

**ESTRUCTURACIÓN DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA
EN EL SUR DE BOLÍVAR, PARA EL INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y
PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS PARA LAS ZONAS NO
INTERCONECTADAS-IPSE.**

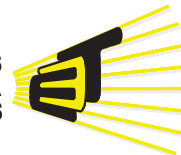
JOSÉ DARÍO VERA JURADO

CARLOS ANDRÉS MEDINA GOMEZ

VICTOR HUGO ALMEIDA



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



UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS

**ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRONICA Y DE
TELECOMUNICACIONES**

BUCARAMANGA-COLOMBIA

2013

**ESTRUCTURACIÓN DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA
EN EL SUR DE BOLÍVAR, PARA EL INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y
PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS PARA LAS ZONAS NO
INTERCONECTADAS-IPSE.**

JOSÉ DARÍO VERA JURADO

CARLOS ANDRÉS MEDINA GOMEZ

VICTOR HUGO ALMEIDA

Trabajo de Grado para optar al título de

Ingeniero Electricista

Director

Ing. CIRO JURADO JEREZ

Codirector

Dr. GERARDO LATORRE BAYONA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS

**ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRONICA Y DE
TELECOMUNICACIONES**

BUCARAMANGA-COLOMBIA

2013

AGRADECIMIENTOS

Primero quiero agradecerles a mis padres, José Humberto Vera y Beatriz Jurado, por todo su apoyo durante toda mi vida.

También quiero darle las gracias a mi novia, Jessica Carvajalino, quien estuvo conmigo presente durante mi paso por la universidad y fue mi fuente de inspiración, al Doctor Gerardo Latorre y al Profesor Ciro Jurado por su entrega a la academia y su apoyo; y finalmente quiero agradecerles a mis compañeros Sergio Álvarez, Yuly Paola Rodríguez, Fabián Acevedo, Saúl Sánchez y Camilo García por estar siempre colaborándome incondicionalmente.

José Darío Vera Jurado

AGRADECIMIENTOS

Por todo este camino recorrido quiero agradecer principalmente a mis padres, Carlos Augusto y Rosa Margarita, a mis hermanos Paola y Miguel quienes son mi mayor motivación.

Agradecer a todas las personas que de una u otra forma estuvieron conmigo en su momento, a los que siguen ahí, a los que tomaron otros caminos, a los que me dieron problemas porque gracias a ellos busqué soluciones, a todas las distracciones porque gracias a ellas encontré fortalezas y a la Universidad por acogerme durante este camino.

Carlos Andrés Medina Gómez.

DEDICATORIA

A mis padres Carlos Augusto y Rosa Margarita sin ellos habrías sido difícil este camino,

A mis hermanos Paola y Miguel quienes compartieron y escucharon en alegrías y frustraciones,

A mis abuelos que donde estén, siempre me están escuchando,

A Susana, a quién encontré en el mejor momento, porque el mejor momento es ahora,

A mis amigos Giovani, Diego, David, Adrián, siempre me esperaron y acompañaron en las buenas y las malas.

Carlos Andrés Medina Gómez.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	24
OBJETIVO GENERAL	25
OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	25
PRESENTACIÓN DEL PROYECTO.....	26
EQUIPO DE TRABAJO	26
DESARROLLO DEL PROYECTO	28
1 ESTADO DEL ARTE EN COLOMBIA DE SOLUCIONES ENÉRGICAS....	28
1.1 NECESIDADES IDENTIFICADAS EN EL SUR DE BOLÍVAR.....	28
1.2 ESTADO DEL ARTE.....	29
1.2.1 EXTENSIÓN DE LA RED ELÉCTRICA.....	29
1.2.2 GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.....	32
1.2.3 GRUPOS ELECTRÓGENOS.....	33
2 IDENTIFICACIÓN.....	34
3 DIAGNÓSTICO.....	52
4 SELECCIÓN DE UNO, DOS O TRES PROYECTOS PRIORITARIOS	58
5 ESTRUCTURAR LOS PROYECTOS SELECCIONADOS, CUMPLIENDO CON REQUERIMIENTOS TÉCNICOS, AMBIENTALES, SOCIALES Y DEL POSIBLE FONDO DE FINANCIACIÓN	59
5.1 ANÁLISIS DE LAS ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN	59
5.1.1 EXTENSIÓN DE LA RED.....	59
5.1.2 GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.....	118
5.1.3 GRUPOS ELECTRÓGENOS.....	138
5.2 CUADRO COMPARATIVO DE LAS ALTERNATIVAS	154

5.3	ESTRUCTURACIÓN FINAL DEL PROYECTO	155
5.3.1	FONDOS DE FINANCIACIÓN	155
5.3.2	SELECCIÓN DEL FONDO DE FINANCIACIÓN	157
5.3.3	FORMULACIÓN ANTE EL FAER	159
	CONCLUSIONES	161
	REFERENCIAS	162
	ANEXOS	164

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Costos de torrecillas metálicas.	30
Tabla 2. Costos de postes y accesorios en PRFV.	31
Tabla 3. Costos de postes en concreto y accesorios metálicos.	31
Tabla 4. Calificación cobertura.	54
Tabla 5. Calificación costo de estructuración.	54
Tabla 6. Calificación tiempo de estructuración.	55
Tabla 7. Calificación valor de la inversión.	55
Tabla 8. Requisitos de preinversión.	56
Tabla 9. Análisis de proyectos.	57
Tabla 10. Características del proyecto.	60
Tabla 11. Transformadores.	62
Tabla 12. Cuadro de cargas de la escuela.	65
Tabla 13. Cuadro de cargas usuario del sector rural.	67
Tabla 14. Demanda diversificada para el sector rural.	68
Tabla 15. Transformadores seleccionados.	69
Tabla 16. Factores de corrección según subestación y tipo de red.	71
Tabla 17. Constante de regulación (KG) Triplex No.4 AWG AAC.	71
Tabla 18. Resultados transformador T01.	74
Tabla 19. Resultados transformador T03.	74
Tabla 20. Resultados transformador T07.	74
Tabla 21. Resultados transformador T02.	75
Tabla 22. Resultados transformador T04.	76
Tabla 23. Resultados transformador T05.	77
Tabla 24. Resultados transformador T06.	78
Tabla 25. Resultados transformador T09.	78
Tabla 26. Impedancia máxima de puesta a tierra.	80
Tabla 27. Hipótesis propuesta en la norma CENS.	82

Tabla 28. Factores de seguridad.	82
Tabla 29. Características mecánicas del conductor No.1/0 AWG ACSR.....	83
Tabla 30. Distancias entre estructuras de media tensión.	87
Tabla 31. Características mecánicas del conductor Triplex No.4 AWG AAC.	95
Tabla 32. Distancias entre estructuras de baja tensión.	99
Tabla 33. Resultados postes M.T de alineación.	112
Tabla 34. Resultado postes M.T de alineación.	113
Tabla 35. Resultados postes M.T de alineación.	114
Tabla 36. Resultados postes M.T con desviación de línea.	115
Tabla 37. Resultados postes M.T doble desviación.....	116
Tabla 38. Resultados postes M.T terminales.....	117
Tabla 39. Cuadro de consumo "CASA".	120
Tabla 40. Cuadro de características técnicas panel solar 1.....	121
Tabla 41. Cuadro de características técnicas panel solar 2.....	121
Tabla 42. Cuadro de características técnicas panel solar 3.....	122
Tabla 43. Características técnicas de baterías.	124
Tabla 44. Requerimientos del regulador.	126
Tabla 45. Características técnicas regulador Solener.....	126
Tabla 46. Características técnicas inversor Victron Multiplus Compact.....	128
Tabla 47. Cuadro de potencias "Colegio".	129
Tabla 48. Cuadro de características técnicas panel solar 4.....	129
Tabla 49. Cuadro de características técnicas panel solar 5.....	130
Tabla 50. Cuadro de características técnicas panel solar 6.....	130
Tabla 51. Cuadro de características técnicas panel solar 7.....	130
Tabla 52. Cuadro de características técnicas panel solar 8.....	130
Tabla 53. Cuadro de características técnicas panel solar 9.....	131
Tabla 54. Cuadro de consumos usuario tipo "Colegio".	132
Tabla 55. Requerimientos del regulador.	135
Tabla 56. Características técnicas regulador XX83 48v/300A MPPT.	135
Tabla 57. Características técnicas inversor Victron Quattro 9k.....	136

Tabla 58. Características generador PRAMAC.....	141
Tabla 59. Características transformador trifásico 15[kVA].	142
Tabla 60. Cuadro gastos de personal.	150
Tabla 61. Costos para generar 1 kWh con grupos electrógenos.	153
Tabla 62. Comparación de alternativas.	154

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Etapas del proyecto.	53
Figura 2. Calificación de proyectos Sur de Bolívar.	58
Figura 3. Momentos sobre un poste de alineación.	111
Figura 4. Esquema de sistema fotovoltaico.	118
Figura 5. Constitución física regulador.....	126
Figura 6. Constitución física inversor Victron Multiplus Compact.....	127
Figura 7. Constitución física inversor Victron Quattro 9k.	136
Figura 8. Generador GBW15P.....	140
Figura 9. Transformador trifásico 15[kVA] elevador.....	142
Figura 10. Tipos de fondos	155
Figura 11. Zonas interconectadas de Colombia.....	158

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Ficha-Requisitos de preinversión	165
Anexo B. Presupuesto extensión de la red	182
Anexo C. Presupuesto generación fotovoltaica	204
Anexo D. Presupuesto grupos electrógenos	232
Anexo E. Formatos FAER	260

RESUMEN

TITULO: ESTRUCTURACIÓN DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA EN EL SUR DE BOLÍVAR, PARA EL INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS PARA LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS–IPSE.¹

AUTORES: José Darío Vera, Carlos Andrés Medina y Víctor Hugo Almeida.²

PALABRAS CLAVE: Fondos de financiación, Estructuración de proyectos.

El poco conocimiento que se tiene para acceder a los recursos del Gobierno ha generado déficit en el desarrollo de proyectos de inversión en los cuales se benefician las comunidades menos favorecidas y supondría el desarrollo de las mismas. Los entes territoriales como las Alcaldías y las Gobernaciones han buscado mediante la ayuda de los operadores de red de la zona, impulsar proyectos de electrificación que el Gobierno Nacional considere viables y atractivos para su ejecución y así, apoyar el desarrollo de los municipios menos favorecidos, supliendo el servicio de energía eléctrica a la población. El presente análisis muestra un estudio de los procesos para la estructuración de proyectos de inversión orientados a solucionar la carencia del servicio de energía eléctrica, de manera que al ser presentados para su aprobación cumplan los requisitos mínimos necesarios y sean presentados a los fondos de financiación que liberan recursos para la ejecución de proyectos de tipo eléctrico, como lo son el FAZNI (Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas), FAER (Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas rurales interconectadas), SGR (Sistema General de Regalías) y PRONE (Programa de normalización de redes eléctricas); seleccionados previamente en medio del contrato establecido entre la UIS (Universidad Industrial de Santander) y el IPSE (Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas no Interconectadas).

Es de esta manera que convenios entre entidades públicas estatales benefician a la comunidad a través del mejoramiento de las condiciones mínimas de vida con la realización de este tipo de proyectos.

¹ Proyecto de grado.

² Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones.

Director: Ciro Jurado Jerez. Codirector: Gerardo Latorre Bayona.

ABSTRACT

TITLE: STRUCTURE OF ELECTRICAL INFRASTRUCTURE PROJECTS IN SOUTH OF BOLIVAR, FOR THE INSTITUTE OF PLANNING AND PROMOTION OF ENERGY SOLUTIONS FOR AREAS NOT INTERCONNECTED-IPSE.³

AUTHORS: José Darío Vera, Carlos Andrés Medina y Víctor Hugo Almeida.⁴

KEYWORDS: Funds financing, Project structuring.

The little knowledge that we have to access to the government resources has generated deficit in the developing investment projects which benefit to the disadvantaged communities and it would develop them. Local authorities such as mayors and governors have looked through the help of network operators in the area, promote electrification projects that the Government consider available and attractive for the implementation and thus, support the development of disadvantaged municipalities, supplying the electrical service to the population. This analysis shows a study of the processes for structuring investment projects aimed to solve the shortage of electric power service, so that when they presented for approval, they meet the minimum requirements and they are submitted to funding funds release resources for the implementation of electric-type projects, such as the FAZNI (financial support Fund for energizing non-interconnected zones), FAER (Fund for financial support for rural energization interconnected), SGR (System General Royalties) and PRONE (standardization Program grids) previously selected through the contract between the UIS (Industrial University of Santander) and IPSE (Institute of Planning and Promotion of Energy Solutions for non-interconnected areas).

It is in this way that agreements between state public entities benefit the community through the improvement of basic living conditions with the completion of these projects.

³ Work degree.

⁴ Physic-Mechanic Science Faculty. Electric, Electronic and Telecommunication Engineering School.

Director: Ciro Jurado Jerez. Codirector: Gerardo Latorre Bayona.

INTRODUCCIÓN

El Gobierno Nacional por medio de los fondos de financiación ha incentivado a la población civil, entes territoriales, el IPSE y operadores de red a presentar proyectos en los cuales se beneficie la comunidad en general y se vea el desarrollo económico del país.

El auge económico y el plan de expansión deben ir acompañados de inversión a las poblaciones más olvidadas, pobres y atrasadas de las diferentes regiones del país. La demanda de energía eléctrica ha ido aumentando drásticamente en los centros urbanos, pero no se puede olvidar que el desarrollo de las ciudades está ligado con el progreso del sector rural y es aquí en donde se cuestiona cuáles son los objetivos que se plantea el Gobierno para mejorar las condiciones en que se encuentra la comunidad campesina.

El porcentaje de necesidades básicas insatisfechas en las áreas que no se encuentran dentro de los centros urbanos es relativamente alto y uno de los problemas que principalmente afecta a esta población vulnerable es la ausencia de energía eléctrica. Por medio de los fondos de financiación como el FAER, el FAZNI, el SGR y el PRONE, se busca ampliar la cobertura del servicio de energía eléctrica y permitir el uso de los recursos que dispone el Gobierno para el beneficio de todos.

OBJETIVO GENERAL

Estructurar proyectos de infraestructura eléctrica para la zona del Sur de Bolívar, atendiendo a criterios técnicos, ambientales y sociales; así como a requerimientos de fondos de inversión pública.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Establecer el estado del arte en Colombia de soluciones energéticas tales como fotovoltaica, eólica, mareomotriz, diesel, bancos de baterías y de electrificación rural; enmarcado dentro de las necesidades específicas del Sur de Bolívar y según los requerimientos definidos a partir de los proyectos que se identifiquen.
- Identificar proyectos de infraestructura eléctrica que hayan sido propuestos por los entes territoriales o los operadores de red del Sur de Bolívar.
- Realizar un diagnóstico de proyectos identificados en el Sur de Bolívar.
- Seleccionar uno, dos o tres proyectos prioritarios para el Sur de Bolívar, atendiendo a criterios de cobertura y exigencias técnicas.
- Estructurar los proyectos seleccionados, cumpliendo con requerimientos técnicos, ambientales, sociales y del posible fondo de financiación.

PRESENTACIÓN DEL PROYECTO

Se inició el desarrollo del proyecto con reuniones entre los estudiantes y el equipo de trabajo del convenio IPSE-UIS [6], en las cuales se desarrollaron actividades de socialización del proyecto para conocer los ejes centrales de desarrollo, cubriendo las áreas técnicas, ambientales, económicas y sociales. Se distribuyeron los grupos de trabajo por zonas para garantizar una mayor cobertura a nivel nacional. Se presentó la metodología a seguir para el desarrollo del proyecto, acompañado de las herramientas a implementar para el control de éste. Se realizó una inducción sobre las políticas y normativas legales laborales en salud ocupacional y riesgos profesionales y se explicó con detalles los objetivos y alcances del proyecto para ser postulado a los Fondos de Financiación del Gobierno.

EQUIPO DE TRABAJO

El equipo de trabajo estaba conformado con personal especializado y con amplia experiencia en estructuración de proyectos de inversión para el sector público. En la siguiente lista se presentan las personas que participaron en el proyecto general y el grupo de trabajo asignado para el Sur de Bolívar.

