

**IDENTIFICACIÓN Y ESTRUCTURACIÓN DE UN PROYECTO DE
INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA EN EL DEPARTAMENTO DE SANTANDER.**

CARLOS ANDRÉS GRANADOS PALOMINO

ANDRÉS LEONARDO RÁTIVA HERNÁNDEZ



UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICO-MECÁNICAS

**ESCUELAS DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES**

BUCARAMANGA

2014

**IDENTIFICACIÓN Y ESTRUCTURACIÓN DE UN PROYECTO DE
INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA EN EL DEPARTAMENTO DE SANTANDER**

CARLOS ANDRÉS GRANADOS PALOMINO

ANDRÉS LEONARDO RÁTIVA HERNÁNDEZ

Práctica Empresarial para optar por el título de Ingenieros Electricistas

Director

Ph.D. Gerardo Latorre Bayona

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECANICAS
ESCUELAS DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA**

2014

DEDICATORIA

A DIOS, POR SER MI GUÍA ESPIRITUAL A LO LARGO DE MI VIDA.

*A MIS PADRES QUE ME HAN ACOMPAÑADO INCONDICIONALMENTE DURANTE
TODO ESTE CAMINO.*

A MI NOVIA POR TODO SU AMOR, APOYO, PACIENCIA Y COMPRENSIÓN

*A MIS FAMILIARES, AMIGOS Y CONOCIDOS QUE CONTRIBUYERON PARA EL
ALCANCE DE ESTA META*

CARLOS ANDRÉS GRANADOS PALOMINO

DEDICATORIA

A TODOS LOS QUE ME APOYARON EN MI CAMINO.

ANDRÉS LEONARDO RATIVA HERNÁNDEZ.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	20
1 DESCRIPCIÓN GENERAL.....	22
2 IDENTIFICACIÓN DEL PROYECTO A ESTRUCTURAR.....	23
2.1 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN	23
2.2 SELECCIÓN DE PROYECTOS.....	25
2.3 CRITERIOS DE SELECCIÓN Y CALIFICACIÓN.....	25
2.3.1 Rangos de calificación	26
2.4 MATRIZ DE CALIFICACIÓN.....	27
2.5 CALIFICACIÓN DEL PROYECTO ELECTRIFICACION RURAL VEREDA LA AMARILLA.	29
2.5.1 Calificación impacto de cobertura.....	30
2.5.2 Calificación de requerimientos para estructuración	30
2.6 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL MUNICIPIO BENEFICIADO CON EL PROYECTO	33
2.6.1 Ubicación nacional del municipio de cimitarra	33
2.6.2 Ubicación departamental del municipio de cimitarra.....	34
2.6.3 Veredas de cimitarra	35
2.7 LOCALIZACIÓN DEL MUNICIPIO DE CIMITARRA.....	36
2.8 ASPECTOS GENERALES DEL MUNICIPIO DE CIMITARRA.....	37
2.9 VÍAS DE COMUNICACIÓN	37
2.10 ANTECEDENTES	38
2.11 PROBLEMÁTICAS	39
2.11.1 Causas directas	40

2.11.2	Causas indirectas.....	40
2.11.3	Efectos directos.....	41
2.11.4	Efectos indirectos.....	42
2.12	SITUACIÓN ACTUAL SOCIO-ECONÓMICA.....	42
2.13	ORDEN PÚBLICO.....	43
2.14	CANASTA ENERGÉTICA.....	44
2.15	ENERGÍA ELÉCTRICA POR RED.....	45
2.16	SITUACIÓN AMBIENTAL.....	46
3	MEMORIAS DE CÁLCULOS ELÉCTRICOS.....	48
3.1	DATOS GENERALES.....	48
3.2	NORMAS APLICADAS.....	49
3.3	DISTANCIAS DE SEGURIDAD.....	49
3.4	PARÁMETROS DE DISEÑO.....	51
3.5	CARACTERÍSTICAS DE LA CARGA.....	53
3.6	RED EN MEDIA TENSIÓN.....	56
3.7	PROTECCIÓN Y MANIOBRA.....	57
3.8	SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN.....	58
3.9	RED EN BAJA TENSIÓN.....	60
3.9.1	Regulación de tensión.....	60
3.9.2	Pérdidas de potencia.....	66
3.9.3	Pérdidas de energía:.....	68
3.10	AISLADORES.....	70
3.11	CÁLCULOS MECÁNICOS.....	71
3.11.1	Hipótesis de diseño.....	72

3.11.2	Distancia mínima al terreno.....	74
3.11.3	Flecha máxima vertical.....	75
3.11.4	Cálculo del coeficiente de dilatación lineal del cable	77
3.11.5	Cálculo del módulo de elasticidad del cable	78
3.11.6	Carga de ruptura aparente	78
3.11.7	Peso aparente.....	79
3.11.8	Vano regulador.....	79
3.11.9	Factores de sobrecarga	80
3.11.10	Hipótesis A → Hipótesis C	81
3.11.11	Hipótesis A → Hipotesis D	83
3.11.12	Flecha máxima inclinada.....	87
3.11.13	Flecha máxima vertical.....	87
3.11.14	Tensión en el vértice	88
3.12	CÁLCULOS MECÁNICOS DE LOS POSTES	89
3.12.1	Estructuras de paso	89
3.12.2	Estructuras terminales.....	92
4	DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	94
4.1	ANÁLISIS DE LA RADIACIÓN SOLAR	95
4.2	HORAS EQUIVALENTES.....	97
4.3	DÍAS SOMBREADOS Y DIAS DE AUTONOMÍA.....	97
4.4	CARACTERÍSTICAS DE LA CARGA	98
4.5	DIMENSIONAMIENTO SISTEMA FOTOVOLTAICO	99
4.5.1	Cantidad de paneles requerido	100
4.5.2	Dimensionamiento de las baterías	102

4.5.3	Regulador de carga.....	105
4.5.4	Inversor.....	106
4.5.5	Cuadro de conexiones y protecciones.....	107
4.6	ANÁLISIS DE LAS DOS ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN.	108
4.6.1	Cálculo del presupuesto para electrificación rural con red interconectada.....	108
4.7	COSTO UNITARIO DE LOS EQUIPOS SELECCIONADOS PARA EL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO POR USUARIO [10]	112
4.7.1	Comparación de los costos de las alternativa.....	114
5	VERIFICACIÓN DE CUMPLIMIENTO AL FONDO DE FINANCIACIÓN.	119
5.1	FONDO DE APOYO FINANCIERO PARA LA ENERGIZACIÓN DE LAS ZONAS RURALES	119
5.2	REQUISITOS PARA LA PRESENTACIÓN DE PROYECTOS AL FONDO DE APOYO FINANCIERO PARA LA ENERGIZACIÓN DE LAS ZONAS RURALES – FAER.....	120
5.2.1	Carta de presentación a la dirección de energía del ministerio de minas y energía (UPME).	120
5.2.2	Registro en el banco de proyectos de inversión en la entidad territorial	120
5.2.3	Aval técnico y financiero del operador de red.....	121
5.2.4	Certificado del operador de red sobre el cumplimiento de normas técnicas.....	121
5.2.5	Certificado de servidumbres.....	121
5.2.6	Certificado de no presentación a otros fondos.....	121
5.2.7	Análisis de costo y presupuesto	122
5.2.8	Diseño y memorias de cálculo.....	122

5.2.9	Planos técnicos	122
5.2.10	Estudio socio-económico y ambiental.....	122
6	CONCLUSIONES	123
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	124
	ANEXOS	126

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Calificación por cobertura	26
Tabla 2. Calificación por costo de estructuración	26
Tabla 3. Calificación por tiempo de estructuración.....	26
Tabla 4. Calificación por valor de la inversión	27
Tabla 5 Calificación por impacto de cobertura.	30
Tabla 6. Calificación de requerimientos para estructuración	30
Tabla 7. Calificación de requerimientos para estructuración.	32
Tabla 8. Aspectos generales del municipio de Cimitarra Santander.	37
Tabla 9. Datos generales del proyecto.....	48
Tabla 10. Distancias mínimas de seguridad.....	50
Tabla 11. Parámetros generales de diseño.	51
Tabla 12. Demanda máxima diversificada para diferente número de usuarios.	55
Tabla 13. Datos del transformador 3.....	59
Tabla 14. Constantes generalizadas (K_G) para conductores en red trenzada.	62
Tabla 15. Constantes generalizadas (K_G) para conductores en red abierta.	62
Tabla 16. Factores de corrección por tipo de red.	63
Tabla 17. Características del circuito 1 del transformador 3.....	63
Tabla 18. Constante generalizada y factor de corrección por tipo de red para cada tramo del circuito.	64
Tabla 19. Resistencias de cada conductor	66
Tabla 20. Valores de corriente, resistencia demanda máxima y longitud por tramo para el circuito 1 del transformador 3.....	67
Tabla 21. Aisladores individuales para media tensión.....	70
Tabla 22. Aisladores tipo carrete para baja tensión.	71
Tabla 23. Aisladores poliméricos de suspensión.	71
Tabla 24. Factores de seguridad	71
Tabla 25. Valores asignados a las hipótesis a considerar para los cálculos mecánicos.	74

Tabla 26. Utilización de apoyos según el tipo de red.	75
Tabla 27. Características mecánicas del conductor de media tensión.	76
Tabla 28. Características del panel a condiciones estándar.	100
Tabla 29. Características de las baterías.	103
Tabla 30. Características del regulador de carga.	106
Tabla 31. Características generales del inversor.	107
Tabla 32. Características del cuadro de conexión.	107
Tabla 33. Cantidad de equipos para el arreglo fotovoltaico.	108
Tabla 34. Cantidades y precios unitarios para la red de media tensión.	109
Tabla 35. Cantidades y precios unitarios para la red de baja tensión.	110
Tabla 36. Cantidades y precios unitarios para el montaje de transformadores. ..	111
Tabla 37. Costo total de la inversión para redes convencionales.	111
Tabla 38. Cantidades y precios unitarios para un sistema fotovoltaico.	113
Tabla 39. Costo total de la inversión para arreglo fotovoltaico.	114
Tabla 40. Ventajas y desventajas de la alternativa de solución por red convencional.	115
Tabla 41. Ventajas y desventajas de la alternativa de solución por generación solar.	116
Tabla 42. Comparación de costos entre las alternativas de solución.	118
Tabla A. 1. Datos del transformador 1.	127
Tabla A. 2. Datos del transformador 2.	128
Tabla A. 3. Datos del transformador 4.	128
Tabla B. 1. Cuadro de regulación transformador futuro 1	130
Tabla B. 2. Cuadro de regulación transformador futuro 2	130
Tabla B. 3. Cuadro de regulación transformador futuro 4	131
Tabla B. 4. Cuadro de regulación transformador existente 1	131
Tabla B. 5. Cuadro de regulación transformador existente 2	132

Tabla B. 6. Cuadro de regulación transformador existente 3	132
Tabla B. 7. Cuadro de regulación transformador existente 4	133
Tabla C. 1. Cuadro de pérdidas de potencia y energía transformador futuro 1 ...	134
Tabla C. 2. Cuadro de pérdidas de potencia y energía transformador futuro 2 ...	135
Tabla C. 3. Cuadro de pérdidas de potencia y energía transformador futuro 3 ...	136
Tabla C. 4. Cuadro de pérdidas de potencia y energía transformador futuro 4 ...	137
Tabla C. 5. Cuadro de pérdidas de potencia y energía transformador existente 1	138
Tabla C. 6. Cuadro de pérdidas de potencia y energía transformador existente 1	139
Tabla C. 7. Cuadro de pérdidas de potencia y energía transformador existente 1	140
Tabla C. 8. Cuadro de pérdidas de potencia y energía transformador existente 1	141

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Matriz de calificación de proyectos	27
Figura 2. Calificación proyecto de electrificación rural vereda La Amarilla municipio Cimitarra Santander.....	29
Figura 3. Ubicación general del municipio de Cimitarra	33
Figura 4. Ubicación del municipio en el departamento de Santander.....	34
Figura 5. Veredas del municipio de Cimitarra	35
Figura 6. Circuitos y tramos transformador 3.	52
Figura 7. Curva de demanda diaria estrato 1 y 2.	68
Figura 8. Momentos ejercidos sobre las estructuras de paso.	89
Figura 9. Momentos ejercidos sobre las estructuras terminales.....	92
Figura 10. Radiación solar promedio diaria del municipio de Cimitarra Santander.	96
Figura 11. Disposición de los paneles en el arreglo fotovoltaico.	102
Figura 12. Disposición de las baterías en el arreglo fotovoltaico.....	105
Figura D. 1 Diagrama topológico transformador futuro 1	142
Figura D. 2 Diagrama topológico transformador futuro 2	143
Figura D. 3 Diagrama topológico transformador futuro 3	144
Figura D. 4 Diagrama topológico transformador futuro 4	145
Figura D. 5 Diagrama topológico transformador existente 1	146
Figura D. 6 Diagrama topológico transformador existente 2	147
Figura D. 7 Diagrama topológico transformador existente 3	148
Figura D. 8 Diagrama topológico transformador existente 4	149

RESUMEN

TITULO: IDENTIFICACIÓN Y ESTRUCTURACIÓN DE UN PROYECTO DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA EN EL DEPARTAMENTO DE SANTANDER.¹

AUTORES: CARLOS ANDRÉS GRANADOS PALOMINO, ANDRÉS LEONARDO RATIVA HERNÁNDEZ.²

PALABRAS CLAVE: ELECTRIFICACIÓN RURAL, RED CONVENCIONAL, SISTEMA FOTOVOLTÁICO, FONDOS DE FINANCIACIÓN.

DESCRIPCIÓN: Las sociedades en general requieren cantidades de energía eléctrica considerables para hacer funcionar maquinas, en el transporte, para producir luz o calor, y en general en casi todas las actividades cotidianas requieren el uso de este recurso tan preciado. El reto de las compañías generadoras, transmisoras y distribuidoras de electricidad es de generar con eficiencia y costos económicos bajos la energía eléctrica para hacerla llegar al mayor número de personas posibles, así como de ser amigable con el medio ambiente, es por ello que se está buscando que la generación de esta energía se haga a través métodos limpios que utilicen fuentes de energía renovables como el sol, el viento; agro-energía, biogás, biomasa, biocombustibles, energía geotérmica, entre otras.

Muchas zonas en el país y en el departamento de Santander aún no cuentan con el suministro de energía eléctrica indispensable para mejorar las condiciones de vida de las personas.

El propósito de este proyecto fue el de plantear soluciones viables que permitieran suplir las necesidades de energía eléctrica de una población en particular. Para ello se realizó un proyecto de electrificación rural en una vereda del departamento de Santander, donde se estudiaron dos alternativas de solución: tendido de redes de distribución convencional (alternativa 1) y sistema solar fotovoltaico (alternativa 2). Para estas dos alternativas se realizó los estudios técnicos y económicos correspondientes y se determinó cual es la solución más viable y eficiente para esta población.

¹ TRABAJO DE GRADO

² Facultad de ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: PhD. Gerardo Latorre Bayona.

ABSTRACT

TITLE: IDENTIFICATION AND STRUCTURE OF A PROPOSED ELECTRICAL INFRASTRUCTURE IN SANTANDER³

AUTHORS: CARLOS ANDRÉS GRANADOS PALOMINO, ANDRÉS LEONARDO RATIVA HERNÁNDEZ⁴

KEYWORDS: RURAL ELECTRIFICATION, CONVENTIONAL GRID, PHOTOVOLTAIC SYSTEM, FUNDS FUNDING.

DESCRIPCIÓN: Companies generally require significant amounts of electricity to operate machinery, transport, or heat to produce light, and generally in almost all daily activities require the use of this precious resource. The challenge of the generation, transmission and electricity distribution companies is to generate economic efficiency and low electricity costs to make it reach as many people as possible, as well as being friendly to the environment, which is why it is looking for that generation of this energy is made through methods that use clean renewable energy sources like the sun, wind, agro- energy, biogas, biomass, biofuels, geothermal energy, among others.

Many areas in the country and in the department of Santander still lack essential supplies electric energy to improve the lives of people.

The purpose of this project was to propose viable solutions that allow meeting the electricity needs of a particular population. For this, a rural electrification project was conducted in a village in the department of Santander, where two alternative solutions were studied: installation of conventional distribution networks (Alternative 1) and (alternative 2) solar photovoltaic system. For these alternatives the corresponding technical and economic studies was performed and it was determined that the most viable and efficient solution for this population.

³ Degree Work

⁴ Faculty of Physical-Mechanical Engineering Electric, Electronic and Telecommunications School. PhD. Gerardo Latorre Bayona.

INTRODUCCIÓN

La población en general requiere de energía eléctrica para el funcionamiento de máquinas y equipos, así mismo para el transporte, para la producción de luz y calor, y en general, en casi todas las actividades cotidianas. El reto de las compañías generadoras, transmisoras y distribuidoras de electricidad es de generar con eficiencia y bajos costos la energía eléctrica para hacerla llegar al mayor número de personas posibles, sin afectar de manera negativa los servicios ambientales disponibles. Es por ello que se está buscando que la generación de esta energía se haga a través de métodos limpios que utilicen fuentes de energía renovables como el sol, el viento, biogás, biomasa, biocombustibles, entre otras.

Uno de los principales objetivos de este trabajo es el de presentar un proyecto que supla las necesidades de energía eléctrica en una vereda del departamento de Santander.

El departamento de Santander ubicado en la zona nororiental del país, en la región andina está conformado por 87 municipios y 2 corregimientos, es la sexta división político-administrativa en aglomeración de personas y la cuarta economía nacional por su producto interno bruto (PIB) [1].

Gracias a su ubicación geográfica Santander cuenta con buenas fuentes hidrológicas, siendo éstas actualmente el principal recurso de producción de energía eléctrica en Colombia. Santander cuenta con otros recursos energéticos como es el petróleo, uno de los combustibles más útiles para la producción de la energía eléctrica, y otros minerales y recursos como el uranio y el gas.

A pesar de esta gran riqueza minero energética, en Santander aún hay regiones donde el suministro de energía eléctrica es limitado, o peor aún, ni siquiera cuentan con este recurso. En este contexto, proyectos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables de energía, se tornan un factor clave para

aumentar la calidad de vida de las comunidades sin acceso al suministro de energía eléctrica.

Para realización de este proyecto se hará un estudio previo de la zona, una identificación de los proyectos que se acoplen a las necesidades del lugar y que sea viable su estructuración y ejecución. Este proyecto se hará conjuntamente con el Instituto de Planificación y promoción de Soluciones Energéticas para las zonas no interconectadas (IPSE), con el fin de evaluar la implementación de fuentes alternativas y electrificación convencional con el fin de suplir las necesidades de energía eléctrica en esta zona, haciendo además una comparación entre beneficio y costo del proyecto.

1 DESCRIPCIÓN GENERAL

La energía eléctrica es de vital importancia, es pilar del desarrollo industrial de todos los países, parte importante del desarrollo social y elemento esencial para el desarrollo tecnológico.

Siendo un recurso tan preciado, aún muchas zonas en Santander no cuentan con él. Por tal motivo el propósito de este proyecto es plantear soluciones viables que permitan suplir las necesidades de energía eléctrica de una población en particular. Para ello se realizará un proyecto en una vereda del departamento de Santander, donde se estudiarán dos alternativas de solución: tendido de redes de distribución convencional (alternativa 1) y sistema solar fotovoltaico (alternativa 2). Para estas dos alternativas se realizarán los estudios técnicos y económicos correspondientes y se determinará cual es la solución más viable y eficiente para esta población.

Se realizó una identificación y recopilación de varios proyectos a estructurar, siendo el proyecto de electrificación rural para la vereda La Amarilla del municipio de Cimitarra el seleccionado para el desarrollo de este proyecto de grado.

Adicionalmente se buscará la financiación de este proyecto, presentándolo en el Fondo de Apoyo Financiero para la Electrificación Rural (FAER), el cual exige requisitos para su aprobación que serán descritos en este documento.

2 IDENTIFICACIÓN DEL PROYECTO A ESTRUCTURAR

2.1 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Esta etapa fue realizada al inicio del proyecto por parte del grupo de trabajo designado para la elaboración del mismo, conformado por dos ingenieros, un trabajador social, y -dos estudiantes de ingeniería eléctrica de la Universidad Industrial de Santander.

En este punto del proyecto se hace la recopilación de la información de necesidades conocidas y de proyectos que por factores técnicos y económicos no se hayan podido culminar. Para ello se consultó a los entes territoriales (Alcaldías, Gobernación, y Secretarías de planeación) y al operador de red (Electrificadora de Santander ESSA) acerca de estos proyectos.

Esto permitió tener una base de aproximadamente 16 proyectos pertenecientes a diferentes veredas y de diferentes municipios en el departamento de Santander

1. Electrificación rural para las veredas la Ahuyamera, Agua linda, la Guinea del municipio de Bolívar Santander.
2. Electrificación rural para las veredas la Caoba, La Yumbila, La Pedregosa, Puerto Arena, El Pescado, Mata de Guadua del municipio de Sucre Santander.
3. Electrificación rural para las veredas Venceremos, Villaluz, Santa Rita, San Javier, Bellavista del municipio de Zapatoca Santander.
4. Electrificación rural para las veredas Cueva grande, Junín, Cerrito, Ayacucho, Apure del municipio de Concepción Santander.
5. Electrificación rural para las veredas Paramo, Sirguaza, Bavega, Petaquera, Buena vista, San Jacinto del municipio de Carcacia Santander.

6. Electrificación rural para las veredas Gad, Dan, Benjamín, Simeón del municipio de Suaita Santander.
7. Electrificación rural para las veredas Paramito, Paramo, Centro Primavera del municipio del Hato Santander.
8. Electrificación rural para las veredas Borojón - Fase II del municipio de Puerto Parra Santander.
9. Electrificación rural para la vereda La Amarilla del municipio de Cimitarra Santander.
10. Electrificación rural para las veredas La Chisposa, El Cucuy, La Horqueta, Caño Venado, El tesoro II del municipio de Cimitarra Santander.
11. Electrificación rural para las veredas Planadas, Alto de la cuchilla, La Vega, El Canelo, La Loma, Sevilla del municipio de Piedecuesta Santander.
12. Electrificación rural para las veredas La Palma, Las Rosas, El Cubin, Granadillo, Cristales del municipio de Piedecuesta Santander.
13. Electrificación rural para las veredas Mensulí Alto, Mata baja, Mata alta del municipio de Piedecuesta Santander.
14. Electrificación rural para las veredas Umpalá, La Colombiana, La Urgua, Lujencio del municipio de Piedecuesta Santander.
15. Electrificación rural para las veredas Alto de Vacas, Chorreras, Fical y Cabrera del municipio de Piedecuesta Santander.
16. Electrificación rural para las veredas Cartagena, San Isidro, Chucuri del municipio de Piedecuesta Santander.

2.2 SELECCIÓN DE PROYECTOS

En esta etapa se utilizó una herramienta elaborada por el equipo de ingenieros electricistas de la UIS [2], la cual consiste en una matriz de calificación donde se evalúan cada uno de los proyectos de acuerdo al número de usuarios beneficiados, los estudios previos adelantados (técnicos, legales, ambientales, sociales), y los demás requisitos exigidos por El Fondo de Apoyo Financiero Para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas, FAER.

2.3 CRITERIOS DE SELECCIÓN Y CALIFICACIÓN

Para la calificación de los proyectos identificados, se tendrán en cuenta los siguientes aspectos [2]:

Calificación de la cobertura: donde se tiene en cuenta el número de usuarios beneficiados.

Calificación de requerimientos para estructuración: Donde se van a tener en cuenta varios aspectos como son:

El valor de la estructuración que equivale al 50% de la calificación.

El tiempo de estructuración que equivale al 5% de la calificación.

Requisito de pre inversión que equivale al 35% de la calificación.

El valor de la inversión que corresponde a 5% de la calificación.

Requisitos ante el fondo de financiación (FAER) corresponde al 5% de la calificación.

2.3.1 Rangos de calificación: Adicionalmente a los porcentajes presentados anteriormente cada aspecto va a tener un rango de calificación mostrado a continuación [2]:

Tabla 1. Calificación por cobertura

CALIFICACIÓN COBERTURA	RANGO: N° DE USUARIOS		CALIFICACIÓN
	0	10	1
	11	20	2
	21	30	3
	31	40	4
	41	EN ADELANTE	5

Fuente [2]

Tabla 2. Calificación por costo de estructuración

CALIFICACIÓN COSTOS DE ESTRUCTURACIÓN	RANGO: COSTO [\$]		CALIFICACIÓN
	-	20'000.000	5
	20'000.001	40'000.000	4
	40'000.001	60'000.000	3
	60'000.001	80'000.000	2
	80'000.001	EN ADELANTE	1

Fuente [2]

Tabla 3. Calificación por tiempo de estructuración

CALIFICACIÓN TIEMPO DE ESTRUCTURACIÓN	RANGO: MESES		CALIFICACIÓN
	-	1,0	5
	1,1	2,0	4
	2,1	3,0	3
	3,1	4,0	2
	4,1	EN ADELANTE	1

Fuente [2]

Tabla 4. Calificación por valor de la inversión

CALIFICACIÓN VALOR DE LA INVERSIÓN	RANGO: COSTO [\$]		CALIFICACIÓN
	-	500'000.000	5
	500'000.001	600'000.000	4
	600'000.001	700'000.000	3
	700'000.001	800'000.000	2
	800'000.001	EN ADELANTE	1

Fuente [2]

2.4 MATRIZ DE CALIFICACIÓN

Una vez obtenidas las calificaciones por cobertura y las calificaciones de requerimientos para estructuración; se presentan en una matriz de calificación de proyectos [2] donde la ordenada será la calificación por cobertura y la abscisa será la calificación por requerimientos de estructuración.

Figura 1. Matriz de calificación de proyectos



Fuente [2]

Teniendo en cuenta la ubicación del proyecto dentro de la zona resaltada en la figura 1 (región superior derecha) se tomará la decisión de seleccionar cada proyecto para su posterior estructuración. De esta manera, de los 16 proyectos mencionados en la etapa de recopilación de información se escogieron 9 proyectos que cumplían con este criterio, los cuales fueron:

Electrificación rural para la vereda La Amarilla del municipio de Cimitarra Santander.

Electrificación rural para las veredas La Chisposa, El Cucuy, La Horqueta, Caño Venado, El tesoro II del municipio de Cimitarra Santander.

Electrificación rural para las veredas Planadas, Alto de la Cuchilla, La Vega, El Canelo, La Loma, Sevilla del municipio de Piedecuesta Santander.

Electrificación rural para las veredas La Palma, Las Rosas, El Cubin, Granadillo, Cristales del municipio de Piedecuesta Santander.

Electrificación rural para las veredas Umpala, La Colombiana, La Urgua, Lujencio del municipio de Piedecuesta Santander.

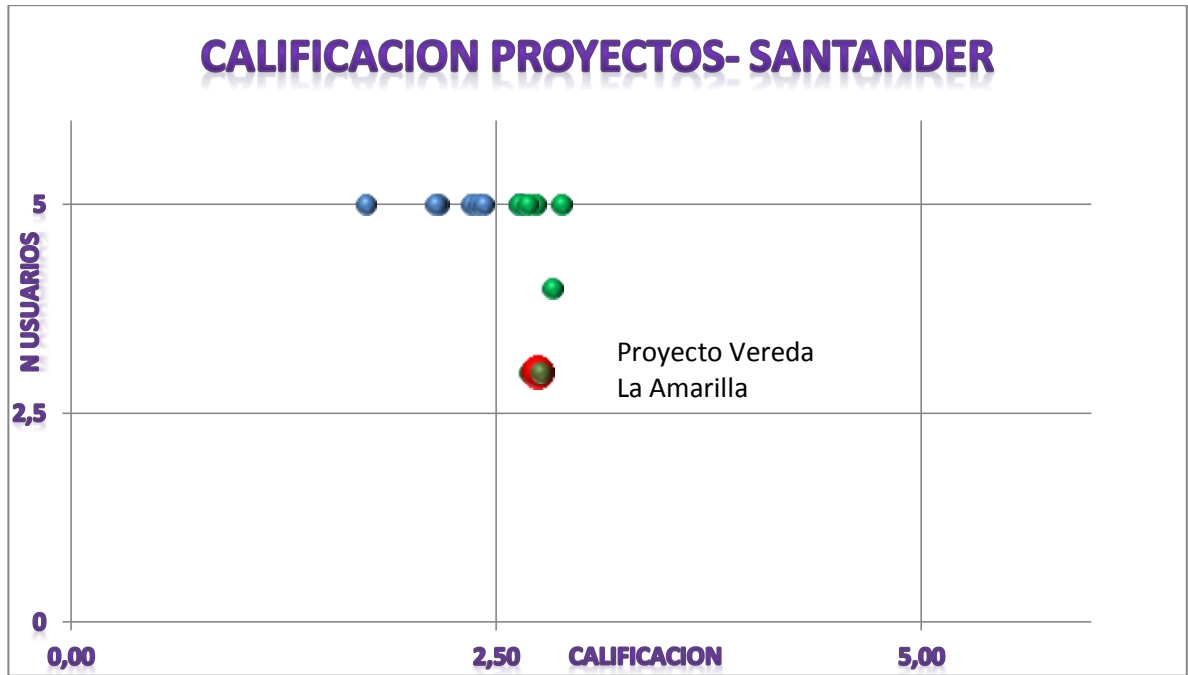
Electrificación rural para las veredas Alto de Vacas, Chorreras, Fical y Cabrera del municipio de Piedecuesta Santander.

Electrificación rural para las veredas Cartagena, San Isidro, Chucuri del municipio de Piedecuesta Santander.

Electrificación rural para las veredas Borojó - Fase II del municipio de Puerto Parra Santander.

Electrificación rural para las veredas Cueva grande, Junín, Cerrito, Ayacucho, Apure del municipio de Concepción Santander.

Figura 2. Calificación proyecto de electrificación rural vereda La Amarilla municipio Cimitarra Santander.



Fuente [2].

De estos proyectos seleccionados se escogió el de Electrificación rural para la vereda La Amarilla del municipio de Cimitarra Santander escogido para evitar restricciones de tipo presupuestal, debido a que es el proyecto más económico de todos.

2.5 CALIFICACIÓN DEL PROYECTO ELECTRIFICACION RURAL VEREDA LA AMARILLA.

A continuación se presenta la calificación del proyecto teniendo en cuenta los rangos de calificación mencionados en el numeral 2.3.1. La calificación de los

demás proyectos representados en la matriz de calificación, se adjuntará en el anexo F

2.5.1 Calificación impacto de cobertura: Se especifican el número de usuarios beneficiados en el proyecto

Tabla 5 Calificación por impacto de cobertura.

CALIFICACIÓN IMPACTO DE COBERTURA		
Cobertura (No de Viviendas)	23	
CALIFICACIÓN IMPACTO COBERTURA	3.0	Ordenada

Fuente [2]

2.5.2 Calificación de requerimientos para estructuración: Se especifica el tiempo de estructuración en meses del proyecto, los requisitos de pre-inversión, requisitos ante el fondo de financiación, valor de la estructuración y valor de la inversión.

Tabla 6. Calificación de requerimientos para estructuración

CALIFICACIÓN DE REQUERIMIENTOS PARA ESTRUCTURACIÓN		
CALIFICACIÓN DE REQUERIMIENTOS PARA ESTRUCTURACIÓN	2.74	100%
VALOR DE LA ESTRUCTURACIÓN (\$)	22,053,333	50%
Calificación del valor de la estructuración	4.0	

TIEMPO DE ESTRUCTURACIÓN (MESES)	3.8	5%
Calificación del tiempo de la estructuración	2.0	
REQUISITOS PREINVERSIÓN	3%	35%
Calificación de los requisitos de pre inversión	0.4	
VALOR INVERSIÓN	322,000,000	5%
Calificación valor de inversión	5.0	
REQUISITOS ANTE FONDOS DE FINANCIACIÓN	5%	5%
Calificación de los requisitos ante fondos de financiación	5.0	

. Fuente [2]

Para el valor de la estructuración se realizó un estimado de diferentes actividades resumidas en la tabla 7.

