

**CÁLCULO Y DISEÑO DE REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN COMO  
PROYECTO DE ELECTRIFICACIÓN, PARA EL PROGRESO, DESARROLLO Y  
COMODIDAD, DE LA VEREDA EL GUAIMARAL EN GIRÓN SANTANDER**

**NELSON ENRIQUE FORERO GALÁN  
JHONNY STIVEN MANRIQUE SANDOVAL**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECAICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, Y  
TELECOMUNICACIONES  
BUCARAMANGA**

**2014**

**CÁLCULO Y DISEÑO DE REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN COMO  
PROYECTO DE ELECTRIFICACIÓN, PARA EL PROGRESO, DESARROLLO Y  
COMODIDAD, DE LA VEREDA EL GUAIMARAL EN GIRÓN SANTANDER**

**NELSON ENRIQUE FORERO GALÁN  
JHONNY STIVEN MANRIQUE SANDOVAL**

**Proyecto de grado presentado como requisito parcial para optar al título de  
Ingeniero Electricista**

**DIRECTOR  
Ing. CIRO JURADO JEREZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECHANICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, Y  
TELECOMUNICACIONES  
BUCARAMANGA**

**2014**

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN.	20
1. GENERALIDADES	21
1.1 OBJETIVOS	21
1.1.1 Objetivo General	21
1.1.2 Objetivos específicos	21
1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	21
1.2.1 Planteamiento del problema	21
1.2.2 Justificación	22
1.2.3 Alcance	22
1.2.4 Ubicación de la vereda el Guaimaral	23
1.2.4.1 Censo realizado a los beneficiados del proyecto	25
2. MARCO TEÓRICO Y ANÁLISIS DE LITERATURA	28
2.1 DEFINICIONES	28
2.2 CÁLCULOS ELÉCTRICOS	30
2.2.1 Selección del nivel de tensión	30
2.2.2 Selección del conductor eléctrico	30
2.2.3 Selección de estructuras de apoyo	30
2.2.4 Aisladores	32
2.2.5 Accesorios mecánicos	34
2.2.6 Factores de diversidad	43
2.2.7 Selección de la subestación	44
2.2.7.1 Selección de las protecciones de la subestación	45
2.2.7.2 Selección de dispositivos de protección de sobretensión (DPS).	46

2.2.7.3 Selección del barraje secundario del transformador	47
2.2.7.4 Selección del conductor de puesta a tierra de la subestación.	48
2.3 REGULACIÓN DE TENSIÓN	48
2.4 CÁLCULOS MECÁNICOS EN LÍNEAS ELÉCTRICAS.	50
2.4.1 Ecuación de cambio de estado para líneas eléctricas	51
2.4.2 Ecuación de cambio de estado para terreno plano o vanos nivelados.	55
2.4.3 Ecuación de cambio de estado para vanos desnivelados	56
2.4.3.1 Análisis para vanos desnivelados	58
2.5 MATRIZ DE CÁLCULO	65
2.5.1 Cálculo de la demanda por usuario	65
2.5.2 Cálculo del momento eléctrico.	65
2.5.3 Demanda eléctrica por alumbrado público.	65
2.5.4 Demanda máxima total.	65
2.5.5 Pérdidas de potencia	66
2.5.5.1 Pérdidas de potencia parciales	66
2.5.5.2 Pérdidas de potencia acumuladas	66
2.5.6 Pérdidas de energía	66
2.5.6.1 Pérdidas de energía parciales	67
2.5.6.2 Pérdidas de energía acumulables	67
2.6 DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD.	67
2.7 TENSIONADO DE LOS CONDUCTORES.	70
3. MEMORIAS DEL CÁLCULO DE LAS REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN DE LA VEREDA EL GUAIMARAL	71
3.1 TRAZADO DEL PERFIL TOPOGRÁFICO.	71
3.2 CONDICIONES AMBIENTALES DE DISEÑO DE LA RED DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN.	71
3.3 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LAS ESTRUCTURAS.	72
3.4 CÁLCULO MECÁNICO DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN.	73
3.4.1 Datos de las iteraciones y la hipótesis dominante.	75

3.4.1.1 Cálculo tipo hipótesis dominante	75
3.4.1.1 Datos de las iteraciones para curvas en caliente.	82
3.4.2 Tablas de tendido del conductor de media tensión	82
3.4.2.1 Tramo 1 de la red de media tensión (Estructura 3 a estructura 21)	83
3.4.2.2 Tramo 2 de la red de media tensión (Estructura 5 a estructura 13).	84
3.4.3 Curvas de tendido del conductor #2 AWG ACSR de media tensión.	85
3.4.3.1 Curvas de tendido tensión en función del vano regulador	85
3.4.3.2 Curvas de tendido flecha en función del vano real	86
3.5 CÁLCULO DE REGULACIÓN DE TENSIÓN EN LA RED DE MEDIA TENSIÓN.	88
3.6 CÁLCULO MECÁNICO DE LA RED DE BAJA TENSIÓN.	90
3.6.1 Datos de las iteraciones y la hipótesis dominante	91
3.6.1.1 Datos de las iteraciones para curvas en caliente.	93
3.6.2 Tablas de tendido del conductor de baja tensión	94
3.6.2.1 Estructura 5 a estructura 4 (casa María Isabel a transformador 1).	94
3.6.2.2 Estructura 13 a estructura 12 (transformador 2 a posta de distribución).	95
3.6.2.3 Estructura 13 a estructura 20 (transformador 2 a Jorge Celis)	95
3.6.2.4 Estructura 15 a estructura 20 (poste de paso a casa de Jorge Celis).	97
3.6.2.5 Estructura 13 a estructura 14 (transformador 2 a casa de Esperanza Sierra.)	97
3.6.2.6 Estructura 12 a estructura 9 (poste distribución y casa de Alfredo Mantilla).	98
3.6.2.7 Estructura 12 a estructura 10 (poste distribución a casa de Telesforo Sierra).	98
3.6.2.8 Estructura 12 a estructura 11 (posta de distribución a casa de Socorro Calderón).	99
3.6.3 Curvas de tendido del conductor #4 AWG ACSR de baja tensión.	99
3.6.3.1 Curvas de tendido tensión en función del vano regulador.	99
3.6.3.2 Curvas de tendido flecha en función del vano real.	100
3.6.4 Curvas de tendido del conductor #1 AWG ACSR de baja tensión.	101

3.6.4.1	Curvas de tendido tensión en función del vano regulador	101
3.6.4.2	Curvas de tendido flecha en función del vano real	102
3.7	MATRICES DE CÁLCULO	103
3.7.1	Matriz de cálculo del circuito 1.1 del transformador 1	103
3.7.2	Matriz de cálculo del circuito 2.1 del transformador 2	104
3.7.3	Matriz de cálculo del circuito 2.2 del transformador 2	105
3.7.4	Matriz de cálculo del circuito 2.3 del transformador 2	106
3.8	CÁLCULO DEL TRANSFORMADOR 1	107
3.9	CÁLCULO DE PROTECCIONES DEL TRANSFORMADOR 1.	108
3.9.1	Cálculo de la protección primaria de la subestación	108
3.9.2	Cálculo del dispositivo de protección de sobretensión (DPS).	108
3.10	CÁLCULO DEL BARRAJE SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR.	109
3.11	CÁLCULO DEL CONDUCTOR NEUTRO O PUESTO A TIERRA.	110
3.12	SELECCIÓN DEL CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA.	110
3.12.1	Puesta a tierra de protección	110
3.12.2	Puesta a tierra de servicio	110
3.13	CÁLCULO DEL TRANSFORMADOR 2.	111
3.14	CÁLCULO DE PROTECCIONES DEL TRANSFORMADOR 2.	112
3.14.1	Cálculo de la protección primaria de la subestación	112
3.14.2	Cálculo del dispositivo de protección de sobretensión (DPS).	113
3.15	CÁLCULO DEL BARRAJE SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR 2.	113
3.16	CÁLCULO DEL CONDUCTOR NEUTRO O PUESTO A TIERRA.	114
3.17	SELECCIÓN DEL CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA DE LA SUBESTACIÓN.	114
3.17.1	Puesta a tierra de protección	115
3.17.2	Puesta a tierra de servicio.	115
3.18	ANÁLISIS DE MOMENTOS MECÁNICOS.	115
3.18.1	Calculo de los esfuerzos en los postes y posible uso de templetas para condiciones diarias	115
3.18.1.1	Estructura 3 (estructura de arranque red de media tensión 12 m).	118

3.18.1.2 Estructura 21 (estructura de paso red de media tensión sin cambio de dirección 12m)	118
3.18.1.3 Estructura 5 (estructura retención y cambio de dirección de red de media tensión, estructura apoyo de transformador y comienzo de red de baja tensión 12 m).	119
3.18.1.4 Estructura 4 (estructura retención red de baja 8m).	121
3.18.1.5 Estructura 14 (estructura retención red de baja 8m).	122
3.18.1.6 Estructura 15 (estructura de paso red de baja tensión 8m).	123
3.18.1.7 Estructura 20 (estructura retención red de baja 8m).	124
3.18.1.8 Estructura 13 (estructura retención de red de media tensión, estructura apoyo de transformador y comienzo de 3 redes de baja tensión 12 m).	125
3.18.1.9 Estructura 12 (estructura de retención y cambio de dirección red de baja tensión 8m).	126
3.18.1.10 Estructura 9 (estructura retención red de baja 8m).	127
3.18.1.11 Estructura 10 (estructura retención red de baja 8m).	128
3.18.1.12 Estructura 11 (estructura retención red de baja 8m).	129
3.18.2 Especificaciones técnicas del cable de acero galvanizado para templetes.	130
4. DETALLES PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LAS REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN DE LA VEREDA EL GUAIMARAL.	132
4.1 TENDIDO DE CONDUCTORES.	132
4.1.1 Detalles de las estructuras, y disposición de los templetes.	132
4.2 APOYOS MECÁNICOS.	134
4.3 TRASFORMADORES MONOFÁSICOS AUTOPROTEGIDOS.	134
4.4 CAJAS CORTACIRCUITOS.	136
4.5 DERIVACIÓN DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN AL TRANSFORMADOR.	136

4.6. ACTIVIDADES PARA EJECUTAR LA CONSTRUCCIÓN DE LAS REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN DE LA VEREDA EL GUAIMARAL EN EL MUNICIPIO DE GIRÓN SANTANDER	137
4.6.1 Actividades de transporte de materiales.	137
4.6.1.1 Transporte de postes	137
4.6.1.2 Transporte de los demás materiales eléctricos requeridos para la construcción	137
4.6.1.3 Trabajos de perforación para la colocación de los postes de media y baja tensión construcción	138
4.6.2 Actividades de la construcción de las redes de media y baja tensión	138
5. TABLAS DE VALORES DE PRESUPUESTO PARA EL PROYECTO DE ELECTRIFICACIÓN RURAL DE LA VEREDA EL GUAIMARAL.	140
5.1 LISTADO DE CANTIDAD DE OBRA Y PRECIOS UNITARIOS RED DE MEDIA TENSIÓN.	140
5.2 LISTADO DE CANTIDAD DE OBRA Y PRECIOS UNITARIOS RED DE BAJA TENSIÓN.	141
5.4 TABLA DEL VALOR DE OBRA.	143
5.5 TABLA DE MATERIALES REQUERIDOS PARA EL PROYECTO.	143
6. TABLAS ANÁLISIS PRECIOS UNITARIOS.	147
7. CONCLUSIONES	169
BIBLIOGRAFÍA	171
ANEXO	172

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Aislador de retención polimérico de 15 KV.	33
Figura 2. Aislador tipo pin porcelana de 15 KV	33
Figura 3. Aislador tipo carrete porcelana.	33
Figura 4. Aislador tensor.	34
Figura 5. Abrazadera dos salidas.	34
Figura 6. Abrazadera acero inoxidable Cintas band it.	35
Figura 7. Perchas para baja tensión con los puestos.	35
Figura 8. Perno de ojo cerrado.	36
Figura 9. Perno en u.	36
Figura 10. Grapa de retención en aluminio.	37
Figura 11. Grapa de suspensión en aluminio.	37
Figura 12. Grapa prensadora en acero de uno, dos, y tres pernos.	37
Figura 13. Conector bimetálico dos pernos.	38
Figura 14. Esparrago cuatro tuercas.	38
Figura 15. Arandela redonda	38
Figura 16. Arandela de presión.	39
Figura 17. Arandela cuadrada curvada.	39
Figura 18. Varillas para anclaje o retenidas.	39
Figura 19. Eslabón en u con pasador.	40
Figura 20. Espigo extremo poste 13.2 KV.	40
Figura 21. Espigo cruceta metálica para 13.2 KV.	41
Figura 22. De izquierda a derecha Bola y ojal, Clevis Bola, Clevis Recto, cuenca ojo.	41
Figura 23. Guarda cabo.	42
Figura 24. Cruceta metálica 3"x3"x1/4"x2 m.	42

Figura 25. Diagonal recta cruceta metálica de 1 1/2X3/16x1.10mts	43
Figura 26. Vigueta de anclaje.	43
Figura 27. Vanos desnivelados	59
Figura 28. Vano peso negativo.	59
Figura 29. Catenaria.	64
Figura 30. Tensión en función del vano regulador conductor #2 ACSR.	86
Figura 31. Flecha en función del vano real de la red de media conductor #2 ACSR.	87
Figura 32. Tensión en función del vano regulador conductor #4 ACSR.	100
Figura 33. Flecha en función del vano real conductor #4 ACSR.	101
Figura 34. Tensión en función del vano regulador conductor #1 ACSR.	102
Figura 35. Flecha en función del vano real conductor #1 ACSR.	103
Figura 36. Transformador monofásico autoprotegido.	135
Figura 37. Caja cortacircuitos.	136

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Datos de los habitantes de la vereda el Guaimaral.	26
Tabla 2. Factores de diversidad dados por la norma de la ESSA.	44
Tabla 3. Porcentajes de regulación de tensión dados por la norma de la ESSA.	49
Tabla 4. Factores de corrección.	49
Tabla 5. Ángulos de inclinación para distancia entre conductores.	68
Tabla 6. Condiciones ambientales de diseño de las redes de media y baja tensión.	72
Tabla 7. Georeferencia de puntos de las estructuras proyectadas y existentes.	72
Tabla 8. Características del conductor #2 AWG ACSR.	75
Tabla 9. Hipótesis dominante cada tramo de media tensión.	82
Tabla 10. Condición en caliente de cada tramo de media tensión.	82
Tabla 11. Tensiones del tramo 1	83
Tabla 12. Vano 1 flechas.	84
Tabla 13. Vano 2 flechas.	84
Tabla 14. Tramo 2 de tendido red de media.	85
Tabla 15. Características del conductor #4 AWG ACSR.	90
Tabla 16. Hipótesis dominante redes de baja tensión.	91
Tabla 17. Condición en caliente de cada tramo de la red de baja.	93
Tabla 18. Estructura 5 a estructura 4.	95
Tabla 19. Estructura 13 a estructura 12.	95
Tabla 20. Tensiones tramo estructura 13 a estructura 20	96
Tabla 21. Estructura 13 a estructura 15 flechas.	97
Tabla 22. Estructura 15 a estructura 20 flechas.	97
Tabla 23. Estructura 13 a estructura 14.	97
Tabla 24. Estructura 12 a estructura 9	98

Tabla 25. Estructura 12 a estructura 10	98
Tabla 26. Estructura 12 a estructura 11.	99
Tabla 27 Matriz de cálculo del circuito 1.1 del transformador 1.	104
Tabla 28. Matriz de cálculo del circuito 2.1 del transformador 2.	104
Tabla 29. Matriz de cálculo del circuito 2.2 del transformador 2.	105
Tabla 30. Matriz de cálculo del circuito 3.2 del transformador 2.	106
Tabla 31. Transformador 1 de 5 KVA monofásico.	108
Tabla 32. Transformador 2 de 10 KVA monofásico.	112
Tabla 33. Características poste de 12 metros 510 Kg.	117
Tabla 34. Características poste de 8 metros 510 Kg.	117
Tabla 35. Características del cable de acero para templete.	131
Tabla 36. Resumen de las actividades propias del transporte de materiales.	138
Tabla 37. Actividades a seguir para realizar la construcción de las redes eléctricas.	139
Tabla 38. Listado de materiales y costos año 2013.	143

## LISTA DE ANEXO

	<b>Pág.</b>
Anexo A: Plano del diagrama de planta y diagrama unifilar.	172

## RESUMEN

**TITULO:** CALCULO Y DISEÑO DE REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN COMO PROYECTO DE ELECTRIFICACIÓN, PARA EL PROGRESO, DESARROLLO Y COMODIDAD, DE LA VEREDA EL GUAIMARAL EN GIRÓN SANTANDER<sup>\*</sup>.

**AUTORES:** Nelson Enrique Forero Galán  
Jhonny Stiven Manrique Sandoval<sup>\*\*</sup>

**PALABRAS CLAVE:** Redes de media y baja tensión.

### DESCRIPCIÓN:

Con este trabajo se quiere dejar un proyecto viable para su implementación en la Vereda el Guaimaral del municipio de Girón Santander para un futuro próximo, lo anterior en pro de una mejor calidad de vida de las personas que no cuentan con el servicio eléctrico viendo la necesidad de estas. Además teniendo en cuenta que es un proyecto relativamente fácil de financiar y construir debido a que no son más de seis viviendas las llamadas a ser electrificadas y contando con que no se encuentran separadas considerablemente. Por otra parte se presenta una nueva facilidad en la realización del proyecto debido a que existe una red cercana de media tensión lo que disminuye el costo que generalmente representa traer la línea de media de una zona distante y facilita los procesos técnicos de alimentación de los transformadores. Se calcula y se diseña las redes de media y baja tensión de manera que el proyecto sea lo más económico posible. Para finalizar, llevar a cabo este proyecto en la Vereda el Guaimaral genera un valor agregado en cuanto valoriza los predios, e inicia los procesos que insertan a la población en el mundo moderno.

Se puede encontrar en este proyecto una forma de hacer electrificación rural de una manera más sencilla aplicando postes en fibra de vidrio, con lo cual se puede empezar a implementar en demás proyectos para que de esta manera los costos se reduzcan y se pueda llevar a cabo un proyecto que beneficie a una comunidad.

---

<sup>\*</sup> Proyecto de grado

<sup>\*\*</sup> Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica, y Telecomunicaciones Ing. Ciro Jurado Jerez

## ABSTRACT

**TITLE:** CALCULATION AND DESIGN MEDIA NETWORKS AS LOW VOLTAGE AND ELECTRIFICATION PROJECT FOR PROGRESS, DEVELOPMENT AND COMFORT, THE SIDEWALK IN THE GUAIMARAL GIRÓN SANTANDER .

**AUTHORS:** Nelson Enrique Forero Galán  
Jhonny Stiven Manrique Sandoval\*\*

**KEY WORDS:** medium and low voltage networks.

### DESCRIPTION:

With this work, we want to leave a viable project for the implementation in the guaimaral sidewalk ubicated in giron municipality of Santander in a future near. All this in pro of better life quality of the people that don't have an electrical service, seeing the need of this people.

Besides we considered that is a project easily of finance and build because there aren't more than six houses for be electrifiedand the distance between houses don't be significative. But on the other hand the project present an new facility for be realized because exist a near net of medium voltage the cost will be reduce because if don't have a line near usually the cost is elevated, this facility help to the technical proceses of the power transformers. We calculated and designed networks of medium and low voltage so that the project is the most economical possible, finally this project in the guaimaral sidewalk generates add value to the land and help to the community to enter to the modern world.

You can find this project a way to make rural electrification a simpler way using poles in fiberglass, which you can start implementing in other projects which thus reducing costs and can be carried out a project that benefits the community.

---

\* Project of grade

\*\* Faculty of Engineering School of physicomechanical Electrical, Electronic and Telecommunications Ing. Ciro Jurado Jerez

## INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica siempre ha sido un factor importante para el desarrollo industrial, minero y agrario de las naciones, siendo esta un servicio indispensable para la vida diaria tanto en las zonas urbanas como rurales, es necesario que este servicio se preste a toda la población sin excepción alguna para que puedan tener acceso a todos los beneficios que la energía eléctrica presta.

Algunos de los problemas que se presentan en la distribución del fluido eléctrico hasta el consumidor, son las pérdidas de potencia, la regulación de tensión, el tipo de terreno donde se desarrolle el proyecto entre otros factores como lo sería los ambientales.

En este libro se presentan los cálculos de las redes de media y baja tensión de la vereda el Guaimaral. Dado que con el surgir de los mercados internacionales de bienes y servicios, se requiere tener cobertura energética para poder competir en un mundo globalizado y en tal sentido, es importante la inversión en las zonas rurales que más atrasadas están en cuanto a la infraestructura eléctrica. Se hace necesario evitar el abandono de la población rural, ya que esta no es la forma de asegurar mercados estables debido a la disminución de la producción agropecuaria de dichos lugares.

Es por todo lo anterior que se deben hacer este tipo de proyectos en beneficio de la región, en este caso, el Departamento de Santander-Colombia, donde la Universidad Industrial de Santander es la encargada de aportar los estudios necesarios para la región, pues la misión de la Universidad es mejorar la calidad de vida de la comunidad.

## 1. GENERALIDADES

### 1.1 OBJETIVOS

**1.1.1 Objetivo General.** Calcular y diseñar las redes de distribución en media y baja tensión en zonas de topografías irregulares en busca de prestar un servicio social a los habitantes de la vereda el Guaimaral.

#### 1.1.2 Objetivos específicos

- Realizar una labor social con estas personas, aplicando los conocimientos adquiridos en la universidad.
- Continuar con la integración de la Universidad Industrial de Santander en las labores sociales por el Departamento de Santander.
- Levantar un censo y ubicación geográfica de las familias beneficiadas en el proyecto de electrificación.
- Calcular las redes eléctricas de media tensión.
- Calcular las redes eléctricas de baja tensión.

### 1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

**1.2.1 Planteamiento del problema.** En la vereda el Guaimaral en el municipio de Girón Santander desde hace más de 20 años sus habitantes más exactamente seis familias, están solicitando el acceso al servicio de energía eléctrica y en esta oportunidad solicitaron a la Universidad Industrial de Santander el cálculo y diseño de las redes de media y baja tensión necesarias para llevar la energía eléctrica a las familias que viven en ese lugar. Con esto buscan disminuir los costos del

proyecto en cuanto al diseño y poder gestionar ante los entes estatales la financiación para la electrificación de la vereda, ya que estos estudios son realizados por la Universidad Industrial de Santander y así estos entes mencionados anteriormente tendrán más presente este proyecto.

**1.2.2 Justificación.** Ante la solicitud de los habitantes se decidió colaborar con la realización de los cálculos y diseño de las redes de media y baja tensión dado que en una visita a la vereda se vió la necesidad urgente y las facilidades que presenta el desarrollo del proyecto pues existe una red de media tensión muy cercana a la vereda el Guaimaral.

Los habitantes de la vereda mostraron su inconformismo en cuanto su frecuente insistencia en el tema y sin recibir respuesta satisfactoria. Además manifestaron que el uso de la energía eléctrica les facilita el desarrollo de sus actividades diarias.

Con esto se busca que la Universidad Industrial de Santander esté más vinculada con la solución de los problemas de la región siendo esto uno de los objetivos principales de dicha institución.

Además la electrificación del lugar es indispensable para el sector agrario del país ya que este es prioritario en los acuerdos comerciales con otros países.

**1.2.3 Alcance.** Con este trabajo se quiere dejar un proyecto viable para su implementación en la vereda el Guaimaral del municipio de Girón- Santander, lo anterior en pro de una mejor la calidad de vida de las personas que no cuentan con el servicio de energía eléctrica viendo la necesidad que esta tiene en las labores cotidianas. Además teniendo en cuenta que es un proyecto relativamente fácil de realizar dado que las viviendas no están separadas considerablemente, lo

cual facilita la construcción de las redes eléctricas, además se hace el diseño con el cual implique mayor economía para el trazado de las redes eléctricas.

**1.2.4 Ubicación de la vereda el Guaimaral.** El municipio de Girón se encuentra ubicado en el Departamento de Santander a 7 kilómetros de Bucaramanga, este municipio hace parte del área metropolitana conformada por Bucaramanga, Floridablanca, y Piedecuesta.

El municipio de Girón limita por el oriente con los municipios de Floridablanca, Piedecuesta, y Bucaramanga, al occidente limita con el municipio de Betulia, al norte limita con los municipios de Sabana de Torres, Lebrija, y Rionegro y al sur limita con los municipios de Los Santos, y Zapatoca.

Su casco urbano se encuentra localizada a los  $7^{\circ}4'15''$  de latitud norte y  $73^{\circ}10'23''$  de longitud oeste.

Este municipio cuenta con una temperatura promedio de  $25^{\circ}\text{C}$  y se encuentra a 775 metros sobre el nivel del mar y cuenta con una población total de 166.116 habitantes, donde 18.383 habitantes están en la zona rural del municipio (según datos de proyección de DANE año 2012) y una superficie de 475.14 Kilómetros cuadrados.

La actividad económica se basa en cultivos de Piña, Tabaco, Maíz, Cítricos, Maracuyá, Tomate, Cacao, siendo el cultivo del tabaco el que predomina en la mayoría de fincas de este municipio.

La división política de este municipio es la siguiente: cuenta con cuatro corregimientos los cuales son Acapulco, Bocas, Chocoita, y Marta. Y veintiún veredas entre las principales están Chocóa, Llano Grande, Motoso, Marta, Bocas, Peñas, Chocoita, Pantano, Palogordo, y la vereda **EL GUAIMARAL**.

La vereda el Guaimaral está ubicada en la zona media del cañón del río Sogamoso en la parte en que este divide los municipios de Girón y Betulia, como puede verse en la foto 1, en donde la foto está tomada desde la vereda Cantalta y muestra al fondo predios que pertenecen al municipio de Betulia.

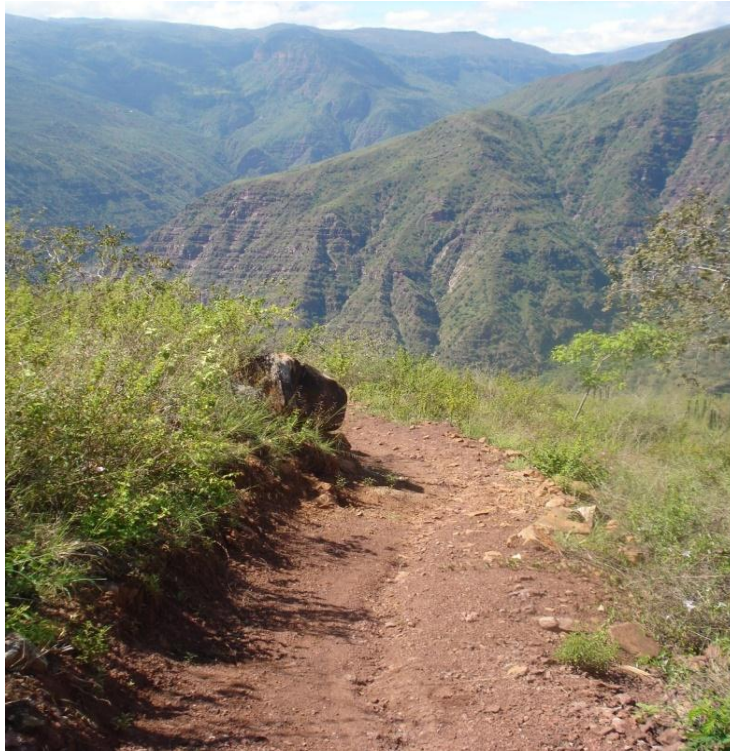
**Fotografía 1. Topografía y Ubicación de la vereda el Guaimaral**



Para llegar hasta la vereda del Guaimaral se toma la carretera principal que de Girón conduce a Zapatoca y a la altura del kilómetro doce se toma un desvío a mano derecha para tomar la carretera al municipio de Betulia, pasando por las veredas de San Roque, Peñas y después de un recorrido de aproximadamente de doce kilómetros, un poco antes de cruzar el río Sogamoso, se llega a la vereda el Guaimaral.

La mayoría de las viviendas beneficiadas por el proyecto de electrificación no cuenta con carreteras transitables, solo cuenta con caminos veredales, como se puede ver en la foto 2.

**Fotografía 2. Caminos veredales del Guaimaral.**



**1.2.4.1 Censo realizado a los beneficiados del proyecto.** Se realizó un censo con las personas beneficiadas del proyecto, estas personas no cuentan con ningún servicio público como tal, es decir, el agua para consumo es tomada de una quebrada que pasa cerca de las viviendas, no disponen de gas natural, no hay recolección de basuras ellos tienen que quemar estos residuos, , cuentan con una escuela separada una distancia considerable para los niños, el nivel básico de educación de los habitantes es quinto grado (primaria), no cuentan con puesto de salud cercano.

