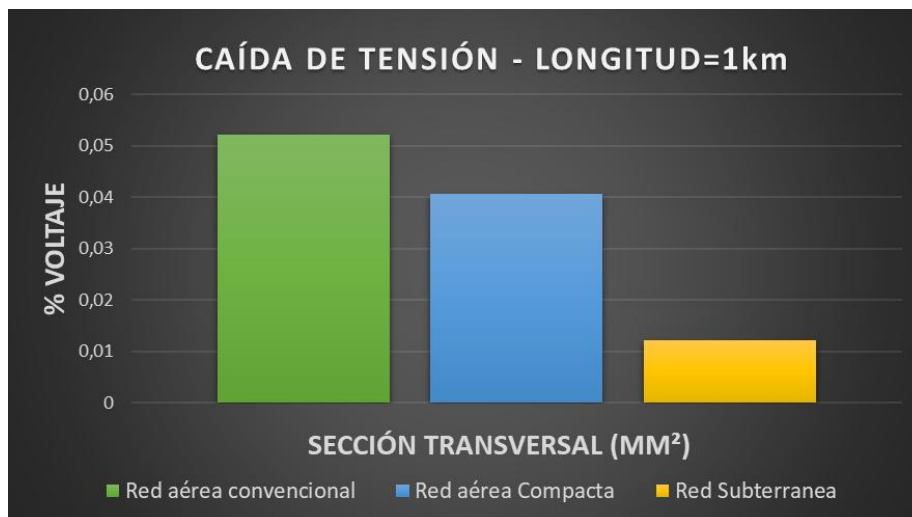


Figura 7.1. Caída de tensión en conductor a 1km.

Fuente: Autor

Tabla 7.14. Determinación de la viabilidad del proyecto.

Tipo de red	% Caída tensión	Vn de caída (Kv)	Vn Final (Kv)	Deter. Eléctrica % V<5%
Red aérea convencional	0,05219	0,378	13,422	Viable
Red aérea Compacta	0,04067	0,295	13,505	Viable
Red Subterránea	0,01211	0,0878	13,712	Viable

Fuente: Autor

Tabla 7.15. Momento eléctrico en función del conductor.

Sección (mm ²)	Red aérea convencional [kVA-km]	Red aérea Compacta [kVA-km]	Red Subterránea [kVA-km]
53,49	2547,9197	2665,7429	4304,311
67,44	3056,4924	3227,6253	5152,775
107,2	4298,8335	4645,2397	7616,585
135,2	5000,8059	5475,8314	-

Fuente: Autor

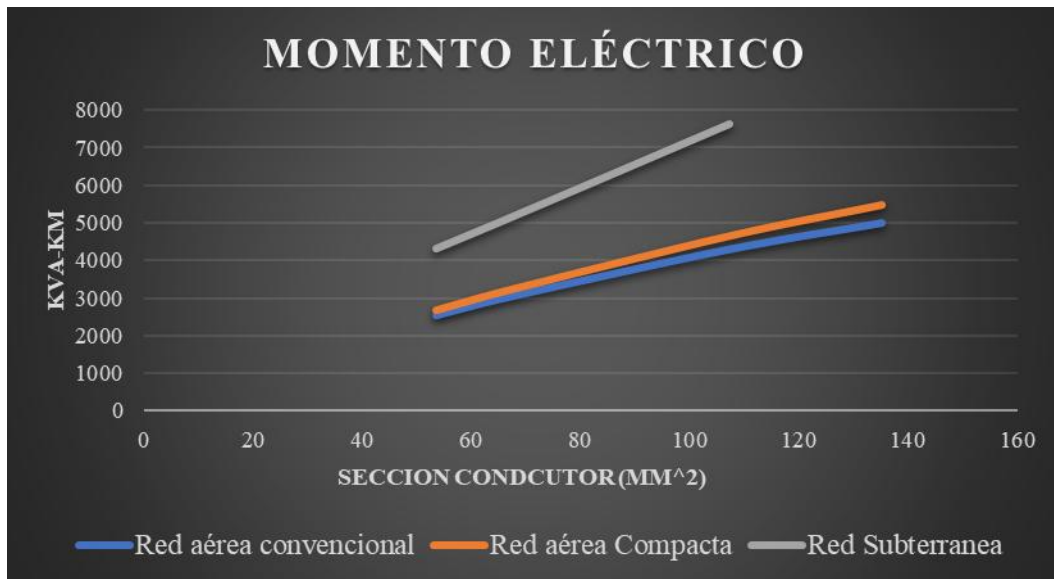


Figura 7.2. Curva del momento eléctrico, para los tres sistemas de distribución.
Fuente: Autor

7.3. FACTIBILIDAD ECONÓMICA

Al ser una red compacta, el costo de diseño y construcción es más elevado que una red aérea convencional pero menor costo que una red subterránea, por lo que es viable la construcción de este nuevo sistema, considerando la continuidad al servicio eléctrico que garantizara a sus usuarios en el caso de producirse fallos, sean estos, humanos, ambientales, etc.



Figura 7.3. Diferencia de costo general para la red aérea.
Fuente: Autor

Tabla 7.16. Comparativa costos rede aérea convencional, compacta y red subterránea.

COSTO GENERAL DISTINTOS TIPOS CONSTRUCTIVOS	
Red aérea convencional (1 km)	9.543,50
Red aérea compacta (1 km)	30.434,81
Red Subterránea (0,95 Km)	800.000,00

Fuente: Autor

7.4. ANÁLISIS TÉCNICO

De acuerdo a los cálculos ejecutados, se obtienen resultados favorables para el reemplazo de redes eléctricas aéreas de media tensión convencionales y la implementación redes de distribución aéreas en medio voltaje compactas, considerando que se utilizaran los postes de hormigón armado que actualmente se encuentran instalados por parte de la empresa eléctrica Ambato, siendo estas con características similares a las calculadas es decir los postes existentes son de 12,5m con carga de rotura de 500kgf.

De la misma manera, mencionar que actualmente se encuentra codificado los herrajes que serán utilizados para el soporte de los conductores de fases como el conductor mensajero en las Unidades de propiedad del ministerio de electricidad y energía renovable, así mismo no existe una guía de aplicación para la construcción de redes compactas en media tensión, por lo que se ha realizado los cálculos necesarios para determinar el estudio de factibilidad para la implementación de redes compactas en el ara de concesión de la EEA.S.A, siendo objeto de esta investigación.

7.5. ANÁLISIS ECONÓMICO

Para el presente se ha determinado los materiales a ser utilizados en cada una de las redes, siendo estas la red aérea convencional y la red aérea compacto ambas en medio voltaje con un nivel de tensión 13,8 kV, para eso se considera los lugares donde van a ser implementados el sistema nuevo en estudio.

Tabla 7.17. Costo adicional de la red compacta en referencia a la red convencional.

Tipo de red de distribución	Costo de construcción	Costo Adicional en referencia a redes convencionales	% de incremento de costo para la red compacta
Red aérea convencional (1 km)	9.543,50	20891,30	218,90%
Red aérea compacta (1 km)	30.434,81		

Fuente: Autor

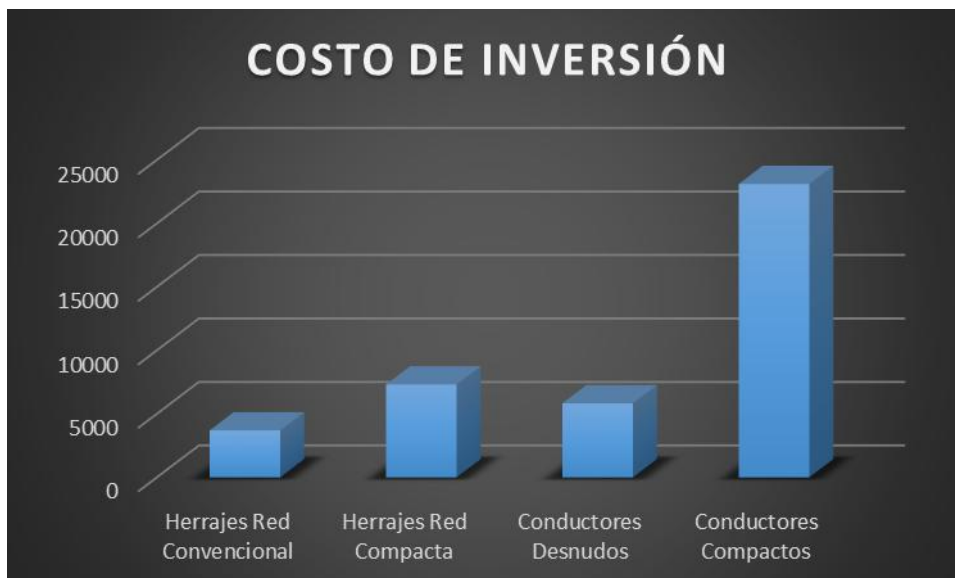


Figura 7.4. Diferencia de costos de red convencional y compactas.
Fuente: Autor

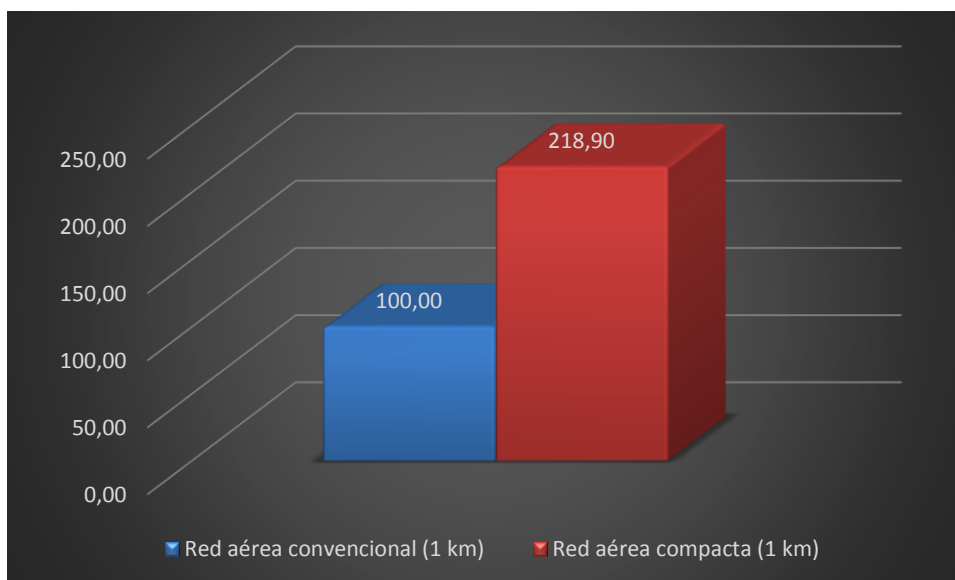


Figura 7.5. Diferencia de costos de la red compacta vs la red convencional.
Fuente: Autor

En Comparación a las redes convencionales las redes compactas especifican un costo del 218,90% adicional al costo de una red convencional. Mencionado que el costo es justificable debido a que el nuevo sistema brindaría alguno de los siguientes beneficios:

- Reducción en los costos operativos, sean estos disminuyendo el mantenimiento preventivo y correctivo en las líneas eléctricas.
- Es posible mejorar el servicio a los consumidores esto debido a la reducción de las interrupciones sean estos por accidentes o cortes programados.

- Ayuda con el medio ambiente, debido a que reduciría la frecuencia de podas de árboles aledaños a las redes eléctricas.
- Reduce el riesgo de accidentes al personal operativo y a las personas que laboran cercanos a las redes eléctricas de media tensión.
- Instalaciones tipo compactos que ayudarían disminuyendo el impacto visual.

7.6. ANÁLISIS AMBIENTAL

En el aspecto ambiental es de muy beneficio para el entrono humano, esto debido al gran porcentaje de disminución en el impacto medio ambiental, la misma que ayuda con la preservación del medio ambiente al implementar este tipo de sistemas en zonas protegidas y zonas arboladas.

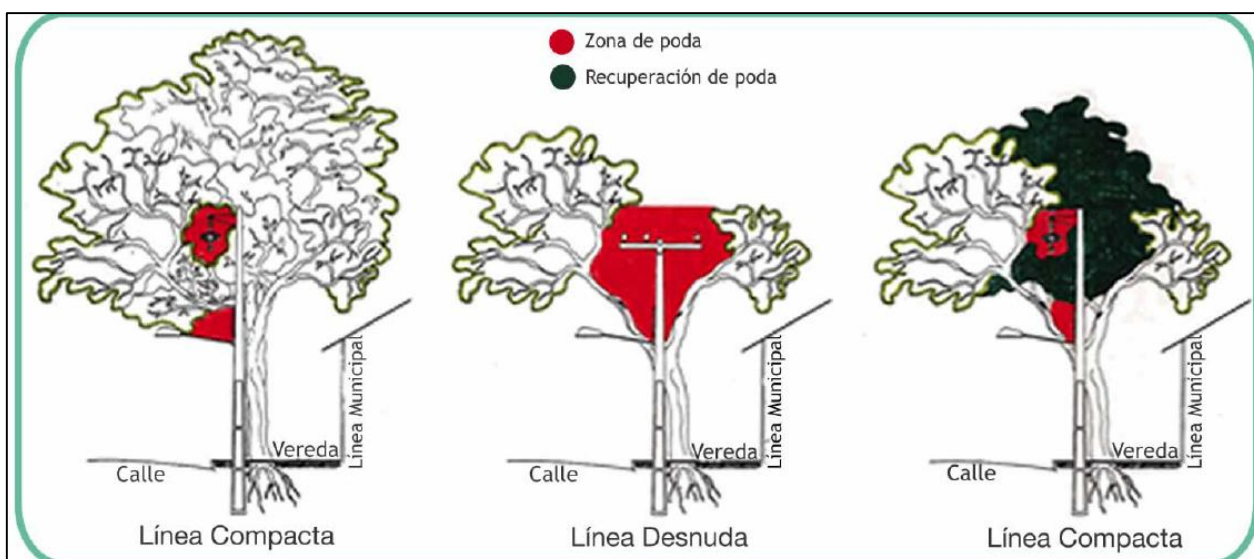


Figura 7.6. Preservación del medio ambiente.

Fuente:[18]

Dado que los conductores de fases están protegidos por tres capas de polietileno de alta densidad, permite el tendido de las fases compactadas entre sí y más próximos a los ramales de los árboles, sin el riesgo de provocar una descarga eléctrica a la misma.

En la Figura 7.6 se aprecia que mediante la implementación de las redes compactas protegidas, se reducen drásticamente los inconvenientes generados al medioambiente en su fase de explotación, demostrando la conveniencia de este sistema ante el utilizado en la actualidad [18].