Tabla 7. Calificación de requerimientos para estructuración.

Nº	ACTIVIDADES	UNIDAD	TIEMPO / SEMANAS	CANTIDAD	VALOR UNITARIO	VALOR PARCIAL	VALOR TOTAL
0	ESTRUCTURACION DE PROYECTO	und	17	1			
1	Definición conjunta IPSE-UIS de los proyectos a estructurar	und	1	1			
2	IDENTIFICACIÓN	Glb	3	1	\$ 400,000	\$ 400,000	\$ 400,000
3	Desarrollo de la fase de Preparación por Proyecto Seleccionado		12				\$ 19,553,333
3.1	Estudio Legal	und	1	1	\$ 900,000	\$ 900,000	
3.2	Estudio de Mercado	und	1	1	\$ 400,000	\$ 400,000	
3.3	Estudio de Localización	und	1	1	\$ 200,000	\$ 200,000	
3.4	Topografía	und	6	1	\$ 2,453,333	\$ 2,453,333	
3.5	Estudio Ambiental	und	3	1	\$ 9,400,000	\$ 9,400,000	
3.6	Estudio Técnico	und	7	1	\$ 3,450,000	\$ 3,450,000	
3.7	Análisis de Riesgos	und	2	1	\$ 750,000	\$ 750,000	
3.8	Estudio Aspectos Comunitarios	und	2	1	\$ 1,200,000	\$ 1,200,000	
3.9	Estudio Financiero	und	3	1	\$ 800,000	\$ 800,000	
4	EVALUACION		2		\$ -		\$ 900,000
4.1	Evaluación Financiera	und	2	1	\$ 500,000	\$ 500,000	
4.2	Evaluación Económica y Social	und	2	1	\$ 400,000	\$ 400,000	
5	Requisitos Generales de Presentación del Proyecto ante Fondos de Financiación	Glb	1	1	\$ 1,200,000	\$ 1,200,000	\$ 1,200,000
	TIEMPO TOTAL ESTRUCTURACION		17		COSTO TOTAL PARA ESTRUCTURACION		\$ 22,053,333

Fuente [2]

2.6 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL MUNICIPIO BENEFICIADO CON EL PROYECTO

2.6.1 Ubicación nacional del municipio de cimitarra

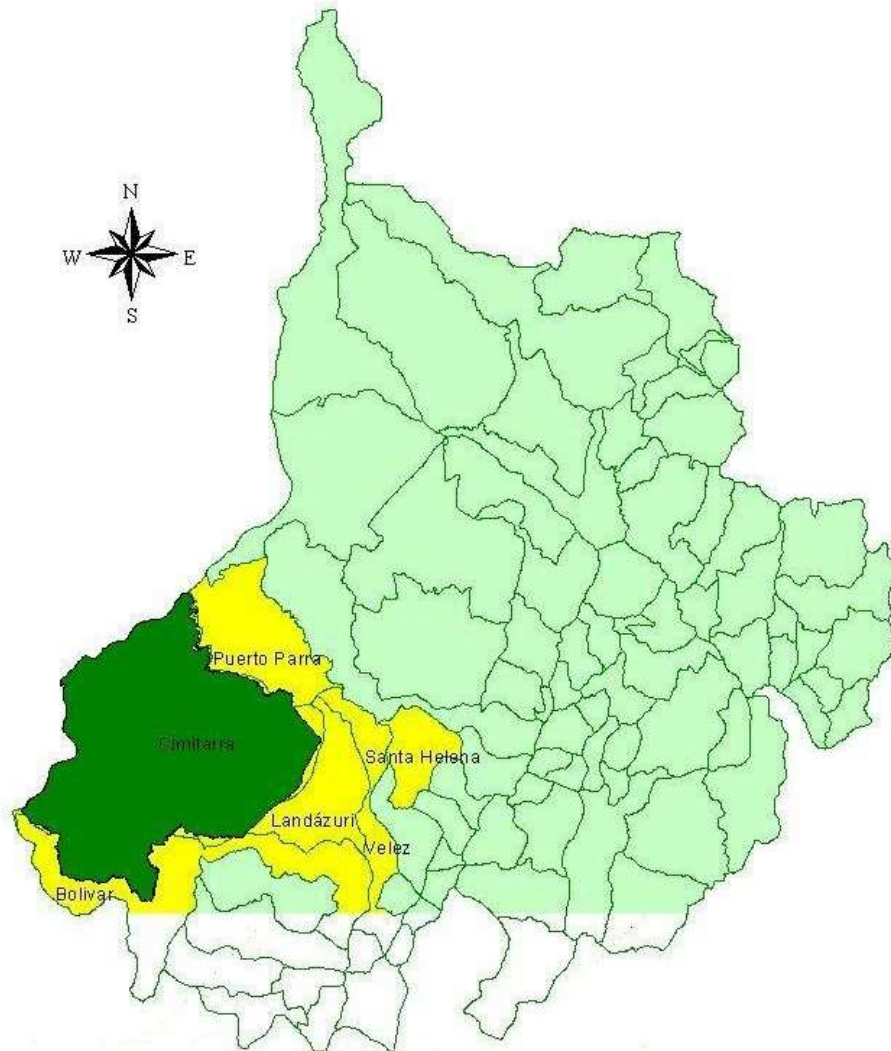
Figura 3. Ubicación general del municipio de Cimitarra



Fuente [3].

2.6.2 Ubicación departamental del municipio de cimitarra

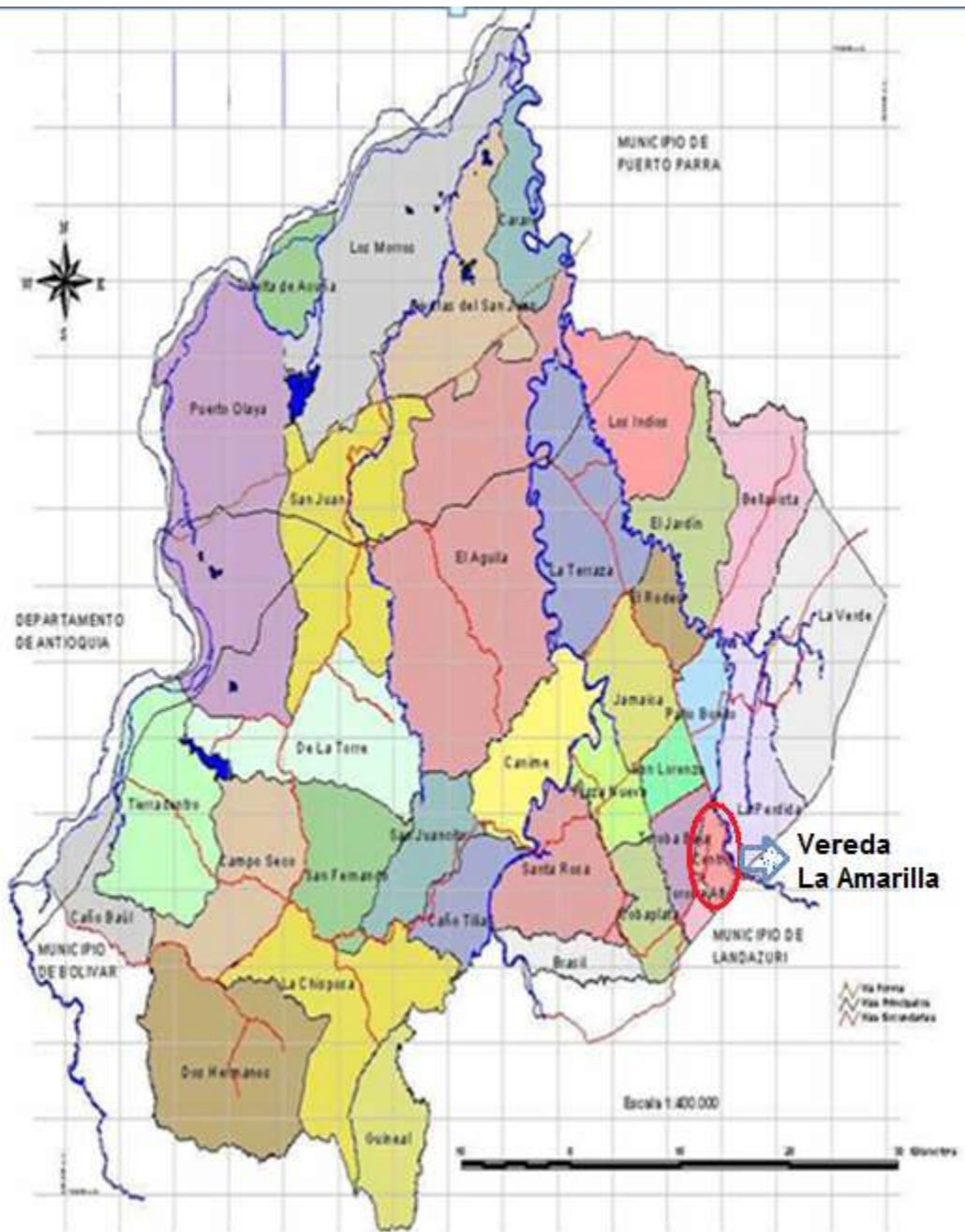
Figura 4. Ubicación del municipio en el departamento de Santander



Fuente [3].

2.6.3 Veredas de cimitarra

Figura 5. Veredas del municipio de Cimitarra



Fuente [3].

2.7 LOCALIZACIÓN DEL MUNICIPIO DE CIMITARRA

El Municipio de Cimitarra está localizado al Sur-occidente del Departamento de Santander, a 6°, 18' y 58" Latitud Norte y 73°, 56' y 02" Longitud Oeste y a una distancia de 311 kilómetros de la capital del Departamento vía Panamericana

Limita por el Norte con el Departamento de Antioquia y el Municipio de Puerto Parra, por el Este con el Municipio de Landázuri, por el Oeste con el Departamento de Antioquia, Río Magdalena al medio, y por el sur con los Municipios de Bolívar y Landázuri.

En la Ordenanza 025 de 1966, se especifican los límites para el Municipio de Cimitarra: Partiendo de la localidad del corregimiento de Zambuto, se sigue la carretera que de allí conduce al caserío de San Fernando; de allí se sigue el camino que de San Fernando conduce a Cimitarra, hasta su cruce con la Quebrada denominada La Corcovada y ésta, aguas abajo, hasta su desembocadura en el Río Carare; este río arriba hasta encontrar la desembocadura de la Quebrada denominada Quebradona y ésta, aguas arriba, hasta su nacimiento; de allí línea recta hasta el cruce de la Quebrada La Quitiana con la carretera del Carare y el Río Guayabito; de ahí línea recta hasta el nacimiento de la Quebrada La Verde; de allí línea recta, en dirección oriental, al nacimiento de la Quebrada La Amarilla; de allí línea recta hasta el nacimiento de la Quebrada denominada Las Dantas; de allí siguiendo en línea recta hasta encontrar el nacimiento de la quebrada denominada La India; de allí volviendo a la izquierda, a encontrar el nacimiento de la quebrada denominada La Parra; siguiendo el curso de ésta hacia abajo, hasta su desembocadura en el Río Carare: éste aguas abajo, hasta su desembocadura en el Río Magdalena; Río Magdalena arriba hasta encontrar el brazuelo que pasa por el caserío de Zámbo [4].

2.8 ASPECTOS GENERALES DEL MUNICIPIO DE CIMITARRA

Tabla 8. Aspectos generales del municipio de Cimitarra Santander.

Extensión total	3.165,94 km ²
Extensión área urbana	0,88 km ²
Extensión área rural	3.165,06 km ²
Altitud de la cabecera municipal (msnm)	200 m
Temperatura media	30 °C
Distancia de referencia	200 km de Bucaramanga
Vías de comunicación aéreas	Aeropuerto Rojas Pinilla.
Vías de comunicación terrestres	Troncal de Carare
Vías de comunicación fluviales	Rio Magdalena, Rio Carare

Fuente [4].

2.9 VÍAS DE COMUNICACIÓN

El Municipio de Cimitarra posee una infraestructura vial con aproximadamente 848 km de Carreteras distribuidos en (10,29%) de red primaria, (4,34%) de red secundaria, (85,37%) de red terciaria.

El sistema vial de Cimitarra está compuesto por una red de vías arterias llamadas así porque son las destinadas al enlace regional y urbano y tienen un tránsito intensivo de vehículos, una red de vías locales que tienen como función permitir la penetración y el tráfico local originado por el transporte individual y una red vial rural de muy bajas especificaciones, caminos de herradura de difícil tránsito e inapropiadas para el tráfico pesado.

El Municipio está ubicado entre la vía que conecta a Puerto Araujo-Cimitarra – Landázuri-Vélez-Barbosa, la cual es muy importante para la región ya que permite conectar a la Troncal del Magdalena Medio con la Troncal Central que lo comunica

con la Capital de la República (Santa Fe de Bogotá), la Dorada Caldas, Barrancabermeja y una gran parte del País.

En materia de infraestructura vial la situación del Municipio de Cimitarra es crítica debido a que la gran mayoría de vías son de tipo terciario con un mantenimiento bastante precario, por lo que se hace necesario mejorar las condiciones de transitabilidad y de movilidad de los pasajeros y la carga, de tal forma que se disminuyan los tiempos de recorrido, se disminuyan los costos de operación vehicular y se aumente la seguridad y la comodidad a los usuarios.

La vereda La Amarilla se encuentra al oriente del municipio, y un punto de ubicación para llegar a ella es tomando la vía a Landázuri km 21 por la cual se accede por vía terciaria en regular estado (destapada) [4].

2.10 ANTECEDENTES

Los servicios públicos son satisfactores de necesidades humanas y sociales cuya carencia o deficiencia limita el desarrollo integral y la efectividad de los derechos. En este sentido, la situación del Municipio de Cimitarra es la siguiente:

Según datos de la alcaldía del Municipio, la mayor parte de la zona rural se encuentra electrificada, a pesar de las grandes distancias que se deben cubrir en la instalación de redes; factor que implica la destinación de importantes recursos para llegar con este servicio a los parajes más distantes. Actualmente, el Municipio cuenta con una cobertura del 85% en servicio de energía eléctrica, donde el faltante se encuentra en la zona rural dispersa teniendo en cuenta que existen algunas viviendas donde se dificulta llevar las redes de media y baja tensión por las largas distancias que se deben cubrir en la instalación de las mismas. De otro lado la importancia de este servicio público radica en las posibilidades que brinda

para el desarrollo rural, por lo cual es prioritario avanzar en la consecución de una mayor cobertura.

En este contexto, en la vereda La Amarilla del Municipio de Cimitarra - Santander, una población aproximada de ciento veinticinco (125) personas ubicadas en veintitrés (23) viviendas, carece del servicio de energía eléctrica. Como consecuencia de esta privación hay un bajo uso de tecnologías de comunicación como la televisión, radio e internet. Se utiliza la telefonía celular, pero su uso es muy restringido por la dificultad para renovar la carga de los teléfonos móviles. La iluminación de las viviendas se basa en velas y lámparas de combustible, lo cual conlleva a que haya mayores peligros de accidentes caseros y mayor contaminación doméstica por presencia de humo.

En consecuencia, para el objeto de este proyecto, serán beneficiadas veintitrés (23) familias, con una población aproximada de ciento veinticinco (125) personas ubicadas en la vereda La Amarilla del Municipio de Cimitarra - Santander.

2.11 PROBLEMÁTICAS

En algunas zonas del sector rural del municipio de Cimitarra, incluida la vereda La Amarilla, existe una débil infraestructura para el servicio y cobertura de la energía eléctrica; la deficiencia del sistema eléctrico ha obstaculizado el desarrollo económico y la educación de calidad de los pobladores de veredas o corregimientos del Municipio.

Ante la problemática existente se han considerado las siguientes causas y efectos primordiales:

2.11.1 Causas directas

- Pocos recursos financieros por parte del ente Departamental y Municipal para invertir en una nueva infraestructura eléctrica. Asimismo, existe poco incentivo de remuneración para que el operador de red formule alternativas de solución energética en los sectores rurales y quienes tienen bajas demandas de energía.
- Difícil acceso a las zonas donde se presenta la necesidad del servicio de energía eléctrica. Zonas rurales aisladas, en las cuales no resulta financieramente viable el desarrollo de proyectos para la electrificación, debido a la dispersión geográfica y a la baja capacidad de pago de algunas personas que viven en ellas.

2.11.2 Causas indirectas

- Topografía de la Región. Se debe destacar que el municipio, en su mayoría, presenta características topográficas con relieve de montaña, quebrado, con vías terciarias y algunas zonas de trocha, factor que afecta fundamentalmente el desarrollo de proyectos de electrificación rural.
- Limitada capacidad técnica en los entes territoriales (Alcaldía, municipio) para estructurar proyectos que le apunten al plan de expansión energético rural. Los entes territoriales tienen como deber presentar proyectos de inversión pública para brindar alternativas de solución energética a diferentes zonas de interés. Infortunadamente no cuentan con los técnicos suficientes para estructurar proyectos de infraestructura eléctrica.

2.11.3 Efectos directos

- Bajo crecimiento económico de la región. El crecimiento económico se puede medir con el Producto Interno Bruto (PIB) per cápita. Si las actividades económicas propias de la región dependen en buena medida del servicio de energía eléctrica, el PIB va a estar afectado negativamente por el servicio. Cabe señalar que, obviamente, la electrificación no es el único factor que determina el crecimiento económico y el bienestar social. Existen otros factores como: accesos estables, mejoramiento de la producción, educación y salud, entre otros. Sin embargo, el servicio de energía eléctrica sí es uno de los más determinantes para el mejoramiento de la vida social en todos los aspectos.
- Restricciones en la calidad de los servicios de salud y educación. La falta de energía eléctrica ha limitado de manera considerable los servicios de salud, orientándose sólo a las atenciones básicas, en las que no se requiere energía eléctrica y que pueden ser atendidas durante las horas de luz solar. Por el mismo motivo, los servicios de educación se encuentran restringidos a las personas adultas, que por lo general tienen que trabajar durante el día y solamente pueden estudiar durante las noches. Además, actualmente los alumnos no pueden acceder a cursos de computación y/o tener acceso a Internet.
- Daños en productos perecederos, así como en equipos y aparatos eléctricos tanto de la comunidad como del operador de red. Las jornadas de racionamiento del servicio o su inexistencia, perjudican la conservación de los alimentos y no permite el buen funcionamiento de los equipos eléctricos; produciendo frecuentes daños en equipos y aparatos eléctricos que son fundamentales para las actividades productivas de la población del municipio.

2.11.4 Efectos indirectos

- Los pobladores no tienen posibilidad de dedicarse a nuevas actividades productivas o comerciales, que les ayuden a incrementar sus ingresos económicos. Esto a su vez, hace que la zona no sea atractiva a los potenciales visitantes quienes serían una importante fuente de ingresos por turismo.
- Incremento de costos de actividades comerciales. La actividad comercial en la zona se ve afectada por el elevado costo del combustible que se necesita para los artefactos de refrigeración (refrigeradoras a kerosene), para el alumbrado (velas) o para herramientas y diversos aparatos de trabajo.
- Restricciones en la disponibilidad de telecomunicaciones. La falta de energía eléctrica ha limitado de manera considerable las telecomunicaciones. Esto es, el acceso a la información (radio, televisión, Internet, a la telefonía, etc.), impidiendo la inserción de la población en un mundo cada vez más interconectado.

2.12 SITUACIÓN ACTUAL SOCIO-ECONÓMICA

En la vereda La Amarilla la situación es la siguiente:

Las viviendas están construidas en paredes de ladrillo y techos de teja de barro o de zinc, algunas también en madera, con servicios higiénicos básicos y con poca presencia de servicios sanitarios. La mayoría de casas tienen agua corriente que proviene directamente de fuentes de agua sin ninguna clase de potabilización.

En la vereda La Amarilla los principales cultivos son: cacao, plátano, yuca, hortalizas y caucho. El cacao, caucho y la yuca son los que más se cultivan con fines comerciales, los demás son cultivos de pan coger. Esta variedad es el

producto de dos factores: la presencia de variados climas de montaña y la tradición de previsión y trabajo de sus pobladores. Los productos agrícolas, sumados a la leche, quesos y cuajadas, usualmente son transportados al casco urbano del municipio de Cimitarra y a otros municipios cercanos donde son comercializados

La actividad económica está basada en la ganadería, principalmente en la producción de leche y queso. También se presenta la porcicultura y la cría de Aves en menor escala y, el cultivo de caucho, cacao, plátano y yuca.

La actividad comercial es variada y predominan los pequeños negocios de índole familiar y con mínima demanda de empleo externo. El mayor registro corresponde a tiendas y panaderías y en menor proporción almacenes, expendios de carne, restaurantes y papelerías, lo que refleja una economía informal.

En cuanto a la minería se encuentran explotaciones mineras a cielo abierto, comprende la explotación del material de arrastre de los cauces de los ríos y quebradas (grava y arena). Estas se localizan en los cinco primeros kilómetros de la vía que de Cimitarra conduce a Landázuri sobre las quebradas al margen derecho y en el río Guayabito y el material aflorante de las formaciones rocosas como son las arcillas y areniscas de las formaciones Real y Mesa.

2.13 ORDEN PÚBLICO

La población del municipio de Cimitarra, se ha visto sometida al accionar violento de diferentes grupos armados, en su lucha por tierras y el poder político del sector, así como el narcotráfico. La presencia de la insurgencia, representada por grupos como las FARC, el ELN y el M-19; fortaleció el crecimiento del paramilitarismo, quien tomó el control de la zona y perpetró múltiples masacres con la complicidad del Ejército y el Estado.

En la actualidad, aunque con rezagos de aquella época de violencia, y con presencia camuflada del paramilitarismo y BACRIM (bandas criminales emergentes), en la población del municipio de Cimitarra se observa una aparente calma y tranquilidad.

En la vereda La Amarilla no se registra formalmente población en condición de desplazamiento.

2.14 CANASTA ENERGÉTICA

Las formas más comunes de combustible para producir energía, que utilizan las familias de la vereda, son:

Para el alumbrado se utilizan lámparas de petróleo o de kerosene (producen un humo tóxico y no son muy eficientes), velas, lámparas de pilas recargables o de baterías secas. Lo mismo que es común el uso de linternas.

Para la cocina se utiliza fundamentalmente madera, algunos hogares utilizan estufas a gasolina que ellos mismo reconocen como altamente peligrosas.

Usualmente, los campesinos utilizan la mano de obra familiar en los trabajos agropecuarios, igualmente el uso de mulas o moto para el transporte de producto al mercado municipal y para acarrear mercado de la zona urbana a sus viviendas. No son muy comunes los electrodomésticos. En todas las casas hay radios de pilas y algunos televisores de pequeño tamaño. No se evidenciaron computadores de ningún tipo. Igualmente, todos los adultos y muchos jóvenes, incluso algunos niños, utilizan teléfonos celulares que deben llevar a cargar a la cabecera municipal o a veredas cercanas.

2.15 ENERGÍA ELÉCTRICA POR RED

En todas las comunidades siempre hubo una constante: tienen todo el deseo y la disposición para ser proveídos de energía eléctrica.

En cuanto al gasto, actualmente invierten entre \$30.000.00 y \$50.000.00 pesos mensuales en obtención de combustibles para producir energía. Este costo ocupa el segundo lugar en la canasta familiar, el primero corresponde al mercado e insumos agrícolas.

Reconocen el costo de conexión y del pago mensual del servicio como un esfuerzo significativo para las familias, pero necesario pues en el mediano plazo redundará en su progreso y comodidad; por eso la comunidad manifiesta que tienen capacidad para pagar el costo del kilovatio/hora que origine el servicio y de colaborar con su montaje.

Igualmente, reconocen que el costo inicial redundará en beneficios a corto plazo en aspectos como:

- Iluminación: La comodidad que origina la luz eléctrica redundará en todos los aspectos del bienestar de la familia. Este aspecto en especial es el más apreciado por la comunidad.
- Comunicaciones: Televisión, telefonía celular, radio, computadores e internet.
- Educación: Mejora el trabajo escolar y el estudio nocturno de los estudiantes, lo mismo que el uso de los computadores y tecnología en la escuela.

- Economía: Mejor producción de fuerza motriz y mayor posibilidad de jornadas de trabajo en procesamiento de lácteos, lo mismo que para prevenir daños de post-cosecha.
- Medio ambiente y la salud: Reducción de quemaduras y efectos respiratorios por el uso de la gasolina y la leña.
- Ahorro doméstico: Aspectos como la refrigeración para conservar alimentos y el uso de máquinas de coser eléctricas.
- Seguridad: Hacen referencia sobre todo a la delincuencia común que recurre a la oscuridad para actuar.
- Festividades y aspecto religioso: Mejoramiento de las celebraciones festivas familiares y veredales. También se hizo referencia al alumbrado navideño.

2.16 SITUACIÓN AMBIENTAL

El proyecto de electrificación se desarrollará en la vereda La Amarilla del municipio de Cimitarra - Santander, esta vereda está ubicada en una zona de vida de Bosque Húmedo Tropical (bh-T), y además esta área pertenece a la zona de reserva forestal del río Magdalena. A pesar de esto no se atravesarán zonas de bosque natural ni hay fuentes de agua que se afecten por la ejecución del proyecto.

La vegetación de la zona se encuentra altamente intervenida por el proceso de colonización y la expansión de la frontera agrícola, dando como resultado la presencia de cobertura vegetal variable como pastos, rastrojos, cultivos (caña, café, maíz, yuca, plátano) y algunos pocos relictos de bosque que no se verán afectados por la ejecución del proyecto, así mismo dado el estado actual de la cobertura vegetal el impacto negativo sobre la flora y la fauna del área es bajo, ya que no se requerirá la intervención de los relictos de bosques presentes.

El proyecto no necesita de licencia ambiental puesto que no aplica dentro de las actividades señaladas por el decreto 2820 de 2010, aunque deberá informarse al Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible el inicio de las obras por estar dentro de la zona de reserva forestal - ZRF.

De acuerdo con la normatividad vigente el proyecto no requiere de la elaboración de un Plan de Manejo Ambiental. Sin embargo, se realizó un documento de gestión Ambiental donde se evalúan los impactos potenciales, y para este caso los impactos negativos resultaron ser Bajos y Muy Bajos. No se hace necesario la apertura de nuevas vías ya que la vereda cuenta con una vía de acceso por la cual pueden transitar vehículos de tamaño pequeño y mediano. Los niveles de ruido en la etapa de construcción de las redes de transmisión son bajos por lo que no afectará a los habitantes ni al medio natural. Según un recorrido general que se hizo por el corredor del proyecto, no será necesario la tala ni poda de árboles para la construcción de la electrificación de la vereda.

3 MEMORIAS DE CÁLCULOS ELÉCTRICOS

A continuación se presentarán los cálculos eléctricos para la construcción y selección de las redes de media tensión, baja tensión, montaje de transformadores y acometidas, para suministrar el servicio de energía eléctrica a 23 usuarios, ubicados en la vereda la Amarilla del municipio de Cimitarra, Santander.

Se hará un cálculo tipo para las redes de baja y media tensión como para los transformadores y acometidas.

3.1 DATOS GENERALES.

Tabla 9. Datos generales del proyecto.

DESCRIPCIÓN: Cálculo y selección de las redes eléctricas de media y baja tensión, y subestaciones de distribución.	
Localización	Vereda La Amarilla.
Municipio	Cimitarra.
Departamento	Santander.
Tipo de proyecto	Residencial Rural.
Estrato Socio Económico	Bajo (2).
Número de Viviendas	Veintitrés (23).
Demanda por usuario	0,8 kVA.

3.2 NORMAS APLICADAS.

Teniendo en cuenta las normas que rigen el sector eléctrico en Colombia se presentan a continuación las normas a tener en cuenta para el diseño y estructuración de las redes de energía eléctrica rural:

ESSA, “Normas para el cálculo y diseño de sistemas de distribución”, actualización año 2005.

Adenda modificatoria a la norma para cálculo y diseño de sistemas de distribución de la electrificadora de Santander S.A ESP, “Criterios técnicos para las instalaciones eléctricas rurales, actualización septiembre de 2010.

RETIE, “Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas”, actualización Agosto de 2013.

CREG, Reglamento de distribución de energía eléctrica “Resolución CREG 070 de 1998”.

ICONTEC NTC 2050 “Código Eléctrico Colombiano”, actualización noviembre de 1998.

3.3 DISTANCIAS DE SEGURIDAD

Son las distancias mínimas que deben existir entre los conductores o cualquier otro elemento de la línea que esté energizado y el terreno o los diferentes obstáculos por los que pasa la línea.

Las distancias verticales se toman desde el punto energizado más cercano al lugar de posible contacto. Las distancias horizontales se toman desde la fase más cercana al sitio de posible contacto.

A continuación se presentan las distancias mínimas de seguridad para diferentes lugares y situaciones.

Tabla 10. Distancias mínimas de seguridad.

Descripción	Tensión [KV]	Distancia mínima de seguridad [m]
Distancia mínima al suelo en cruce con carreteras, calles, zonas peatonales, área sujetas a tráfico vehicular.	13,2	6
	< 1	5
Cruce de líneas aéreas de baja tensión en grandes avenidas.	13,2	5,6
Distancia mínima al suelo en bosques, áreas cultivadas, pastos, huertos, etc.	13,2	6
	< 1	5
Distancia mínima en cruce de líneas energizadas	13,2	1,2
	< 1	0,6
Distancia mínima con líneas de comunicaciones	13,2	1,8
	< 1	1,2
Distancia mínima horizontal a muros de edificaciones	13,2	2,4
	< 1	1,7

Fuente [5] tabla 2.10

3.4 PARÁMETROS DE DISEÑO

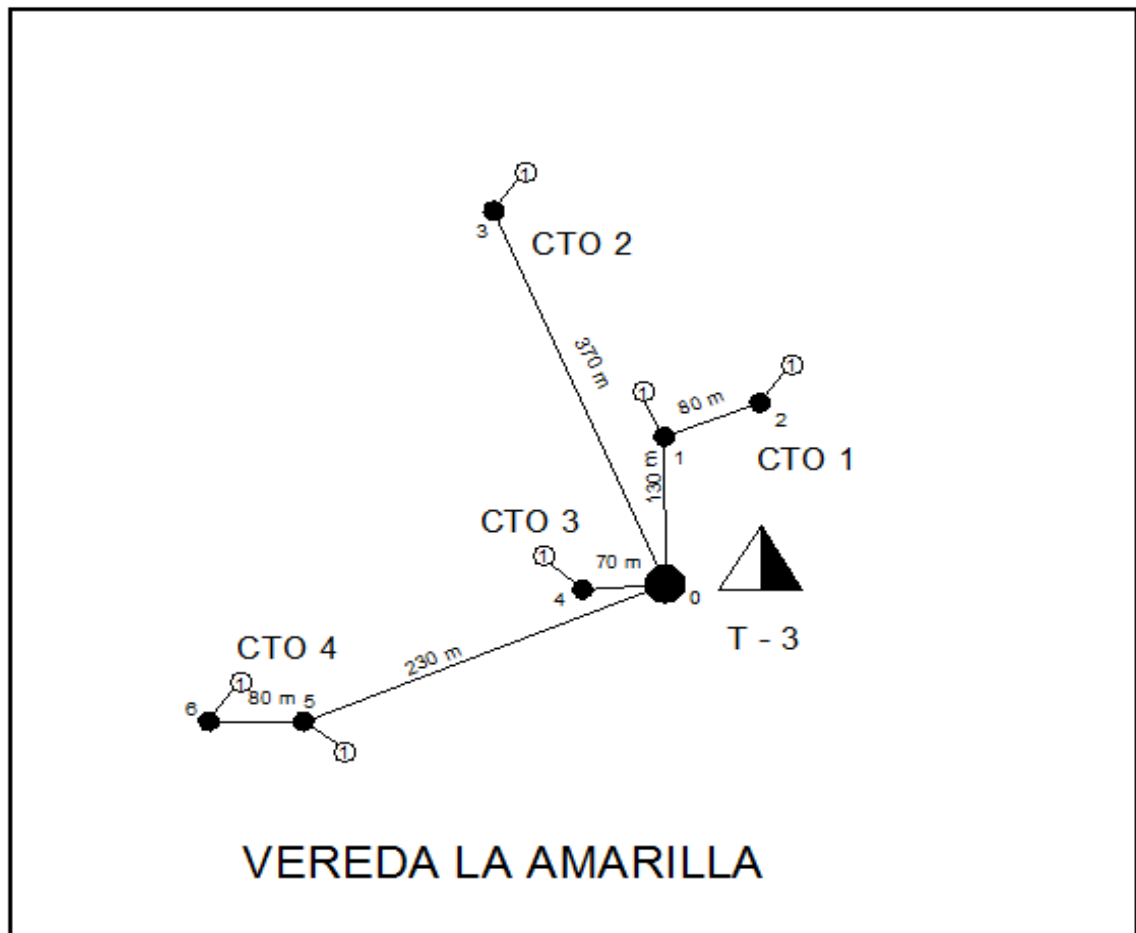
Los cálculos y selección de equipos se harán a partir de las siguientes especificaciones y tomando como referencia el transformador 3.