Dirección del proyecto: Gerardo Latorre Bayona

Coordinación de ingeniería: Wilman Morales Rey

Docentes de apoyo: Ciro Jurado Jerez y Rodolfo Villamizar Mejía

Especialista en gerencia de proyectos: Deicy Dalila Díaz Delgado

Ingeniero electricista asignado al Sur de Bolívar: Martín Almonacid

Auxiliares de ingeniería: Ivan Rincón Gutiérrez y Wilson Toloza Vega

Economista: Dante Alejandro Corredor Marciales

Sociólogo: Manuel José Acebedo Afanador

Ingeniero ambiental: Carlos Armando Vera Navas

Asistente Administrativa: Diana Carolina Uribe

Estudiantes asignados Sur de Bolívar: José Darío Vera, Carlos Andrés Medina y Víctor Hugo Almeida.

DESARROLLO DEL PROYECTO

1 ESTADO DEL ARTE EN COLOMBIA DE SOLUCIONES ENÉRGICAS

1.1 NECESIDADES IDENTIFICADAS EN EL SUR DE BOLÍVAR

El cubrimiento de servicios públicos es una de las principales necesidades en las cabeceras municipales y áreas rurales de un municipio. Verificando los datos en los documentos de los municipios localizados en el Sur de Bolívar, no hay estadísticas precisas con respecto a la cobertura y calidad del servicio eléctrico, pero sí es notoria la baja disponibilidad de energía eléctrica y la manifiesta necesidad del servicio para las distintas actividades domésticas, sociales y productivas de sus pobladores, sobre todo en el sector rural. Así, la comunidad expresa la necesidad de contar con proyectos de electrificación rural que satisfagan sus necesidades básicas, además de ser un eje esencial en la cadena productiva.

Haciendo énfasis en una de las veredas ubicadas en el Sur de Bolívar, en este caso, la vereda el Totumo (Morales), con una población aproximada de 90 personas, no hay servicio de energía eléctrica. Como consecuencia de esta carencia, hay un bajo uso de tecnologías de comunicación como la televisión, radio e internet; lo que afecta, de manera muy particular, el desarrollo académico de los estudiantes de la escuela. 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 realiza con velas y lámparas de combustible, lo cual conlleva a que haya mayores peligros de accidentes caseros y mayor contaminación doméstica por presencia de humo.

Igualmente, la comunidad no cuenta con centros de salud y la vía de acceso está en condiciones bastante precarias.

1.2 ESTADO DEL ARTE

Para establecer el estado del arte de soluciones energéticas se debe tener una base teórica de las diferentes alternativas que existen en el mercado. Para proceder, primero se debe realizar un análisis de las posibles soluciones enmarcadas dentro de las necesidades específicas del Sur de Bolívar y evaluar su viabilidad teniendo en cuenta indicadores de tipo económico y técnico. En este caso se tuvieron en cuenta las siguientes opciones:

- Extensión de la red eléctrica
- Generación fotovoltaica
- Grupos electrógenos

La anterior selección se realizó resaltando aspectos económicos y técnicos, y fueron descartadas opciones como generación eólica y mareomotriz, por su alto costo de inversión, la ubicación geográfica de la zona, la falta de información técnica (mapas de viento y estudios hidráulicos) y la poca demanda de energía eléctrica del proyecto.

1.2.1 EXTENSIÓN DE LA RED ELÉCTRICA

La geografía del Sur de Bolívar se caracteriza por tener grandes áreas rodeadas de agua dulce y aisladas unas de otras, lo que dificulta el acceso a los diferentes municipios ubicados en esta zona.

Los materiales utilizados para la extensión de la red son en su mayoría objetos pesados como postes de concreto, lo que dificulta el transporte de los mismos a través del río por medio de una embarcación. Además, la carretera para acceder al

sitio no presenta las mejores condiciones para el tránsito de vehículos pesados. Por lo tanto se estudiaron otras alternativas con base en la versatilidad y facilidades que ofrece el mercado como el uso de torrecillas metálicas y postes en poliéster reforzado con fibra de vidrio (PRFV).

Las torrecillas metálicas se encuentran divididas en secciones, lo cual facilita su transporte por medio de vehículos livianos como camionetas, aunque requiera un costo adicional para armar la estructura en sitio.

Los postes en PRFV se han convertido en una solución para el sector energético, ya que soportan líneas eléctricas brindando economía y facilidad en su manipulación y transporte debido a su bajo peso, facilidad de instalación y vida útil de larga duración. Aunque los postes en PRFV brindan grandes ventajas para zonas de difícil acceso, sus costos son considerablemente altos en comparación a los postes de concreto. En las Tablas 1, 2 y 3 se observan los costos de cada tipo de poste y el de algunos accesorios según el material del poste. Los precios se obtuvieron de distribuidores de materiales eléctricos ubicados en el área metropolitana de Bucaramanga.

Tabla 1. Costos de torrecillas metálicas.

ESTRUCTURAS METÁLICAS					
CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCIÓN	PRECIO	IVA	TOTAL
1	UND	TORRECILLA METÁLICA DE 12[M]	\$ 992.000	\$ 158.720	\$ 1.150.720
1	UND	TORRECILLA METÁLICA DE 8[M]	\$ 775.000	\$ 124.000	\$ 899.000

Fuente: Autores.

Tabla 2. Costos de postes y accesorios en PRFV.

ESTRUCTURAS Y ACCESORIOS EN PRFV					
CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCIÓN	PRECIO	IVA	TOTAL
1	UND	POSTE DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA EN PRFV DE 12[M]-510[KG]	\$ 1.170.000	\$ 187.200	\$ 1.357.200
1	UND	POSTE DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA EN PRFV DE 12[M]-750[KG]	\$ 1.500.000	\$ 240.000	\$ 1.740.000
1	UND	POSTE DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA EN PRFV DE 8[M]-510[KG]	\$ 900.000	\$ 144.000	\$ 1.044.000
1	UND	CRUCETA EN PRFV DE 101,6 X 101,6 MM X 1,4 M	\$ 140.000	\$ 22.400	\$ 162.400
1	UND	CRUCETA EN PRFV DE 101,6 X 101,6 MM X 2,4 M	\$ 175.000	\$ 28.000	\$ 203.000

Fuente: Autores.

Tabla 3. Costos de postes en concreto y accesorios metálicos.

ESTRUCTURAS EN CONCRETO Y ACCESORIOS METÁLICOS					
CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCIÓN	PRECIO	IVA	TOTAL
1	UND	POSTE EN CONCRETO 12[M]-510[KG]	\$ 650.000	\$ 104.000	\$ 754.000
1	UND	POSTE EN CONCRETO 12[M]-750[KG]	\$ 900.000	\$ 144.000	\$ 1.044.000
1	UND	POSTE EN CONCRETO DE 8[M]-510[KG]	\$ 440.000	\$ 70.400	\$ 510.400
1	UND	CRUCETA 101,6 X 101,6 MM X 1,4 M	\$ 75.000	\$ 12.000	\$ 87.000
1	UND	CRUCETA 101,6 X 101,6 MM X 2,4 M	\$ 75.000	\$ 12.000	\$ 87.000
1	UND	CRUCETA 3 X 3 X 1/4 X 2 M	\$ 75.000	\$ 12.000	\$ 87.000

Fuente: Autores.

Como se puede observar en la Tabla 3, los costos de los postes de concreto y los accesorios metálicos son los más bajos con respecto a las otras alternativas, lo que hace económicamente viable esta solución teniendo en cuenta que el uso de este tipo de postiería ya se encuentra instalada en la zona y también se puede acceder al sitio por carretera aunque sea mayor el trayecto que por el agua.

1.2.2 GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

La generación fotovoltaica se define como el proceso de transformación de una energía inagotable y renovable que es la energía solar a energía eléctrica. Por medio de reacciones químicas proporcionadas por materiales entre los que encontramos actualmente el silicio policristalino y desarrollos importantes para mejorar eficiencia con el arseniuro de galio.

Es una tecnología en desarrollo y aplicación en Colombia desde mediados del siglo pasado, inicialmente con procesos de calentamiento de agua como medio de aprovechamiento de la energía solar, siendo la UIS pionera en el uso de estos calentadores sobre los años sesenta.

Posteriormente, en los años ochenta se instalaron los primeros sistemas de generación eléctrica fotovoltaica aplicados a medios de comunicación. Inicialmente se enfocaron en un proyecto realizado por el programa de telecomunicaciones rurales de TELECOM con el apoyo de la UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA, enfocado a las comunidades rurales y sus comunicaciones lo que dio pie a la expansión de estos tipos de sistemas principalmente en áreas rurales alejadas de la conexión a la red convencional, para sistemas de telecomunicaciones y en menor escala para sistemas aislados domiciliarios.

Los principales avances del país de sistemas de generación fotovoltaica se dieron en la UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA con el desarrollo de celdas CdS

y el programas de posgrado en energía solar encaminado a sistemas fotovoltaicos.

Por otra parte, se tienen registrados en Colciencias más de 100 grupos de investigación y desarrollo en áreas como la ingeniería de los sistemas fotovoltaicos y nuevos componentes que proporcionen mayor eficiencia a los paneles fotovoltaicos.

Estos grupos de investigación han proporcionado estudiantes graduados en maestrías y nuevos estudiantes en doctorados en estas áreas de estudio, lo que genera expectativa en avances en la generación fotovoltaica.

Cabe destacar que Colombia ingresó recientemente a la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), posicionándola como país gestor de desarrollo de tecnologías de producción limpias y amigables con el ambiente. Esta agencia se creó con el fin de promover la producción de energías renovables en todo el mundo y dar apoyo logístico a los estados asociados.

1.2.3 GRUPOS ELECTRÓGENOS

Los sistemas de generación diesel son utilizados como un sistema de respaldo y son viables en algunas zonas, en éste caso particular no es conveniente desde el punto de vista económico debido a que los proyectos estructurados se encuentran en áreas cercanas al sistema interconectado nacional (SIN). Por lo tanto, lo más conveniente es llevar la solución energética interconectando el proyecto a la red. Por otro lado, en la zona hay facilidades de acceso aunque sea con vías rudimentarias, la población a beneficiar se encuentra en áreas topográficas de relativa facilidad de acceso y el punto de conexión a la red existente es cercano al SIN.

2 IDENTIFICACIÓN

Para la identificación de proyectos se realizaron visitas a los diferentes municipios del Sur de Bolívar en compañía del grupo de trabajo. El objetivo de las visitas era conseguir información sobre proyectos de electrificación y energías alternativas a nivel local, los cuales no eran viables para los operadores de red por los altos costos en su desarrollo y la baja recuperación de inversión, en donde la única opción para ejecutar estos proyectos era mediante recursos del Estado. Después se creó una base de datos con la información técnica, ambiental, social y económica obtenida en cada uno de los entes territoriales, además de los datos de cada uno de los funcionarios involucrados para la correcta presentación del proyecto ante el respectivo fondo. Luego de reunirse con los secretarios de planeación de las distintas alcaldías de la zona, se recolectaron varios proyectos que pensaban entregar los entes territoriales a los Fondos de Financiación, pero aún no se había hecho porque se temía la devolución del proyecto por falta de documentación o información y la inviabilidad técnica en su ejecución. También se encontraron proyectos que iban a ejecutar las mismas alcaldías con ayuda del operador de red de dicha zona, pero estaban estancados por la falta de recursos y poca demanda.

Surgieron algunos inconvenientes en las visitas realizadas por la falta de contactos en las alcaldías. Algunos alcaldes no estaban enterados del proyecto que se estaba ejecutando por parte del IPSE y la UIS, y algunos funcionarios estaban reacios a entregar información de los proyectos.

Después de informar sobre la magnitud del proyecto a los alcaldes, se tuvo una buena acogida por parte de los entes territoriales y la comunidad en general. Las

alcaldías ayudaron a los grupos de trabajo con transporte y personal para llegar hasta los lugares en donde se pensaba realizar los proyectos. Por razones de seguridad y la presencia de grupos armados al margen de la ley, se hizo un acompañamiento con los líderes comunitarios y se socializó el alcance del proyecto con la comunidad.

Al finalizar las visitas y reuniones con los alcaldes y secretarios de planeación se recolectaron ocho proyectos.

1. Proyecto de electrificación Veredas Caracolí, Caracolí Bajo, Caracol y Villahermosa (Santa Rosa del Sur).
2. Proyecto de electrificación Vereda Los Pinos (Santa Rosa del Sur).
3. Proyecto de electrificación Vereda Barrejobo (Santa Rosa del Sur).
4. Proyecto de electrificación Veredas La Ceiba, Juan Pablo II, La Esmeralda, San Antonio y Santa Helena (Santa Rosa del Sur).
5. Proyecto de electrificación Corregimiento Santa Isabel. veredas Cerro Cuadrado, el Paraíso y los Laureles (Santa Rosa del Sur).
6. Estudios y diseños eléctricos para la electrificación de las veredas El Totumo, La Unión, Samaria y El corregimiento paredes de Ororia (Morales).
7. Estudios y diseños eléctricos para la electrificación de la vereda El Totumo (Morales).
8. Estudios y diseños eléctricos para la electrificación del Corregimiento Puerto Rico (Morales).

A continuación, se hace una breve descripción de cada proyecto identificado, resaltando aspectos importantes como localización y número de usuarios beneficiados.

Nombre del proyecto: Proy 1. Proyecto de electrificación Veredas Caracolí, Caracolí Bajo, Caracol y Villahermosa.	
Entidad Proponente:	Alcaldía de Santa Rosa del Sur de Bolívar
Alcance del proyecto:	
<p>Este proyecto tiene como objeto estructurar proyectos de infraestructura eléctrica del sur de Bolívar utilizando los fondos de inversión pública. Lo que se busca es que la población rural tenga el servicio de energía eléctrica. Para este caso, se priorizaron algunas veredas del municipio de Santa Rosa del Sur de Bolívar, como Caracolí, Caracolí Bajo, Caracol y Villahermosa. Se beneficiaran 88 familias que no contaban con suministro energético, para cubrir sus necesidades.</p> <p>Estructurar proyectos de infraestructura eléctrica para el municipio de Santa Rosa del Sur de Bolívar, atendiendo a criterios técnicos, ambientales y sociales; así como a requerimientos de fondos de inversión pública, Plantear una solución para ampliar la cobertura de la red eléctrica para las zonas más apartadas. En caso de no poder llevar red eléctrica, desarrollar soluciones con energías alternativas para la población rural. Estructurar los proyectos seleccionados, cumpliendo con requerimientos técnicos, ambientales, sociales y del posible fondo de financiación.</p>	
Localización:	
<p>El municipio de Santa Rosa del Sur, está ubicado estratégicamente en el Sur del Departamento de Bolívar, caracterizado por ser uno de los municipios de mayor dinamismo económico con los departamentos de Santander, Cesar y Antioquia.</p> <p>Localización, extensión y límites: El Municipio de Santa Rosa del Sur está</p>	

ubicado al sur del Departamento de Bolívar, insertado en las estribaciones de la Cordillera Central, en el corazón de la Serranía de San Lucas, entre los paralelos 7° 57' 56" de latitud Norte, 74°3' 13" de latitud Oeste. Se encuentra a 650 Kilómetros de la Capital del Departamento.