El sustento económico de los habitantes se basa en los cultivos de piña, maracuyás, y algunos cultivos de tabaco.

En la tabla 1 se resumen los datos más importantes.

**Tabla 1. Datos de los habitantes de la vereda el Guaimaral.**

<b>Vivienda</b>	<b>Propietario.</b>	<b>Área del predio.</b>	<b>Residentes.</b>
1	María Isabel Sierra.	60 m <sup>2</sup>	7 Personas.
2	Alfredo Mantilla.	75 m <sup>2</sup>	4 Personas.
3	Telesforo Sierra.	60 m <sup>2</sup>	10 Personas.
4	Socorro Calderón.	60 m <sup>2</sup>	
5	Esperanza Sierra.	73 m <sup>2</sup>	7 Personas
6	Jorge Celis.	70 m <sup>2</sup>	5 Personas

Las familias beneficiadas del proyecto cuentan con una población considerable de menores de edad, lo cual hace indispensable la energía eléctrica puesto que estos menores necesitan las tecnologías para su educación.

#### **Aparatos eléctricos que necesitan los habitantes de la vereda.**

En cuanto a los aparatos eléctricos los habitantes requieren lo necesario como la nevera, la plancha, el televisor, y pequeños aparatos básicos.

Para el cálculo de la demanda máxima se tiene una vivienda tipo de 75 m<sup>2</sup>.

#### **Consideraciones ambientales.**

En el trazado de las redes de media y de baja tensión no se presenta ningún tipo de problema en cuanto a la tala de árboles y además estos están retirados de las redes de media y baja tensión lo cual implica que no es necesario estarlos

podando, dentro del recorrido de la red de media se presenta una pequeña colmena de abejas pero estas tampoco se ven afectadas, y en cuanto a los cultivos tampoco representa un problema pues se encuentran retirados de las estructuras de apoyo de las redes eléctricas.

En la siguiente foto 3 se puede observar que la flora existente en la vereda no se ve afectada por la construcción de la red de media y baja tensión, pues la vegetación es muy superficial.

### **Fotografía 3. Flora existente**



## 2. MARCO TEÓRICO Y ANÁLISIS DE LITERATURA

### 2.1 DEFINICIONES

**ASCR:** Aluminum Conductor Steel Reinforced, Conductor de aluminio reforzado con alma de acero.

**AWG:** American Wire Gauge. Calibre de alambre Americano.

**Baja tensión:** Se considera baja tensión a tensiones menores a 1000 V.

**Catenaria:** Es la curva visible de los conductores suspendidos en dos apoyos.

**Carga de ruptura:** Es el mayor esfuerzo de tracción que puede soportar el conductor antes de presentar la ruptura.

**Demanda máxima:** Máximo valor de consumo de energía de una instalación en un período determinado.

**DPS:** Es el dispositivo de protección contra sobretensiones.

**ESSA:** Electrificadora de Santander S.A E.S.P

**Factor de diversidad:** El factor de diversidad es la relación entre la suma de las demandas máximas de un grupo de usuarios y la demanda máxima del sistema.

**Factor de potencia:** Es la relación entre la potencia activa y la potencia de aparente.

**Flecha:** Es la distancia vertical máxima entre la línea recta que une dos apoyos y el conductor.

**Icel:** Instituto Colombiano de energía eléctrica.

**Media tensión:** Se considera media tensión a tensiones mayores de 1KV y menores a 57.5 KV.

**Regulación de tensión:** Es la relación entre la diferencia de tensión de un receptor en vacío y a plena carga, con respecto a la tensión a plena carga del receptor.

**Subestación de distribución:** Centro de cambio de nivel de tensión de un sistema de distribución de energía eléctrica.

**Templete:** Retenida utilizada para aliviar los esfuerzos mecánicos en una estructura no autosoportante.

**Tensión:** Es la diferencia de potencial eléctrico presente entre dos conductores. Es una magnitud y su unidad es el voltio.

**Usuario:** Persona que se beneficia con la prestación del servicio de energía eléctrica.

**Vano:** Es la distancia horizontal entre dos estructuras de apoyo de una línea o red eléctrica.

## 2.2 CÁLCULOS ELÉCTRICOS

**2.2.1 Selección del nivel de tensión.** Para los cálculos eléctricos se trabaja con los siguientes niveles de tensión de línea: 13.2 KV en la red de media tensión, y 230 V para las redes de baja tensión.

**2.2.2 Selección del conductor eléctrico.** El conductor eléctrico es la parte más importante en las líneas de transmisión y distribución, puesto que estos deben cumplir con los cálculos eléctricos y los cálculos mecánicos, es decir que cumpla con la corriente de diseño, la regulación de tensión, las pérdidas de potencia, y las condiciones mecánico- ambientales de las zonas, entre estos el aumento de la temperatura y vientos fuertes.

Cada conductor tiene sus características eléctricas y físicas diferentes, entre las físicas tenemos el diámetro del conductor nominal, el número de hilos y el diámetro de cada hilo, el área total del conductor, peso por unidad de longitud, y la carga de ruptura, y entre las características eléctricas tenemos capacidad de corriente, la resistencia por unidad de longitud en función de la temperatura, y la reactancia inductiva por unidad de longitud.

De los conductores eléctricos usados en la transmisión y distribución se tienen de dos tipos los homogéneos y los no homogéneos, estos últimos son de aluminio y acero.

**2.2.3 Selección de estructuras de apoyo.** Para la selección de los apoyos adecuados de las líneas y redes, se tienen dos criterios por la carga de trabajo y por la carga de rotura.

En las estructuras de apoyo se encuentran del siguiente material:

- Estructuras de concreto.

- Estructuras metálicas o torrecillas.
- Estructuras de madera.
- Estructuras de fibra de vidrio.

Los materiales usados para la fabricación de estas estructuras deben tener una resistencia elevada a la corrosión, y en caso de no presentarlo debe recibir los tratamientos de protección contra la corrosión.

Cuando el proyecto requiere de estructuras metálicas o torrecillas estas deben ser en su totalidad galvanizadas en caliente.

La postiería de concreto es troncocónica, es decir, el diámetro de la base es mayor al diámetro de la cima, y cuando este tipo de estructura es usa en zona rural, sus longitudes de largo son de 8, 12, metros con carga de rotura de 510, kilogramos, debido a que estas estructuras se pueden reforzar con los templetes.

Para este diseño se escogen las estructuras en fibra de vidrio por que presentan lo siguiente:

Siendo las estructuras de **fibra de vidrio**, más útiles para el caso de una electrificación en la zona rural donde la topografía del terreno es irregular, y el transporte de estas estructuras es más fácil, en comparación con las estructuras de concreto o estructuras metálicas, y su tiempo de uso es mayor al poste de madera usado anteriormente.

Estos apoyos deben tener una longitud de empotramiento, la cual está en función de la longitud total de la estructura o apoyo, y se obtiene por la siguiente ecuación:

$$l_e = 0.1 * l_p + 0.6 \text{ [m]}$$

Con la longitud de empotramiento y la altura total del apoyo o estructura, se encuentra la longitud libre de la estructura. Teniendo en cuenta que la longitud de empotramiento mínima es de 1.5 metros.

$$l_{lp} = l_p - l_e \text{ [m]}$$

Dónde:

- $l_e$  Es la longitud de empotramiento.
- $l_p$  Es la longitud total de la estructura.
- $l_{lp}$  Es la longitud libre de la estructura o apoyo.

Todos los apoyos mencionados anteriormente deben tener un tiempo de uso de 25 años como mínimo.

**2.2.4 Aisladores.** Los aisladores cumplen básicamente dos funciones principales, de soporte mecánico a las líneas de transmisión y distribución, y de aislar eléctricamente los conductores con elementos de las estructuras que pueda ocasionar alguna falla a tierra.

Se construyen con materiales tales como la porcelana, vidrio, o materiales aislantes, que resistan las acciones de la intemperie, que proporcionen resistencia a los esfuerzos mecánicos y a las descargas atmosféricas.

- **Aisladores para media tensión.** Los aisladores empleados para las redes de media tensión son los tipo disco de retención poliméricos, y los aisladores tipo pin de porcelana. Estos se pueden observar en las figuras 1 y 2.

**Figura 1. Aislador de retención polimérico de 15 KV.**



Fuente: Aisladores. Disponible en: <<http://ingenieriaelectrica.com.co>> 10/11/2012

**Figura 2. Aislador tipo pin porcelana de 15 KV**



Fuente: Aisladores en :<<http://www.interelectricas.com.co>> 10/11/2012

- **Aisladores para baja tensión.** Los aisladores más utilizados en baja tensión son los aisladores tipo carrete. Este tipo de aisladores se pueden apreciar en la figura 3.

**Figura 3. Aislador tipo carrete porcelana.**



Fuente: Aisladores. Disponible en: <<http://ingenieriaelectrica.com.co>> 10/11/2012

- **Aislador tensor:** aislador utilizado en los templetes del poste ya que por seguridad ningún contacto eléctrico en la parte superior energice la parte inferior que esta expuesta a contactos accidentales.

**Figura 4. Aislador tensor.**



Fuente: productos de distribución en: <<http://www.multiherrajes.com>> 10/11/2012

**2.2.5 Accesorios mecánicos.** Son accesorios utilizados para apoyo mecánico de elementos que van montados en el poste como pueden ser transformadores, aisladores, templetes, tubos metálicos, DPS, seccionadores. Entre los accesorios más utilizados en redes de distribución tenemos los siguientes:

**Abrazadera:**

Se utilizan para fijar transformadores pequeños a postes, fijar perchas cuando el poste no tiene posibilidad de tornillo, fijar templetes y demás ocasiones donde no se pueda con tornillo.

**Figura 5. Abrazadera dos salidas.**



Fuente: productos de distribución en: <<http://www.multiherrajes.com>> 10/11/2012

### **Cinta acerada:**

Se utiliza para sujetar los tubos galvanizados y demás elementos.

**Figura 6. Abrazadera acero inoxidable Cintas band it.**



Fuente: Cintas band it en :<<http://www.interelectricas.com.co>> 10/11/2012

### **Perchas:**

Se utilizan para colocar los aisladores tipo carrete donde se unen las redes de baja tensión, las hay en el comercio de una, dos, tres, cuatro, y cinco puestos.

**Figura 7. Perchas para baja tensión con los puestos.**



Fuente: productos de distribución en:<<http://www.multiherrajes.com>> 10/11/2012

### **Perno:**

Se utilizan para sujetar dos accesorios que tiene huecos donde coincide un eje y les permite rotar entre sí. El perno de ojo cerrado también une los aisladores en las estructuras dobles y mantener fijadas las crucetas.

**Figura 8. Perno de ojo cerrado.**



Fuente: productos de distribución en: <<http://www.multiherrajes.com>> 10/11/2012

**Figura 9. Perno en u.**



Fuente: productos de distribución en: <<http://www.multiherrajes.com>> 10/11/2012

### **Grapas:**

Se utilizan para amarrar los cables de media a las estructuras de paso y retención, para amarrar los barrajes del transformador a las redes de baja donde es necesario que sean bimetálicas y amarrar templetas.

Las grapas de la figura 10 los hay de dos, tres, cuatro, y cinco pernos.

**Figura 10. Grapa de retención en aluminio.**



Fuente: productos de distribución en: <<http://www.multiherrajes.com>> 10/11/2012

**Figura 11. Grapa de suspensión en aluminio.**



Fuente: productos de distribución en: <<http://www.multiherrajes.com>> 10/11/2012

**Figura 12. Grapa prensadora en acero de uno, dos, y tres pernos.**



Fuente: productos de distribución en: <<http://www.multiherrajes.com>> 10/11/2012

**Figura 13. Conector bimetálico dos pernos.**



Fuente: Herrajes conectores en:<<http://www.interelectricas.com.co>> 10/11/12

**Esparrago:**

Se utiliza en la sujeción de barrajes en los casos en que en un tornillo con una sola tuerca tiene la posibilidad de aflojarse debido a vibraciones.

**Figura 14. Esparrago cuatro tuercas.**



Fuente: Herrajes espárragos en:<<http://www.interelectricas.com.co>> 10/11/12

**Arandelas:**

Se utilizan para lograr un buen apoyo entre el tornillo y el barraje que esté sujeta.

**Figura 15. Arandela redonda**



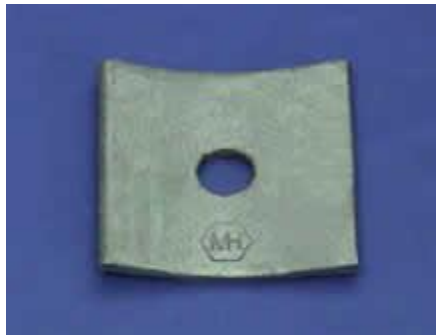
Fuente: productos de distribución en:<<http://www.multiherrajes.com>> 10/11/2012

**Figura 16. Arandela de presión.**



Fuente: productos de distribución en: <<http://www.multiherrajes.com>> 10/11/2012

**Figura 17. Arandela cuadrada curvada.**



Fuente: productos de distribución en: <<http://www.multiherrajes.com>> 10/11/2012

**Varilla de anclaje:**

Se utiliza para la sujeción de los templetes o las retenidas al suelo.

**Figura 18. Varillas para anclaje o retenidas.**



Fuente: Herrajes en: <<http://www.interelectricas.com.co>> 10/11/12

**Eslabones:**

Se utilizan para armar cadenas de aisladores de disco.

**Figura 19. Eslabón en u con pasador.**

Fuente: Herrajes en:<<http://www.interelectricas.com.co>> 10/11/12

**Espigo:**

Se utiliza para asegurar un conductor a un aislador de pin, estos espigos deben soportar los esfuerzos transversales causados por el viento y por los vanos desnivelados.

**Figura 20. Espigo extremo poste 13.2 KV.**

Fuente: Herrajes en:<<http://www.interelectricas.com.co>> 10/11/12

**Figura 21. Espigo cruceta metálica para 13.2 KV.**



Fuente: Herrajes en:<<http://www.interelectricas.com.co>> 10/11/12

**Adaptadores:**

Se utilizan para adaptar distintos tipos de accesorios en el montaje de cadenas de aisladores.

**Figura 22. De izquierda a derecha Bola y ojal, Clevis Bola, Clevis Recto, cuenca ojo.**



Fuente: productos de distribución en:<<http://www.multiherrajes.com>> 10/11/2012

**Guardacabos:**

Se utilizan para proteger y unir el cable de acero del templete y la varilla del anclaje, los hay comercialmente de cable y de retenida.

**Figura 23. Guarda cabo.**



Fuente: Herrajes en: <<http://www.interelectricas.com.co>> 10/11/12

**Crucetas metálicas:**

Estas crucetas pueden ser de material metálico o madera. Se utilizan para apoyo mecánico de aisladores, seccionadores, dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS).

**Figura 24. Cruceta metálica 3"x3"x1/4"x2 m.**



Fuente: Aisladores. Disponible en: <<http://ingenieriaelectrica.com.co>> 10/11/2012

**Diagonales metálicas:**

Se utilizan como apoyo mecánico para las crucetas. Se construyen en acero estructural y deber ser galvanizadas en caliente.

**Figura 25. Diagonal recta cruceta metálica de 1 1/2X3/16x1.10mts**



Fuente: Herrajes en:<<http://www.interelectricas.com.co>> 10/11/12

**Vigueta de anclaje:**

Se utilizan para distribuir la fuerza del templete sobre el suelo. Para postes de 12 metros se utiliza vigueta de 15x15X60 cm y para postes de 8 metros se emplea vigueta de 15x15x40 cm.

**Figura 26. Vigueta de anclaje.**



Fuente: Herrajes en:<[http:// prefabricadosdelsol.com](http://prefabricadosdelsol.com)> 10/11/12

**2.2.6 Factores de diversidad.** El factor de diversidad es la relación entre la suma de las demandas de un grupo de usuarios y la demanda máxima del sistema, al cual pertenecen los usuarios, es un factor indispensable al pensar en la económica de un proyecto ya que de acuerdo a estudios, la carga conectada simultáneamente será menor que la suma de todas las cargas y por tanto no hay razón para que la instalación tenga la capacidad de potencia total de los usuarios

ya que existe muy poca posibilidad de que en un mismo tiempo estén todas las cargas conectadas.

En la tabla 2 se presentan las fórmulas del factor de diversidad para los diferentes niveles socioeconómicos, estas ecuaciones son tomadas por (normas para el cálculo y diseño de sistemas de distribución de la Empresa Electrificadora de Santander).

**Tabla 2. Factores de diversidad dados por la norma de la ESSA.**

SECTOR.	FACTOR DE DIVERSIDAD.
Estratos 1,2,3,4	$F_{div\_res} = \frac{1}{0.2 + 0.8 * e^{\frac{1-N}{6}}}$
Estratos 5 y 6	$F_{div\_res} = \frac{1}{0.3 + 0.7 * e^{\frac{1-N}{6}}}$

Dónde:  $N$  Es el número de usuarios.

**2.2.7 Selección de la subestación.** Los transformadores usados para la distribución son trifásicos y monofásicos, siendo estos últimos los más utilizados para proyectos rurales siempre y cuando presenten las características tanto de potencia eléctrica y tipo de conexión que requieran las cargas.

La selección del transformador debe atender una demanda de potencia eléctrica necesaria para que los usuarios tengan un servicio de calidad y estar dimensionado para posibles futuras cargas que puedan ser conectadas.

Para seleccionar el transformador se empleara las siguientes formulas dadas por la norma de la empresa electrificadora de Santander.

La demanda máxima por usuario se determina con la ecuación (1).

$$D_{max\_usuario} = (s_M + (32 * Area * 0.5)) \text{ [KVA]} \quad (1)$$

Dónde:

$s_M$  Es el aparato con mayor potencia.

$s_i$  Es la carga instalada mínima por usuario.

$f_d$  Es el factor de demanda

El cálculo del transformador se determina por la ecuación (2) y se adiciona la potencia requerida para el alumbrado público, el cual se debe diseñar en cualquier proyecto de distribución eléctrica.

$$D_{max\_rural} = \frac{\sum D_{max\_usuario}}{F_{div\_res}} + AP \text{ [KVA]} \quad (2)$$

Dónde:

- $s_M$  Es la carga del aparato de mayor potencia eléctrica.
- $\sum D_{max\_usuario}$  Es la suma de las demandas máximas de cada usuario.
- $AP$  Es la potencia de las luminarias de alumbrado público.
- $F_{div\_res}$  Factor de diversidad sector residencial este factor de diversidad cambia dependiendo del nivel socio económico donde se realice el proyecto eléctrico.

**2.2.7.1 Selección de las protecciones de la subestación.** Para seleccionar las protecciones de la subestación, se debe dimensionar con la corriente nominal, es decir, las protecciones se deben diseñar lo más ajustado a lo nominal que sea posible.

La subestación requerida para el diseño es monofásica, la protección del lado primario del transformador se calcula de la siguiente manera:

$$I_{np} = \frac{S_n}{V_{Lp} * (1 - \frac{\mu_z \%}{100})} [A]$$

Dónde:

- $S_n$  Es la potencia del transformador monofásico.
- $I_{np}$  Es la corriente nominal del transformador en el bobinado primario.
- $V_{Lp}$  Es la tensión de línea del transformador del bobinado primario.

La protección usada para estos transformadores son los fusibles tipo k los cuales son seleccionados con la corriente nominal que pasa por el bobinado primario del transformador.

**2.2.7.2 Selección de dispositivos de protección de sobretensión (DPS).** Para la selección de los (DPS) se debe tener en cuenta el tipo de red que está alimentando al transformador.

Tipos de redes de distribución eléctrica.

- Red tipo A: Son trifásicas tetrafilares.
- Red tipo B: Son trifásicas trifilares sólidamente puesta a tierra.
- Red tipo C: Son trifásicas trifilares puesta a tierra.
- Red tipo D: Son trifásicas trifilares sin conexión a tierra.

La selección de estos (DPS) debe estar dentro de los valores normalizados, o los que se encuentran comercialmente en el mercado.

Para dimensionar el valor requerido se utiliza la siguiente ecuación:

$$V_{DPS} = f_{pt} * V_{max} \quad [kV]$$

Dónde:

- $f_{pt}$  Es el factor de puesta a tierra.

El factor de puesta a tierra para cada tipo de red es:

Red tipo A=0.67

Red tipo B=0.8

Red tipo C =1

Red tipo D=1.1

- $V_{max}$  Es la tensión de línea máxima.
- $V_{DPS}$  Es la tensión que se requiere para seleccionar el DPS.

**2.2.7.3 Selección del barraje secundario del transformador.** El barraje secundario del transformador es un conductor en cobre con aislamiento en THW y que tenga la capacidad de soportar la corriente que pasa por el barraje. La corriente del barraje en este caso se calcula de la siguiente manera cuando la subestación es monofásica:

$$I_{ns} = \frac{S_n}{V_{LS} * \left(1 - \frac{\mu_z\%}{100}\right)} \quad [A]$$

$$I_B \geq 1.25 * I_{ns} \quad [A]$$

Dónde:

- $I_{ns}$  Corriente nominal del secundario.
- $I_B$  Corriente del barraje.
- $V_{LS}$  Tensión de línea del secundario.
- $\mu_z$  Es la tensión en por ciento de cortocircuito del transformador.

Teniendo este valor de corriente del barraje se puede seleccionar el conductor más adecuado y que cumpla con la corriente de diseño.

El conductor neutro se dimensiona con el 70% de la corriente de las fases si la subestación es trifásica o si la subestación es monofásica trifilar así:

$$I_n \geq 0.7 * I_B \quad [A]$$

El aislamiento eléctrico del conductor neutro es en THW.

**2.2.7.4 Selección del conductor de puesta a tierra de la subestación.** Para la selección del conductor de puesta a tierra primero se debe clasificar las tierras de los transformadores en dos:

- **Puesta a tierra de protección.** La puesta a tierra de protección de un sistema de distribución no debe ser mayor a 10  $\Omega$ , a esta se conecta la carcasa del transformador, barrajes incluyendo el de los DPS y dispositivos metálicos que requieran equipotencialidad a tierra por seguridad.
- **Puesta a tierra de servicio.** Es la que está unida al neutro del transformador y sirve para mantener dentro del rango de los límites aceptables el potencial entre el neutro y tierra de una instalación.

## 2.3 REGULACIÓN DE TENSIÓN

Es la caída de tensión que se calcula al usuario más alejado del transformador, si es baja tensión, y esta debe tener un porcentaje máximo de caída de tensión como lo permite la norma de la Empresa electrificadora de Santander, donde dependiendo la zona y el tipo de red los porcentajes de regulación son los que se muestran en la tabla 3:

**Tabla 3. Porcentajes de regulación de tensión dados por la norma de la ESSA.**

Tipo de red	Porcentaje [%]
Red de distribución B.T zona urbana.	5
Red de distribución B.T zona rural.	7

El cálculo de la regulación de tensión está dado por la siguiente ecuación que tiene la constante generalizada de manera proporcional y es el parámetro que varía dependiendo del conductor (cada conductor tiene una constante generalizada diferente) cuando se hace el diseño eléctrico.

$$\delta_{v\%} = \frac{f_c * KG * S * l}{V_l^2}$$

Dónde:

- $KG$  Es la constate generalizada propia de los conductores eléctricos.
- $S$  Es la demanda máxima de potencia del usuario y se da en KVA.
- $l$  Es la longitud que tiene el conductor y se da en unidades de metro.
- $V_l$  Es la tensión de línea con la que se diseña y se da en voltios.
- $f_c$  Es el factor de corrección dependiente del tipo de subestación y el tipo de red (monofásica, bifilar, trifilar)

**Tabla 4. Factores de corrección.**

Tipo de subestación	Red monofásica (FN)	Red bifilar (FF)	Red trifilar (FFN)
Monofásica.	8	2	2
Trifásica.	6	2	2.25

Cuando a la instalación se conectan motores, la regulación de tensión en la red eléctrica no debe ser mayor al 12.5% en el arranque del motor, es decir se debe

calcular la red para que en el arranque del motor la regulación sea inferior a lo dicho anteriormente.

Si el motor trabaja a plena carga la regulación debe ser del 3% la red debe estar diseñada para cumplir este tipo de caídas de tensión.

En cuanto a las redes de media tensión la regulación no debe exceder el 3% desde la subestación de subtransmisión hasta la subestación de distribución más alejada.

## 2.4 CÁLCULOS MECÁNICOS EN LÍNEAS ELÉCTRICAS.

Es necesario para desarrollar las ecuaciones mecánicas tener unos parámetros de diseño o unas hipótesis con condiciones ambientales en la que estará funcionando la línea y que contenga la siguiente información:

- **Hipótesis 1:** La máxima velocidad del viento, la temperatura a la que se presenta esta velocidad, y el factor de seguridad mínimo.
- **Hipótesis 2:** Esta es condición diaria es decir, velocidad del viento promedio, temperatura promedio, y el factor de seguridad.
- **Hipótesis 3:** Esta es hipótesis es la más importante, pues es la de temperatura máxima a la que puede llegar a trabajar la línea, y es en esta cuando la línea tiene la flecha máxima, es decir es la condición donde la línea se dilata, esta debe tener la temperatura máxima, la velocidad del viento a esa temperatura (la velocidad del viento en caliente es cero).

Al hacer estas hipótesis es importante pedir información no solo a los institutos meteorológicos del país donde se realice el proyecto, también a los habitantes de la zona para tener más información sobre las condiciones climáticas de años anteriores y que los institutos meteorológicos no tengan registrado.

Las velocidades del viento tendrán unidades de Km/h y la temperatura en grados Celsius (°C).

**2.4.1 Ecuación de cambio de estado para líneas eléctricas.** Antes de analizar la ecuación de cambio de estado hay que tener en cuenta las siguientes ecuaciones y términos.

**Flecha:** Es la distancia vertical máxima entre la línea recta que une dos apoyos y el conductor. La flecha está en función del vano y el parámetro h y se calcula con la siguiente expresión:

$$f = \left( \frac{a^2}{8 * h} \right) [m]$$

$$h = \frac{t_v}{m * w} [m]$$

$$H = \frac{t_s}{m * w} [m]$$

Dónde:

a Es el vano dado en metros.

t<sub>v</sub> Es la tensión en el vértice (kg/mm<sup>2</sup>).

m Es el factor de sobrecarga.

w Es el peso del conductor (kg/m\*mm<sup>2</sup>).

h Es un parámetro dado en metros.

H Es un parámetro dado en metros.

t<sub>s</sub> tensión en el punto de amarre más alto (Kg/mm<sup>2</sup>)

**Catenaria:** Es la forma curva que adopta un conductor al ser colgado de dos apoyos debido a su peso.

**Tensión en el vértice:** Es la fuerza en el conductor, el cual está presente en el punto más bajo de la curva.

**Módulo de elasticidad y Coeficiente de dilatación lineal:** Estos dos valores son los que caracterizan el comportamiento mecánico de la línea. El coeficiente de dilatación lineal influye en la reducción de la longitud de la línea, cuando se presenta una reducción en la temperatura, y provocando un mayor esfuerzo mecánico en los amarres de la línea.

El módulo de elasticidad se calcula de la siguiente manera por usar conductores no homogéneos, es decir, aluminio con acero:

$$E = \frac{E_{ac} n_{ac} d_{ac}^2 + E_{al} n_{al} d_{al}^2}{n_{ac} d_{ac}^2 + n_{al} d_{al}^2} [Kg / mm^2]$$

Dónde:

- $E_{ac}$  Es el módulo de elasticidad del acero.
- $n_{ac}$  Es el número de hilos de acero.
- $d_{ac}$  Es el diámetro de cada hilo de acero.
- $E_{al}$  Es el módulo de elasticidad del aluminio.
- $n_{al}$  Es el número de hilos de aluminio.
- $d_{al}$  Es el diámetro de cada hilo de aluminio.

El coeficiente de dilatación lineal se calcula de la siguiente manera por usar conductores no homogéneos, es decir, aluminio con acero:

$$\alpha_c = \frac{E_{ac} n_{ac} d_{ac}^2 \alpha_{ac} + E_{al} n_{al} d_{al}^2 \alpha_{al}}{E_{ac} n_{ac} d_{ac}^2 + E_{al} n_{al} d_{al}^2} [^{\circ}C^{-1}]$$

Dónde:

- $\alpha_c$  Es el coeficiente de dilatación lineal.
- $E_{ac}$  Es el módulo de elasticidad del acero.
- $n_{ac}$  Es el número de hilos de acero.
- $d_{ac}$  Es el diámetro de cada hilo de acero.
- $\alpha_{ac}$  Es el coeficiente de dilatación lineal del acero.
- $E_{al}$  Es el módulo de elasticidad del aluminio.
- $n_{al}$  Es el número de hilos de aluminio.
- $d_{al}$  Es el diámetro de cada hilo de aluminio.
- $\alpha_{al}$  Es el coeficiente de dilatación lineal del aluminio.