7.7. ANÁLISIS DE SEGURIDAD

En la actualidad para poder operar o dar atención a una emergencia de un fuera de servicio eléctrico, sean estas por fallar propias del sistema o accidentes ocasionados por el ser humano

o la naturaleza, la mayoría de las ED's la ejecutan con grupos capacitados y equipos netamente fabricados para trabajos en líneas energizadas, todo esto representando un costo elevado para salvaguardar la salud de los operadores.

Entonces considerando el apartado anterior, los accidentes de electrocución, sean estos por contacto directo o indirecto ha causado daños considerables en el ser humano, por lo que el nuevo sistema al ser conductor aislado ayudaría a disminuir el riesgo de electrocución en el caso de tocar indirectamente el conductor de fase de media tensión. Por último, dado a un menor espacio ocupado por la línea, puede ser utilizado en lugares donde las veredas sean estrechas para evacuar riesgos eléctricos con edificaciones en altura [3].

Con el objetivo de estudiar las corrientes de fugas que aparecen en los cables protegidos al contacto con ramas, árboles, animales y personas cuando están en pleno funcionamiento, Hendrix y Westinghouse realizaron diversos ensayos sobre los cables protegidos. Dichas corrientes de fuga se encuentran circulando por la cubierta del cable, y debido al desgaste de la misma, puede producirse un aumento del campo eléctrico en la superficie del aislante, lo que origina que se induzcan corrientes de mayor magnitud, provocando un envejecimiento del aislante, y la posible perforación del mismo [18].

Al ser el cable protegido un sistema no apantallado, no existe confinamiento pleno del campo eléctrico, razón por la cual la norma IRAM 63005 considera a estos cables como si fueran conductores desnudos y por lo tanto deberán llevar la leyenda “cables protegidos –no aislados– no tocar” [18].

7.8. ANÁLISIS DE RESILIENCIA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

La resiliencia a corto plazo de un sistema de distribución cambia durante un evento perturbador, dependiendo de su flexibilidad para hacer frente de manera eficaz y de forma rápida o gradual durante el evento. Los posibles estados del sistema de distribución basados en márgenes de seguridad y redundancia de la red. La transición entre cada estado va ligada a la gravedad del evento y los planes de mantenimiento preventivo y correctivo que se le dé a la red [31].

La frecuencia de eventos extremos (p. Ej., Huracanes, terremotos e inundaciones) y los ataques (ataques cibernéticos y físicos) se han incrementado dramáticamente en los últimos años. Estos eventos han impactado los sistemas de energía, mismas que van desde tiempos de interrupción prolongados (por ejemplo, subestaciones, líneas de transmisión y plantas de energía). Esto requiere desarrollar métodos de control, operación y estrategias de planificación para mejorar la resiliencia de la red ante tales eventos. El objetivo es desarrollar métricas de resiliencia y

métodos de evaluación para comparar alternativas de planificación, operación y proporcionar justificaciones tecno-económicas para mejorar la resiliencia y métodos de evaluación que ayude con el análisis de las direcciones futuras y recomendaciones para contribuir al desarrollo de definiciones estandarizadas y universalmente aceptadas, métodos de evaluación y estrategias de mejora en la calidad, confiabilidad y continuidad en el servicio eléctrico [32].

Los vientos fuertes, especialmente cuando se combinan con la precipitación de tormentas estacionales, pueden causar daños a los sistemas de suministro eléctrico, lo que resulta en interrupciones del servicio a un gran número de consumidores. Si bien la mayoría de estos cortes de energía son causados por daños de árboles y ramas que caen sobre las líneas y postes de las redes de distribución [33].

Los cortes de energía pueden afectar a los consumidores de energía eléctrica, principalmente a través de pérdidas de propiedades y negocios, causando pérdidas económicas y daños a bienes. Los cortes de energía pueden afectar críticamente las operaciones de fabricación principalmente a través de tiempo de inactividad cuando los trabajadores están inactivos y potencialmente dañan los equipos y los procesos de producción, lo que puede generar mayores impactos económicos [33].

7.9. COMPARATIVO GENERAL

En el presente apartado se menciona la comparación con los siguientes sistemas; redes de distribución aéreas convencionales (conductor desnudo), redes subterráneas y redes compactas (cable protegido).

Para los análisis se presenta los principales criterios para su diseño y construcción como se aprecia en la Tabla 7.18.

Teniendo en consideración los puntos más importantes a considerar para obtener la factibilidad de construcción de las redes de distribución en media tensión se desarrolla los siguientes cuadros comparativos:

Tabla 7.18. Análisis redes aéreas de distribución en media tensión.

REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN AÉREAS			
CONCEPTO	RED AÉREA CONVENCIONAL	RED SUBTERRÁNEA	RED AÉREA COMPACTA
CONFIABILIDAD	Constante riesgo a suspensión del servicio, sean estos causados por el ser humano o naturaleza.	Disminuye las suspensiones del servicio, las pérdidas en el sistema son muy bajas.	Es alta, debido a que reducen las suspensiones de servicio ocasionado por la naturaleza o el ser humano.
SEGURIDAD	Constante riesgo a suspensión del servicio, sean estos causados por el ser humano o naturaleza.	Disminuye las suspensiones del servicio, las pérdidas en el sistema son muy bajas.	Es alta, debido a que reducen las suspensiones de servicio ocasionado por la naturaleza o el ser humano.
MEDIO AMBIENTE	Constante riesgo a suspensión del servicio, sean estos causados por el ser humano o naturaleza.	Disminuye las suspensiones del servicio, las pérdidas en el sistema son muy bajas.	Es alta, debido a que reducen las suspensiones de servicio ocasionado por la naturaleza o el ser humano.
COSTO	Constante riesgo a suspensión del servicio, sean estos causados por el ser humano o naturaleza.	Disminuye las suspensiones del servicio, las pérdidas en el sistema son muy bajas.	Es alta, debido a que reducen las suspensiones de servicio ocasionado por la naturaleza o el ser humano.
BENEFICIO	Constante riesgo a suspensión del servicio, sean estos causados por el ser humano o naturaleza.	Disminuye las suspensiones del servicio, las pérdidas en el sistema son muy bajas.	Es alta, debido a que reducen las suspensiones de servicio ocasionado por la naturaleza o el ser humano.

Fuente: Autor

La Tabla 7.19, se presenta la comparativa con los parámetros más importantes en el proceso de selección del tipo de red a construir.

Tabla 7.19. Comparación de distintos tipos constructivos.

CUADRO DE DETALLE			
CONCEPTO	RED AÉREA CONVENCIONAL	RED SUBTERRÁNEA	RED AÉREA COMPACTA
CONFIABILIDAD	Baja	Muy Alta	Alta
SEGURIDAD	Baja	Muy alta	Media
MEDIO AMBIENTE	Muy Alta	Muy Baja	Alta
LOCALIZACIÓN DE FALLAS	Fácil	Difícil	Fácil
COSTO	Bajo	Alto	Medio

Fuente: Autor

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1. CONCLUSIONES

- De acuerdo a los resultados obtenidos en los cálculos mecánicos para conductores, se pudo determinar el esfuerzo que realizará el cable mensajero o portante en referencia la longitud de vano máximo y las cargas que soportaran las mismas, las cuales cumplen con los requerimientos solicitados por la EEA.S. A, entonces se determina la viabilidad para la implementación de las redes eléctricas de media tensión compactas.
- Desarrollado los cálculos para los apoyos al mismo nivel, considerando longitudes de vanos de 40, 50 y 60 m, cumplen con los requerimientos de seguridad y el porcentaje de carga de rotura en referencia a los esfuerzos transversales y verticales en los postes, por lo que se considera el uso de las estructuras soporte que actualmente existen en la zona de estudio.
- Para los apoyos a distinto nivel, una vez desarrollado los cálculos se determina que no es viable la implementación de las redes aéreas compactas con tramos mayores a 60m, esto debido al peso de conductores de fases, espaciadores y al cambio de estados climáticos en diferentes zonas del área de concesión de la EEA.S.A, para lo cual el tramo normalizado para la implementación de redes en medio voltaje compactas seria vanos de 40m como señala en las guías de diseño de la empresa eléctrica Ambato para redes eléctricas de medio y bajo voltaje.
- Se desarrolló cálculos para determinar la caída máxima de tensión en la línea en KVA-Km y la pérdida de potencia a 1 km de longitud, esto para las redes aéreas

convencionales, subterráneas y las redes compactas, considerando el conductor ACSR 4/0 como lo estipula en las guías de diseño, obteniendo así que la caída de tensión de la nueva red en estudio es el 0,01183% menor en referencia a las redes convencionales, esto debido a su configuración y distancias entre fases, resultados esperados que garanticen la calidad del servicio a los consumidores con la nueva red de media tensión compactas.

- La implementación de 1km de redes en media tensión compactas tendrá un costo del 218,90% mayor en referencia al costo de una red en media tensión convencional, esto debido al costo de los nuevos herrajes y conductores, comparado el costo referencial para la implementación de las redes compactas, estas se justificarían debido a los diferentes beneficios que proporcionan las mismas en el aspecto de confiabilidad del sistema, continuidad del servicio, seguridad y la principal la reducción en el impacto medio ambiental durante su construcción.
- Después del análisis bibliográfico, la resiliencia en los sistemas eléctricos ayudará a efectuar un diseño en las redes eléctricas y estructuras que permitan la continuidad en el servicio eléctrico después de estar expuestos a diferentes eventos catastróficos, las mismas que son de poca probabilidad que efectuarse, pero que causa daños severos en todo el sistema.

8.2. RECOMENDACIONES

- Debido al peso del conductor de fases y los espaciadores, es recomendable realizar el diseño para las redes eléctricas compactas con vanos no mayores a 40 metros, esto con el fin de tener uniformidad en el tendido de cables y cumplir con las distancias de seguridad verticales es decir desde el plano horizontal hasta el punto más bajo de la longitud del cable, cabe mencionar que los apoyos o postes no solo soportan las líneas de media tensión, sino la red de baja tensión y la iluminaria de alumbrado público.
- El modelamiento de las redes compactas es similar a la de las redes de fases independientes o convencionales, para lo cual es necesario realizar el levantamiento de información, nivel topográfico por el recorrido de la línea, sobre el cual se desarrollará los cálculos necesarios para analizar el comportamiento de las catenarias y flechas sobre las estructuras soporte.

- Para los cálculos sean estos eléctricos o mecánicos es necesario considerar elementos que se encuentren disponibles en nuestro país, esto con el fin de unificar los equipos y materiales para el diseño y construcción de este nuevo tipo de sistema, debido que en la actualidad no es muy común la implementación de este tipo de circuitos dentro de la EEASA, así mismo con el fin de realizar un manual de uso y construcción de redes en medio voltaje tipo compactos.
- Debido a su geometría en el tendido de la red compacta, es recomendable implementar este tipo de sistemas en zonas arborizadas, zonas medioambientales protegidas, accesos con distancia mínimas o pasajes donde las edificaciones estén cercanas a la red eléctricas.
- Considerando que la red en media tensión compacta no es muy común y es de poco conocimiento por parte de la ciudadanía el uso de cable protegido en líneas aéreas de distribución, es recomendable señalar las fases de la red compacta, esto con el fin de evitar accidentes eléctricos con el personal que tenga contacto directo con el conductor de fase sin ningún tipo de protección que garantice el bienestar del mismo.
- Como trabajo a futuro, se recomienda evaluar la resiliencia del sistema eléctrico de distribución sean estos, redes aéreas convencionales, compactos, subterráneos, acometidas y medidores, la cual se analizaría bajo diferentes eventos catastróficos, con el fin de contribuir en procesos de planificación y operación que ayuden con la confiabilidad y continuidad del servicio de energía eléctrica.

9. BIBLIOGRAFÍA

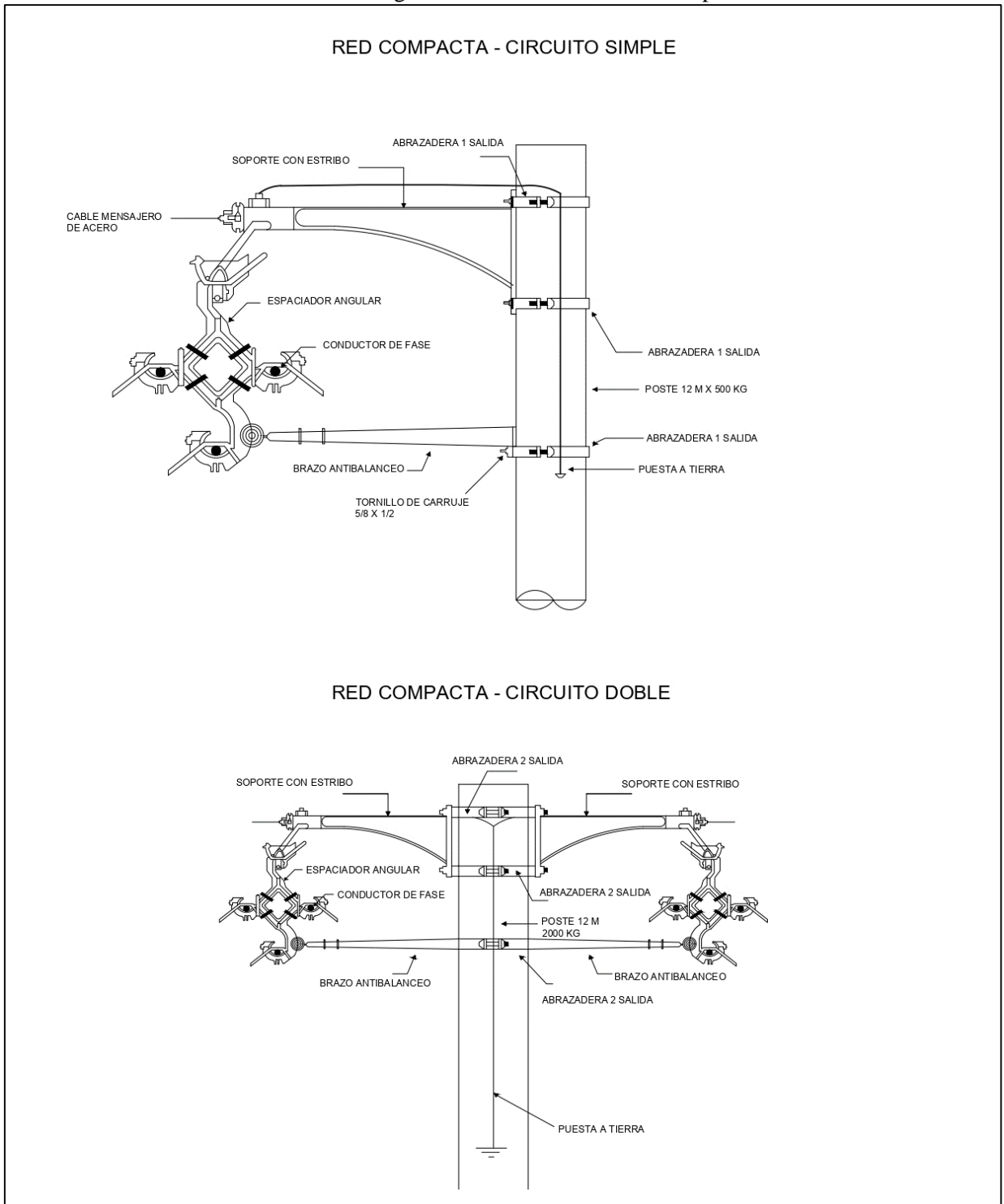
- [1] L. M. Lepe Díaz, «Universidad de San Carlos de Guatemala Facultad de Ingeniería Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica», p. 83.
- [2] M. Ayala Pérez, «Redes de Distribución Aéreas Compactas en Media Tensión», Proyecto Investigativo, Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, Michoacán-México, 2009.
- [3] F. V. Espín Villacrés y C. A. Sánchez Arcos, «Utilización de cable protegido para redes aéreas de media tensión», Escuela Politécnica Nacional, 2009. Accedido: jun. 16, 2021. [En línea]. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/1594>
- [4] W. Stevenson, «Análisis de sistemas de potencia», Polar, vol. 30, p. 30j, 1997.