Tabla 11. Parámetros generales de diseño.

Estrato socio-económico	Bajo (2)
NIVELES DE TENSIÓN	
Media tensión	13,2 kV.
Baja tensión	240/120 V
REGULACIONES DE TENSIÓN. [5] tabla 2.3	
Red de media tensión	3%.
Red de baja tensión	5%
Acometida y alimentador desde red de baja tensión (Hasta tablero de distribución).	2%
Acometida y alimentador desde bornes de transformador (Hasta tablero de distribución).	5%
FACTORES DE POTENCIA.	
Vivienda rural	0,95 atraso
IMPEDANCIAS MÁXIMAS DE PUESTA A TIERRA. [5] tabla 2.5	
Acometida de media tensión	10 Ω
Subestación de distribución	10 Ω
Neutro de acometida en baja tensión	25 Ω
PÉRDIDAS MÁXIMAS DE ENERGÍA Y POTENCIA. [5] tabla 2.4	

Pérdidas de energía en media tensión	0,5%
Pérdidas de energía en baja tensión.	2,7%
Pérdidas de potencia en media tensión	0,8%
Pérdidas de potencia en baja tensión.	5,5%
ESPECIFICACIONES DE MATERIALES Y EQUIPOS	
Descripción	Tipo de conductor
Red de media tensión – aérea	ACSR
Red de baja tensión – aérea	AL trenzado.
Acometida vivienda - aérea.	Cu Concéntrico.

Figura 6. Circuitos y tramos transformador 3.



3.5 CARACTERÍSTICAS DE LA CARGA.

El tipo de servicio del proyecto es residencial rural estrato 2. Para efectos de este diseño, la estimación de la demanda máxima diversificada se aplicará la expuesta en el numeral 8 “Criterios técnicos generales para el sector rural”, ítem a “Demanda máxima diversificada”, de la adenda modificatoria a la norma para el cálculo y diseño de sistemas de distribución de la electrificadora de Santander S.A E.S.P. Entonces la demanda máxima diversificada por usuario para el sector rural está dada por la siguiente expresión:

$$D_{\max_rural} = \frac{D_{\max} * N}{f_{div_res}} \quad (1)$$

Dónde:

D_{\max} : Demanda máxima por usuario [kVA].

N: Número de usuarios.

F_{div_res} : Factor de diversidad sector residencial.

La demanda máxima por usuario va a ser:

$$D_{\max} = C_{\max} + (C_{ins} - C_{\max}) * f_{dmx} \quad (2)$$

Dónde:

C_{\max} : Carga aparato mayor potencia [kVA].

C_{ins} : Carga mínima instalada [kVA].

F_{dmx} : Factor de demanda [%].

La carga instalada está dada por la siguiente expresión:

$$C_{ins} = 32 \left(\frac{VA}{m^2} \right) * Area(m^2) + C_{max} \quad (3)$$

Dónde:

Área: Para viviendas del sector rural se toma como base un área promedio de 50m².

C_{max} : Carga aparato mayor potencia [kVA].

Así:

$$C_{ins} = 32 \left(\frac{VA}{m^2} \right) * 50(m^2) + 1200(VA) = 2800(VA)$$

Reemplazando la ecuación (3) en la ecuación (2):

$$D_{max} = 1200(VA) + \{[2800(VA) + 1200(VA)] * 0,5\} = 2000(VA)$$

El factor de diversidad del sector residencial para estratos 1 y 2 va a ser:

$$f_{div_{res}} = \frac{1}{0,2 + 0,8 * e^{\frac{1-N}{6}}} \quad (4)$$

Dónde:

N: Es el número de usuarios.

Entonces para 6 usuarios:

$$f_{div_res} = \frac{1}{0,2 + 0,8 * e^{\frac{1-6}{6}}} = 1,8259$$

Se calcula la demanda máxima diversificada reemplazando los resultados de las ecuaciones (3) y (4) en (1):

$$D_{max_rural} = \frac{2(kVA) * 6}{1,8259} = 6,5721[kVA].$$

Así la demanda máxima diversificada para 6 usuarios es 6,5721[kVA].

Finalmente se aplican los valores de la tabla según adenda modificatoria de la norma ESSA:

Tabla 12. Demanda máxima diversificada para diferente número de usuarios.

ELECTRIFICACIÓN RURAL				
USUARIOS	kVA / USUARIO	kVA TOTAL	kVA TRAFO	% CARGA
1	0,80	0,80	3	27%
2	0,70	1,40	3	47%
3	0,60	1,80	3	60%
4	0,60	2,40	3	80%

5	0,60	3,00	3	100%
6	0,55	3,30	5	66%
7	0,55	3,85	5	77%
8	0,55	4,40	5	88%
9	0,50	4,50	5	90%
10	0,50	5,00	5	100%
11	0,50	5,50	10	55%
12	0,50	6,00	10	60%
13	0,50	6,50	10	65%
14	0,50	7,00	10	70%
15	0,50	7,50	10	75%

Fuente adenda modificatoria de la norma ESSA.

3.6 RED EN MEDIA TENSIÓN

Las redes en media tensión a construir serán prolongaciones de las redes existentes en la zona, a un nivel de tensión 2 (13,2 kV), en cable de aluminio No 2 ACSR, tipo bifilar (FF), soportada en postes metálicos galvanizados de 12 m – 510 kg – 1050 kg.

Todo circuito derivado de un alimentador principal se protegerá con caja cortacircuitos tipo abierto de 15 kV-5 A e hilo fusible tipo H, seleccionado con un valor igual o el más próximo normalizado a la corriente de la demanda máxima inicial. Se utilizará un DPS tipo distribución de 12 kV – 10 kA conectado a tierra mediante conductor de cobre No 2 AWG con tubo conduit galvanizado de ½” y varilla de cobre de 5/8” x 2,4 metros.

3.7 PROTECCIÓN Y MANIOBRA

Sobrecorrientes: Se utilizarán cortacircuitos tipo abierto con hilo fusible tipo H mencionado anteriormente, los cuales se seleccionan de la siguiente manera.

$$I_{np} = \frac{S_n}{V_p}$$

(5)

Dónde:

I_{np} : Corriente nominal primaria en amperios

S_n : Capacidad nominal de transformador en kVA.

V_p : Tensión primaria de línea en kV.

$$I_{np} = \frac{5kVA}{13,2 kV} = 0,378 A$$

La protección debe ser el valor inmediato superior a:

$$1,25 \times 0,378 A = 0,4725 A$$

Entonces según el artículo 240-6 de la norma NTC 2050 la protección tendrá un valor de: 1 A

Sobrecorrientes para 5 kVA: Para los transformadores de 5 kVA, la norma establece que estos deben ser autoprotegidos.

Sobretensiones: Se utilizarán pararrayos tipo distribución seleccionados de la siguiente manera

$$V_{PR} = F_{pt} * V_{I_{max}}$$

(6)

Las redes de distribución para media tensión son trifásicas trifilares, es decir (red tipo A), por lo tanto su factor de puesta a tierra $F_{pt} = 0,75$. La tensión de línea máxima es $V_{lmax} = 13,2$ [KV].

$$V_{PR} = 0,75 * 13,2 = 9,9 \text{ [kV]}$$

Se selecciona un pararrayos que este dentro de los valores normalizados, para este caso se selecciona un pararrayos de 12 [kV].

Entonces Para la red de media tensión, los puntos de derivación serán protegidos por DPS tipo distribución de 12 kV, 10 kA.

3.8 SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN.

De acuerdo a la demanda proyectada y diversificada, se utilizarán transformadores auto protegidos monofásicos, aéreos con sus respectivos sistemas de protección y maniobra. Tanto los pararrayos como la carcasa y el neutro del transformador, van conectados a tierra con conductor de cobre No 2 AWG (Norma ESSA, numeral 8.3.3.3) en tubo conduit galvanizado de 1/2" y varilla de cobre de 5/8" x 2,4 m de longitud.

La impedancia de puesta a tierra (desconectada del resto del sistema) deberá cumplir con los valores de referencia dados en la tabla 12 Parámetros de Diseño.

Para mantenimiento del transformador debe tener instalado aguas arriba cajas cortacircuitos, como medio de desconexión para la operación segura sobre la red.

La demanda del transformador esta descrita en la tabla 13 anteriormente mencionada. Donde la capacidad del transformador depende del número de

usuarios por transformador. Por lo tanto se observa que para el caso de éste diseño los transformadores a instalar serán de 5 kVA.

Es importante destacar que la Electrificadora de Santander (ESSA) no acepta diseños con transformadores menores a 5 kVA, por tal razón en los casos que el transformador de menor a este valor, se instalarán transformadores de 5 kVA monofásicos.

Tabla 13. Datos del transformador 3.

TRANSFORMADOR No: 3		
DESCRIPCIÓN USUARIOS	CANTIDAD	DEMANDA MÁXIMA KVA
Vivienda rural	6	0,80
Demanda máxima diversificada viviendas		3,30
TRANSFORMADOR SELECCIONADO		
Capacidad	5 kVA	
Fases	2	
Tensión primaria	13200 V.	
Tensión secundaria	240/120 V.	
Corriente nominal primaria	0,378 A.	
Corriente nominal secundaria	20,833 A.	
Tipo de subestación	Aérea – Auto protegida.	
DPS	12 kV – 10 kA.	

3.9 RED EN BAJA TENSION

Para las redes de baja tensión se proyectaron redes en cable trenzado triplex o dúplex, según fuera el caso, con un calibre de conductor mínimo No. 4 (Norma ESSA numeral 3.1.12.1)

Las redes en baja tensión se calculan con base en la demanda proyectada y diversificada. Se construirán aéreas, en cable de aluminio trenzado, estos podrán ser de dos tipos, trenzado triplex para sistemas 120/240 voltios y trenzado dúplex para sistemas de 120 voltios. Los calibres de los conductores serán de acuerdo a los cálculos realizados. Esta red estará soportada en postes metálicos galvanizados de 8 m 510 kg.

En los postes terminales y en cada estructura donde haya un usuario, el neutro se pondrá a tierra, a través de conductor de cobre No 4 AWG, varilla de 5/8" X 2,4 m y tubo conduit galvanizado de 1/2", sujeto al poste con cinta bandit de 1/2".

El conductor de la red de baja tensión, se seleccionará a partir de los cálculos de capacidad amperimétrica, cálculos de regulación, y pérdidas de potencia.

3.9.1 Regulación de tensión: La regulación de tensión consiste en evitar cambios de tensión que se den en los puntos receptores de la red de distribución, la intención es mantener la tensión lo más constante posible, para que no se originen problemas irreparables.

En el cálculo de la regulación de tensión se utilizó la siguiente formula:

$$\delta\% = \left(\frac{K_G * M}{V_L^2} \right) * FC$$

(7)

Dónde:

$\delta\%$: Regulación porcentual.

K_G : Constante generalizada [Ohm/km]

M: Momento eléctrico por tramo [kVA-m]

FC: Factor de corrección por tipo de red y subestación.

V_L : Tensión de línea. (240 V)

3.9.1.1 Momento eléctrico por tramo: El momento eléctrico por tramo está dado por la siguiente expresión:

$$M = D_{\max_rural} * L$$

(8)

Dónde:

M: Momento eléctrico por tramo [kVA-m]

D_{\max_rural} : Demanda máxima diversificada.

L: Longitud

3.9.1.2 Constante generalizada: La constante generalizada se calcula de la siguiente manera:

$$K_G = 100 * R * \text{Cos}\delta * x * \text{Sen}\delta$$

(9)

Dónde:

R: Resistencia del conductor [Ω/km].

x: Reactancia inductiva [Ω/km].

ϑ : Angulo del factor de potencia.

Para los conductores en red trenzada en baja tensión para un factor de potencia de 0,95 se utilizaron los siguientes valores para la constante K_G :

Tabla 14. Constantes generalizadas (K_G) para conductores en red trenzada.

CALIBRE	K_G [Ω/km]	
	CONDUCTOR DUPLEX	CONDUCTOR TRIPLEX
4	139,14	139,08
2	87,69	87,64
1/0	55,16	55,11

Fuente norma ESSA.

Para los conductores en red abierta en baja tensión para un factor de potencia de 0.95 se utilizaron los siguientes valores para las constantes K_G :

Tabla 15. Constantes generalizadas (K_G) para conductores en red abierta.

CALIBRE	K_G [Ω/km]
4	161,01
2	108,58
1/0	74,42

. Fuente norma ESSA tabla 3.23.

3.9.1.3 Factor de corrección por tipo de red: El factor de corrección por tipo de red y subestación viene dado por la tabla 16.

Tabla 16. Factores de corrección por tipo de red.

Tipo de subestación	Tipo de red			
	Monofásica (FN)	Bifilar (FF)	Trifilar (FFN)	Trifásica (FFFN)
Monofásica	8	2	8	---
Trifásica	6	2	2,25	1

Fuente norma ESSA tabla 3.26.

Regulación parcial: Corresponde al valor calculado para un tramo, de acuerdo a la ecuación (7).

Regulación acumulada: Corresponde a la regulación de varios tramos consecutivos y se halla sumando los porcentajes de regulación de cada tramo.

Entonces para el circuito 1 del transformador 3 se tiene que:

Tabla 17. Características del circuito 1 del transformador 3.

TRAMO	N° USUARIOS	LONGITUD [m]	DEMANDA [kVA] ⁵	MATERIAL
BARRAJE	6	1,5	5,00	Cu
CTO 1				
0-1	2	130	1,4	AL Trenzado
1-2	1	80	0,8	AL Trenzado

⁵ Ver tabla 12 Demanda máxima diversificada para diferente número de usuarios.

3.9.1.4 Corrientes nominales de cada tramo: Las corrientes nominales en cada tramo se calcula como sigue:

$$I_B = \frac{5 [kVA]}{240 [V]} = 20,83[A]$$

$$I_{0-1} = \frac{1,4 [kVA]}{120 [V]} = 11,667[A]$$

$$I_{1-2} = \frac{0,8 [kVA]}{120[V]} = 6,667 [A]$$

Se selecciona un conductor con una capacidad de conducción de corriente superior a la calculada anteriormente, teniendo en cuenta que el calibre mínimo para la red de baja tensión es N° 4 AWG

Entonces:

Tabla 18. Constante generalizada y factor de corrección por tipo de red para cada tramo del circuito.

TRAMO	CONDUCTOR	FASES	K _G	FC
BARRAJE	2 AWG CU	2	59,2879	2
CTO1				
0-1	4 AWG AI TRZ	1	139,14	8
1-2	4 AWG AI TRZ	1	139,14	8

Fuente autores.

3.9.1.5 Momentos eléctricos de cada tramo: De acuerdo a la ecuación (8) se calculan los momentos eléctricos de cada tramo:

$$M_B = 5[\text{kVA}] * 1,5[\text{m}] = 7,5[\text{kVA} \cdot \text{m}]$$

$$M_{0-1} = 1,4 [\text{kVA}] * 130[\text{m}] = 182 [\text{kVA} \cdot \text{m}]$$

$$M_{1-2} = 0,8 [\text{kVA}] * 80[\text{m}] = 64 [\text{kVA} \cdot \text{m}]$$

Entonces reemplazando cada resultado en la ecuación (7) la regulación parcial para cada tramo será:

$$\delta\%_B = \left(\frac{59,2879 * 7,5[\text{kVA} \cdot \text{m}]}{240^2} \right) * 2 = 0,0154 \%$$

$$\delta\%_{0-1} = \left(\frac{139,14 * 182[\text{kVA} \cdot \text{m}]}{240^2} \right) * 8 = 3,5172 \%$$

$$\delta\%_{1-2} = \left(\frac{139,14 * 64[\text{kVA} \cdot \text{m}]}{240^2} \right) * 8 = 1,2368 \%$$

Y la regulación acumulada será la suma de las tres regulaciones es decir:

$$\delta\%_T = 0,0154 + 3,5172 + 1,2368 = \mathbf{4,7694 \%}$$

Como se mostró anteriormente en la tabla 12 la regulación acumulada permitida para redes de baja tensión debe ser menor a 5%, por lo tanto esta red cumple con los parámetros de regulación.

3.9.2 Pérdidas de potencia: Las pérdidas de potencia se calculan de acuerdo a la siguiente ecuación para las redes de baja tensión:

$$\%P_p = \frac{3 * 10^{-4} * I_t^2 * R * l}{D_{\max} * fp}$$

(10)

Dónde:

$\%P_p$: Porcentaje de pérdidas de potencia.

I_t : Corriente por tramo [A].

R: Resistencia del conductor [Ω].

D_{\max} : Demanda máxima por tramo [kVA]

L: Longitud del tramo [m].

3.9.2.1 Resistencia de los conductores: Las resistencias de cada conductor se especifican a continuación:

Tabla 19. Resistencias de cada conductor

RESISTENCIA [Ω /km]		
	2 AWG	4 AWG
ACSR	0,8527	1,3571
Al TRENZADO	0,8567	1,3636
COBRE	0,543	-

Fuente ESSA.

Entonces para el transformador 3 circuito 1 se tiene:

Tabla 20. Valores de corriente, resistencia demanda máxima y longitud por tramo para el circuito 1 del transformador 3.

TRAMO	CONDUCTOR	CORRIENTE/TRAMO [A]	R [Ω]	D _{max} [kVA]	L [m]
BARRAJE	2 AWG CU	20,83	0,543	5	1,5
CTO1					
0-1	4 AWG AI TRZ	11,67	1,3636	1,4	130
1-2	4 AWG AI TRZ	6,67	1,3636	0,8	80

Evaluando estos valores en la ecuación (10) para hallar las pérdidas de potencia parciales se tiene que:

$$P_{ptB} = \frac{3 * 10^{-4} * (20,83 A)^2 * 0,543 \Omega * 1,5 m}{5 kVA * 0,95} = 0,02232016 \%$$

$$P_{pt0-2} = \frac{3 * 10^{-4} * (5,83 A)^2 * 1,3636 \Omega * 130 m}{1,4 kVA * 0,95} = 1,359055111 \%$$

$$P_{pt1-2} = \frac{3 * 10^{-4} * (6,67 A)^2 * 1,3636 \Omega * 80 m}{0,8 kVA * 0,95} = 1,915738864 \%$$

Y las pérdidas de potencia acumuladas serán la suma de las tres pérdidas de potencia es decir:

$$Pp\%_T = 0,02232016 + 1,359055111 + 1,915738864 = 3,2971101 \%$$

Como se mostró anteriormente en la tabla 12 las pérdidas de potencia permitidas para redes de baja tensión debe ser menor a 5%, por lo tanto esta red cumple con los parámetros de pérdidas de potencia.

3.9.3 Pérdidas de energía: Las pérdidas de energía se calculan según la siguiente ecuación:

$$Pw\% = \frac{Pp\% * Cu_{rms}^2}{Cu_{ave}} \quad (11)$$

Donde los valores de Cu_{rms}^2 y Cu_{ave} se toman de las curvas de demanda diaria para sectores estrato bajo.

Figura 7. Curva de demanda diaria estrato 1 y 2.



HORA	DEMANDA
1	0,29
2	0,24
3	0,26
4	0,27
5	0,31
6	0,33
7	0,38
8	0,37
9	0,41
10	0,47
11	0,53
12	0,55
13	0,54
14	0,5
15	0,47
16	0,42
17	0,52
18	0,61
19	0,92
20	1
21	0,9
22	0,75
23	0,63
24	0,45

Fuente Norma ESSA, anexo número 2.2.9(a)

Para la curva de demanda diaria para estratos 1 y 2 se tiene:

$$Cu_{rms}^2 = 10,0912734 \text{ pu}^2 - \text{horas.}$$

$$Cu_{ave} = 15,2261429 \text{ pu} - \text{horas.}$$

Pérdidas de energía acumulada: Es la suma de las pérdidas parciales de energía en un circuito desde el primer hasta el último tramo.

$$Pwt \% = \sum Pwi \%$$

(12)

Las tablas de pérdidas se encuentran en el anexo C. realizadas con el programa Excel de Microsoft office.

3.10 AISLADORES

Los aisladores utilizados en las líneas serán de tipo polimérico, que resistan las acciones de la intemperie y ofrezcan una resistencia suficiente a los esfuerzos mecánicos y que además deben tener una carga de ruptura mínima del 80% del conductor utilizado. A si mismo deben cumplir con las normas de fabricación aprobadas por el ICONTEC.

A continuación se detallan las características de acuerdo a su utilización.

Tabla 21. Aisladores individuales para media tensión

Característica	Unidad	Disco 152,4 mm (6")	Disco 254 mm (10")	Pin 15 kV	Pin 35 kV
Utilización		Retención Suspensión	Retención Suspensión	Alinea- miento	Alinea- miento
Referencia ANSI		52-1	52-3	55-4	56-3
Distancia de fuga	mm	178	292	229	533
Distancia de arco	mm	114	197	127	241
Resistencia electromecánica	kN	44	67	-	-
Resistencia al impacto	N-m	5	6	-	-
Resistencia al cantiliver	kN	-	-	13,4	13,4
Prueba de carga de rutina	kN	22	33,5	-	-
Prueba de carga sostenida	kN	27	44	-	-
Flameo de baja frecuencia en seco	kV	60	80	70	125
Flameo de baja fcia. en húmedo	kV	30	50	40	80
Flameo critico al impulso positivo	kV	100	125	110	200
Flameo critico al impulso negativo	kV	100	130	140	265
Tensión de perforación de baja fcia.	kV	80	110	95	165

. Fuente [5] tabla 5.2

Tabla 22. Aisladores tipo carrete para baja tensión.

Característica	Und	76,2 mm (3")	85,73 mm (3 3/8")
Referencia ANSI		53-2	53-3
Resistencia transversal	kN	13,4	17,8
Flameo de baja frecuencia en seco	kV	25	25
Flameo baja frecuencia húmedo vertical	kV	12	12
Flameo baja frecuencia húmedo horizontal	kV	15	15

Fuente [5] tabla 5.4

Tabla 23. Aisladores poliméricos de suspensión.

Característica	Und	Clase CI-1	Clase CI-2	Clase CI-3	Clase CI-4
Longitud sección nominal	mm	330	430	525	525
Mínima distancia de fuga	mm	360	580	760	760
Resistencia Mecánica nominal	kN	45	45	45	67
Ensayo de resistencia a la tensión	kN	23	23	23	23
Resistencia a la torsión	N*m	47	47	47	47
Flameo a baja frecuencia	kV	90	130	145	145
Descarga en húmedo a baja frecuencia	kV	65	110	130	130
Flameo con impulso crítico	kV	140	215	250	250
RIV máximo a 1000 kHz	µV	10	10	10	10

Fuente [5] tabla 5.5

3.11 CÁLCULOS MECÁNICOS

A continuación se hará un estudio de los cálculos mecánicos en el cual se deben tener en cuenta los factores de seguridad presentados en la tabla 24:

Tabla 24. Factores de seguridad

Descripción	Factor*
Postería de concreto	2,5
Estructura metálica	1,5
Cargas verticales	1,1
Cargas horizontales	1,7
Cargas de ángulo	1,5
Cables para templetas	2

Anclajes para templetes	2,5
Herrajes	3**
A la flexión para espigos	1,5

Fuente Norma ESSA.

* Estos factores se aplican para condición normal. En caso de condición anormal, el factor de sobrecarga para los diferentes tipos de carga es de 1,25, excepto para cargas verticales.

** Cuando la carga mínima de ruptura se compruebe mediante ensayos, el factor de seguridad será 2,5.

3.11.1 Hipótesis de diseño: Las temperaturas ambiente mínima, máxima y promedio fueron consultadas en el instituto de hidrología, meteorología y estudios ambientales (IDEAM). La velocidad del viento, tensión mecánica de operación y factores de seguridad para cada hipótesis se tomaron con base en las normas ESSA.

Para el diseño de redes de distribución se utilizan las hipótesis dadas en la tabla 2.8 de la ESSA.

CONDICIÓN INICIAL DE TENDIDO

Velocidad del viento [V_{vT}]	10 km/h
Temperatura del conductor	29°C
Tensión mecánica	$\leq 25\%$ de la carga de ruptura
Factor de seguridad	≥ 4

La temperatura del conductor para esta hipótesis corresponde a la temperatura ambiente promedio.

CONDICIÓN EXTREMA DE TRABAJO MECANICA

Velocidad del viento [V_{VT}]	80 km/h
Temperatura del conductor	20°C
Tensión mecánica	$\leq 50\%$ de la carga de ruptura
Factor de seguridad	$\geq 2,5$

La temperatura del conductor para esta hipótesis corresponde a la temperatura ambiente mínima (20°C).

CONDICIÓN EXTREMA DE FLECHA

Velocidad del viento [V_{VT}]	0 km/h
Temperatura del conductor	50°C
Tensión mecánica	$\leq 25\%$ de la carga de ruptura
Factor de seguridad	≥ 4

La temperatura del conductor para esta hipótesis corresponde a la temperatura ambiente máxima (35°C) más un incremento de 15°C por conducción de corriente (efecto Joule).

Para las memorias de cálculos mecánicos es necesario asignar los valores para los cuales se van a trabajar las hipótesis, estos valores fueron asignados teniendo en cuenta la ubicación del proyecto y las disposiciones en la norma para diseño de sistemas de distribución de la ESSA.

Tabla 25. Valores asignados a las hipótesis a considerar para los cálculos mecánicos.

Condiciones para los cálculos mecánicos	
Temperatura ambiente [°C]	25
Temperatura máxima del conductor [°C]	60
Diferencia temperatura efecto Joule [°C]	20
Factor de seguridad	2.5
Factor de seguridad condición diaria	5
Hipótesis A (Max velocidad del viento)	
Velocidad del viento [km/h]	80
Temperatura del conductor [°C]	25
Hipótesis C (Condición diaria)	
Velocidad del viento [km/h]	0
Temperatura del conductor [°C]	20+25=45
Hipótesis D (Max temperatura)	
Velocidad del viento [km/h]	0
Temperatura del conductor [°C]	60

Fuente ESSA tabla 2.8.

3.11.2 Distancia mínima al terreno: Es la distancia establecida a la cual se debe alejar el conductor al terreno, el cálculo de esta distancia mínima al terreno se da de la siguiente forma:

Se tiene como voltaje de línea de media tensión 13,2 kV

$$D_{mt} = 5,3 + \frac{V_l}{150}$$

(13)

$$D_{mt} = 5,3 + \frac{13,2}{150} = 5,388 \approx 5,4 [m]$$

3.11.3 Flecha máxima vertical: La selección de la portería se hace de acuerdo a lo indicado en la tabla 5.9 de la norma ESSA y con base en los esfuerzos que los conductores ejercen sobre las estructuras, para conocer estas tensiones es necesario calcular la flecha máxima vertical, considerando las limitaciones por la altura del poste. Primero se procede a calcular la longitud libre del poste la cual es la diferencia entre la longitud total del poste y la de empotramiento.

$$L_{LP} = L_P - L_e$$

(14)

Dónde:

Lp: Longitud total del poste seleccionado

Le: Longitud de empotramiento

Para el cálculo de la red de media tensión (13,2 kV) se tiene que:

Tabla 26. Utilización de apoyos según el tipo de red.

RED	UTILIZACIÓN	MATERIAL	LONGITUD [m]	CARGA DE RUPTURA MINIMA [kg]
MT (13,2kV)	Rural	Metálico	12	510

Fuente norma ESSA tabla 5.9.

Es decir:

$$L_{LP} = 12m - 1,8m = 10,2m$$

Así la flecha máxima vertical será:

$$f_{maxV} = L_{LP} - 0,9 - D_{mt}$$

(15)

$$f_{maxV} = 10,2m - 0,9m - 5,4m = 3,9m$$

A continuación se presentan las características mecánicas de los conductores que se van a utilizar para el diseño en los tramos de media tensión de la red de distribución.

Tabla 27. Características mecánicas del conductor de media tensión.

CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS DEL CONDUCTOR UTILIZADO EN MT	
Material	ACSR
Calibre	2 AWG
No de hilos aluminio (Nhal)	6
No. De hilos de acero (Nhac)	1
Diámetro de cada hilo de aluminio (Dhal)	2,67 mm
Diámetro de cada hilo de acero (Dhac)	2,67 mm
Área de la sección transversal del aluminio (Sac)	33,63 mm ²
Área de la sección transversal del acero (Sal)	5,596 mm ²
Área de la sección transversal total del cable (Sc)	39,226 mm ²
Peso por unidad de longitud aluminio	92,19 kg/km

Peso por unidad de longitud acero		43,73 kg/km
Peso por unidad de longitud total	(p)	135,90 kg/km
Carga de ruptura	(Tr)	1265,5 kg
Módulo de elasticidad del aluminio	(Eal)	6300 kg/mm ²
Módulo de elasticidad del acero	(Eac)	21000 kg/mm ²
Coeficiente de dilatación lineal del aluminio	(α_{al})	2,3* 10 ⁻⁵ $\frac{1}{^{\circ}C}$
Coeficiente de dilatación lineal del acero	(α_{ac})	1,15* 10 ⁻⁵ $\frac{1}{^{\circ}C}$
Díámetro nominal del cable	(Dc)	8,026 mm

Fuente [6]

3.11.4 Cálculo del coeficiente de dilatación lineal del cable: El coeficiente de dilatación lineal indica el aumento o la disminución del tamaño del conductor por unidad de longitud al cambiar un grado centígrado la temperatura del mismo.

$$\alpha_c = \alpha_{al} - \frac{(\alpha_{al} - \alpha_{ac}) * E_{ac}}{\left[\frac{N_{hal} * D_{hal}}{N_{hac} * D_{hac}} \right] * E_{al} + E_{ac}}$$

(16)

$$\alpha_c = 2.3 * 10^{-5} - \frac{(2.3 * 10^{-5} - 1.15 * 10^{-5}) * 21000}{\left[\frac{6 * 2.67}{1 * 2.67} \right] * 6300 + 21000}$$

$$\alpha_c = 1,8893 * 10^{-5} [^{\circ}C^{-1}]$$

3.11.5 Cálculo del módulo de elasticidad del cable: Este módulo indica cuanto se alarga el conductor cuando se le aplica una fuerza equivalente a un kilogramo-fuerza.

$$E_c = \frac{(E_{al} * N_{hal} * D_{hal}^2) + (E_{ac} * N_{hac} * D_{hac}^2)}{(N_{hal} * D_{hal}^2) + (N_{hac} * D_{hac}^2)}$$

(17)

$$E_c = \frac{(6300 * 6 * 2,67^2) + (21000 * 1 * 2,67^2)}{(6 * 2,67^2) + (1 * 2,67^2)}$$

$$E_c = 8400 \left[\frac{Kg}{mm^2} \right]$$

3.11.6 Carga de ruptura aparente: La carga de ruptura y la sección transversal del conductor seleccionado son:

$$Tr = 1265,5 [kg]$$

$$Sc = 39,226 [mm^2]$$

La carga de ruptura por unidad de área se determinará con la siguiente relación.

$$t_r = \frac{Tr}{Sc}$$

(18)

$$t_r = \frac{1265,5}{39,226} = 32,2617 \left[\frac{kg}{mm^2} \right]$$

3.11.7 Peso aparente: El valor del peso del conductor seleccionado, por unidad de longitud es:

$$P = 135,9 \text{ kg/km}$$

Se calcula el valor del peso aparente, o cociente entre el peso por unidad de longitud y la sección de área transversal del cable:

$$\omega = \frac{P}{S_c}$$

(19)

$$\omega = \frac{135,9}{39,226} = 3,4645 * 10^{-3} \left[\frac{\text{kg}}{\text{mm}^2} \right]$$

3.11.8 Vano regulador: Para el cálculo del vano regulador se tendrá en cuenta la siguiente ecuación:

$$ar = \sqrt{f_{maxV} * 8 * \left(\frac{0,2 * T_r}{P} \right)}$$

(20)

$$ar = \sqrt{3,9 * 8 * \left(\frac{0,2 * 1265,5}{135,9 * 10^{-3}} \right)} = 241,054$$

El paso siguiente es determinar la presión del viento y el factor de sobrecarga para cada hipótesis:

$$P_V = 0,0042 * V_V^2 * \phi_c$$

(21)

Dónde:

V_V : Velocidad del viento para cada hipótesis.

ϕ_c : Diámetro nominal del cable.

$$P_{VA} = 0,0042 * 80^2 * 8,026 * 10^{-3} = 0,2157 \text{ kg/m}$$

$$P_{VC} = 0,0042 * 10^2 * 8,026 * 10^{-3} = 3,37 * 10^{-3} \text{ kg/m}$$

$$P_{VD} = 0,0042 * 0 * 8,026 * 10^{-3} = 0 \text{ kg/m}$$

3.11.9 Factores de sobrecarga: Ahora se calcularán los valores de sobrecarga:

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

(22)

$$m_A = \sqrt{1 + \left(\frac{0,2157}{135,9 * 10^{-3}}\right)^2} = 1,8759$$

$$m_C = \sqrt{1 + \left(\frac{3,37 * 10^{-3}}{135,9 * 10^{-3}}\right)^2} = 1,00031$$

$$m_D = \sqrt{1 + \left(\frac{0}{135,9 * 10^{-3}}\right)^2} = 1$$

3.11.10 Hipótesis A → Hipótesis C: Se tienen los siguientes parámetros:

$$\theta_1 = \theta_A = 25^\circ C$$

$$\theta_2 = \theta_C = 45^\circ C$$

$$m_1 = m_A = 1,8759$$

$$m_2 = m_C = 1,00031$$

Basado en la ecuación de la ordenada del vértice de la catenaria para el conductor más bajo del poste se obtendrá la variable h_D .

$$f_{maxV} = h_D * \left[\cosh\left(\frac{ar}{2h_D}\right) - 1 \right]$$

(23)

$$3,9 = h_D * \left[\cosh\left(\frac{241,054}{2h_D}\right) - 1 \right] \rightarrow h_D = 1863,054 [m]$$

Ahora se requiere obtener la variable H_D la cual corresponde al valor de la catenaria, calculada en la mitad del vano

$$H_D = f_{maxV} + h_D$$

(24)

$$H_D = 3,9 + 1863,054 = 1866,954$$

$$t_1 = t_A = H_D * M_A * \omega$$

(25)

$$t_1 = t_A = 1866,954 * 1 * 3,4645 * 10^{-3} = 6,4681 \text{ [kg/mm}^2\text{]}$$

Las constantes A y B de cambio de estado son las siguientes:

$$A = \alpha E(\theta_2 - \theta_1) - t_1 + \frac{\alpha_r^2 \omega^2 M_1^2 E}{24 t_1^2}$$

(26)

$$A = 2,3 * 10^{-5} * 6300(45 - 25) - 6,4681 + \frac{241,054^2 * (3,4645 * 10^{-3})^2 * 1,8759^2 * 6300}{24 * 6,4681^2}$$

$$A = 11,8293 \text{ [kg/mm}^2\text{]}$$

$$B = \frac{\alpha_r^2 \omega^2 m_2^2 E}{24} \quad (27)$$

$$B = \frac{241,054^2 * (3,4645 * 10^{-3})^2 * 1,00031^2 * 6300}{24} = 183,1928 \text{ [kg/mm}^2\text{]}$$

Ahora se sustituye en la ecuación de estado:

$$t_2^3 + At_2^2 = B \quad (28)$$

$$t_2^3 + 11,8293t_2^2 = 183,1928 \rightarrow t_2 = 3,4613 \text{ [kg/mm}^2\text{]}$$

$$t_2 = t_c = 3,4613 \text{ [kg/mm}^2\text{]}$$

3.11.10.1 Factor de seguridad: El valor del factor de seguridad se define como la relación entre la carga de ruptura por unidad de área del conductor y la tensión de ruptura para la condición más desfavorable.

$$F_s = \frac{t_r}{t_A}$$

(29)

$$F_s = \frac{32,2617}{6,4681} = 4,9878$$

Por lo tanto se cumple con el factor de seguridad, el cual es de 2.5

3.11.11 Hipótesis A → Hipótesis D: Se aplica la ecuación de cambio de estado, así que se definen primero las constantes a usar y después se reemplazan en esta:

$$\theta_1 = \theta_A = 25^\circ C$$

$$\theta_2 = \theta_D = 60^\circ C$$

$$m_1 = m_A = 1,8759$$

$$m_2 = m_D = 1$$

Basado en la ecuación de la ordenada del vértice de la catenaria para el conductor más bajo del poste se obtendrá la variable h_D .

$$f_{maxV} = h_D * \left[\cosh\left(\frac{ar}{2h_D}\right) - 1 \right]$$

$$3,9 = h_D * \left[\cosh\left(\frac{241,054}{2h_D}\right) - 1 \right] \rightarrow h_D = 1863,054 [m]$$

Ahora se requiere obtener la variable H_D la cual corresponde al valor de la catenaria, calculada en la mitad del vano

$$H_D = f_{maxV} + h_D$$

$$H_D = 3,9 + 1863,054 = 1866,954$$

$$t_1 = t_A = H_D * m_A * \omega$$

$$t_1 = t_A = 1866,954 * 1 * 3,4645 * 10^{-3} = 6,4681 [kg/mm^2]$$

Las constantes A y B de cambio de estado son las siguientes:

$$A = \alpha E(\theta_2 - \theta_1) - t_1 + \frac{a_r^2 \omega^2 M_1^2 E}{24 t_1^2}$$

$$A = 2,3 * 10^{-5} * 6300(60 - 25) - 6,4681 + \frac{241,054^2 * (3,4645 * 10^{-3})^2 * 1,8759^2 * 6300}{24 * 6,4681^2}$$

$$A = 14,003 [kg/mm^2]$$

$$B = \frac{a_r^2 \omega^2 m_2^2 E}{24}$$

$$B = \frac{241,054^2 * (3,4645 * 10^{-3})^2 * 1^2 * 6300}{24} = 183,079 [kg/mm^2]$$

Ahora se sustituye en la ecuación de estado:

$$t_2^3 + A t_2^2 = B$$

$$t_2^3 + 14,003 t_2^2 = 183,079 \rightarrow t_2 = 3,2568 [kg/mm^2]$$

$$t_2 = t_D = 3,2568 [kg/mm^2]$$

3.11.11.1 Factor de seguridad: El valor del factor de seguridad se define como la relación entre la carga de ruptura por unidad de área del conductor y la tensión de ruptura para la condición más desfavorable.

$$F_S = \frac{t_r}{t_A}$$

$$F_S = \frac{32,2617}{6,4681} = 4,9878$$

Por lo tanto se cumple con el factor de seguridad, el cual es de 2.5

Como la hipótesis A es la condición más desfavorable, entonces t_A será la tensión máxima.

$$t_A = t_{max} = 6,4681[kg/mm^2]$$

La ordenada en el punto de amarre corresponde a:

$$H_a = \frac{t_A}{m_A \omega}$$

(30)

$$H_a = \frac{6,4681}{1,8759 * 3,4645 * 10^{-3}} = 995,2369$$

Entonces con la ecuación de la catenaria se encuentra el valor de H_a :

$$H_a = h_a * \text{Cosh}\left(\frac{a_r}{2h_a}\right)$$

(31)

Y reemplazando el valor ya obtenido se tiene:

$$995,2369 = h_a * \cosh\left(\frac{241,054}{2h_a}\right) \rightarrow h_a = 987,8752$$

3.11.12 Flecha máxima inclinada: La flecha máxima inclinada será:

$$f_a = H_a - h_a$$

(32)

$$f_a = 995,2369 - 987,8752 = 7,3617 [m]$$

3.11.13 Flecha máxima vertical: La flecha máxima vertical será:

$$f_{av} = \frac{f_a}{m_a}$$

(33)

$$f_{av} = \frac{7,3617}{1,8759} = 3,9243 [m]$$

3.11.14 Tensión en el vértice: La tensión en el vértice por unidad de longitud está definida por:

$$t_v = \frac{h_a * t_A}{H_a}$$

(34)

$$t_v = \frac{987,8752 * 6,4681}{995,2369} = 6,4203 \text{ [kg/mm}^2\text{]}$$

La tensión en el vértice sobre los conductores de fase es:

$$T_V = t_V * S_C$$

(35)

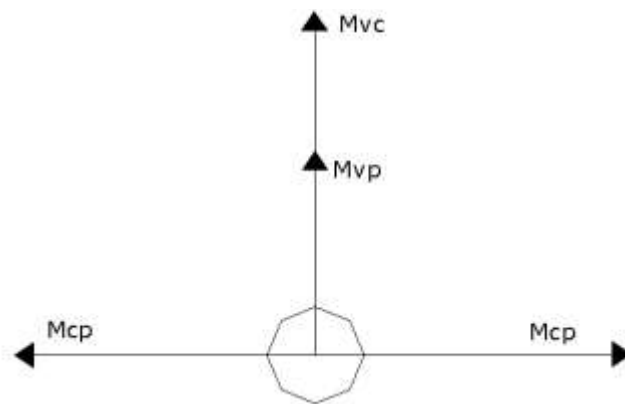
$$T_V = 6,4203 * 39,226 = 251,8427 \text{ [kg]}$$

Por lo tanto los postes de media tensión se diseñaran con una carga de ruptura de 510 kg para las estructuras de retención y para las estructuras de paso.

3.12 CÁLCULOS MECÁNICOS DE LOS POSTES

3.12.1 Estructuras de paso: Para el desarrollo de los cálculos mecánicos de los postes es necesario considerar los esfuerzos ocasionados por la acción del viento, la tensión de los conductores y los cambios de dirección. las ecuaciones empleadas en dichos cálculos son:

Figura 8. Momentos ejercidos sobre las estructuras de paso.



3.12.1.1 Momento del viento sobre el poste: Se calcula de la siguiente manera:

$$M_{VP} = 0,007 * V_v^2 * (D + 2d) * L_{LP}^2$$

(36)

Dónde:

V_v : Velocidad del viento en km/h.

D: Diámetro del poste a nivel de empotramiento.

d: Diámetro en la punta del poste.

L_{LP} : Longitud libre del poste.

La longitud libre del poste será

$$L_{LP} = 12m - 1,8m = 10,2m$$

El diámetro del poste en la cima es $d = 0.14$ m y en la base en $D_B = 0.32$ m

El diámetro del poste a nivel de empotramiento está dado por:

$$D = d + \frac{D_B - d}{L} * L_{LP}$$

(37)

$$D = 0,14 + \frac{0,32 - 0,14}{12} * 10,2 = 0,155 [m]$$

Ahora reemplazando en la ecuación (36) y teniendo en cuenta la hipótesis con máxima velocidad de viento:

$$M_{VP} = 0,0007 * 80^2 * (0,155 + 2 * 0,14) * 10,2^2 = 202,753 [kg * m]$$

3.12.1.2 Momento del viento sobre los conductores: Está definido por:

$$M_{VC} = 0,0042 * V_V^2 * a_V * (A_A + A_{BT})$$

(38)

Dónde:

V_V : Velocidad del viento [km/h].

A_V : Vano viento [m] $\rightarrow a_V = \frac{a_1 + a_2}{2}$

A_A : $(L_{LP} - 0,3) * D_{ca}$ $\rightarrow D_{ca}$ = Diámetro del conductor de fase de MT.

A_{BT} : $(L_{LP} - 4,2) * D_{BT}$ $\rightarrow D_{BT}$ = Diámetro del conductor de BT.

El momento creado por el viento sobre los conductores para la hipótesis de máxima velocidad del viento será:

$$M_{VC} = 0,0042 * 80^2 * 210 * (47,4 + 54,5) * 10^{-3} = 575,205 [kg * m]$$

El momento creado en el poste debido al cambio de dirección de la línea es cero ya que no existe ángulo de desviación.

3.12.1.3 Carga de ruptura: La carga de ruptura del poste a utilizar para la hipótesis a está dada por la ecuación:

$$T_R = \frac{F_S * \sum M}{L_{LP}}$$

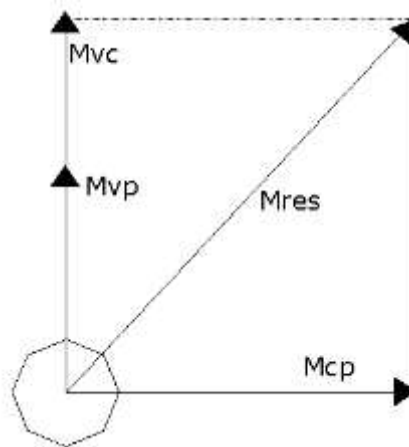
(39)

$$T_R = \frac{2,5 * (202,753 + 575,205)}{10,2} = 190,676 \text{ [kg]}$$

Dado que para la hipótesis de la condición más desfavorable (Máxima velocidad del viento), la carga de ruptura es 190,676 kg, el poste a utilizar para las estructuras de paso en media tensión serán postes de 12 m y 510 kg de carga de ruptura.

3.12.2 Estructuras terminales: Para la estructura terminal de media tensión aparecen tres momentos sobre el poste: el momento creado por el viento sobre el poste, el momento creado por el viento sobre los conductores (estos ya tratados anteriormente) y el momento creado por la tensión ejercida por los conductores sobre el poste.

Figura 9. Momentos ejercidos sobre las estructuras terminales.



3.12.2.1 Momento de los conductores sobre el poste: El momento de los conductores sobre el poste se calcula:

$$M_{CP} = T_{Vf} * (L_{LP} - 4,4) + T_{Vf} * (L_{LP} - 4,6)$$

(40)

$$M_{CP} = 251,8427 * (5,8 + 5,6) = 2871 [kg * m]$$

La magnitud del momento resultante para la estructura de retención será:

$$M_T = \sqrt{(M_{VC} + M_{VP})^2 + M_{CP}^2}$$

(41)

$$M_T = \sqrt{(575,205 + 202,753)^2 + 2871^2} = 2974,54 [kg * m]$$

La carga de ruptura del poste a utilizar para la hipótesis A esta dada por la ecuación (39) entonces:

$$T_R = \frac{2,5 * (202,753 + 575,205 + 2974,54)}{10,2} = 919,73 [kg]$$

Como para la hipótesis de la condición más desfavorable (Máxima velocidad del viento), la carga de ruptura es 919,73 kg, se debe utilizar para la estructura terminal en media tensión postes de 12 m y 1050 kg de carga de ruptura.

4 DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Debido a los avances tecnológicos en el campo de las energías renovables, se ha venido observando mayor interés por el desarrollo y aplicación de sistemas energéticos que aprovechen fuentes de energía renovables las cuales representan una gran solución para el suministro de energía en áreas de difícil acceso, alejadas de las redes de transmisión y distribución y que representen una alta inversión.

Los sistemas fotovoltaicos tienen como componente fundamental, uno o varios paneles fotovoltaicos, los cuales transforman la radiación solar en electricidad. La energía de la radiación solar que se recibe en una superficie determinada en un instante dado es conocida como la irradiancia y se mide en $[W/m^2]$, este valor varía dependiendo de la hora del día en un intervalo de tiempo que va desde las 6 a.m. hasta las 5 p.m.

La máxima energía se obtiene cuando los rayos solares llegan perpendiculares al panel, sin embargo esto se lograría teniendo mecanismos que se muevan siguiendo la trayectoria del sol, lo cual resultaría muy costoso. Por tal razón se deben colocar los paneles con una inclinación tal que se garantice la máxima captación de rayos solares y por consiguiente una eficiencia máxima.

Además de los paneles solares los sistemas fotovoltaicos requieren para su funcionamiento el acoplamiento de otros subsistemas:

- Subsistema de acumulación: Las baterías.

- Subsistema de regulación: Los reguladores.
- Subsistema de distribución y consumo: Los inversores

Alternativas como generación hidráulica y eólica no fueron consideradas por su alto costos de inversión, la falta de información técnica (mapas de viento, estudios hidráulicos) y la baja demanda de energía del proyecto.

Desde el punto de vista de sostenibilidad la alternativa con grupos electrógenos empleando combustible como la gasolina y ACPM (DIESEL), no se tendrá en cuenta debido a los altos costos de producción de energía.

A continuación se hará un análisis de costos y beneficios de un sistema solar fotovoltaico al igual que el dimensionamiento de paneles, baterías, inversor y regulador de carga, teniendo en cuenta la energía diaria consumida y los datos de radiación solar del municipio de Cimitarra Santander [7].

4.1 ANÁLISIS DE LA RADIACIÓN SOLAR

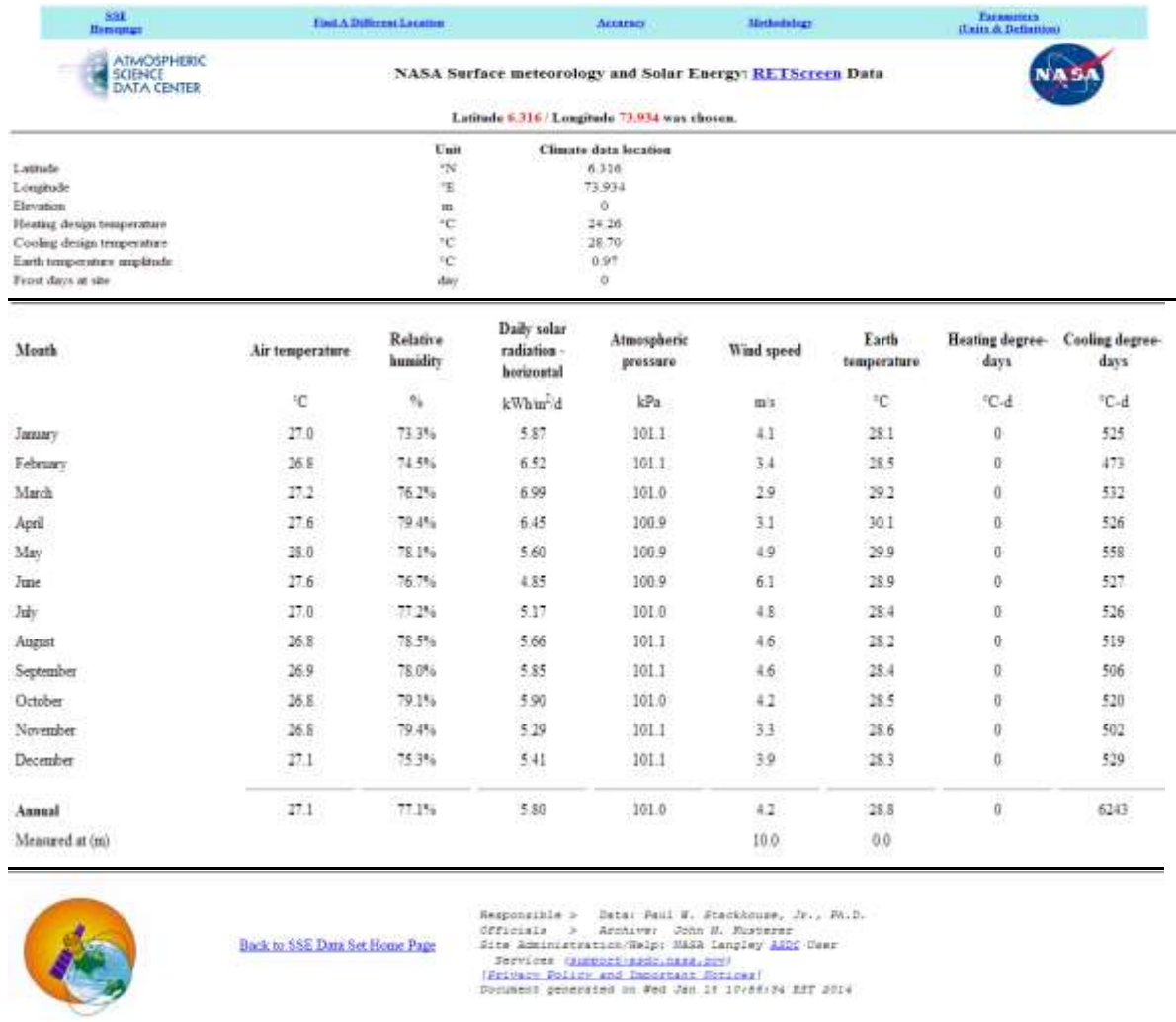
El análisis de radiación de determinado sitio se hace a partir de las mediciones hechas durante las 24 horas del día y durante un año para tener la suficiente información y hacer un promedio anual de esta variable, entonces para el municipio de Cimitarra Santander el valor de la radiación fue tomado del software “*Surface meteorology and Solar Energy*” patrocinado por el programa [NASA's Earth Science Enterprise](#) [7]. Para la aplicación de este software es necesario conocer la posición geográfica del lugar de incumbencia.

Entonces para el municipio de Cimitarra Santander:

Latitud Norte: 6° 18' 58”

Longitud Oeste: 73° 56' 2”

Figura 10. Radiación solar promedio diaria del municipio de Cimitarra Santander.



Fuente [7]

Se observa que la radiación solar promedio diaria durante el año equivale a:

5800 Wh/m².

4.2 HORAS EQUIVALENTES

Las horas equivalentes son el tiempo donde el panel solar está a una irradiancia de 1000 W/m^2 . Para su cálculo se parte del dato de radiación solar hallado anteriormente sobre una irradiancia de 1000 W/m^2 .

$$\text{Horas equivalentes} = \frac{5800 \text{ Wh/m}^2}{1000 \text{ W/m}^2} = 5,8 \text{ h}$$

(42)

Es decir que durante 5,8 horas al día el panel captará una irradiancia de 1000 W/m^2 .

4.3 DÍAS SOMBREADOS Y DIAS DE AUTONOMÍA

Es de gran importancia conocer los días en los que los valores de irradiancia son muy bajos, ya que cada día sombreado se debe tener en cuenta a la hora de calcular el número de baterías del sistema. Para el municipio de Cimitarra Santander se toman 2 días de sombra por lo tanto los días de autonomía son 3, ya que se tiene en cuenta un día soleado y los dos días de sombra para la reserva de las baterías.

4.4 CARACTERÍSTICAS DE LA CARGA

El sistema a calcular debe tener la capacidad de abastecer de manera autónoma el consumo energético de una casa aislada de la red eléctrica, cuya carga será alimentada en corriente alterna.

La demanda máxima por usuario será calculada tomando la metodología de la norma ESSA para estratos 1 y 2.

Como se mostró en el numeral 2.6 se tiene que la demanda máxima por usuario es de 2 [kVA], Sin embargo los proyectos de electrificación rural, se deben diseñar aplicando los valores de la tabla 14.

Entonces la energía total consumida por un usuario durante el día es:

$$0,8 \text{ kVA} * 0,95 * 6h = 4,56 \text{ kWh.}$$

Según las necesidades energéticas de cada vivienda rural se consideraron que estas no poseen cargas de corriente continua, por lo que se suplirán estas necesidades con corriente alterna. Se debe tener en cuenta la ineficiencia del panel la cual va a afectar el valor de la potencia diaria. De esta manera, la potencia diaria con la que se dimensionan los paneles esta descrita de la siguiente manera:

$$Wh_{dia} = \frac{\text{Energ diaria}}{\text{ineficiencia panel}}$$

(43)

Entonces:

$$Wh_{dia} = \frac{4560}{0,855} = 5333,333 \left[\frac{wh}{Dia} \right]$$

Este valor será la energía diaria que deberá suministrar el sistema para suplir la demanda de la vivienda.

El criterio de selección de los paneles y las baterías es la corriente por hora [Amperes-hora] del sistema que se manejará, para ello se realiza el siguiente cálculo:

$$A. h_{diario} = \frac{Wh_{dia}}{V}$$

(44)

Dónde:

V: es la tensión del sistema.

Entonces:

$$A. h_{diario} = \frac{5333,33}{24} = 222,22 A. h$$

4.5 DIMENSIONAMIENTO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Teniendo en cuenta las necesidades de energía propias de los usuarios y las características del sistema, se hizo una comparación en distintos catálogos de

varios tipos de módulos solares conocidos en el mercado y se seleccionó una referencia [8] que por sus características era adecuada para el sistema.

El módulo escogido fue un panel cuya tensión es la tensión del sistema DC (24 V). Las características principales a condiciones estándar ($T= 25^{\circ}\text{C}$, $I= 1000\text{W}/\text{m}^2$) son:

Tabla 28. Características del panel a condiciones estándar.



ISF-250	
Potencia máxima	240 W
Tensión a potencia máxima V_{mp}	29,9 V
Tensión de circuito abierto V_{oc}	37,0 V
Corriente a potencia máxima I_{mp}	8,03 A
Corriente de cortocircuito I_{cs}	8,60 A
Eficiencia	14,5%
Vida útil	20 años
Dimensiones	1.667 x 994 x 45 mm
Peso	19 kg
Tamaño de célula	156 x 156 mm (6")

Fuente [8]

4.5.1 Cantidad de paneles requerido: Para alcanzar la potencia deseada normalmente se necesitan varios paneles. Estos paneles se conectan en serie y en paralelo para alcanzar el voltaje deseado.

Al diseñar este arreglo se deben tomar en cuenta algunas reglas:

- La suma de potencia de todos los paneles debe ser igual o mayor que la potencia deseada.

- La suma de los voltajes de los paneles en serie debe ser igual al voltaje deseado para el sistema.
- La suma de las corrientes de los paneles en paralelo debe ser igual a la corriente en paralelo del sistema.

Para calcular la cantidad de paneles es necesario saber la corriente y la tensión que se le debe suministrar al sistema para la demanda diaria. La corriente demandada por el sistema teniendo en cuenta las horas de brillo solar disponibles es:

$$I = \frac{A \cdot h_{diario}}{\text{Horas equivalentes}}$$

(45)

$$I = \frac{222,22 \text{ A} \cdot h}{5,8 \text{ h}} = 38,3142 \text{ A}$$

La corriente máxima que puede suministrar cada panel es de 8,03 [A]. De esta manera la cantidad de paneles en paralelo es:

$$\text{Paneles Paralelo} = \frac{38,3142 \text{ A}}{8,03 \text{ A}} = 4,771$$

(46)

Entonces se requieren 5 paneles en paralelo.

Para determinar la cantidad de paneles necesarios en serie se halla la relación entre la tensión del sistema y la tensión de operación de los paneles (V_{mp}):

$$\text{Paneles Serie} = \frac{24V}{29,9V} = 0,8026$$

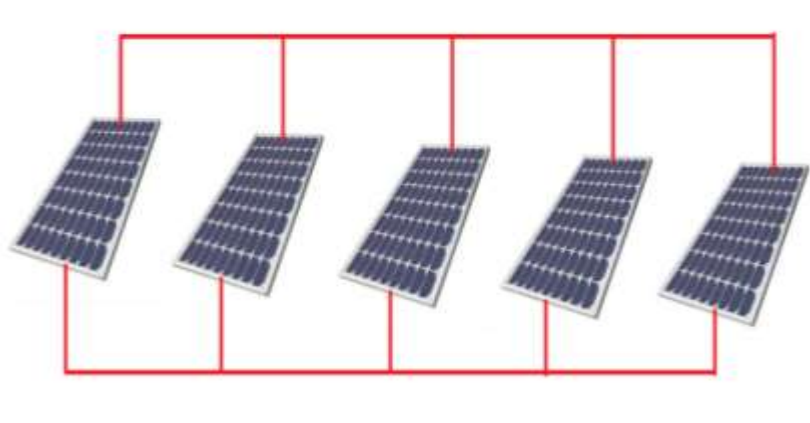
(47)

Entonces se requieren 1 panel en serie para cubrir la demanda de tensión.

En total la configuración requiere de 5 paneles para suplir la demanda diaria de cada vivienda los cuales requerirán de un área disponible de aproximadamente 8,3 m² que pueden ser instalados en los techos de las viviendas.

Los paneles estarán dispuestos de la siguiente manera:

Figura 11. Disposición de los paneles en el arreglo fotovoltaico.



4.5.2 Dimensionamiento de las baterías: Es necesario disponer de un banco de baterías para almacenar la energía proveniente de los paneles solares, para ser usadas en los momentos que no se disponga de radiación solar.

La capacidad de la batería es la cantidad de energía eléctrica que puede obtenerse mediante la descarga total de una batería inicialmente cargada al máximo, medida en A-h.

Actualmente en el mercado se pueden encontrar diferentes tipos de acumuladores, como pueden ser de plomo ácido, Níquel-Cadmio, Níquel-Zinc, Zinc-Cloro

Se ha seleccionado una batería tipo Gel, debido a que se caracterizan por su larga duración y no precisan de mantenimiento y pueden funcionar colocadas en cualquier posición además satisfacen las características eléctricas del sistema [8]:

Tabla 29. Características de las baterías.



Capacidad a un ritmo de 20hr (A-h)	220
Capacidad a un ritmo de 100hr (A-h)	240
Peso (kg)	65
Modelo	Victron GEL 12/220
Capacidad de descarga (%)	80
Tensión	12 V
Vida útil	7 a 10 años

Fuente [8]

Como criterio se tomó que las baterías deben suplir energía hasta dos días sombreados, por lo que se hace necesario que las baterías tengan la capacidad de almacenar un mínimo de 3 veces la energía que consume la vivienda es decir:

$$CB = 3 * A.h$$

(48)

Entonces:

$$Capacidad\ de\ almacenaminto = 3 * 222,22\ A.h = 666,66\ A.h$$

También se debe considerar la capacidad de descarga de cada batería, lo cual implica que se aumente la cantidad de energía a almacenar:

$$CB = \frac{666,66}{0,8} = 833,325\ A.h$$

(49)

4.5.2.1 Cantidad de baterías requeridas: Para hallar el número de baterías necesarias para conformar el banco de baterías es necesario suplir la demanda de tensión y corriente del sistema, teniendo especial cuidado en que la capacidad de corriente es definida por la cantidad de ampere-hora requeridos por la carga, de manera que la cantidad de baterías necesarias para suplir la demanda por corriente (baterías en paralelo) está dada por el cociente entre la capacidad del banco de baterías y la capacidad de una batería a 20 h:

$$Baterias\ Paralelo = \frac{833,325\ A.h}{220\ A.h} = 3,7878$$

(50)

Se requieren 4 baterías en paralelo para suplir la demanda de corriente del sistema.