**Peso aparente del conductor:** Es el peso equivalente por unidad de longitud y superficie del conductor, incluyendo la sobrecarga ocasionada por el viento.

**Carga de ruptura del conductor por unidad de área:** Es la tensión por unidad de superficie a partir de la cual el conductor se rompe.

**Presión del viento:** Es la acción que ejerce el viento al chocar contra distintos elementos como postes, transformadores, conductores y se debe tener en cuenta para el dimensionamiento de estos. Esta presión tiene la siguiente expresión para su cálculo:

$$P_v = 0.042 * V_v^2 * d_c \left[ \frac{kg}{m} \right]$$

Dónde:

Vv Es la velocidad del viento.

dc Es el diámetro del conductor.

**Factor de sobrecarga:** Es un factor que se utiliza para describir la acción del viento sobre los conductores y con esto calcular los esfuerzos longitudinales sobre las estructuras.

Para este factor de sobrecarga se tiene la siguiente expresión:

$$m = \sqrt{\left(1 + \left(\frac{P_v^2}{P}\right)\right)}$$

Dónde:

Pv Es la presión del viento.

P es el peso del conductor.

**Tensión máxima:** Es la fuerza mayor a la que pueda quedar sometido el conductor que se da en la hipótesis más desfavorable.

**Vano Regulador:** Es el vano ficticio equivalente dentro de un tramo, utilizado para hacer los cálculos mecánicos del conductor en todos los vanos del tramo. Para vanos desnivelados (vanos con más del 10% de desnivel) se calcula de la siguiente forma:

$$a_r = \sqrt[3]{\frac{\sum_1^n \frac{a_j^4}{c_j}}{n}}$$

Dónde:

$a_r$  es el vano regulador en metros

$a_j$  es un vano del tramo en metros

$c_j$  es la mínima distancia entre los puntos de amarre del conductor en cada vano

$n$  es el número de vanos en el tramo

#### 2.4.2 Ecuación de cambio de estado para terreno plano o vanos nivelados.

Empezamos por el cambio de longitud del conductor por la temperatura y por esfuerzos así:

$$L2 - L1 = L1 * \alpha * (\theta2 - \theta1) + L1 * \frac{t2 - t1}{E} \quad (1)$$

Dónde:

- $L1$  y  $L2$  Son la longitud inicial y final respectivamente.
- $\alpha$  Es el coeficiente de dilatación lineal.
- $\theta1$  y  $\theta2$  Son la temperatura inicial y final respectivamente.
- $E$  Es el módulo de elasticidad.
- $t1$  y  $t2$  Tensiones en el punto de amarre.

Para el caso de este libro no se demostrará esta ecuación solo se da la ecuación final en función de los parámetros (vano  $a$  en metros, en el peso del conductor  $w$  en (Kg/m\*mm<sup>2</sup>), y de la tensión en (Kg/mm<sup>2</sup>))

$$t2^3 + \left( \alpha * E * (\theta1 - \theta2) - t1 + \frac{a^2 * w^2 * E}{24 * t1^2} \right) * t2^2 = \frac{a^2 * w^2 * E}{24} \quad (2)$$

Para simplificar más esta ecuación (2) la podemos expresar de la siguiente manera:

$$t2^2 + A * t2^2 = B \quad (3)$$

Siendo la ecuación (3) la ecuación de cambio de estado, y teniendo en cuenta lo siguiente:

$$A = \alpha * E * (\theta1 - \theta2) - t1 + \frac{a^2 * w^2 * E}{24 * t1^2} \left[ \frac{kg}{mm^2} \right] \quad (4)$$

$$B = \frac{a^2 * w^2 * E}{24} \left[ \frac{kg}{mm^2} \right]^3 \quad (5)$$

Las anteriores ecuaciones están para vanos desnivelados o terreno plano.

**2.4.3 Ecuación de cambio de estado para vanos desnivelados.** Es muy común que en Colombia se presente este tipo de problemas, terrenos quebrados o de topografía irregular, en un trazado de redes de transmisión y distribución eléctrica, puesto que es un país que tiene tres cordilleras que atraviesan gran parte del territorio nacional.

En la foto 4 se puede observar un ejemplo de este tipo de topografías o terrenos quebrados.

#### Fotografía 4. Topografías irregulares o terrenos quebrados.



Es por eso que para el cálculo de una línea de transmisión y distribución, en estos terrenos irregulares, no se puede utilizar la misma ecuación de cambio de estado ya que esta se desarrolló pensando en un terreno llano, pero si se puede partir de la misma forma que se partió para demostrarla en terreno plano o con vanos nivelados, para encontrar una solución cuando el terreno sea irregular o si son vanos desnivelados.

Luego la anterior ecuación de cambio de estado para vanos nivelados se corrige para vanos desnivelados, quedando una ecuación de cambio de estado en función de dichos desniveles, y se parte de la misma ecuación (1):

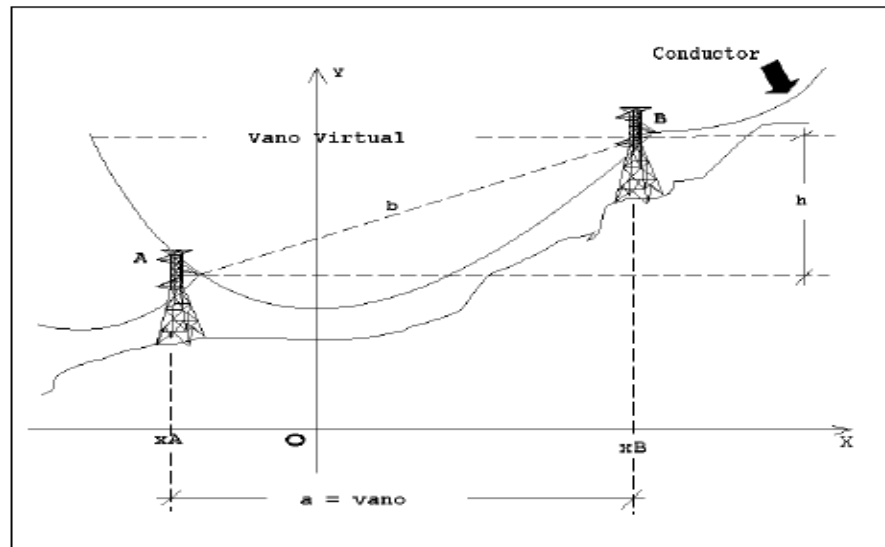
$$L2 - L1 = L1 * \alpha * (\theta2 - \theta1) + L1 * \frac{t2 - t1}{E} \quad (1)$$

Después de hacer este análisis podemos verificar las hipótesis de diseño con esta ecuación, y siempre se debe diseñar para la **condición más desfavorable**, es decir, donde la tensión sea la máxima en los puntos de amarre.

**2.4.3.1 Análisis para vanos desnivelados.** En los casos de apoyos situados con una considerable diferencia vertical en un vano sucede que el alargamiento o acortamiento del conductor después del tendido debido a sobrecargas por viento o a variaciones de la temperatura ambiente no conserva el parámetro **ar** (vano ficticio medido horizontalmente desde el apoyo superior y la intercepción con la curva del conductor con la línea horizontal ) que está en la ecuación de la catenaria del conductor, esto es debido a que es posible considerar la curva que adopta el conductor en un vano desnivelado como la misma que adoptaría el conductor en una vano nivelado mayor al vano anterior.

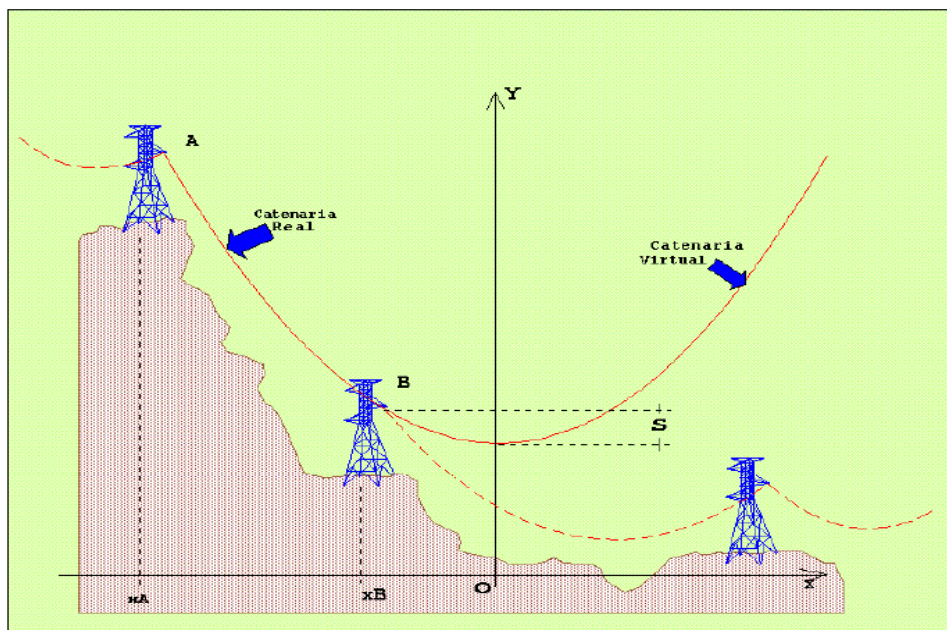
Como un vano desnivelado simplemente impone a la línea a tener que pasar por los puntos en que están los apoyos y ninguna catenaria que conserve el parámetro **ar** cumple con esto ante cambios de longitud del conductor entonces las aproximaciones hechas para la deducción de la ecuación de cambio de estado dejan de ser válidas ya que simplemente por la figura 27 se ve que la parte más baja del conductor quedara situada a una distancia horizontal más cerca del apoyo inferior que del superior y que al tensionar la flecha disminuirá, el parámetro **ar** aumentará y se llegará a que el punto más bajo de la curva será el amarre del conductor en el apoyo inferior, caso en donde el parámetro **ar** será el doble de la distancia horizontal entre apoyos (vano físico). Para tensiones todavía mayores la línea comenzara a tensionar la torre inferior hacia arriba trasladando estos esfuerzos verticales a las superior y por tanto se deduce que la torre inferior tendrá un vano peso negativo (figura 28) y la superior un vano peso no solo positivo sino también mayor que la separación horizontal entre apoyo o vano físico.

**Figura 27. Vanos desnivelados**



Fuente: Ing. Bautista Ríos Juan. Líneas de transmisión de potencia Volumen 1 Aspectos mecánicos y conductores pre edición 2001. Universidad Nacional de ingeniería Lima-Perú. P. 34

**Figura 28. Vano peso negativo.**



Fuente: Ing. Bautista Ríos Juan. Líneas de transmisión de potencia Volumen 1 Aspectos mecánicos y conductores pre edición 2001. Universidad Nacional de ingeniería Lima-Perú. P. 34

En este libro se usará un algoritmo programado en matlab para probar en cada tramo cuál de las hipótesis es la dominante, cual es la flecha máxima y por tanto la distancia mínima el terreno y para elaborar las curvas y tablas de tendido para la construcción del proyecto.

En la consulta de algunos textos de cálculo mecánico hay sin embargo una deducción de la ecuación del cambio de estado para vanos desnivelados de la cual los vanos nivelados son una particularidad y la usamos para comprobar los resultados obtenidos con el programa.

El algoritmo consiste en tres pasos:

En el primer paso el programa calcula los parámetros **H**, **h** y **ar** para la hipótesis A, esto lo hace con pasos iterativos teniendo en cuenta lo dicho anteriormente acerca de cómo varia la tensión en función del aumento o disminución de los parámetros **h** Y **ar**.

En el segundo paso calcula los mismos parámetros para la hipótesis C, de la misma forma anterior.

En el tercer paso se calcula el factor de seguridad en A al pasar de la hipótesis C a la hipótesis A, si este factor de seguridad es menor a 2.5 entonces la hipótesis dominante es el A, si no entonces es la C, esto la hace iterativamente comparando el incremento de longitud de dos catenarias distintas con sus respectivos valores de variación de tensión y temperatura haciendo cumplir la ecuación que relaciona estas tres variables y que es usada para la deducción de la ecuación de cambio de estado.

Por ultimo pasa desde la hipótesis dominante que se dedujo anteriormente tanto a la hipótesis D como a las hipótesis necesarias para la elaboración de las tablas y

graficas de tendido, utilizando las mismas iteraciones, las cuales son curvas con factor de sobrecarga por viento igual a 0 y temperaturas en intervalos de 5 grados centígrados comenzando en 10°C y terminado en 40°C y se utilizan para el correcto templado y verificación de flechas el día de la construcción en cada uno de los vanos.

En el libro de líneas eléctricas de Luis maría checa se presenta un método alternativo para el estudio de los vanos desnivelados en el cual se deducen expresiones para hallar los parámetros  $H$ ,  $h$ ,  $f$ ,  $T_v$  dada la topografía del vano individual y lo hace también por medio de un método iterativo en el cual supone una tensión en el vértice, halla el parámetro  $h$ , luego encuentra los valores de las abscisas correspondientes a las dos puntos de amarre del conductor en las torres considerando que la abscisa del punto más bajo en el cable es cero; luego con una aproximación en la ecuación de cambio de estado en la que desprecia el termino de cambio de longitud debido al cambio de esfuerzos y solo tiene en cuenta los cambios de temperatura y los cambios del peso aparente del conductor por efecto del viento,

Encuentra los nuevos parámetros  $h$ ,  $H$ ,  $t_v$ ,  $f$  y abscisas de los puntos de amarre para otra condición de operación con la misma consideración anterior.

Para resolver el problema de esta forma, en el primer paso hay fórmulas que relacionan la tensión en el vértice con los parámetros de las abscisas en los dos extremos, con estas, las respectivas tensiones en los puntos de amarre, luego con una verificación de cumplimiento del factor de seguridad después de la posible aplicación de varias veces este algoritmo y con la aplicación de la ecuación de cambio de estado simplificada encuentra la longitud del conductor en la hipótesis dos, valor con el cual por medio de otra fórmula se puede hallar el parámetro  $h$  y con este se repite el procedimiento con la primera expresión para encontrar los

nuevas abscisas, la nueva flecha, y las nuevas tensiones en cada extremo para la hipótesis 2.

Las formulas son las siguientes:

$$\frac{tv}{w * m} = h$$

*tv es la tension en el vertice por unidad de area (kg/mm2)*

*w es el peso aparente del conductor por unidad de longitud y area ( $\frac{kg}{m * mm^2}$ )*

*h es el parametro de la catenaria (m)*

$$\tanh^{-1} \frac{\cosh \frac{a}{h} - 1}{\sinh \frac{a}{h}} = e$$

*a es el vano fisico (m)*

*e es un parametro utilizado en formulas posteriores*

$$\sinh\left(e + \frac{Xi}{h}\right) = \frac{\frac{d}{h}}{\sqrt{\left(\sinh \frac{a}{h}\right)^2 - \left(\cosh \frac{a}{h} - 1\right)^2}}$$

*d es el desnivel en metros del vano fisico (m)*

*Xi es la absisa correspondiente al punto mas bajo del vano (m)*

De donde:

$$Xi = h * \left( \sinh^{-1} \left( \frac{\frac{d}{h}}{\sqrt{\left(\sinh \frac{a}{h}\right)^2 - \left(\cosh \frac{a}{h} - 1\right)^2}} \right) - e \right)$$

$$Xs = a + Xi$$

$X_s$  es la abscisa correspondiente al punto mas alto del vano (m)

$$t_s = t_v * \cosh \frac{X_s}{h}$$

$t_s$  es la tension por unidad de area en el punto mas alto del vano (kg/mm<sup>2</sup>)

$$f_s = \frac{t_r}{t_s}$$

$f_s$  es el factor de seguridad

$$L = h * \left( \sinh \frac{a + X_i}{h} - \sinh \frac{X_i}{h} \right)$$

$L$  es la longitud en la hipotesis 1 (la condicion mas desfavorable) (m)

$$\Delta L = \alpha * L * (\theta_2 - \theta_1)$$

$\Delta L$  es el cambio de longitud por variacion de la temperatura (m)

$$L_2 = L + \Delta L$$

$L_2$  es la longitud en la hipotesis 2 (m)

$$z = \sqrt{6 * \left( \frac{\sqrt{L_2^2 - d^2}}{a} - 1 \right)}$$

$z$  es un parametro utilizado en formulas posteriores

$$h = \frac{2 * z}{a}$$

$h$  es el parametro de la catenaria (m)

$$X_m = \frac{X_s - X_l}{2}$$

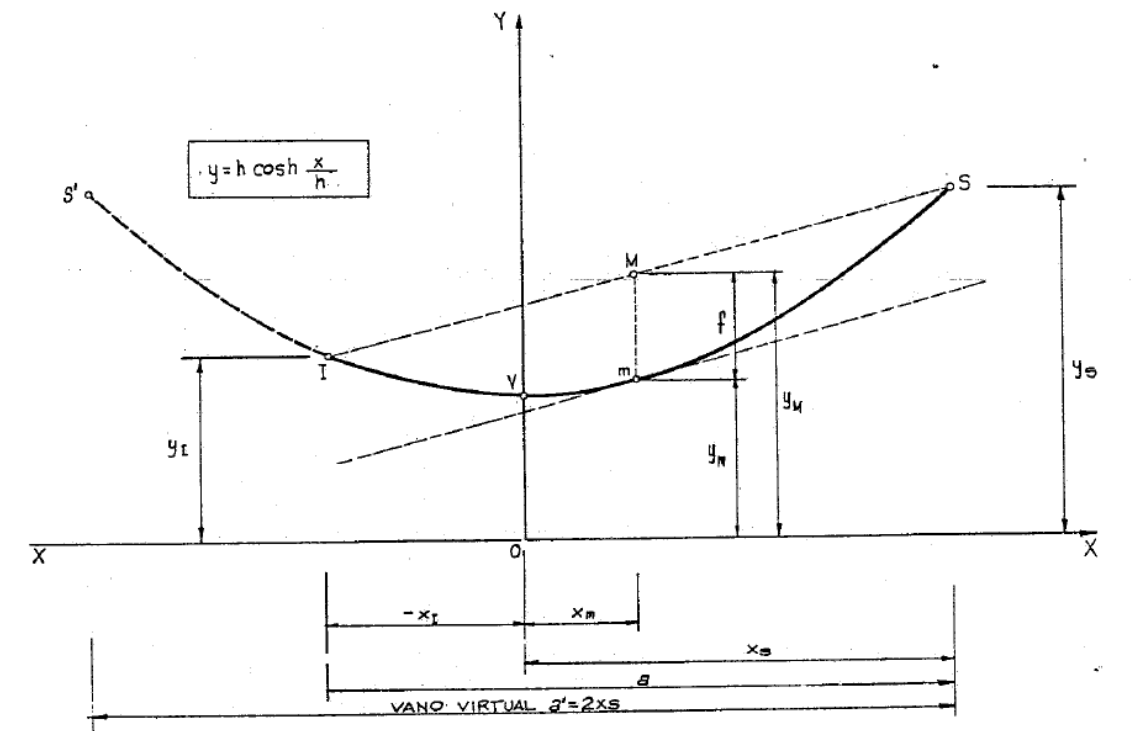
$X_m$  es la abscisa del punto donde esta la flecha (m)

$$f = h * \left( \cosh \frac{X_m}{h} \right) * \left( \left( \cosh \frac{a}{2 * h} \right) - 1 \right)$$

$f$  es la flecha del conductor (m)

Para una mejor comprensión de las anteriores ecuaciones, en la siguiente figura se observa el significado de algunos de los símbolos utilizados.

**Figura 29. Catenaria.**



Fuente: Ing. Checa Luis María. Líneas de transporte de energía. Pag 380.Tercera edición. marcombo BOIXAREU EDITORES.

El código o programa para los anteriores cálculos para redes de media y baja tensión se encuentran en el anexo.

## 2.5 MATRIZ DE CÁLCULO

Con la matriz de cálculo se dejan los datos eléctricos que corresponden a los análisis de la red eléctrica de baja tensión, estos cálculos se realizan para cada transformador que se presente en el proyecto de distribución.

Para tener una matriz de cálculo completa, se siguen las siguientes fórmulas:

**2.5.1 Cálculo de la demanda por usuario.** Es la potencia máxima que consume un usuario el cual depende del área de las casas, y del aparato de mayor potencia que se presente en cada vivienda.

$$D_{max_{usuario}} = (s_M + (32 * Area * 0.5)) \text{ [KVA]}$$

**2.5.2 Cálculo del momento eléctrico.**

$$M = D_{max} * l \text{ [KVA - m]}$$

**2.5.3 Demanda eléctrica por alumbrado público.**

$$D_{alumbrado\ publico} = \frac{(0.07 + 0.011) * N}{0.9} \text{ [KVA]}$$

Donde N depende del número de farolas de alumbrado público, la potencia para estas farolas es suministrada por el transformador y las pérdidas eléctricas máximas de cada farola son de 11 W según especificaciones del catálogo.

**2.5.4 Demanda máxima total.**

$$D_{max} = \left( \frac{\sum D_{max\ por\ usuario}}{F_{div}} \right) + D_{alumbrado\ publico} \text{ [KVA]}$$

Es la suma de la demanda de alumbrado público y la relación entre las sumas de las demandas máximas individuales con el factor de diversidad.

**2.5.5 Pérdidas de potencia.** Para las pérdidas de potencia en la red de baja tensión deben ser menores al 5.5%. Se tienen las pérdidas de potencia parciales y las acumuladas las cuales se dan en por ciento.

**2.5.5.1 Pérdidas de potencia parciales.** Estas pérdidas de potencia son las pérdidas por tramo se calculan con la siguiente expresión:

$$P_p \% = \frac{r * 10^{-3} * l * i^2}{D_{tramo} * 10^3 * f.p} * 100$$

Dónde:

$P_p \%$  Es la pérdida de potencia por tramo.

$r$  Es la resistencia del conductor a 50 °C y a 60 Hz dada en  $\Omega/\text{Km}$ .

$l$  Es la longitud del tramo en metros.

$i$  Es la corriente por tramo.

$D_{tramo}$  Es la demanda máxima en KVA del tramo.

$f.p$  Es el factor de potencia.

**2.5.5.2 Pérdidas de potencia acumuladas.** Las pérdidas de potencia acumulada es la suma de todas las pérdidas de potencia parciales de cada tramo de un circuito.

$$P_{p acumulada} \% = \sum P_{pi} \%$$

**2.5.6 Pérdidas de energía.** Las pérdidas de energía de la red debe ser menor a 2.7%. Las pérdidas de energía son las parciales o por tramo y la acumuladas.

**2.5.6.1 Pérdidas de energía parciales.** Es la perdida de energía parcial o por tramo y se calcula de la siguiente manera:

$$P_e \% = \frac{P_p \% * C_{uRMS}^2}{C_{uAVE}}$$

Donde los valores  $C_{uRMS}^2$  y  $C_{uAVE}$  se toman de las curvas de demanda diaria de la norma de la ESSA para este libro la demanda será la del estrato 1.

$$C_{uRMS}^2 = 0.5469$$

$$C_{uAVE} = 0.5079$$

**2.5.6.2 Pérdidas de energía acumulables.** Es la sumatoria de las energías por tramo.

$$P_{pacum} \% = \sum P_e \%$$

## 2.6 DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD.

- **Distancia mínima al terreno.** Es la distancia mínima que debe tener una línea con el terreno. Esta distancia está dada por la siguiente ecuación:

$$D_{mt} = 5.3 + \frac{V_L}{150} \quad [m]$$

Dónde: La  $V_L$  es la tensión de línea y se da en kilovoltios.

- **Distancia mínima de aislamiento.** Es la distancia mínima de aislamiento entre los conductores eléctricos y cualquier accesorio de las estructuras metálicas cercanas, en condiciones más desfavorables.

$$D_a = 0.1 + \frac{V_L}{150} \quad [m]$$

Dónde: La  $V_L$  es la tensión de línea y se da en kilovoltios.

- **Distancia entre conductores eléctricos.** Es la distancia que deben tener los conductores cuando tienen una disposición horizontal para que no se intercepten estas líneas y así no se presente un cortocircuito. La distancia entre conductores está en función de la flecha máxima, la cadena de aisladores, y un factor por ángulo de inclinación y se tiene la siguiente formula.

$$D_c = k * \sqrt{f + \lambda} + \frac{V_L}{150} \quad [m]$$

Dónde:

$D_c$  Es la distancia entre conductores.

$f$  Es la flecha máxima que alcanza el conductor eléctrico.

$V_L$  Es la tensión en kilovoltios

$\lambda$  Es la longitud de la cadena de aisladores (cuando no la hay se considera cero)

$k$  Factor de ángulo de inclinación y viene determinado por la siguiente tabla:

**Tabla 5. Ángulos de inclinación para distancia entre conductores.**

Ángulo de inclinación.	$V_L > 30 \text{ kV}$	$V_L \leq 30 \text{ kV}$
ángulos $> 65^\circ$	$k = 0.7$	$k = 0.65$
$65^\circ \geq$ ángulos $\geq 45^\circ$	$k = 0.65$	$k = 0.60$
ángulos $< 45^\circ$	$k = 0.60$	$k = 0.55$

- **Distancias mínima vertical entre cruces de líneas eléctricas.** En la intercesión de las líneas eléctricas siempre el conductor de mayor tensión está por arriba del conductor con menor tensión, pero si las líneas tienen igual tensión entonces la línea nueva deberá estar arriba de la línea antigua. Este cálculo para el cruce de estas líneas se debe hacer para la condición más desfavorable y se calcula con la siguiente formula.

$$d_v = 1.5 + \frac{V_{Lsup} + l_1 + l_2}{100} \quad [m]$$

Dónde:

$V_{Lsup}$  Es la tensión del conductor en la parte superior.

$l_1$  Es la longitud en metros entre punto de cruce.

$l_2$  Es la longitud en metros entre punto de cruce y el apoyo más próximo a la línea inferior.

- **Ancho de servidumbre a cada lado de la línea eléctrica.** Es la distancia que debe haber a cada lado de la línea o red eléctrica, y debe cumplir con la siguiente ecuación:

$$d_s = 1.50 + \frac{V_L}{150} \quad [m]$$

Dónde:

$d_s$  Es la distancia de servidumbre.

$V_L$  Es la tensión en kilovoltios.

## **2.7 TENSIONADO DE LOS CONDUCTORES.**

Para tensionar los conductores eléctricos se siguen las recomendaciones de la norma ICEL, la cual aconseja que el tensionado de los conductores no se debe ejecutar cuando se presenten condiciones ambientales desfavorables es decir visibilidad y vientos, pues estos no garantizan las flechas y las tensiones apropiadas.

Los conductores eléctricos no se deben pretensionar, y el tensionado se hace de acuerdo a las tablas de tendido el cual proporciona la información de las tensiones y las flechas en función de la temperatura a intervalos de cinco grados Celsius desde 10°C hasta 40°C según donde sea la zona del proyecto.

### **3. MEMORIAS DEL CÁLCULO DE LAS REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN DE LA VEREDA EL GUAIMARAL**

#### **3.1 TRAZADO DEL PERFIL TOPOGRÁFICO.**

El recorrido de las líneas, de media tensión y las de baja tensión, fue el más óptimo posible debido a que la topografía de la vereda el Guaimaral es irregular. Los factores que se tienen en cuenta en el trazado de estas redes fueron los siguientes:

- El impacto ambiental sea el mínimo posible, para que no se afecte la flora y la fauna de la región.
- Los cultivos de los habitantes no se afecten por el trazado de las líneas, esto para tener una zona adecuada de servidumbre para estas redes.
- El trazado de la línea presente la menor longitud posible de los conductores eléctricos.
- La regulación de tensión al usuario más alejado del transformador este dentro de los límites que establece la norma de la ESSA, para que los usuarios tengan un servicio de energía eléctrica con calidad.
- Ubicación de las estructuras, los conductores y los transformadores, de manera que la empresa Electrificadora de Santander, puedan realizar un mantenimiento con más facilidad, y con buen acceso a estos elementos.

#### **3.2 CONDICIONES AMBIENTALES DE DISEÑO DE LA RED DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN.**

Las condiciones ambientales para este diseño fueron proporcionados por los habitantes de la vereda a los cuales se les hizo una pequeña encuesta, todo esto

debido a que el IDEAM (Instituto de hidrología, Meteorología, y estudios ambientales) no cuentan con los aparatos de medición del clima en la zona donde está ubicada la vereda el Guaimaral. Las condiciones para el diseño se hacen tomando las condiciones más desfavorables y lo recomendado por las normas de la Empresa Electrificadora de Santander.