- [5] E. I. Nolivos Calvache, «Control del Perfil de Voltaje a Través de la Determinación Óptima de TAPS Aplicada en Matlab», Investigativo, Universidad Politécnica Salesiana SEDE Quito, Quito-Ecuador, 2015.
- [6] MEER, ARCONEL, CENACE, y CELEC EP, «Plan Maestro de Electricidad 2016-2025», Ministerio de Electricidad y Energía renovable, Quito-Ecuador, Planificación, 2017.
- [7] Directorio ARCONEL, «Regulación No. ARCONEL 005/18 Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica». 2018.
- [8] S. Ramírez Castaño, Redes de Distribución de Energía, Tercera. Colombia: Univ. Nacional de Colombia, 2004.
- [9] B. V. Freire Villacís, «Análisis Técnico de la Operación del Alimentador No 2 de la S/E Otavalo, de la Empresa Eléctrica EMELNORTE S.A.», Proyecto Investigativo, Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2012.
- [10] J. D. Juárez Cervantes, Sistemas de distribución de energía eléctrica. Universidad Autónoma Metropolitana, Unidad Azcapotzalco, División de ..., 1995.
- [11] R. Espinosa Lara, «Sistemas de distribución», México Editor. Limusa SA, 1990.
- [12] J. C. Toledano Gasca y J. L. Sanz Serrano, Instalaciones Eléctricas de Enlace y Centros de Transformación, Sexta. Madrid: Paraninfo, 2007.
- [13] I. L. López et al., «Homologación de las Unidades De Propiedad (UP) y Unidades de Construcción (UC) del Sistema de Distribución Eléctrica», p. 47.
- [14] INEN 1965, «Servicio Ecuatoriano de Normalización INEN – Ecuador». <https://www.normalizacion.gob.ec/> (accedido may 29, 2021).
- [15] ECUATRAN, «Transformadores de Distribución, monofásicos y trifásicos». 2017.
- [16] Empresa Eléctrica Ambato, «Guía de diseño parte IV Redes Subterráneas». 2011.
- [17] M. Iza et al., «Homologación de las Unidades De Propiedad (UP) y Unidades de Construcción (UC) del Sistema de Distribución Eléctrica de Redes Subterráneas», p. 26.
- [18] C. COIDEA S.A, «Líneas Aéreas Compactas», COIDEA S.A. <https://coideasa.com/producto/linea-area-compacta/lineas-aereas-compactas> (accedido may 12, 2021).
- [19] UNIDAD CET N&L, «Especificación Técnica para Cables Semiaislados de Aluminio para Media Tensión», NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS 2, abr. 2019.
- [20] HENDRIX, «Sistema Aéreo de Cable con Espaciadores Conductor Mensajero.», Características Técnicas A2/9.



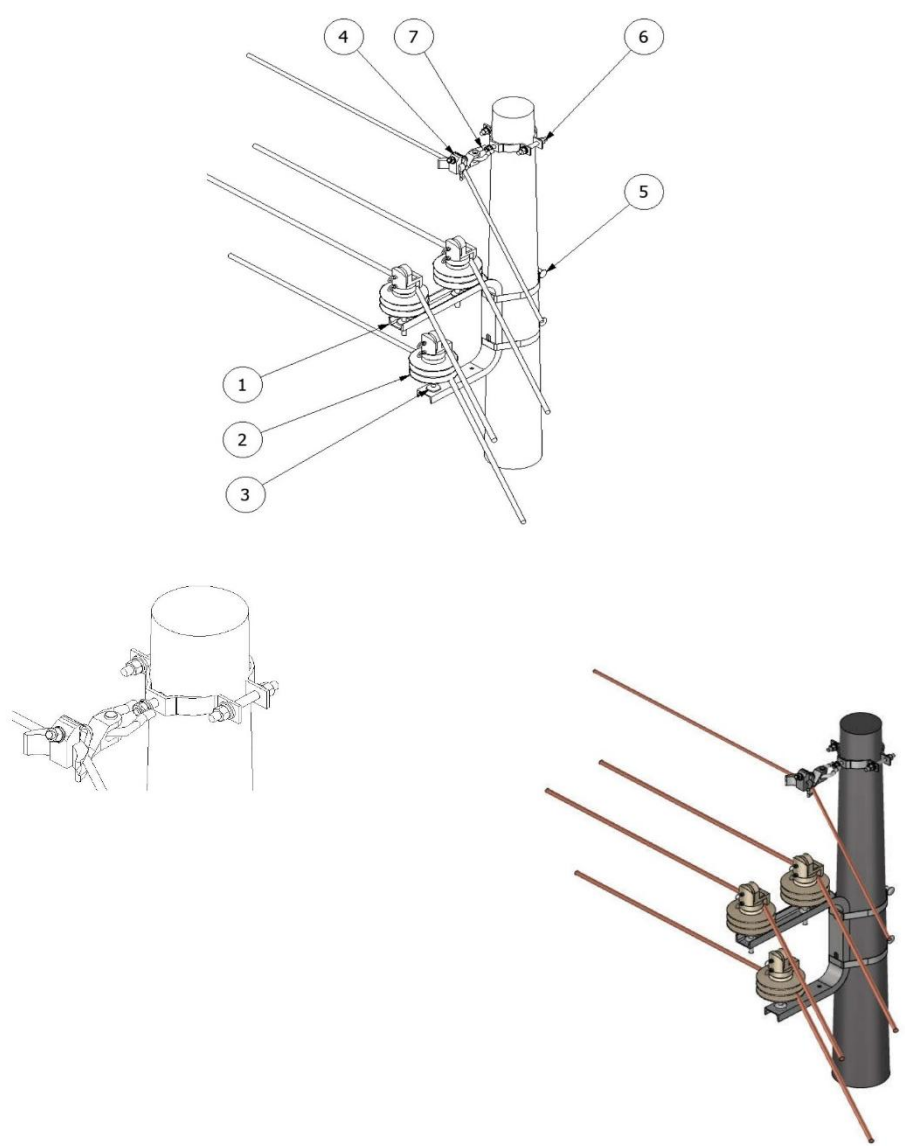
- [21] L. G. Dávila Newman, «El Razonamiento Inductivo y Deductivo Dentro del Proceso Investigativo en Ciencias Experimentales y Sociales», Rev. Educ., p. 27, 2006.
- [22] EC. ELECTROCABES, «CATALOGOS Y FICHAS», 2021. <https://www.electrocable.com/index.php/es/descargas/catalogos-y-fichas.html> (accedido may 12, 2021).
- [23] I. L. López et al., «Normas Aplicadas para la Construcción de Elementos y Materiales para Redes Compactas Aisladas», p. 47.
- [24] Empresa Eléctrica Quito, «Normas Para Sistemas De Distribución Parte A». EEQ, feb. 20, 2015.
- [25] V. Elena de Segovia, «Cálculo y diseño de una línea aérea de media tensión a 15 kV.», Diseño y construcción, Universidad Politécnica de Madrid, Madrid-España, 2019.
- [26] EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A., «Normas Técnicas Para El Diseño De Redes Eléctricas Urbanas y Rurales». EERSSA, ene. 2012.
- [27] Empresa Eléctrica Ambato, «Guía de diseño parte III Redes Aéreas». 2011.
- [28] J. Bautista Ríos, Líneas de transmisión de potencia, aspectos mecánicos de conductores, 2001.^a ed., vol. 1. Lima-Perú, 2001.
- [29] J. Viqueira Landa, Redes Eléctricas 1, Segunda., vol. 1. México: UNAM, Facultad de Ingeniería, 2010.
- [30] H. A. Salazar LLumitasig, «Análisis Técnico económico de cables subterráneos en cobre y aluminio.», Investigación, Escuela Politécnica Nacional, Quito-Ecuador, 2003.
- [31] D. B. López Velásquez, «Modelo Resiliente de Redes de Distribución Considerando Flujos de Potencia Basado en Teoría de Grafos», ©2019 Univ., vol. 1, p. 31, feb. 2019.
- [32] N. Bhusal, M. Abdelmalak, M. Kamruzzaman, y M. Benidris, «Power system resilience: Current practices, challenges, and future directions», IEEE Access, vol. 8, pp. 18064-18086, 2020.
- [33] «Weather-Related Power Outages and Electric System Resiliency». <https://www.everycrsreport.com/reports/R42696.html> (acceded ago. 01, 2021).

10. ANEXOS

ANEXO A. Configuración de circuitos, redes compactas.





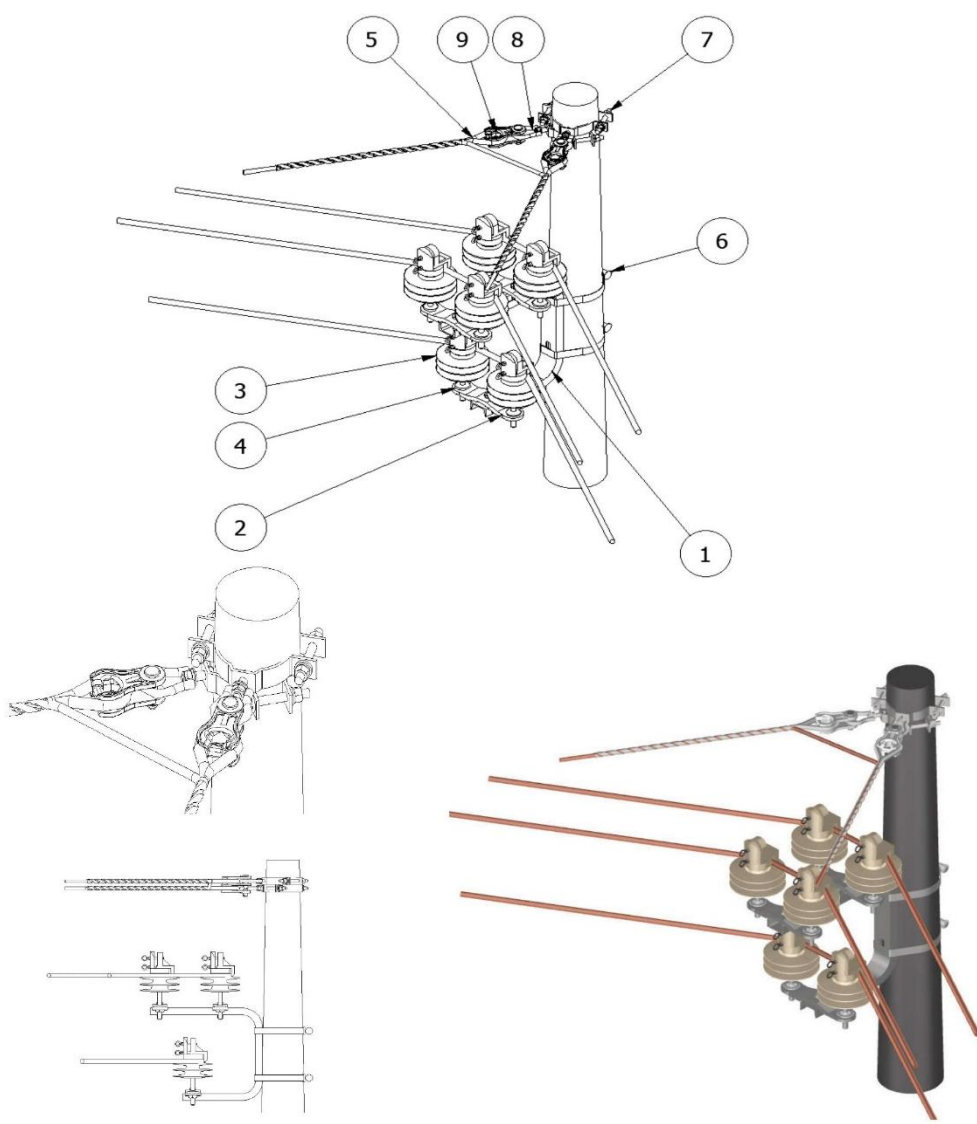
ANEXO B. Modelo de estructura para red compacta angular 7- 60°.