Extensión total: 2.800 Km²

Extensión área urbana: 8.255 Km²

Extensión área rural: 27.359 Km²

Altitud de la cabecera municipal (metros sobre el nivel del mar): 650 m.s.n.m

Temperatura media: 26°C, Densidad de población: 13.47 (Hab/Km²), Tasa Bruta de natalidad: 17.3% (%), Tasa Bruta de mortalidad: 2.5% (%), Esperanza de vida al nacer (años), Habitantes en el Municipio: 39.346

No. Habitantes Cabecera: 19.800, No. Habitantes Zona Rural: 19.546

Distribución de la población por sexo: No. Hombres: 20.571, No. Mujeres: 18.775

Usuarios beneficiados	88 Familias
Tipo de Solución	Convencional, a través de la energía tradicional

Nombre del proyecto: Proy 2. Proyecto de electrificación Vereda Los Pinos	
Entidad Proponente:	Alcaldía de Santa Rosa del Sur de Bolívar
Alcance del proyecto:	
<p>Suministro de energía eléctrica convencional, a usuarios rurales de la vereda Los Pinos, mediante la interconexión a la línea de transmisión de media tensión existente, con recursos de los fondos de inversión pública.</p> <p>Estructurar un proyecto de infraestructura eléctrica para la vereda Los Pinos del municipio de Santa Rosa del Sur de Bolívar, atendiendo los criterios técnicos, ambientales, económicos y sociales; financiándolo con los fondos de inversión pública. Valorar y evaluar el proyecto de electrificación convencional más viable, para el suministro de energía eléctrica a los usuarios no interconectados de la vereda Los Pinos. Presentar una solución de electrificación convencional para los habitantes de la vereda Los Pinos.</p>	
Localización:	
<p>El municipio de Santa Rosa del Sur, está ubicado estratégicamente en el Sur del Departamento de Bolívar, caracterizado por ser uno de los municipios de mayor dinamismo económico con los departamentos de Santander, Cesar y Antioquia.</p> <p>Localización, extensión y límites: El Municipio de Santa Rosa del Sur está ubicado al sur del Departamento de Bolívar, insertado en las estribaciones de la Cordillera Central, en el corazón de la Serranía de San Lucas, entre los paralelos 7° 57' 56" de latitud Norte, 74°3' 13" de latitud Oeste. Se encuentra a 650 Kilómetros de la Capital del Departamento.</p>	

Extensión total: 2.800 Km2

Extensión área urbana: 8.255 Km2

Extensión área rural: 27.359 Km2

Altitud de la cabecera municipal (metros sobre el nivel del mar): 650 m.s.n.m

Temperatura media: 26°C, Densidad de población: 13.47 (Hab/Km2), Tasa Bruta de natalidad: 17.3% (%), Tasa Bruta de mortalidad: 2.5% (%), Esperanza de vida al nacer (años), Habitantes en el Municipio: 39.346

No. Habitantes Cabecera: 19.800, No. Habitantes Zona Rural: 19.546

Distribución de la población por sexo: No. Hombres: 20.571, No. Mujeres: 18.775

Usuarios beneficiados	15 Familias
Tipo de Solución	Convencional, a través de la energía tradicional

Nombre del proyecto: Proy 3. Proyecto de electrificación Vereda Barrejobo	
Entidad Proponente:	Alcaldía de Santa Rosa del Sur de Bolívar
Alcance del proyecto:	
<p>Suministro de energía eléctrica convencional, a usuarios rurales de la vereda Barrejobo, mediante la interconexión a la línea de trasmisión de media tensión existente, con recursos de los fondos de inversión pública.</p> <p>Estructurar un proyecto de infraestructura eléctrica para la vereda Barrejobo del municipio de Santa Rosa del Sur de Bolívar, atendiendo los criterios técnicos, ambientales, económicos y sociales; financiándolo con los fondos de inversión pública.</p> <p>Valorar y evaluar el proyecto de electrificación convencional más viable, para el suministro de energía eléctrica a los usuarios no interconectados de la vereda Barrejobo.</p> <p>Presentar una solución de electrificación convencional para los habitantes de la vereda Barrejobo.</p>	
Localización:	
<p>El municipio de Santa Rosa del Sur, está ubicado estratégicamente en el Sur del Departamento de Bolívar, caracterizado por ser uno de los municipios de mayor dinamismo económico con los departamentos de Santander, Cesar y Antioquia.</p> <p>Localización, extensión y límites: El Municipio de Santa Rosa del Sur está</p>	

ubicado al sur del Departamento de Bolívar, insertado en las estribaciones de la Cordillera Central, en el corazón de la Serranía de San Lucas, entre los paralelos 7° 57' 56" de latitud Norte, 74°3' 13" de latitud Oeste. Se encuentra a 650 Kilómetros de la Capital del Departamento.

Extensión total: 2.800 Km²

Extensión área urbana: 8.255 Km²

Extensión área rural: 27.359 Km²

Altitud de la cabecera municipal (metros sobre el nivel del mar): 650 m.s.n.m

Temperatura media: 26°C, Densidad de población: 13.47 (Hab/Km²), Tasa Bruta de natalidad: 17.3% (%), Tasa Bruta de mortalidad: 2.5% (%), Esperanza de vida al nacer (años), Habitantes en el Municipio: 39.346

No. Habitantes Cabecera: 19.800, No. Habitantes Zona Rural: 19.546

Distribución de la población por sexo: No. Hombres: 20.571, No. Mujeres: 18.775

Usuarios beneficiados	51 Familias
Tipo de Solución	Convencional, a través de la energía tradicional

Nombre del proyecto: Proy 4. Proyecto de electrificación Veredas La Ceiba, Juan Pablo II, La Esmeralda, San Antonio, Santa Helena y Concepción	
Entidad Proponente:	Alcaldía de Santa Rosa del Sur de Bolívar
Alcance del proyecto:	
<p>Este proyecto tiene como objeto estructurar proyectos de infraestructura eléctrica del sur de Bolívar utilizando los fondos de inversión pública. Lo que se busca es que la población rural tenga el servicio de energía eléctrica. Para este caso, se priorizaron algunas veredas del municipio de Santa Rosa del Sur de Bolívar, como Caracolí, Caracolí Bajo, Caracol y Villahermosa. Se beneficiaran 88 familias que no contaban con suministro energético, para cubrir sus necesidades.</p> <p>Estructurar proyectos de infraestructura eléctrica para el municipio de Santa Rosa del Sur de Bolívar, atendiendo a criterios técnicos, ambientales y sociales; así como a requerimientos de fondos de inversión pública, Plantear una solución para ampliar la cobertura de la red eléctrica para las zonas más apartadas, En caso de no poder llevar red eléctrica, desarrollar soluciones con energías alternativas para la población rural, Estructurar los proyectos seleccionados, cumpliendo con requerimientos técnicos, ambientales, sociales y del posible fondo de financiación.</p>	
Localización:	
<p>El municipio de Santa Rosa del Sur, está ubicado estratégicamente en el Sur del Departamento de Bolívar, caracterizado por ser uno de los municipios de mayor dinamismo económico con los departamentos de Santander, Cesar y Antioquia.</p>	

Localización, extensión y límites: El Municipio de Santa Rosa del Sur está ubicado al sur del Departamento de Bolívar, insertado en las estribaciones de la Cordillera Central, en el corazón de la Serranía de San Lucas, entre los paralelos 7° 57' 56" de latitud Norte, 74°3' 13" de latitud Oeste. Se encuentra a 650 Kilómetros de la Capital del Departamento.

Extensión total: 2.800 Km²

Extensión área urbana: 8.255 Km²

Extensión área rural: 27.359 Km²

Altitud de la cabecera municipal (metros sobre el nivel del mar): 650 m.s.n.m

Temperatura media: 26°C, Densidad de población: 13.47 (Hab/Km²), Tasa Bruta de natalidad: 17.3% (%), Tasa Bruta de mortalidad: 2.5% (%), Esperanza de vida al nacer (años), Habitantes en el Municipio: 39.346

No. Habitantes Cabecera: 19.800, No. Habitantes Zona Rural: 19.546

Distribución de la población por sexo: No. Hombres: 20.571, No. Mujeres: 18.775

Usuarios beneficiados	88 Familias
Tipo de Solución	Convencional, a través de la energía tradicional

Nombre del proyecto: Proy 5. Proyecto de electrificación Corregimiento Santa Isabel. veredas Cerro Cuadrado, el Paraíso y los Laureles	
Entidad Proponente:	Alcaldía de Santa Rosa del Sur de Bolívar
Alcance del proyecto:	
<p>Este proyecto tiene como objeto estructurar proyectos de infraestructura eléctrica del sur de Bolívar utilizando los fondos de inversión pública. Lo que se busca es que la población rural tenga el servicio de energía eléctrica. En este caso se realizará un enfoque en el corregimiento de Santa Isabel.</p> <p>Estructurar proyectos de infraestructura eléctrica para el municipio de Santa Rosa del Sur de Bolívar, atendiendo a criterios técnicos, ambientales y sociales; así como a requerimientos de fondos de inversión pública, Plantear una solución para ampliar la cobertura de la red eléctrica para las zonas más apartadas, En caso de no poder llevar red eléctrica, desarrollar soluciones con energías alternativas para la población rural, Estructurar los proyectos seleccionados, cumpliendo con requerimientos técnicos, ambientales, sociales y del posible fondo de financiación.</p>	
Localización:	
<p>El municipio de Santa Rosa del Sur, está ubicado estratégicamente en el Sur del Departamento de Bolívar, caracterizado por ser uno de los municipios de mayor dinamismo económico con los departamentos de Santander, Cesar y Antioquia.</p> <p>Localización, extensión y límites: El Municipio de Santa Rosa del Sur está ubicado al sur del Departamento de Bolívar, insertado en las estribaciones de la Cordillera Central, en el corazón de la Serranía de San Lucas, entre los paralelos 7°</p>	

57' 56" de latitud Norte, 74°3' 13" de latitud Oeste. Se encuentra a 650 Kilómetros de la Capital del Departamento.

Extensión total: 2.800 Km²

Extensión área urbana: 8.255 Km²

Extensión área rural: 27.359 Km²

Altitud de la cabecera municipal (metros sobre el nivel del mar): 650 m.s.n.m

Temperatura media: 26°C, Densidad de población: 13.47 (Hab/Km²), Tasa Bruta de natalidad: 17.3% (%), Tasa Bruta de mortalidad: 2.5% (%), Esperanza de vida al nacer (años), Habitantes en el Municipio: 39.346

No. Habitantes Cabecera: 19.800, No. Habitantes Zona Rural: 19.546

Distribución de la población por sexo: No. Hombres: 20.571, No. Mujeres: 18.775

Usuarios beneficiados	141 Familias
Tipo de Solución	Convencional, a través de la energía tradicional

Nombre del proyecto: Proy 6. Estudios y diseños eléctricos para la electrificación de las veredas El Totumo, La Unión, Samaria y El corregimiento paredes de Ororia.	
Entidad Proponente:	Alcaldía de Morales
Alcance del proyecto:	
<p>Satisfacer los requerimientos energéticos de esta zona rural del municipio de Morales, Sur de Bolívar, teniendo en cuenta la equidad social y con el fin de mejorar la calidad de vida de los residentes.</p> <p>Estructurar proyectos de infraestructura eléctrica para el municipio de Morales, atendiendo a criterios técnicos, ambientales y sociales; así como a requerimientos de fondos de inversión pública, Ampliar la cobertura de las redes eléctricas en la zona rural cuyas concentraciones de población lo requieran, Realizar el desarrollo de soluciones energéticas alternativas en caso de no poder llevar la red eléctrica del proveedor de servicio, Estructurar los proyectos seleccionados, cumpliendo con requerimientos técnicos, ambientales, sociales y del posible fondo de financiación.</p>	
Localización:	
<p>El Municipio de Morales está localizado al sur del departamento de Bolívar, hace parte de la subregión del Magdalena Medio; su cabecera municipal se localiza en la margen oriental del brazo de Morales del río Magdalena en la isla de su nombre, a los 08° 16' 48" de latitud norte y 73° 52' 19" de longitud oeste; la cabecera está a una altura de 25 metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m). Su temperatura media máxima varía entre los 34,8° C – 36,2 ° C, mantiene una humedad relativa del 70</p>	

%, su precipitación media anual es de 1.110,4. Dista de Cartagena a 464 Km., su área municipal es de 1.338,60 Km² (133.860 Ha) de la cual al sector rural le corresponden 1.337,48 Km² (133.748 Ha).

Limita al norte con el Municipio de Arenal, por el este con los Municipios de Río Viejo en el Departamento de Bolívar y Gamarra en el Departamento del Cesar, por el sur con los Municipios de Simití y Santa Rosa del Sur en el Departamento de Bolívar y el Municipio de Puerto Wilches en el Departamento de Santander y por el Oeste con el Municipio de Montecristo. Morales constituye uno de los 46 municipios que conforman el Departamento de Bolívar, su jurisdicción está integrada por 10 corregimientos y 64 veredas.

Usuarios beneficiados	37 Familias
Tipo de Solución	Convencional, a través de la energía tradicional

Nombre del proyecto: Proy 7. Estudios y diseños eléctricos para la electrificación de las veredas El Totumo.	
Entidad Proponente:	Alcaldía de Morales
Alcance del proyecto:	
<p>Satisfacer los requerimientos energéticos de esta zona rural del municipio de Morales, Sur de Bolívar, teniendo en cuenta la equidad social y con el fin de mejorar la calidad de vida de los residentes.</p> <p>Estructurar proyectos de infraestructura eléctrica para el municipio de Morales, atendiendo a criterios técnicos, ambientales y sociales; así como a requerimientos de fondos de inversión pública, Ampliar la cobertura de las redes eléctricas en la zona rural cuyas concentraciones de población lo requieran, Realizar el desarrollo de soluciones energéticas alternativas en caso de no poder llevar la red eléctrica del proveedor de servicio, Estructurar los proyectos seleccionados, cumpliendo con requerimientos técnicos, ambientales, sociales y del posible fondo de financiación.</p>	
Localización:	
<p>El Municipio de Morales está localizado al sur del departamento de Bolívar, hace parte de la subregión del Magdalena Medio; su cabecera municipal se localiza en la margen oriental del brazo de Morales del río Magdalena en la isla de su nombre, a los 08° 16' 48" de latitud norte y 73° 52' 19" de longitud oeste; la cabecera está a una altura de 25 metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m). Su temperatura media máxima varía entre los 34,8° C – 36,2 ° C, mantiene una humedad relativa del 70 %, su precipitación media anual es de 1.110,4. Dista de Cartagena a 464 Km., su</p>	

área municipal es de 1.338,60 Km² (133.860 Ha) de la cual al sector rural le corresponden 1.337,48 Km² (133.748 Ha).

Limita al norte con el Municipio de Arenal, por el este con los Municipios de Río Viejo en el Departamento de Bolívar y Gamarra en el Departamento del Cesar, por el sur con los Municipios de Simití y Santa Rosa del Sur en el Departamento de Bolívar y el Municipio de Puerto Wilches en el Departamento de Santander y por el Oeste con el Municipio de Montecristo. Morales constituye uno de los 46 municipios que conforman el Departamento de Bolívar, su jurisdicción está integrada por 10 corregimientos y 64 veredas.

Usuarios beneficiados	22 Familias
Tipo de Solución	Convencional, a través de la energía tradicional

Nombre del proyecto: Proy 8. Estudios y diseños eléctricos para la electrificación del Corregimiento Puerto Rico	
Entidad Proponente:	Alcaldía de Morales
Alcance del proyecto:	
<p>Satisfacer los requerimientos energéticos de esta zona rural del municipio de Morales, Sur de Bolívar, teniendo en cuenta la equidad social y con el fin de mejorar la calidad de vida de los residentes.</p> <p>Estructurar proyectos de infraestructura eléctrica para el municipio de Morales, atendiendo a criterios técnicos, ambientales y sociales; así como a requerimientos de fondos de inversión pública, Ampliar la cobertura de las redes eléctricas en la zona rural cuyas concentraciones de población lo requieran, Realizar el desarrollo de soluciones energéticas alternativas en caso de no poder llevar la red eléctrica del proveedor de servicio, Estructurar los proyectos seleccionados, cumpliendo con requerimientos técnicos, ambientales, sociales y del posible fondo de financiación.</p>	
Localización:	
<p>El Municipio de Morales está localizado al sur del departamento de Bolívar, hace parte de la subregión del Magdalena Medio; su cabecera municipal se localiza en la margen oriental del brazo de Morales del río Magdalena en la isla de su nombre, a los 08° 16' 48" de latitud norte y 73° 52' 19" de longitud oeste; la cabecera está a una altura de 25 metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m). Su temperatura media máxima varía entre los 34,8° C – 36,2 ° C, mantiene una humedad relativa del 70 %, su precipitación media anual es de 1.110,4. Dista de Cartagena a 464 Km., su área municipal es de 1.338,60 Km² (133.860 Ha) de la cual al sector rural le corresponden 1.337,48 Km² (133.748 Ha).</p>	

Limita al norte con el Municipio de Arenal, por el este con los Municipios de Río Viejo en el Departamento de Bolívar y Gamarra en el Departamento del Cesar, por el sur con los Municipios de Simití y Santa Rosa del Sur en el Departamento de Bolívar y el Municipio de Puerto Wilches en el Departamento de Santander y por el Oeste con el Municipio de Montecristo. Morales constituye uno de los 46 municipios que conforman el Departamento de Bolívar, su jurisdicción está integrada por 10 corregimientos y 64 veredas.

Usuarios beneficiados	15 Familias
Tipo de Solución	Convencional, a través de la energía tradicional

3 DIAGNÓSTICO

El diagnóstico comienza, una vez recibida la documentación, con un análisis para determinar, evaluar y caracterizar particularidades de un proyecto de inversión [7]. Por lo general, un proyecto está compuesto por los siguientes cuatro elementos:

- Preinversión
- Inversión
- Operación
- Evaluación Expost.