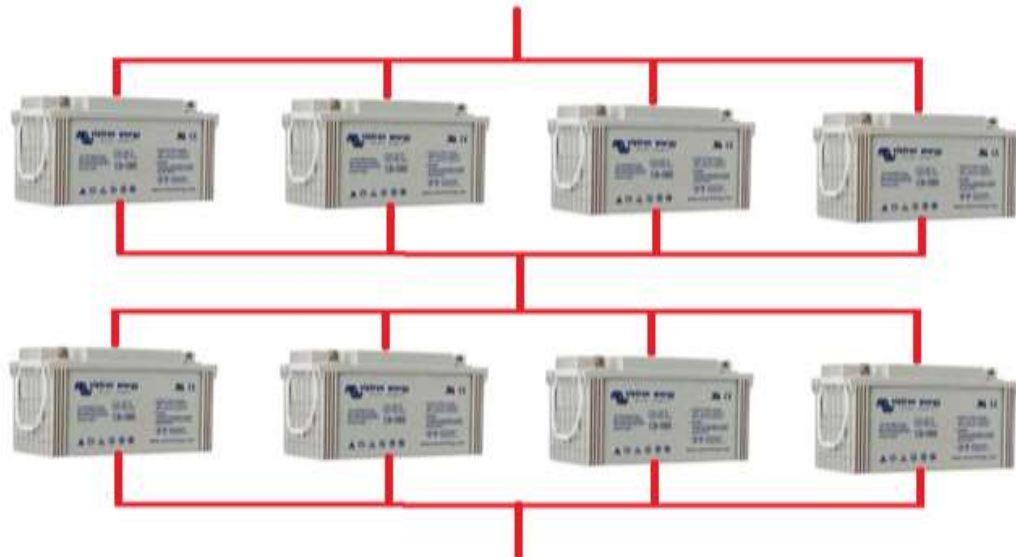
La tensión del sistema es de 24 V por lo que la cantidad de baterías conectadas en serie debe ser de:

$$Baterias\ Serie = \frac{24}{12} = 2$$

(51)

Finalmente, el banco de baterías estará compuesto por un total de 8 baterías dispuestas de la siguiente forma:

Figura 12. Disposición de las baterías en el arreglo fotovoltaico.



Fuente autores.

4.5.3 Regulador de carga: El regulador tiene como función fundamental impedir que la batería continúe recibiendo energía del colector solar, una vez que ha alcanzado su carga máxima. el dimensionamiento del regulador de carga se debe realizar teniendo presente que debe soportar la corriente de cortocircuito de los paneles y además debe operar a la misma tensión.

$$I_{total} = I_{sc} * \#pp = 8,6 * 5 = 43 A$$

(52)

Entonces la corriente nominal del regulador debe ser superior a 43A a una tensión de 24V.

Se selecciona un regulador de carga 50 que soporte una corriente nominal de 50 A - 24 V, y adicionalmente que opere con el tipo de baterías seleccionado

previamente; dadas estas condiciones se selecciona un regulador con las siguientes características [8].

Tabla 30. Características del regulador de carga.



Modelo	PHOCOS CXN-50
Tensión nominal de funcionamiento	12 o 24 Vdc
Máxima corriente de carga/consumo	50 A
Tipo de baterías admitidas	Plomo, AGM y Gel
Toma de tierra	Positiva

Fuente [8]

4.5.4 Inversor: se debe elegir de manera que su tensión de entrada y salida corresponda con las tensiones que requiere el sistema (24vdc/120vac-60hz), y que además pueda convertir una potencia igual a la máxima que deba invertir. como toda la carga de la casa se alimenta en alterna, el inversor debe funcionar para una potencia máxima de la carga, que es de 760 w. como la carga es prácticamente de tipo residencial, se considera un factor de potencia de 0,95, por lo que la potencia aparente máxima que debe manejar el inversor es de 800 va. Basados en los criterios mencionados anteriormente se escoge un inversor VICTRON PHOENIX con (24Vdc/120Vac-60Hz) con una capacidad de convertir 1000 W [8].

Tabla 31. Características generales del inversor.



Modelo	Victron Phoenix1200
Potencia continua de salida	1200 VA
Potencia continua de salida	1000 W
Tensión / frecuencia de salida	120 Vca / 60 Hz
Forma de la onda de salida	Senoidal pura

Fuente [8].

4.5.5 Cuadro de conexiones y protecciones: Estos cuadros de conexión son sistemas eléctricos pre-cableados, que se usan con el fin de facilitar la interconexión de los diferentes componentes del arreglo fotovoltaico evitando posibles errores de cableado. Su selección se hace a partir de las características de cada elemento que componen el sistema.

En este caso se selecciona un cuadro de conexión para un regulador de 50 A y para un convertidor de 1200 VA

Tabla 32. Características del cuadro de conexión.



Modelo	CU20-16
Convertidor	De 0,8 a 2 kVA
Regulador	Hasta 50 A
Cargador	No
Relé	No

Fuente [8].

Entonces la instalación del sistema fotovoltaico va a tener los siguientes equipos:

Tabla 33. Cantidad de equipos para el arreglo fotovoltaico.

Elemento	Cantidad
Panel solar	5
Batería	8
Regulador de carga	1
Inversor	1
Cuadro de conexión	1

4.6 ANÁLISIS DE LAS DOS ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN.

A continuación se hará un análisis del valor económico correspondiente a cada una de las soluciones planteadas anteriormente tanto para la electrificación por tendido de redes convencionales, como para el suministro de la energía eléctrica a partir de energía solar.

4.6.1 Cálculo del presupuesto para electrificación rural con red interconectada: Se presentarán a continuación, los ítems que comprenden la instalación, transporte, materiales y mano de obra para las redes de distribución y sus precios unitarios, los cuales fueron proporcionados por un sistema de información de la ESSA.

4.6.1.1 Red de media tensión: Las cantidades y precios unitarios para la red de media tensión es la siguiente:

Tabla 34. Cantidades y precios unitarios para la red de media tensión.

CANTIDADES Y PRECIOS UNITARIOS										
CONSTRUCCION REDES DE MEDIA Y BAJA TENSION Y MONTAJE DE TRANSFORMADORES PARA LA ELECTRIFICACION RURAL DE LA VEREDA LA AMARILLA. DEL MUNICIPIO DE CIMITARRA - SANTANDER										
FECHA:		mayo de 2014								
ITEM	ACTIVIDAD	UNID	CTDAD	COSTO UNITARIO					F=(b+c+d+e)	axF
				MATERIAL	MANO OBRA CALIFICADA	TRANSPORTE	H&E	Vr.PARCIAL		
RED DE MEDIA TENSION										
1	Replanteo de Línea M.T. Hasta 34.5 KV.	ML	2,151.00	\$ 36	\$ 215	\$ -	\$ 43	\$ 294	\$ 632,394.00	
2	Suministro, transporte e instalación de poste Metálico 12 m. TR 510 Kg.	UND	10.00	\$ 1,491,644	\$ 80,852	\$ 21,000	\$ 16,530	\$ 1,610,026	\$ 16,100,260.00	
3	Suministro, transporte e instalación de herrajes en poste o torrecilla para dos hilos estructura de paso sencilla tipo - 510 hasta 13.2 KV.	UND	1.00	\$ 196,666	\$ 33,286	\$ 6,000	\$ 551	\$ 236,503	\$ 236,503.00	
4	Suministro, transporte e instalación de herrajes en poste o torrecilla para dos hilos estructura de retención terminal tipo - 514 hasta 13.2 KV.	UND	3.00	\$ 426,185	\$ 33,286	\$ 6,000	\$ 551	\$ 466,022	\$ 1,398,066.00	
5	Suministro, transporte e instalación de herrajes en poste o torrecilla estructura retención disposición horizontal dos hilos tipo RH - 230M hasta 13.2 KV. Aislador porcelana 10"	UND	1.00	\$ 634,678	\$ 33,286	\$ 9,600	\$ 551	\$ 678,115	\$ 678,115.00	
6	Suministro, transporte e instalación de herrajes y elementos para templete directo a tierra. Alta Tensión hasta 13.2 KV. (Ref estructura 1)	UND	20.00	\$ 88,061	\$ 33,286	\$ 6,000	\$ 551	\$ 127,898	\$ 2,557,960.00	
7	Suministro, transporte e instalación de herrajes y elementos para bajante a tierra. Alta tensión trifásica	UND	4.00	\$ 246,422	\$ 27,863	\$ 1,200	\$ 551	\$ 276,036	\$ 1,104,144.00	
8	Suministro, transporte e instalación de un conductor ACSR No 2 AWG. Para M.T.	ML	4,302.00	\$ 1,195	\$ 300	\$ 90	\$ 94	\$ 1,679	\$ 7,223,058.00	
9	Preparación concreto 2,500 psi.	M3	4.00	\$ 203,088	\$ 33,286	\$ 43,200	\$ 9,280	\$ 288,854	\$ 1,155,416.00	
10	Suministro, transporte e instalación de herrajes en poste o torrecilla para un hilo estructura de retención terminal tipo - 505 hasta 13.2 KV.	UND	4.00	\$ 97,973	\$ 33,286	\$ 2,400	\$ 551	\$ 134,210	\$ 536,840.00	
11	Suministro, transporte e instalación de herrajes en poste o torrecilla para un hilo estructura de retención terminal tipo - 505 hasta 13.2 KV. Derivación monofásica 731.	UND	1.00	\$ 866,470	\$ 39,804	\$ 11,200	\$ 1,653	\$ 919,127	\$ 919,127.00	
12	Suministro, transporte e instalación de amortiguador tipo stockbridge para cable No 2 AWG.	UND	16.00	\$ 41,818	\$ 12,665	\$ 240	\$ 551	\$ 55,274	\$ 884,384.00	
Subtotal capítulo 1									\$ 33,426,267.00	

Fuente [9]

4.6.1.2 Red de baja tensión: Las cantidades y precios unitarios para la red de media tensión es la siguiente:

Tabla 35. Cantidades y precios unitarios para la red de baja tensión.

CONSTRUCCION REDES DE MEDIA Y BAJA TENSION Y MONTAJE DE TRANSFORMADORES PARA LA ELECTRIFICACION RURAL DE LA VEREDA LA AMARILLA. DEL MUNICIPIO DE CIMITARRA - SANTANDER										
FECHA:		abril de 2014								
ITEM	ACTIVIDAD	UNID	CTDAD	(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	F=(b+c+d+e)	axF
				COSTO UNITARIO						Vr.PARCIAL
				MATERIAL	MANO OBRA CALIFICADA	TRANSPORTE	H&E			
RED DE BAJA TENSION										
100	Replanteo red de Baja Tensión	ML	5,500.00	\$ 36	\$ 200	\$ -	\$ 50	\$ 286	\$ 1,573,000.00	
101	Suministro, transporte e instalación de poste metálico 8 m. Totalmente Galvanizada en caliente.	UND	30.00	\$ 1,491,644	\$ 67,377	\$ 21,000	\$ 13,224	\$ 1,593,245	\$ 47,797,350.00	
102	Suministro, transporte e instalación de herrajes en poste o torrecilla estructura para percha un (1) hilo estructura - 625	UND	45.00	\$ 26,166	\$ 15,130	\$ 960	\$ 551	\$ 42,807	\$ 1,926,315.00	
103	Suministro, transporte e instalación de herrajes y elementos para templete directo a tierra. Baja tensión (Ref estructura 2)	UND	40.00	\$ 82,325	\$ 27,863	\$ 6,000	\$ 551	\$ 116,739	\$ 4,669,560.00	
104	Suministro, transporte e instalación de herrajes y elementos para bajante a tierra. Baja tensión.	UND	25.00	\$ 167,273	\$ 27,863	\$ 1,200	\$ 551	\$ 196,887	\$ 4,922,175.00	
105	Preparación de concreto 2.500 psi.	M3	12.00	\$ 203,088	\$ 33,286	\$ 43,200	\$ 9,280	\$ 288,854	\$ 3,466,248.00	
106	Suministro, transporte e instalación de cable triplex autosoportado 600 V de 2x4+4 AWG	ML	4,740.00	\$ 5,974	\$ 929	\$ 120	\$ 80	\$ 7,103	\$ 33,668,220.00	
109	Suministro, transporte e instalación de cable duplex autosoportado 600 V de 1x4+4 AWG	ML	655.00	\$ 4,182	\$ 929	\$ 120	\$ 80	\$ 5,311	\$ 3,478,705.00	
Subtotal capítulo 2									\$ 101,501,573.00	

Fuente [9]

4.6.1.3 Subestación: Las cantidades y precios unitarios para la red subestación es la siguiente:

Tabla 36. Cantidades y precios unitarios para el montaje de transformadores.

CONSTRUCCION REDES DE MEDIA Y BAJA TENSION Y MONTAJE DE TRANSFORMADORES PARA LA ELECTRIFICACION RURAL DE LA VEREDA LA AMARILLA. DEL MUNICIPIO DE CIMITARRA - SANTANDER										
FECHA:		abril de 2014								
ITEM	ACTIVIDAD	UNID	CTDAD	COSTO UNITARIO					F=(b+c+d+e)	axF
				MATERIAL	MANO OBRA CALIFICADA	TRANSPORTE	H&E	Vr.PARCIAL		
3	SUBESTACIONES									
201	Suministro, transporte e instalación de herrajes y protecciones para transformador monofasico (10, 15, 25 37.5 KVA) tipo 710 hasta 13.2 KV.	UND	4.00	\$ 808,036	\$ 33,286	\$ 6,000	\$ 551	\$ 847,873	\$ 3,391,492.00	
202	Suministro, transporte e instalación de	UND	4.00	\$ 2,456,178	\$ 256,360	\$ 18,000	\$ 25,665	\$ 2,756,203	\$ 11,024,812.00	
204	Suministro, transporte e instalación de sistema de contrapeso para mejoramiento de resistividad de puestas a tierras para transformadores de distribución. (en cable de cobre)	UND	4.00	\$ 170,854	\$ 33,286	\$ 1,200	\$ 551	\$ 205,891	\$ 823,564.00	
Subtotal capítulo 3									\$ 15,239,868.00	

Fuente [9]

El costo total de la inversión se obtiene sumando los tres subtotales que representarían los costos directos, y teniendo en cuenta además, los costos indirectos se tiene que:

Tabla 37. Costo total de la inversión para redes convencionales.

A. Total costos directos		\$ 150 167 708,00
Costos indirectos		
Administración	10%	\$ 15 016 771,00
Imprevistos	5%	\$ 7 508 385,00
Utilidad	5%	\$ 7 508 385,00
B. Total costos indirectos		\$ 30 033 541,00
SUBTOTAL 1 (A+B)		\$ 180 201 249,00
C. Interventoría técnica	10%	\$ 18 020 125,00
D. Certificación RETIE	1%	\$ 1 501 677,00

SUBTOTAL 2 (A+B+C+D)		\$ 199 723 051,00
Interventoría administrativa	5%	\$ 10 511 740,00
TOTAL		\$ 210 234 791,00

Fuente [9].

4.7 COSTO UNITARIO DE LOS EQUIPOS SELECCIONADOS PARA EL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO POR USUARIO [10]

Para calcular el costo de la inversión basta con sumar los costos de los elementos utilizados en el arreglo fotovoltaico, y además tener en cuenta los costos indirectos tales como administración, imprevistos y costos de interventoría técnica entre otros.

Debido a la infraestructura y a las características físicas de los elementos que conforman el sistema de generación solar, no es necesaria la obtención de terrenos extras para la adecuación de los equipos, por lo tanto el costo de terreno para la ubicación de los mismos se omite.

Ahora tomando como base la vida útil de los módulos fotovoltaicos y la vida útil de las baterías⁶ se ve que es necesario cambiar las baterías por lo menos dos veces durante el tiempo de duración de los paneles solares. Así para 20 años de vida útil el número de baterías totales va a ser tres veces el número de baterías calculadas.

Para los valores mostrados a continuación se debe tener en cuenta la tasa de cambio de euros a pesos colombianos [11] para poder hacer la comparación con el costo de la red convencional.

⁶ Ver Tabla 29. Características de la Batería

Tabla 38. Cantidades y precios unitarios para un sistema fotovoltaico.

ITEM	ACTIVIDAD	UNIDAD	CANT	COSTO UNITARIO			TOTAL ITEM
				TRANSP	MATERIAL	VLR PARCIAL	
				(a)	(b)= 0.1 x (c)	(c)	
1001	Suministro transporte e instalación del panel solar	UND	5	25.00 €	250.00 €	275.00 €	1,375.00 €
1002	Suministro transporte e instalación de estructura completa par la cubierta plana	UND	5	11.65 €	116.53 €	128.18 €	640.92 €
1003	Suministro transporte e instalación de baterías	UND	8	85.07 €	850.69 €	935.76 €	7,486.07 €
1004	Suministro transporte e instalación de regulador de Carga	UND	1	4.63 €	46.31 €	50.94 €	50.94 €
1005	Suministro, transporte e instalación del inversor	UND	1	98.98 €	989.79 €	1,088.77 €	1,088.77 €
1006	Suministro transporte e instalación del cuadro de conexión	UND	1	6.75 €	67.45 €	74.20 €	74.20 €
SUBTOTAL CAPITULO 1							10,715.89 €
SUBTOTAL EN PESOS							\$ 28,632,541.95

La tabla 39 muestra los costos directos de inversión utilizados para la instalación del sistema de generación solar.

Este costo total hallado corresponde al costo de instalación de un sistema de generación aislada para un solo usuario, entonces para los 23 usuarios ubicados en la vereda La Amarilla del municipio de Cimitarra Santander el costo total de la implementación de un sistema de generación solar aislado va ser:

$$\$ 28\ 632\ 541,95 * 23 = \$ 658\ 548\ 464,90$$

Además adicionando los costos indirectos y de interventoría se tiene que:

Tabla 39. Costo total de la inversión para arreglo fotovoltaico.

A. Total costos directos		\$ 658 548 464,79
Costos indirectos		
Administración y mantenimiento	10%	\$ 65 854 846,00
Imprevistos	5%	\$ 32 927 423,00
Utilidad	5%	\$ 32 927 423,00
B. Total costos indirectos		\$ 131 709 692.00
SUBTOTAL 1 (A+B)		\$ 790 258 156.79
C. Interventoría técnica	10%	\$ 79 025 816.00
D. Certificación RETIE	1%	\$ 6 585 485.00
SUBTOTAL 2 (A+B+C+D)		\$ 875 869 457.79
Interventoría administrativa	5%	\$ 46 098 393.00
TOTAL		\$ 921 967 850.79

4.7.1 Comparación de los costos de las alternativas: A continuación se hará una comparación de cada alternativa de solución, resaltando las ventajas y desventajas de cada una.

4.7.1.1 Alternativa de solución por red convencional

Tabla 40. Ventajas y desventajas de la alternativa de solución por red convencional.

VENTAJAS	DESVENTAJAS	CONDICIONES MÍNIMAS DE APLICABILIDAD	USOS
Existe una larga experiencia en este tipo de proyectos	Baja rentabilidad del proyecto hace poco atractivo para las empresas eléctricas desarrollar proyectos rurales.	No se consideran valores debido a que el límite de aplicabilidad está determinado por criterios económicos más que técnicos.	Iluminación residencial, alumbrado público
Es un servicio de alta confiabilidad.			Electricidad para electrodomésticos.
Los costos del sistema y de cada uno de sus componentes son conocidos.			Bombeo eléctrico de agua
Existe una institucionalidad madura.			Comunicaciones: telefonía rural, televisión, recepción de radio, comunicación local por radios de
Existen recursos financieros importantes en las empresas que realizarían este tipo de proyectos.	Por las distancias		

	los tiempos de respuesta de mantenimiento		banda ciudadana
Los costos para el usuario final estarían por debajo de los 350 \$/kWh, sin subsidios.	son largos (mayores a un día).		Talleres artesanales (Taladros, sierras, etc.).
			Sector agro-industrial

4.7.1.2 Alternativa de solución fotovoltaica

Tabla 41. Ventajas y desventajas de la alternativa de solución por generación solar.

VENTAJAS	DESVENTAJAS	CONDICIONES MÍNIMAS DE APLICABILIDAD	USOS
Sistemas sencillos, prácticamente sin piezas móviles que puedan fallar	Inversión significativa, especialmente si la disponibilidad exigida es muy alta.	El sistema debe, con la radiación solar mínima,	Iluminación residencial y alumbrado público.

<p>Sistemas confiables.</p> <p>Adecuadamente dimensionados pueden operar sin fallas, entregando su potencia nominal durante muchos años.</p>	<p>Inexistencia de suficiente personal calificado para diseñar, montar y mantener una gran cantidad de sistemas pequeños.</p>	<p>poder abastecer la demanda máxima.</p>	<p>Electricidad para electrodomésticos</p>
<p>Mantenimiento simple desde un punto de vista técnico.</p>	<p>Mantenimiento complejo desde un punto de vista administrativo, cuando existe un número significativo de viviendas.</p>	<p>Salvo para potencias muy pequeñas, el promedio de radiación solar debe exceder 4,2 kWh/m día.</p>	<p>Comunicaciones: telefonía rural, televisión, recepción de radio, comunicación local por radios de banda ciudadana</p>
<p>Costos ventajosos en ciertas aplicaciones y localidades.</p>	<p>En caso de ocupar esta tecnología en usos productivo, ella está</p>		
<p>Costos de operación bajos</p>	<p>restringida a la potencia máxima de los paneles solares en el</p>		<p>Talleres artesanales (taladros, sierras,</p>
<p>Vida útil de paneles superior a</p>		<p>La topografía u obstáculos locales</p>	

20 años	mercado.	no deben bloquear el sistema.	etc.) de bajo consumo.
---------	----------	-------------------------------	------------------------

4.7.1.3 Comparación de costos de las alternativas de solución

Tabla 42. Comparación de costos entre las alternativas de solución.

	SOLUCIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA	RED DE DISTRIBUCIÓN CONVENCIONAL
Costo por Usuario	\$ 40 085 558,73	\$ 9 140 640,48
Costo Total	\$ 921 967 850,79	\$ 210 234 731,00

Dadas las anteriores condiciones y teniendo en cuenta el aspecto económico de la región, se consideró que la alternativa más conveniente para este proyecto es la de la construcción de redes convencionales, dada fundamentalmente a los requerimientos de disponibilidad eléctrica. Además los costos de la energía para los estratos 1 y 2 son subsidiados en un 50% en el caso de Colombia y en cuanto a las distancias a la red principal (existe disponibilidad).

5 VERIFICACIÓN DE CUMPLIMIENTO AL FONDO DE FINANCIACIÓN.

Con el fin de financiar la fase de estructuración del proyecto como solución más viable la electrificación rural por tendido de redes convencionales, éste se presentará al Fondo de Apoyo Financiero para la Electrificación Rural – FAER, el cual exige ciertos requisitos técnicos, ambientales, sociales y de formalidad en su presentación para la aprobación del proyecto [\[12\]](#).

5.1 FONDO DE APOYO FINANCIERO PARA LA ENERGIZACIÓN DE LAS ZONAS RURALES

Este fondo tiene como objetivo la financiación de proyectos de electrificación rural destinados a expandir la cobertura en el sector rural, de los municipios que hacen parte del Sistema Interconectado Nacional-SIN, con el fin de incrementar la confiabilidad y calidad del servicio de energía de dicho sector. Los recursos provienen del recaudo que realiza el Administrador del Sistema de Intercambio Comerciales – ASIC, a razón de \$1.00 moneda corriente por cada kWh despachado en la bolsa de energía mayorista, pagados por los propietarios de los activos del Sistema de Transmisión Nacional - STN. Este valor es indexado anualmente de acuerdo con el Índice de precios al productor –IPP [\[12\]](#).

El FAER aporta los recursos totales para las fases iniciales del proyecto que comprenden la identificación, los estudios técnicos, ambientales, sociales y estructuración. Los gastos que impliquen la sostenibilidad del proyecto como gestión comercial y reposición de activos entre otros, son entregados por parte de los entes territoriales al operador de red.

5.2 REQUISITOS PARA LA PRESENTACIÓN DE PROYECTOS AL FONDO DE APOYO FINANCIERO PARA LA ENERGIZACIÓN DE LAS ZONAS RURALES – FAER

Los requisitos necesarios para la aprobación del proyecto por parte del FAER son:

5.2.1 Carta de presentación a la dirección de energía del ministerio de minas y energía (UPME): Este documento debe ir dirigido a la dirección de energía del ministerio de minas y energía debe incluir la fecha de elaboración, y además debe contener los siguientes aspectos:

- Entidad ejecutora del proyecto.
- El valor del proyecto y tipo de recursos solicitados.
- Indicar la inclusión del proyecto en el Plan de Expansión del Operador de Red.
- Certificación de que los documentos adjuntos son auténticos y la información presentada es veraz.
- Datos del contacto (dirección, email, teléfono) para facilitar la comunicación.

5.2.2 Registro en el banco de proyectos de inversión en la entidad territorial: Es el documento que certifica que el proyecto fue registrado en el banco de proyectos de inversión – bpin de la entidad territorial (gobernación).

5.2.3 Aval técnico y financiero del operador de red: Este documento debe ser firmado y aprobado por el representante legal del operador de red avalando que se cumple con la disponibilidad de potencia y energía para atender a los usuarios potenciales, que se autoriza el punto de conexión para la subestación, que se cumpla con las normas técnicas vigentes. Además comprometiéndose a asumir la administración, operación, mantenimiento y reposición de la infraestructura contemplada en el proyecto.

5.2.4 Certificado del operador de red sobre el cumplimiento de normas técnicas: Este documento es un certificado por parte del operador de red donde se indica que los materiales, instalación y equipos cumplen con las especificaciones y normas técnicas aplicables.

5.2.5 Certificado de servidumbres: Es el documento presentado por el ente territorial donde se certifica que los beneficiarios del proyecto están de acuerdo en conceder las servidumbres para la instalación de la infraestructura necesaria; anexando una carta firmada de compromiso por parte de los usuarios.

5.2.6 Certificado de no presentación a otros fondos: Es un documento presentado por parte del ente territorial donde se certifica que al proyecto no se le han asignado previamente recursos, ni se ha presentado a otros fondos de financiación.

El documento debe ser actualizado cuando hay cambios de vigencia.

5.2.7 Análisis de costo y presupuesto: Se deben especificar los costos globales y los costos unitarios de cada actividad necesarios para la puesta en servicio y además se deben especificar los costos indirectos por administración, imprevistos, utilidades, interventoría técnica entre otros.

5.2.8 Diseño y memorias de cálculo: Es el documento que reúne todos los estudios técnicos y económicos de los equipos y materiales requeridos para la realización del proyecto. Se deben definir las alternativas de solución, diagramas esquemáticos, especificaciones técnicas, cantidades de obras requeridas, las memorias de cálculos entre otras realizadas por el proyectista.

5.2.9 Planos técnicos: Es la esquematización de los diseños eléctricos y constructivos del proyecto.

Debe ser coherente con el presupuesto y número de usuarios, debe estar firmado por el ingeniero diseñador y aprobado por el operador de red, se deben identificar las estructuras proyectadas y las estructuras existentes en las convenciones utilizadas.

El Operador de Red debe garantizar las acometidas para los suscriptores potenciales contemplados en el proyecto.

5.2.10 Estudio socio-económico y ambiental: Este estudio citado a continuación está basado en la investigación del ingeniero ambiental, el trabajador social y el economista encargado con la colaboración de los estudiantes de ingeniería eléctrica de la universidad industrial de Santander que hacían parte del equipo de trabajo.

6 CONCLUSIONES

- Se determinó que actualmente en Colombia la generación de energía eléctrica por medio de fuentes alternativas, está muy limitada debido a los costos por la compra e importación de los productos y materiales necesarios para la instalación de estos sistemas de generación.
- Al analizar las dos alternativas de solución de generación eléctrica: Sistema solar fotovoltaico y sistema de distribución de redes convencional se concluye que la alternativa más viable y económica para este proyecto es la de sistema de distribución de redes convencional debido a la disponibilidad de redes eléctricas cercanas a las poblaciones beneficiadas observando que el usuario más distante de la red está a 1700m. Otro factor que contribuyó a la selección de esta solución es la proximidad entre los usuarios, lo que significa un ahorro del 77% con respecto a la solución por generación solar.
- La ejecución de este proyecto representa un desarrollo tecnológico ya que estimula la industrialización en la región por medio del abastecimiento del recurso eléctrico, impulsando el mejoramiento de la calidad de vida, y así como las necesidades humanas y sociales. Además este proyecto también tiene un impacto a nivel nacional, ya que se promueve el apoyo del sector público a la población rural.
- Los fondos de financiación aportan los recursos totales para las fases del proyecto que comprenden la identificación, los estudios técnicos, sociales, ambientales y la estructuración. Los gastos que implican la sostenibilidad del proyecto como gestión comercial y reposición de activos entre otros, deben ser asumidos por el operador de red (ESSA).

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1]. DANE. (2012). *INFORME DE COYUNTURA ECONOMICA REGIONAL, ICER*.
Obtenido de
http://www.dane.gov.co/files/icer/2012/ICER_Santander_2012.pdf
- [2]. UIS-IPSE. (s.f.). *FICHA FASE DIAGNOSTICO*. Archivo MS-Excel.
- [3]. Santander, A. d. (Abril de 2014). *Sitio Oficial de Cimitarra Santander*. Obtenido de http://www.cimitarra-santander.gov.co/informacion_general.shtml
- [4]. Santander, A. d. (Abril de 2014). *Sitio Oficial de Cimitarra*. Obtenido de http://www.cimitarra-santander.gov.co/documentos_municipio.shtml
- [5]. ESSA. (s.f.). *NORMAS PARA EL CALCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION*. Bucaramanga, Santander.
- [6]. Procables. (s.f.). *Catalogo de conductores ACSR*. Obtenido de <http://www.procables.com.co/downloads/aleaciones/1350-ACSR.pdf>
- [7]. NASA. (Marzo de 2008). *ATMOSPHERIC SCIENCE DATA CENTER*.
Obtenido de <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen/>
- [8]. SumSol. (s.f.). *Catalogo de Productos*. En *Energia Solar Fotovoltaica*.
- [9]. ESSA. (s.f.). *Cantidades y Precios Unitarios. CONSTRUCCION REDES DE MEDIA Y BAJA TENSION Y MONTAJE DE TRANSFORMADORES PARA LA ELECTRIFICACION RURAL DE LA VEREDA LA AMARILLA. DEL MUNICIPIO DE CIMITARRA - SANTANDER*.
- [10]. SUPERTIENDASOLAR. (2014). *Energias Renovables*. Obtenido de <http://www.supertiendasolar.es/solaronline/eshop/1-1-ENERGIA-SOLAR-FOTOVOLTAICA/134-3-GEL>

- [11]. REPUBLICA, B. D. (Abril de 2014). *Banco Central de Colombia*. Recuperado el 19 de Abril de 2014, de http://www.banrep.gov.co/es/series-estadisticas/see_tas_cam_otrasmonedas_dia.htm
- [12]. Energia, M. d. (2011). *GUÍA Formulación y presentación de proyectos fondos FAER*. Obtenido de http://www.upme.gov.co/Docs/CARTILLA_FONDOS_2011.pdf

ANEXOS

ANEXO A

Tabla A. 1. Datos del transformador 1.