 <p>MINISTERIO DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES</p>	 <p>EL GOBIERNO DE TODOS</p>
REVISIÓN: 01 Fecha: 2021-04-01	SECCIÓN 2: MANUAL DE LAS UNIDADES DE CONTRUCCIÓN (UC)
HOJA 2 DE 2	HOMOLOGACIÓN DE LAS UNIDADES DE PROPIEDAD (UP)
IDENTIFICADOR UP-UC EST-3MA	ESTRUCTURA EN REDES AÉREAS SEMIAISLADA DE DISTRIBUCIÓN 13,8 kV GrdY / 7,96 kV - 13,2 kV GrdY / 7,62 kV
IDENTIFICADOR UC 3MA	TRIFÁSICA-SEMIAISLADO-ANGULAR SUAVE COMPACTA 7° - 60°
GRÁFICO	
	

Fuente:[13]



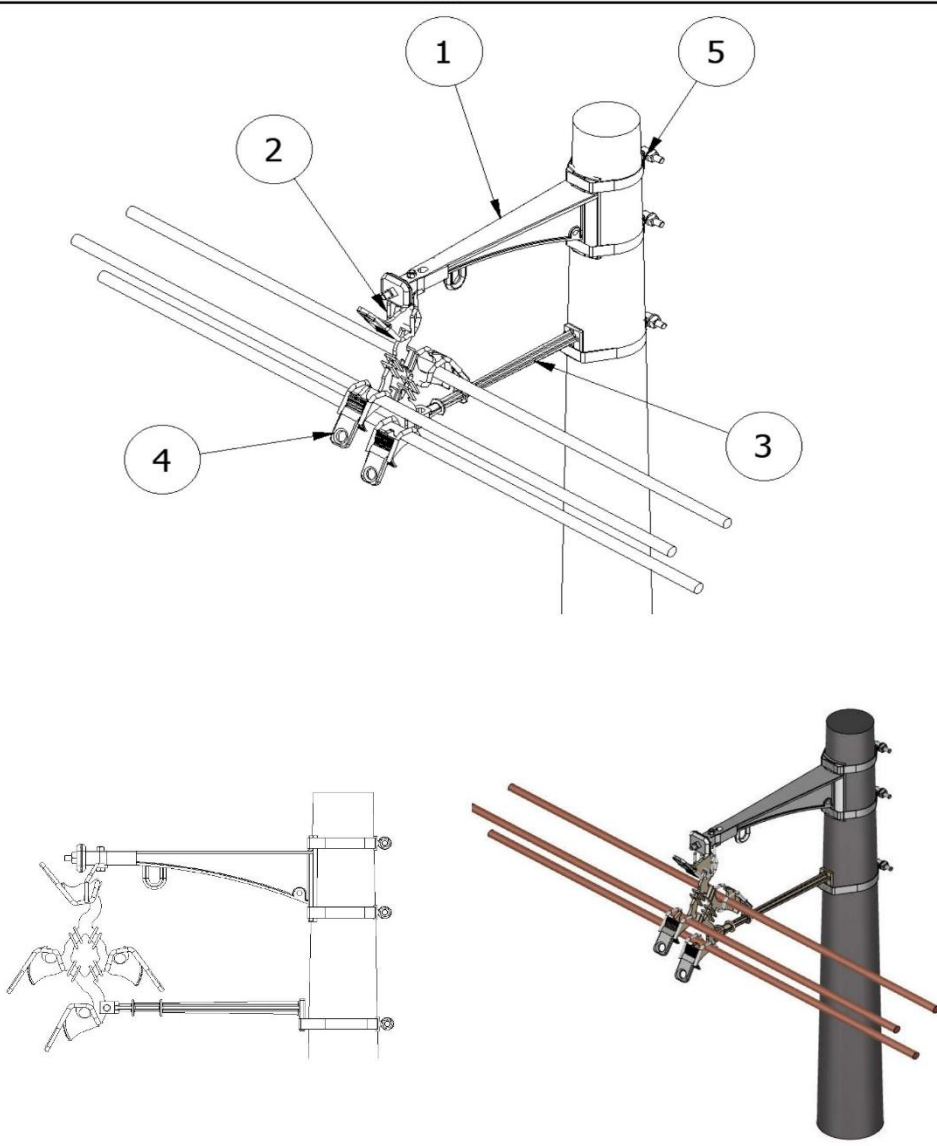
ANEXO C. Modelo de estructuras para redes compactas angular 61 - 90 °.

			
REVISIÓN: 01	SECCIÓN 2: MANUAL DE LAS UNIDADES DE CONTRUCCIÓN (UC)		
Fecha: 2021-04-01	HOMOLOGACIÓN DE LAS UNIDADES DE PROPIEDAD (UP)		
HOJA 2 DE 2	ESTRUCTURA EN REDES AÉREAS SEMIAISLADA DE DISTRIBUCIÓN 13,8 kV GrdY / 7,96 kV - 13,2 kV GrdY / 7,62 kV		
IDENTIFICADOR UP-UC EST-3MF	TRIFÁSICA-SEMIAISLADO-ANGULAR FUERTE COMPACTA 61°- 90°		
IDENTIFICADOR UC 3MF	GRÁFICO		



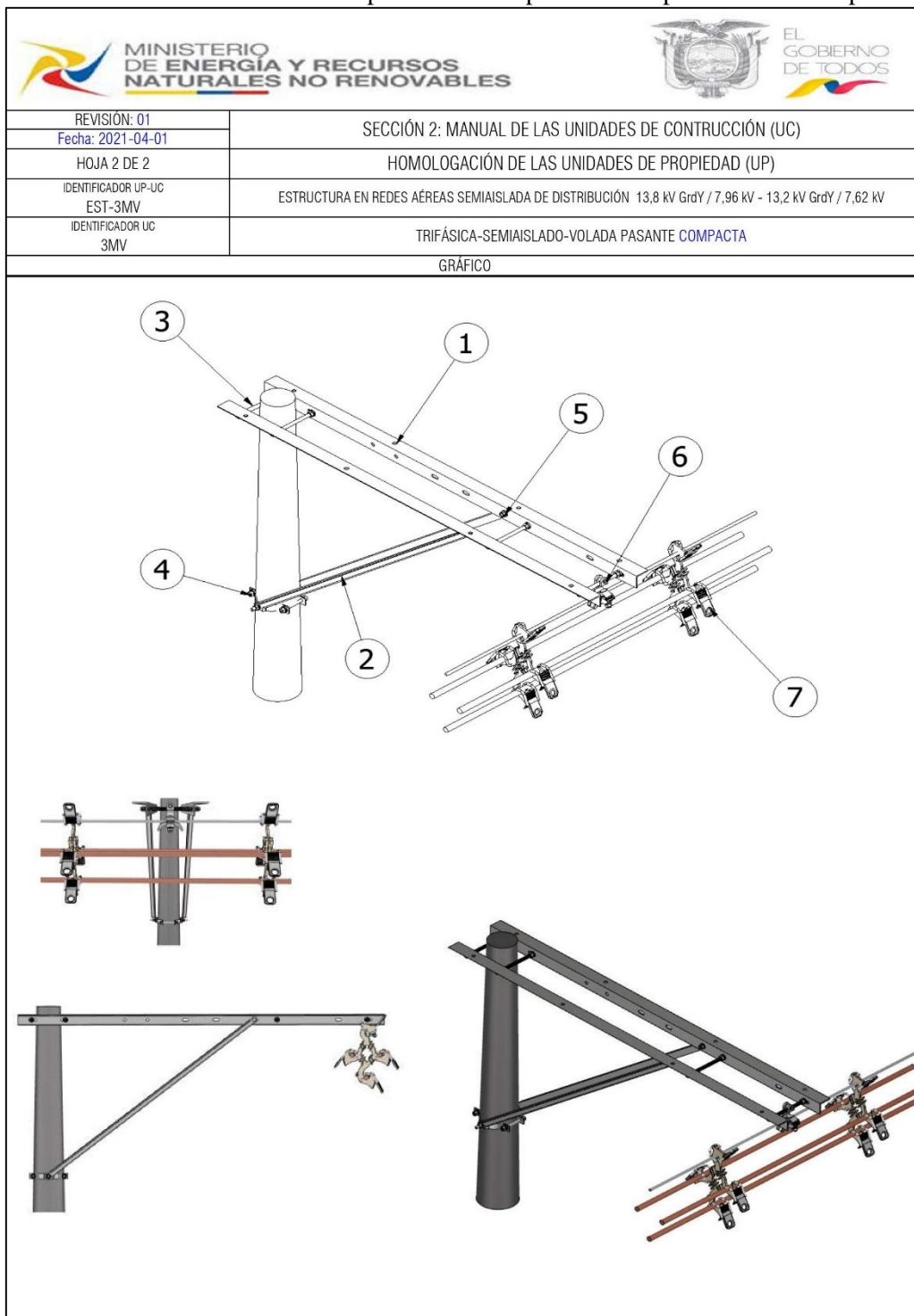
Fuente:[13]

ANEXO D. Modelo de estructuras para redes compactas de suspensión o pasante.

			
REVISIÓN: 01 Fecha: 2021-04-01	SECCIÓN 2: MANUAL DE LAS UNIDADES DE CONTRUCCIÓN (UC)		
HOJA 2 DE 2	HOMOLOGACIÓN DE LAS UNIDADES DE PROPIEDAD (UP)		
IDENTIFICADOR UP-UC EST-3MP	ESTRUCTURA EN REDES AÉREAS SEMIAISLADA DE DISTRIBUCIÓN 13,8 kV GrdY / 7,96 kV - 13,2 kV GrdY / 7,62 kV		
IDENTIFICADOR UC 3MP	TRIFÁSICA-SEMAISLADO-PASANTE COMPACTA		
GRÁFICO			
			



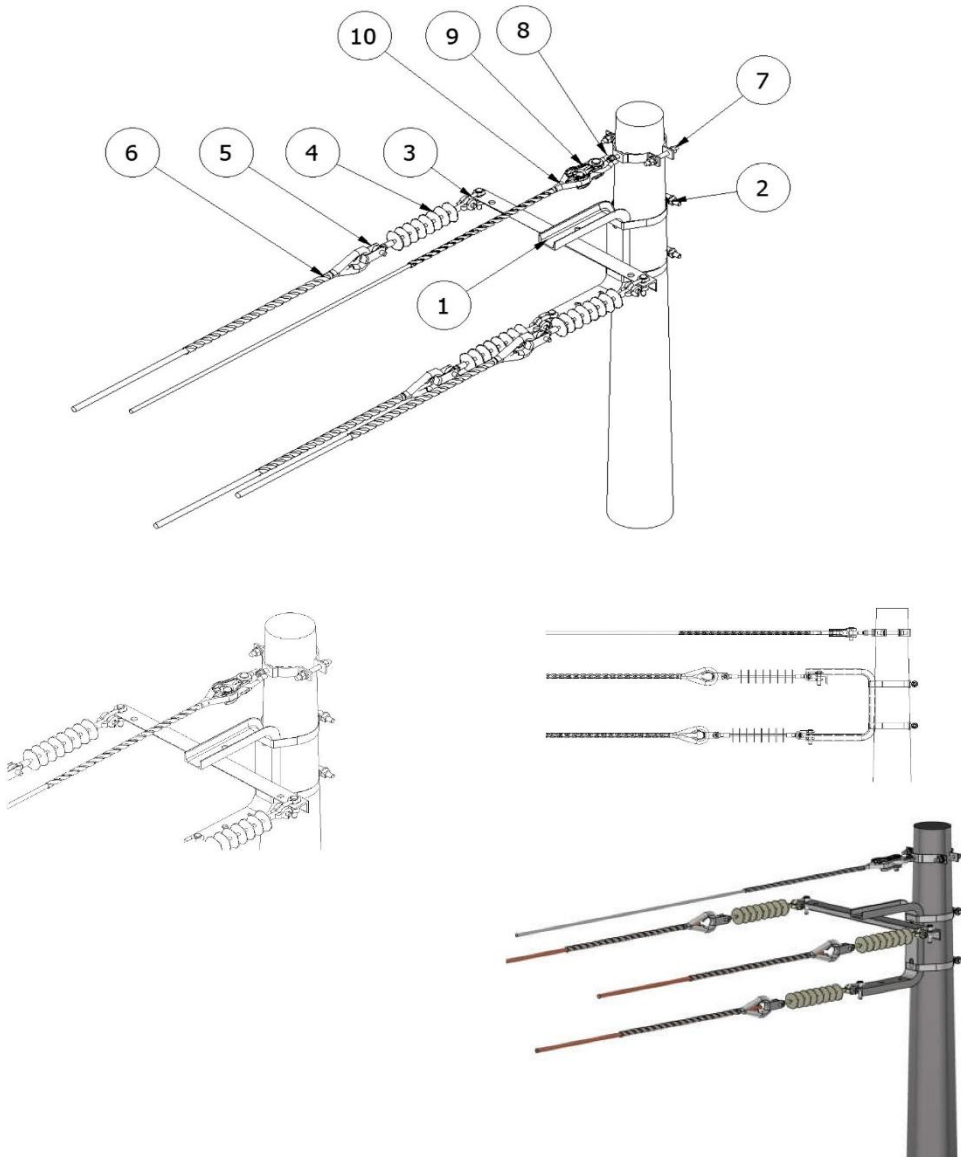
Fuente:[13]

ANEXO E. Modelo de estructuras para redes compactas de suspensión o volado pasante.



Fuente:[13]

ANEXO F. Modelo de estructuras para redes compactas de retención o fin de línea.

 <p>MINISTERIO DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES</p>	 <p>EL GOBIERNO DE TODOS</p>
REVISIÓN: 01 Fecha: 2021-04-01	SECCIÓN 2: MANUAL DE LAS UNIDADES DE CONTRUCCIÓN (UC)
HOJA 2 DE 2	HOMOLOGACIÓN DE LAS UNIDADES DE PROPIEDAD (UP)
IDENTIFICADOR UP-UC ESV-3ME	ESTRUCTURA EN REDES AÉREAS SEMIAISLADA DE DISTRIBUCIÓN 13,8 kV GrdY / 7,96 kV - 13,2 kV GrdY / 7,62 kV
IDENTIFICADOR UC 3ME	TRIFÁSICA-SEMIAISLADO-RETENCIÓN COMPACTA
GRÁFICO	
	

Fuente:[13]

ANEXO G. Tabla conductores ACSR, para redes en medio voltaje convencionales.