**Tabla 6. Condiciones ambientales de diseño de las redes de media y baja tensión.**

<b>Hipótesis A. (Máxima velocidad del viento).</b>	<b>Hipótesis C. (Condición diaria).</b>	<b>Hipótesis D. (Máxima temperatura).</b>
$V_{max} = 80 \left[ \frac{km}{h} \right]$ $\theta = 10^{\circ}C$ $fs = 2.5$	$V_d = 30 \left[ \frac{km}{h} \right]$ $\theta = 25^{\circ}C$ $fs = 5$	$V_{caliente} = 0 \left[ \frac{km}{h} \right]$ $\theta = 60^{\circ}C$

### 3.3 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LAS ESTRUCTURAS.

En la tabla 7 se georeferencia los puntos de ubicación de los apoyos que se proyectan construir.

**Tabla 7. Georeferencia de puntos de las estructuras proyectadas y existentes.**

<b>Norte [m]</b>	<b>Este [m]</b>	<b>Altura [m]</b>	<b>Latitud</b>	<b>Longitud</b>	<b>Referencia de la ubicación.</b>
1260740,015	1095394,116	1246,061	6,95321	73,214275	Estructura existente
1260701,496	1095395,740	1240,553	6,95286516	73,2142605	Arranque506
1260611,34	1095218,26	1151,896	6,95205806	73,2158494	Estructura 21
1260605,991	1095082,226	1085,924	6,95201016	73,2170672	Estructura 4
1260513,282	1095025,215	1068,066	6,95118019	73,2175776	Estructura 5
1260327,865	1094796,248	892,531	6,94952025	73,2196274	Estructura 9

Norte [m]	Este [m]	Altura [m]	Latitud	Longitud	Referencia de la ubicación.
1260298,192	1094906,399	877,614	6,9492546	73,2186413	Estructura 10
1260278,712	1094798,975	871,941	6,94908021	73,219603	Estructura 11
1260257.453	1094827,590	864,074	6,94888989	73,2193468	Estructura 12
1260064,873	1094738,813	774,76	6,94716583	73,2201416	Estructura 13
1260102,757	1094884,966	786,642	6,94750498	73,2188331	Estructura 14
1260032,250	1094763,419	772,56	6,94687377	73,2199213	Estructura 15
1259821,551	1094831,635	683,633	6,9449875	73,2193106	Estructura 20

### 3.4 CÁLCULO MECÁNICO DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN.

La red de media tensión a construir se deriva de una red existente muy cerca de las viviendas beneficiadas por el proyecto. En la foto 5 están las estructuras con las líneas existentes.

**Fotografía 5. Línea de media tensión existente.**



Las red de media tensión existente es del **circuito 32 502** de Empresa Electrificadora de Santander, la red de media tensión existente está apoyada en dos torrecillas 506 identificada con el numero **33 18729** de inventario de la ESSA y con seis templetes directos a tierra y un templete torre a torre, y de esta red se deriva para alimentar los dos transformadores monofásicos requeridos para el proyecto.

El calibre mínimo del conductor requerido para la red de media tensión en la zona rural dado por norma de la Empresa electrificadora de Santander es el numero **#2 AWG ACSR**.

Como se puede observar en la foto 6, es la red existente con las torrecillas que se mencionan anteriormente.

**Fotografía 6. Torrecillas y red de media tensión existente.**



En la tabla 8 se encuentran las características del **conductor #2 AWG ACSR** desnudo.

**Tabla 8. Características del conductor #2 AWG ACSR.**

<b>Numero de hilos de aluminio.</b>	6
<b>Numero de hilos de acero.</b>	1
<b>Diámetro de un hilo de aluminio.</b>	2.6721 [mm]
<b>Diámetro de un hilo de acero.</b>	2.6721 [mm]
<b>Diámetro nominal del conductor.</b>	8.026 [mm]
<b>Área total del conductor.</b>	39.226 [mm <sup>2</sup> ]
<b>Tensión de ruptura del conductor.</b>	1265.5 [Kg]
<b>Peso por unidad de longitud del conductor.</b>	135.9 [Kg/Km]
<b>Módulo de elasticidad del aluminio.</b>	6300 [Kg/mm <sup>2</sup> ]
<b>Módulo de elasticidad del acero.</b>	21000 [Kg/mm <sup>2</sup> ]
<b>Coefficiente de dilatación del aluminio.</b>	2.3 * 10 <sup>-5</sup> [1/°C]
<b>Coefficiente de dilatación del acero.</b>	1.15 * 10 <sup>-5</sup> [1/°C]

Para el cálculo mecánico de la red de media tensión se desarrolló un programa que realiza las iteraciones necesarias, en este programa se utiliza la ecuación de cambio para vanos desnivelados y se hace el análisis de las hipótesis dominantes descrito en el marco teórico, para este tipo de vanos.

### **3.4.1 Datos de las iteraciones y la hipótesis dominante.**

**3.4.1.1 Cálculo tipo hipótesis dominante.** A manera de ilustración se desarrolla el proceso de revisión de la hipótesis dominante para el tramo 1 así como el cálculo de las tensiones y flechas para la hipótesis dominante.

Se supone que la hipótesis dominante es la A.

Luego la tensión es:

$$t_{sA} = \frac{Tr}{2.5 * A} = \frac{1265.5}{2.5 * 39.226} = 12.9047 \text{ kg/mm}^2$$

Como tenemos un vano desnivelado suponemos una tensión en el vértice de 450 kg

$$h = \frac{t_v}{w * m_A} = \frac{450}{0.1359 * 1.876} = 1765.06 \text{ m}$$

$$\tanh^{-1} \frac{\cosh \frac{202.6}{1765} - 1}{\sinh \frac{202.6}{1765}} = e = 0.05739$$

$$Xi = 1765 * \left( \sinh^{-1} \left( \frac{\frac{85.5}{1765}}{\sqrt{(\sinh \frac{202.6}{1765})^2 - (\cosh \frac{202.6}{1765} - 1)^2}} \right) - 0.05739 \right) = 622.68 \text{ m}$$

$$Xs = 202.6 + 622.68 = 825.279 \text{ m}$$

$$ts = tv * \cosh \frac{Xs}{h} = \frac{450}{39.226} * \cosh \frac{825.279}{1765} = 12.749 \text{ kg/mm}^2$$

Como da menor a 12.9047 que es la tensión en el vértice para la hipótesis A suponemos un nuevo valor para la tensión en el vértice asumiendo linealidad y aplicamos el mismo procedimiento.

$$t_v = 450 * \frac{12.9047}{12.749} = 455.32 \text{ kg}$$

$$h = \frac{t_v}{w * m_A} = \frac{455.32}{0.1359 * 1.876} = 1785.96 \text{ m}$$

$$\tanh^{-1} \frac{\cosh \frac{202.6}{1785.96} - 1}{\sinh \frac{202.6}{1785.96}} = e = 0.0567$$

$$Xi = 1785.96 * \left( \sinh^{-1} \left( \frac{\frac{85.5}{1785.96}}{\sqrt{\left(\sinh \frac{202.6}{1785.96}\right)^2 - \left(\cosh \frac{202.6}{1785.96} - 1\right)^2}} \right) - 0.0567 \right)$$

$$= 631.3$$

$$Xs = 202.6 + 631.3 = 833.9m$$

$$ts = tv * \cosh \frac{Xs}{h} = \frac{455.32}{39.226} * \cosh \frac{833.9}{1785.96} = 12.9 \text{ kg/mm}^2$$

$$L = h * \left( \sinh \frac{a + Xi}{h} - \sinh \frac{Xi}{h} \right) = 1785.96 * \left( \sinh \frac{202.6 + 631.3}{1785.96} - \sinh \frac{631.3}{1785.96} \right)$$

$$= 220$$

El aumento de longitud para el cambio de condiciones (hipótesis A - hipótesis C) es:

$$\Delta L = \alpha * L * (\theta_2 - \theta_1) = (25 - 10) * 220 * 1.889 * 10^{(-5)} = 0.06233m$$

$$L_2 = L + \Delta L = 220 + 0.0623 = 220.0623$$

$$z = \sqrt{6 * \left( \frac{\sqrt{L_2^2 - d^2}}{a} - 1 \right)} = \sqrt{6 * \left( \frac{\sqrt{220.0623^2 - 85.5^2}}{202.6} - 1 \right)} = 0.07171$$

$$h = \frac{a}{2 * z} = \frac{202.6}{2 * 0.07171} = 1412.46m$$

$$tv = h * m_c * w = 1412.46 * 1.0246 * \frac{0.1359}{39.226} = 5.01 \text{ kg/mm}^2$$

$$\tanh^{-1} \frac{\cosh \frac{202.6}{1412.46} - 1}{\sinh \frac{202.6}{1412.46}} = e = 0.07171$$

$$X_i = 1412.46 * \left( \sinh^{-1} \left( \frac{\frac{85.5}{1412.46}}{\sqrt{\left( \sinh \frac{202.6}{1412.46} \right)^2 - \left( \cosh \frac{202.6}{1412.46} - 1 \right)^2}} \right) - 0.0717 \right)$$

$$= 477.9$$

$$X_s = 202.6 + 477.9 = 680.5m$$

$$t_s = t_v * \cosh \frac{X_s}{h} = 5.01 * \cosh \frac{680.5}{1412.46} = 5.60 \text{ kg/mm}^2$$

$$t_{sc} = \frac{Tr}{5 * A} = \frac{1265.5}{5 * 39.226} = 6.4523 \text{ kg/mm}^2$$

Según este análisis la hipótesis dominante es la A pero si ahora calculamos el cambio de longitud debido al cambio de esfuerzos se tiene:

$$\Delta L = \frac{L}{E} (t_2 - t_1) = \frac{220}{8400} * (5.6 - 12.9) = 0.1738m$$

Este método es una alternativa que presenta el libro de Luis maría checa para la solución de vanos desnivelados grandes y como simplificación desprecia el cambio de longitud debido al cambio de esfuerzos.

Después de la solución del caso anterior con este método se concluye que la variación de la longitud debido al cambio de esfuerzos es mucho mayor a la variación de la longitud debido al cambio de temperatura, presentando resultados de 0.17m y 0.06m respectivamente, por lo cual no se puede despreciar la variación de longitud debido al cambio de esfuerzos.

Como alternativa de solución se supone un cambio de longitud diferente, se resuelve y se compara lo supuesto y lo calculado a partir de los resultados.

Como la variación de la tensión es negativa y por tanto el cambio de longitud debido a esta diferencia también es negativa lo solución real corresponde a una longitud menor. Por tanto se supone:

$$\Delta L = 0m$$

$$L_2 = L + \Delta L = 220m$$

$$z = \sqrt{6 * \left( \frac{\sqrt{L_2^2 - d^2}}{a} - 1 \right)} = \sqrt{6 * \left( \frac{\sqrt{220^2 - 85.5^2}}{202.6} - 1 \right)} = 0.05604$$

$$h = \frac{a}{2 * z} = \frac{202.6}{2 * 0.05604} = 1807.63m$$

$$t_v = h * m_c * w = 1807.63 * 1.0246 * \frac{0.1359}{39.226} = 6.416 \text{ kg/mm}^2$$

$$\tanh^{-1} \frac{\cosh \frac{202.6}{1807.63} - 1}{\sinh \frac{202.6}{1807.63}} = e = 0.05604$$

$$Xi = 1807.63 * \left( \sinh^{-1} \left( \frac{\frac{85.5}{1807.63}}{\sqrt{\left( \sinh \frac{202.6}{1807.63} \right)^2 - \left( \cosh \frac{202.6}{1807.63} - 1 \right)^2}} \right) - 0.056 \right)$$

$$= 639.6$$

$$Xs = 202.6 + 639.6 = 842.2m$$

$$ts = tv * \cosh \frac{Xs}{h} = 6.416 * \cosh \frac{842.2}{1807.63} = 7.125 \text{ kg/mm}^2$$

$$t_{sc} = \frac{Tr}{5 * A} = \frac{1265.5}{5 * 39.226} = 6.4523 \text{ kg/mm}^2$$

$$\Delta Ltension = \frac{L}{E} (t_2 - t_1) = \frac{220}{8400} * (7.125 - 12.9) = -0.151$$

$$\Delta Ltemperatura = \alpha * L * (\theta_2 - \theta_1) = (25 - 10) * 220 * 1.889 * 10^{(-5)}$$

$$= 0.06233m$$

$$\Delta L_{total} = \Delta L_{tension} + \Delta L_{temperatura} = -0.08m$$

No se realizan más iteraciones puesto que los parámetros h, Xi, Xs y tv comienzan a converger a los valores anteriores.

Como el factor de seguridad es menor que 5 entonces la hipótesis dominante es la c, luego se calculan los parámetros h, Xs, Xi y tv.

Luego la tensión es:

$$t_{sc} = \frac{Tr}{5 * A} = \frac{1265.5}{5 * 39.226} = 6.452 \text{ kg/mm}^2$$

Como tenemos un vano desnivelado suponemos una tensión en el vértice de 200 kg

$$h = \frac{t_v}{w * m_c} = \frac{200}{0.1359 * 1.0246} = 1436.33 \text{ m}$$

$$\tanh^{-1} \frac{\cosh \frac{202.6}{1436.33} - 1}{\sinh \frac{202.6}{1436.33}} = e = 0.07052$$

$$Xi = 1436.33 * \left( \sinh^{-1} \left( \frac{\frac{85.5}{1436.33}}{\sqrt{(\sinh \frac{202.6}{1436.33})^2 - (\cosh \frac{202.6}{1436.33} - 1)^2}} \right) - 0.07052 \right)$$

$$= 487$$

$$Xs = 202.6 + 487 = 689.6m$$

$$ts = tv * \cosh \frac{Xs}{h} = \frac{200}{39.226} * \cosh \frac{689.6}{1436.33} = 5.697 \text{ kg/mm}^2$$

Como da menor a 6.4523 que es la tensión en el vértice para la hipótesis C suponemos un nuevo valor para la tensión en el vértice asumiendo linealidad y aplicamos el mismo procedimiento.

$$t_v = 200 * \frac{6.4523}{5.697} = 226.51 \text{ kg}$$

$$h = \frac{t_v}{w * m_c} = \frac{226.51}{0.1359 * 1.0264} = 1623.87 \text{ m}$$

$$\tanh^{-1} \frac{\cosh \frac{202.6}{1623.87} - 1}{\sinh \frac{202.6}{1623.87}} = e = 0.06238$$

$$Xi = 1623.87 * \left( \sinh^{-1} \left( \frac{\frac{85.5}{1623.87}}{\sqrt{(\sinh \frac{202.6}{1623.87})^2 - (\cosh \frac{202.6}{1623.87} - 1)^2}} \right) - 0.0623 \right)$$

$$= 564$$

$$X_s = 202.6 + 564 = 766.6 \text{ m}$$

$$t_s = t_v * \cosh \frac{X_s}{h} = \frac{226.51}{39.226} * \cosh \frac{766.6}{1623.87} = 6.429 \text{ kg/mm}^2$$

$$L = h * \left( \sinh \frac{a + X_i}{h} - \sinh \frac{X_i}{h} \right) = 1623.87 * \left( \sinh \frac{202.6 + 564}{1623.87} - \sinh \frac{564}{1623.87} \right)$$

$$= 220 \text{ m}$$

$$X_m = \frac{766.6 + 564}{2} = 665.3 \text{ m}$$

$$f = h * \left( \cosh \frac{X_m}{h} * \left( \cosh \frac{a}{2 * h} - 1 \right) \right)$$

$$f = 1623.87 * \left( \cosh \frac{665.3}{1623.87} * \left( \cosh \frac{202.6}{2 * 1623.87} - 1 \right) \right) = 3.4296 \text{ m}$$

En la tabla 9 se resume los datos de cada tramo de la red de media tensión para la hipótesis dominante de cada tramo.

**Tabla 9. Hipótesis dominante cada tramo de media tensión.**

<b>Tramo</b>	<b>De estructura 3 a 5</b>	<b>De estructura 5 a 13</b>
<b>Hipótesis dominante</b>	C	C
<b>Factor de seguridad</b>	5	5
<b>Tensión vertical superior [Kg]</b>	115.4522	154.3544
<b>Tensión horizontal superior [Kg]</b>	225.2340	200.5851
<b>Tensión vertical inferior [Kg]</b>	85.0866	69.3857
<b>Tensión horizontal inferior [Kg]</b>	225.2340	200.5851
<b>Longitud línea [m]</b>	450.332	610.2090

**3.4.1.1 Datos de las iteraciones para curvas en caliente.**

**Tabla 10. Condición en caliente de cada tramo de media tensión.**

<b>Tramo</b>	<b>De estructura 3 a 5</b>	<b>De estructura 5 a 13</b>
<b>Hipótesis</b>	D	D
<b>Factor de seguridad</b>	6.67	5.55
<b>Tensión vertical superior [Kg]</b>	89.3932	141.4595
<b>Tensión horizontal superior [Kg]</b>	167.6053	178.8334
<b>Tensión vertical inferior [Kg]</b>	59.7457	58.4604
<b>Tensión horizontal inferior [Kg]</b>	167.6053	178.8334
<b>Longitud línea [m]</b>	450.4252	610.737

**3.4.2 Tablas de tendido del conductor de media tensión.** Las tablas y curvas de tendido del conductor #2 AWG ACSR están por tramos, ya que el terreno es quebrado, y no se tiene un vano regulador como tal.

Con estas tablas y curvas se tiene una información de la tensión y la flecha en función de la temperatura para que el día del tendido del conductor se pueda templar la línea de manera que cumpla con los diseños hechos.

### 3.4.2.1 Tramo 1 de la red de media tensión (Estructura 3 a estructura 21).

Para este tramo de dos vanos desnivelados se calcula el vano regulador de la siguiente forma:

$$a_r = \sqrt[3]{\frac{\sum_1^n \frac{a_j^4}{c_j}}{n}}$$

Dónde:

$a_r$  es el vano regulador en metros

$a_j$  es un vano del tramo en metros

$c_j$  es la mínima distancia entre los puntos de amarre del conductor en cada vano

$n$  es el número de vanos en el tramo

Para este tramo se tiene el siguiente vano regulador:

$$a_r = \sqrt[3]{\frac{\frac{199.15^4}{217.72} + \frac{216.44^4}{231.808}}{2}} = 202.6 \text{ m}$$

**Tabla 11. Tensiones del tramo 1**

Temperatura °C	td [Kg]
10	296
15	282
20	265
25	252
30	238

Temperatura °C	td [Kg]
35	227
40	216

Para un vano de **199.15** metros.

**Tabla 12. Vano 1 flechas.**

Temperatura °C	Flecha [m]
10	3.9121
15	3.9534
20	3.9901
25	4.02738
30	4.06795
35	4.1021
40	4.14523

Para un vano de **216.44** metros.

**Tabla 13. Vano 2 flechas.**

Temperatura °C	Flecha [m]
10	4.6214
15	4.67
20	4.713
25	4.757
30	4.8054
35	4.8458
40	4.896

### **3.4.2.2 Tramo 2 de la red de media tensión (Estructura 5 a estructura 13).**

Para un vano de **532.07** metros.

**Tabla 14. Tramo 2 de tendido red de media.**

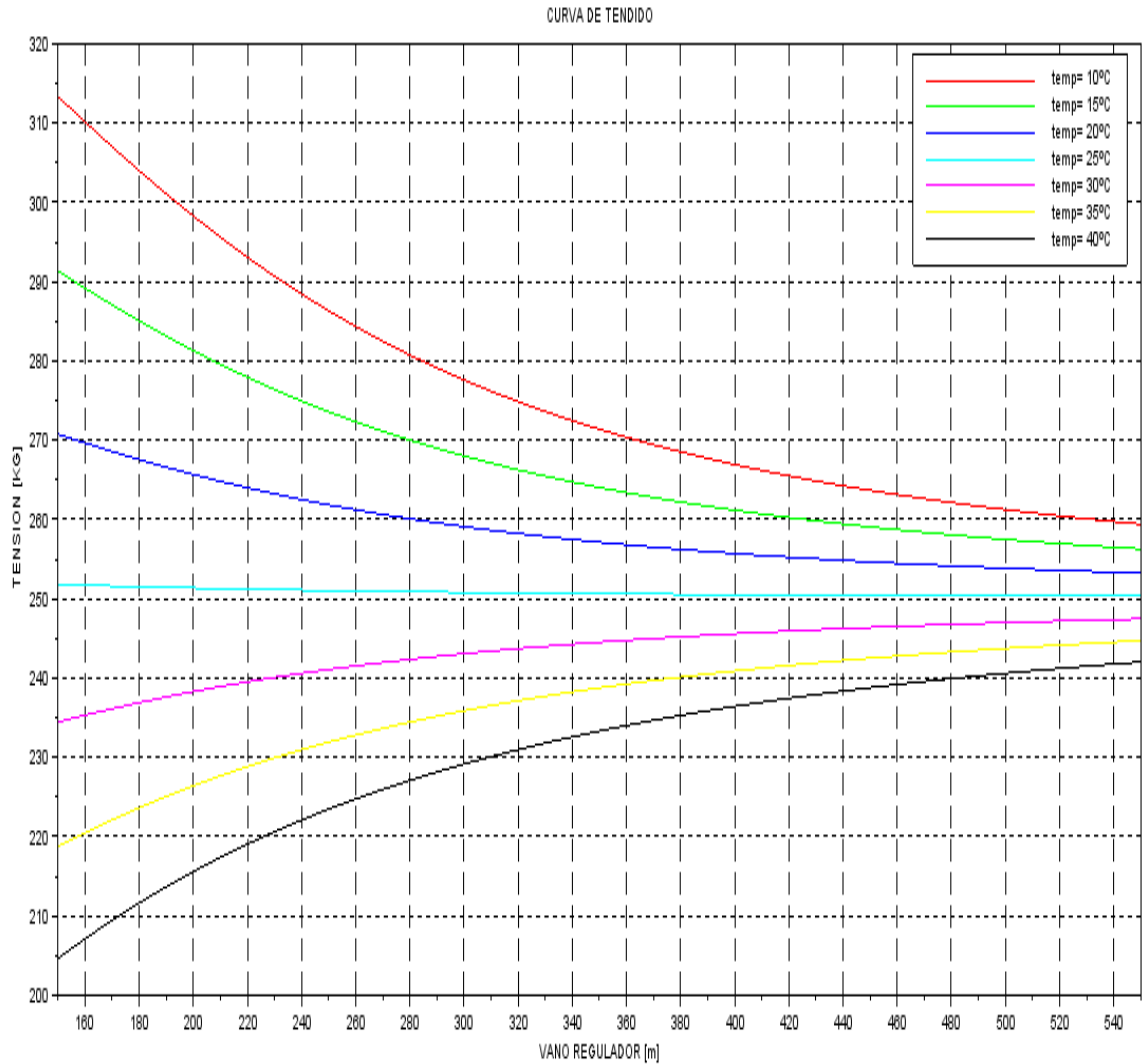
<b>Temperatura °C</b>	<b>td [Kg]</b>	<b>Flecha [m]</b>
<b>10</b>	247.6518	28.008
<b>15</b>	245.2520	28.3056
<b>20</b>	243.3656	28.5699
<b>25</b>	241.2776	28.8383
<b>30</b>	239.2251	29.1307
<b>35</b>	237.4297	29.3777
<b>40</b>	235.2233	29.6880

**3.4.3 Curvas de tendido del conductor #2 AWG ACSR de media tensión.**

**3.4.3.1 Curvas de tendido tensión en función del vano regulador.** En las siguientes curvas se representa la tensión en función del vano regulador y cada curva esta para distintas temperaturas entre 10° C y 40 ° C.

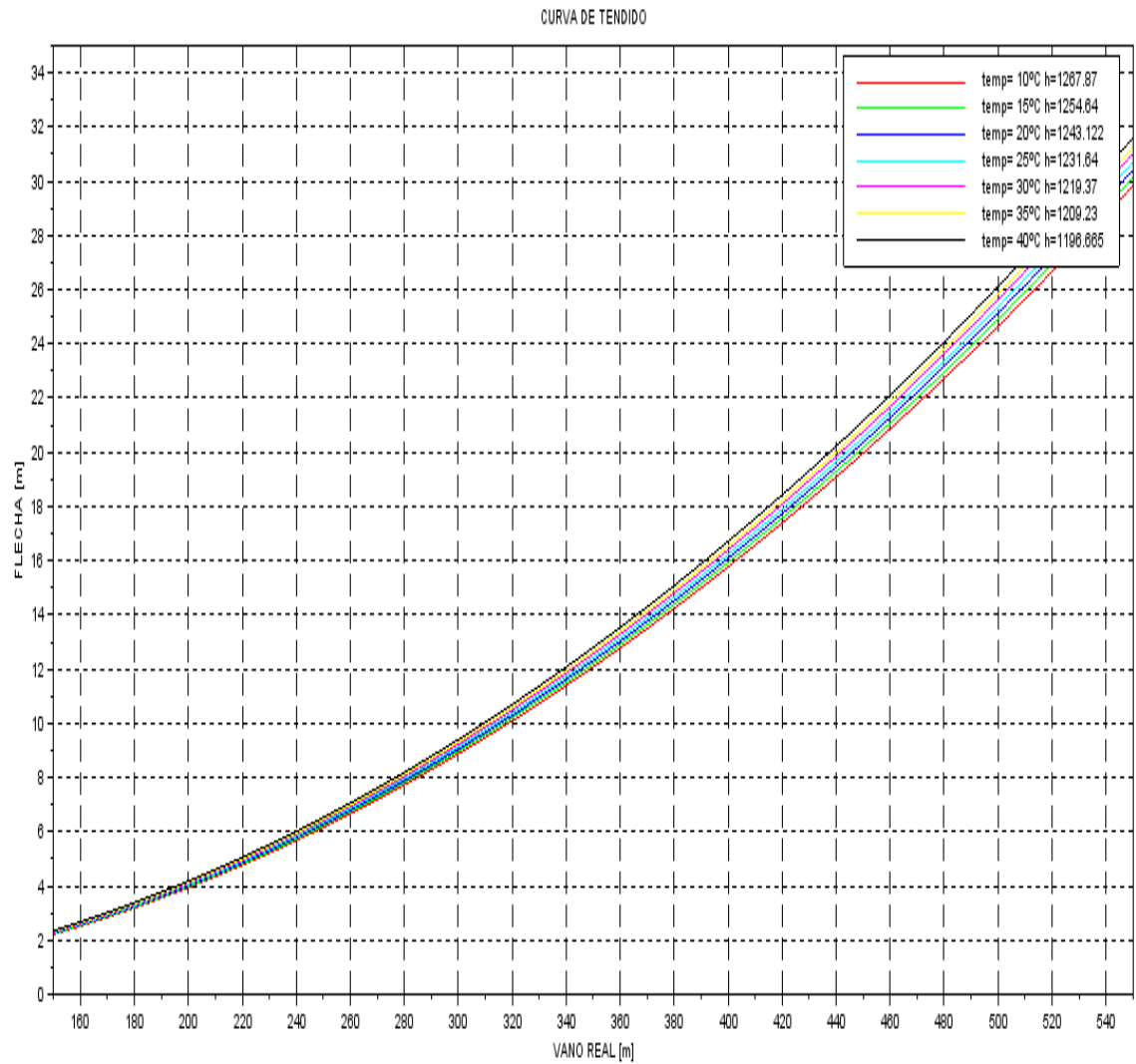
Estas curvas son para el tramo 1 de la red de media tensión.

**Figura 30. Tensión en función del vano regulador conductor #2 ACSR.**



**3.4.3.2 Curvas de tendido flecha en función del vano real.** En las siguientes curvas se representa la flecha en función del vano real y cada curva esta para distintas temperaturas entre 10° C y 40 ° C.

**Figura 31. Flecha en función del vano real de la red de media conductor #2  
ACSR.**



### 3.5 CÁLCULO DE REGULACIÓN DE TENSIÓN EN LA RED DE MEDIA TENSIÓN.

La regulación de tensión de la red de media tensión existente (**No 3318729 del circuito 32 502**) es de **2.54%** dato proporcionado por la Empresa Electrificadora de Santander.

Para la regulación de tensión de la red proyectada de media tensión, se aplica el modelo de una línea corta, el cálculo se hace con los siguientes parámetros correspondientes a una disposición horizontal monofásica con conductores #2 ACSR separados una distancia de 4 metros.

- $RMG = 1.27406 [mm]$  del conductor #2.
- $X_a = 0.359 [\frac{\Omega}{Km}]$  Reactancia por unidad de longitud.
- $D = 4 [m]$  Distancia entre conductores.
- $R = 1.012 [\frac{\Omega}{Km}]$  Resistencia a 50 ° C.