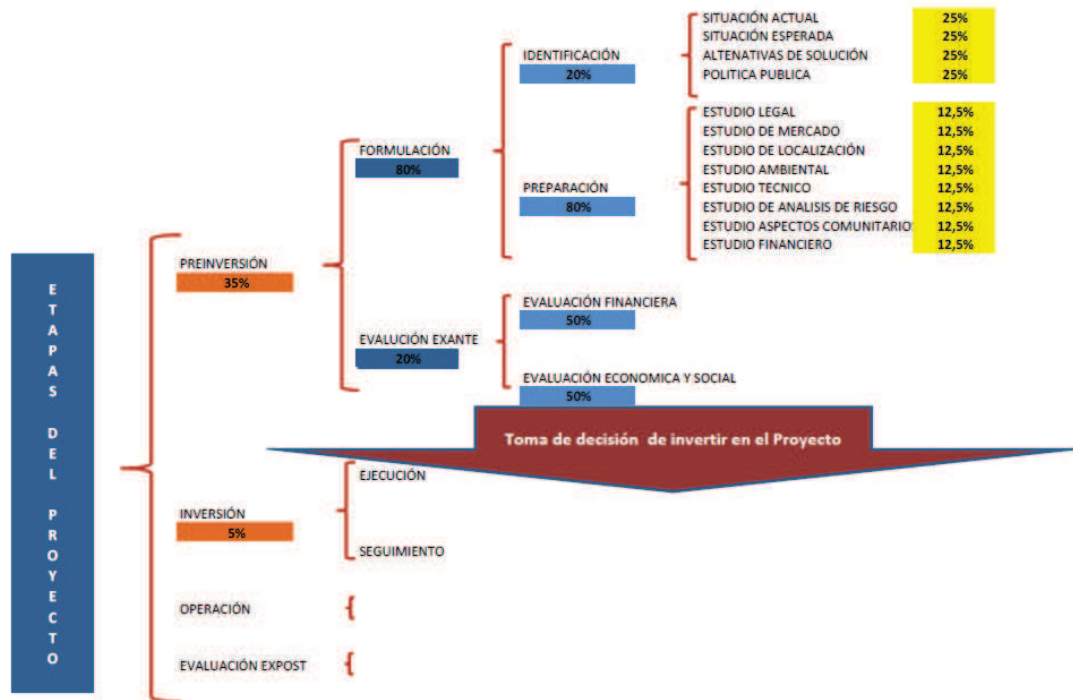
En este proyecto de grado sólo se trabajó la parte de preinversión, ya que ese era el alcance establecido en el convenio IPSE-UIS [6] y se realizó una ficha técnica en donde se señalan todos los elementos que componen los requisitos de preinversión para facilitar esta tarea (Ver anexo 1).

Se estableció un porcentaje de 35% a la etapa de preinversión por la dificultad que representa su desarrollo y la poca información que se tiene en estos procesos. La preinversión tiene como objeto evaluar la conveniencia de realizar un proyecto de inversión pública en particular. Es decir, exige contar con los estudios que sustenten que es socialmente rentable, sostenible y concordante con los lineamientos de política establecida por las autoridades correspondientes.

Esta etapa de preinversión se divide en formulación y evaluación exante. La formulación hace referencia a la identificación y preparación del proyecto. La evaluación exante proporciona elementos de juicio para determinar cuál es el proyecto que más conviene a la población, realizando la evaluación financiera y la

evaluación económica y social. En la Figura 1 se aprecian los porcentajes que se asignaron a cada aspecto del proyecto.

Figura 1. Etapas del proyecto.



Fuente: Contrato IPSE-UIS [6].

Luego se establecieron unos criterios de calificación en donde se tenían en cuenta los siguientes indicadores:

- Cobertura
- Costo de estructuración
- Tiempo de estructuración
- Valor de la inversión

Se determinó un rango de 1 a 5, siendo 1 la calificación más baja y 5 la más alta.

La calificación de cobertura se realizó dependiendo del número de usuarios beneficiados. Un proyecto en donde se brinde solución a un mayor número de usuarios es más atractivo para el Gobierno (Ver Tabla 4).

Tabla 4. Calificación cobertura.

CALIFICACIÓN COBERTURA	Rango No Usuarios		Calificación
	0	10	1
	11	20	2
	21	30	3
	31	40	4
	41		5

Fuente: Contrato IPSE-UIS [6].

En el costo de estructuración se contempló el número de horas/profesional y el valor unitario que se cobraba por valorar la identificación, estudio legal, estudio de mercadeo, estudio de localización, estudio ambiental, estudio técnico, análisis de riesgos, aspectos comunitarios, estudio financiero y evaluación del proyecto (Ver Tabla 5).

Tabla 5. Calificación costo de estructuración.

CALIFICACIÓN COSTOS ESTRUCTURACIÓN \$	Rango de Costos \$		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		1

Fuente: Contrato IPSE-UIS [6].

La calificación del tiempo de estructuración se determinaba por la magnitud del proyecto, es decir, la cantidad de meses que demoraba estructurar cada indicador según el estado de avance que presentara el proyecto (Ver Tabla 6).

Tabla 6. Calificación tiempo de estructuración.

CALIFICACIÓN TIEMPO DE ESTRUCTURACIÓN MESES	Rango de meses		Calificación
	-	1,0	5
	1,1	2,0	4
	2,1	3,0	3
	3,1	4,0	2
	4,0		1

Fuente: Contrato IPSE-UIS [6].

En la calificación de la inversión se trabajó con los presupuestos que se entregaron con los proyectos. Ya que los presupuestos que fueron entregados tenían más de 3 años almacenados, se actualizaron los precios tanto de materiales como de mano de obra al año vigente (Ver Tabla 7).

Tabla 7. Calificación valor de la inversión.

CALIFICACIÓN VALOR DE LA INVERSIÓN	Rango de Valor (\$)		Calificación
	0	500.000.000	5
	500.000.000	600.000.000	4
	600.000.001	700.000.000	3
	700.000.001	800.000.000	2
	800.000.001		1

Fuente: Contrato IPSE-UIS [6].

Luego de conocer los criterios de calificación, se determina el costo de estructuración, es decir, el costo que representa diligenciar la documentación faltante en los proyectos. Ésta tarea se realizó en base a una herramienta

realizada por el equipo de trabajo del convenio IPSE-UIS [6] y constaba de una tabla, la cual, calculaba el porcentaje de estructuración del proyecto en base a la documentación obtenida en las visitas(Ver Tabla 8).

Tabla 8. Requisitos de preinversión.

REQUISITOS PREINVERSIÓN		4%	35%
FORMULACION		4,2%	28,00%
IDENTIFICACIÓN		0,1	5,1
Análisis de Contribución del Proyecto a la Política Pública	0	0,0%	1,4%
Análisis de la situación Actual (Definición del Problema, causas, efectos)	0	0,0%	1,4%
Análisis de la situación Deseada (Definición del Objetivo general, específicos y metas)	0	0,0%	1,4%
Análisis de Alternativas de Solución	0	0,0%	1,4%
PREPARACIÓN-ESTUDIOS		4,2%	22,4%
Estudio Legal		0,3%	2,8%
Plan de Desarrollo	1	0,3%	0,3%
Plan de Ordenamiento Territorial	0	0,0%	0,3%
Régimen Tributario (tasas)	0	0,0%	0,3%
Tasas Retributivas Ambientales	0	0,0%	0,3%
Legislación Laboral (salarios, prestaciones, contrataciones, etc.)	0	0,0%	0,3%
Leyes, Decretos, Ordenanzas, Acuerdos, Resoluciones,	0	0,0%	0,3%
Licencias (exploración, construcción, demolición, etc.)	0	0,0%	0,3%
Contratos de Concesión	0	0,0%	0,3%
Otras normas	0	0,0%	0,3%
Incluye Título o Numero			
Incluye la Descripción			
Identifica la Relación con la Alternativa de Solución			

Fuente: Contrato IPSE-UIS [6].

Finalmente, se realiza este procedimiento para todos los proyectos identificados y se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 9. Análisis de proyectos.

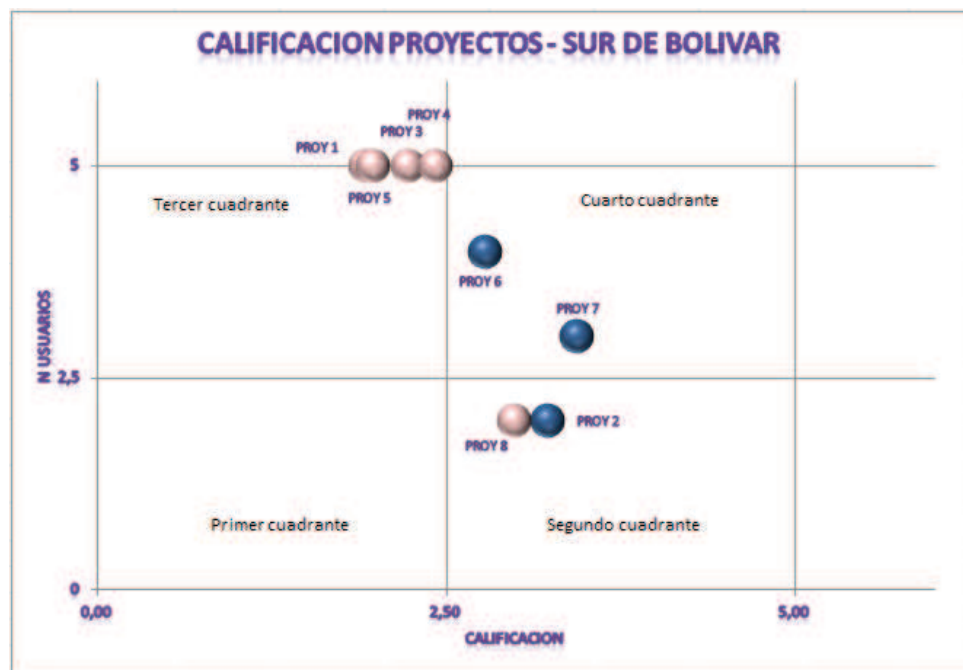
	CALIF	RANGO No USUARIOS	VALOR FASE DE ESTRUCTURACIÓN \$	TIEMPO- MESES	VALOR INVERSION \$	No Clientes	Observaciones
PROY 1	1,91	5	41.402.000	3	1.760.000.000	88	PROYECTO DE ELECTRIFICACION VEREDAS CARACOLI, CARACOLI BAJO, CARACOL Y VILLAHERMOSA- MUNICIPIO SANTA ROSA
PROY 2	3,21	2	18.845.000	1	300.000.000	15	PROYECTO DE ELECTRIFICACION VEREDA LOS PINOS- MUNICIPIO DE SANTA ROSA
PROY 3	2,22	5	29.969.000	2,5	1.020.000.000	51	PROYECTO DE ELECTRIFICACION VEREDA BARREJOBO- MUNICIPIO DE SANTA ROSA
PROY 4	2,41	5	29.969.000	2,5	1.020.000.000	51	PROYECTO DE ELECTRIFICACION VEREDAS LA CEIBA, JUAN PABLO II, LA ESMERALADA, SAN ANTONIO, SANTA HELENA Y CONCEPCION- SANTA ROSA
PROY 5	1,96	5	57.779.000	2	2.820.000.000	141	PROYECTO DE ELECTRIFICACION CORREGIMIENTO SANTA ISABEL, VEREDAS CERRO CUADRADO, EL PARAISO Y LOS LAURELES- SANTA ROSA
PROY 6	2,77	4	24.443.000	1,5	891.753.481	37	ELECTRIFICACION CORREGIMIENTO PAREDES DE ORORIA- MUNICIPIO DE MORALES
PROY 7	3,42	3	19.808.000	1,5	549.183.677	22	ELECTRIFICACION CORREGIMIENTO EL TOTUMO- MUNICIPIO DE MORALES
PROY 8	2,98	2	18.745.000	2,6	315.000.000	15	ELECTRIFICACION CORREGIMIENTO PUERTO RICO - MUNICIPIO DE MORALES

Fuente: Contrato IPSE-UIS [6].

4 SELECCIÓN DE UNO, DOS O TRES PROYECTOS PRIORITARIOS

La selección de proyectos se realizó luego de comparar la calificación obtenida por cada uno. Aunque la calificación representaba un elemento de peso en la selección, el tiempo de estructuración fue un factor determinante porque se debía cumplir con un cronograma y el tiempo máximo para la estructuración era de 1,5 meses. Para la selección se creó una herramienta grafica en Excel (Figura 2) en donde se distribuían los proyectos según su calificación y rango de usuarios.

Figura 2. Calificación de proyectos Sur de Bolívar.



Fuente: Contrato IPSE-UIS [6].

Los proyectos que se ubicaban en el cuarto cuadrante fueron los más viables para seleccionar, pero finalmente se seleccionó el proyecto número 7 porque se encontraba más estructurado que los demás y beneficiaba a un buen número de usuarios.

5 ESTRUCTURAR LOS PROYECTOS SELECCIONADOS, CUMPLIENDO CON REQUERIMIENTOS TÉCNICOS, AMBIENTALES, SOCIALES Y DEL POSIBLE FONDO DE FINANCIACIÓN

Antes de estructurar el proyecto seleccionado se realiza un análisis de las alternativas de solución de electrificación rural, con el fin de elegir la que tenga más ventajas y sea viable técnica y económicamente.

5.1 ANÁLISIS DE LAS ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN

Un factor fundamental en la elección de la alternativa de solución es el costo del kWh. Éste se determina a partir de la inversión total de la alternativa y el tiempo que dure ésta en operación. Solamente se desarrollará una metodología de cálculo para el precio de la energía de cada alternativa para tener una base de fundamentación.

5.1.1 EXTENSIÓN DE LA RED

La extensión de la red eléctrica es el método más usado para llevar energía a un usuario en Colombia. En los centros poblacionales frecuentemente se puede observar por las calles y vías principales las estructuras que se usan para la distribución de energía, y su constante utilización se debe a la confiabilidad, continuidad y seguridad del servicio. En las ciudades principales los operadores de red ofrecen el servicio de energía eléctrica a tensiones de 127[V], 220[V], 13,2[kV] y 34,5[kV]; lo que hace más atractivo la utilización de la red para cualquier tipo de carga.

5.1.1.1 RESUMEN GENERAL DEL PROYECTO

La extensión de la red que se plantea para este proyecto se realizó con base en las normas eléctricas, Normas para el diseño y construcción de redes de distribución CENS [3], Norma técnica RA8-025 [4], el RETIE [2] y la NTC-2050 [1].

Tabla 10. Características del proyecto.

Tipo de proyecto	Electrificación rural	
Vereda	El Totumo	
Ciudad	Morales	
Departamento	Bolívar	
Tipo de servicio	Rural	
Tipo de viviendas	Unifamiliar	
Número de viviendas	22	
Demanda máxima por usuario	Residencial	Escuela
	0,8[kVA]	8,7[kVA]
Nivel de media tensión	13,2[kV]	
Conductor de media tensión	Calibre	Longitud
	1/0 AWG ACSR	8,241[km]
Nivel de baja tensión	120/240[V]	
Conductor de baja tensión	Calibre	Longitud
	Triplex No.4 AWG AAC	2,902[km]
Transformador No.1(T1)	3[kVA]-13200/240-120[V] ± 2x2,5%	
Transformador No.2(T2)	5[kVA]-13200/240-120[V] ± 2x2,5%	
Transformador No.3(T3)	3[kVA]-13200/240-120[V] ± 2x2,5%	
Transformador No.4(T4)	10[kVA]-13200/240-120[V] ± 2x2,5%	
Transformador No.5(T5)	3[kVA]-13200/240-120[V] ± 2x2,5%	
Transformador No.6(T6)	3[kVA]-13200/240-120[V] ± 2x2,5%	
Transformador No.7(T7)	3[kVA]-13200/240-120[V] ± 2x2,5%	
Transformador No.8(T8)	3[kVA]-13200/240-120[V] ± 2x2,5%	
Transformador No.9(T9)	3[kVA]-13200/240-120[V] ± 2x2,5%	
Regulación máxima	3%	
Pérdidas de potencia máximas	7%	

Fuente: Autores.

5.1.1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

OBJETO

Mediante la extensión de la red se busca satisfacer la demanda energética de la zona rural del municipio de Morales, específicamente la vereda El Totumo y aumentar la productividad de ésta zona buscando la equidad social y la mejora en la calidad de vida de los habitantes.