CONDUCTORES ALUMINIO ACSR											
CÓDIGO	Calibre (AWG o kcmil)	Sección transversal (mm ²)	Construcción				Diámetro del conductor (mm)	Peso Total Aprox (kg / km)	Carga de Rotura (kgf)	Resistencia a C.C. a 20 °C (ohm/km)	Capacidad de Corriente (A)*
			No. Hilos		Diámetro hilos (mm)						
			Aluminio	Acero	Aluminio	Acero					
Turkey	6	13,3	6	1	1,68	1,68	5,04	54,01	540	2,1065	105
Swan	4	21,15	6	1	2,118	2,118	6,35	85,87	843	1,3232	140
Sparrow	2	33,62	6	1	2,672	2,672	8,02	136,56	1292	0,8316	184
Raven	1/0	53,49	6	1	3,37	3,37	10,11	217,25	1986	0,5227	242
Quail	2/0	67,44	6	1	3,782	3,782	11,35	273,82	2404	0,4151	276
Pigeon	3/0	85,02	6	1	4,247	4,247	12,74	345,23	3002	0,3292	315
Penguin	4/0	107,2	6	1	4,77	4,77	14,31	435,35	3786	0,261	357
Waxwing	266,8	135,19	18	1	3,092	3,092	15,46	432,1	3120	0,2112	449
Partridge	266,8	135,19	26	7	2,573	2	16,3	546,49	5125	0,2091	475
Ostrich	300	152	26	7	2,73	2,12	17,28	614,32	5760	0,186	492
Piper	300	152	30	7	2,54	2,54	17,78	698,9	7000	0,1902	490
Merlin	336,4	170,45	18	1	3,472	3,472	17,36	544,83	3936	0,1674	519
Linnet	336,4	170,45	26	7	2,888	2,25	18,29	689,87	6393	0,166	529
Oriole	336,4	170,45	30	7	2,69	2,69	18,83	783,77	7847	0,1647	535
Chickadee	397,5	201,41	18	1	3,774	3,774	18,87	643,78	4508	0,1416	576
Brant	397,5	201,41	24	7	3,27	2,18	19,61	762,05	6622	0,1411	584
Ibis	397,5	201,41	26	7	3,14	2,44	19,88	813,95	7393	0,1405	587
Lark	397,5	201,41	30	7	2,923	2,92	20,46	925,09	9208	0,1394	594
Pelican	477	241,7	18	1	4,135	4,135	20,68	772,57	5352	0,118	646
Flicker	477	241,7	24	7	3,581	2,39	21,48	914,86	7801	0,1174	655
Hawk	477	241,7	26	7	3,439	2,674	21,8	976,99	8845	0,117	659
Hen	477	241,7	30	7	3,203	3,203	22,42	1111,3	10795	0,1162	666
Heron	500	253,35	30	7	3,279	3,279	22,95	1164,8	11086	0,1141	694
Osprey	556,5	281,98	18	1	4,466	4,466	22,32	901,32	6214	0,1012	711
Parakeet	556,5	281,98	24	7	3,87	2,58	23,22	1067	8981	0,1007	721
Dove	556,5	281,98	26	7	3,72	2,89	23,55	1140,3	10251	0,1002	726
Eagle	556,5	281,98	30	7	3,46	3,46	24,22	1296,6	12610	0,0996	794
Peacock	605	306,55	24	7	4,03	2,69	24,21	1160	9797	0,0926	760
Squab	605	306,55	26	7	3,87	3,01	24,54	1238,8	11022	0,0923	765
Teal	605	306,55	30	19	3,61	2,16	25,25	1394,5	13608	0,0917	773
Rook	636	322,26	24	7	4,14	2,76	24,82	1219,9	10251	0,0881	784
Grosbeak	636	322,26	26	7	3,97	3,09	25,15	1303,3	11430	0,0877	789
Egret	636	322,26	30	19	3,7	2,22	25,9	1468,7	14288	0,0872	798
Flamingo	666,6	337,77	24	7	4,234	2,82	25,4	1277,2	10750	0,084	807
Starling	715,5	362,54	26	7	4,21	3,28	26,68	1466,9	12882	0,0779	849
Redwing	715,5	362,54	30	19	3,92	2,35	27,43	1649,7	15694	0,0776	859
Drake	795	402,83	26	7	4,44	3,45	28,11	1627,7	14288	0,0702	907
Mallard	795	402,83	30	19	4,14	2,48	28,96	1834,7	17418	0,0697	918

Fuente : [22]

ANEXO H. Tabla de Conductores para redes compactas.

CONDUCTORES AL TRICAPA PARA REDES COMPACTAS-ACSR										
Calibre (AWG o kcmil)	Sección transversal (mm ²)	Conductor de fase		Diámetro del conductor (mm)	Espesor del semicondu ctor (mm)	Espesor de aislamient os (mm)	Espesor Cubierta (mm)	Diámetro del cable (mm)	Peso Neto Total Aprox (kg / km)	Carga de Rotura (kgf)
		No. Hilos								
		Aluminio	Acero							
CABLE ACSR 15 kV										
4	21,15	6	1	6,35	0,38	1,91	1,91	14,73	223	843
2	33,62	6	1	8,02	0,38	1,91	1,91	16,4	298,3	1292
1/0	53,49	6	1	10,11	0,38	1,91	1,91	18,49	411	1986
2/0	67,44	6	1	11,35	0,38	1,91	1,91	19,73	487,3	2404
3/0	85,02	6	1	12,74	0,38	1,91	1,91	21,12	581,3	3002
4/0	107,2	6	1	14,31	0,38	1,91	1,91	22,69	697,7	3786
266,8	135,2	18	1	15,46	0,38	1,91	1,91	23,84	697,9	3120
266,8	135,2	26	7	16,3	0,38	1,91	1,91	24,68	825,1	5125
336,4	170,45	18	1	17,36	0,38	1,91	1,91	25,74	839,9	3936
336,4	170,45	26	7	18,29	0,38	1,91	1,91	26,67	999,5	6393
336,4	170,45	30	7	18,83	0,38	1,91	1,91	27,21	1092,3	7847
397,5	201,41	18	1	18,87	0,38	1,91	1,91	27,25	962,6	4508
397,5	201,41	24	7	19,61	0,38	1,91	1,91	27,99	1092,7	6622
397,5	201,41	26	7	19,88	0,38	1,91	1,91	28,26	1148,9	7393
477	241,7	24	7	21,48	0,38	1,91	1,91	29,86	1275,7	7801
477	241,7	26	7	21,8	0,38	1,91	1,91	30,18	1343,1	8845
477	241,7	30	7	22,42	0,38	1,91	1,91	30,8	1473,9	10795
556,5	281,98	18	1	22,32	0,51	1,91	1,91	30,96	1288,8	6214
556,5	281,98	24	7	23,22	0,51	1,91	1,91	31,86	1469,8	8981
556,5	281,98	26	7	23,55	0,51	1,91	1,91	32,19	1548,7	10251
636	322,26	18	1	23,88	0,51	1,91	1,91	32,51	1442,1	7122
636	322,26	26	7	25,15	0,51	1,91	1,91	33,79	1739,4	11430

Fuente: [22]

(*) Capacidad de corriente basada en una temperatura del conductor de 75°C, temperatura ambiente de 25°C, velocidad del viento de 0,61 m/s y con efecto del sol.

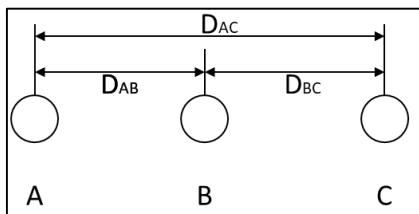
ANEXO I. Aplicación de ecuaciones para los cálculos eléctricos para redes medio voltaje convencionales (conductores desnudos)

DATOS DE LA LÍNEA	
Tensión	13,8 kV
Potencia Sn de transporte	2,08333 MVA
Factor de potencia	0,92
Frecuencia del sistema	60 Hz
Longitud de la línea	1 km
Altitud-zona-Ambato	2580 m.s.n.m.
Temperatura promedio Ambato:	15 °C
DATOS DEL CONDUCTOR ACSR 1/0 AWG	
Tipo	ACSR
Calibre	1/0
sección	53,49 mm ²
No Hilos Aluminio	6
No Hilos Acero	1
Diámetro conductor	10,11 mm
Peso total Aprox.	217,25 kg/km
Carga de rotura	1986 kgf
Resistencia 20°C	0,5227 ohm/km
Capacidad de corriente	242 [A]
Temperatura conductora	75°C
Temperatura ambiente	25°C
Velocidad viento con efecto sol	0,61 m/s
Coefficiente Temp-Resis cond AL	0,004032 °C ⁻¹

Fuente: [22]

Disposición de fases plano horizontal

La distancia entre fases en una disposición de fases plano horizontales 0,70 [m] de acuerdo a [26].



$$DMG = \sqrt[3]{0,7 * 0,7 * 1,4} = 0,8819 \text{ [m]}$$

$$r = \frac{d}{2} = 5,055 \text{ mm} = 0,005055 \text{ m}$$

$$RMG = 5,055 \text{ mm} * e^{-1/4} = 0,0039368 \text{ [m]}$$

$$L = 2 * 10^{-7} \ln \left(\frac{0,8819}{0,0039368} \right) * 1 \text{ km}$$

$$L = 0,00108 \text{ [H]/km}$$

a) Cálculo de la Resistencia eléctrica Específica

$$R = \rho * \frac{l}{A} = 0,01759 \Omega * \text{mm}^2/\text{m} * \frac{1000 \text{ m}}{53,49 \text{ mm}^2}$$

$$R = 0,3288 \text{ [\Omega]}$$

b) Cálculo de la Resistencia eléctrica efectiva por kilómetro de línea.

$$R_{dc_0} = R_{20} [1 + \alpha * (\theta_{cond} - 20^\circ C)] = 0,5227 \frac{\text{ohm}}{\text{km}} [1 + 0,004032 * (75^\circ C - 20^\circ C)]$$

$$R_{dc_0} = 0,6386 \text{ \Omega/Km}$$

c) Cálculo de la Reactancia inductiva

$$X_{L-1/0} = (2 * \pi * f * L) = (2 * \pi * 60 * 0,00108)$$

$$X_{L-1/0} = 0,4080 \frac{\Omega}{\text{Km}}$$

d) Cálculo de la Susceptancia capacitiva

Aplicamos las ecuaciones (33), (34) y (35) para capacitancia, reactancia capacitiva y susceptancia capacitiva respectivamente.

$$C_{an} = \frac{2 * \pi * 8,85 * 10^{-12}}{\ln\left(\frac{0,8829}{0,005055}\right)} = 1,077 * 10^{-8} \text{ F/km}$$

$$X_c = \frac{1}{(2 * \pi * 60 * 1,077 * 10^{-8})} = 246231,0621 \frac{\Omega}{\text{Km}}$$

$$B = \frac{1}{X_c} = \frac{1}{246282,703} = 4,060 * 10^{-6} \text{ [s/km]}$$

e) Cálculo de la caída de tensión

Los límites permitidos serán analizados para los requerimientos que adjuntan las guías de diseño de la EEA.S. A como se detalla en la Tabla 4.6.

$$P_{MW} = S_n * Fp = 6.25 \text{ MVA} * 0,92/3 = 1,916 \text{ MW}$$

$$\varphi = \cos^{-1}(0,92) = 23,07^\circ$$

$$\Delta V\% = \frac{1,916 * 1\text{km} * \left[0,6386 \frac{\Omega}{\text{Km}} + (0,4080 \frac{\Omega}{\text{Km}} * \text{tag}(23,07))\right]}{13,8^2}$$

$$\Delta V\% = 0,11116\%$$

f) Cálculo de kVA-Km

$$KVA - Km(1\%) = \frac{10 * (13,8)^2}{\left[0,6386 \frac{\Omega}{\text{Km}} \cos(23,07) + (0,4080 \frac{\Omega}{\text{Km}} * \sin(23,07))\right]}$$

$$KVA - Km(1\%) = 2547,91971$$

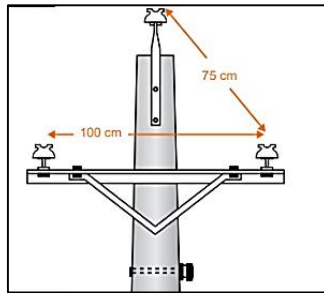
g) Cálculo de pérdida de potencia por efecto joule.

$$\Delta P\% = \frac{1,916 \text{ MW} * 1\text{km} * 0,6386 \frac{\Omega}{\text{Km}}}{(13,8)^2 * (0,92)^2} * 100\%$$

$$\Delta P\% = 0,4384\%$$

Disposición de fases tipo triángulo

Distancia entre fases en una disposición triangular de acuerdo a [26].



$$DMG = \sqrt[3]{0,75 * 0,75 * 1} = 0,82548 \text{ [m]}$$

$$r = \frac{d}{2} = 5,055 \text{ mm} = 0,005055 \text{ m}$$

$$RMG = 5,055 \text{ mm} * e^{-1/4} = 0,0039368 \text{ [m]}$$

$$L = 2 * 10^{-7} \ln \left(\frac{0,82548}{0,0039368} \right) * 1 \text{ km}$$

$$L = 0.001069 \text{ [H]/km}$$

a) Cálculo de la Resistencia eléctrica Específica

$$R = \rho * \frac{l}{A} = 0,01759 \Omega * \text{mm}^2/\text{m} * \frac{1000 \text{ m}}{53,49 \text{ mm}^2}$$

$$R = 0,3288 \text{ [\Omega]}$$

b) Cálculo de la Resistencia eléctrica efectiva por kilómetro de línea.

$$R_{dc_0} = R_{20} [1 + \alpha * (\theta_{cond} - 20^\circ\text{C})] = 0,5227 \frac{\text{ohm}}{\text{km}} [1 + 0,004032 * (75^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C})]$$

$$R_{dc_0} = 0,6386 \text{ \Omega/Km}$$

c) Cálculo de la Reactancia inductiva

$$X_{L-1/0} = (2 * \pi * f * L) = (2 * \pi * 60 * 0,001069)$$

$$X_{L-1/0} = 0,4030 \frac{\Omega}{\text{Km}}$$

d) Cálculo de la Susceptancia capacitiva

Aplicamos las ecuaciones (33), (34) y (35) para capacitancia, reactancia capacitiva y susceptancia capacitiva respectivamente.

$$C_{an} = \frac{2 * \pi * 8,85 * 10^{-12}}{\ln\left(\frac{0,82548}{0,005055}\right)} = 1,0912 * 10^{-8} \text{ F/km}$$

$$X_c = \frac{1}{(2 * \pi * 60 * 1,0912 * 10^{-8})} = 243074,928 \frac{\Omega}{\text{Km}}$$

$$B = \frac{1}{X_c} = \frac{1}{243074,928} = 4,1139 * 10^{-6} \text{ [s/km]}$$

e) Cálculo de la caída de tensión

Los límites permitidos serán analizados para los requerimientos que adjuntan las guías de diseño de la EEA.S. A como se detalla en la Tabla 4.6.

$$P_{MW} = S_n * Fp = 6.25 \text{ MVA} * 0,92/3 = 1,916 \text{ MW}$$

$$\varphi = \cos^{-1}(0,92) = 23,07^\circ$$

$$\Delta V\% = \frac{1,96 \text{ MW} * 1\text{km} * \left[0,6386 \frac{\Omega}{\text{Km}} + (0,4030 \frac{\Omega}{\text{Km}} * \text{tag}(23,07))\right]}{13,8^2}$$

$$\Delta V\% = 0,1103\%$$

f) Cálculo de kVA-Km

$$KVA - Km(1\%) = \frac{10 * (13,8)^2}{\left[0,6386 \frac{\Omega}{\text{Km}} \cos(23,07) + (0,4080 \frac{\Omega}{\text{Km}} * \sin(23,07))\right]}$$

$$KVA - Km(1\%) = 2554,6008$$

g) Cálculo de pérdida de potencia por efecto joule.