TRANSFORMADOR No: 1		
DESCRIPCIÓN USUARIOS	CANTIDAD	DEMANDA MÁXIMA KVA
Vivienda rural	3	0,80
Demanda máxima diversificada viviendas		1,80
TRANSFORMADOR SELECCIONADO		
Capacidad	5 KVA	
Fases	2	
Tensión primaria	13200 Voltios.	
Tensión secundaria	240/120 Voltios.	
Corriente nominal primaria	0,378 Amperios.	
Corriente nominal secundaria	20,833 Amperios.	
Tipo de subestación	Aérea – Auto protegida.	
DPS	12 kV – 10 kA.	

Tabla A. 2. Datos del transformador 2.

TRANSFORMADOR No: 2		
DESCRIPCIÓN USUARIOS	CANTIDAD	DEMANDA MÁXIMA KVA
Vivienda rural	3	0,80
Demanda máxima diversificada viviendas		1,80
TRANSFORMADOR SELECCIONADO		
Capacidad	5 KVA	
Fases	2	
Tensión primaria	13200 Voltios.	
Tensión secundaria	240/120 Voltios.	
Corriente nominal primaria	0,378 Amperios.	
Corriente nominal secundaria	20,833 Amperios.	
Tipo de subestación	Aérea – Auto protegida.	
DPS	12 kV – 10 kA.	

Tabla A. 3. Datos del transformador 4.

TRANSFORMADOR No: 4		
DESCRIPCIÓN USUARIOS	CANTIDAD	DEMANDA MÁXIMA KVA
Vivienda rural	5	0,80
Demanda máxima diversificada viviendas		3,00
TRANSFORMADOR SELECCIONADO		

Capacidad	5 KVA
Fases	2
Tensión primaria	13200 Voltios.
Tensión secundaria	240/120 Voltios.
Corriente nominal primaria	0,378 Amperios.
Corriente nominal secundaria	20,833 Amperios.
Tipo de subestación	Aérea – Auto protegida.
DPS	12 kV – 10 kA.

ANEXO B

Tabla B. 1. Cuadro de regulación transformador futuro 1

DISEÑO DE REDES EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN, MONTAJE DE TRANSFORMADORES, PARA LA ELECTRIFICACIÓN RURAL DE LA VEREDA LA AMARILLA DEL MUNICIPIO DE CIMITARRA , SANTANDER.														
Cálculo de Regulación Red de Baja Tensión. Transformador No: 1										Usuarios: 3 V de Línea: 240 V				
TRAMO	No USUARIOS	LONGITUD (m)	DEMANDA (KVA)	FASES	CORRIENTE (A)	CONDUCTOR			REGULACION					
						MATERIAL	CALIBRE	MOMENTO (KVA - m)	F.P	F.C	KG	K	% PARCIAL	% ACUMULADA
BARRAJE	3	1.5	5.00	2	20.83	Cu	2	7.5	0.95	2	59.2879	0.00103	0.015	0.015
CTO 1														
0-1	2	180	1.40	2	5.83	AAAC	4	252	0.95	2	139.08	0.00241	1.217	1.232
1-2	1	50	0.80	1	6.67	AAAC	4	40	0.95	8	139.14	0.00242	0.773	2.005
1-3	1	55	0.80	1	6.67	AAAC	4	44	0.95	8	139.14	0.00242	0.850	2.083
CTO 2														
0-4	1	385	0.80	2	3.33	AAAC	4	308	0.95	2	139.08	0.00241	1.487	1.503

Tabla B. 2. Cuadro de regulación transformador futuro 2

DISEÑO DE REDES EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN, MONTAJE DE TRANSFORMADORES, PARA LA ELECTRIFICACIÓN RURAL DE LA VEREDA LA AMARILLA DEL MUNICIPIO DE CIMITARRA , SANTANDER.														
Cálculo de Regulación Red de Baja Tensión. Transformador No: 2										Usuarios: 3 V de Línea: 240 V				
TRAMO	No USUARIOS	LONGITUD (m)	DEMANDA (KVA)	FASES	CORRIENTE (A)	CONDUCTOR			REGULACION					
						MATERIAL	CALIBRE	MOMENTO (KVA - m)	F.P	F.C	KG	K	% PARCIAL	% ACUMULADA
BARRAJE	3	1.5	5.00	2	20.83	Cu	2	7.5	0.95	2	59.2879	0.00103	0.015	0.015
CTO 1														
0-1	1	390	0.80	2	3.33	AAAC	4	312	0.95	2	139.08	0.00241	1.507	1.522
CTO 2														
0-2	1	380	0.80	2	3.33	AAAC	4	304	0.95	2	139.08	0.00241	1.468	1.484

Tabla B. 3. Cuadro de regulación transformador futuro 4

DISEÑO DE REDES EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN, MONTAJE DE TRANSFORMADORES, PARA LA ELECTRIFICACIÓN RURAL DE LA VEREDA LA AMARILLA DEL MUNICIPIO DE CIMITARRA , SANTANDER.														
Cálculo de Regulación Red de Baja Tensión. Transformador No: 4										Usuarios: 5 V de Línea: 240 V				
TRAMO	No USUARIOS	LONGITUD (m)	DEMANDA (KVA)	FASES	CORRIENTE (A)	CONDUCTOR		REGULACION						
						MATERIAL	CALIBRE	MOMENTO (KVA - m)	F.P	F.C	KG	K	% PARCIAL	% ACUMULADA
BARRAJE	5	1.5	5.00	2	20.83	Cu	2	7.5	0.95	2	59.2879	0.00103	0.015	0.015
CTO 1														
0-1	1	295	0.80	2	3.33	AAAC	4	236	0.95	2	139.08	0.00241	1.140	1.155
CTO 2														
0-2	1	80	0.80	1	6.67	AAAC	4	64	0.95	8	139.14	0.00242	1.237	1.252
CTO 3														
0-3	1	300	0.80	2	3.33	AAAC	4	240	0.95	2	139.08	0.00241	1.159	1.174
CTO 4														
0-4	2	180	1.40	2	5.83	AAAC	4	252	0.95	2	139.08	0.00241	1.217	1.232
4-5	1	170	0.80	2	3.33	AAAC	4	136	0.95	2	139.08	0.00241	0.657	1.889

Tabla B. 4. Cuadro de regulación transformador existente 1

DISEÑO DE REDES EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN, MONTAJE DE TRANSFORMADORES, PARA LA ELECTRIFICACIÓN RURAL DE LA VEREDA LA AMARILLA DEL MUNICIPIO DE CIMITARRA , SANTANDER.														
Cálculo de Regulación Red de Baja Tensión. Transformador No: E-1										Usuarios: 1 V de Línea: 240 V				
TRAMO	No USUARIOS	LONGITUD (m)	DEMANDA (KVA)	FASES	CORRIENTE (A)	CONDUCTOR		REGULACION						
						MATERIAL	CALIBRE	MOMENTO (KVA - m)	F.P	F.C	KG	K	% PARCIAL	% ACUMULADA
BARRAJE	1	1.5	10.00	2	41.67	Cu	2	15	0.95	2	59.2879	0.00103	0.031	0.031
CTO 1														
0-1	1	180	0.80	1	6.67	AAAC	4	144	0.95	8	139.14	0.00242	2.783	2.814

Tabla B. 5. Cuadro de regulación transformador existente 2

DISEÑO DE REDES EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN, MONTAJE DE TRANSFORMADORES, PARA LA ELECTRIFICACIÓN RURAL DE LA VEREDA LA AMARILLA DEL MUNICIPIO DE CIMITARRA , SANTANDER.														
Cálculo de Regulación Red de Baja Tensión. Transformador No: E-2										Usuarios: 2 V de Línea: 240 V				
TRAMO	No USUARIOS	LONGITUD (m)	DEMANDA (KVA)	FASES	CORRIENTE (A)	CONDUCTOR		REGULACION						
						MATERIAL	CALIBRE	MOMENTO (KVA - m)	F.P	F.C	KG	K	% PARCIAL	% ACUMULADA
BARRAJE	2	1.5	10.00	2	41.67	Cu	2	15	0.95	2	59.2879	0.00103	0.031	0.031
CTO 1														
0-1	2	250	1.40	2	5.83	AAAC	4	350	0.95	2	139.08	0.00241	1.690	1.721
1-2	1	265	0.80	2	3.33	AAAC	4	212	0.95	2	139.08	0.00241	1.024	2.745

Tabla B. 6. Cuadro de regulación transformador existente 3

DISEÑO DE REDES EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN, MONTAJE DE TRANSFORMADORES, PARA LA ELECTRIFICACIÓN RURAL DE LA VEREDA LA AMARILLA DEL MUNICIPIO DE CIMITARRA , SANTANDER.														
Cálculo de Regulación Red de Baja Tensión. Transformador No: E-3										Usuarios: 2 V de Línea: 240 V				
TRAMO	No USUARIOS	LONGITUD (m)	DEMANDA (KVA)	FASES	CORRIENTE (A)	CONDUCTOR		REGULACION						
						MATERIAL	CALIBRE	MOMENTO (KVA - m)	F.P	F.C	KG	K	% PARCIAL	% ACUMULADA
BARRAJE	2	1.5	10.00	2	41.67	Cu	2	15	0.95	2	59.2879	0.00103	0.031	0.031
CTO 1														
0-1	2	335	1.40	2	5.83	AAAC	4	469	0.95	2	139.08	0.00241	2.265	2.296
1-2	1	55	0.80	2	3.33	AAAC	4	44	0.95	2	139.08	0.00241	0.212	2.508

Tabla B. 7. Cuadro de regulación transformador existente 4

DISEÑO DE REDES EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN, MONTAJE DE TRANSFORMADORES, PARA LA ELECTRIFICACIÓN RURAL DE LA VEREDA LA AMARILLA DEL MUNICIPIO DE CIMITARRA, SANTANDER.														
Cálculo de Regulación Red de Baja Tensión. Transformador No: E-4								Usuarios: 1 V de Línea: 240 V						
TRAMO	No USUARIOS	LONGITUD (m)	DEMANDA (KVA)	FASES	CORRIENTE (A)	CONDUCTOR			REGULACION					
						MATERIAL	CALIBRE	MOMENTO (KVA - m)	F.P	F.C	KG	K	% PARCIAL	% ACUMULADA
BARRAJE	1	1.5	10.00	2	41.67	Cu	2	15	0.95	2	59.2879	0.00103	0.031	0.031
CTO 1														
0-1	1	390	0.80	2	3.33	AAAC	4	312	0.95	2	139.08	0.00241	1.507	1.538

ANEXO C

Tabla C. 1. Cuadro de pérdidas de potencia y energía transformador futuro 1

CALCULO DE PERDIDAS DE ENERGIA TRF FUTURO No.1 VEREDA LA AMARILLA

POTENCIA: **5 KVA**

CALCULO DE PERDIDAS		ESTRATO:				2
	SE/0	1(0-1)	1(1-2)	1(1-3)	2(0-4)	
Longitud (m):	1.5	180	50	55	385	
Imaxima(Amp):	20.833	5.83	6.67	6.67	3.33	
Calibre(AWG):	2	4	4	4	4	
Resistencia:(Ω /km):	0.543	1.3636	1.3636	1.3636	1.3636	
F.P(prom):	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	

RESULTADOS

Hora	Demanda	SE/0	1(0-1)	1(1-2)	1(1-3)	2(0-4)				Pérdidas (W-H)	Consumo (W-H)	Participación (%)
1	0.290	0.06	1.40	0.51	0.56	0.98				3.51	1377.50	0.255%
2	0.310	0.07	1.60	0.58	0.64	1.12				4.01	1472.50	0.273%
3	0.260	0.05	1.13	0.41	0.45	0.79				2.82	1235.00	0.229%
4	0.270	0.05	1.22	0.44	0.49	0.85				3.05	1282.50	0.237%
5	0.310	0.07	1.60	0.58	0.64	1.12				4.01	1472.50	0.273%
6	0.330	0.08	1.82	0.66	0.73	1.27				4.55	1567.50	0.290%
7	0.380	0.10	2.41	0.88	0.96	1.68				6.03	1805.00	0.334%
8	0.370	0.10	2.28	0.83	0.91	1.59				5.72	1757.50	0.325%
9	0.410	0.12	2.80	1.02	1.12	1.96				7.02	1947.50	0.361%
10	0.470	0.16	3.69	1.34	1.47	2.57				9.23	2232.50	0.413%
11	0.530	0.20	4.69	1.70	1.87	3.27				11.73	2517.50	0.466%
12	0.550	0.21	5.05	1.84	2.02	3.52				12.64	2612.50	0.484%
13	0.540	0.21	4.87	1.77	1.95	3.40				12.18	2565.00	0.475%
14	0.550	0.21	5.05	1.84	2.02	3.52				12.64	2612.50	0.484%
15	0.470	0.16	3.69	1.34	1.47	2.57				9.23	2232.50	0.413%
16	0.420	0.12	2.94	1.07	1.18	2.05				7.37	1995.00	0.369%
17	0.520	0.19	4.51	1.64	1.80	3.15				11.30	2470.00	0.457%
18	0.610	0.26	6.21	2.26	2.48	4.33				15.54	2897.50	0.536%
19	0.920	0.60	14.12	5.13	5.65	9.85				35.36	4370.00	0.809%
20	1.000	0.71	16.69	6.07	6.67	11.64				41.77	4750.00	0.879%
21	0.900	0.57	13.51	4.91	5.41	9.43				33.84	4275.00	0.792%
22	0.750	0.40	9.39	3.41	3.75	6.55				23.50	3562.50	0.660%
23	0.630	0.28	6.62	2.41	2.65	4.62				16.58	2992.50	0.554%
24	0.450	0.14	3.38	1.23	1.35	2.36				8.46	2137.50	0.396%
TOTALES		5.11	120.66	43.87	48.26	84.20				302.10	58140.00	0.520%
Participación (%)		1.69%	39.94%	14.52%	15.97%	27.87%						

PERDIDAS DE POTENCIA (%):	0.879%	< 5,50
PERDIDAS DE ENERGIA (%):	0.520%	< 2,70

Tabla C. 2. Cuadro de pérdidas de potencia y energía transformador futuro 2

CALCULO DE PERDIDAS DE ENERGIA TRF FUTURO No.2 VEREDA LA AMARILLA

POTENCIA: 5 KVA

CALCULO DE PERDIDAS			ESTRATO:	2
	SE/0	1(0-1)	2(0-2)	
Longitud (m):	1.5	390	380	
Imaxima(Amp):	20.833	3.33	3.33	
Calibre(AWG):	2	4	4	
Resistencia:(o/km):	0.543	1.3636	1.3636	
F.P(prom):	0.95	0.95	0.95	

RESULTADOS

Hora	Demanda	SE/0	1(0-1)	2(0-2)					Pérdidas (W-H)	Consumo (W-H)	Participación (%)
1	0.290	0.06	0.99	0.97					2.02	1377.50	0.146%
2	0.310	0.07	1.13	1.10					2.31	1472.50	0.157%
3	0.260	0.05	0.80	0.78					1.62	1235.00	0.131%
4	0.270	0.05	0.86	0.84					1.75	1282.50	0.136%
5	0.310	0.07	1.13	1.10					2.31	1472.50	0.157%
6	0.330	0.08	1.28	1.25					2.61	1567.50	0.167%
7	0.380	0.10	1.70	1.66					3.46	1805.00	0.192%
8	0.370	0.10	1.61	1.57					3.28	1757.50	0.187%
9	0.410	0.12	1.98	1.93					4.03	1947.50	0.207%
10	0.470	0.16	2.61	2.54					5.30	2232.50	0.237%
11	0.530	0.20	3.31	3.23					6.74	2517.50	0.268%
12	0.550	0.21	3.57	3.48					7.26	2612.50	0.278%
13	0.540	0.21	3.44	3.35					7.00	2565.00	0.273%
14	0.550	0.21	3.57	3.48					7.26	2612.50	0.278%
15	0.470	0.16	2.61	2.54					5.30	2232.50	0.237%
16	0.420	0.12	2.08	2.03					4.23	1995.00	0.212%
17	0.520	0.19	3.19	3.11					6.49	2470.00	0.263%
18	0.610	0.26	4.39	4.28					8.93	2897.50	0.308%
19	0.920	0.60	9.98	9.73					20.31	4370.00	0.465%
20	1.000	0.71	11.79	11.49					23.99	4750.00	0.505%
21	0.900	0.57	9.55	9.31					19.43	4275.00	0.455%
22	0.750	0.40	6.63	6.46					13.50	3562.50	0.379%
23	0.630	0.28	4.68	4.56					9.52	2992.50	0.318%
24	0.450	0.14	2.39	2.33					4.86	2137.50	0.227%
TOTALES		5.11	85.29	83.10					173.51	58140.00	0.298%
Participación (%)		2.95%	49.16%	47.90%							

PERDIDAS DE POTENCIA (%):	0.505% < 5,50
PERDIDAS DE ENERGIA (%):	0.298% < 2,70

Tabla C. 3. Cuadro de pérdidas de potencia y energía transformador futuro 3

CALCULO DE PERDIDAS DE ENERGIA TRF FUTURO No.3 VEREDA LA AMARILLA

POTENCIA: 5 KVA

CALCULO DE PERDIDAS			ESTRATO:				2	
	SE/0	1(0-1)	1(1-2)	2(0-3)	3(0-4)	4(0-5)	4(5-6)	
Longitud (m):	1.5	130	80	370	70	230	80	
Imaxima(Amp):	20.833	5.83	6.67	3.33	6.67	5.83	6.67	
Calibre(AWG):	2	4	4	4	4	4	4	
Resistencia:(Ω /km):	0.543	1.3636	1.3636	1.3636	1.3636	1.3636	1.3636	
F.P(prom):	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	

RESULTADOS

Hora	Demanda	SE/0	1(0-1)	1(1-2)	2(0-3)	3(0-4)	4(0-5)	4(5-6)	Pérdidas (W-H)	Consumo (W-H)	Participación (%)
1	0.290	0.06	1.01	0.82	0.94	0.71	1.79	0.82	6.15	1377.50	0.447%
2	0.310	0.07	1.16	0.93	1.08	0.82	2.05	0.93	7.03	1472.50	0.478%
3	0.260	0.05	0.81	0.66	0.76	0.57	1.44	0.66	4.95	1235.00	0.401%
4	0.270	0.05	0.88	0.71	0.82	0.62	1.55	0.71	5.33	1282.50	0.416%
5	0.310	0.07	1.16	0.93	1.08	0.82	2.05	0.93	7.03	1472.50	0.478%
6	0.330	0.08	1.31	1.06	1.22	0.92	2.32	1.06	7.97	1567.50	0.508%
7	0.380	0.10	1.74	1.40	1.62	1.23	3.08	1.40	10.57	1805.00	0.585%
8	0.370	0.10	1.65	1.33	1.53	1.16	2.92	1.33	10.02	1757.50	0.570%
9	0.410	0.12	2.03	1.63	1.88	1.43	3.58	1.63	12.30	1947.50	0.632%
10	0.470	0.16	2.66	2.14	2.47	1.88	4.71	2.14	16.16	2232.50	0.724%
11	0.530	0.20	3.38	2.73	3.14	2.39	5.99	2.73	20.55	2517.50	0.816%
12	0.550	0.21	3.65	2.94	3.38	2.57	6.45	2.94	22.13	2612.50	0.847%
13	0.540	0.21	3.51	2.83	3.26	2.48	6.22	2.83	21.34	2565.00	0.832%
14	0.550	0.21	3.65	2.94	3.38	2.57	6.45	2.94	22.13	2612.50	0.847%
15	0.470	0.16	2.66	2.14	2.47	1.88	4.71	2.14	16.16	2232.50	0.724%
16	0.420	0.12	2.13	1.71	1.97	1.50	3.76	1.71	12.91	1995.00	0.647%
17	0.520	0.19	3.26	2.62	3.03	2.30	5.76	2.62	19.79	2470.00	0.801%
18	0.610	0.26	4.48	3.61	4.16	3.16	7.93	3.61	27.23	2897.50	0.940%
19	0.920	0.60	10.20	8.22	9.47	7.19	18.05	8.22	61.93	4370.00	1.417%
20	1.000	0.71	12.05	9.71	11.19	8.49	21.32	9.71	73.17	4750.00	1.540%
21	0.900	0.57	9.76	7.86	9.06	6.88	17.27	7.86	59.27	4275.00	1.386%
22	0.750	0.40	6.78	5.46	6.29	4.78	11.99	5.46	41.16	3562.50	1.155%
23	0.630	0.28	4.78	3.85	4.44	3.37	8.46	3.85	29.04	2992.50	0.970%
24	0.450	0.14	2.44	1.97	2.27	1.72	4.32	1.97	14.82	2137.50	0.693%
TOTALES		5.11	87.14	70.19	80.92	61.42	154.18	70.19	529.15	58140.00	0.910%
Participación (%)		0.97%	16.47%	13.27%	15.29%	11.61%	29.14%	13.27%			

PERDIDAS DE POTENCIA (%):	1.540%	< 5,50
PERDIDAS DE ENERGIA (%):	0.910%	< 2,70

Tabla C. 4. Cuadro de pérdidas de potencia y energía transformador futuro 4

CALCULO DE PERDIDAS DE ENERGIA TRF FUTURO No.4 VEREDA LA AMARILLA

POTENCIA: 5 KVA

CALCULO DE PERDIDAS							ESTRATO:		2	
	SE/0	1(0-1)	2(0-2)	3(0-3)	4(0-4)	4(4-5)				
Longitud (m):	1.5	295	80	300	180	170				
Imaxima(Amp):	20.833	3.33	6.67	3.33	5.83	3.33				
Calibre(AWG):	2	4	4	4	4	4				
Resistencia:(o/km):	0.543	1.3636	1.3636	1.3636	1.3636	1.3636				
F.P(prom):	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95				

RESULTADOS													
Hora	Demanda	SE/0	1(0-1)	2(0-2)	3(0-3)	4(0-4)	4(4-5)				Pérdidas (W-H)	Consumo (W-H)	Participación (%)
1	0.290	0.06	0.75	0.82	0.76	1.40	0.43				4.22	1377.50	0.307%
2	0.310	0.07	0.86	0.93	0.87	1.60	0.49				4.83	1472.50	0.328%
3	0.260	0.05	0.60	0.66	0.61	1.13	0.35				3.40	1235.00	0.275%
4	0.270	0.05	0.65	0.71	0.66	1.22	0.37				3.66	1282.50	0.286%
5	0.310	0.07	0.86	0.93	0.87	1.60	0.49				4.83	1472.50	0.328%
6	0.330	0.08	0.97	1.06	0.99	1.82	0.56				5.47	1567.50	0.349%
7	0.380	0.10	1.29	1.40	1.31	2.41	0.74				7.25	1805.00	0.402%
8	0.370	0.10	1.22	1.33	1.24	2.28	0.70				6.88	1757.50	0.391%
9	0.410	0.12	1.50	1.63	1.53	2.80	0.86				8.44	1947.50	0.434%
10	0.470	0.16	1.97	2.14	2.00	3.69	1.14				11.10	2232.50	0.497%
11	0.530	0.20	2.51	2.73	2.55	4.69	1.44				14.11	2517.50	0.560%
12	0.550	0.21	2.70	2.94	2.74	5.05	1.56				15.20	2612.50	0.582%
13	0.540	0.21	2.60	2.83	2.65	4.87	1.50				14.65	2565.00	0.571%
14	0.550	0.21	2.70	2.94	2.74	5.05	1.56				15.20	2612.50	0.582%
15	0.470	0.16	1.97	2.14	2.00	3.69	1.14				11.10	2232.50	0.497%
16	0.420	0.12	1.57	1.71	1.60	2.94	0.91				8.86	1995.00	0.444%
17	0.520	0.19	2.41	2.62	2.45	4.51	1.39				13.58	2470.00	0.550%
18	0.610	0.26	3.32	3.61	3.38	6.21	1.91				18.69	2897.50	0.645%
19	0.920	0.60	7.55	8.22	7.68	14.12	4.35				42.52	4370.00	0.973%
20	1.000	0.71	8.92	9.71	9.07	16.69	5.14				50.23	4750.00	1.058%
21	0.900	0.57	7.23	7.86	7.35	13.51	4.16				40.69	4275.00	0.952%
22	0.750	0.40	5.02	5.46	5.10	9.39	2.89				28.26	3562.50	0.793%
23	0.630	0.28	3.54	3.85	3.60	6.62	2.04				19.94	2992.50	0.666%
24	0.450	0.14	1.81	1.97	1.84	3.38	1.04				10.17	2137.50	0.476%
TOTALES		5.11	64.52	70.19	65.61	120.66	37.18				363.27	58140.00	0.625%
Participación (%)		1.41%	17.76%	19.32%	18.06%	33.22%	10.23%						

PERDIDAS DE POTENCIA (%):	1.058% < 5,50
PERDIDAS DE ENERGIA (%):	0.625% < 2,70

Tabla C. 5. Cuadro de pérdidas de potencia y energía transformador existente 1

CALCULO DE PERDIDAS DE ENERGIA TRF EXISTENTE No.1 VEREDA LA AMARILLA									
POTENCIA:		10	KVA						
CALCULO DE PERDIDAS				ESTRATO:		2			
	SE/0	1(0-1)							
Longitud (m):	1.5	180							
lmaxima(Amp):	41.667	6.67							
Calibre(AWG):	2	4							
Resistencia:(o/km):	0.543	1.3636							
F.P(prom):	0.95	0.95							
RESULTADOS									
Hora	Demanda	SE/0	1(0-1)				Pérdidas (W-H)	Consumo (W-H)	Participación (%)
1	0.290	0.24	1.84				2.07	2755.00	0.075%
2	0.310	0.27	2.10				2.37	2945.00	0.080%
3	0.260	0.19	1.48				1.67	2470.00	0.068%
4	0.270	0.21	1.59				1.80	2565.00	0.070%
5	0.310	0.27	2.10				2.37	2945.00	0.080%
6	0.330	0.31	2.38				2.69	3135.00	0.086%
7	0.380	0.41	3.15				3.56	3610.00	0.099%
8	0.370	0.39	2.99				3.38	3515.00	0.096%
9	0.410	0.48	3.67				4.15	3895.00	0.106%
10	0.470	0.62	4.82				5.45	4465.00	0.122%
11	0.530	0.79	6.13				6.93	5035.00	0.138%
12	0.550	0.86	6.61				7.46	5225.00	0.143%
13	0.540	0.82	6.37				7.19	5130.00	0.140%
14	0.550	0.86	6.61				7.46	5225.00	0.143%
15	0.470	0.62	4.82				5.45	4465.00	0.122%
16	0.420	0.50	3.85				4.35	3990.00	0.109%
17	0.520	0.76	5.91				6.67	4940.00	0.135%
18	0.610	1.05	8.13				9.18	5795.00	0.158%
19	0.920	2.39	18.48				20.88	8740.00	0.239%
20	1.000	2.83	21.84				24.67	9500.00	0.260%
21	0.900	2.29	17.69				19.98	8550.00	0.234%
22	0.750	1.59	12.28				13.88	7125.00	0.195%
23	0.630	1.12	8.67				9.79	5985.00	0.164%
24	0.450	0.57	4.42				5.00	4275.00	0.117%
TOTALES		20.45	157.93				178.39	116280.00	0.153%
Participación (%)		11.46%	88.54%						

PERDIDAS DE POTENCIA (%):	0.260%	< 5,50
PERDIDAS DE ENERGIA (%):	0.153%	< 2,70

Tabla C. 6. Cuadro de pérdidas de potencia y energía transformador existente 1

CALCULO DE PERDIDAS DE ENERGIA TRF EXISTENTE No.2 VEREDA LA AMARILLA

POTENCIA: 10 KVA

CALCULO DE PERDIDAS				ESTRATO:	2
	SE/0	1(0-1)	1(1-2)		
Longitud (m):	1.5	250	265		
Imaxima(Amp):	41.667	5.83	3.33		
Calibre(AWG):	2	4	4		
Resistencia:(ω /km):	0.543	1.3636	1.3636		
F.P(prom):	0.95	0.95	0.95		

RESULTADOS

Hora	Demanda	SE/0	1(0-1)	1(1-2)						Pérdidas (W-H)	Consumo (W-H)	Participación (%)
1	0.290	0.24	1.95	0.67						2.86	2755.00	0.104%
2	0.310	0.27	2.23	0.77						3.27	2945.00	0.111%
3	0.260	0.19	1.57	0.54						2.30	2470.00	0.093%
4	0.270	0.21	1.69	0.58						2.48	2565.00	0.097%
5	0.310	0.27	2.23	0.77						3.27	2945.00	0.111%
6	0.330	0.31	2.52	0.87						3.70	3135.00	0.118%
7	0.380	0.41	3.35	1.16						4.91	3610.00	0.136%
8	0.370	0.39	3.17	1.10						4.66	3515.00	0.132%
9	0.410	0.48	3.90	1.35						5.72	3895.00	0.147%
10	0.470	0.62	5.12	1.77						7.51	4465.00	0.168%
11	0.530	0.79	6.51	2.25						9.56	5035.00	0.190%
12	0.550	0.86	7.01	2.42						10.29	5225.00	0.197%
13	0.540	0.82	6.76	2.34						9.92	5130.00	0.193%
14	0.550	0.86	7.01	2.42						10.29	5225.00	0.197%
15	0.470	0.62	5.12	1.77						7.51	4465.00	0.168%
16	0.420	0.50	4.09	1.41						6.00	3990.00	0.150%
17	0.520	0.76	6.27	2.17						9.20	4940.00	0.186%
18	0.610	1.05	8.62	2.98						12.66	5795.00	0.218%
19	0.920	2.39	19.61	6.78						28.79	8740.00	0.329%
20	1.000	2.83	23.17	8.01						34.02	9500.00	0.358%
21	0.900	2.29	18.77	6.49						27.55	8550.00	0.322%
22	0.750	1.59	13.04	4.51						19.13	7125.00	0.269%
23	0.630	1.12	9.20	3.18						13.50	5985.00	0.226%
24	0.450	0.57	4.69	1.62						6.89	4275.00	0.161%
TOTALES		20.45	167.58	57.95						245.99	116280.00	0.212%
Participación (%)		8.31%	68.13%	23.56%								

PERDIDAS DE POTENCIA (%):	0.358%	< 5,50
PERDIDAS DE ENERGIA (%):	0.212%	< 2,70

Tabla C. 7. Cuadro de pérdidas de potencia y energía transformador existente 1

CALCULO DE PERDIDAS DE ENERGIA TRF EXISTENTE No.3 VEREDA LA AMARILLA

POTENCIA: 10 KVA

CALCULO DE PERDIDAS				ESTRATO:	2
	SE/0	1(0-1)	1(1-2)		
Longitud (m):	1.5	335	55		
Imaxima(Amp):	41.667	5.83	3.33		
Calibre(AWG):	2	4	4		
Resistencia:(ω /km):	0.543	1.3636	1.3636		
F.P(prom):	0.95	0.95	0.95		