CARACTERÍSTICAS DE LA CARGA

La vereda El Totumo está habitada en su mayoría por campesinos y se encuentra una escuela ubicada dentro de las inmediaciones para brindar el servicio de educación básica a ésta población. Por lo tanto, la carga a tratar se estudiará cómo tipo residencial, la cual cuenta con circuitos básicos para pequeños aparatos e iluminación. La carga de la escuela se calculará con base en la información que se obtuvo luego de la visita al sitio. Además, se trabajará con un factor de potencia de 0,95 por tratarse de cargas en su mayoría resistivas.

CIRCUITO DE ALIMENTACIÓN

Se derivará una red en media tensión a 13,2[kV] del circuito 5T00309 de CENS, aprovechando que éste circuito se encuentra ubicado cerca de la vereda.

RED DE MEDIA TENSIÓN

La red de media tensión (M.T) presentará una configuración de tipo radial con sección uniforme, bifásica aérea en cable No.1/0 AWG ACSR, aunque en la norma

técnica RA8-025 [4] se proponga calibre No.2 AWG ACSR. Esto se debe a que la Norma CENS [3] obliga a mantener la continuidad del circuito con el mismo calibre. La longitud de la red de M.T será de 8,241[km], instalado en postería de concreto de 12[m] - 510[kgf] para estructuras de paso. Donde se encuentre ubicado el transformador o terminales de circuito, se usarán postes de 12[m] – 750[kgf]. En algunos postes se deberán instalar vientos convencionales para cumplir con los parámetros mecánicos propuestos en la norma CENS [3]. La longitud de los vanos en M.T se calculó en base al estudio topográfico que se hizo en la zona.

SUBESTACIONES

Se utilizarán subestaciones de distribución aéreas seleccionadas con base en los cálculos realizados sujeto a las normas. En instalaciones eléctricas rurales se deben utilizar transformadores autoprotegidos [5]. Es decir, que consten de fusible y DPS para M.T y DPS e interruptor por B.T.

Para transformadores de 3[kVA] se hace una excepción porque no se fabrican autoprotegidos.

En total se utilizarán 9 transformadores monofásicos, con una relación de transformación de 13200/240-120 [V] como se muestra a continuación:

Tabla 11. Transformadores.

Transformadores monofásicos 13200/240-120[V]	
Potencia[kVA]	Número de transformadores
3	7
5	1
10	1

Fuente: Autores.

Para los transformadores no autoprotegidos de 3[kVA] se utilizarán fusibles de expulsión tipo K de 1[A].

REDES DE BAJA TENSION

La red de baja tensión será aérea en conductor trenzado No.4 AWG XLPE AAC con una longitud de 2,902[km] o en casos especiales se recomienda tender integralmente en conductor ACSR si se supera el esfuerzo mecánico permitido en la red. Se utilizará postera en concreto de 8[m] - 510[kgf]. Se distribuirá la energía a tensiones de 240[V] y 120[V]. Los conductores irán soportados en aisladores ubicados en las perchas a lo largo del tramo en B.T o en grapas de retención. Se instalarán medidores de energía en los postes, cuando se tenga por transformador más de un cliente luego del montaje de la red.

5.1.1.3 MEMORIAS DE CÁLCULO

Los cálculos realizador para la extensión de la red se realizaron con base en las Normas para el diseño y construcción de redes de distribución CENS [3] y la Norma técnica RA8-025 [4].

PARAMETROS DE DISEÑO:

Regulación máxima: 3%

Pérdidas de potencia máximas: 7%

HIPÓTESIS A: MÁXIMA VELOCIDAD DEL VIENTO

Velocidad del viento: 100[km/h]

Temperatura: 20[°C]

Factor de seguridad: 1,5

HIPÓTESIS B: MÍNIMA TEMPERATURA

Velocidad del viento: 10[km/h]

Temperatura: 15[°C]

Factor de seguridad: 1,5

HIPÓTESIS C: CONDICIÓN DIARIA

Velocidad del viento: 0[km/h]

Temperatura: 35[°C]

Factor de seguridad: 2,5

HIPÓTESIS D: MÁXIMA TEMPERATURA

Velocidad del viento: 0[km/h]

Temperatura: 75[°C]

Factor de seguridad: 2,5

MEDIA TENSIÓN: 13200[V]

BAJA TENSIÓN: 240-120[V]

CONDUCTOR M.T: 1/0 AWG ACSR

CONDUCTOR B.T: Triplex No.4 AWG XLPE AAC

5.1.1.3.1 DEMANDA MÁXIMA DE LA ESCUELA

Se reconoció en la visita un área construida de la escuela de 100[m²]. Para alumbrado y tomacorrientes se trabajará con una carga mínima para instalaciones en instituciones educativas (escuelas) de 32[VA/m²] según la Norma CENS [3].

$$P = 32 \frac{[VA]}{m^2} \times 100 [m^2] = 3200[VA]$$

Además se dispondrán de dos circuitos ramales de 1,5[kVA] para la sala de cómputo, un circuito ramal de 1,5[kVA] para el área administrativa y un circuito de 1[kVA] para un aire acondicionado.

En la Tabla 12 se muestra cada carga con su respectiva potencia.

Tabla 12. Cuadro de cargas de la escuela.

Carga	Potencia [VA]
Iluminación y tomacorrientes 1	1600
Iluminación y tomacorrientes 2	1600
Sala de computo 1	1500
Sala de computo 2	1500
Área administrativa	1500
Aire acondicionado	1000

Fuente: Autores.

Entonces, la carga total instalada es la suma de todas las cargas:

$$Carga\ total\ instalada = 8700 [VA]$$

Ahora se halla la demanda máxima para instituciones educativas según la norma de CENS [3], en donde los primeros 15000[VA] se toman al 100% y sobre 15000 [VA] al 50%.

$$D_{max} = 8700 \text{ [VA]}$$

La demanda máxima de la escuela es de 8700 [VA], una carga relativamente pequeña teniendo en cuenta que la población estudiantil de la vereda es bastante reducida por la poca población que habita allí.

5.1.1.3.2 DEMANDA MÁXIMA RESIDENCIAL

Luego de realizar la visita respectiva a la vereda, se calculó un área construida por cada casa de 60[m²]. Se trabajará con un circuito para alumbrado y tomacorrientes, un circuito para pequeños artefactos de cocina y otro para conexión de plancha.

Para alumbrado y tomacorrientes: La carga mínima para instalaciones residenciales es de 32 [VA/m²] según la Norma CENS [3]. Se realiza el cálculo de la potencia consumida según el área construida de cada vivienda y la potencia por metro cuadrado.

$$P = 32 \frac{\text{[VA]}}{\text{[m}^2\text{]}} \times 60 \text{ [m}^2\text{]} = 1920 \text{ [VA]}$$

En la Tabla 13 se muestra cada carga con su respectiva potencia.

Tabla 13. Cuadro de cargas usuario del sector rural.

Carga	Potencia [VA]
Iluminación y tomacorrientes	1920
Pequeños aparatos	1500
Plancha o lavadora	1500

Fuente: Autores.

Entonces, la carga total instalada es la suma de todas las cargas:

$$Carga\ total\ instalada = 4920 [VA]$$

Ahora se halla la demanda máxima según la norma de CENS [3], en donde los primeros 800 [VA] se toman al 100% y sobre 800 [VA] al 30%.

Demanda máxima:

$$Dmax = 800 + 0,3 \times (4920 - 800) = 2036[VA]$$

La demanda máxima hallada anteriormente se calculó suponiendo cargas de un usuario residencial de estrato 2. El consumo de energía eléctrica en el sector rural es significativamente más bajo que en el sector residencial, por lo tanto se utilizan valores de demanda diversificada para usuarios del sector rural con base en la norma técnica RA8-025 (criterios de diseño de la red de electrificación rural) de EPM [4], que se muestran en la Tabla 14.

El transformador para la escuela se seleccionará con base al resultado de la demanda máxima calculada.

Tabla 14. Demanda diversificada para el sector rural.

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%
16	0,50	8,00	10	80%
17	0,50	8,50	10	85%
18	0,50	9,00	10	90%
19	0,50	9,50	10	95%

Fuente: Norma técnica RA8-025 [4].

En la Tabla 14 se puede observar que la demanda varía según el número de usuarios que existan. En mínimo valor de demanda diversificada por usuario es de 0,5[kVA] y el máximo de 0,8[kVA].

5.1.1.3.3 SELECCIÓN DE TRANSFORMADORES

En el sector rural se utilizan transformadores de distribución monofásicos de 13200/240-120[V] con una potencia, según el número de usuarios asignados (Ver Tabla 12). Los transformadores se ubicarán luego de identificar los centros de carga en la distribución de usuarios. En la Tabla 15 se puede observar la capacidad y distribución de usuarios por transformador seleccionado.

Tabla 15. Transformadores seleccionados.

Trafo	Capacidad kVA	Usuarios	kVA/Usuario	Demanda máxima [kVA]	Porcentaje de carga
T01	3	1	0,8	0,8	27%
T02	5	7	0,55	3,85	77%
T03	10	2	*	9,5	95%
T04	3	3	0,6	1,8	60%
T05	3	3	0,6	1,8	60%
T06	3	3	0,6	1,8	60%
T07	3	1	0,8	0,8	27%
T08	3	1	0,8	0,8	27%
T09	3	1	0,8	0,8	27%

Fuente: Autores.

*La potencia del transformador T03 resulta de sumar la demanda máxima de la escuela y la de un usuario del sector rural.

$$T03 = 8700 + 800 = 9500[VA]$$

5.1.1.3.4 SELECCIÓN DE CONDUCTORES

La selección de conductores se realizó con base en los calibres propuestos en la norma RA8-025 [4], excepto el calibre utilizado en la red de M.T y teniendo en cuenta el cumplimiento de regulación de tensión permitida en la norma RA8-025 [4] y la Norma CENS [3]. Para la red de B.T se utilizará cable Triplex No.4 AWG XLPE AAC y para la red de M.T se utilizará cable No.1/0 ACSR.

5.1.1.3.5 REGULACIÓN DE TENSIÓN

El porcentaje de regulación calculado se realizó para la red de B.T y no debe exceder el 3 %, desde el transformador hasta el usuario más lejano según la norma técnica RA8-025 [4].

-Regulación por tramo:

$$\delta \% = \frac{KG.Fc.\sum S.L}{V^2}$$

Dónde: KG corresponde a la constante generalizada.

Fc corresponde al factor de corrección según tipo de conexión.

S es la potencia aparente de cada carga en [kVA].

L es la distancia en cada tramo en [m].

V es la tensión de línea del sistema.

En la Tabla 16 se pueden observar los factores de corrección para los diferentes tipos de conexión utilizados, según norma CENS [3].

Tabla 16. Factores de corrección según subestación y tipo de red.

Tipo de subestación	Tipo de red		
	Monofásica(FN)	Bifilar(FF)	Trifilar(FFN)
Monofásica	8	2	2
Trifásica	6	1,732	2,25

Fuente: Norma CENS [3].

En este proyecto se utilizarán subestaciones monofásicas y una red trifilar en baja tensión. Por lo tanto el factor de corrección (F_c) en este caso será 2.

Para la red de B.T se utilizará conductor Triplex No.4 AWG XLPE AAC según la Norma técnica RA8-025 [4]. La constante generalizada (KG) se selecciona con base en la norma CENS [3] (Ver Tabla 17).

Tabla 17. Constante de regulación (KG) Triplex No.4 AWG AAC.

Calibre(AWG)	Constante KG para distintos factores de potencia		
	0,8	0,9	0,95
6	186,22	209,75	221,34
4	117,05	131,81	139,08
2	73,79	83,07	87,64
1/0	46,44	52,25	55,11
2/0	36,93	41,53	43,79
3/0	29,19	32,87	34,68
4/0	23,23	26,15	27,58

Fuente: Norma CENS [3].

Ya que el factor de potencia con el que se plantea el diseño es de 0,95, la constante generalizada tiene un valor de 139,08.

La longitud de los tramos se calculó luego de realizar el estudio topográfico de la zona y de posicionar las estructuras en lugares estratégicos que facilitarán el montaje de los postes y el tendido de la línea.

Como ya se había enunciado anteriormente, la tensión de línea del sistema en B.T será 240[V].

Luego de calcular la regulación de tensión por tramos, se procede a calcular la regulación acumulada.

-Regulación acumulada:

$$\delta \%_{ACU} = \sum \delta\%$$

La sumatoria de las regulaciones por tramos debe ser menor o igual a 3% o de lo contrario se debe cambiar el calibre del conductor. En las Tablas 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24 y 25 se muestran los resultados de regulación de tensión obtenidos. En ningún tramo se excedió el 3% de regulación permitida.

5.1.1.3.6 PÉRDIDAS DE POTENCIA

En la Norma CENS [3] se permiten pérdidas de potencia máxima de 7%. Para calcular las pérdidas primero se deben calcular las pérdidas de potencia por tramo y más tarde las pérdidas de potencia acumuladas.

-Pérdidas de potencia por tramos:

Se calculó el valor de las pérdidas de potencia, mediante la fórmula que se describe a continuación:

$$P_p \% = \frac{10^{-4} \cdot 2 \cdot I^2 \cdot r \cdot l}{D_{max} \cdot fp}$$

La resistencia por unidad de longitud del cable Triplex No.4 AWG XLPE AAC es 1,656[Ω/km].

-Pérdidas de potencia acumuladas:

Corresponde al valor acumulado de las pérdidas de potencia del circuito, desde el poste en que se encuentra el transformador o desde la última derivación de ramal, hasta el tramo correspondiente.

$$P_p \%_{ACU} = \sum P_p \%$$

El porcentaje de pérdidas de potencia acumuladas no debe exceder el 7% o de lo contrario se debe cambiar el calibre del conductor.

En las Tablas 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24 y 25 se muestran los resultados de las pérdidas de potencia en la red de B.T. En ningún tramo se excedió el 7% de pérdidas de potencia máxima permitida.

Tabla 18. Resultados transformador T01.

Tramo		Longitud[m]	Usuarios por tramo	Dmax[kVA]	Dmax total[kVA]	Corriente[A]	Momento [kVA.m]	Regulación parcial %	Regulación acumulada %	Pérdidas parciales %	Pérdidas acumuladas %
Desde	PM001	42,071	1	0,8	0,8	3,333	33,657	0,163	0,163	0,204	0,204
Hasta	PB001										

Fuente: Autores.

Tabla 19. Resultados transformador T03.

Tramo		Longitud[m]	Usuarios por tramo	Dmax[kVA]	Dmax total[kVA]	Corriente[A]	Momento [kVA.m]	Regulación parcial %	Regulación acumulada %	Pérdidas parciales %	Pérdidas acumuladas %
Desde	PM042	46,014	1	0,8	0,8	3,333	36,811	0,178	0,178	0,223	0,223
Hasta	PB016										
Desde	PB016	46,019	1	0,8	0,8	3,333	36,815	0,178	0,356	0,223	0,446
Hasta	PM041										
Desde	PM041	25,445	1	0,8	0,8	3,333	20,356	0,098	0,454	0,123	0,569
Hasta	PB015										

Fuente: Autores.

Tabla 20. Resultados transformador T07.

Tramo		Longitud[m]	Usuarios por tramo	Dmax[kVA]	Dmax total[kVA]	Corriente[A]	Momento [kVA.m]	Regulación parcial %	Regulación acumulada %	Pérdidas parciales %	Pérdidas acumuladas %
Desde	PM083	35,496	1	0,8	0,8	3,333	28,397	0,137	0,137	0,172	0,172
Hasta	PB033										

Fuente: Autores.

Tabla 21. Resultados transformador T02.