$$\Delta P\% = \frac{1,916 \text{ MW} * 1\text{km} * 0,6386 \frac{\Omega}{\text{Km}}}{(13,8)^2 * (0,92)^2} * 100\%$$

$$\Delta P\% = 0,4384\%$$

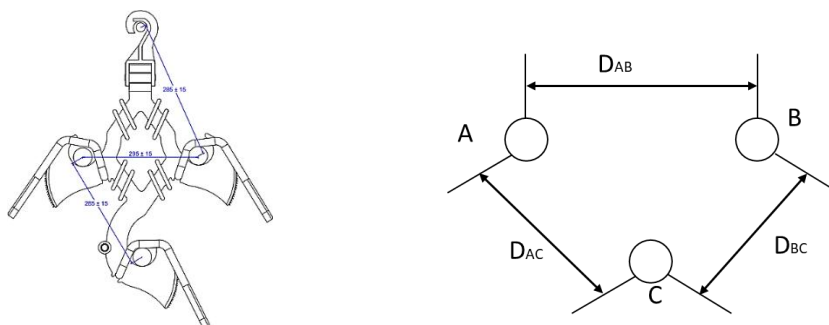
ANEXO J. Aplicación de ecuaciones para el cálculo eléctrico para redes medio voltaje tipo compactos (conductores aislados)

DATOS DE LA LÍNEA	
Tensión	13,8 kV
Potencia de transporte	2,0833 MVA
Factor de potencia	0,92
Frecuencia del sistema	60 Hz
Longitud de la línea	1 km
Altitud-zona-Ambato	2580 m.s.n.m.
Temperatura promedio Ambato:	15 °C
DATOS DEL CONDUCTOR ACSR 1/0 AWG	
Calibre	1/0
sección	53,49 mm ²
No Hilos Aluminio	6
No Hilos Acero	1
Diámetro conductor	10,11 mm
Espesor del semiconductor	0,38 mm
Espesor del aislamiento	1,91 mm
Espesor de la cubierta	1,91 mm
Diámetro del cable	18,49 mm
Peso total Aprox.	411 kg/km
Carga de rotura	1986 kgf
Resistencia 20°C	0,5227 ohm/km
Capacidad de corriente	242 [A]
Temperatura conductora	75°C
Temperatura ambiente	25°C
Velocidad viento con efecto sol	0,61 m/s

Fuente: [22]

Para redes de medio voltaje tipo compactos (conductores aislados)**Disposición de fases tipo triángulo**

Para la disposición de conductores se tomara en cuenta la tipo triángulo, con las dimensiones que consta en la fabricación de los espaciadores tal como detalla en la unidades de propiedad [13].



$$DMG = \sqrt[3]{0,285 * 0,285 * 0,295} = 0,2883 \text{ [m]}$$

$$r = \frac{d}{2} = 5,055 \text{ mm}$$

$$RMG = 5,055 \text{ mm} * e^{-1/4} = 0,003936 \text{ [m]}$$

$$L = 2 * 10^{-7} \ln \left(\frac{0,2883}{0,003936} \right) = 8,58^{-4} \text{ H/km}$$

a) Cálculo de la Resistencia eléctrica Específica

$$R = \rho * \frac{l}{A} = 0,01759 \Omega * \text{mm}^2/\text{m} * \frac{1000 \text{ m}}{53,49 \text{ mm}^2}$$

$$R = 0,3288 \text{ [\Omega]}$$

b) Cálculo de la Resistencia eléctrica efectiva por kilómetro de línea.

$$R_{dc_0} = R_{20} [1 + \alpha * (\theta_{cond} - 20^\circ C)] = 0,5227 \frac{\text{ohm}}{\text{km}} [1 + 0,004032 * (75^\circ C - 20^\circ C)]$$

$$R_{dc_0} = 0,6386 \text{ \Omega/Km}$$

c) Cálculo de la Reactancia inductiva

$$X_{L-1/0} = (2 * \pi * f * L) = (2 * \pi * 60 * 8,58 * 10^{-4})$$

$$X_{L-1/0} = 0,3237 \frac{\Omega}{\text{Km}}$$

d) Cálculo de la Susceptancia capacitiva

Aplicamos las ecuaciones (33), (34) y (35) para capacitancia, reactancia capacitiva y susceptancia capacitiva respectivamente.

$$C_{an} = \frac{2 * \pi * 8,85 * 10^{-12}}{\ln\left(\frac{0,2883}{0,005055}\right)} = 1,375 * 10^{-8} \text{ F/km}$$

$$X_c = \frac{1}{(2 * \pi * 60 * 1,375 * 10^{-8})} = 192892,19 \frac{\Omega}{\text{Km}}$$

$$B = \frac{1}{X_c} = \frac{1}{192892,19} = 5,18 * 10^{-6} \text{ [S/km]}$$

h) Cálculo de la caída de tensión

Los límites permitidos serán analizados de acuerdo a las guías de diseño de la EEA.S. A.

$$P_{MW} = S_n * Fp = 6.25 \text{ MVA} * 0,92/3 = 1,916 \text{ MW}$$

$$\varphi = \cos^{-1}(0,92) = 23,07^\circ$$

$$\Delta V\% = \frac{2,0833 \text{ MW} * 1\text{km} * \left[0,6386 \frac{\Omega}{\text{Km}} + (0,3237 \frac{\Omega}{\text{Km}} * \text{tag}(23,07))\right]}{13,8}$$

$$\Delta V\% = 0,08862\%$$

i) Cálculo de kVA-Km

$$KVA - Km(1\%) = \frac{10 * (13,8)^2}{\left[0,6386 \frac{\Omega}{\text{Km}} \cos(23,07) + (0,3236 \frac{\Omega}{\text{Km}} * \sin(23,07))\right]}$$

$$KVA - Km(1\%) = 2665,74293$$

j) Cálculo de pérdida de potencia efecto joule.

$$\Delta P\% = \frac{1,916 \text{ MW} * 1\text{km} * 0,6386 \frac{\Omega}{\text{Km}}}{(13,8)^2 * (0,92)^2} * 100\%$$

$$\Delta P\% = 0,43842\%$$

ANEXO K. Calculo mecánico para conductor ACSR, Estado I.

CONDUCUTOR MENSAJERO EHS		
Long. Vano	40	m
Modelo	3/8"	EHS
Conductividad equivalente	1/0	AWG
Capacidad de corriente	242	A
Diametro (d')	9,53	mm
Alambres de Alumoweld	5	c/u
Alambres de Aluminio	2	c/u
Diametro Alambre Alumoweld (d1)	3,05	mm
Diametro Alambre Aluminio (d2)	3,05	mm
Peso	406	Kg/km
Carga de rotura (TR)	6986	Kg
DATOS DEL CONDUCTOR FASE		
Tipo	ACSR	
Calibre	4/0	
Sección AL	107,2	mm ²
Sección Ac	17,9	mm ²
Sección Total	125,1	mm ²
No Hilos Aluminio	6	
No Hilos Acero	1	
Diámetro conductor	14,31	mm
Espesor del semiconductor	0,38	mm
Espesor del aislamiento	1,91	mm
Espesor de la cubierta	1,91	mm
Diámetro del cable (d)	22,29	mm
Peso total Aprox.	697,7	kg/km
Carga de rotura	3786	kgf
Resistencia 20°C	0,261	ohm/km
Capacidad de corriente	357	A
Temperatura conductora	75	°C
Temperatura ambiente/promedio	25	°C
Velocidad viento con efecto sol	0,61	m/s
Coefficiente Temp-Resis cond AL	0,004032	°C ⁻¹
Temperatura Inicial	25	°C
Modulo de elasticidad acero	20412,4	kg/mm ²
Modulo de elasticidad Aluminio	7044,22	kg/mm ²
Coefficiente de dilatacion Acero	0,000012	°C ⁻¹
Coefficiente de dilatacion Aluminio	0,000024	°C ⁻¹

MÓDULO DE ELASTICIDAD

$$E_{cable} = \frac{n * E_{Al} + E_{Ac}}{n + 1}$$

E_Cable= 8957,0131 Kg/mm²

COEFICIENTE DE DILATACIÓN

$$\alpha_{cable} = \alpha_{Al} - \frac{(\alpha_{Al} - \alpha_{Ac})E_{Al}}{n * E_{Al} + E_{Ac}}$$

α_cable= 2,265E-05 °C⁻¹

SECCIÓN CONDUCTOR MENSAJERO

$$S = \pi \left(\frac{d_1}{2}\right)^2 + 6\pi \left(\frac{d_2}{2}\right)^2$$

S= 51,1432 mm²

NÚMERO DE ESPACIADORES VANO

1 Espaciador a 8 m 5

X= 5,00 c/u

PESO TOTAL DE ESPACIADORES

$$P_{espaciador} = \#espacia * \left(\frac{Espaciador_{Unidad}}{Long}\right) * 1,383 Kg$$

P_espaciador= 0,0069 kg/m

PESO TOTAL QUE SOPORTARA EL CABLE MENSAJERO

$$P_{total} = P_{espaciador} + 3 * P_{eso_{conductor-Fase}} + P_{eso_{mensajero}}$$

P_TOTAL= 2,5060 kg/m

% DE CARGA DE ROTURA CABLE MENSAJERO

ΔTR= 31,3347 %

CALCULO DE TENSION PUNTO MAS BAJO DEL CABLE

$$T_0 = \frac{T_R}{3,6}$$

T_0= 1940,5556 Kg

CALCULO DE TENSION EN DIFERENTES ESTADOS

PRIMER ESTADO

Temperat=	0	°C
Vel_viento=	NN	

$$A = (S * E) * \left[\alpha (t - t_0) + \frac{a^2 (P_{TOTAL})^2}{24 (T_0)^2} \right] - T_0$$

A= -2149,0149

$$B = (S * E) * \left[\frac{a^2 (P_{TOTAL})^2}{24} \right]$$

B= 191790408,767

$$T^2 (T + A) = B$$

T_1= 2189,0400 kg

CALCULO DE FLECHA

$$f = \frac{a^2 P_{TOTAL}}{8T}$$

f= 0,2290 m

LONGITUD DEL CABLE

$$L = a + \frac{a^3 * p^2}{24 * (T_1)^2}$$

L= 40,0035 m

Fuente: Autor

ANEXO L. Calculo mecánico para conductor ACSR, Estado II.

CONDUCITOR MENSAJERO EHS		
Long. Vano	40	m
Modelo	3/8"	EHS
Conductividad equivalente	1/0	AWG
Capacidad de corriente	242	A
Diametro (d')	9,53	mm
Alambres de Alumoweld	5	c/u
Alambres de Aluminio	2	c/u
Diametro Alambre Alumoweld (d1)	3,05	mm
Diametro Alambre Aluminio (d2)	3,05	mm
Peso	406	Kg/km
Carga de rotura (TR)	6986	Kg
DATOS DEL CONDUCTOR FASE		
Tipo	ACSR	
Calibre	4/0	
Sección AL	107,2	mm ²
Sección Ac	17,9	mm ²
Sección Total	125,1	mm ²
No Hilos Aluminio	6	
No Hilos Acero	1	
Díametro conductor	14,31	mm
Espesor del semiconductor	0,38	mm
Espesor del aislamiento	1,91	mm
Espesor de la cubierta	1,91	mm
Díametro del cable (d)	22,29	mm
Peso total Aprox.	697,7	kg/km
Carga de rotura	3786	kgf
Resistencia 20°C	0,261	ohm/km
Capacidad de corriente	357	A
Temperatura conductora	75	°C
Temperatura ambiente/promedio	25	°C
Velocidad viento con efecto sol	0,61	m/s
Coefficiente Temp-Resis cond AL	0,004032	°C ⁻¹
Temperatura Inicial	25	°C
Modulo de elasticidad acero	20412,4	kg/mm ²
Modulo de elasticidad Aluminio	7044,22	kg/mm ²
Coefficiente de dilatacion Acero	0,000012	°C ⁻¹
Coefficiente de dilatacion Aluminio	0,000024	°C ⁻¹

MÓDULO DE ELASTICIDAD

$$E_{cable} = \frac{n * E_{Al} + E_{Ac}}{n + 1}$$

E_Cable= 8957,01314 Kg/mm²

COEFICIENTE DE DILATACIÓN

$$\alpha_{cable} = \alpha_{Al} - \frac{(\alpha_{Al} - \alpha_{Ac})E_{Al}}{n * E_{Al} + E_{Ac}}$$

α_cable= 2,265E-05 °C⁻¹

SECCIÓN CONDUCTOR MENSAJERO

$$S = \pi \left(\frac{d_1}{2}\right)^2 + 6\pi \left(\frac{d_2}{2}\right)^2$$

S= 51,14316491 mm²

NÚMERO DE ESPACIADORES VANO

1 Espaciador a 8 m

X= 5 c/u

PESO TOTAL DE ESPACIADORES

$$P_{espaciador} = \#espacia * \left(\frac{Espaciador_{Unidad}}{Long}\right) * 1,383 Kg$$

P_espaciador= 0,006915 kg/m

PESO TOTAL QUE SOPORTARA EL CABLE MENSAJERO

$$P_{Total} = P_{espaciador} + 3 * P_{esoconductor-Fase} + P_{esomensajero}$$

P_ro_1= 2,506015 kg/m

TENSIÓN PUNTO MAS BAJO DEL CABLE

$$T_0 = \frac{T_R}{3,6}$$

T_0= 1940,5556 Kg

TENSIÓN EN DIFERENTES ESTADOS
SEGUNDO ESTADO

Temperat=	10	°C
Vel_viento_INAMI=	70	km/h
Cte_Barlovento=	1,5	

VELOCIDAD VIENTO DE DISEÑO

$$V_{horizontal} = v \left(\frac{h}{10}\right)^{0,22}$$

V_horizontal= 72,864823 Kg

PRESIÓN VIENTO DE DISEÑO

$$Pr_{horizontal} = 0,005 * C * (V_{horizontal})^2$$

P_horizontal= 39,819618 Kg/m²

CALCULO PESO DE VIENTO

$$pv = p_{Horizontal}(2,5d + d')$$

pv= 2,5984292 Kg/m

PESO TOTAL CON VIENTO

$$pt = \sqrt{(P_{ro1})^2 + (pv)^2}$$

pt= 3,609978589 Kg/m

$$A = (S * E) * \left[\alpha (t - t_0) + \frac{a^2(P_{TOTAL})^2}{24(T_0)^2} \right] - T_0$$

A= -2045,259098

$$B = (S * E) * \left[\frac{a^2(pt)^2}{24} \right]$$

B= 397986925,2

CALCULO DE TENSION

$$T^2(T + A) = B$$

T_1= 2132,75 kg

CALCULO DE FLECHA

$$f = \frac{a^2 pt}{8T}$$

f= 0,338528059 m

LONGITUD DEL CABLE

$$L = a + \frac{a^3 * p^2}{24 * (T_1)^2}$$

L= 40,0076 m

% DE CARGA_ROTURA CABLE MENSAJERO

ΔTR= 30,529 %

Fuente: Autor

ANEXO M. Calculo mecánico para conductor ACSR, Estado III.