Con los anteriores parámetros se realiza el cálculo de la inductancia de la siguiente manera.

$$L = 2 * (10^{-7}) * \ln\left(\frac{D}{RMG}\right) \left[\frac{H}{m}\right]$$
$$L = 2 * (10^{-7}) * \ln\left(\frac{4}{1.27406 * (10^{-3})}\right) \left[\frac{H}{m}\right]$$
$$L = 1.61036 \left[\frac{\mu H}{m}\right]$$

Luego la reactancia total es:

$$X = 2 * \pi * f * L \left[\frac{\Omega}{Km}\right]$$

$$X = 2 * \pi * 60 * 1.61036 * (10^{-3}) \quad \left[ \frac{\Omega}{Km} \right]$$

$$X = 0.607 \quad \left[ \frac{\Omega}{Km} \right]$$

La constante generalizada para un factor de potencia de 0.9 es:

$$K_G = 100 * R * \cos(\theta) + 100 * X * \sin(\theta)$$

$$K_G = 100R * 0.9 + 100X * 0.43588 = 117.538$$

Para el tramo 1 con una distancia en la línea de media de 455.9 [m] la potencia es de 15KVA y se tiene una regulación de tensión es:

$$\delta\% = \frac{K_G * F_C * S * l}{V_L^2}$$

$$\delta\% = \frac{117.538 * 2 * 15 * 450}{13200^2}$$

$$\delta\% = 0.00922$$

Para el tramo 1 la regulación de tensión es del orden de milésimas.

Para el tramo 2 con una distancia en la línea de media es 610.737 [m] y la potencia es de 10KVA y se tiene una regulación de tensión es:

$$\delta\% = \frac{K_G * F_C * S * l}{V_L^2}$$

$$\delta\% = \frac{117.538 * 2 * 10 * 610.737}{13200^2}$$

$$\delta\% = 0.00823$$

Para el tramo 2 la regulación de tensión es del orden de milésimas.

Regulación de tensión total de la red de media tensión proyectada es:

$$RV_{\%} = 0.00922\% + 0.00823\%$$

$$RV_{\%} = 0.01745\%$$

### 3.6 CÁLCULO MECÁNICO DE LA RED DE BAJA TENSIÓN.

La red de baja tensión se diseña aérea tipo abierta, la cual tendrá que cumplir con los parámetros de regulación de tensión para el usuario más alejado del transformador.

El calibre mínimo del conductor para la red de baja tensión en zona rural dado por la norma de la Empresa Electrificadora de Santander es #4 AWG ACSR.

Las características del conductor #4 AWG ACSR se presentan tabla 15.

**Tabla 15. Características del conductor #4 AWG ACSR.**

<b>Numero de hilos de aluminio.</b>	6
<b>Numero de hilos de acero.</b>	1
<b>Diámetro de un hilo de aluminio.</b>	2.1184 [mm]
<b>Diámetro de un hilo de acero.</b>	2.1184 [mm]
<b>Diámetro nominal del conductor.</b>	6.350 [mm]
<b>Área total del conductor.</b>	24.672 [mm <sup>2</sup> ]
<b>Tensión de ruptura del conductor.</b>	832.3 [Kg]
<b>Peso por unidad de longitud del conductor.</b>	85.4 [Kg/Km]
<b>Módulo de elasticidad del aluminio.</b>	6300 [Kg/mm <sup>2</sup> ]
<b>Módulo de elasticidad del acero.</b>	21000 [Kg/mm <sup>2</sup> ]
<b>Coefficiente de dilatación del aluminio.</b>	2.3 * 10 <sup>-5</sup> [1/°C]
<b>Coefficiente de dilatación del acero.</b>	1.15 * 10 <sup>-5</sup> [1/°C]

Los cálculos mecánicos de la red de baja tensión se obtienen usando el programa que se utilizó para el cálculo de la red de media tensión, el cual realiza las iteraciones requeridas.

Para este tipo de cálculos también se debe tener en cuenta que la topografía del terreno es irregular o quebrado y se debe usar la ecuación de cambio de estado para vanos desnivelados, y el análisis de las hipótesis dominantes se realiza como se describió en el marco teórico.

**3.6.1 Datos de las iteraciones y la hipótesis dominante.** En la siguiente tabla se resume los resultados de las iteraciones de la red de baja tensión para la hipótesis dominante de cada tramo.

**Tabla 16. Hipótesis dominante redes de baja tensión.**

<b>Tramo</b>	<b>De estructura 5 a 4</b>	<b>De estructura 13 a 12</b>	<b>De estructura 12 a 11</b>
<b>Hipótesis dominante</b>	C	C	C
<b>Factor de seguridad</b>	5	5	5
<b>Tensión vertical superior [Kg]</b>	35.4428	139.897	37.4131
<b>Tensión horizontal superior [Kg]</b>	162.6429	284.014	162.2010
<b>Tensión vertical inferior [Kg]</b>	27.0436	99.663	34.1749
<b>Tensión horizontal inferior [Kg]</b>	162.6429	284.014	162.2010
<b>Longitud línea [m]</b>	94.6819	230.2328	36.5041

<b>Tramo</b>	<b>De estructura 12 a 10</b>	<b>De estructura 12 a 9</b>	<b>De estructura 13 a 20</b>
<b>Hipótesis dominante</b>	C	C	C
<b>Factor de seguridad</b>	5	5	5
<b>Tensión vertical superior [Kg]</b>	29.0026	60.8575	9.9758
<b>Tensión horizontal superior [Kg]</b>	163.9141	154.9366	150.5121
<b>Tensión vertical inferior [Kg]</b>	21.0408	53.5688	49.9091
<b>Tensión horizontal inferior [Kg]</b>	163.9141	154.9366	150.5121
<b>Longitud línea [m]</b>	89.7517	82.1642	279.8

<b>Tramo</b>	<b>De estructura 13 a 14</b>
<b>Hipótesis dominante</b>	C
<b>Factor de seguridad</b>	5
<b>Tensión vertical superior [Kg]</b>	19.7319
<b>Tensión horizontal superior [Kg]</b>	165.2869
<b>Tensión vertical inferior [Kg]</b>	6.2933
<b>Tensión horizontal inferior [Kg]</b>	165.2869
<b>Longitud línea [m]</b>	151.4908

### 3.6.1.1 Datos de las iteraciones para curvas en caliente.

Tabla 17. Condición en caliente de cada tramo de la red de baja.

Tramo	De estructura 5 a 4	De estructura 13 a 12	De estructura 12 a 11
Hipótesis dominante	D	D	D
Factor de seguridad	10	6.7	15.5
Tensión vertical superior [Kg]	19.5922	108.378	13.0559
Tensión horizontal superior [Kg]	80.8914	209.9458	52.0885
Tensión vertical inferior [Kg]	11.5041	68.89	9.9381
Tensión horizontal inferior [Kg]	80.8914	209.9458	52.0885
Longitud línea [m]	94.7088	209.9458	36.5085

Tramo	De estructura 12 a 10	De estructura 12 a 9	De estructura 13 a 20
Hipótesis dominante	D	D	D
Factor de seguridad	10	10.5	6.92
Tensión vertical superior [Kg]	16.2991	30.5349	8.2668
Tensión horizontal superior [Kg]	81.6187	73.1495	120
Tensión vertical inferior [Kg]	8.6324	23.5165	33.92
Tensión horizontal inferior [Kg]	81.6187	73.1495	120
Longitud línea [m]	89.7748	82.1827	280

<b>Tramo</b>	<b>De estructura 13 a 14</b>
<b>Hipótesis dominante</b>	D
<b>Factor de seguridad</b>	8
<b>Tensión vertical superior [Kg]</b>	14.587
<b>Tensión horizontal superior [Kg]</b>	103.0103
<b>Tensión vertical inferior [Kg]</b>	1.6448
<b>Tensión horizontal inferior [Kg]</b>	103.0103
<b>Longitud línea [m]</b>	151.548

**3.6.2 Tablas de tendido del conductor de baja tensión.** Las tablas y curvas de tendido del conductor #4 AWG ACSR están por tramos para las tensiones y por vanos individuales para las flechas, en aquellas es que el tramo comprende más de un vano individual se da una tabla para las tensiones y tantas tablas como vanos individuales para las flechas.

Con estas tablas y curvas al igual que se hizo para la red de media tensión tiene la información de la tensión y la flecha en función de la temperatura para que el día del tendido del conductor se pueda templar la línea de manera que cumpla con los diseños hechos.

**3.6.2.1 Estructura 5 a estructura 4 (casa María Isabel a transformador 1).** Para un vano de **92.973** metros.

**Tabla 18. Estructura 5 a estructura 4.**

Temperatura °C	td [Kg]	Flecha [m]
10	213.4103	0.4500
15	198.1667	0.4849
20	180.9351	0.5313
25	166.4604	0.5777
30	148.6255	0.6472
35	136.4430	0.7057
40	124.2241	0.7755

**3.6.2.2 Estructura 13 a estructura 12 (transformador 2 a posta de distribución).** Para un vano de 212.056 metros.

**Tabla 19. Estructura 13 a estructura 12.**

Temperatura °C	td [Kg]	Flecha [m]
10	363.9082	3.190
15	347.9122	3.339
20	328.4232	3.544
25	313.4657	3.729
30	298.6796	3.907
35	285.2258	4.097
40	272.9312	4.287

**3.6.2.3 Estructura 13 a estructura 20 (transformador 2 a Jorge Celis)** Para este tramo de dos vanos desnivelados se calcula el vano regulador de la siguiente forma:

$$a_r = \sqrt[3]{\frac{\sum_1^n \frac{a_j^4}{c_j}}{n}}$$

Dónde:

$a_r$  es el vano regulador en metros

$a_j$  es un vano del tramo en metros

$c_j$  es la minima distancia entre los puntos de amarre del conductor en cada vano

$n$  es el numero de vanos en el tramo

Para este tramo se tiene el siguiente vano regulador:

$$a_r = \sqrt[3]{\frac{40.929^4 + \frac{238.97^4}{2}}{40.929 + \frac{254.98}{2}}} = 185.94 \text{ m}$$

**Tabla 20. Tensiones tramo estructura 13 a estructura 20**

<b>Temperatura ° C</b>	<b>td [Kg]</b>
<b>10</b>	200
<b>15</b>	190
<b>20</b>	180
<b>25</b>	170
<b>30</b>	160
<b>35</b>	150
<b>40</b>	140

Para un vano de **40.863** metros.

**Tabla 21. Estructura 13 a estructura 15 flechas.**

<b>Temperatura °C</b>	<b>Flecha [m]</b>
<b>10</b>	0.08381
<b>15</b>	0.08812
<b>20</b>	0.09313
<b>25</b>	0.1095
<b>30</b>	0.1246
<b>35</b>	0.1440
<b>40</b>	0.1720

**3.6.2.4 Estructura 15 a estructura 20 (poste de paso a casa de Jorge Celis).**

Para un vano de **221.466** metros.

**Tabla 22. Estructura 15 a estructura 20 flechas.**

<b>Temperatura ° C</b>	<b>Flecha [m]</b>
<b>10</b>	2.7376
<b>15</b>	3.4790
<b>20</b>	3.6870
<b>25</b>	3.8398
<b>30</b>	4.0331
<b>35</b>	4.1883
<b>40</b>	4.4299

**3.6.2.5 Estructura 13 a estructura 14 (transformador 2 a casa de Esperanza**

**Sierra.)** Para un vano de **150.983** metros.

**Tabla 23. Estructura 13 a estructura 14.**

<b>Temperatura ° C</b>	<b>td [Kg]</b>	<b>Flecha [m]</b>
<b>10</b>	203.0008	1.2098
<b>15</b>	188.3033	1.3046
<b>20</b>	175.9628	1.3966
<b>25</b>	163.1971	1.5064

<b>Temperatura ° C</b>	<b>td [Kg]</b>	<b>Flecha [m]</b>
<b>30</b>	152.1576	1.6163
<b>35</b>	142.5175	1.7261
<b>40</b>	134.0261	1.8363

**3.6.2.6 Estructura 12 a estructura 9 (poste distribución y casa de Alfredo Mantilla).** Para un vano de **77.073** metros.

**Tabla 24. Estructura 12 a estructura 9**

<b>Temperatura ° C</b>	<b>td [Kg]</b>	<b>Flecha [m]</b>
<b>10</b>	219.0265	0.3307
<b>15</b>	198.1668	0.3655
<b>20</b>	180.9348	0.4008
<b>25</b>	166.4601	0.4362
<b>30</b>	151.3273	0.4799
<b>35</b>	138.7169	0.5246
<b>40</b>	118.9000	0.6126

**3.6.2.7 Estructura 12 a estructura 10 (poste distribución a casa de Telesforo Sierra).** Para un vano de **88.716** metros.

**Tabla 25. Estructura 12 a estructura 10**

<b>Temperatura ° C</b>	<b>Td [Kg]</b>	<b>Flecha [m]</b>
<b>10</b>	215.0646	0.4008
<b>15</b>	198.1669	0.4352
<b>20</b>	180.9348	0.4769
<b>25</b>	166.4603	0.5185
<b>30</b>	148.6253	0.5811
<b>35</b>	132.1116	0.6538
<b>40</b>	120.6237	0.7166

**3.6.2.8 Estructura 12 a estructura 11 (posta de distribución a casa de Socorro Calderón).** Para un vano de **35.646** metros.

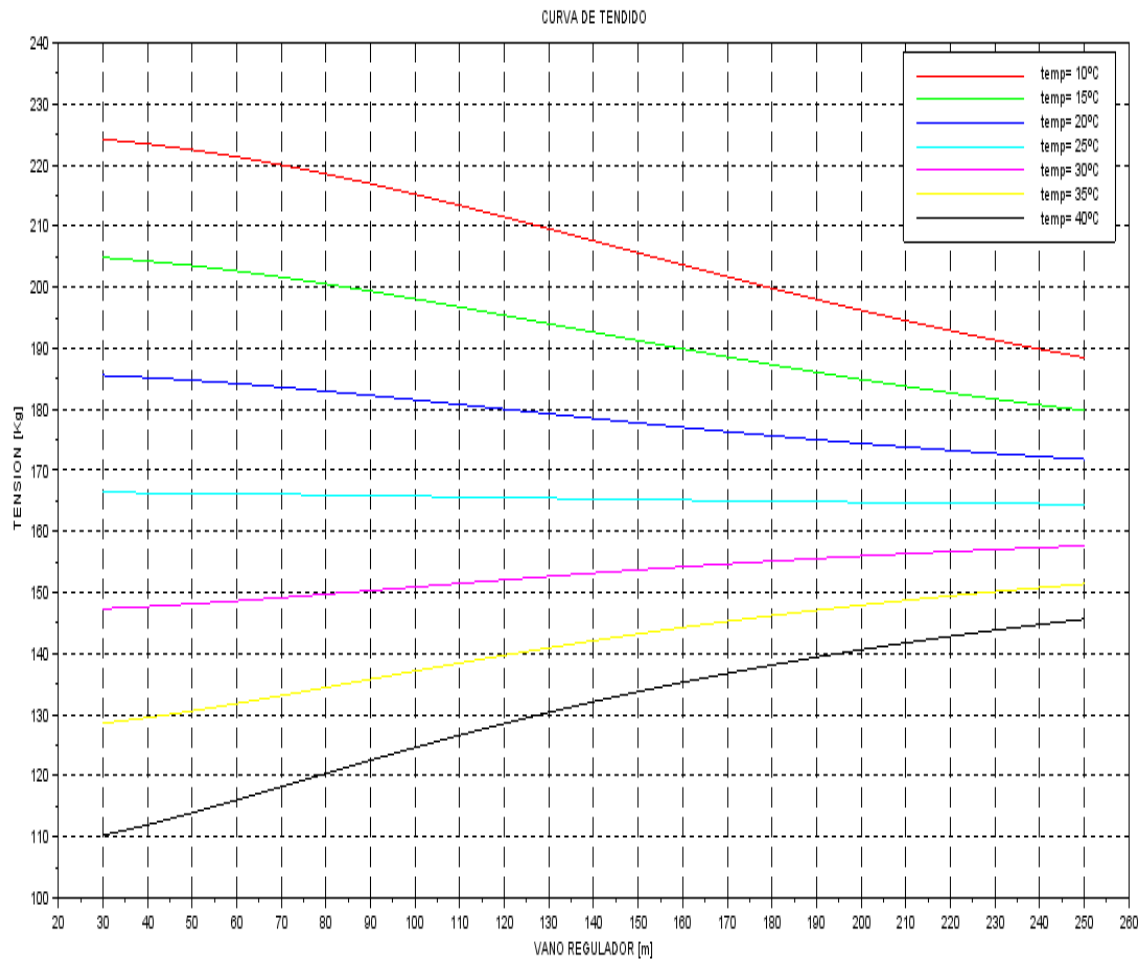
**Tabla 26. Estructura 12 a estructura 11.**

<b>Temperatura ° C</b>	<b>td [Kg]</b>	<b>Flecha [m]</b>
<b>10</b>	224.9462	0.06325
<b>15</b>	203.0004	0.07018
<b>20</b>	180.9349	0.07879
<b>25</b>	163.1962	0.08725
<b>30</b>	143.5001	0.09932
<b>35</b>	122.3971	0.1165
<b>40</b>	105.3547	0.1354

**3.6.3 Curvas de tendido del conductor #4 AWG ACSR de baja tensión.**

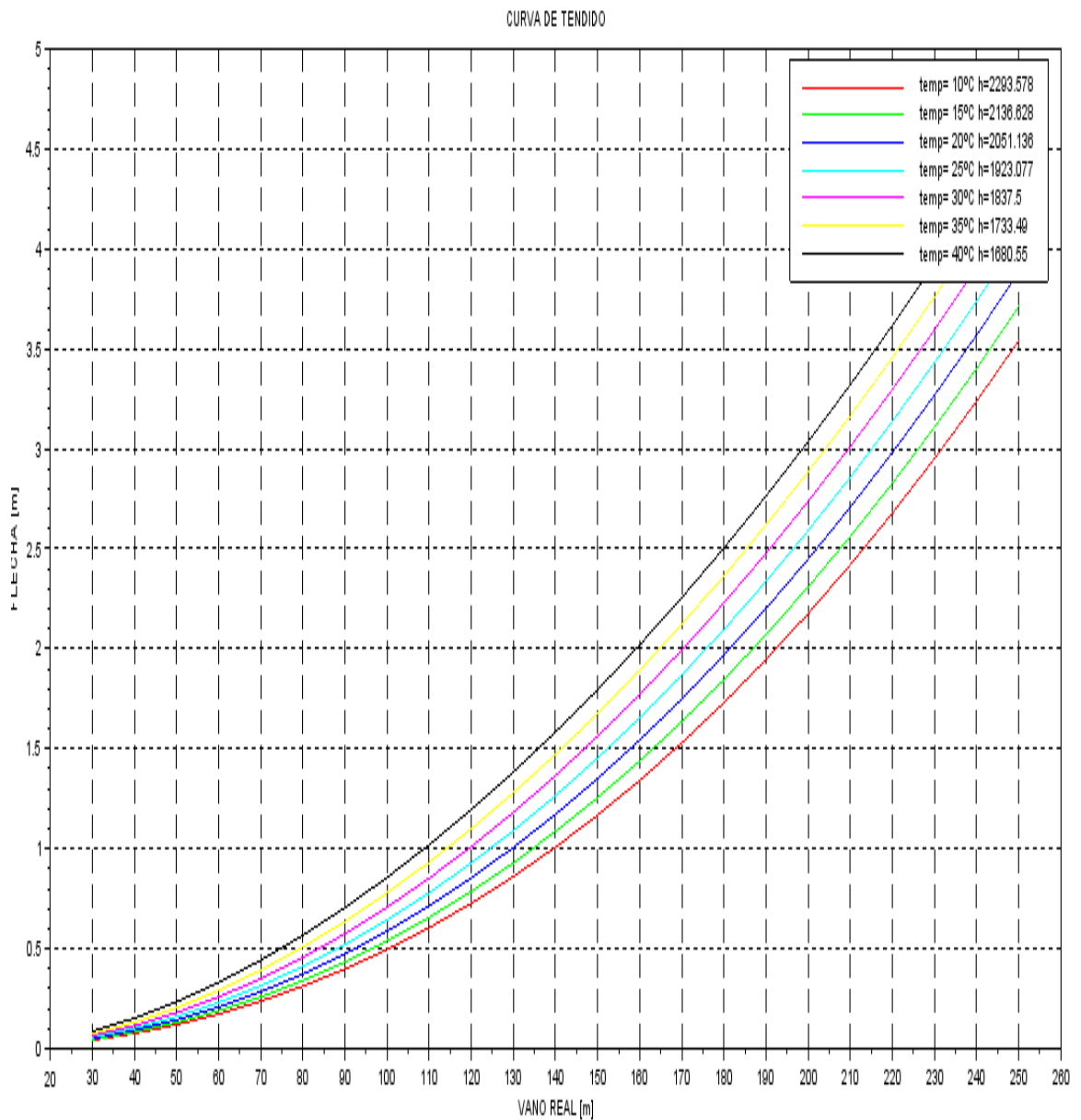
**3.6.3.1 Curvas de tendido tensión en función del vano regulador.** En las siguientes curvas se representa la tensión en función del vano regulador y cada curva esta para distintas temperaturas entre 10° C y 40 ° C.

**Figura 32. Tensión en función del vano regulador conductor #4 ACSR.**



**3.6.3.2 Curvas de tendido flecha en función del vano real.** En las siguientes curvas se representa la flecha en función del vano regulador y cada curva esta para distintas temperaturas entre 10° C y 40 ° C.

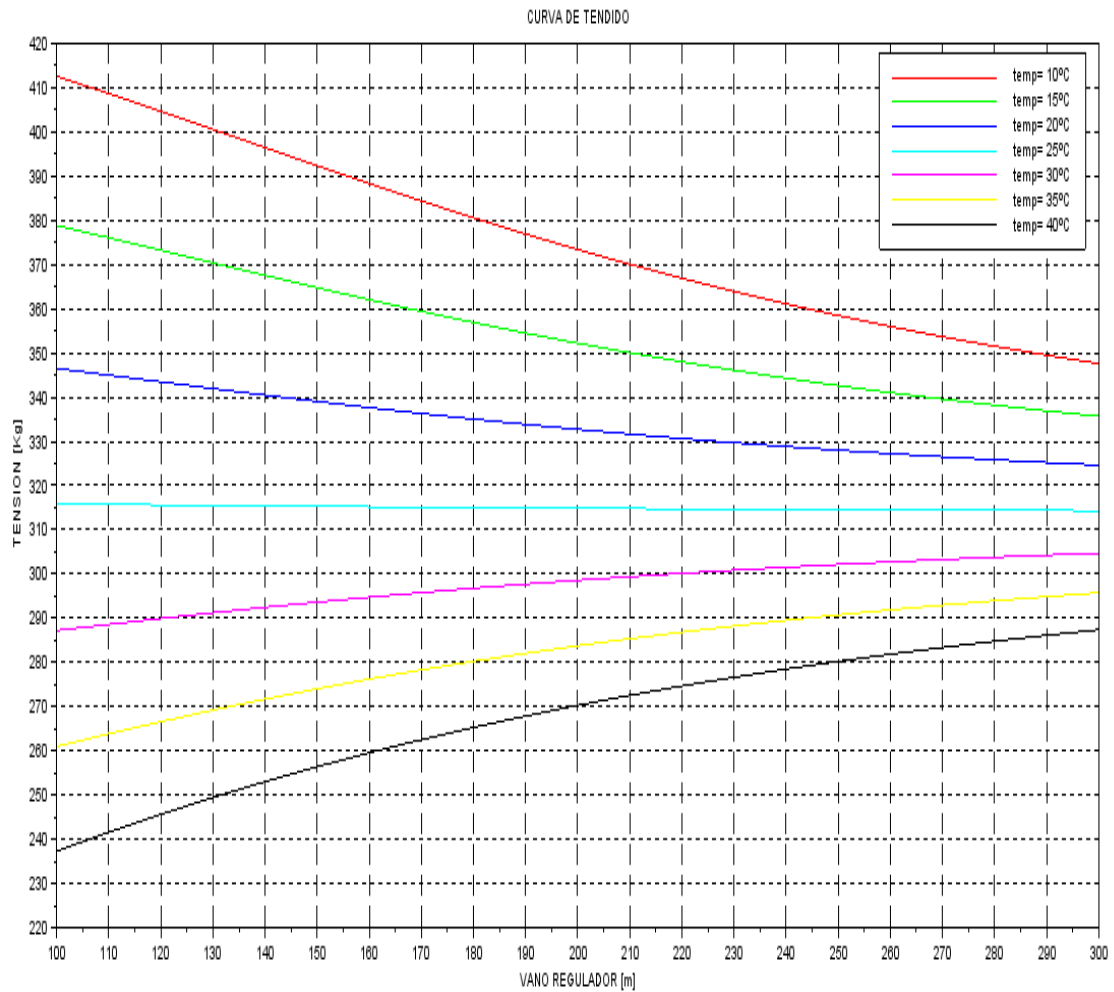
**Figura 33. Flecha en función del vano real conductor #4 ACSR.**



### 3.6.4 Curvas de tendido del conductor #1 AWG ACSR de baja tensión.

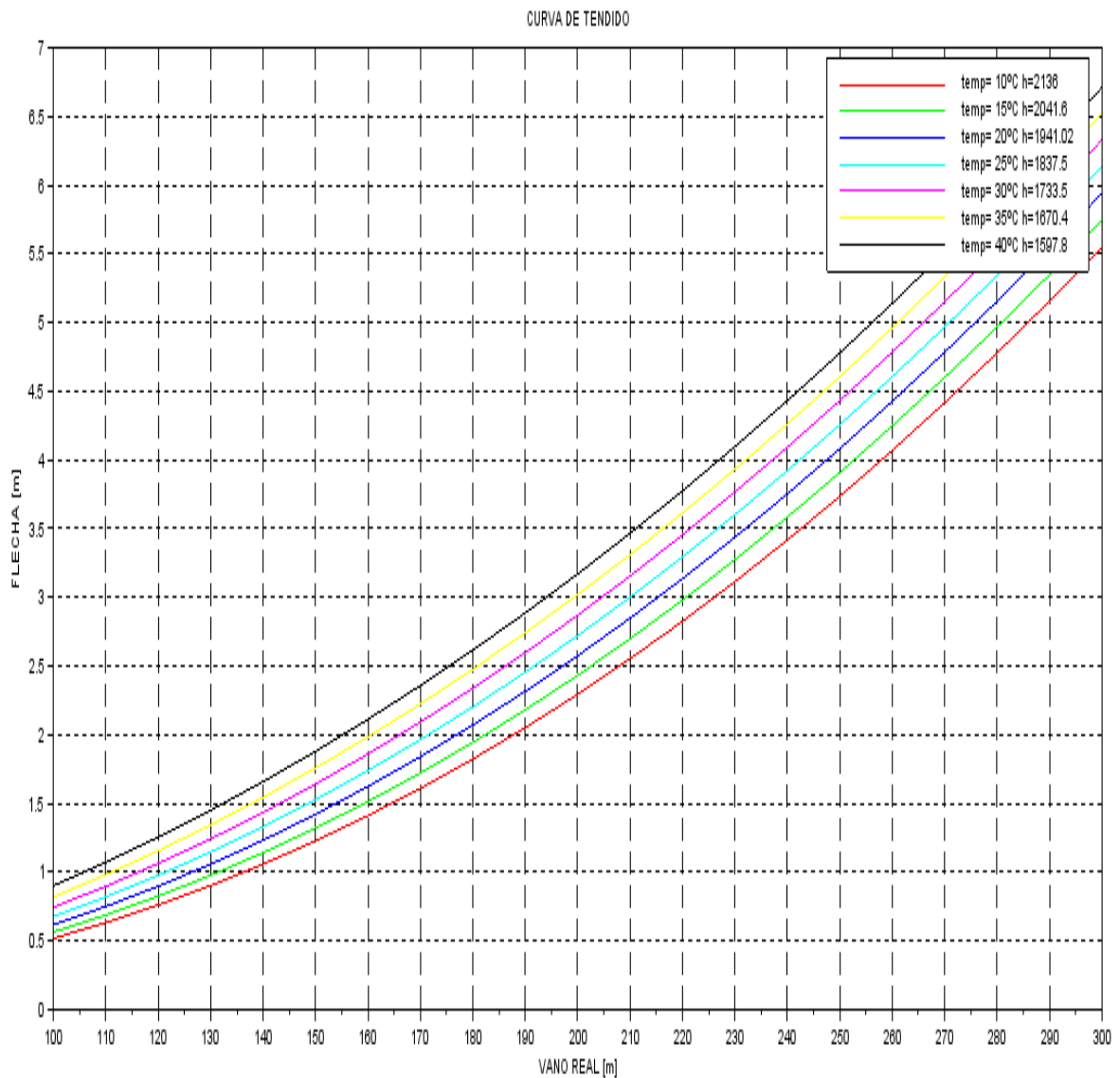
**3.6.4.1 Curvas de tendido tensión en función del vano regulador.** En las siguientes curvas se representa la tensión en función del vano regulador y cada curva esta para distintas temperaturas entre 10° C y 40 ° C.