RESULTADOS

Hora	Demanda	SE/0	1(0-1)	1(1-2)						Pérdidas (W-H)	Consumo (W-H)	Participación (%)
1	0.290	0.24	2.61	0.14						2.99	2755.00	0.109%
2	0.310	0.27	2.98	0.16						3.42	2945.00	0.116%
3	0.260	0.19	2.10	0.11						2.40	2470.00	0.097%
4	0.270	0.21	2.26	0.12						2.59	2565.00	0.101%
5	0.310	0.27	2.98	0.16						3.42	2945.00	0.116%
6	0.330	0.31	3.38	0.18						3.87	3135.00	0.123%
7	0.380	0.41	4.48	0.24						5.13	3610.00	0.142%
8	0.370	0.39	4.25	0.23						4.87	3515.00	0.138%
9	0.410	0.48	5.22	0.28						5.97	3895.00	0.153%
10	0.470	0.62	6.86	0.37						7.85	4465.00	0.176%
11	0.530	0.79	8.72	0.47						9.98	5035.00	0.198%
12	0.550	0.86	9.39	0.50						10.75	5225.00	0.206%
13	0.540	0.82	9.05	0.49						10.36	5130.00	0.202%
14	0.550	0.86	9.39	0.50						10.75	5225.00	0.206%
15	0.470	0.62	6.86	0.37						7.85	4465.00	0.176%
16	0.420	0.50	5.48	0.29						6.27	3990.00	0.157%
17	0.520	0.76	8.40	0.45						9.61	4940.00	0.195%
18	0.610	1.05	11.55	0.62						13.23	5795.00	0.228%
19	0.920	2.39	26.28	1.41						30.08	8740.00	0.344%
20	1.000	2.83	31.05	1.66						35.54	9500.00	0.374%
21	0.900	2.29	25.15	1.35						28.79	8550.00	0.337%
22	0.750	1.59	17.47	0.94						19.99	7125.00	0.281%
23	0.630	1.12	12.32	0.66						14.11	5985.00	0.236%
24	0.450	0.57	6.29	0.34						7.20	4275.00	0.168%
TOTALES		20.45	224.56	12.03						257.04	116280.00	0.221%
Participación (%)		7.96%	87.36%	4.68%								

PERDIDAS DE POTENCIA (%):	0.374% < 5,50
PERDIDAS DE ENERGIA (%):	0.221% < 2,70

Tabla C. 8. Cuadro de pérdidas de potencia y energía transformador existente 1

CALCULO DE PERDIDAS DE ENERGIA TRF EXISTENTE No.4 VEREDA LA AMARILLA

POTENCIA: 10 KVA

CALCULO DE PERDIDAS			ESTRATO:		2
	SE/0	1(0-1)			
Longitud (m):	1.5	390			
Imaxima(Amp):	41.667	3.33			
Calibre(AWG):	2	4			
Resistencia:(o/km):	0.543	1.3636			
F.P(prom):	0.95	0.95			

RESULTADOS

Hora	Demanda	SE/0	1(0-1)							Pérdidas (W-H)	Consumo (W-H)	Participación (%)
1	0.290	0.24	0.99							1.23	2755.00	0.045%
2	0.310	0.27	1.13							1.41	2945.00	0.048%
3	0.260	0.19	0.80							0.99	2470.00	0.040%
4	0.270	0.21	0.86							1.07	2565.00	0.042%
5	0.310	0.27	1.13							1.41	2945.00	0.048%
6	0.330	0.31	1.28							1.59	3135.00	0.051%
7	0.380	0.41	1.70							2.11	3610.00	0.058%
8	0.370	0.39	1.61							2.00	3515.00	0.057%
9	0.410	0.48	1.98							2.46	3895.00	0.063%
10	0.470	0.62	2.61							3.23	4465.00	0.072%
11	0.530	0.79	3.31							4.11	5035.00	0.082%
12	0.550	0.86	3.57							4.42	5225.00	0.085%
13	0.540	0.82	3.44							4.26	5130.00	0.083%
14	0.550	0.86	3.57							4.42	5225.00	0.085%
15	0.470	0.62	2.61							3.23	4465.00	0.072%
16	0.420	0.50	2.08							2.58	3990.00	0.065%
17	0.520	0.76	3.19							3.95	4940.00	0.080%
18	0.610	1.05	4.39							5.44	5795.00	0.094%
19	0.920	2.39	9.98							12.38	8740.00	0.142%
20	1.000	2.83	11.79							14.62	9500.00	0.154%
21	0.900	2.29	9.55							11.84	8550.00	0.139%
22	0.750	1.59	6.63							8.23	7125.00	0.115%
23	0.630	1.12	4.68							5.80	5985.00	0.097%
24	0.450	0.57	2.39							2.96	4275.00	0.069%
TOTALES		20.45	85.29							105.74	116280.00	0.091%
Participación (%)		19.34%	80.66%									

PERDIDAS DE POTENCIA (%):	0.154%	< 5,50
PERDIDAS DE ENERGIA (%):	0.091%	< 2,70

ANEXO D

Figura D. 1 Diagrama topológico transformador futuro 1

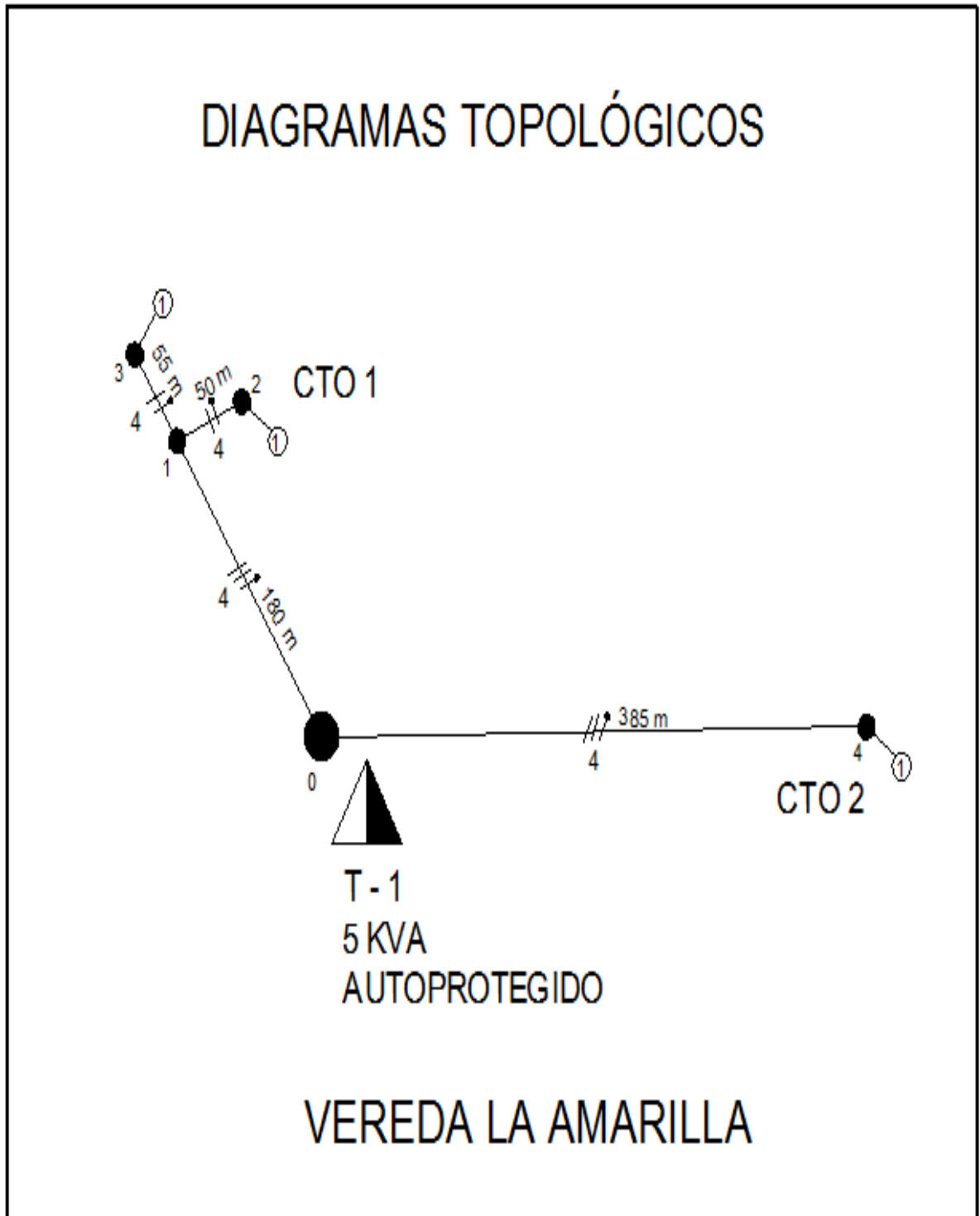


Figura D. 2 Diagrama topológico transformador futuro 2

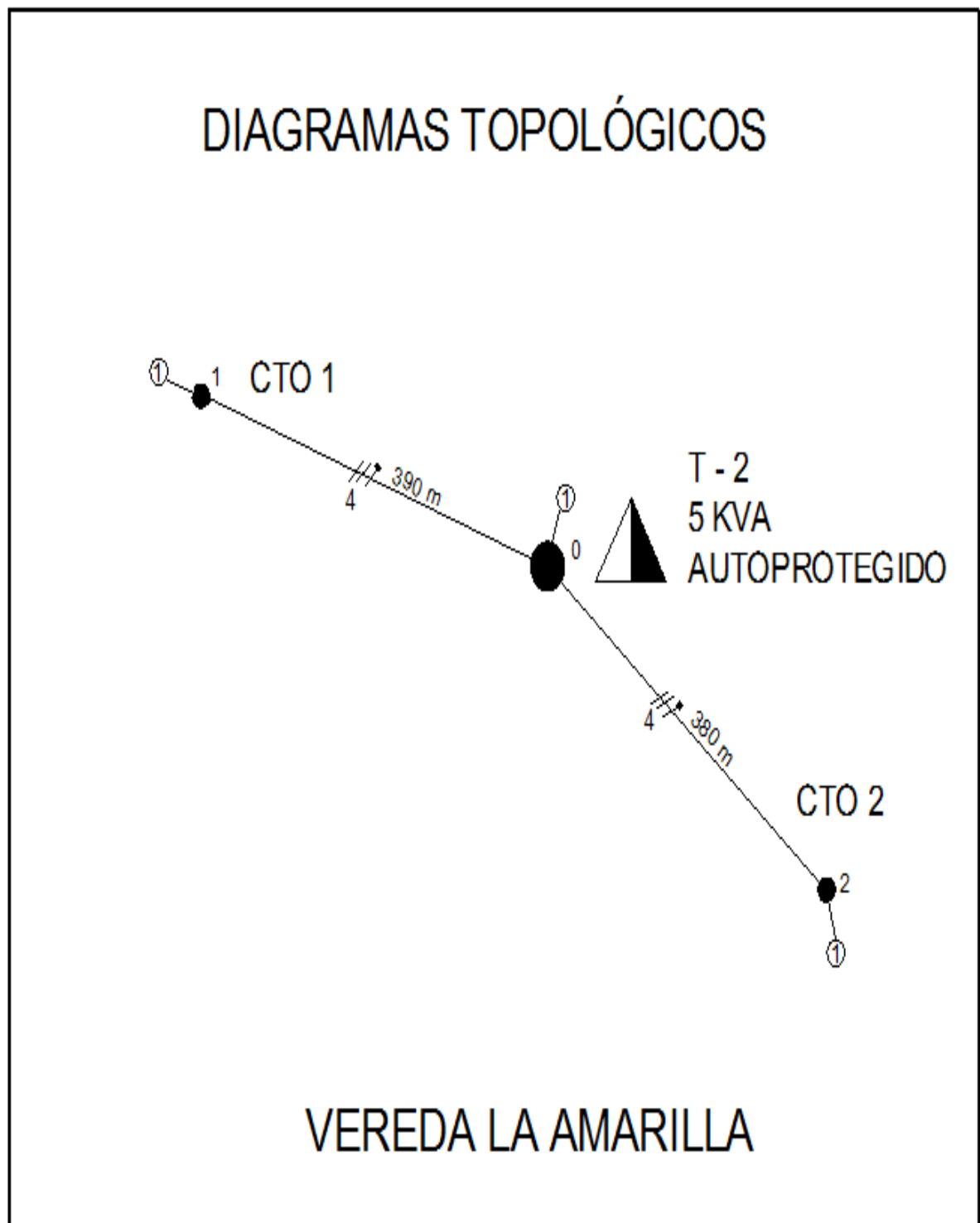


Figura D. 3 Diagrama topológico transformador futuro 3

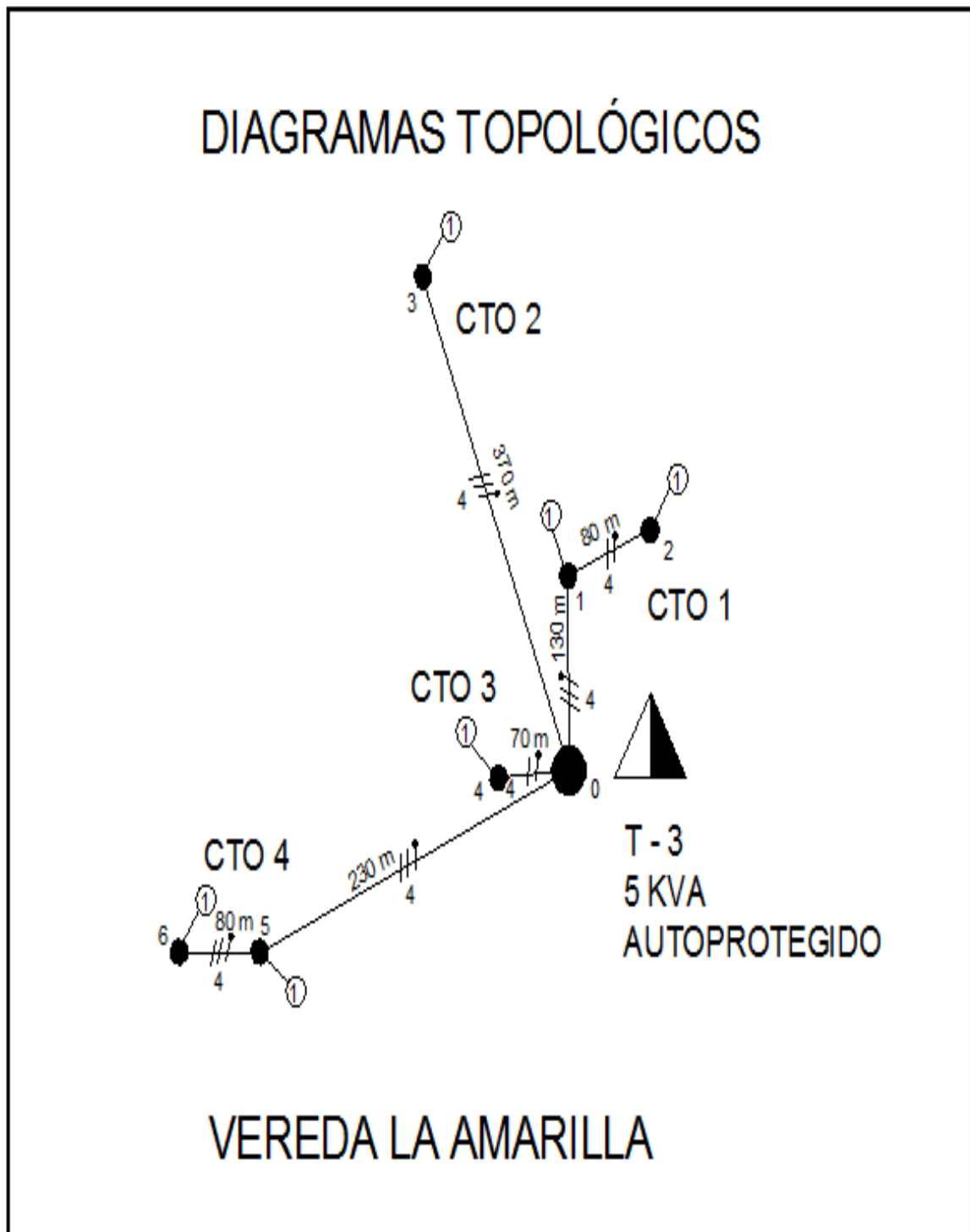


Figura D. 4 Diagrama topológico transformador futuro 4

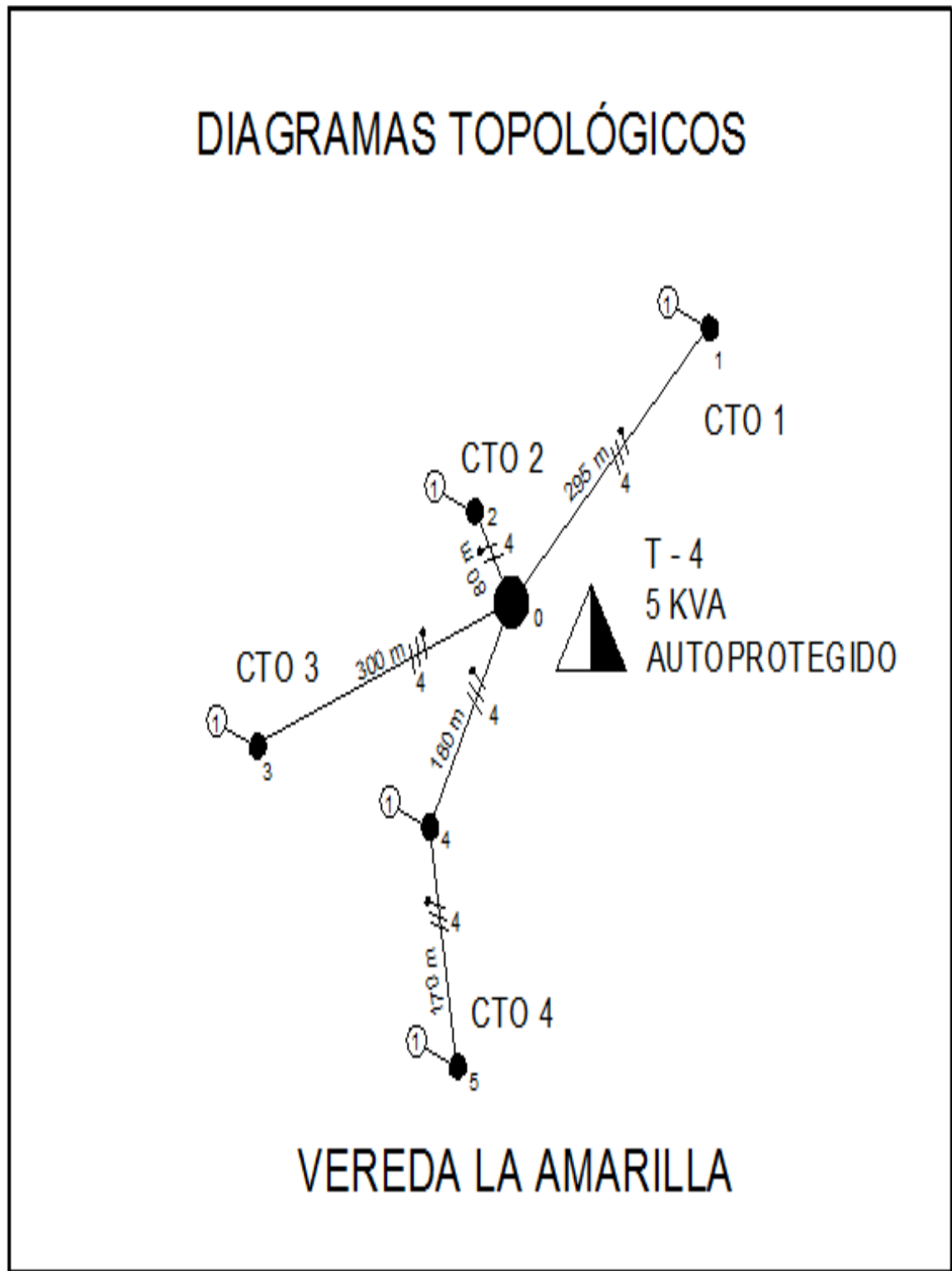


Figura D. 5 Diagrama topológico transformador existente 1

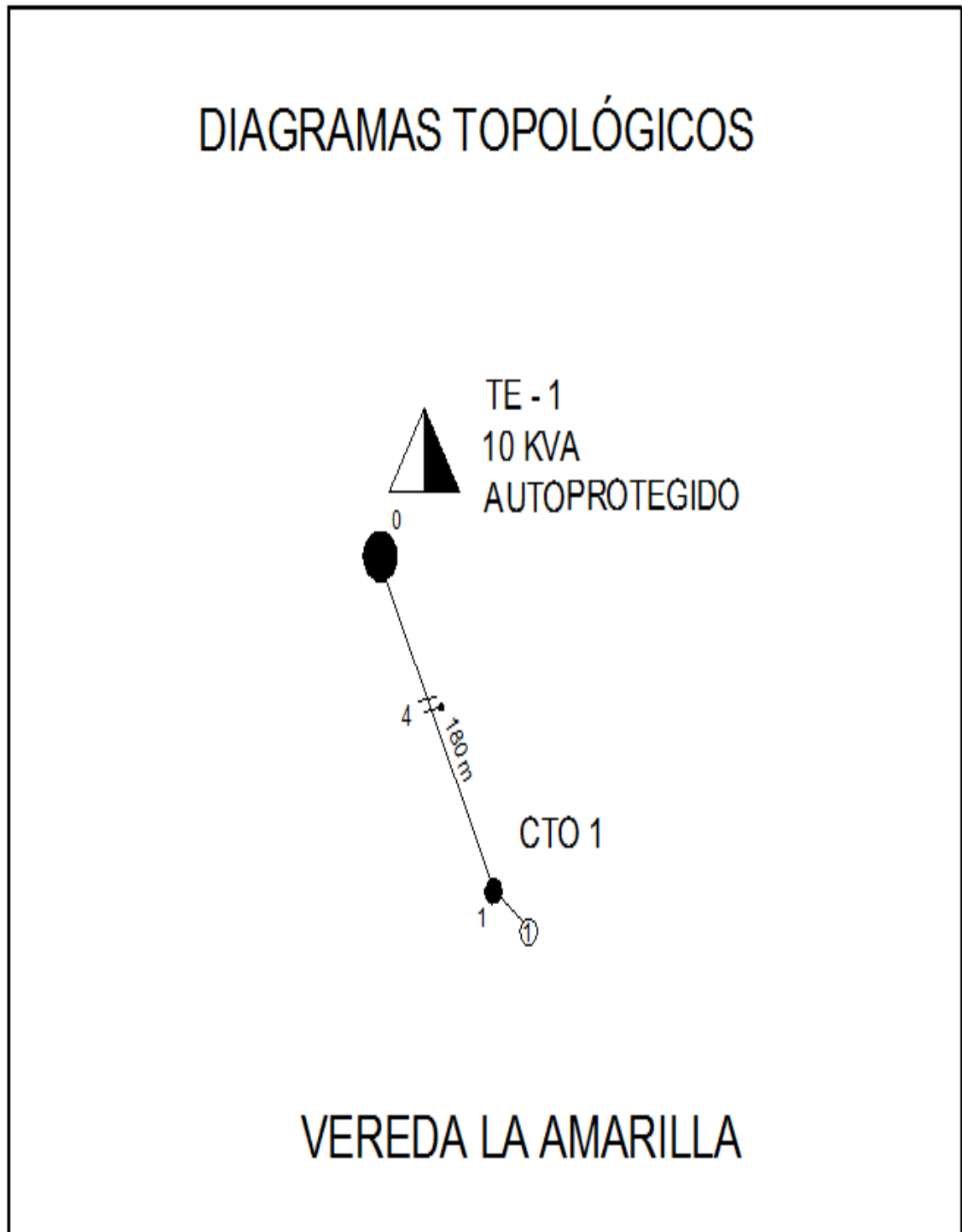


Figura D. 6 Diagrama topológico transformador existente 2

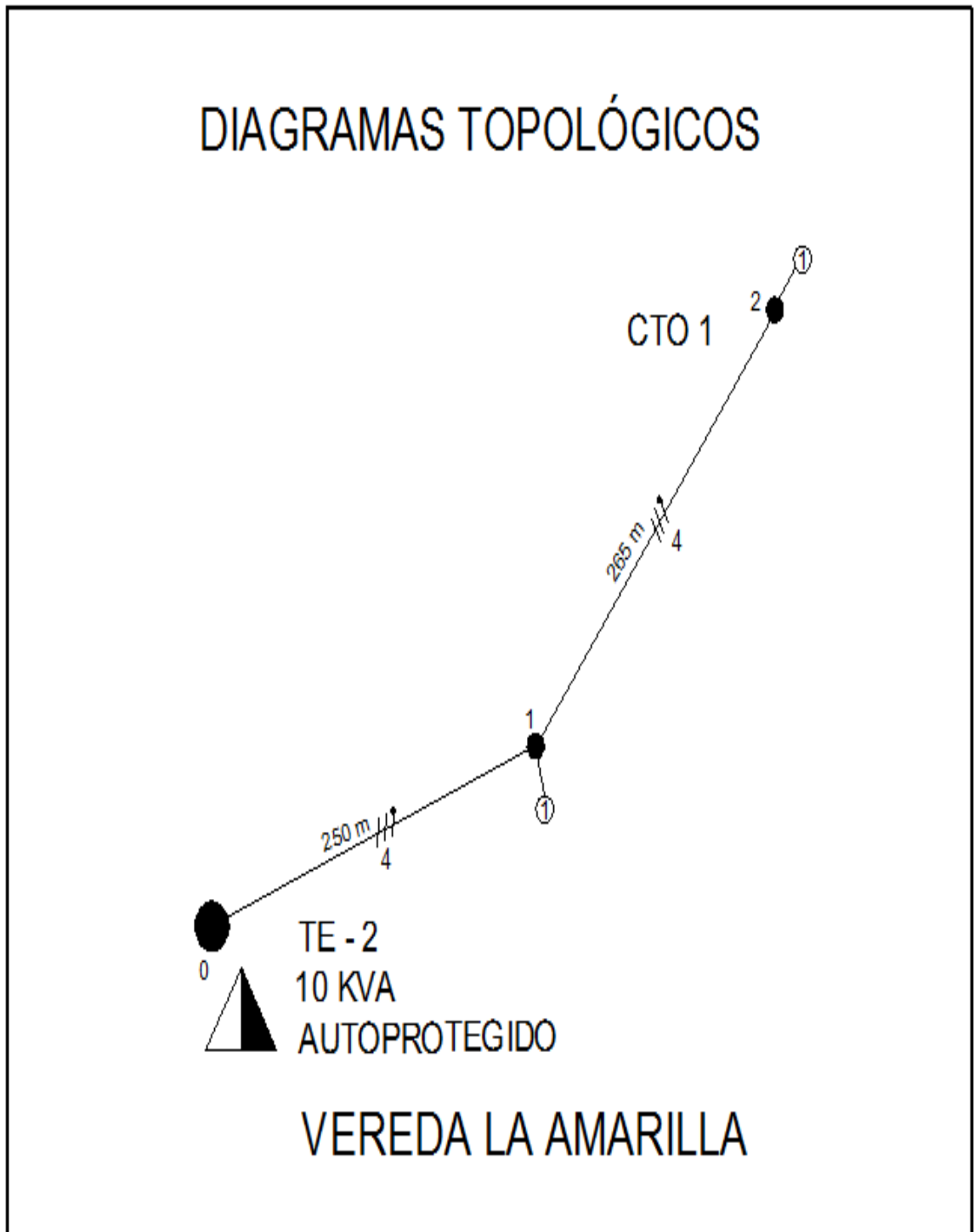


Figura D. 7 Diagrama topológico transformador existente 3

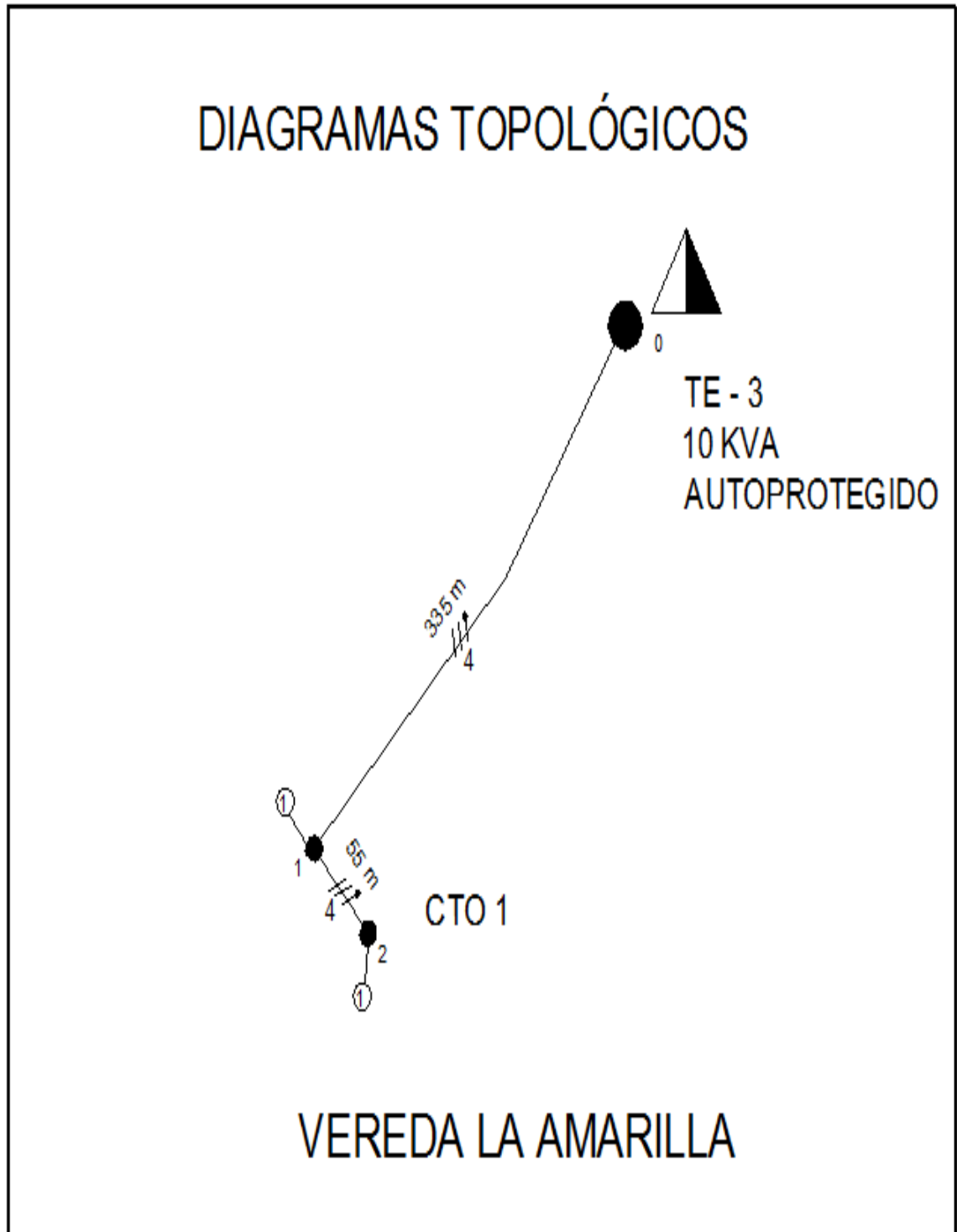
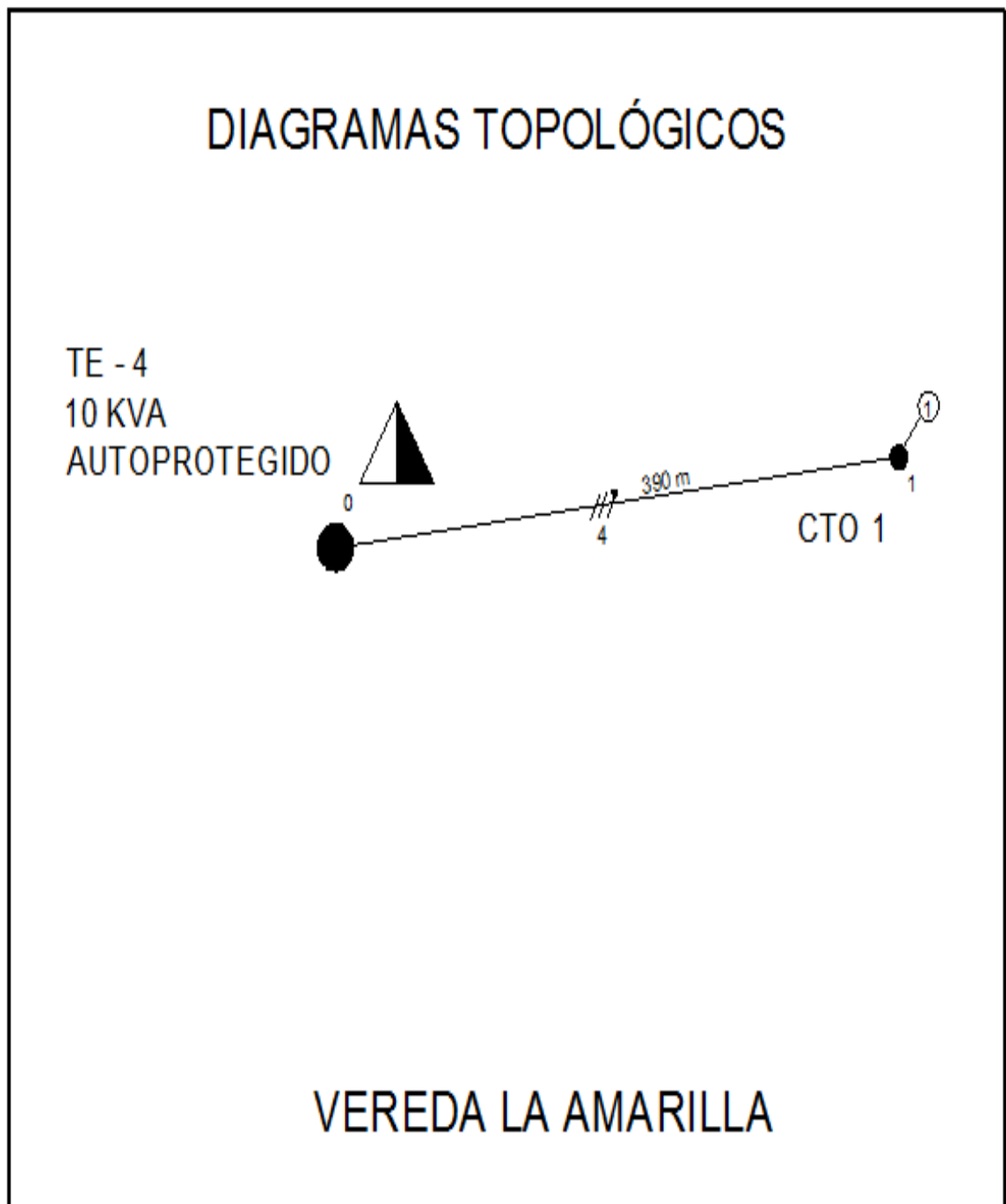