Tramo	Longitud[m]	Usuarios por tramo	Dmax[kVA]	Dmax total[kVA]	Corriente[A]	Momento [kVA.m]	Regulación parcial %	Regulación acumulada %	Pérdidas parciales %	Pérdidas acumuladas %
Desde PM021	29,604	1	0,55	0,55	2,292	16,282	0,079	0,079	0,099	0,099
Hasta PB008										
Desde PM021	50,183	4	0,55	2,2	9,167	110,403	0,533	0,533	0,668	0,668
Hasta PB007										
Desde PB007	50,185	4	0,55	2,2	9,167	110,407	0,533	1,066	0,668	1,336
Hasta PM020										
Desde PM020	15,150	1	0,55	0,55	2,292	8,333	0,040	1,107	0,050	1,387
Hasta PB006										
Desde PM020	33,154	3	0,55	1,65	6,875	54,704	0,264	1,331	0,331	1,668
Hasta PB005										
Desde PB005	33,106	3	0,55	1,65	6,875	54,625	0,264	1,594	0,331	1,998
Hasta PM019										
Desde PM019	60,628	2	0,55	1,1	4,583	66,691	0,322	1,916	0,404	2,402
Hasta PM018										
Desde PM018	50,212	2	0,55	1,1	4,583	55,233	0,267	2,183	0,334	2,736
Hasta PB004										
Desde PB004	50,212	2	0,55	1,1	4,583	55,233	0,267	2,450	0,334	3,070
Hasta PM017										
Desde PM017	51,074	2	0,55	1,1	4,583	56,181	0,271	2,721	0,340	3,411
Hasta PB003										
Desde PB003	51,074	1	0,55	0,55	2,292	28,091	0,136	2,857	0,170	3,581
Hasta PM016										
Desde PM016	48,5	1	0,55	0,55	2,292	26,675	0,129	2,986	0,161	3,742
Hasta PB002										

Fuente: Autores.

Tabla 22. Resultados transformador T04.

Tramo	Longitud[m]	Usuarios por tramo	Dmax[kVA]	Dmax total[kVA]	Corriente[A]	Momento [kVA.m]	Regulación parcial %	Regulación acumulada %	Pérdidas parciales %	Pérdidas acumuladas %
Desde PM046	50,553	2	0,6	1,2	5,000	60,664	0,293	0,293	0,367	0,367
Hasta PB017										
Desde PB017	50,412	2	0,6	1,2	5,000	60,494	0,292	0,585	0,366	0,733
Hasta PM047										
Desde PM047	53,155	2	0,6	1,2	5,000	63,786	0,308	0,893	0,386	1,119
Hasta PB018										
Desde PB018	53,415	2	0,6	1,2	5,000	64,098	0,310	1,203	0,388	1,507
Hasta PM048										
Desde PM048	54,385	2	0,6	1,2	5,000	65,262	0,315	1,518	0,395	1,902
Hasta PB019										
Desde PB019	45,607	1	0,6	0,6	2,500	27,364	0,132	1,650	0,166	2,068
Hasta PM049										
Desde PM049	48,663	1	0,6	0,6	2,500	29,198	0,141	1,791	0,177	2,245
Hasta PB020										
Desde PB020	48,701	1	0,6	0,6	2,500	29,221	0,141	1,932	0,177	2,422
Hasta PM050										
Desde PM050	46,040	1	0,6	0,6	2,500	27,624	0,133	2,065	0,167	2,589
Hasta PB021										
Desde PB021	46,135	1	0,6	0,6	2,500	27,681	0,134	2,199	0,168	2,756
Hasta PM051										

Fuente: Autores.

Tabla 23. Resultados transformador T05.

Tramo	Longitud[m]	Usuarios por tramo	Dmax[kVA]	Dmax total[kVA]	Corriente[A]	Momento [kVA.m]	Regulación parcial %	Regulación acumulada %	Pérdidas parciales %	Pérdidas acumuladas %
Desde PM057	49,410	2	0,6	1,2	5,000	59,292	0,286	0,286	0,359	0,359
Hasta PB023										
Desde PB023	28,294	1	0,6	0,6	2,500	16,976	0,082	0,368	0,103	0,462
Hasta PB024										
Desde PB023	49,210	1	0,6	0,6	2,500	29,526	0,143	0,429	0,179	0,538
Hasta PM056										
Desde PM056	31,633	1	0,6	0,6	2,500	18,980	0,092	0,521	0,115	0,652
Hasta PB022										
Desde PM057	46,265	1	0,6	0,6	2,500	27,759	0,134	0,134	0,168	0,168
Hasta PB025										
Desde PB025	45,266	1	0,6	0,6	2,500	27,160	0,131	0,265	0,164	0,332
Hasta PM058										
Desde PM058	50,935	1	0,6	0,6	2,500	30,561	0,148	0,413	0,185	0,517
Hasta PB026										
Desde PB026	50,936	1	0,6	0,6	2,500	30,562	0,148	0,560	0,185	0,702
Hasta PM059										
Desde PM059	45,182	1	0,6	0,6	2,500	27,109	0,131	0,691	0,164	0,866
Hasta PB027										
Desde PB027	45,183	1	0,6	0,6	2,500	27,110	0,131	0,822	0,164	1,031
Hasta PM060										
Desde PM060	47,018	1	0,6	0,6	2,500	28,211	0,136	0,958	0,171	1,201
Hasta PB028										
Desde PB028	47,020	1	0,6	0,6	2,500	28,212	0,136	1,095	0,171	1,372
Hasta PM061										
Desde PM061	47,057	1	0,6	0,6	2,500	28,234	0,136	1,231	0,171	1,543
Hasta PB029										
Desde PB029	47,622	1	0,6	0,6	2,500	28,573	0,138	1,369	0,173	1,716
Hasta PM062										
Desde PM062	34,816	1	0,6	0,6	2,500	20,890	0,101	1,470	0,126	1,842
Hasta PB030										

Fuente: Autores.

Tabla 24. Resultados transformador T06.

Tramo		Longitud[m]	Usuarios por tramo	Dmax[kVA]	Dmax total[kVA]	Corriente[A]	Momento [kVA.m]	Regulación parcial %	Regulación acumulada %	Pérdidas parciales %	Pérdidas acumuladas %
Desde	PM066	50,072	2	0,6	1,2	5,000	60,086	0,290	0,290	0,364	0,364
Hasta	PB031										
Desde	PB031	50,073	2	0,6	1,2	5,000	60,088	0,290	0,580	0,364	0,727
Hasta	PM067										
Desde	PM067	51,938	1	0,6	0,6	2,500	31,163	0,150	0,731	0,189	0,916
Hasta	PB032										
Desde	PB032	51,936	1	0,6	0,6	2,500	31,162	0,150	0,881	0,189	1,105
Hasta	PM068										

Fuente: Autores.

Tabla 25. Resultados transformador T09.

Tramo		Longitud[m]	Usuarios por tramo	Dmax[kVA]	Dmax total[kVA]	Corriente[A]	Momento [kVA.m]	Regulación parcial %	Regulación acumulada %	Pérdidas parciales %	Pérdidas acumuladas %
Desde	PM095	46,407	1	0,8	0,8	3,333	37,126	0,179	0,179	0,225	0,225
Hasta	PB034										

Fuente: Autores.

5.1.1.3.7 SELECCIÓN DE FUSIBLE

Ya que los transformadores de 3[kVA] no se construyen autoprottegidos, se deben calcular el fusible y DPS necesarios para proteger el transformador de alguna sobrecarga o una variación de tensión en la red.

Para la selección de los fusibles se calcula el valor de la corriente nominal del lado de alta.

$$I_N = \frac{S_N}{V_L} = \frac{3}{13,2} = 0,227[A]$$

Se seleccionarán fusibles comerciales normalizados de 1 [A] Tipo K.

5.1.1.3.8 SELECCIÓN DE DPS

El dispositivo de protección contra sobretensiones transitorias protege el transformador de sobretensiones transitorias causadas por descargas atmosféricas y/o maniobras de switcheo, desviándolas a tierra. El DPS se calcula en base a la máxima tensión de línea y el factor de puesta a tierra. En este caso se utiliza una máxima tensión de línea de 14,5[kV] y un factor de puesta a tierra de 0,8 según la norma CENS [3] para DPS's.

$$V_p = F_{p.t.} \times V_{L\ max} = 0.8 * 14.5 = 11,6 [KV]$$

Se seleccionan DPS's con valores normalizados de tensión de 12[kV] con una capacidad de descarga de 10[kA].

5.1.1.3.9 IMPEDANCIA MÁXIMA DE PUESTA A TIERRA

Ya que la puesta a tierra es un indicador que limita directamente la máxima elevación de potencial y controla las tensiones transferidas, pueden tomarse los siguientes valores máximos de resistencia de puesta a tierra, adoptados de la norma CENS [3] (Ver Tabla 26).

Tabla 26. Impedancia máxima de puesta a tierra.

Electrificación rural	
Subestaciones de media tensión	10[Ω]
Protección contra rayos	10[Ω]
Neutro de acometida en baja tensión	25[Ω]

Fuente: Norma CENS [3].

El neutro en baja tensión se aterrizará en el apoyo de ubicación del transformador y en todos los apoyos finales del circuito o en los apoyos que por topografía del terreno, sean más vulnerables a descargas atmosféricas. La conexión se realizará en alambre de cobre desnudo. El calibre mínimo establecido es el No.4 AWG y la separación mínima horizontal del electrodo a la base del apoyo debe ser de 1[m].

El bajante de puesta a tierra de los DPS's y del neutro del transformador se conectarán equipotencialmente.

5.1.1.3.10 RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN

A pesar que la norma es muy clara con la relación de transformación que se debe manejar en transformadores monofásicos para zonas rurales, se calcula la relación de transformación con base en la constante propia del transformador (3%) y a la regulación porcentual de la red (3%). La tensión de diseño que se utilizó para este cálculo fue de 220[V].

Tensión de diseño (V_d) = 220[V]

Constante propia del transformador (U_z) = 3%

Regulación porcentual de la red ($\delta\%$) = 3%

$$V_s = V_d \left(1 + \frac{U_z\% + \frac{\delta\%}{2}}{100} \right) = 220 \left(1 + \frac{3 + \frac{3}{2}}{100} \right) = 229,9[V]$$

Entonces, se seleccionan transformadores monofásicos con una relación de transformación 13200/240-120 \pm 2 x 2,5%.

5.1.1.4 CÁLCULOS MECÁNICOS DE LOS CONDUCTORES

Una vez seleccionados los conductores para la red de B.T y M.T, se realizarán los cálculos matemáticos que describen el comportamiento mecánico de los conductores y posterioría ante situaciones críticas. Estos escenarios presentan situaciones ambientales y de operación que deben ser analizados con detalle por poseer variables que someten a los conductores, aisladores y postes a condiciones máximas de operación.

CÁLCULO DE LA TENSIÓN EN EL VERTICE DE LA CATENARIA

Se calcula la tensión en el vértice de la catenaria para el conductor de media tensión, cable No.1/0 AWG ACSR y para el conductor en baja tensión, cable Triplex No.4 AWG XLPE AAC. Para realizar este análisis, se tendrán en cuenta los siguientes escenarios, que se denominarán de ahora en adelante como “Hipótesis”

por hacer parte de los planteamientos del cálculo de la red y estar propuestos en la norma CENS [3] (Ver Tabla 27).

Tabla 27. Hipótesis propuesta en la norma CENS.

Hipótesis A: Máxima velocidad del viento	
Velocidad del viento	100[km/h]
Temperatura	20°C
Hipótesis B: Mínima temperatura	
Velocidad del viento	10[km/h]
Temperatura	15°C
Hipótesis C: Operación diaria	
Velocidad del viento	0[km/h]
Temperatura	35°C
Hipótesis D: Temperatura máxima	
Velocidad del viento	0[km/h]
Temperatura	75°C

Fuente: Norma CENS [3].

Luego de conocer la hipótesis se identifican los factores de seguridad límites de cálculo que se utilizarán para el diseño de la red. La norma CENS [3] propone dos factores de seguridad que se observan en la Tabla 28.

Tabla 28. Factores de seguridad.

Factor de seguridad mínimo	1,5
Factor de seguridad máximo	2,5

Fuente: Norma CENS [3].

5.1.1.4.1 CÁLCULO DE LA TENSIÓN EN EL VERTICE DE LA CATENARIA PARA EL CONDUCTOR No.1/0 AWG ACSR DE M.T

Las características del cable No.1/0 AWG ACSR se muestran en la Tabla 29.

Tabla 29. Características mecánicas del conductor No.1/0 AWG ACSR.

Conductor No.1/0 AWG ACSR			
Conductor		Raven (Cuervo)	
Calibre		1/0 AWG	
Número de hilos	Aluminio	6	Nhal
	Acero	1	Nhac
Diámetro de cada hilo	Aluminio	3,3784[mm]	Dhal
	Acero	3,3784[mm]	Dhac
Área de la sección transversal	Aluminio	53,484[mm ²]	
	Total	62,387[mm ²]	S _C
Peso por unidad de longitud	Aluminio	146,7[kg/km]	
	Acero	69,4[kg/km]	
	Total	0,2161[kg/m]	p
Módulo de elasticidad	Aluminio	6300[kg/mm ²]	Eal
	Acero	21000[kg/mm ²]	Eac
Coeficiente de dilatación	Aluminio	2,3 x10 ⁻⁵ °C ⁻¹	α_{al}
	Acero	1,15 x10 ⁻⁵ °C ⁻¹	α_{ac}
Diámetro nominal del cable		10,109 x10 ⁻³ [m]	Dc
Carga de rotura		1941,4[kg]	Tr

Fuente: Autores.

CARGA DE RUPTURA APARENTE

A través de la Tabla 29 se obtiene el valor de la carga de ruptura y la sección de área transversal total del conductor No.1/0 AWG ACSR en media tensión. El cociente entre estos dos valores se conoce como carga de ruptura aparente por unidad de área (t_r).

$$Tr = 1941,4[Kg] \qquad S_C = 62,387[mm^2]$$

Cociente entre la carga de ruptura y la sección de área transversal total.

$$t_r = \frac{Tr}{Sc} = \frac{1941,4}{62,387} = 31,118 \left[\frac{Kg}{mm^2} \right]$$

PESO APARENTE

A través de la Tabla 29 se obtiene el valor del peso del cable por unidad de longitud.

$$p = 0,2161 \left[\frac{Kg}{m} \right]$$

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

$$w = \frac{p}{Sc} = \frac{0,2161}{62,387} = 3,463 \times 10^{-3} \left[\frac{Kg}{m \cdot mm^2} \right]$$

MODULO ELASTICO

Se usarán los siguientes módulos elásticos para el aluminio y para el acero. Estos valores pueden variar entre cada fabricante, dependiendo de la forma como se trate y se trabaje el material.

$$E_{al} = 6300 \left[\frac{kg}{mm^2} \right]$$

$$E_{ac} = 21000 \left[\frac{kg}{mm^2} \right]$$

COEFICIENTE DE DILATACION

Se usarán los siguientes valores estándar de coeficiente de dilatación para el aluminio y el acero. Estos valores pueden variar entre cada fabricante, dependiendo de la forma como se trate y se trabaje el material.

$$\alpha_{al} = 2,3 \times 10^{-5} \left[\frac{1}{C^{\circ}} \right] \quad \alpha_{ac} = 1,15 \times 10^{-5} \left[\frac{1}{C^{\circ}} \right]$$

PRESION EJERCIDA POR EL VIENTO PARA CADA ESCENARIO O HIPÓTESIS

Para cada escenario, se calculará la presión que ejerce el viento sobre el conductor. Para esto, se usará el valor de diámetro nominal del cable obtenido a través de la Tabla 29 correspondiente a $D_c = 10,109 \times 10^{-3} [m]$.

$$P_{VA} = 0,0042(V_{VA})^2 \times D_c = 0,0042(100)^2(10,109 \times 10^{-3}) = 0,424 \left[\frac{Kg}{m} \right]$$

$$P_{VC} = 0,0042(V_{VC})^2 \times D_c = 0,0042(0)^2(10,109 \times 10^{-3}) = 0 \left[\frac{Kg}{m} \right]$$

$$P_{VD} = 0,0042(V_{VD})^2 \times D_c = 0,0042(0)^2(10,109 \times 10^{-3}) = 0 \left[\frac{Kg}{m} \right]$$

FACTOR DE SOBRECARGA PARA CADA ESCENARIO O HIPÓTESIS

Para cada escenario, se calculará el factor de sobrecarga, mediante la siguiente fórmula

$$m_A = \sqrt{1 + \left(\frac{Pv_A}{p}\right)^2} = \sqrt{1 + \left(\frac{0,424}{0,2161}\right)^2} = 2,202$$

$$m_C = \sqrt{1 + \left(\frac{Pv_C}{p}\right)^2} = \sqrt{1 + \left(\frac{0}{0,2161}\right)^2} = 1$$

$$m_D = \sqrt{1 + \left(\frac{Pv_D}{p}\right)^2} = \sqrt{1 + \left(\frac{0}{0,2161}\right)^2} = 1$$

VANO REGULADOR

Para diseños de redes de distribución en M.T se suelen utilizar vanos de 70[m] en redes urbanas, pero para el sector rural las distancias entre apoyos dependerán de la topografía del terreno y del diseño debidamente aprobado por CENS. Para calcular el vano regulador se utiliza la siguiente fórmula:

$$a_r = \sqrt{\frac{\sum a^3}{a}}$$

En la Tabla 30 se muestran las distancias entre estructuras de M.T con base al plantillado propuesto en el diseño y al estudio topográfico.