**Figura 34. Tensión en función del vano regulador conductor #1 ACSR.**



**3.6.4.2 Curvas de tendido flecha en función del vano real.** En las siguientes curvas se representa la flecha en función del vano regulador y cada curva esta para distintas temperaturas entre 10° C y 40 ° C.

**Figura 35. Flecha en función del vano real conductor #1 ACSR.**



### 3.7 MATRICES DE CÁLCULO

**3.7.1 Matriz de cálculo del circuito 1.1 del transformador 1.** Constante generalizada de  $KG=158.08$  para el conductor #4 ACSR en una disposición vertical con separación de 0.25 metros entre conductores teniendo en cuenta que es una red monofásica trifilar y el neutro está en la parte superior.

Resistencia a 50°C 60 Hz de 1.565 [ $\Omega$ /Km] para el conductor #4

**Tabla 27 Matriz de cálculo del circuito 1.1 del transformador 1.**

Tramo [m]	Estructura 5 --- Estructura 4
Longitud [m]	94.7088
Usuarios por poste	1
Usuarios por tramo	1
Fdiv	1
Dp/N	2.8
Dmax [KVA]	2.8
Corriente [A]	12.44
Momento eléctrico [KVA-m]	265.18
Calibre	#4
Factor de corrección	2
Regulación por tramo [%]	1.656
Regulación acumulada [%]	1.656
Perdida de potencia por tramo[%]	0.91
Perdida de potencia acumulada[%]	0.91
Perdida de energía por tramo[%]	0.5358
Perdida de energía acumulada[%]	0.5358

**3.7.2 Matriz de cálculo del circuito 2.1 del transformador 2.** Resistencia a 50°C 60 Hz de 1.565 [ $\Omega$ /Km]

Constante generalizada de KG=158.08 para el conductor #4 ASCR.

**Tabla 28. Matriz de cálculo del circuito 2.1 del transformador 2.**

Tramo [m]	Estructura 13 ---Estructura 20
Longitud [m]	279.9
Usuarios por poste	1
Usuarios por tramo	1
Fdiv	1
Dp/N	2.8
Dmax [KVA]	2.8
Corriente [A]	12.44

<b>Momento eléctrico [KVA-m]</b>	<b>783.72</b>
<b>Calibre</b>	<b>#4</b>
<b>Factor de corrección</b>	<b>2</b>
<b>Regulación por tramo [%]</b>	<b>4.89</b>
<b>Regulación acumulada [%]</b>	<b>4.89</b>
<b>Perdida de potencia por tramo[%]</b>	<b>2.69</b>
<b>Perdida de potencia acumulada[%]</b>	<b>2.69</b>
<b>Perdida de energía por tramo[%]</b>	<b>1.5841</b>
<b>Perdida de energía acumulada[%]</b>	<b>1.5841</b>

**3.7.3 Matriz de cálculo del circuito 2.2 del transformador 2. Resistencia a 50°C**  
60 Hz de 1.565 [ $\Omega$ /Km]

Constante generalizada de KG=158.08 para el conductor #4 ASCR.

**Tabla 29. Matriz de cálculo del circuito 2.2 del transformador 2.**

<b>Tramo [m]</b>	<b>Estructura 13---Estructura 14</b>
<b>Longitud [m]</b>	<b>151.548</b>
<b>Usuarios por poste</b>	<b>1</b>
<b>Usuarios por tramo</b>	<b>1</b>
<b>Fdiv</b>	<b>1</b>
<b>Dp/N</b>	<b>2.8</b>
<b>Dmax [KVA]</b>	<b>2.8</b>
<b>Corriente [A]</b>	<b>12.44</b>
<b>Momento eléctrico [KVA-m]</b>	<b>424.33</b>
<b>Calibre</b>	<b>#4</b>
<b>Factor de corrección</b>	<b>2</b>
<b>Regulación por tramo [%]</b>	<b>2.65</b>
<b>Regulación acumulada [%]</b>	<b>2.65</b>
<b>Perdida de potencia por tramo[%]</b>	<b>1.456</b>
<b>Perdida de potencia acumulada[%]</b>	<b>1.456</b>
<b>Perdida de energía por tramo[%]</b>	<b>0.8574</b>
<b>Perdida de energía acumulada[%]</b>	<b>0.8574</b>

**3.7.4 Matriz de cálculo del circuito 2.3 del transformador 2.** Resistencia a 50°C  
60 Hz de 1.565 [ $\Omega$ /Km]

Constante generalizada de KG=158.08 para el conductor #4 ASCR y KG=90.38 para el #1 ASCR.

**Tabla 30. Matriz de cálculo del circuito 3.2 del transformador 2.**

<b>Tramo</b>	<b>0—1</b>	<b>1--2</b>	<b>1--3</b>	<b>1--4</b>
<b>Longitud [m]</b>	230.33	89.7748	36.5085	82.1827
<b>Usuarios poste</b>	0	1	1	1
<b>Usuarios tramo</b>	3	1	1	1
<b>Fdiv</b>	1.293285	1	1	1
<b>Dp/N</b>	2.165	2.8	2.8	2.8
<b>Dmax [KVA]</b>	6.49	2.8	2.8	2.8
<b>Corriente [A]</b>	28.84	12.44	12.44	12.44
<b>Momento [KVA-m]</b>	1494.84	251.36	102.22	230.11
<b>Calibre ASCR</b>	#1	#4	#4	#4
<b>KG</b>	90.38	158.08	158.08	158.08
<b>Factor de corrección</b>	2	2	2	2
<b>Regulación tramo [%]</b>	5.337	1.569	0.6383	1.43
<b>Regulación acumulada[%]</b>	5.337	6.906	5.97	6.7
<b>Perdida de potencia tramo [%]</b>	2.65	0.86	0.349	0.7274
<b>Perdida de potencia acumulada [%]</b>	2.65	3.51	3	3.37
<b>Perdida de energía tramo [%]</b>	1.56	0.5064	0.2055	0.4283
<b>Perdida de energía acumulada [%]</b>	1.56	2.066	1.7655	1.98

\*Tramo 0-1 estructura 13 a estructura 12

\*Tramo 1-2 estructura 12 a estructura 10

\*Tramo 1-3 estructura 12 a estructura 11

\*Tramo 1-4 estructura 12 a estructura 9

### 3.8 CÁLCULO DEL TRANSFORMADOR 1

Para el cálculo del transformador 1 se toma la metodología de demanda máxima en zona rural dada por la norma de la Empresa electrificadora de Santander así:

$$D_{max\_rural} = \frac{\sum D_{max\_usuario}}{F_{div\_res}} + AP \quad [KVA] \quad (1)$$

Y la demanda máxima por usuario es:

$$D_{max\_usuario} = (s_M + (32 * Area * 0.5)) \quad [KVA] \quad (2)$$

Donde el área de la vivienda tipo es de 75 m<sup>2</sup>, y el aparato de mayor potencia será la plancha con 1.5 KVA.

Se tiene:

$$D_{max\_usuario} = (1.5 + (\frac{32 * 75 * 0.5}{1000})) \quad [KVA]$$
$$D_{max\_usuario} = 2.7 \quad [KVA]$$

Luego con la ecuación (1) se tiene la demanda máxima para el transformador 1:

$$D_{max\_rural} = \frac{\sum D_{max\_usuario}}{F_{div\_res}} + AP \quad [KVA] \quad (1)$$
$$D_{max\_rural} = \frac{2.7 * 1}{\frac{1}{0.2 + 0.8 * e^{\frac{1-1}{6}}}} + \frac{0.07 + 0.011}{0.9} \quad [KVA]$$
$$D_{max\_rural} = 2.8 \quad [KVA]$$

El transformador 1 se dimensiona con 5 KVA de potencia, el cual suministra potencia eléctrica solo a un usuario y una farola de alumbrado público, y además

con esta potencia asignada para el transformador 1 se deja proyectado para futuras viviendas a construir y futura iluminación de alumbrado público.

**Tabla 31. Transformador 1 de 5 KVA monofásico.**

<b>TRANSFORMADOR 1 MONOFÁSICO AUTOPROTEGIDO.</b>	
<b>POTENCIA [KVA]</b>	5
<b>RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN [V]</b>	13200/240-120 ± 2X 2.5
<b>CONEXIÓN</b>	li0

### **3.9 CÁLCULO DE PROTECCIONES DEL TRANSFORMADOR 1.**

**3.9.1 Cálculo de la protección primaria de la subestación.** Esta tipo de protección se dimensiona con la corriente nominal del lado de alta tensión o bobinado primario del transformador.

$$I_{np} = \frac{S_n}{V_{Lp}} [A]$$

$$I_{np} = \frac{5000}{13200} [A]$$

$$I_{np} = 0.37878[A]$$

Luego el fusible de las cajas cortacircuitos tipo abierto se dimensionan con la corriente nominal del primario del transformador.

Se escoge un valor de fusible tipo K de uso en redes de distribución eléctrica, para las cajas cortacircuitos estandarizado comercialmente 1 [A].

**3.9.2 Cálculo del dispositivo de protección de sobretensión (DPS).** Para el cálculo de los DPS se toma una tensión de 14 KV y la red como es tipo B el factor de puesta a tierra es de 0.8 luego se tiene:

$$V_{DPS} = f_{pt} * V_{max} \quad [kV]$$

$$V_{DPS} = 0.8 * 14 \quad [kV]$$

$$V_{DPS} = 11.2[kV]$$

Luego se escoge el valor de DPS estandarizado comercial de 12 KV y 10 KA.

### 3.10 CÁLCULO DEL BARRAJE SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR.

El calibre del barraje se calcula la corriente nominal del bobinado secundario y la corriente del barraje es un 25% mayor a la nominal y se dimensiona así:

$$I_{ns} = \frac{S_n}{V_{Ls} * (1 - \frac{\mu_z\%}{100})} \quad [A]$$

$$I_{ns} = \frac{5000}{240 * (1 - \frac{3.2}{100})} \quad [A]$$

$$I_{ns} = 21.522 [A]$$

Luego la corriente del barraje es:

$$I_B \geq 1.25 * I_{ns} \quad [A]$$

$$I_B \geq 1.25 * 21.522 \quad [A]$$

$$I_B \geq 26.9 [A]$$

Luego el conductor seleccionado para este barraje es #8 AWG en cobre.

### 3.11 CÁLCULO DEL CONDUCTOR NEUTRO O PUESTO A TIERRA.

Como el transformador es monofásico y la red de baja es trifilar el conductor neutro se puede dimensionar con el 70% de la de la capacidad amperimétrica del barraje.

$$I_n \geq 0.7 * I_B \quad [A]$$

$$I_n \geq 0.7 * 26.847 \quad [A]$$

$$I_n \geq 18.8 \quad [A]$$

Luego el calibre del conductor neutro es #8 AWG en cobre.

### 3.12 SELECCIÓN DEL CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA.

Como se hizo referencia en el marco teórico hay dos tipos de puesta a tierra, la tierra de protección y la tierra de servicio.

**3.12.1 Puesta a tierra de protección.** Según la electrificadora de Santander el calibre mínimo del conductor de puesta a tierra de protección es número 2 AWG en cobre desnudo.

Cuando el valor de la resistencia de la tierra sea mayor a lo especificado (es decir 10  $\Omega$ ) en este caso, se deben colocar varillas adicionales a una distancia no menor del doble de la longitud de la varilla hasta obtener el valor deseado.

**3.12.2 Puesta a tierra de servicio.** Según la norma de la electrificadora de Santander para conductores de fase de acometida de calibre menor a 2 AWG en cobre el calibre del conductor de puesta a tierra del neutro de la subestación es el número 8 AWG aislado y una impedancia de puesta a tierra de no más de 20  $\Omega$ .

Cuando el valor de la tierra sea mayor a lo especificado se deben colocar varillas adicionales a una distancia no menor del doble de la longitud de la varilla hasta obtener el valor deseado.

### 3.13 CÁLCULO DEL TRANSFORMADOR 2.

Para el cálculo del transformador 2 se toma la metodología de demanda máxima utilizada para el cálculo del transformador 1.

$$D_{max\_rural} = \frac{\sum D_{max\_usuario}}{F_{div\_res}} + AP \quad [KVA] \quad (1)$$

Y la demanda máxima por usuario es:

$$D_{max\_usuario} = (s_M + (32 * Area * 0.5)) \quad [KVA] \quad (2)$$

Donde el área de la vivienda tipo es de 75 m<sup>2</sup>, y el aparato de mayor potencia será la plancha con 1.5 KVA.

Se tiene:

$$D_{max\_usuario} = (1.5 + (\frac{32 * 75 * 0.5}{1000})) \quad [KVA]$$

$$D_{max\_usuario} = 2.7 \quad [KVA]$$

Luego con la ecuación (1) se tiene la demanda máxima para el transformador 1:

$$D_{max\_rural} = \frac{\sum D_{max\_usuario}}{F_{div\_res}} + AP \quad [KVA] \quad (1)$$

Dado que la demanda máxima por usuario es de 2.7 KVA y como son cinco usuarios se tiene:

$$D_{max\_rural} = \frac{2.7 * 5}{\frac{1}{0.2 + 0.8 * e^{\frac{1-5}{6}}}} + \frac{(0.07 + 0.011) * 5}{0.9} \text{ [KVA]}$$

$$D_{max\_rural} = 8.694 \text{ [KVA]}$$

El transformador 2 se dimensiona con 10 KVA de potencia, la cual suministra potencia eléctrica a cinco viviendas y cinco farolas de alumbrado público.

**Tabla 32. Transformador 2 de 10 KVA monofásico.**

<b>TRANSFORMADOR 2 MONOFÁSICO AUTOPROTEGIDO.</b>	
<b>POTENCIA [KVA]</b>	10
<b>RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN [V]</b>	13200/240-120 ± 2X 2.5
<b>CONEXIÓN</b>	li0

### 3.14 CÁLCULO DE PROTECCIONES DEL TRANSFORMADOR 2.

**3.14.1 Cálculo de la protección primaria de la subestación.** Esta tipo de protección se dimensiona con la corriente nominal del lado de alta tensión o bobinado primario del transformador.

$$I_{np} = \frac{S_n}{V_{Lp}} \text{ [A]}$$

$$I_{np} = \frac{10000}{13200} \text{ [A]}$$

$$I_{np} = 0.7575 \text{ [A]}$$

Luego el fusible de las cajas cortacircuitos tipo abierto se dimensionan con la corriente nominal del primario del transformador.

Se escoge un valor de fusible tipo K de uso en redes de distribución eléctrica, para las cajas cortacircuitos estandarizado comercialmente 1 [A].

**3.14.2 Cálculo del dispositivo de protección de sobretensión (DPS).** Para el cálculo de los DPS se toma una tensión de 14 KV y la red como es tipo B el factor de puesta a tierra es de 0.8 luego se tiene:

$$V_{DPS} = f_{pt} * V_{max} \quad [kV]$$

$$V_{DPS} = 0.8 * 14 \quad [kV]$$

$$V_{DPS} = 11.2[kV]$$

Luego se toma el valor de DPS estandarizado comercial de 12 KV y 10 KA.

### 3.15 CÁLCULO DEL BARRAJE SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR 2.

El calibre del barraje se calcula la corriente nominal del bobinado secundario y la corriente del barraje es un 25% mayor a la nominal y se dimensiona así:

$$I_{ns} = \frac{S_n}{V_{Ls} * (1 - \frac{\mu_z\%}{100})} \quad [A]$$

$$I_{ns} = \frac{10000}{240 * (1 - \frac{2.3}{100})} \quad [A]$$

$$I_{ns} = 42.647 [A]$$

Luego la corriente del barraje es:

$$I_B \geq 1.25 * I_{ns} \quad [A]$$

$$I_B \geq 1.25 * 42.647 \quad [A]$$

$$I_B \geq 53.3 \quad [A]$$

Luego el conductor seleccionado para este barraje es #8 AWG en cobre.

### **3.16 CÁLCULO DEL CONDUCTOR NEUTRO O PUESTO A TIERRA.**

Como el transformador es monofásico y la red de baja es trifilar el conductor neutro se puede dimensionar con el 70% de la de la capacidad amperimétrica del barraje.

$$I_n \geq 0.7 * I_B \quad [A]$$

$$I_n \geq 0.7 * 53.3 \quad [A]$$

$$I_n \geq 37.31 \quad [A]$$

Luego el calibre del conductor neutro es #8 AWG en cobre.

### **3.17 SELECCIÓN DEL CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA DE LA SUBESTACIÓN.**

Como se hizo referencia en el marco teórico hay dos tipos de puesta a tierra, la tierra de protección y la tierra de servicio.

**3.17.1 Puesta a tierra de protección.** Según la electrificadora de Santander el calibre mínimo del conductor de puesta a tierra de protección es número 2 AWG en cobre desnudo.

Cuando el valor de la resistencia de la tierra sea mayor a lo especificado (es decir  $10 \Omega$ ) en este caso, se deben colocar varillas adicionales a una distancia no menor del doble de la longitud de la varilla hasta obtener el valor deseado.

**3.17.2 Puesta a tierra de servicio.** Según la norma de la electrificadora de Santander para conductores de fase de acometida de calibre menor a 2 AWG en cobre el calibre del conductor de puesta a tierra del neutro de la subestación es el número 8 AWG aislado y una impedancia de puesta a tierra de no más de  $20 \Omega$ .

Cuando el valor de la tierra sea mayor a lo especificado se deben colocar varillas adicionales a una distancia no menor del doble de la longitud de la varilla hasta obtener el valor deseado.

### **3.18 ANÁLISIS DE MOMENTOS MECÁNICOS.**

**3.18.1 Calculo de los esfuerzos en los postes y posible uso de templetes para condiciones diarias.** En este proyecto existen tres tipos de esfuerzos sobre las estructuras que son:

**Esfuerzos longitudinales** que crean momento mecánico sobre el poste y son producto de las tensiones en los conductores por su propio peso y por sobrecarga del viento, presiones del viento sobre la estructura y transformadores que están apoyados en esta.

**Esfuerzos transversales** que crean momento mecánico sobre el poste y son producto de las tensiones por sobrecarga del viento sobre los conductores en dirección transversal (perpendicular a los conductores) que son transmitidas al poste en los puntos de amarre, y presiones del viento sobre las estructura y transformadores apoyados sobre esta.

**Esfuerzos de tracción o compresión** que no producen momento mecánico sobre el poste pero si esfuerzos internos sobre el eje del posta y son producto del peso del propio poste, herrajes y transformadores, componentes de tensión vertical de los conductores y templetes.

De las tres clases las limitantes en la selección de la estructura o cálculo de los templetes son las dos primeras además de que cada una de ellas hay que prever posibles rupturas de conductores y con esto evaluar la condición más desfavorable.

Los postes tienen especificaciones de rotura con una carga equivalente de 510,750 y 1050 kg aplicados a 30 centímetros más abajo del punto superior de este.

$D$ = Diámetro del poste en la base.

$D$ =Diámetro del poste en la cima.

$L_{lp}$ = Longitud libre del poste.

$V_V$ =Velocidad del viento máxima.

$M_{VP}$ =Momento del viento sobre el poste.

$M_{VC}$ =Momento del viento sobre los conductores en dirección transversal al eje de la línea.

$M_{VCb}$ =Momento del viento sobre los conductores de baja en dirección transversal al eje de la línea de baja.

$a_v$ = Vano viento, es la semisuma de los vanos adyacentes a la estructura.

$T_h$ =Tensión horizontal.

$T_v$ =Tensión vertical.

$T_r$ =Tensión de ruptura del poste.

$F_s$ =Factor de seguridad.

$M_{RP}$ =Momento de ruptura del poste.

$M_c$ =Momento de los conductores de media sobre el poste en dirección del eje de la línea de media.

$M_{cb}$ =Momento de los conductores de baja sobre el poste en dirección del eje de la línea de baja.

$M$ = Sumatoria de los momentos.

$C$ = Cargas verticales del poste.

$P_1$ = Peso del transformador de 5KVA.

$P_2$ = Peso del transformador de 10KVA.

$M_t$ = Momento creado por el transformador.

$M_{vt}$ =Momento del viento sobre el transformador.

Característica del poste de fibra de vidrio de 12 metros 510 kg.

**Tabla 33. Características poste de 12 metros 510 Kg.**

<b>Diámetro en la base [cm]</b>	0.35
<b>Diámetro en la cima [cm]</b>	0.14
<b>Longitud libre del poste [m]</b>	10.2
<b>Factor de seguridad</b>	2.5
<b>Peso del poste [Kg]</b>	147

Característica del poste de fibra de vidrio de 8 metros 510 kg.

**Tabla 34. Características poste de 8 metros 510 Kg.**

<b>Diámetro en la base [cm]</b>	0.28
<b>Diámetro en la cima [cm]</b>	0.14
<b>Longitud libre del poste [m]</b>	6.5
<b>Factor de seguridad</b>	2.5
<b>Peso del poste [Kg]</b>	55

### 3.18.1.1 Estructura 3 (estructura de arranque red de media tensión 12 m).

Momento del viento sobre el poste:

$$M_{VP} = 0.001 * V_V^2 * (D + 2d) * L_{lp}^2 = 419.489 \text{ kg} * m$$

Esfuerzos transversales

Momento del viento sobre los conductores:

$$M_{VC} = 0.0042 * V_V^2 * a_v * D_c * (L_{lp} - 0.2) = 295 \text{ kg} * m$$

Esfuerzos longitudinales

$$M_C = T_h * (L_{lp} - 0.2) = 4504.68 \text{ kg} * m$$

$$M = M_{VP} + M_{VC} + M_C = 5219.18 \text{ kg} * m$$

$$M_{RP} = (L_{lp} - 0.3) * T_r = 5049 \text{ kg} * m$$

$$\frac{M_{RP}}{F_s} = 2019.6 \leq M$$

Sirve un poste de 510 kg con un templete.

Esfuerzos de tracción o compresión

Es de compresión por tirar hacia abajo:

$$C = T_v = 115.4522 \text{ kg}$$

**3.18.1.2 Estructura 21 (estructura de paso red de media tensión sin cambio de dirección 12m)** Momento del viento sobre el poste:

$$M_{VP} = 0.001 * V_V^2 * (D + 2d) * L_{lp}^2 = 419.489 \text{ kg} * \text{m}$$

Esfuerzos transversales

Momento del viento sobre los conductores:

$$M_{VC} = 0.0042 * V_V^2 * a_v * D_c * (L_{lp} + 0.2) = 295 \text{ kg} * \text{m}$$

Esfuerzos longitudinales

Es una estructura de paso por tanto no soporta esfuerzos longitudinales

Esfuerzos de tracción o compresión

Es de compresión por tirar hacia abajo:

$$t_v = 30 \text{ kg}$$

**3.18.1.3 Estructura 5 (estructura retención y cambio de dirección de red de media tensión, estructura apoyo de transformador y comienzo de red de baja tensión 12 m).** Momento del viento sobre el poste:

$$M_{VP} = 0.001 * V_V^2 * (D + 2d) * L_{lp}^2 = 419.489 \text{ kg} * \text{m}$$

Esfuerzos transversales

Momento del viento sobre los conductores:

$$M_{VC2} = 0.0042 * V_V^2 * a_v * D_c * (L_{lp} - 0.2) = 755.08 \text{ kg} * \text{m}$$

$$M_{VC1} = 0.0042 * V_V^2 * a_v * D_c * (L_{lp} - 0.2) = 431.4 \text{ kg} * m$$

$$M_{VCb} = 0.0042 * V_V^2 * a_v * D_c * (6.3 + 6.1 + 5.9) = 634.95 \text{ kg} * m$$

Esfuerzos longitudinales

$$M_{C1} = t_h * (L_{lp} - 0.2) = 2252.3 \text{ kg} * m$$

$$M_{C2} = t_h * (L_{lp} - 0.2) = 2005.85 \text{ kg} * m$$

$$M_{Cb} = t_h * (6.3 + 6.1 + 5.9) = 2976.3 \text{ kg} * m$$

$$M_t = P1 * 0.3 = 39 \text{ kg} * m$$

$$M_{vt} = 157.4 \text{ kg} * m$$

Reemplazando los anteriores resultados vectorialmente se tiene:

$$M = M_{VP} + M_{VC1} + M_{C1} + M_t + M_{vt} + M_{Cb} + M_{VCb} + M_{C2} + M_{VC2} = 4500 \text{ kg} * m$$

$$M_{RP} = (L_{lp} - 0.3) * T_r = 5049 \text{ kg} * m$$

$$\frac{M_{RP}}{F_s} = 2019.6 \leq M$$

Aunque no trabaja en operación normal con un factor de seguridad mayor o igual de 2.5 no supera la carga de rotura y por tanto la opción más favorable es colocar un templete en la dirección contraria a la resultante de todas las fuerzas que actúan sobre la estructura.

Esfuerzos de tracción o compresión (condición diaria)

Es de compresión por tirar hacia abajo:

$$C = t_v + P1 = 154.3544 - 85 + 130 - 27 * 3 = 130.354 \text{ kg}$$

**3.18.1.4 Estructura 4 (estructura retención red de baja 8m).** Momento del viento sobre el poste:

$$M_{VP} = 0.001 * V_V^2 * (D + 2d) * L_{lp}^2 = 156.11 \text{ kg} * m$$

Esfuerzos transversales

Momento del viento sobre los conductores:

$$M_{VCb} = 0.0042 * V_V^2 * a_v * D_c * (6.3 + 6.1 + 5.9) = 634.95 \text{ kg} * m$$

Esfuerzos longitudinales

$$M_{Cb} = t_h * (6.3 + 6.1 + 5.9) = 3025.157 \text{ kg} * m$$

$$M = M_{VP} + M_{VCb} + M_{Cb} = 3247.18 \text{ kg} * m$$

$$M_{RP} = (L_{lp} - 0.3) * T_r = 3213 \text{ kg} * m$$

$$\frac{M_{RP}}{F_s} = 1285.2 \leq M$$

Sin embargo esta es una estructura de retención y por tanto se le puede colocar un templete al lado opuesto para contrarrestar las tensiones de la red de baja tensión.

Esfuerzos de tracción o compresión

Es de compresión por tirar hacia abajo:

$$C = 3 * t_v = 106.33 \text{ kg}$$

**3.18.1.5 Estructura 14 (estructura retención red de baja 8m).** Momento del viento sobre el poste:

$$M_{VP} = 0.001 * V_V^2 * (D + 2d) * L_{lp}^2 = 156.11 \text{ kg} * \text{m}$$

Esfuerzos transversales

Momento del viento sobre los conductores:

$$M_{VCb} = 0.0042 * V_V^2 * a_v * D_c * (6.3 + 6.1 + 5.9) = 634.95 \text{ kg} * \text{m}$$

Esfuerzos longitudinales

$$M_{Cb} = t_h * (6.3 + 6.1 + 5.9) = 3074.336 \text{ kg} * \text{m}$$

$$M = M_{VP} + M_{VC} + M_{Cb} = 3295.3 \text{ kg} * \text{m}$$

$$M_{RP} = (L_{lp} - 0.3) * T_r = 3213 \text{ kg} * \text{m}$$

$$\frac{M_{RP}}{F_s} = 1285.2 \leq M$$

Sin embargo esta es una estructura de retención y por tanto se le puede colocar un templete al lado opuesto para contrarrestar las tensiones de la red de baja tensión.

Esfuerzos de tracción o compresión

Es de compresión por tirar hacia abajo:

$$C = 3 * t_v = 59.2 \text{ kg}$$

**3.18.1.6 Estructura 15 (estructura de paso red de baja tensión 8m).** Momento del viento sobre el poste:

$$M_{VP} = 0.001 * V_V^2 * (D + 2d) * L_{lp}^2 = 156.11 \text{ kg} * m$$

Esfuerzos transversales

Momento del viento sobre los conductores:

$$M_{VCb1} = 0.0042 * V_V^2 * a_v * D_c * (6.3 + 6.1 + 5.9) = 360 \text{ kg} * m$$

$$M_{VCb2} = 0.0042 * V_V^2 * a_v * D_c * (6.3 + 6.1 + 5.9) = 300 \text{ kg} * m$$

Esfuerzos longitudinales

$$M_{Cb1} = t_h * (6.3 + 6.1 + 5.9) = 2745 \text{ kg} * m$$

$$M_{Cb2} = t_h * (6.3 + 6.1 + 5.9) = 2745 \text{ kg} * m$$

Al sumar vectorialmente los momentos tenemos:

$$M = M_{VP} + M_{VC} + M_{Cb} = 953 \text{ kg} * m$$

$$M_{RP} = (L_{lp} - 0.3) * T_r = 3213 \text{ kg} * m$$

$$\frac{M_{RP}}{F_s} = 1285.2 \geq M$$

Esfuerzos de tracción o compresión

Es de compresión por tirar hacia abajo:

$$C = 63.9 \text{ kg}$$

**3.18.1.7 Estructura 20 (estructura retención red de baja 8m).** Momento del viento sobre el poste:

$$M_{VP} = 0.001 * V_V^2 * (D + 2d) * L_{lp}^2 = 156.11 \text{ kg} * \text{m}$$

Esfuerzos transversales

Momento del viento sobre los conductores:

$$M_{VCb} = 0.0042 * V_V^2 * a_v * D_c * (6.3 + 6.1 + 5.9) = 634.95 \text{ kg} * \text{m}$$

Esfuerzos longitudinales

$$M_{Cb} = t_h * (6.3 + 6.1 + 5.9) = 2800 \text{ kg} * \text{m}$$

$$M = M_{VP} + M_{VC} + M_{Cb} = 3027.2 \text{ kg} * \text{m}$$

$$M_{RP} = (L_{lp} - 0.3) * T_r = 3213 \text{ kg} * \text{m}$$

$$\frac{M_{RP}}{F_s} = 1285.2 \leq M$$

Sin embargo esta es una estructura de retención y por tanto se le puede colocar un templete al lado opuesto para contrarrestar las tensiones de la red de baja tensión.