CONDUCOR MENSAJERO EHS		
Long. Vano	40	m
Modelo	3/8"	EHS
Conductividad equivalente	1/0	AWG
Capacidad de corriente	242	A
Diametro (d')	9,53	mm
Alambres de Alumoweld	5	c/u
Alambres de Aluminio	2	c/u
Diametro Alambre Alumoweld (d1)	3,05	mm
Diametro Alambre Aluminio (d2)	3,05	mm
Peso	406	Kg/km
Carga de rotura (TR)	6986	Kg
DATOS DEL CONDUCTOR FASE		
Tipo	ACSR	
Calibre	4/0	
Sección AL	107,2	mm ²
Sección Ac	17,9	mm ²
Sección Total	125,1	mm ²
No Hilos Aluminio	6	
No Hilos Acero	1	
Diámetro conductor	14,31	mm
Espesor del semiconductor	0,38	mm
Espesor del aislamiento	1,91	mm
Espesor de la cubierta	1,91	mm
Diámetro del cable (d)	22,29	mm
Peso total Aprox.	697,7	kg/km
Carga de rotura	3786	kgf
Resistencia 20°C	0,261	ohm/km
Capacidad de corriente	357	A
Temperatura conductora	75	°C
Temperatura ambiente/promedio	25	°C
Velocidad viento con efecto sol	0,61	m/s
Coefficiente Temp-Resis cond AL	0,004032	°C ⁻¹
Temperatura Inicial	25	°C
Modulo de elasticidad acero	20412,4	kg/mm ²
Modulo de elasticidad Aluminio	7044,22	kg/mm ²
Coefficiente de dilatacion Acero	0,000012	°C ⁻¹
Coefficiente de dilatacion Aluminio	0,000024	°C ⁻¹

MÓDULO DE ELASTICIDAD	TENSIÓN PUNTO MAS BAJO DEL CABLE	PESO TOTAL CON VIENTO
$E_{cable} = \frac{n * E_{Al} + E_{Ac}}{n + 1}$	$T_0 = \frac{T_R}{3,6}$	$pt = \sqrt{(P_{T01})^2 + (pv)^2}$
E_Cable= 8957,01314 Kg/mm²	T₀= 1940,5556 Kg	pt= 2,506015 Kg/m
COEFICIENTE DE DILATACIÓN	TENSIÓN EN DIFERENTES ESTADOS	$A = (S * E) * \left[\alpha (t - t_0) + \frac{a^2 (P_{TOTAL})^2}{24 (T_0)^2} \right] - T_0$
$\alpha_{cable} = \alpha_{Al} - \frac{(\alpha_{Al} - \alpha_{Ac}) E_{Al}}{n * E_{Al} + E_{Ac}}$	TERCER ESTADO	A= -1889,625433
α_cable= 2,265E-05 °C⁻¹	Temperat= 25 °C	$B = (S * E) * \left[\frac{a^2 (pt)^2}{24} \right]$
SECCIÓN CONDUCTOR MENSAJERO	Vel_viento_INAMI= km/h	B= 191790408,77
$S = \pi \left(\frac{d_1}{2} \right)^2 + 6\pi \left(\frac{d_2}{2} \right)^2$	Cte_Barlovento= 1,5	CALCULO DE TENSION
S= 51,14316491 mm²	VELOCIDAD VIENTO DE DISEÑO	$T^2 (T + A) = B$
NÚMERO DE ESPACIADORES VANO	$V_{horizontal} = V \left(\frac{h}{10} \right)^{0,22}$	T₁= 1940,5556 kg
1 Espaciador a 8 m	V_horizontal= 0 Kg	CALCULO DE FLECHA
X= 5 c/u	PRESIÓN VIENTO DE DISEÑO	$f = \frac{a^2 pt}{8T}$
PESO TOTAL DE ESPACIADORES	$P_{r_{horizontal}} = 0,005 * C * (V_{horizontal})^2$	f= 0,258278093 m
$P_{espaciador} = \#espacia * \left(\frac{Espaciador_{Unidad}}{Long} \right) * 1,383 Kg$	P_horizontal= 0 Kg/m²	LONGITUD DEL CABLE
P_espaciador= 0,006915 kg/m	CALCULO PESO DE VIENTO	$L = a + \frac{a^3 * p^2}{24 * (T_1)^2}$
PESO TOTAL QUE SOPORTARA EL CABLE MENSAJERO	$pv = p_{Horizontal} (2,5d + d')$	L= 40,0044 m
$P_{Total} = P_{espaciador} + 3 * P_{eso_{conductor-Fase}} + P_{esomensajero}$	pv= 0 Kg/m	% DE CARGA_ROTURA CABLE MENSAJERO
P_{T0_1}= 2,506015 kg/m	LONGITUD DEL CABLE	ΔTR= 27,778 %

Fuente: Autor

ANEXO N. Calculo mecánico para conductor ACSR, Estado IV.

CONDUCUTOR MENSAJERO EHS		
Long. Vano	40	m
Modelo	3/8"	EHS
Conductividad equivalente	1.0	AWG
Capacidad de corriente	242	A
Diametro (d')	9.53	mm
Alambres de Alumoweld	5	c/u
Alambres de Aluminio	2	c/u
Diametro Alambre Alumoweld (d1)	3.05	mm
Diametro Alambre Aluminio (d2)	3.05	mm
Peso	406	Kg/km
Carga de rotura (TR)	6986	Kg
DATOS DEL CONDUCTOR FASE		
Tipo	ACSR	
Calibre	4/0	
Sección AL	107,2	mm ²
Sección Ac	17,9	mm ²
Sección Total	125,1	mm ²
No Hilos Aluminio	6	
No Hilos Acero	1	
Díametro conductor	14,31	mm
Espesor del semiconductor	0,38	mm
Espesor del aislamiento	1,91	mm
Espesor de la cubierta	1,91	mm
Díametro del cable (d)	22,29	mm
Peso total Aprox.	697,7	kg/km
Carga de rotura	3786	kgf
Resistencia 20°C	0,261	ohm/km
Capacidad de corriente	357	A
Temperatura conductora	75	°C
Temperatura ambiente/promedio	25	°C
Velocidad viento con efecto sol	0,61	m/s
Coefficiente Temp-Resis cond AL	0,004032	°C ⁻¹
Temperatura Inicial	25	°C
Modulo de elasticidad acero	20412,4	kg/mm ²
Modulo de elasticidad Aluminio	7044,22	kg/mm ²
Coefficiente de dilatacion Acero	0,000012	°C ⁻¹
Coefficiente de dilatacion Aluminio	0,000024	°C ⁻¹

MÓDULO DE ELASTICIDAD	TENSIÓN PUNTO MAS BAJO DEL CABLE	PESO TOTAL CON VIENTO
$E_{cable} = \frac{n * E_{Al} + E_{Ac}}{n + 1}$	$T_0 = \frac{T_R}{3,6}$	$pt = \sqrt{(P_{T01})^2 + (pv)^2}$
E_Cable= 8957,01314 Kg/mm²	T₀= 1940,5556 Kg	pt= 2,671975 Kg/m
COEFICIENTE DE DILATACIÓN	TENSIÓN EN DIFERENTES ESTADOS	$A = (S * E) * \left[\alpha (t - t_0) + \frac{a^2 (P_{TOTAL})^2}{24 (T_0)^2} \right] - T_0$
$\alpha_{cable} = \alpha_{Al} - \frac{(\alpha_{Al} - \alpha_{Ac}) E_{Al}}{n * E_{Al} + E_{Ac}}$	CUARTO ESTADO	A= -1623,266965
α_cable= 2,265E-05 °C⁻¹	Temperat= 50 °C	$B = (S * E) * \left[\frac{a^2 (pt)^2}{24} \right]$
SECCIÓN CONDUCTOR MENSAJERO	Vel_viento_INAMI= km/h	B= 218034055,67
$S = \pi \left(\frac{d_1}{2} \right)^2 + 6\pi \left(\frac{d_2}{2} \right)^2$	Cte_Barlovento= 1,5	CALCULO DE TENSION
S= 51,14316491 mm²	VELOCIDAD VIENTO DE DISEÑO	$T^2 (T + A) = B$
NÚMERO DE ESPACIADORES VANO	$v_{horizontal} = v \left(\frac{h}{10} \right)^{0,22}$	T₁= 1698,8163 kg
1 Espaciador a 8 m	V_horizontal= 0 Kg	CALCULO DE FLECHA
X= 5 c/u	PRESIÓN VIENTO DE DISEÑO	$f = \frac{a^2 pt}{8T}$
PESO TOTAL DE ESPACIADORES	$P_{r_{horizontal}} = 0,005 * C * (V_{horizontal})^2$	f= 0,314569033 m
$P_{espaciador} = \#espacia * \left(\frac{Espaciador * v_{unidad}}{Long} \right) * 1,383 Kg$	P_horizontal= 0 Kg/m²	LONGITUD DEL CABLE
P_espaciador= 0,172875 kg/m	CALCULO PESO DE VIENTO	$L = a + \frac{a^3 * p^2}{24 * (T_1)^2}$
PESO TOTAL QUE SOPORTARA EL CABLE MENSAJERO	$pv = p_{Horizontal} (2,5d + d')$	L= 40,0066 m
$P_{Total} = P_{espaciador} + 3 * P_{esoconductor-Fase} + P_{esomensajero}$	pv= 0 Kg/m	% DE CARGA_ROTURA CABLE MENSAJERO
P_to_1= 2,671975 kg/m	LONGITUD DEL CABLE	ΔTR= 24,317 %

Fuente: Autor

ANEXO O. Calculo eléctricos para conductor ACSR 4/0.

DATOS DE LA LÍNEA			CÁLCULO DE LA RESISTENCIA EFECTIVA	CÁLCULO DE LA INDUCTANCIA	CÁLCULO DE LA SUSCEPTANCIA CAPACITANCIA
Tensión	13,8	kV	$R_{AC} = R_{20^{\circ}C}(1 + 0,004032(Tem2 - Tem1))$	$XL = 2 * \pi * f * L$	$B = 1/X_c$
Potencia de transporte	2,083333333	MVA			
Factor de potencia	0,92	p.u	R_{dc}= 0,318879 Ω/Km	XL= 0,381840656 Ω/km	B= 4,35431E-06 S/km
Angulo F.p.	23,07	°	$r = 0,007155 \text{ m}$	RMG= 0,007155 m	%V= 0,052194219
Frecuencia del sistema	60	Hz	$RMG = r * e^{-\frac{1}{4}}$	DMG= 0,8819 m	CÁLCULO CAIDA DE TENSIÓN LÍNEA
Longitud de la línea	1	km	RMG= 0,005572 m	DMG= 0,8819 m	$\Delta V\% = \frac{P * Long * [R_{ac} * + X_L * \tan(\varphi)]}{(V_n)^2}$
Altitud-zona-Ambato	2580	m.s.n.m.	$DMG = \sqrt[3]{dAB * dAC * dBC}$	$C_n = \frac{2 * \pi * \epsilon}{\ln(\frac{DMG}{RMG})}$	%V= 0,052194219
Temperatura promedio Ambato:	15	°C	DMG= 0,881945 m	Cn= 1,15502E-08	$KVA - Km(1\%) = \frac{10 * V_n^2}{[R_{ac} * \cos(\varphi) + X_L * \sin(\varphi)]}$
DATOS DEL CONDUCTOR			$L = 2 * 10^{-7} * \ln(\frac{DMG}{RMG})$	$X_c = \frac{1}{2 * \pi * f * C_n}$	Kva*Km= 4298,833516
Tipo	ACSR		L= 0,001013 H/km	Xc= 229657,4371 Ω.m	CÁLCULO PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LA LINEA
Calibre	4/0	AWG			$\Delta P\% = \frac{P * Long * R_{50}}{(V_n)^2 * (\cos\varphi)^2}$
sección	107,2	mm ²			%P= 0,2189
No Hilos Aluminio	6				
No Hilos Acero	1				
Diámetro conductor	14,31	mm			
Peso total Aprox.	435,35	kg/km			
Carga de rotura	3786	kgf			
Resistencia 20°C	0,261	ohm/km			
Capacidad de corriente	357	[A]			
Temperatura conductora	75	°C			
Temperatura ambiente	25	°C			
Velocidad viento con efecto sol	0,61	m/s			
Coefficiente Temp-Resis cond AL	0,004032	°C ⁻¹			
Cosntante ε=	8,85E-12				

Fuente: Autor

ANEXO P. Calculo eléctricos de cable Cu aislamiento XPLE para 15 kV.

DATOS DE LA LÍNEA			CÁLCULO DE LA RESISTENCIA EFECTIVA	CÁLCULO DE LA INDUCTANCIA	CÁLCULO DE LA SUSCEPTANCIA CAPACITANCIA
Tensión	13,8	kV	$R_{Ac} = R_{20^{\circ}C}(1 + 0,004032(Tem2 - Tem1))$	$XL = 2 * \pi * f * L$	$B = 1/X_c$
Potencia de transporte	2,083333333	MVA			
Factor de potencia	0,92	p.u	R_dc= 0,2161 Ω/Km	XL= 0,1307 Ω/km	B= #¡VALOR! S/km
Angulo F.p.	23,07	°	$r = 0,00605 \text{ m}$		
Frecuencia del sistema	60	Hz	$RMG = r * e^{-\frac{1}{4}}$	RMG= 0,00605 m	CÁLCULO CAIDA DE TENSIÓN LÍNEA
Longitud de la línea	1	km	RMG= 0,004712 m	DMG= 0,1260 m	$\Delta V\% = \frac{P * Long * [R_{ac} * + X_L * \tan(\varphi)]}{(V_n)^2}$
Altitud-zona-Ambato	2580	m.s.n.m.	$DMG = \sqrt[3]{dAB * dAC * dBC}$	$C_n = \frac{2 * \pi * \epsilon}{\ln(\frac{DMG}{R_{MG}})}$	% V= 0,012107213
Temperatura promedio Ambato:	15	°C	Dab= 0,1 m	Cn= #¡VALOR!	CÁLCULO KVA-KM
DATOS DEL CONDUCTOR			Dac= 0,1 m	$X_c = \frac{1}{2 * \pi * f * C_n}$	$KVA - Km(1\%) = \frac{10 * V_n^2}{[R_{ac} * \cos(\varphi) + X_L * \sin(\varphi)]}$
Tipo	ACSR		Dbc= 0,2 m	Xc= #¡VALOR! Ω.m	Kva*Km= 7616,585536
Calibre	4/0	AWG			CÁLCULO PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LA LINEA
sección	107,2	mm²			$\Delta P\% = \frac{P * Long * R_{50}}{(V_n)^2 * (\cos\varphi)^2}$
No Hilos Aluminio	-				% P= 0,1484
No Hilos Acero	-				
Diámetro conductor	12,1	mm			
Peso total Aprox.	2123,27	kg/km			
Carga de rotura	-	kgf			
Resistencia 20°C	-	ohm/km			
Capacidad de corriente	295	[A]			
Temperatura conductora	75	°C			
Temperatura ambiente	25	°C			

Fuente: Autor

ANEXO Q. Calculo eléctrico, conductor 4/0 para redes compactas.