Tabla 30. Distancias entre estructuras de media tensión.

Tramo		Longitud [m]	Tramo		Longitud [m]	Tramo		Longitud [m]
Desde	Hasta		Desde	Hasta		Desde	Hasta	
PM000	PM001	68,197	PM031	PM032	99,706	PM063	PM064	96,407
PM001	PM002	68,197	PM032	PM033	98,082	PM064	PM065	90,360
PM002	PM003	68,893	PM033	PM034	63,327	PM065	PM066	95,242
PM003	PM004	68,893	PM034	PM035	63,404	PM066	PM067	95,039
PM004	PM005	68,269	PM035	PM036	95,015	PM067	PM068	97,647
PM005	PM006	68,271	PM036	PM037	97,572	PM068	PM069	100,408
PM006	PM007	68,058	PM037	PM038	89,435	PM069	PM070	87,689
PM007	PM008	68,059	PM038	PM039	88,961	PM070	PM071	95,755
PM008	PM009	66,002	PM039	PM040	97,150	PM071	PM072	96,562
PM009	PM010	66,003	PM040	PM041	95,630	PM072	PM073	89,374
PM010	PM011	62,843	PM041	PM042	95,405	PM073	PM074	95,794
PM011	PM012	62,843	PM042	PM043	95,339	PM074	PM075	95,409
PM012	PM013	63,262	PM043	PM044	93,097	PM075	PM076	92,854
PM013	PM014	63,287	PM044	PM045	93,914	PM076	PM077	94,934
PM014	PM015	64,818	PM045	PM046	91,732	PM077	PM078	95,000
PM015	PM016	64,873	PM046	PM047	98,913	PM078	PM079	99,727
PM016	PM017	90,848	PM047	PM048	108,426	PM079	PM080	99,719
PM017	PM018	101,859	PM048	PM049	93,297	PM080	PM081	99,437
PM018	PM019	60,628	PM049	PM050	95,146	PM081	PM082	98,447
PM019	PM020	60,689	PM050	PM051	94,328	PM082	PM083	95,371
PM020	PM021	94,118	PM051	PM052	97,867	PM083	PM084	99,853
PM021	PM022	98,300	PM052	PM053	85,897	PM084	PM085	91,039
PM022	PM023	54,364	PM053	PM054	95,005	PM085	PM086	93,755
PM023	PM024	54,385	PM054	PM055	96,034	PM086	PM087	98,711
PM024	PM025	95,156	PM055	PM056	91,839	PM087	PM088	94,564
PM025	PM026	55,816	PM056	PM057	100,249	PM088	PM089	90,199
PM026	PM027	55,691	PM057	PM058	96,959	PM089	PM090	93,193
PM027	PM028	73,032	PM058	PM059	94,366	PM090	PM091	97,992
PM028	PM029	72,490	PM059	PM060	95,218	PM091	PM092	97,707
PM029	PM030	91,103	PM060	PM061	88,284	PM092	PM093	98,101
PM030	PM031	88,755	PM061	PM062	93,355	PM093	PM094	95,000
			PM062	PM063	95,010	PM094	PM095	94,321

Fuente: Estudio topográfico [6].

Luego de conocer todas las distancias entre estructuras de media tensión, se calcula el vano regulador.

$$a_r = \sqrt{\frac{66834558,45}{8241,574}} = 90,052[m]$$

Para simplificar los cálculos se elegirá un vano regulador supuesto de 94,5[m]. El vano regulador obtenido no debe tener una variación superior al 5% del vano regulador supuesto.

$$\%E = \frac{93 - 90,052}{93} \times 100 = 3,169\%$$

El error obtenido es de 3,169%. Esto significa que se cumple con la condición al estar por debajo del error máximo permitido en la norma CENS [3] del 5%.

DISTANCIA MINIMA AL TERRENO

Se tomará una distancia en los apoyos para una máxima flecha de tal manera que los conductores queden situados por encima de cualquier punto del terreno a una altura mínima calculada con la siguiente ecuación:

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

Se utilizará una distancia mínima al terreno de 5,6[m], ya que la norma CENS [3] propone ésta distancia mínima en áreas cultivadas.

FLECHA MAXIMA VERTICAL

Para las estructuras de media tensión se seleccionarán postes de 12 [m]. La longitud libre del poste está dada por:

$$L_{LP} = 0,9 \times L_P - 0,6 = (0,9 \times 12) - 0,6 = 10,2[m]$$

Para una red de distribución, la flecha máxima vertical está definida por:

$$f_{max\ vert} = L_{LP} - 0,6 - D_{m.t.} = 10,2 - 0,6 - 5,4 = 4[m]$$

ORDENADA DEL VERTICE DE LA CATENARIA

La ordenada del vértice de la catenaria es posible hallarla por la siguiente ecuación:

$$f_{max\ vert} = h_D \left(\cosh \left(\frac{a_r}{2 \cdot h_D} \right) - 1 \right)$$

$$4 = h_D \left(\cosh \left(\frac{93}{2 \cdot h_D} \right) - 1 \right)$$

$$h_D = 270,945[m]$$

La ordenada en el punto de amarre del conductor más bajo del poste es la siguiente:

$$H_D = f_{max\ vert} + h_D = 4 + 270,945 = 274,945[m]$$

ANÁLISIS DE HIPÓTESIS A TRAVÉS DE LA ECUACIÓN DE CAMBIO DE ESTADO

Para verificar que se cumplen los factores de seguridad en escenarios importantes, como operación diaria, velocidad del viento máxima y temperatura máxima, se analizan las condiciones de cada uno de éstos, a través de la ecuación de cambio de estado, que permite calcular la carga en cualquier condición de operación. Esta ecuación se describe como:

$$t_2^3 + At_2^2 = B$$

Donde las constantes A y B, se calculan de la siguiente manera:

$$A = \alpha E(\theta_2 - \theta_1) - t_1 + \frac{E(a_R w m_1)^2}{24(t_1^2)} \quad B = \frac{E(a_R w m_2)^2}{24}$$

Se partirá de la hipótesis de máxima temperatura (hipótesis D), pues es en esta en la que por las características del vano y postería se suele presentar la flecha máxima en redes de distribución.

ANÁLISIS DE LA HIPOTESIS A, A PARTIR DE LA HIPOTESIS D

Se calculará el valor de la carga en la hipótesis D, a través de la ecuación:

$$t_D = H_D \cdot m_D \cdot w = 274,945 \times 1 \times 3,463 \times 10^{-3} = 0,952 \left[\frac{Kg}{mm^2} \right]$$

Se plantea la ecuación de cambio de estado con sus respectivas constantes:

$$A = \alpha E(\theta_A - \theta_D) - t_D + \frac{E(a_R w m_D)^2}{24(t_D^2)}$$

$$A = (2,3 \times 10^{-5} \times 8400)(20 - 75) - 0,982 + \frac{(8400)((93)(3,463 \times 10^{-3})(1))^2}{24 \cdot (0,952^2)}$$

$$A = 30,363 \left[\frac{Kg}{mm^2} \right]$$

$$B = \frac{E(a_R w m_A)^2}{24} = \frac{(8400)(93 \times 3,463 \times 10^{-3} \times 2,202)^2}{24} = 176,524 \left[\frac{Kg}{mm^2} \right]^3$$

$$t_A^3 + At_A^2 = B \qquad t_A = 2,323 \left[\frac{Kg}{mm^2} \right]$$

Una vez hallado este valor de carga, se calcula el factor de seguridad correspondiente:

$$F_s = \frac{t_r}{t_A} = \frac{31,118}{2,323} = 13,390$$

Como el factor de seguridad resultó mayor que el factor de seguridad mínimo (1,5), significa que el diseño cumple con los criterios requeridos.

ANALISIS DE LA HIPOTESIS C, A PARTIR DE LA HIPOTESIS D

Se calculará el valor de la carga en la hipótesis D, a través de la ecuación:

$$A = \alpha E(\theta_C - \theta_D) - t_D + \frac{E(a_R w m_D)^2}{24(t_D^2)}$$

$$A = (2.3 \times 10^{-5} \times 8400)(35 - 75) - 0,937 + \frac{(8400)((93)(3,463 \times 10^{-3})(1))^2}{24(0,952)}$$

$$A = 32,743 \left[\frac{Kg}{mm^2} \right]$$

$$B = \frac{E(a_R w m_C)^2}{24} = \frac{(8400)(93 \times 3,463 \times 10^{-3} \times 1)^2}{24} = 36,320 \left[\frac{Kg}{mm^2} \right]^3$$

$$t_C^3 + A t_C^2 = B \qquad t_C = 1,036 \left[\frac{Kg}{mm^2} \right]$$

Una vez hallado este valor de carga, se calcula el factor de seguridad correspondiente:

$$F_s = \frac{31,118}{1,036} = 30,010$$

Como el factor de seguridad resultó mayor que el factor de seguridad para condición diaria (2,5), el diseño cumple con los criterios requeridos.

Debido a que la hipótesis A, es la condición más desfavorable, la tensión t_A , es la tensión máxima:

$$t_{MAX} = t_A = 2,323 \left[\frac{Kg}{mm^2} \right]$$

La ordenada para el punto de amarre corresponde a:

$$H_A = \frac{t_A}{m_A * w} = \frac{2,323}{2,202 * 3,463 * 10^{-3}} = 304,317 [m]$$

$$H_A = h_A * \cosh\left(\frac{a_r}{2 * h_a}\right)$$

$$304,317 = h_A * \cosh\left(\frac{93}{2 * h_a}\right)$$

$$h_A = 300,715[m]$$

FLECHA MÁXIMA INCLINADA

Se realiza el cálculo de la flecha máxima inclinada, a partir de la siguiente ecuación:

$$f_A = H_A - h_A = 304,317 - 300,715 = 3,602 [m]$$

FLECHA MAXIMA VERTICAL

Se realiza el cálculo de la flecha máxima vertical a partir de la siguiente ecuación:

$$f_V = f_A \cdot \cos(i), \text{ donde } \cos(i) = \frac{1}{m_A}$$

$$f_V = \frac{f_A}{m_A} = \frac{3,602}{2,202} = 1,635[m]$$

TENSIÓN EN EL VERTICE SOBRE LOS CONDUCTORES DE FASE

Se realiza el cálculo de la tensión en el vértice por unidad de longitud:

$$t_V = \frac{h_A \cdot t_A}{H_A} = \frac{300,715 \times 2,323}{304,317} = 2,295 \left[\frac{Kg}{mm^2} \right]$$

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

$$T_{vf} = t_V \cdot S_C = 2,295 \times 62,387 = 143,263[Kg]$$

5.1.1.4.2 CÁLCULO DE LA TENSIÓN EN EL VERTICE DE LA CATENARIA PARA EL CONDUCTOR TRIPLEX No.4 AWG AAC PARA B.T.

Las características del cable Triplex No.4 AWG AAC se muestran en la Tabla 31.

Tabla 31. Características mecánicas del conductor Triplex No.4 AWG AAC.

Conductor Triplex No.4 AWG XLPE AAC			
Conductor		Periwinkle	
Calibre		4 AWG	
Número de hilos	Aluminio	7	Nhal
Diámetro de cada hilo	Aluminio	1,96[mm]	Dhal
Área de la sección transversal	Total	63,360[mm ²]	Sc
Peso por unidad de longitud	Total	262[kg/km]	p
Módulo de elasticidad	Aluminio	6300[kg/mm ²]	Eal
Coefficiente de dilatación	Aluminio	2.3 x10 ⁻⁵ °C ⁻¹	α_{al}
Diámetro nominal del cable		17 x10 ⁻³ [m]	Dc
Carga de rotura		844[kg]	Tr

Fuente: Autores.

El conductor Triplex No.4 XLPE AAC está constituido por un neutro mensajero tipo ACSR del mismo calibre.

CARGA DE RUPTURA APARENTE

A través de la Tabla 31 se obtiene el valor de la carga de ruptura y la sección de área transversal total del conductor No.4 AWG XLPE AAC en baja tensión. El cociente entre estos dos valores se conoce como carga de ruptura aparente por unidad de área (t_r).

$$Tr = 844[Kg]$$

$$Sc = 63,360[mm^2]$$

Cociente entre la carga de ruptura y la sección de área transversal total.

$$t_r = \frac{Tr}{Sc} = \frac{844}{63,360} = 13,320 \left[\frac{Kg}{mm^2} \right]$$

PESO APARENTE

A través de la Tabla 31 se obtiene el valor del peso del cable por unidad de longitud.

$$p = 0,262 \left[\frac{Kg}{m} \right]$$

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

$$w = \frac{p}{Sc} = \frac{0,262}{63,360} = 4,135 \times 10^{-3} \left[\frac{Kg}{m \cdot mm^2} \right]$$

MODULO ELASTICO

Se usará el módulo elástico para el aluminio únicamente por las características del cable Triplex No.4 AWG XLPE AAC y porque el neutro mensajero, en ACSR, solo posee un hilo de acero que se va a despreciar en los cálculos mecánicos y se reemplazará por uno de aluminio para facilitar el procedimiento.

Estos valores pueden variar entre cada fabricante, dependiendo de la forma como se trate y se trabaje el material.

$$E_{al} = 6300 \left[\frac{kg}{mm^2} \right]$$

COEFICIENTE DE DILATACIÓN

Se usara el siguiente valor estándar de coeficiente de dilatación para el aluminio. Este valor puede variar entre cada fabricante, dependiendo de la forma como se trate y se trabaje el material.

$$\alpha_{al} = 2,3 \times 10^{-5} \left[\frac{1}{C^{\circ}} \right]$$

PRESION EJERCIDA POR EL VIENTO PARA CADA ESCENARIO O HIPÓTESIS

Para cada escenario, se calculará la presión que ejerce el viento sobre el conductor. Para esto, se usará el valor de diámetro nominal del cable obtenido a través de la Tabla 31 correspondiente a $D_c = 17 \times 10^{-3}$ [m].

$$P_{VA} = 0,0042(V_{VA})^2 \times D_c = 0,0042(100)^2(17 \times 10^{-3}) = 0,714 \left[\frac{Kg}{m} \right]$$

$$P_{VC} = 0,0042(V_{VC})^2 \times Dc = 0,0042(0)^2(17 \times 10^{-3}) = 0 \left[\frac{Kg}{m} \right]$$

$$P_{VD} = 0,0042(V_{VD})^2 \times Dc = 0,0042(0)^2(17 \times 10^{-3}) = 0 \left[\frac{Kg}{m} \right]$$

FACTOR DE SOBRECARGA PARA CADA ESCENARIO O HIPÓTESIS

Para cada escenario, se calculará el factor de sobrecarga, mediante la siguiente fórmula:

$$m_A = \sqrt{1 + \left(\frac{Pv_A}{p}\right)^2} = \sqrt{1 + \left(\frac{0,714}{0,262}\right)^2} = 2,902$$

$$m_C = \sqrt{1 + \left(\frac{Pv_C}{p}\right)^2} = \sqrt{1 + \left(\frac{0}{0,262}\right)^2} = 1$$

$$m_D = \sqrt{1 + \left(\frac{Pv_D}{p}\right)^2} = \sqrt{1 + \left(\frac{0}{0,262}\right)^2} = 1$$

VANO REGULADOR

Para diseños de redes de distribución en B.T se suelen utilizar vanos de 35[m] en redes urbanas, pero para el sector rural las distancias entre apoyos dependerán de la topografía del terreno y del diseño debidamente aprobado por CENS.

En la Tabla 32 se muestran las distancias entre estructuras de B.T con base al plantillado propuesto en el diseño y al estudio topográfico.

Tabla 32. Distancias entre estructuras de baja tensión.