Esfuerzos de tracción o compresión

Es de tensión por tirar hacia arriba:

$$C = 3 * t_v = 150 \text{ kg}$$

En este caso la tracción es mayor al peso del poste entonces el mismo templete que se coloca para contrarrestar los momentos sirve para contrarrestar la tracción.

**3.18.1.8 Estructura 13 (estructura retención de red de media tensión, estructura apoyo de transformador y comienzo de 3 redes de baja tensión 12 m).** Momento del viento sobre el poste:

$$M_{VP} = 0.001 * V_V^2 * (D + 2d) * L_{lp}^2 = 419.489 \text{ kg} * m$$

Esfuerzos transversales

Momento del viento sobre los conductores:

$$M_{VC} = 0.0042 * V_V^2 * a_v * D_c * (L_{lp} - 0.2) = 700 \text{ kg} * m$$

$$M_{VCb1} = 0.0042 * V_V^2 * a_v * D_c * (6.3 + 6.1 + 5.9) = 900 \text{ kg} * m$$

$$M_{VCb2} = 0.0042 * V_V^2 * a_v * D_c * (6.3 + 6.1 + 5.9) = 900 \text{ kg} * m$$

$$M_{VCb3} = 0.0042 * V_V^2 * a_v * D_c * (6.3 + 6.1 + 5.9) = 200 \text{ kg} * m$$

Esfuerzos longitudinales

$$M_C = t_h * (L_{lp} - 0.2) = 2005.85 \text{ kg} * m$$

$$M_{Cb1} = t_h * (6.3 + 6.1 + 5.9) = 3074.3 \text{ kg} * m$$

$$M_{Cb2} = t_h * (6.3 + 6.1 + 5.9) = 3089.46 \text{ kg} * m$$

$$M_{Cb3} = t_h * (6.3 + 6.1 + 5.9) = 3089.46 \text{ kg} * m$$

$$M_t = P2 * 0.3 = 39 \text{ kg} * m$$

$$M_{vt} = 157.4 \text{ kg} * m$$

Sumando todos los momentos vectorialmente tenemos:

$$M = M_{VP} + M_{VC} + M_{Cb} + M_{VCb} + M_C + M_t + M_{vt} = 8800 \text{ kg} * m$$

$$M_{RP} = (L_{lp} - 0.3) * T_r = 5049 \text{ kg} * m$$

$$\frac{M_{RP}}{F_s} = 2019.6 \leq M$$

Aunque no trabaja en operación normal con un factor de seguridad mayor o igual de 2.5 la opción más favorable tanto de trabajo como en condición de falla es colocar templetes.

Esfuerzos de tracción o compresión

Es de tracción por tirar hacia arriba:

$$C = 360.375 \text{ kg}$$

**3.18.1.9 Estructura 12 (estructura de retención y cambio de dirección red de baja tensión 8m).** Momento del viento sobre el poste:

$$M_{VP} = 0.001 * V_V^2 * (D + 2d) * L_{lp}^2 = 156.11 \text{ kg} * m$$

Esfuerzos transversales

Momento del viento sobre los conductores:

$$M_{VCb1} = 0.0042 * V_V^2 * a_v * D_c * (6.3 + 6.1 + 5.9) = 900 \text{ kg} * m$$

$$M_{VCb2} = 0.0042 * V_V^2 * a_v * D_c * (6.3 + 6.1 + 5.9) = 318 \text{ kg} * m$$

$$M_{VCb3} = 0.0042 * V_V^2 * a_v * D_c * (6.3 + 6.1 + 5.9) = 318 \text{ kg} * m$$

$$M_{VCb4} = 0.0042 * V_V^2 * a_v * D_c * (6.3 + 6.1 + 5.9) = 318 \text{ kg} * m$$

Esfuerzos longitudinales

$$M_{Cb1} = t_h * (6.3 + 6.1 + 5.9) = 5282.6 \text{ kg} * m$$

$$M_{Cb2} = t_h * (6.3 + 6.1 + 5.9) = 3017 \text{ kg} * m$$

$$M_{Cb3} = t_h * (6.3 + 6.1 + 5.9) = 3050 \text{ kg} * m$$

$$M_{Cb4} = t_h * (6.3 + 6.1 + 5.9) = 2880 \text{ kg} * m$$

Reemplazando los anteriores resultados y sumando vectorialmente se tiene:

$$\begin{aligned} M &= M_{VP} + M_{VCb1} + M_{Cb1} + M_{VCb2} + M_{Cb2} + M_{VCb3} + M_{Cb3} + M_{VCb4} + M_{Cb4} \\ &= 3493 \text{ kg} * m \end{aligned}$$

$$M_{RP} = (L_{lp} - 0.3) * T_r = 3213 \text{ kg} * m$$

$$\frac{M_{RP}}{F_s} = 1285.2 \leq M$$

Aunque supere la carga de rotura para no utilizar postes más caros se utilizan templetes.

Esfuerzos de tracción o compresión

Es de compresión por tirar hacia abajo:

$$C = 528 \text{ kg}$$

**3.18.1.10 Estructura 9 (estructura retención red de baja 8m).** Momento del viento sobre el poste:

$$M_{VP} = 0.001 * V_V^2 * (D + 2d) * L_{lp}^2 = 156.11 \text{ kg} * m$$

Esfuerzos transversales

Momento del viento sobre los conductores:

$$M_{VCb} = 0.0042 * V_V^2 * a_v * D_c * (6.3 + 6.1 + 5.9) = 315 \text{ kg} * m$$

Esfuerzos longitudinales

$$M_{Cb} = t_h * (6.3 + 6.1 + 5.9) = 2881.7 \text{ kg} * m$$

$$M = M_{VP} + M_{VC} + M_{Cb} = 3054.9 \text{ kg} * m$$

$$M_{RP} = (L_{lp} - 0.3) * T_r = 3213 \text{ kg} * m$$

$$\frac{M_{RP}}{F_s} = 1285.2 \leq M$$

Sin embargo esta es una estructura de retención y por tanto se le puede colocar un templete al lado opuesto para contrarrestar las tensiones de la red de baja tensión.

Esfuerzos de tracción o compresión

Es de compresión por tirar hacia abajo:

$$C = 3 * t_v = 182.57 \text{ kg}$$

**3.18.1.11 Estructura 10 (estructura retención red de baja 8m).** Momento del viento sobre el poste:

$$M_{VP} = 0.001 * V_V^2 * (D + 2d) * L_{lp}^2 = 156.11 \text{ kg} * m$$

Esfuerzos transversales

Momento del viento sobre los conductores:

$$M_{VCb} = 0.0042 * V_V^2 * a_v * D_c * (6.3 + 6.1 + 5.9) = 315 \text{ kg} * m$$

Esfuerzos longitudinales

$$M_{Cb} = t_h * (6.3 + 6.1 + 5.9) = 3048.8 \text{ kg} * m$$

$$M = M_{VP} + M_{VC} + M_{Cb} = 3221.14 \text{ kg} * m$$

$$M_{RP} = (L_{lp} - 0.3) * T_r = 3213 \text{ kg} * m$$

$$\frac{M_{RP}}{F_s} = 1285.2 \leq M$$

Sin embargo esta es una estructura de retención y por tanto se le puede colocar un templete al lado opuesto para contrarrestar las tensiones de la red de baja tensión.

Esfuerzos de tracción o compresión

Es de compresión por tirar hacia abajo:

$$C = 3 * t_v = 87 \text{ kg}$$

**3.18.1.12 Estructura 11 (estructura retención red de baja 8m).** Momento del viento sobre el poste:

$$M_{VP} = 0.001 * V_V^2 * (D + 2d) * L_{lp}^2 = 156.11 \text{ kg} * m$$

Esfuerzos transversales

Momento del viento sobre los conductores:

$$M_{VCb} = 0.0042 * V_V^2 * a_v * D_c * (6.3 + 6.1 + 5.9) = 315 \text{ kg} * m$$

Esfuerzos longitudinales

$$M_{Cb} = t_h * (6.3 + 6.1 + 5.9) = 3017 \text{ kg} * m$$

$$M = M_{VP} + M_{VC} + M_{Cb} = 3189.43 \text{ kg} * m$$

$$M_{RP} = (L_{lp} - 0.3) * T_r = 3213 \text{ kg} * m$$

$$\frac{M_{RP}}{F_s} = 1285.2 \leq M$$

Sin embargo esta es una estructura de retención y por tanto se le puede colocar un templete al lado opuesto para contrarrestar las tensiones de la red de baja tensión.

Esfuerzos de tracción o compresión (condición más desfavorable)

Es de compresión por tirar hacia abajo:

$$C = 3 * t_v = 112.24 \text{ kg}$$

**3.18.2 Especificaciones técnicas del cable de acero galvanizado para templetes.** En la siguiente tabla se muestran las características del cable de acero galvanizado utilizado para los templetes, junto con el factor de seguridad dado por la ESSA.

**Tabla 35. Características del cable de acero para templete.**

Calibre	3/8"
Numero de alambres	7
Diámetro nominal del alambre [mm]	3.05
Diámetro nominal del cable [mm]	9.52
Peso unitario,[kg/Km]	406.0
Resistencia de rotura mínima [kN]	58503.0
Factor de seguridad.	2

## **4. DETALLES PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LAS REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN DE LA VEREDA EL GUAIMARAL.**

### **4.1 TENDIDO DE CONDUCTORES.**

Como las redes de media y baja tensión son tipo abiertas desnudas en ACSR, luego se debe tener un cuidado, como lo recomienda la norma icel, de no arrastrar estos conductores sobre la superficie sin protégelos. Además evitar en el proceso de tendido los cambios bruscos de tensiones, ya que esto puede ocasionar una ruptura en el conductor.

Previo al tendido de los conductores instalar los apoyos mecánicos necesarios en las estructuras de amarre para soportar esfuerzos propios de este proceso.

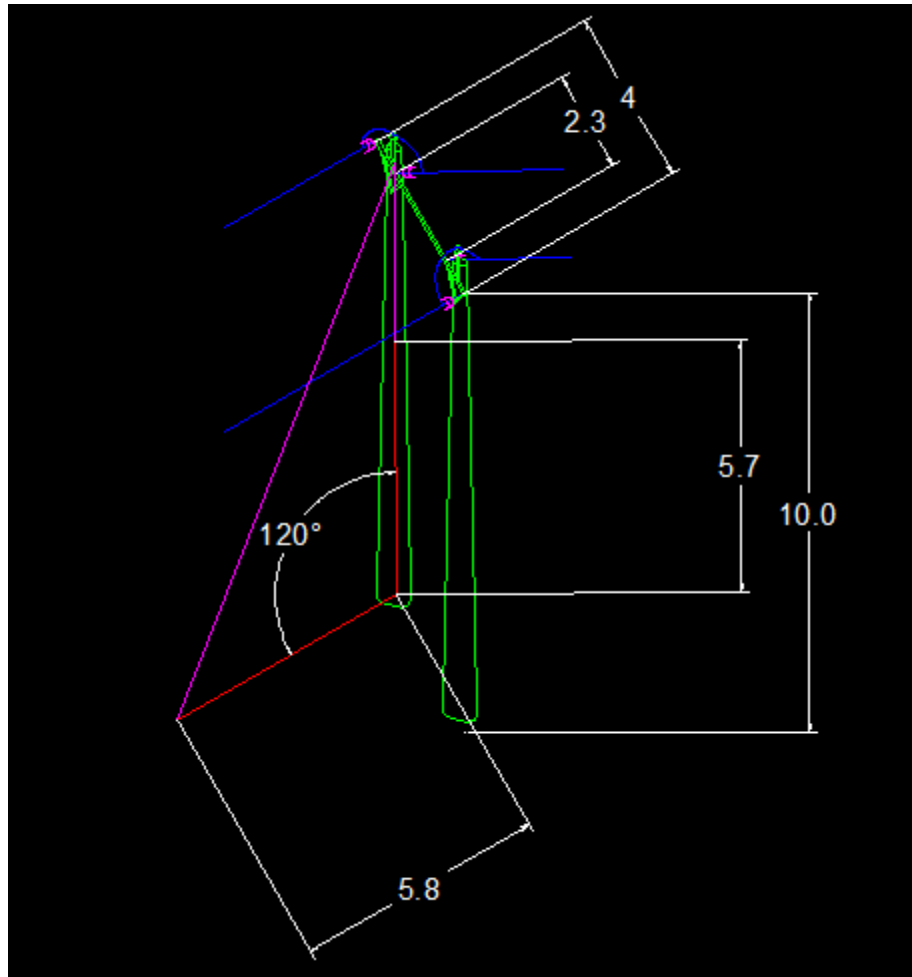
Tener en cuenta que al realizar el tendido la velocidad del viento debe ser lo más cercano a cero.

Hacer las uniones de conductores de aluminio y cobre con grapas bimetálicas.

**4.1.1 Detalles de las estructuras, y disposición de los templetes.** Todas las estructuras terminales de baja tensión tienen una retenida directa a tierra formando un ángulo de 30 grados con respecto al poste o lo que es igual, que la varilla de anclaje este ubicada a 3.63 metros de la base del poste y en la dirección contraria a la tensiones causadas por los conductores de baja tensión.

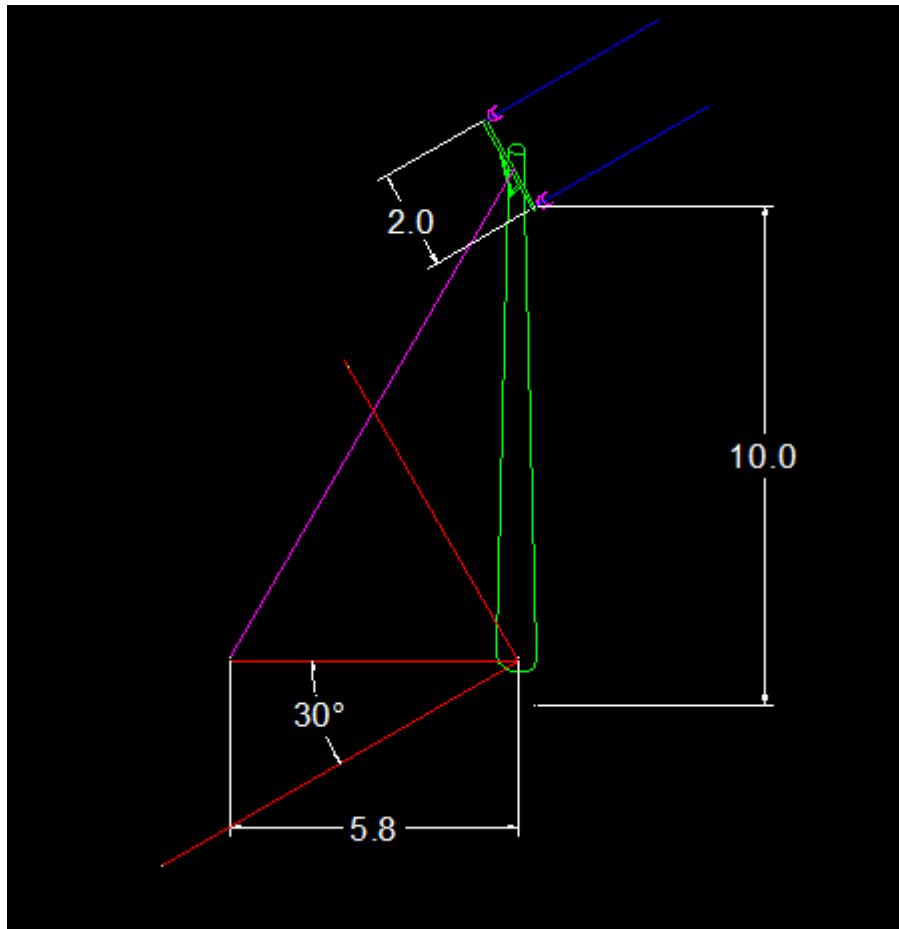
Las estructuras de paso de media y baja tensión no requieren templete debido a que los esfuerzos sobre estos postes no superan los momentos máximos admisibles teniendo en cuenta los factores de seguridad dados por la norma.

La estructura en H requiere dos retenidas directas a tierra y su ubicación se detalla en el plano y en la siguiente figura.



La estructura de arranque de la red de media tensión requiere una retenida directa a tierra formando un ángulo de 30 grados con respecto al poste o lo que es igual, que la varilla de anclaje este ubicada a 5.8 metros de la base del poste y en la dirección contraria a los esfuerzos causados por los conductores de media tensión.

La estructura numero 13 terminal de media tensión requiere una retenida directa a tierra como se observa en al siguiente figura:



#### 4.2 APOYOS MECÁNICOS.

Para este tipo de terrenos quebrados se utiliza apoyos en fibra de vidrio el cual tiene la ventaja de ser muy livianos y comparados con los postes de madera tienen mayor vida útil.

#### 4.3 TRASFORMADORES MONOFÁSICOS AUTOPROTEGIDOS.

Para el transporte e instalación de estos transformadores se deben utilizar las orejas que se diseñan para tal fin. El transformador de distribución no se debe

levantar con los terminales de alta y baja tensión y demás accesorios, para eso están las orejas.

Desde el momento de la instalación del transformador hasta cuando se energiza, se debe dejar un tiempo mínimo de reposo para evitar burbujas en el aceite formadas por el movimiento propio de transporte y elevación.

El orden a seguir en el momento de la conexión de los barrajes del transformador es el siguiente:

- 1- Puesta a tierra de protección y de servicio.
- 2- Conductores de baja tensión.
- 3- Conductores de alta tensión

**Figura 36. Transformador monofásico autoprotegido.**



Fuente. Transformador en: < <http://magnetron.com.co> > 24/11/2012

#### **4.4 CAJAS CORTACIRCUITOS.**

Por seguridad la instalación de las cajas cortacircuitos se hace de forma tal que mientras estén abiertas no exista la posibilidad que se cierren involuntariamente (por su peso).

La manipulación de estas cajas cortacircuitos se debe realizar mediante pértigas de material aislante.

**Figura 37. Caja cortacircuitos.**



Fuente: Cajas cortacircuitos en: <<http://ingenieriaelectrica.com.co>> 24/11/2012

#### **4.5 DERIVACIÓN DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN AL TRANSFORMADOR.**

Desde la derivación de la red de media al transformador se debe seguir el siguiente orden de conexión:

- 1- Red de media a DPS.
- 2-DPS a cajas cortacircuitos.
- 3-De cajas cortacircuitos a terminales de alta del transformador

## **4.6. ACTIVIDADES PARA EJECUTAR LA CONSTRUCCIÓN DE LAS REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN DE LA VEREDA EL GUAIMARAL EN EL MUNICIPIO DE GIRÓN SANTANDER**

Estas actividades se desarrollaran en dos partes la primera es el transporte de todos los materiales requeridos para la construcción de las redes de media y baja tensión a la vereda el Guaimaral, y la segunda parte es proceder a la construcción.

### **4.6.1 Actividades de transporte de materiales.**

**4.6.1.1 Transporte de postes.** El transporte de los postes en fibra de vidrio se hará por medio de una tracto mula desde la ciudad de Medellín hasta la vereda Chocoita del municipio de Girón, donde se hace el descargue de estos, esto debido a que la tracto mula no puede ingresar hasta la vereda el Guaimaral, porque la carretera se encuentra en mal estado, una vez descargados los postes se hace el transbordo o carga de postes a un camión que realice el transporte de estos, desde la vereda Chocoita hasta la vereda Cantalta, ambas veredas del municipio de Girón, y nuevamente se realiza el descargue de estos postes.

**4.6.1.2 Transporte de los demás materiales eléctricos requeridos para la construcción.** El transporte de estos materiales se hace con un camión y estos materiales se dejan también en la vereda Cantalta del municipio de Girón.

En la tabla 34 se resumen los días requeridos para el transporte de estos materiales.

**Tabla 36. Resumen de las actividades propias del transporte de materiales.**

<b>Transporte.</b>	<b>Tiempo estimado.</b>
Transporte de postes de fibra de vidrio desde la ciudad de Medellín hasta la vereda chocoita del municipio de Girón.	Para este transporte se estiman dos días aproximadamente, y por motivos de imprevistos (derrumbes, factores climáticos u otros de fuerza mayor) se dará dos días más de gracia.
Transporte de postes desde la vereda Chocoita hasta la vereda Cantalta (ambas veredas del municipio de Girón)	Para este transporte se estima un día entre la carga y descarga de estos postes.
Transporte de los demás materiales requeridos.	Estos materiales se llevan el día en que comienza la construcción el tiempo estima será de dos horas (una vez cargado el camión con todos los materiales).

**4.6.1.3 Trabajos de perforación para la colocación de los postes de media y baja tensión construcción.** Este trabajo de perforación se hace como actividad previa antes que la cuadrilla de linieros empiece los trabajos de la construcción.

**4.6.2 Actividades de la construcción de las redes de media y baja tensión.** En la siguiente tabla 37 se resumen las actividades (Estas actividades se empiezan a ejecutar una vez se estén todos los materiales en el lugar, o por lo menos estén los postes en el lugar) que se deben realizar para ejecutar la construcción de las redes de media y baja tensión de la vereda el Guaimaral.

Los días estimados para la realización de esta obra serán de veintiséis días, pero por motivos climáticos, y de fuerza mayor se dejan tres días para concluir la totalidad de la obra. La jornada laboral será de ocho horas, las cuales comenzaran en la mañana de 8:00 AM a 12:00 PM, y en la tarde de 1:00 PM a 5:00PM, y la obra será ejecutada por una cuadrilla de cuatro trabajadores, integrados por dos linieros y dos ayudantes o técnicos electricistas.

**Tabla 37. Actividades a seguir para realizar la construcción de las redes eléctricas.**

<b>DIA</b>	<b>ACTIVIDAD</b>
1	Replanteo de las redes de media y baja tensión.
2-3-4-5	Una vez se realiza el replanteo de las redes, se procede a la actividad de limpieza, y perforación para los apoyos.(La profundidad será de 1.8 metros para postes de 12 metros, y 1.5 metros para los postes de 8 metros)
6-7-8-9	Instalación de los apoyos de la red de media tensión con la cimentación de cada apoyo.
10-11-12	Instalación de los apoyos de la red de baja tensión con cimentación.
13-14-15	Instalación de templetes, aisladores en los apoyos de media tensión.
16-17-18	Instalación de templetes, aisladores (perchas y aisladores tipo carrete), farolas de alumbrado público en los apoyos de baja tensión.
19-20-21	Tensionado de la red de media tensión.
22-23-24	Tensionado de la red de baja tensión.
25	Instalación (vestida de transformadores) de los transformadores (1 y 2), y las protecciones eléctricas de cada uno de los transformadores (cajas cortacircuitos, fusibles, y DPS), barrajes del bobinado primario y secundario de cada transformador.
26	Instalación de las tierras de servicio y de protección. Salir de la red de media tensión existente con un puente flojo, para empalmar a la red media construida.
27	Cierre de cajas cortacircuitos de los transformadores, y verificación de la construcción.
28-29-30	Tareas extras, o propias de imprevistos de fuerza mayor, tales como el clima.

**5. TABLAS DE VALORES DE PRESUPUESTO PARA EL PROYECTO DE  
ELECTRIFICACIÓN RURAL DE LA VEREDA EL GUAIMARAL.**

**5.1 LISTADO DE CANTIDAD DE OBRA Y PRECIOS UNITARIOS RED DE  
MEDIA TENSIÓN.**

<b>ítem</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unidades</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Valor unitario \$</b>	<b>Sub total \$</b>
1	Replanteo de la red de media tensión.	Km	1.2	219.000	262.800
2	Suministro transporte e instalación de herrajes en postes de dos hilos de paso 510 kg 12metros. Includo poste.	Un	1	2'562.275	2'562.275
3	Suministro transporte e instalación de herrajes en postes de dos hilos de retención 510 kg 12metros. Includo poste.	Un	2	2'727.924	5'455.848
4	Suministro transporte e instalación de herrajes en postes de dos hilos de retención en H 510 kg 12metros. Includo poste.	Un	1	4'737.100	4'737.100
5	Suministro transporte e instalación de herrajes y elementos para templete directo a tierra. Media tensión	Un	4	94.933,58	379.734,4
6	Suministro transporte e instalación de herrajes y elementos para bajante a tierra.	Un	2	321.624	643.248
7	Suministro transporte e	Metro	2300	3.950	9'085.000

ítem	Descripción	Unidades	Cantidad	Valor unitario \$	Sub total \$
	instalación de conductor ACSR No 2 AWG.				
8	Suministro e instalación de caja cortacircuito de 15 kV 100 A 110 kV-BIL	Un	6	177.305	1'063.830
9	Suministro e instalación de DPS de 12 kV 10 kA	Un	4	184.280	737.120
10	Suministro e instalación valla publicitaria de obra de electrificación rural.	Un	1	658.820	658.820
11	Suministro transporte e instalación de amortiguador tipo stock bridge para No 2	Un	8	26.400	211.200
<b>Total actividad en media tensión.</b>				<b>25'796.975</b>	

## 5.2 LISTADO DE CANTIDAD DE OBRA Y PRECIOS UNITARIOS RED DE BAJA TENSIÓN.

ítem	Descripción	Unidades	Cantidad	Valor unitario \$	Sub total \$
12	Replanteo de la red de baja tensión.	Km	1.050	193.000	202.650
13	Suministro transporte e instalación conductor ACSR No 4 AWG. (Red abierta)	Metro	3100	3000	9'300.000
14	Suministro transporte e instalación de herrajes y elementos para templete directo a tierra. Baja tensión.	Un	6	70.300	421.800
15	Suministro transporte e instalación de herrajes y elementos para bajante a tierra. Baja tensión.	Un	2	137.902	275.804
16	Suministro transporte e instalación poste 8 metros 510 kg.	Un	8	1'160.000	9'280.000

ítem	Descripción	Unidades	Cantidad	Valor unitario \$	Sub total \$
17	Suministro transporte e instalación de herrajes en poste de 8 metros 510 kg	Un	8	249.900	1'999.200
<b>Total actividad en baja tensión.</b>				<b>21'479.454</b>	

### 5.3 LISTADO DE CANTIDAD DE OBRA Y PRECIOS UNITARIOS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN.

ítem	Descripción	Unidades	Cantidad	Valor unitario \$	Sub total \$
18	Mejoramiento de resistividad de puesta a tierra, para transformadores de distribución (cable Cu).	Un	2	180.114	360.228
19	Suministro transporte e instalación de transformador autoprotegido monofásico de 5 kVA 13.2 kV 150 kV BIL 13200/240/120	Un	1	2'785.000	2'785.000
20	Suministro transporte e instalación de transformador autoprotegido monofásico de 10 kVA 13.2 kV 150 kV BIL 13200/240/120	Un	1	3'285.000	3'285.000
21	Suministro transporte e instalación de herrajes y protecciones de transformadores monofásicos autoprotegidos 13.2 kV	Un	2	904.350	1'808.700
22	Suministro transporte e instalación de equipo de macromedida baja tensión para transformador monofásico con medidor electromecánico.	Un	2	740.000	1'480.000
<b>Total actividad en subestaciones de distribución.</b>				<b>9'718.928</b>	

#### 5.4 TABLA DEL VALOR DE OBRA.

Concepto	Porcentaje %	Valor \$
Valor costo directo.		56'995.357
Administración	10	5'699.535,7
imprevistos	15	8'549.303,55
Utilidad	5	2'849.767,85
IVA sobre utilidad	16	455.962,856
Retefuente	1	569.953,57
<b>Valor Total Obra</b>		<b>75'119.880,53</b>

#### 5.5 TABLA DE MATERIALES REQUERIDOS PARA EL PROYECTO.

Tabla 38. Listado de materiales y costos año 2013.