DATOS DE LA LÍNEA		
Tensión	13,8	kV
Potencia de transporte	2,083333333	MVA
Factor de potencia	0,92	p.u
Angulo F.p.	23,07	°
Frecuencia del sistema	60	Hz
Longitud de la línea	1	km
Altitud-zona-Ambato	2580	m.s.n.m.
Temperatura promedio Ambato:	15	°C
DATOS DEL CONDUCTOR		
Tipo	ACSR	
Calibre	4.0	AWG/MCM
sección	107,2	mm²
No Hilos Aluminio	6	
No Hilos Acero	1	
Diámetro conductor	14,31	mm
Espesor del semiconductor	0,38	mm
Espesor del aislamiento	1,91	mm
Espesor de la cubierta	1,91	mm
Diámetro del cable	19,73	mm
Peso total Aprox.	697,7	kg/km
Carga de rotura	3786	kgf
Resistencia 20°C	0,261	ohm/km
Capacidad de corriente	357	A
Temperatura conductora	75	°C
Temperatura ambiente	25	°C
Velocidad viento con efecto sol	0,61	m/s
Coefficiente Temp-Resis cond AL	0,004032	°C⁻¹
Constante ε=	8,85E-12	

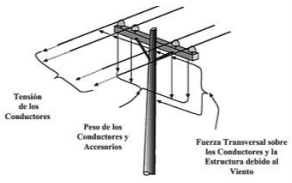
<p>CÁLCULO DE LA RESISTENCIA EFECTIVA</p> $R_{DC} = R_{20°C} (1 + 0,004032 (T_{em2} - T_{em1}))$ <p>R_{dc} = 0,318879 Ω/Km</p> $R_{Ac20} = R_{dc} [1 + 7,5 * f^2 * (D_{ext})^4 * 10^{-7}]$ <p>R_{Ac} = 0,318879 Ω/Km</p> $r = 0,007155 \text{ m}$ $RMG = r * e^{-\frac{1}{4}}$ <p>RMG = 0,005572 m</p> $DMG = \sqrt[3]{dAB * dAC * dBC}$ <p>Dab = 0,285 m Dac = 0,285 m Dbc = 0,295 m</p> <p>DMG = 0,288295 m</p> $L = 2 * 10^{-7} * \ln \left(\frac{DMG}{RMG} \right)$ <p>L = 0,000789 H/km</p>	<p>CÁLCULO DE LA INDUCTANCIA</p> $XL = 2 * \pi * f * L$ <p>XL = 0,297534522 Ω/km</p> <p>CÁLCULO DE LA CAPACITANCIA</p> <p>RMG = 0,007155 m</p> <p>DMG = 0,2883 m</p> $C_n = \frac{2 * \pi * \epsilon}{\ln \left(\frac{DMG}{RMG} \right)}$ <p>Cn = 1,50443E-08 F/km</p> $Xc = \frac{1}{2 * \pi * f * Cn}$ <p>Xc = 176318,5685 Ω/km</p>	<p>CÁLCULO DE LA SUSCEPTANCIA CAPACITANCIA</p> $B = 1/Xc$ <p>B = 5,67155E-06 S/km</p> <p>CÁLCULO CAIDA DE TENSIÓN LÍNEA</p> $\Delta V\% = \frac{P * Long * [R_{ac} * + X_L * \tan(\phi)]}{(V_n)^2}$ <p>%V = 0,040670321</p> <p>CÁLCULO KVA-KM</p> $KVA - Km(1\%) = \frac{10 * V_n^2}{[R_{ac} * \cos(\phi) + X_L * \sen(\phi)]}$ <p>Kva*Km = 4645,239704</p> <p>CÁLCULO PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LA LINEA</p> $\Delta P\% = \frac{P * Long * R_{50}}{(V_n)^2 * (\cos\phi)^2}$ <p>%P = 0,2189</p>
---	--	---

Fuente: Autor

ANEXO R. Calculo mecánico para postes, Estado temperatura mínima.

CÁLCULO DE MECÁNICO PARA ESTRUCTURA SOPORTE (POSTE)

CONDUTOR MENSAJERO EHS		
Modelo	3/8"	EHS
Conductividad equivalente	1.0	AWG
Capacidad de corriente	242	A
Diametro (d')	9.53	mm
Alambres de Alunoweld	5	c/u
Alambres de Aluminio	2	c/u
Diametro Alambre Alunoweld (d1)	3.05	mm
Diametro Alambre Aluminio (d2)	3.05	mm
Peso	406	Kg/km
Carga de rotura (TR)	6986	Kg
DATOS DEL CONDUTOR FASE		
Tipo	ACSR	
Calibre	4.0	
Sección AL	107.2	mm ²
Sección Ac	17.9	mm ²
Sección Total	125.1	mm ²
No Hilos Aluminio	6	
No Hilos Acero	1	
Díametro conductor	14.31	mm
Espesor del semicondutor	0.38	mm
Espesor del aislamiento	1.91	mm
Espesor de la cubierta	1.91	mm
Díametro del cable (d)	22.29	mm
Peso total Aprox.	697.7	kg/km
Carga de rotura	3786	kgf
Resistencia 20°C	0.261	ohm/km
Capacidad de corriente	357	A
Temperatura conductora	75	°C
Temperatura ambiente/promedio	25	°C
Velocidad viento con efecto sol	0.61	m/s
Coefficiente Temp-Resis cond AL	0.004032	°C ⁻¹
Temperatura Inicial	25	°C
Modulo de elasticidad acero	20412.4	kg/mm ²
Modulo de elasticidad Aluminio	7044.22	kg/mm ²
Coefficiente de dilatacion Acero	0.000012	°C ⁻¹
Coefficiente de dilatacion Aluminio	0.000024	°C ⁻¹
DATOS DEL POSTE		
Long. Vano 1 (V1)	40	m
Long. Vano 2 (V1)	50	m
Alt. Poste	12	m
Carga rotura Poste	500	kgf
Diametro punta (D 0)	16	mm
Diametro en base (D m)	38	mm
Angulos de deflexion mas comunes de las lineas MT 10,20, 30,60 Y 90.	5	°
Desivel 1	1	m
Factor de correccion aislador norma NES	1.25	
Longitud/altura aislador	216	mm
Diametro mayor	188	mm
Distancia seguridad	9	m



Tensión de los Conductores
Peso de los Conductores y Accesorios
Fuerza Transversal sobre los Conductores y la Estructura debido al Viento

CARGAS TRANSVERSALES
DEBIDO A LA TENSION DEL CONDUTOR

$$F_{TC} = 2 * T_H * \text{Sen} \left(\frac{\alpha}{2} \right)$$

F_TC= 186,05892 kg

DEBIDO A LA PRESION DEL VIENTO SOBRE EL CONDUTOR

$$F_{VC} = P_v * V_v * D_{cond} * \text{Cos} \left(\frac{\alpha}{2} \right)$$

F_vc= 49,87882 kg

DEBIDO A LA PRESION DEL VIENTO SOBRE EL AISLADOR

$$F_{VA} = P_v * L_{aislador} * D_{aislador} * \text{Coef}_A$$

F_va= 2,021244 kg

CARGA TRANSVERSAL TOTAL

$$F_T = F_{TC} + F_{VC} + F_{VA}$$

F_T= 237,959 kg

CARGAS VERTICALES
* Peso total de conductores
* Peso de aisladores
* Peso del poste y accesorios
* Peso adicionales de operacion

F_L_v= 2132,8 kg/poste

PESO DEL CONDUTOR CON SOBRECARGA DE HIELO

$$P_{Cond} = (P_{total,cond} + P_{hielo}) * V_{promedio}$$

P_Cond= 112,77068 kg/Poste

PESO ADICIONAL

$$P_{Adic} = (P_{operar} + P_{herram} + P_{contrapeso})$$

P_Adici= 350 kg/poste

CARGA VERTICAL TOTAL

$$F_V = P_{cond} + P_{accesorios} + P_{adicional}$$

F_T_v= 462,77068 kg/poste

EOLOVANO,VANO VIENTO ó VANO MEDIO

$$V_{promedio} = \frac{V_1 + V_2}{2}$$

V_promedio = 45 m

EMPOTRAMIENTO DEL POSTE

$$L_{empotramiento} = \frac{L}{10} + 50mm$$

L_empotramiento= 1,7 m

L_libre_Poste= 10,2 m

LONGITUD LIBRE POSTE A

Desnivel_PHC_A= 0,2 m

L_libre_Poste_A= 10 m

LONGITUD LIBRE POSTE B

Desnivel_PHC_A= 1,2 m

L_libre_Poste_B= 9 m

CARGAS DE VIENTO SOBRE POSTE
SUPERFICIE EXPUESTA DEL POSTE

$$S = (D_0 + D_m) * \frac{L_{libre}}{2}$$

S1= 0,27 m²

S2= 0,243 m²

FUERZA DE VIENTO SOBRE EL POSTE

$$F_{VP} = P_{rHorizontal} * S$$

F_vp1= 10,7513 kg

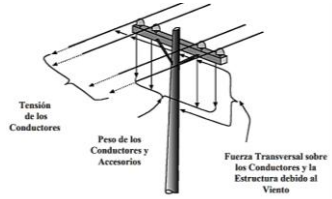
F_vp2= 9,67617 kg

Fuente: Autor

ANEXO S. Calculo mecánico para postes, Estado temperatura ambiente.

CÁLCULO DE MECÁNICO PARA ESTRUCTURA SOPORTE (POSTE)

CONDUCUTOR MENSAJERO EHS		
Modelo	3/8"	EHS
Conductividad equivalente	1/0	AWG
Capacidad de corriente	242	A
Diametro (d')	9,53	mm
Alambres de Aluminio	5	c/u
Alambres de Aluminio	2	c/u
Diametro Alambre Aluminio (d1)	3,05	mm
Diametro Alambre Aluminio (d2)	3,05	mm
Peso	406	Kg/km
Carga de rotura (IR)	6986	Kg
DATOS DEL CONDUCTOR FASE		
Tipo	ACSR	
Calibre	4/0	
Sección AL	107,2	mm²
Sección Ac	17,9	mm²
Sección Total	125,1	mm²
No Hilos Aluminio	6	
No Hilos Acero	1	
Diametro conductor	14,31	mm
Espesor del semiconductor	0,38	mm
Espesor del aislamiento	1,91	mm
Espesor de la cubierta	1,91	mm
Diametro del cable (d)	22,29	mm
Peso total Aprox.	697,7	kg/km
Carga de rotura	3786	kgf
Resistencia 20°C	0,261	ohm/km
Capacidad de corriente	357	A
Temperatura conductora	75	°C
Temperatura ambiente/promedio	25	°C
Velocidad viento con efecto sol	0,61	m/s
Coefficiente Temp-Resis cond AL	0,004032	°C⁻¹
Temperatura Inicial	25	°C
Modulo de elasticidad acero	20412,4	kg/mm²
Modulo de elasticidad Aluminio	7044,22	kg/mm²
Coefficiente de dilatacion Acero	0,000012	°C⁻¹
Coefficiente de dilatacion Aluminio	0,000024	°C⁻¹
DATOS DEL POSTE		
Long. Vano 1 (V1)	40	m
Long. Vano 2 (V1)	50	m
Alt. Poste	12	m
Carga rotura Poste	500	kgf
Diametro punta (D.0)	16	mm
Diametro en base (D.m)	38	mm
Angulos de deflexion mas comunes de las lineas MT 10,20, 30,60 Y 90.	5	°
Desivel 1	1	m
Factor de correccion aislador norma NES	1,25	
Longitud/altura aislador	216	mm
Diametro mayor	188	mm
Distancia seguridad	9	m



EOLOVANO, VANO VIENTO ó VANO MEDIO

$$V_{promedio} = \frac{V_1 + V_2}{2}$$

V_promedio = 45 m

EMPOTRAMIENTO DEL POSTE

$$L_{empotramiento} = \frac{L}{10} + 50mm$$

L_empotramiento = 1,7 m

L_libre Poste = 10,2 m

LONGITUD LIBRE POSTE A

Desnivel_PHC_A = 0,2 m

L_libre Poste_A = 10 m

LONGITUD LIBRE POSTE B

Desnivel_PHC_B = 1,2 m

L_libre Poste_B = 9 m

CARGAS DE VIENTO SOBRE POSTE SUPERFICIE EXPUESTA DEL POSTE

$$S = (D_0 + D_m) * \frac{L_{libre}}{2}$$

S1 = 0,27 m²

S2 = 0,243 m²

FUERZA DE VIENTO SOBRE EL POSTE

$$F_{VP} = P^t_{Horizontal} * S$$

F_vp1 = 0 kg

F_vp2 = 0 kg

CARGAS TRANSVERSALES DEBIDO A LA TENSION DEL CONDUCTOR

$$F_{TC} = 2 * T_H * Sen\left(\frac{\alpha}{2}\right)$$

F_TC = 186,05892 kg

DEBIDO A LA PRESION DEL VIENTO SOBRE EL CONDUCTOR

$$F_{VC} = P_v * V_v * D_{cond} * Cos\left(\frac{\alpha}{2}\right)$$

F_vc = 0 kg

DEBIDO A LA PRESION DEL VIENTO SOBRE EL AISLADOR

$$F_{VA} = P_v * L_{aislador} * D_{aislador} * Coef_A$$

F_va = 0 kg

CARGA TRANSVERSAL TOTAL

$$F_{Tt} = F_{TC} + F_{VC} + F_{VA}$$

F_Tt = 186,0589 kg

CARGAS VERTICALES

- * Peso total de conductores
- * Peso de aisladores
- * Peso del poste y accesorios
- * Peso adicionales de operación

CARGAS LONGITUDINALES

- * Cargas longitudinales = Tension del conductor

F_Lv = 2089,2 kg/poste

PESO DEL CONDUCTOR CON SOBRECARGA DE HIELO

$$P_{Cond} = (P_{Total,cond} + P_{hielo}) * V_{promedio}$$

P_Con = 112,77068 kg/Poste

PESO ADICIONAL

$$P_{Adic} = (P_{operar} + P_{herram} + P_{contrapeso})$$

P_Adi = 350 kg/poste

CARGA VERTICAL TOTAL

$$F_V = P_{cond} + P_{accesorios} + P_{adicional}$$

F_Tv = 462,77068 kg/poste