Figura D. 8 Diagrama topológico transformador existente 4



NOMBRE DEL PROYECTO: CONSTRUCCION REDES DE MEDIA Y BAJA TENSION Y MONTAJE DE TRANSFORMADORES PARA LA ELECTRIFICACION RURAL DE LA VEREDA LA AMARILLA. DEL MUNICIPIO DE CIMITARRA - SANTANDER							
CUADRO ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS (APU)							
CAPITULO:	RED DE MEDIA TENSION						
ITEM:	11.00			Vr Unitario Item \$			
ACTIVIDAD:	Suministro, transporte e instalación de herrajes en poste o torrecilla para un hilo estructura de retención terminal tipo - 505 hasta 13.2 KV. Derivación monofásica 731.						
UNIDAD:	UND						
A. MATERIAL							
Referencia	Descripción	Cantidad	Unidad	Vr.Unitario	Valor Parcial		
41	ARANDELA REDONDA 5/8"	4.00	UND	\$ 239.00	\$ 956.00		
32	AISLADOR DE DISCO 10" GAMMA	4.00	UND	\$ 29,870.00	\$ 119,480.00		
73	CRUCETA GALVANIZADA DE 2 METROS	2.00	UND	\$ 89,610.00	\$ 179,220.00		
78	ESPARRAGO DE 5/8"* 10" CON TUERCAS	2.00	UND	\$ 6,213.00	\$ 12,426.00		
82	GRAPA DE RETENCIÓN EN AL. 6-2/0 AWG	2.00	UND	\$ 14,935.00	\$ 29,870.00		
110	TUERCA DE OJO ALARGADA 5/8"	2.00	UND	\$ 8,961.00	\$ 17,922.00		
52	CAJA CORTACIRCUITO 15 KV 100AMP	2.00	UND	\$119,480.00	\$ 238,960.00		
88	PARARRAYOS TIPO DISTRIBUCIÓN 12KV,	2.00	UND	\$119,480.00	\$ 238,960.00		
61	COLLARIN DE 1 SALIDA	2.00	UND	\$ 10,156.00	\$ 20,312.00		
81	FUSIBLE HILO DE 1 A. TIPO H	2.00	UND	\$ 4,182.00	\$ 8,364.00		
SUBTOTAL SIN DESPERDICIO					\$ 866,470.00		
FACTOR DE DESPERDICIO				0.00%	\$ -		
Subtotal A.					\$ 866,470.00		
B. MANO DE OBRA							
Referencia	Descripción	Cantidad	Unidad	Jornal (\$)	Prestaciones	Rend/día	Vr.Unitario (\$)
20	ELECTRICISTA	1.00	DIA	\$ 45,000.00	70.00%	3.50	\$ 21,857.14
21	LINIERO	1.00	DIA	\$ 21,000.00	70.00%	3.50	\$ 10,200.00
22	AYUDANTE ELECTRICO	1.00	DIA	\$ 15,950.00	70.00%	3.50	\$ 7,747.14
Subtotal B.							\$ 39,804.29
C. EQUIPOS Y HERRAMIENTAS							
Referencia	Descripción	Cantidad	Unidad	Rend/día	Vr.Unitario (\$)	Valor Parcial (\$)	
1	HERRAMIENTAS MENORES	1.00	DIA	40.00	\$ 2,320.00	\$ 58.00	
7	EQUIPO LINIERO	1.00	DIA	40.00	\$ 63,800.00	\$ 1,595.00	
Subtotal C.							\$ 1,653.00
D. TRANSPORTE							
Referencia	Descripción	Cantidad	Unidad	Km.	Vr.Unitario	Valor Parcial	
27	ACARREO	100	KG	280.00	\$ 0.40	\$ 11,200.00	
Subtotal D.							\$ 11,200.00
COSTO DIRECTO							\$ 919,127.29

NOMBRE DEL PROYECTO	CONSTRUCCION REDES DE MEDIA Y BAJA TENSION Y MONTAJE DE TRANSFORMADORES PARA LA ELECTRIFICACION RURAL DE LA VEREDA LA AMARILLA. DEL MUNICIPIO DE CIMITARRA - SANTANDER						
CUADRO ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS (APU)							
CAPITULO:	SUBESTACIONES						
ITEM:	201.00						
ACTIVIDAD:	Suministro, transporte e instalación de herrajes y protecciones para transformador monofasico (10, 15, 25 37.5 KVA) tipo 710 hasta 13.2 KV.						
UNIDAD:	UND						
A. MATERIAL							
Referencia	Descripción	Cantidad	Unidad	Vr.Unitario	Valor Parcial		
40	ARANDELA PRESIÓN 1/2"	2.00	UND	\$ 239.00	\$ 478.00		
41	ARANDELA REDONDA 5/8"	2.00	UND	\$ 239.00	\$ 478.00		
52	CAJA CORTACIRCUITO 15 KV 100AMP	2.00	UND	\$119,480.00	\$ 238,960.00		
112	VARILLA COBRE ELECTROLITICO DE 5/8"*2	2.00	UND	\$113,506.00	\$ 227,012.00		
48	CABLE DE COBRE #2 THW AISLADO ASC	12.00	M	\$ 9,558.00	\$ 114,696.00		
60	CINTA ACERO BANDIT 5/8"	6.00	M	\$ 2,987.00	\$ 17,922.00		
61	COLLARIN DE 1 SALIDA	2.00	UND	\$ 10,156.00	\$ 20,312.00		
66	CONECTOR KILLER	2.00	UND	\$ 4,779.00	\$ 9,558.00		
67	CONECTOR RANURAS PARAL 1 PERNO 6-2/	5.00	UND	\$ 3,584.00	\$ 17,920.00		
64	CONECTOR BIMET. BRONCE-ESTAÑO	2.00	UND	\$ 2,987.00	\$ 5,974.00		
72	CRUCETA GALVANIZADA DE 1.50 METROS	1.00	UND	\$ 89,610.00	\$ 89,610.00		
75	DIAGONAL EN PLATINA 0.60 METROS	2.00	UND	\$ 11,948.00	\$ 23,896.00		
81	FUSIBLE HILO DE 1 A. TIPO H	2.00	UND	\$ 4,182.00	\$ 8,364.00		
93	PERNO DE MAQ. 5/8" *8" CON TUERCA	2.00	UND	\$ 4,182.00	\$ 8,364.00		
85	HEBILLA PARA CINTA BANDIT DE 5/8"	6.00	UND	\$ 896.00	\$ 5,376.00		
91	PERNO DE MAQ. 1/2" *1 1/2" CON TUERCA	4.00	UND	\$ 1,792.00	\$ 7,168.00		
108	TUBO CONDUIT PVC 1/2"*3M	2.00	UND	\$ 3,584.00	\$ 7,168.00		
95	PERNO DE MAQ. 5/8"*2"	2.00	UND	\$ 2,390.00	\$ 4,780.00		
SUBTOTAL SIN DESPERDICIO					\$ 808,036.00		
FACTOR DE DESPERDICIO				0.00%	\$ -		
Subtotal A.					\$ 808,036.00		
B. MANO DE OBRA							
Referencia	Descripción	Cantidad	Unidad	Jornal (\$)	Prestaciones	Rend/día	Vr.Unitario (\$)
20	ELECTRICISTA	1.00	DIA	\$ 45,000.00	70.00%	5.00	\$ 15,300.00
21	LINIERO	1.00	DIA	\$ 21,000.00	70.00%	5.00	\$ 7,140.00
22	AYUDANTE ELECTRICO	2.00	DIA	\$ 15,950.00	70.00%	5.00	\$ 10,846.00
Subtotal B.							\$ 33,286.00
C. EQUIPOS Y HERRAMIENTAS							
Referencia	Descripción	Cantidad	Unidad	Rend/día	Vr.Unitario (\$)	Valor Parcial (\$)	
1	HERRAMIENTAS MENORES	1.00	DIA	120.00	\$ 2,320.00	\$ 19.33	
7	EQUIPO LINIERO	1.00	DIA	120.00	\$ 63,800.00	\$ 531.67	
Subtotal C.							\$ 551.00
D. TRANSPORTE							
Referencia	Descripción	Cantidad	Unidad	Km.	Vr.Unitario	Valor Parcial	
27	ACARREO	50	KG	300.00	\$ 0.40	\$ 6,000.00	
Subtotal D.							\$ 6,000.00
COSTO DIRECTO							\$ 847,873.00

NOMBRE DEL PROYECTO	CONSTRUCCION REDES DE MEDIA Y BAJA TENSION Y MONTAJE DE TRANSFORMADORES PARA LA ELECTRIFICACION RURAL DE LA VEREDA LA AMARILLA. DEL MUNICIPIO DE CIMITARRA - SANTANDER						
CUADRO ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS (APU)							
CAPITULO:	SUBESTACIONES						
ITEM:	202.00						
ACTIVIDAD:	Suministro, transporte e instalación de transformador monofasico 5 KVA 13.2 KV.						
UNIDAD:	UND						
A. MATERIAL							
Referencia	Descripción	Cantidad	Unidad	Vr.Unitario	Valor Parcial		
40	ARANDELA PRESIÓN 1/2"	2.00	UND	\$ 239.00	\$ 478.00		
41	ARANDELA REDONDA 5/8"	2.00	UND	\$ 239.00	\$ 478.00		
146	TRANSFORMADOR MONOFASICO 13.2KV -	1.00	UND	\$ 2,322,602.00	\$ 2,322,602.00		
48	CABLE DE COBRE #2 THW AISLADO ASC	9.00	M	\$ 9,558.00	\$ 86,022.00		
93	PERNO DE MAQ. 5/8" *8" CON TUERCA	2.00	UND	\$ 4,182.00	\$ 8,364.00		
91	PERNO DE MAQ. 1/2" *1 1/2" CON TUERCA	2.00	UND	\$ 1,792.00	\$ 3,584.00		
61	COLLARIN DE 1 SALIDA	2.00	UND	\$ 10,156.00	\$ 20,312.00		
66	CONECTOR KILLER	2.00	UND	\$ 4,779.00	\$ 9,558.00		
95	PERNO DE MAQ. 5/8"*2"	2.00	UND	\$ 2,390.00	\$ 4,780.00		
SUBTOTAL SIN DESPERDICIO					\$ 2,456,178.00		
FACTOR DE DESPERDICIO				0.00%	\$ -		
Subtotal A.					\$ 2,456,178.00		
B. MANO DE OBRA							
Referencia	Descripción	Cantidad	Unidad	Jornal (\$)	Prestaciones	Rend/día	Vr.Unitario (\$)
20	ELECTRICISTA	1.00	DIA	\$ 45,000.00	70.00%	1.00	\$ 76,500.00
21	LINIERO	2.00	DIA	\$ 21,000.00	70.00%	1.00	\$ 71,400.00
22	AYUDANTE ELECTRICO	4.00	DIA	\$ 15,950.00	70.00%	1.00	\$ 108,460.00
Subtotal B.							\$ 256,360.00
C. EQUIPOS Y HERRAMIENTAS							
Referencia	Descripción	Cantidad	Unidad	Rend/día	Vr.Unitario (\$)	Valor Parcial (\$)	
1	HERRAMIENTAS MENORES	1.00	DIA	8.00	\$ 2,320.00	\$ 290.00	
7	EQUIPO LINIERO	1.00	DIA	8.00	\$ 63,800.00	\$ 7,975.00	
8	GRUA	1.00	DIA	8.00	\$ 139,200.00	\$ 17,400.00	
Subtotal C.							\$ 25,665.00
D. TRANSPORTE							
Referencia	Descripción	Cantidad	Unidad	Km.	Vr.Unitario	Valor Parcial	
27	ACARREO	150	KG	300.00	\$ 0.40	\$ 18,000.00	
Subtotal D.						\$ 18,000.00	
COSTO DIRECTO						\$ 2,756,203.00	

ANEXO F

Calificación de los 16 proyectos recopilados en la fase de identificación.

PROYECTO 1

CALIFICACIÓN IMPACTO DE COBERTURA		
Cobertura (No de Viviendas)	107	
CALIFICACIÓN IMPACTO COBERTURA	5.0	Ordenada
CALIFICACIÓN DE REQUERIMIENTOS PARA ESTRUCTURACIÓN		
CALIFICACIÓN DE REQUERIMIENTOS PARA ESTRUCTURACIÓN	1.7	100%
VALOR DE LA ESTRUCTURACIÓN (\$)	65,366,667	50%
Calificación del valor de la estructuración	2.0	
TIEMPO DE ESTRUCTURACIÓN (MESES)	5.1	5%
Calificación del tiempo de la estructuración	1.0	
REQUISITOS PREINVERSIÓN	8%	35%
Calificación de los requisitos de pre inversión	1.1	
VALOR INVERSIÓN	1,498,000,000	5%
Calificación valor de inversión	1.0	
REQUISITOS ANTE FONDOS DE FINANCIACIÓN	5%	5%
Calificación de los requisitos ante fondos de financiación	5.0	

PROYECTO 2

Cobertura (No de Viviendas)	125	
CALIFICACIÓN IMPACTO COBERTURA	5.0	Ordenada
CALIFICACIÓN DE REQUERIMIENTOS PARA ESTRUCTURACIÓN		
CALIFICACIÓN DE REQUERIMIENTOS PARA ESTRUCTURACIÓN	2.35	100%
VALOR DE LA ESTRUCTURACIÓN (\$)	52,300,000	50%
Calificación del valor de la estructuración	3.0	
TIEMPO DE ESTRUCTURACIÓN (MESES)	3.8	5%
Calificación del tiempo de la estructuración	2.0	
REQUISITOS PREINVERSIÓN	9%	35%
Calificación de los requisitos de pre inversión	1.3	
VALOR INVERSIÓN	1,750,000,000	5%
Calificación valor de inversión	1.0	
REQUISITOS ANTE FONDOS DE FINANCIACIÓN	5%	5%
Calificación de los requisitos ante fondos de financiación	5.0	

PROYECTO 3

CALIFICACIÓN IMPACTO DE COBERTURA		
Cobertura (No de Viviendas)	108	
CALIFICACIÓN IMPACTO COBERTURA	5.0	Ordenada
CALIFICACIÓN DE REQUERIMIENTOS PARA ESTRUCTURACIÓN		
CALIFICACIÓN DE REQUERIMIENTOS PARA ESTRUCTURACIÓN	2.16	100%
VALOR DE LA ESTRUCTURACIÓN (\$)	47,230,000	50%
Calificación del valor de la estructuración	3.0	
TIEMPO DE ESTRUCTURACIÓN (MESES)	4.9	5%
Calificación del tiempo de la estructuración	1.0	
REQUISITOS PREINVERSIÓN	6%	35%
Calificación de los requisitos de pre inversión	0.9	
VALOR INVERSIÓN	1,512,000,000	5%
Calificación valor de inversión	1.0	
REQUISITOS ANTE FONDOS DE FINANCIACIÓN	5%	5%
Calificación de los requisitos ante fondos de financiación	5.0	

PROYECTO 4

CALIFICACIÓN IMPACTO DE COBERTURA		
Cobertura (No de Viviendas)	73	
CALIFICACIÓN IMPACTO COBERTURA	5.0	Ordenada
CALIFICACIÓN DE REQUERIMIENTOS PARA ESTRUCTURACIÓN		
CALIFICACIÓN DE REQUERIMIENTOS PARA ESTRUCTURACIÓN	2.64	100%
VALOR DE LA ESTRUCTURACIÓN (\$)	36,480,000	50%
Calificación del valor de la estructuración	4.0	
TIEMPO DE ESTRUCTURACIÓN (MESES)	3.8	5%
Calificación del tiempo de la estructuración	2.0	
REQUISITOS PREINVERSIÓN	5%	35%
Calificación de los requisitos de pre inversión	0.7	
VALOR INVERSIÓN	1,022,000,000	5%
Calificación valor de inversión	1.0	
REQUISITOS ANTE FONDOS DE FINANCIACIÓN	5%	5%
Calificación de los requisitos ante fondos de financiación	5.0	

PROYECTO 5

CALIFICACIÓN IMPACTO DE COBERTURA		
Cobertura (No de Viviendas)	87	
CALIFICACIÓN IMPACTO COBERTURA	5.0	Ordenada
CALIFICACIÓN DE REQUERIMIENTOS PARA ESTRUCTURACIÓN		
CALIFICACIÓN DE REQUERIMIENTOS PARA ESTRUCTURACIÓN	2.4	100%
VALOR DE LA ESTRUCTURACIÓN (\$)	40,320,000	50%
Calificación del valor de la estructuración	3.0	
TIEMPO DE ESTRUCTURACIÓN (MESES)	4.9	5%
Calificación del tiempo de la estructuración	1.0	
REQUISITOS PREINVERSIÓN	11%	35%
Calificación de los requisitos de pre inversión	1.5	
VALOR INVERSIÓN	1,218,000,000	5%
Calificación valor de inversión	1.0	
REQUISITOS ANTE FONDOS DE FINANCIACIÓN	5%	5%
Calificación de los requisitos ante fondos de financiación	5.0	

PROYECTO 6

CALIFICACIÓN IMPACTO DE COBERTURA			
Cobertura (No de Viviendas)	42		
CALIFICACIÓN IMPACTO COBERTURA	5.0	Ordenada	
CALIFICACIÓN DE REQUERIMIENTOS PARA ESTRUCTURACIÓN			
CALIFICACIÓN DE REQUERIMIENTOS PARA ESTRUCTURACIÓN	2.14	100%	
VALOR DE LA ESTRUCTURACIÓN (\$)	44,850,000	50%	
Calificación del valor de la estructuración	3.0		
TIEMPO DE ESTRUCTURACIÓN (MESES)	5.1	5%	
Calificación del tiempo de la estructuración	1.0		
REQUISITOS PREINVERSIÓN	3%	35%	
Calificación de los requisitos de pre inversión	0.4		
VALOR INVERSIÓN	588,000,000	5%	
Calificación valor de inversión	4.0		
REQUISITOS ANTE FONDOS DE FINANCIACIÓN	5%	5%	
Calificación de los requisitos ante fondos de financiación		5.0	

PROYECTO 7

CALIFICACIÓN IMPACTO DE COBERTURA			
Cobertura (No de Viviendas)		24	
CALIFICACIÓN IMPACTO COBERTURA		3.0	Ordenada
CALIFICACIÓN DE REQUERIMIENTOS PARA ESTRUCTURACIÓN			
CALIFICACIÓN DE REQUERIMIENTOS PARA ESTRUCTURACIÓN		2.69	100%
VALOR DE LA ESTRUCTURACIÓN (\$)		36,750,000	50%
Calificación del valor de la estructuración		4.0	
TIEMPO DE ESTRUCTURACIÓN (MESES)		5.1	5%
Calificación del tiempo de la estructuración		1.0	
REQUISITOS PREINVERSIÓN		3%	35%
Calificación de los requisitos de pre inversión		0.4	
VALOR INVERSIÓN		336,000,000	5%
Calificación valor de inversión		5.0	
REQUISITOS ANTE FONDOS DE FINANCIACIÓN		5%	5%
Calificación de los requisitos ante fondos de financiación		5.0	

PROYECTO 8

CALIFICACIÓN IMPACTO DE COBERTURA			
Cobertura (No de Viviendas)		120	
CALIFICACIÓN IMPACTO COBERTURA		5.0	Ordenada
CALIFICACIÓN DE REQUERIMIENTOS PARA ESTRUCTURACIÓN			
CALIFICACIÓN DE REQUERIMIENTOS PARA ESTRUCTURACIÓN		2.42	100%
VALOR DE LA ESTRUCTURACIÓN (\$)		50,350,000	50%
Calificación del valor de la estructuración		3.0	
TIEMPO DE ESTRUCTURACIÓN (MESES)		3.8	5%
Calificación del tiempo de la estructuración		2.0	
REQUISITOS PREINVERSIÓN		10%	35%
Calificación de los requisitos de pre inversión		1.5	
VALOR INVERSIÓN		1,680,000,000	5%
Calificación valor de inversión		1.0	
REQUISITOS ANTE FONDOS DE FINANCIACIÓN		5%	5%
Calificación de los requisitos ante fondos de financiación		5.0	

PROYECTO 9

CALIFICACIÓN IMPACTO DE COBERTURA			
Cobertura (No de Viviendas)		25	
CALIFICACIÓN IMPACTO COBERTURA		3.0	Ordenada
CALIFICACIÓN DE REQUERIMIENTOS PARA ESTRUCTURACIÓN			
CALIFICACIÓN DE REQUERIMIENTOS PARA ESTRUCTURACIÓN		2.74	100%
VALOR DE LA ESTRUCTURACIÓN (\$)		22,566,667	50%
Calificación del valor de la estructuración		4.0	
TIEMPO DE ESTRUCTURACIÓN (MESES)		3.8	5%
Calificación del tiempo de la estructuración		2.0	
REQUISITOS PREINVERSIÓN		3%	35%
Calificación de los requisitos de pre inversión		0.4	
VALOR INVERSIÓN		350,000,000	5%
Calificación valor de inversión		5.0	
REQUISITOS ANTE FONDOS DE FINANCIACIÓN		5%	5%
Calificación de los requisitos ante fondos de financiación		5.0	

PROYECTO 10

CALIFICACIÓN IMPACTO DE COBERTURA			
Cobertura (No de Viviendas)		58	
CALIFICACIÓN IMPACTO COBERTURA		5.0	Ordenada
CALIFICACIÓN DE REQUERIMIENTOS PARA ESTRUCTURACIÓN			
CALIFICACIÓN DE REQUERIMIENTOS PARA ESTRUCTURACIÓN		2.88	100%
VALOR DE LA ESTRUCTURACIÓN (\$)		25,916,667	50%
Calificación del valor de la estructuración		4.0	
TIEMPO DE ESTRUCTURACIÓN (MESES)		3.1	5%
Calificación del tiempo de la estructuración		2.0	
REQUISITOS PREINVERSIÓN		10%	35%
Calificación de los requisitos de pre inversión		1.4	
VALOR INVERSIÓN		812,000,000	5%
Calificación valor de inversión		1.0	
REQUISITOS ANTE FONDOS DE FINANCIACIÓN		5%	5%
Calificación de los requisitos ante fondos de financiación		5.0	

PROYECTO 11

CALIFICACIÓN IMPACTO DE COBERTURA			
Cobertura (No de Viviendas)		76	
CALIFICACIÓN IMPACTO COBERTURA		5.0	Ordenada
CALIFICACIÓN DE REQUERIMIENTOS PARA ESTRUCTURACIÓN			
CALIFICACIÓN DE REQUERIMIENTOS PARA ESTRUCTURACIÓN		2.63	100%
VALOR DE LA ESTRUCTURACIÓN (\$)		33,456,667	50%
Calificación del valor de la estructuración		4.0	
TIEMPO DE ESTRUCTURACIÓN (MESES)		3.8	5%
Calificación del tiempo de la estructuración		2.0	
REQUISITOS PREINVERSIÓN		5%	35%
Calificación de los requisitos de pre inversión		0.6	
VALOR INVERSIÓN		1,064,000,000	5%
Calificación valor de inversión		1.0	
REQUISITOS ANTE FONDOS DE FINANCIACIÓN		5%	5%
Calificación de los requisitos ante fondos de financiación		5.0	

PROYECTO 12

CALIFICACIÓN IMPACTO DE COBERTURA			
Cobertura (No de Viviendas)		75	
CALIFICACIÓN IMPACTO COBERTURA		5.0	Ordenada
CALIFICACIÓN DE REQUERIMIENTOS PARA ESTRUCTURACIÓN			
CALIFICACIÓN DE REQUERIMIENTOS PARA ESTRUCTURACIÓN		2.63	100%
VALOR DE LA ESTRUCTURACIÓN (\$)		33,200,000	50%
Calificación del valor de la estructuración		4.0	
TIEMPO DE ESTRUCTURACIÓN (MESES)		3.8	5%
Calificación del tiempo de la estructuración		2.0	
REQUISITOS PREINVERSIÓN		5%	35%
Calificación de los requisitos de pre inversión		0.6	
VALOR INVERSIÓN		1,050,000,000	5%
Calificación valor de inversión		1.0	
REQUISITOS ANTE FONDOS DE FINANCIACIÓN		5%	5%
Calificación de los requisitos ante fondos de financiación		5.0	

PROYECTO 13

CALIFICACIÓN IMPACTO DE COBERTURA			
Cobertura (No de Viviendas)		30	
CALIFICACIÓN IMPACTO COBERTURA		3.0	Ordenada
CALIFICACIÓN DE REQUERIMIENTOS PARA ESTRUCTURACIÓN			
CALIFICACIÓN DE REQUERIMIENTOS PARA ESTRUCTURACIÓN		2.76	100%
VALOR DE LA ESTRUCTURACIÓN (\$)		26,550,000	50%
Calificación del valor de la estructuración		4.0	
TIEMPO DE ESTRUCTURACIÓN (MESES)		4.0	5%
Calificación del tiempo de la estructuración		2.0	
REQUISITOS PREINVERSIÓN		3%	35%
Calificación de los requisitos de pre inversión		0.4	
VALOR INVERSIÓN		420,000,000	5%
Calificación valor de inversión		5.0	
REQUISITOS ANTE FONDOS DE FINANCIACIÓN		5%	5%
Calificación de los requisitos ante fondos de financiación		5.0	

PROYECTO 14

CALIFICACIÓN IMPACTO DE COBERTURA			
Cobertura (No de Viviendas)		34	
CALIFICACIÓN IMPACTO COBERTURA		4.0	Ordenada
CALIFICACIÓN DE REQUERIMIENTOS PARA ESTRUCTURACIÓN			
CALIFICACIÓN DE REQUERIMIENTOS PARA ESTRUCTURACIÓN		2.83	100%
VALOR DE LA ESTRUCTURACIÓN (\$)		22,676,667	50%
Calificación del valor de la estructuración		4.0	
TIEMPO DE ESTRUCTURACIÓN (MESES)		3.8	5%
Calificación del tiempo de la estructuración		2.0	
REQUISITOS PREINVERSIÓN		5%	35%
Calificación de los requisitos de pre inversión		0.6	
VALOR INVERSIÓN		476,000,000	5%
Calificación valor de inversión		5.0	
REQUISITOS ANTE FONDOS DE FINANCIACIÓN		5%	5%
Calificación de los requisitos ante fondos de financiación		5.0	

PROYECTO 15

CALIFICACIÓN IMPACTO DE COBERTURA			
Cobertura (No de Viviendas)		49	
CALIFICACIÓN IMPACTO COBERTURA		5.0	Ordenada
CALIFICACIÓN DE REQUERIMIENTOS PARA ESTRUCTURACIÓN			
CALIFICACIÓN DE REQUERIMIENTOS PARA ESTRUCTURACIÓN		2.73	100%
VALOR DE LA ESTRUCTURACIÓN (\$)		26,526,667	50%
Calificación del valor de la estructuración		4.0	
TIEMPO DE ESTRUCTURACIÓN (MESES)		3.8	5%
Calificación del tiempo de la estructuración		2.0	
REQUISITOS PREINVERSIÓN		5%	35%
Calificación de los requisitos de pre inversión		0.6	
VALOR INVERSIÓN		686,000,000	5%
Calificación valor de inversión		3.0	
REQUISITOS ANTE FONDOS DE FINANCIACIÓN		5%	5%
Calificación de los requisitos ante fondos de financiación		5.0	

PROYECTO 16

CALIFICACIÓN IMPACTO DE COBERTURA			
Cobertura (No de Viviendas)		55	
CALIFICACIÓN IMPACTO COBERTURA		5.0	Ordenada
CALIFICACIÓN DE REQUERIMIENTOS PARA ESTRUCTURACIÓN			
CALIFICACIÓN DE REQUERIMIENTOS PARA ESTRUCTURACIÓN		2.7	100%
VALOR DE LA ESTRUCTURACIÓN (\$)		28,066,667	50%
Calificación del valor de la estructuración		4.0	
TIEMPO DE ESTRUCTURACIÓN (MESES)		3.8	5%
Calificación del tiempo de la estructuración		2.0	
REQUISITOS PREINVERSIÓN		5%	35%
Calificación de los requisitos de pre inversión		0.6	
VALOR INVERSIÓN		770,000,000	5%
Calificación valor de inversión		2.0	
REQUISITOS ANTE FONDOS DE FINANCIACIÓN		5%	5%
Calificación de los requisitos ante fondos de financiación		5.0	