Materiales	Unidad	Cantidad	Valor unitario IVA incluido.	Valor total
Conductor #2 ASCR.	Metros	2300	\$1250	\$2,875,000
Conductor #4 ASCR.	Metros	3100	\$ 900	\$2,790,000
Conductor #2 cobre	Metros	46	\$ 8.000	\$ 368.000
Conductor #8 cobre	Metros	40	\$ 2.300	\$92.000
Cable para retenida de 3/8" Galvanizado.	Metros	250	\$1700	\$425.000
*Transformador monofásico 5 KVA.	Unid.	1	\$2'000.000	\$2'000.000
*Transformador monofásico10 KVA.	Unid.	1	\$2'500.000	\$2'500.000

<b>Materiales</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Valor unitario IVA incluido.</b>	<b>Valor total</b>
Dispositivo de protección contra sobretensiones (DPS) de 12 KV ,10KA	Unid.	4	\$80.000	\$ 320.000
Cajas cortacircuitos 15 KV 100 A.	Unid.	6	\$ 90.000	\$ 540.000
Aisladores de media tensión pin de 15kV	Unid.	4	\$15.000	\$60.000
Aisladores de media tensión polimérico a 15 KV.	Unid.	8	\$ 26.000	\$208.000
Aisladores de baja tensión de carrete.	Unid.	45	\$2.000	\$90.000
Percha para baja tensión de 3 puestos tipo pesado.	Unid.	15	\$ 20.000	\$300.000
Postes de 12 metros de 510 Kg fibra de vidrio.	Unid.	5	\$1'360.000	\$6'800.000
Postes de 8 metros de 510 Kg fibra de vidrio.	Unid.	8	\$620.000	\$4'960.000
Puesta a tierra varilla. 5/8" x 1.5 mts	Unid.	4	\$55.500	\$222.000
Ducto galvanizado 1/2".	Metros	12	\$20.000	\$ 80.000
Cintas aceradas 3/4".	Metros	30	\$3.000	\$ 3.000
Hebillas de acero inoxidable 3/4".	Unid.	8	\$700	\$5.600

<b>Materiales</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Valor unitario IVA incluido.</b>	<b>Valor total</b>
Guardacabos 3/8".	Unid.	40	\$ 1.200	\$48.000
Varillas de anclaje 5/8" x 1.50 mts	Unid.	10	\$16.000	\$160.000
Viguetas de anclaje	Unid.	10	\$4.000	\$40.000
Aislador tensor 3 1/2"	Unid.	10	\$5.100	\$51.000
Conector bimetalico 2 pernos.	Unid.	6	\$6.000	\$36.000
Grapa prensa hilo 1 1/2 x 1/4 x6 de 3 pernos.	Unid.	72	\$6.000	\$432.000
Grapa prensa hilo de acero para retenida 1 1/2" x 1/4" x6 3 pernos	Unid.	80	\$6.000	\$480.000
Espigos punta poste 13.2KV.	Unid.	2	\$11.000	\$22.000
Espigos para cruceta metálica 5/8"x8"13.2kV	Unid.	2	\$5.200	\$10.400
Cruceta metálica de 3"x3"x1/4"x2mts	Unid.	8	\$82.000	\$656.000
Cruceta metálica de 3"x3"x1/4"x4mts	Unid.	1	\$150.000	\$150.000
Diagonales rectas 1 1/2"X 3/16"x0.68 mts	Unid.	18	\$16.000	\$288.000
Collarín de un salida de 4 a 6".	Unid.	22	\$12.000	\$264.000
Collarín cuatro salidas 6-8".	Unid.	4	\$14.000	\$56.000

<b>Materiales</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Valor unitario IVA incluido.</b>	<b>Valor total</b>
Grapas retención tipo pistola 2 pernos.	Unid.	10	\$14.000	\$140.000
Tornillería 5/8"*16"	Unid.	20	\$ 4.000	\$80.000
Tornillos 5/8"x2"	Unid.	20	\$1.000	\$20.000
Tuercas de ojo 5/8"	Unid.	20	\$6.000	\$120.000
Arandelas cuadradas 2"x2"x5/8"	Unid.	40	\$500	\$20.000
Arandelas de presión 5/8"	Unid.	40	\$200	\$8.000
Fusibles tipo K de 1 amperio.	Unid.	4	\$3.000	\$12.000
Alumbrado público.	Unid.	6	\$ 150.000	\$ 900.000
<b>Costo total de materiales :</b>				<b>\$ 28'452.000</b>

El anterior listado de materiales esta con costos del año 2013 con el IVA incluido, y sujetos a cambios.

## 6. TABLAS ANÁLISIS PRECIOS UNITARIOS.

ACTIVIDAD: Replanteo de la red de media tensión por kilómetro.					
FECHA: JULIO 2013					
EQUIPO		TARIFA \$	RENDIMIEN O	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
Estación topográfica.		53.130	2	106.260	
Campero.		85.008	0.375	31.870	
					\$ 138.130
MATERIALES	UNIDAD	VALOR \$	CANTIDAD	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
-----			-----		
-----			-----		
-----			-----		
-----			-----		
-----			-----		
-----			-----		
-----			-----		
DESPERDICIO					
<b>MANO DE OBRA</b>		<b>JORNAL \$</b>	<b>RENDIMIEN O</b>	<b>VALOR UNITARIO \$</b>	<b>SUB TOTAL \$</b>
Topógrafo.		80.340	0.7	58.500	
Cadenero.		40.200	0.56	22.370	
					\$ 80.870
<b>COSTO DIRECTO:</b>					<b>\$ 219.000</b>

ACTIVIDAD: Suministro transporte e instalación de herrajes en postes de dos hilos de paso 510 kg 12metros. (incluido poste)					
FECHA: JULIO 2013					
EQUIPO		TARIFA \$	Rendimiento	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
Equipo menor		3.200	5	16.000	
					\$ 16.000
MATERIALES	UNIDAD	VALOR \$	CANTIDAD	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
Poste 12 metros 510 kg	Un	1'760.000	1	1'760.000	
Arandela cuadrada 5/8"	Un	1.200	8	9.600	
Arandela redonda 5/8"	Un	290	8	2.320	
Aislador de pin 15 kV	Un	28.000	4	112.000	
Cruceta metálica 4 mts	Un	150.000	1	150.000	
Espigo pin cruceta.	Un	5.200	2	10.400	
Diagonal recta metálica	Un	16.000	4	64.000	
Espárragos 5/8" x 10	Un	5.900	4	23.600	
DESPERDICIO					\$ 2'131.920
MANO DE OBRA	JORNAL \$		Rendimiento	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
Electricista	76.600		2.751	210.755	
Oficial	54.000		1.9185	103.600	
Ayudante 1	32.950		1.517	50.000	
Ayudante 2	32.950		1.517	50.000	
					\$ 414.355
<b>COSTO DIRECTO:</b>					<b>\$ 2'562.275</b>

ACTIVIDAD: Suministro transporte e instalación de herrajes en postes de dos hilos de retención 510 kg 12metros. (incluido poste)					
FECHA: JULIO 2013					
EQUIPO		TARIFA \$	Rendimiento	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
Equipo menor.		5.350	0.205	1.100	
-----				-----	
-----				-----	
					\$ 1.100
MATERIALES	UNIDAD	VALOR \$	CANTIDAD	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
Poste 12 metros 510 kg	Un	1'760.000	1	1'760.000	
Cruceta metálica 2 m	Un	82.000	2	164.000	
Diagonal recta.	Un	16.000	2	32.000	
Aislador polimérico de media tensión 15kV	Un	26.000	2	52.000	
-----				-----	
-----				-----	
DESPERDICIO					\$ 2'008.000
MANO DE OBRA	JORNAL \$		Rendimiento	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
Electricista	76.600		7.18	550.000	
Liniero	68.900		1.14	78.824	
Ayudante	29.800		3.02	90.000	
					\$ 718.824
<b>COSTO DIRECTO:</b>					<b>\$ 2'727.924</b>

ACTIVIDAD: Suministro transporte e instalación de herrajes en postes de dos hilos de retención en H 510 kg 12 metros.					
FECHA: JULIO 2013					
EQUIPO		TARIFA	Rendimiento	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
Equipo menor.		5.350	0.205	1.100	
-----					
-----					
MATERIALES	UNIDAD	VALOR \$	CANTIDAD	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
Poste 12 metros 510 kg	Un	1'760.000	2	3'520.000	
Cruceta metálica 2 m	Un	82.000	4	328.000	
Diagonal recta.	Un	16.000	4	64.000	
Aislador polimérico de media tensión 15kV	Un	26.000	4	104.000	
-----				-----	
-----				-----	
DESPERDICIO					\$ 4'016.000
MANO DE OBRA	JORNAL		Rendimiento	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
Electricista	76.600		6.52	500.000	
Liniero	68.900		1.45	100.000	
Ayudante	29.800		4.026	120.000	
-----				-----	
					\$ 720.000
<b>COSTO DIRECTO:</b>					<b>\$ 4'737.100</b>

ACTIVIDAD: Suministro transporte e instalación de herrajes y elementos para templete directo a tierra. Media tensión					
FECHA: JULIO 2013					
EQUIPO		Tarifa	Rendimiento	Valor Unitario \$	SUB TOTAL \$
Equipo menor.		3.200	0.171	550	
-----				-----	
-----				-----	
MATERIALES	UNIDAD	VALOR \$	CANTIDAD	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
Grapa prensa hilo 3 pernos.	Un	6.000	2	12.000	
Guardacabos	Un	1.500	1	1.500	
Varilla de anclaje	Un	16.000	1	16.000	
Arandela cuadrada 5/8"	Un	1.600	1	1.600	
Cable retenida de acero galvanizado 3/8"	metro	1.700	12	20.400	
Viguetas de anclaje	Un	12.000	1	12.000	
DESPERDICIO 5 %			\$ 3.175		\$ 66.675
MANO DE OBRA	JORNAL \$		Rendimiento	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
Electricista	76.550		0.163	12.500	
Ayudante	32.950		0.461	15.208,58	
-----				-----	
-----				-----	
					\$ 27.708,58
<b>COSTO DIRECTO:</b>					\$ 94.933,58

ACTIVIDAD: Suministro transporte e instalación de herrajes y elementos para bajante a tierra.					
FECHA: JULIO 2013					
EQUIPO		TARIFA	Rendimiento	VALOR UNITARIO	SUB TOTAL
				\$	\$
Equipo menor.		3.200	4.828	15.450	
-----				-----	
-----				-----	
					\$ 15.450
MATERIALES	UNIDAD	VALOR \$	CANTIDAD	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
Varilla de puesta a tierra 5/8" 1.5 mts.	Un	55.500	1	55.500	
Alambre desnudo #2 AWG.	metro	8.000	12	96.000	
Cintas aceradas 3/4"	metro	4.000	6	24.000	
Hebillas de acero	Un	800	6	4.800	
Tubo galvanizado 1/2" tramo de 3 metros	Un	20.000	2	40.000	
-----				-----	
-----				-----	
DESPERDICIO 5 %				\$ 11.015	\$231.315
MANO DE OBRA	JORNAL \$		Rendimiento	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
Electricista	76.550		0.587	45.000	
Liniero	68.900		0.433	29.859	
-----				-----	
-----				-----	
					\$ 74.859
<b>COSTO DIRECTO:</b>					<b>\$ 321.624</b>

ACTIVIDAD: Suministro transporte e instalación de conductor ACSR No 2 AWG.					
FECHA: JULIO 2013					
EQUIPO		TARIFA	Rendimiento	VALOR UNITARIO	SUB TOTAL
				\$	\$
Equipo menor		3.200	0.024	76,50	
					\$ 76,50
MATERIALES	UNIDAD	VALOR \$	CANTIDAD	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
Conductor ACSR No 2 AWG	metro	1.250	1	1.250	
-----				-----	
-----				-----	
-----				-----	
DESPERDICIO 5 %					\$ 1.250
MANO DE OBRA	JORNAL \$		Rendimiento	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
Electricista	76.550		0.02382	1.823,5	
Ayudante	32.950		0.0242	800	
-----				-----	
-----				-----	
					\$ 2.623,5
<b>COSTO DIRECTO:</b>					\$ 3.950

ACTIVIDAD: Suministro e instalación de caja cortacircuito de 15 kV 100 A 110 kV-BIL					
FECHA: JULIO 2013					
EQUIPO		TARIFA	Rendimiento	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
Equipo menor		3.200	0.1683	538,74	
-----				-----	
-----				-----	
					\$ 538,74
MATERIALES	UNIDAD	VALOR \$	CANTIDAD	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
Caja cortacircuitos 15 kV 100 A 110 kV-BIL	Un	90.000	1	90.000	
Fisible tipo K 1 A	Un	3.000	1	3.000	
-----				-----	
-----				-----	
-----				-----	
-----				-----	
DESPERDICIO 5 %				\$ 465	\$ 93.465
MANO DE OBRA	JORNAL \$		Rendimiento	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
Electricista	76.550			40.801,26	
Ayudante	32.950			42.500	
-----				-----	
-----				-----	
					83.301,26
<b>COSTO DIRECTO:</b>					<b>\$ 177.305</b>

ACTIVIDAD: Suministro e instalación de DPS de 12 kV 10 kA					
FECHA: JULIO 2013					
EQUIPO		TARIFA	Rendimiento	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
Equipo menor		3.200	0.343	1.100	
-----				-----	
-----				-----	
					\$ 1.100
MATERIALES	UNIDAD	VALOR \$	CANTIDAD	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
DPS 12 kV 10kA	Un	80.000	1	80.000	
-----				-----	
-----				-----	
-----				-----	
-----				-----	
-----				-----	
DESPERDICIO					\$ 80.000
MANO DE OBRA	JORNAL \$		Rendimiento	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
Electricista	76.550		0.783	60.000	
Ayudante	32.950		1.31	43.180	
					\$ 103.180
<b>COSTO DIRECTO:</b>					<b>\$ 184.280</b>

ACTIVIDAD: Suministro e instalación valla publicitaria de obra de electrificación rural.					
FECHA: JULIO 2013					
EQUIPO		TARIFA	Rendimiento	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
Equipo menor		3.200	3.328	10.650	
-----				-----	
-----				-----	
MATERIALES	UNIDAD	VALOR \$	CANTIDAD	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
Valla publicitaria	Un	605.700	1	605.700	
-----				-----	
-----				-----	
-----				-----	
-----				-----	
-----				-----	
-----				-----	
DESPERDICIO 5 %					\$ 605.700
<b>MANO DE OBRA</b>	<b>JORNAL</b> \$		<b>Rendimiento</b>	<b>VALOR UNITARIO</b> \$	<b>SUB TOTAL</b> \$
Oficial	57.400			21.235	
Ayudante	32.950			21.235	
-----				-----	
-----				-----	
					42.470
<b>COSTO DIRECTO:</b>					<b>\$ 658.820</b>

ACTIVIDAD: Suministro transporte e instalación de amortiguador tipo stock bridge para cable No 2					
FECHA: JULIO 2013					
EQUIPO		TARIFA	Rendimiento	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
-----				-----	
-----				-----	
-----				-----	
MATERIALES	UNIDAD	VALOR \$	CANTIDAD	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
Amortiguador stock bridge	Un	18.250	1	18.250	
-----				-----	
-----				-----	
-----				-----	
-----				-----	
-----				-----	
DESPERDICIO					\$ 18.250
MANO DE OBRA	JORNAL \$	Rendimiento	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$	
Oficial	57.400	0.1045	6.000		
Ayudante	32.950	0.0652	2.150		
-----			-----		
-----			-----		
				\$ 8.150	
<b>COSTO DIRECTO:</b>					\$ 26.400

ACTIVIDAD: Replanteo de la red de baja tensión por kilómetro.					
FECHA: JULIO 2013					
EQUIPO		TARIFA	Rendimiento	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
Estación topográfica		53.150	1.6	85.000	
Campero		85.100	0.62	53.130	
					\$ 138.130
MATERIALES	UNIDAD	VALOR \$	CANTIDAD	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
-----				-----	
-----				-----	
-----				-----	
-----				-----	
-----				-----	
-----				-----	
DESPERDICIO 5 %					-----
<b>MANO DE OBRA</b>		<b>JORNAL \$</b>	<b>Rendimiento</b>	<b>VALOR UNITARIO \$</b>	<b>SUB TOTAL \$</b>
Topógrafo		80.350	0.37	30.400	
Cadenero		40.200	0.60	24.470	
					54.870
<b>COSTO DIRECTO:</b>					<b>\$ 193.000</b>



ACTIVIDAD: Suministro transporte e instalación de herrajes y elementos para templete directo a tierra. Baja tensión.					
FECHA: JULIO 2013					
EQUIPO		TARIFA	Rendimiento	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
Equipo menor		3.200	0.34	1.100	
-----				-----	
-----				-----	
					\$ 1.100
MATERIALES	UNIDAD	VALOR \$	CANTIDAD	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
Varilla de anclaje 5/8" 1.5 mts	Un	16.000	1	16.000	
Vigueta de anclaje	Un	4.000	1	4.000	
Arandela cuadrada 5/8"	Un	500	4	2.000	
Guardacabos 3/8"	Un	1.200	4	4.800	
Grapa prensa hilo 3 pernos	Un	6.000	1	6.000	
-----				-----	
DESPERDICIO 5 %				\$ 1.640	\$ 34.440
MANO DE OBRA	JORNAL \$	Rendimiento	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$	
Electricista	76.550	0.261	20.000		
Ayudante	32.950	0.448	14.760		
-----			-----		
-----			-----	\$ 34.760	
<b>COSTO DIRECTO:</b>					<b>\$ 70.300</b>

ACTIVIDAD: Suministro transporte e instalación de herrajes y elementos para bajante a tierra. Baja tensión.					
FECHA: JULIO 2013					
EQUIPO		TARIFA	Rendimiento	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
Equipo menor		3.200	0.343	1.100	
					\$ 1.100
MATERIALES	UNIDAD	VALOR \$	CANTIDAD	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
Varilla de puesta a tierra 5/8" 1.5 mts	Un	55.500	1	55.500	
Ducto galvanizado 1/2" tramo de 3 mts	Un	20.000	2	40.000	
Cintas aceradas 3/4"	metros	3.000	2	6.000	
Hebillas para cintas	Un	700	4	2.800	
Conector bimetálico	Un	6.000	1	6.000	
DESPERDICIO					\$ 110.300
MANO DE OBRA	JORNAL		Rendimiento	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
Electricista	76.550			16.000	
Liniero	68.900			10.502	
-----				-----	
-----				-----	
					\$ 26.502
<b>COSTO DIRECTO:</b>					<b>\$ 137.902</b>

ACTIVIDAD: Suministro transporte e instalación poste 8 metros 510 kg.					
FECHA: JULIO 2013					
<b>EQUIPO</b>		<b>TARIFA</b>	<b>Rendimiento</b>	<b>VALOR UNITARIO</b>	<b>SUB TOTAL</b>
				\$	\$
Equipo menor		3.200	4	12.800	
-----				-----	
					\$ 12.800
<b>MATERIALES</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>VALOR</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>VALOR UNITARIO</b>	<b>SUB TOTAL</b>
		\$		\$	\$
Posta 8 metros 510 kg	Un	870.000	1	870.000	
-----				-----	
-----				-----	
-----				-----	
-----				-----	
DESPERDICIO					\$ 870.000
<b>MANO DE OBRA</b>	<b>JORNAL</b>	<b>Rendimiento</b>	<b>VALOR UNITARIO</b>	<b>SUB TOTAL</b>	
	\$		\$	\$	
Oficial	57.400	2.912	167.200		
Ayudante	32.950	3.33	110.000		
					\$ 277.200
<b>COSTO DIRECTO:</b>					<b>\$ 1'160.000</b>

ACTIVIDAD: Suministro transporte e instalación de herrajes en poste de 8 metros 510 kg					
FECHA: JULIO 2013					
EQUIPO		TARIFA	Rendimiento	VALOR UNITARIO	SUB TOTAL
				\$	\$
Equipo menor		3.200	4	12.800	
-----				-----	
					\$ 12.800
MATERIALES	UNIDAD	VALOR \$	CANTIDAD	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
Percha para baja tensión de 3 puestos tipo pesado.	Un	20.000	2	40.000	
Aislador de baja tensión tipo carrete	Un	2.000	6	12.000	
Farola de alumbrado público con collarín, y fotocelda.	Un	150.000	1	150.000	
-----				-----	
-----				-----	
DESPERDICIO 5 %				\$ 10.100	\$ 212.100
MANO DE OBRA	JORNAL	RENDIMIENTO	VALOR UNITARIO	SUB TOTAL	
		O	\$	\$	
Electricista	76.550	0.1959	15.000		
Ayudante	32.950	0.303	10.000		
					\$ 25.000
<b>COSTO DIRECTO:</b>					<b>\$ 249.900</b>

ACTIVIDAD: Mejoramiento de resistividad de puesta a tierra, para transformadores de distribución (cable Cu).					
FECHA: JULIO 2013					
EQUIPO		TARIFA	Rendimiento	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
Equipo menor		3.200	0.912	2.920,05	
-----				-----	
-----				-----	
					\$ 2.920,05
MATERIALES	UNIDAD	VALOR \$	CANTIDAD	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
Sistema de contrapeso	Un	159.400	1	159.400	
-----				-----	
-----				-----	
-----				-----	
-----				-----	
-----				-----	
DESPERDICIO					\$ 159.400
MANO DE OBRA	JORNAL \$		Rendimiento	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
Electricista	76.550		0.1632	12.500	
Ayudante	32.950		0.1606	5.293,95	
					\$ 17.793,95
<b>COSTO DIRECTO:</b>					\$ 180.114

ACTIVIDAD: Suministro transporte e instalación de transformador autoprotegido monofásico de 5 kVA 13.2 kV 150 kV BIL 13200/240/120					
FECHA: JULIO 2013					
EQUIPO		TARIFA	Rendimiento	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
Equipo menor		3.200		8.650	
Grúa		127.550		42.550	
-----				-----	
					\$ 51.200
MATERIALES	UNIDAD	VALOR \$	CANTIDAD	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
Transformador autoprotegido 5 kVA.	Un	2'230.000	1	2'519.800	
Collarines	Un	14.000	2	28.0000	
DESPERDICIO 5					\$ 2'547.800
MANO DE OBRA	JORNAL \$		Rendimiento	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
Electricista	76.550		2	153.100	
Ayudante	32.950		0.99	32.900	
-----				-----	
-----				-----	
					\$ 186.000
<b>COSTO DIRECTO:</b>					\$ 2'785.000

ACTIVIDAD: Suministro transporte e instalación de transformador autoprotegido monofásico de 10 kVA 13.2 kV 150 kV BIL 13200/240/120					
FECHA: JULIO 2013					
EQUIPO		TARIFA	Rendimiento	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
Equipo menor		3.200	4.56	14.600	
Grúa		127.550	0.500	63.800	
-----				-----	
					\$ 78.400
MATERIALES	UNIDAD	VALOR \$	CANTIDAD	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
Transformador autoprotegido 5 kVA.	Un	2'996.850	1	2'996.850	
Collarines	Un	14.000	2	\$28.000	
DESPERDICIO 5 %					\$ 3'024.850
MANO DE OBRA	JORNAL \$		Rendimiento	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
Electricista	76.550		2	153.100	
Ayudante	32.950		0.869	28.650	
-----				-----	
-----				-----	
					\$ 181.750
<b>COSTO DIRECTO:</b>					<b>\$ 3'285.000</b>

ACTIVIDAD: Suministro transporte e instalación de herrajes y protecciones de transformadores monofásicos autoprotegidos 13.2 kV					
FECHA: JULIO 2013					
EQUIPO		TARIFA	Rendimiento	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
Equipo menor		3.200	0.828	2.650	
-----				-----	
-----				-----	
					\$ 2.650
MATERIALES	UNIDAD	VALOR \$	CANTIDAD	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
DPS 12 kV 10 kA	Un	80.000	2	160.000	
Cortacircuitos 12 kV	Un	90.000	2	180.000	
Cruceta metálica protección.	Un	82.000	2	164.000	
Alambre de cobre No 2	metro	8.000	10	80.000	
Tubo galvanizado 1/2" tramo 3 ms	Un	20.000	2	40.000	
Varilla de puesta a tierra	un	55.500	1	111.000	
-----				-----	
-----				-----	
DESPERDICIO 5 %				\$ 36.750	\$ 771.750
MANO DE OBRA	JORNAL \$	Rendimiento	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$	
Electricista	76.550	0.914	70.000		
Ayudante	32.950	1.819	59.950		
-----			-----		
-----			-----		
					\$ 129.950
<b>COSTO DIRECTO:</b>					\$ 904.350

ACTIVIDAD: Suministro transporte e instalación de equipo de macromedida baja tensión para transformador monofásico con medidor electromecánico.					
FECHA: JULIO 2013					
EQUIPO		TARIFA	Rendimiento	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
Equipo menor		3.200	1.265	4.050	
-----				-----	
-----				-----	
					\$ 4.050
MATERIALES	UNIDAD	VALOR \$	CANTIDAD	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$
Medidor electromecánico.	Un	637.600	1	637.600	
Accesorios	Un	10.650	5	53.250	
-----				-----	
-----				-----	
-----				-----	
-----				-----	
-----				-----	
DESPERDICIO					\$ 690.850
MANO DE OBRA	JORNAL \$	Rendimiento	VALOR UNITARIO \$	SUB TOTAL \$	
Electricista	76.550	0.386	29.580,94		
Ayudante	32.950	0.470	15.519,06		
					\$ 45.100
<b>COSTO DIRECTO:</b>					<b>\$ 740.000</b>

## 7. CONCLUSIONES

1. Se realizó el cálculo y diseño de las redes de media y baja tensión de la Vereda el Guaimaral, logrando con esto que la Universidad Industrial de Santander se vincule con los proyectos que benefician a la comunidad Santandereana.
2. Para un proyecto de electrificación rural se debe hacer un censo con los habitantes de la zona, en el cual se debe preguntar las condiciones ambientales del lugar (Dado que en el sitio no se cuenta con los servicios meteorológicos o el IDEAM) y equipos eléctricos que requieren para sus labores diarias. Con base en la información recolectada se puede proceder a hacer los diseños tanto mecánicos como eléctricos.
3. Para los diseños eléctricos se cuentan con diversas normas, en tal caso lo mejor es trabajar con una norma y no con varias a la vez, adicional a ello, es mejor trabajar con las normas de la empresa electrificadora de la zona. **Para el dimensionamiento de los transformadores se utilizó la norma de del electrificadora de Santander del año 2005.**

Es de aclarar que la norma es una recomendación (es lo mínimo que se debe cumplir). La norma es una guía y no reemplaza la ingeniería.

4. Cuando un correcto y preciso trazado de un perfil topográfico requiere de mucho esfuerzo y costo debido a las condiciones de accesibilidad a cada uno de los puntos necesarios, puede ser mejor opción una posible ubicación de los apoyos de forma visual evaluada por parte de una persona con experiencia. La persona encargada en tal caso sólo requeriría como trabajo de campo previo la toma de datos de las posibles ubicaciones de los apoyos y que en algunos casos

luego de ser estudiadas producen resultados de favorabilidad al ser comparadas con un estudio tradicional.

**5.** En esta práctica social, expuesta ante ustedes, se encuentra elaborada en un lenguaje sencillo y práctico, con el fin que cualquier ingeniero electricista pueda llevar acabo la obra sin ninguna dificultad.

## BIBLIOGRAFÍA

ESSA “Normas para el Cálculo y diseño de sistemas de Distribución” Revisión No: 3 2005

JURADO JEREZ Ciro, Apuntes de clase de la materia sistemas de distribución.

BAUTISTA RÍOS Juan. Líneas de transmisión de potencia Volumen 1 Aspectos mecánicos y conductores pre edición 2001. Universidad Nacional de ingeniería Lima-Perú.

CHECA Luis María, Líneas de transporte de energía. Tercera edición, marcombo BOIXAREU EDITORES.

JOHN J. GRAINGER, WILLIAM D. STEVENSON JR. Análisis de sistemas de potencia, McGraw-Hill, primer edición 1996.

ESTEPA William, CONTRERAS Sergio, RODRÍGUEZ Ricardo. Diseño, Cálculos eléctricos y mecánicos de las redes de distribución en media y baja tensión para las veredas de Agualinda en el municipio de Bolívar, Togui en el municipio del Peñón y el corregimiento de Rioblanco del municipio del Peñón. Universidad industrial de Santander, 2010

<http://www.multiherrajes.com/>

<http://www.interelectricas.com.co/>

<http://ingenieriaelectrica.com.co>

<http://www.indesa.com.co>

## ANEXO

**Anexo A: Plano del diagrama de planta y diagrama unifilar.**