Tramo		Longitud [m]	Tramo		Longitud [m]
Desde	Hasta		Desde	Hasta	
PM001	PB001	42,071	PB017	PM047	50,412
PM016	PB002	48,500	PM047	PB018	53,155
PM016	PB003	51,074	PB018	PM048	53,415
PB003	PM017	51,074	PM048	PB019	54,385
PM017	PB004	50,212	PB019	PM049	45,607
PB004	PM018	50,212	PM049	PB020	48,663
PM018	PM019	60,628	PB021	PM050	48,701
PM019	PB005	33,106	PM050	PB021	46,040
PB005	PM020	33,154	PB021	PM051	46,135
PM020	PB006	15,150	PM056	PB022	31,633
PM020	PB007	50,185	PM056	PB023	49,210
PB007	PM021	50,183	PB023	PB024	28,294
PM021	PB008	29,604	PB023	PM057	49,410
PM021	PB009	50,181	PM057	PB025	46,265
PB009	PM022	68,050	PB025	PM058	46,266
PM022	PM023	54,364	PM058	PB026	50,935
PM023	PM024	54,385	PB026	PM059	50,936
PM024	PB010	43,116	PM059	PB027	45,182
PB010	PB011	43,116	PB027	PM060	45,183
PM024	PB012	51,718	PM060	PB028	47,018
PB012	PM025	51,580	PB028	PM061	47,020
PM025	PM026	55,816	PM061	PB029	47,057
PM026	PM027	55,691	PB029	PM062	47,622
PM027	PM028	73,032	PM062	PB030	34,816
PM028	PM029	72,490	PM066	PB031	50,072
PM029	PB013	48,088	PB031	PM067	50,073
PB013	PB014	48,088	PM067	PB032	51,938
PM041	PB015	25,445	PB032	PM068	51,936
PM041	PB016	46,019	PM083	PB033	35,496
PB016	PM042	46,014	PM089	Usuario	0
PM046	PB017	50,553	PM095	PB034	46,407

Fuente: Estudio topográfico [6].

Se utilizarán las estructuras de media tensión anteriormente propuestas para el tendido de algunos tramos de la red de baja tensión.

Ahora, para calcular el vano regulador se utiliza la siguiente formula teniendo en cuenta las distancias entre apoyos.

$$a_r = \sqrt{\frac{\sum a^3}{a}}$$

Luego de conocer todas las distancias entre estructuras de baja tensión, se calcula el vano regulador.

$$a_r = \sqrt{\frac{7357011,8}{2902,181}} = 50,348[m]$$

Para simplificar los cálculos se elegirá un vano regulador supuesto de 52[m]. El vano regulador obtenido no debe tener una variación superior al 5% del vano regulador supuesto.

$$\%E = \frac{52 - 50,348}{52} \times 100 = 3,176\%$$

El error obtenido es de 3,176%. Esto significa que se cumple la condición al estar por debajo del error máximo permitido en la norma CENS [3] del 5%. El error máximo se aplica tanto en baja tensión como en media tensión.

DISTANCIA MINIMA AL TERRENO

Se tomará una distancia en los apoyos para una máxima flecha de tal manera que los conductores queden situados por encima de cualquier punto del terreno a una altura mínima calculada con la siguiente ecuación:

$$D_{m.t.} = 5,3 + \frac{V_L}{150} = 5,3 + \frac{0,240}{150} = 5,3016 \approx 5,3 [m]$$

Se utilizará una distancia mínima al terreno de 5,3[m] aunque en la norma CENS [3] se proponga una distancia mínima de 5[m] en áreas cultivadas.

FLECHA MAXIMA VERTICAL

Para las estructuras de baja tensión se seleccionarán postes de 8[m] – 510[kgf] y se utilizarán los postes de media tensión como soporte en algunos tramos. La longitud libre del poste de 8[m] está dada por:

$$L_{LP} = 0,9 \times L_P - 0,6 = 0,9 \times 8 - 0,6 = 6,6[m]$$

Para una red de distribución, la flecha máxima vertical está definida por:

$$f_{max\ vert} = L_{LP} - 0,6 - D_{m.t.} = 6,6 - 0,6 - 5,3 = 0,7[m]$$

ORDENADA DEL VERTICE DE LA CATENARIA

La ordenada del vértice de la catenaria es posible hallarla por la siguiente ecuación:

$$f_{max\ vert} = h_D \left(\cosh \left(\frac{52}{2 \cdot h_D} \right) - 1 \right)$$

$$0,7 = h_D \left(\cosh \left(\frac{94,5}{2 \cdot h_D} \right) - 1 \right)$$

$$h_D = 482,973 \text{ [m]}$$

La ordenada en el punto de amarre del conductor más bajo del poste es la siguiente:

$$H_D = f_{max\ vert} + h_D = 0,7 + 482,973 = 483,673 \text{ [m]}$$

ANÁLISIS DE HIPÓTESIS A TRAVÉS DE LA ECUACIÓN DE CAMBIO DE ESTADO

Para verificar que se cumplen los factores de seguridad en escenarios importantes, como operación diaria, velocidad del viento máxima y temperatura máxima, se analizan las condiciones de cada uno de éstos, a través de la ecuación de cambio de estado, que permite calcular la carga en cualquier condición de operación. Esta ecuación se describe como:

$$t_2^3 + At_2^2 = B$$

Donde las constantes A y B, se calculan de la siguiente manera:

$$A = \alpha E(\theta_2 - \theta_1) - t_1 + \frac{E(a_R w m_1)^2}{24(t_1^2)} \quad B = \frac{E(a_R w m_2)^2}{24}$$

Se partirá de la hipótesis de máxima temperatura (hipótesis D), pues es en esta en la que por las características del vano y postería se suele presentar la flecha máxima en redes de distribución.

ANALISIS DE LA HIPOTESIS A, A PARTIR DE LA HIPOTESIS D

Se calculará el valor de la carga en la hipótesis D, a través de la ecuación:

$$t_D = H_D \cdot m_D \cdot w = 483,673 \times 1 \times 4,135 \times 10^{-3} = 1,999 \left[\frac{Kg}{mm^2} \right]$$

Se plantea la ecuación de cambio de estado con sus respectivas constantes:

$$A = \alpha E(\theta_A - \theta_D) - t_D + \frac{E(a_R w m_D)^2}{24(t_D^2)}$$

$$A = (2,3 \times 10^{-5} \times 6300)(20 - 75) - 1,999 + \frac{(6300)((52)(4,135 \times 10^{-3})(1))^2}{24 \cdot (1,999^2)}$$

$$A = -6,935 \left[\frac{Kg}{mm^2} \right]$$

$$B = \frac{E(a_R w m_A)^2}{24} = \frac{(6300)(52 \times 4,135 \times 10^{-3} \times 2,902)^2}{24} = 102,273 \left[\frac{Kg}{mm^2} \right]^3$$

$$t_A^3 + At_A^2 = B \qquad t_A = 8,388 \left[\frac{Kg}{mm^2} \right]$$

Una vez hallado este valor de carga, se calcula el factor de seguridad correspondiente:

$$F_S = \frac{t_r}{t_A} = \frac{13,320}{8,388} = 1,587$$

Como el factor de seguridad resultó mayor que el factor de seguridad mínimo (1,5), significa que el diseño cumple con los criterios requeridos.

ANALISIS DE LA HIPOTESIS C, A PARTIR DE LA HIPOTESIS D

Se calculará el valor de la carga en la hipótesis D, a través de la ecuación:

$$A = \alpha E(\theta_C - \theta_D) - t_D + \frac{E(a_R w m_D)^2}{24(t_D^2)}$$

$$A = (2.3 \times 10^{-5} \times 6300)(35 - 75) - 1,999 + \frac{(6300)((52)(4,135 \times 10^{-3})(1))^2}{24(1,999)}$$

$$A = -4,761 \left[\frac{Kg}{mm^2} \right]$$

$$B = \frac{E(a_R w m_C)^2}{24} = \frac{(6300)(52 \times 4,135 \times 10^{-3} \times 1)^2}{24} = 12,136 \left[\frac{Kg}{mm^2} \right]^3$$

$$t_c^3 + A t_c^2 = B \qquad t_c = 5,209 \left[\frac{Kg}{mm^2} \right]$$

Una vez hallado este valor de carga, se calcula el factor de seguridad correspondiente:

$$F_s = \frac{13,320}{5,209} = 2,557$$

Como el factor de seguridad resultó mayor que el factor de seguridad para condición diaria (2,5), el diseño cumple con los criterios requeridos.

Debido a que la hipótesis A, es la condición más desfavorable, la tensión t_A , es la tensión máxima:

$$t_{MAX} = t_A = 8,388 \left[\frac{Kg}{mm^2} \right]$$

La ordenada para el punto de amarre corresponde a:

$$H_A = \frac{t_A}{m_A * w} = \frac{8,388}{2,902 * 4,135 * 10^{-3}} = 698,850 [m]$$

$$H_A = h_A * \cosh\left(\frac{a_r}{2 * h_a}\right)$$

$$698,850 = h_A * \cosh\left(\frac{52}{2 * h_a}\right)$$

$$h_A = 698,366 [m]$$

FLECHA MÁXIMA INCLINADA

Se realiza el cálculo de la flecha máxima inclinada, a partir de la siguiente ecuación:

$$f_A = H_A - h_A = 698,850 - 698,366 = 0,484[m]$$

FLECHA MAXIMA VERTICAL

Se realiza el cálculo de la flecha máxima vertical a partir de la siguiente ecuación:

$$f_V = f_A \cdot \cos(i), \text{ donde } \cos(i) = \frac{1}{m_A}$$

$$f_V = \frac{f_A}{m_A} = \frac{0,484}{2,902} = 0,166[m]$$

TENSIÓN EN EL VERTICE SOBRE LOS CONDUCTORES DE FASE

Se realiza el cálculo de la tensión en el vértice por unidad de longitud:

$$t_V = \frac{h_A \cdot t_A}{H_A} = \frac{698,366 \times 8,388}{698,850} = 8,382 \left[\frac{Kg}{mm^2} \right]$$

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

$$T_{vf} = t_V \cdot S_C = 8,382 \times 63,360 = 531,095[Kg]$$

5.1.1.4.3 SELECCIÓN DE APOYOS PARA MEDIA TENSIÓN

En el cálculo de las estructuras de media tensión se tiene en cuenta la siguiente condición:

$$M_{Máxp} \geq \sum M_{Conda} + M_{vp} + M_{vc} [Kg \cdot m]$$

Dónde: $M_{Máxp}$ corresponde al momento máximo del poste.

M_{Conda} corresponde al momento debido al cambio de dirección de línea.

M_{vp} es el momento creado por el viento sobre el poste.

M_{vc} es el momento creado por el viento sobre los conductores.

MOMENTO MÁXIMO EN EL POSTE DE M.T

El momento máximo del poste está definido por:

$$M_{máxp} = \frac{T_R \cdot H_{AF}}{F_S} \text{ [Kg.m]}$$

Dónde: T_R corresponde a la carga de rotura del poste.

H_{AF} corresponde a la altura de aplicación de la fuerza.

F_S es el factor de seguridad para postes de concreto.

MOMENTO EN EL POSTE DEBIDO AL CAMBIO DE DIRECCIÓN DE LA LÍNEA

La suma de los momentos en el poste debidos al cambio de dirección de la línea está dada por:

$$\sum M_{Cond\alpha} = 2 * \text{Sen}\left(\frac{\alpha}{2}\right) * (M_{\alpha A} + M_{\alpha B} + M_{\alpha BT}) \text{ [Kg.m]}$$

Dónde: $M_{\alpha A}$ es el momento producido por el cambio de dirección del conductor A.

$$M_{\alpha A} = T_{vfA} * (L_{Lp} - 0.3) [Kg * m]$$

$M_{\alpha B}$ es el momento producido por el cambio de dirección del conductor B.

$$M_{\alpha B} = T_{vfB} * (L_{Lp} - 0.3) [Kg * m]$$

$M_{\alpha BT}$ es el momento producido por el conductor de baja tensión.

$$M_{\alpha A} = T_{vfBT} * (L_{Lp} - 0.3) [Kg * m]$$

MOMENTO CREADO POR EL VIENTO EN EL POSTE

El momento creado por el viento en el poste está definido por:

$$M_{vp} = 0.0007 * V_v^2 * (D_B + 2d) * L_{Lp}^2 [Kg * m]$$

Dónde: V_v es la velocidad del viento.

L_{Lp} es la longitud libre del poste.

D_B es el diámetro del poste a nivel de empotramiento.

d es el diámetro del poste en la cima.

MOMENTO CREADO POR EL VIENTO SOBRE LOS CONDUCTORES

El momento creado por el viento sobre los conductores está definido por:

$$M_{vc} = 0.0042 * V_v^2 * a_v * (A_A + A_B + A_{BT}) \text{ [Kg * m]}$$

Dónde: a_v es el vano viento y está definido en la siguiente formula:

$$a_v = \frac{a_1 + a_2}{2}$$

A_A esta definida en la siguiente ecuación:

$$A_A = (L_{Lp} - 0.3) * Dc_A$$

A_B esta definida en la siguiente ecuación:

$$A_B = (L_{Lp} - 0.3) * Dc_B$$

A_{BT} esta definida en la siguiente ecuación:

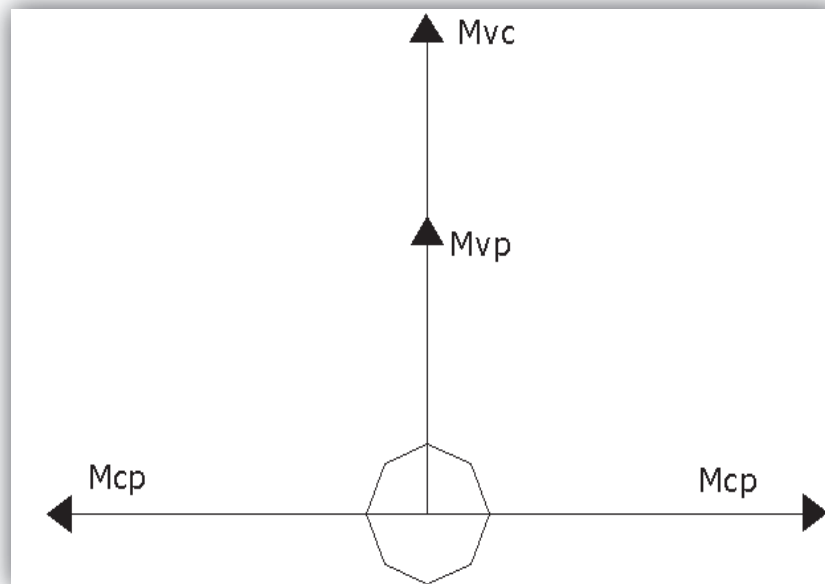
$$A_{BT} = (L_{Lp} - 4.2) * Dc_{BT}$$

CALCULOS MECÁNICOS POSTES DE ALINEACIÓN

Este cálculo se realizó para apoyos de media tensión de alineación en donde se utilizaron postes de concreto de 12[m]-510[kg] y se trabajó con un factor de seguridad de 2,5 según la norma CENS [3].

En la Figura 3 se observa un diagrama de los momentos que se ejercen sobre un poste de alineación.

Figura 3. Momentos sobre un poste de alineación.



Fuente: Autores.

En las Tablas 33, 34 y 35 se observan los resultados obtenidos luego de realizar los cálculos mecánicos. Se trabajó con la hipótesis de máxima velocidad del viento ya que es la condición más desfavorable para la red de media tensión.

Tabla 33. Resultados postes M.T de alineación.

Apoyo	Vano anterior	Vano posterior	Vano viento	Mvp	Mvc	Mconda	ΣM	Mmaxp
PM002	68,197	68,893	68,545	447,892	575,778	0	1023,670	2080,8
PM003	68,893	68,893	68,893	447,892	578,701	0	1026,593	2080,8
PM004	68,893	68,269	68,581	447,892	576,080	0	1023,972	2080,8
PM005	68,269	68,271	68,27	447,892	573,468	0	1021,360	2080,8
PM006	68,271	68,058	68,1645	447,892	572,581	0	1020,474	2080,8
PM007	68,058	68,059	68,0585	447,892	571,691	0	1019,583	2080,8
PM008	68,059	66,002	67,0305	447,892	563,056	0	1010,948	2080,8
PM009	66,002	66,003	66,0025	447,892	554,421	0	1002,313	2080,8
PM010	66,003	62,843	64,423	447,892	541,153	0	989,045	2080,8
PM011	62,843	62,843	62,843	447,892	527,881	0	975,773	2080,8
PM010	66,003	62,843	64,423	447,892	541,153	0	989,045	2080,8
PM011	62,843	62,843	62,843	447,892	527,881	0	975,773	2080,8
PM013	63,262	63,287	63,2745	447,892	531,505	0	979,398	2080,8
PM014	63,287	64,818	64,0525	447,892	538,041	0	985,933	2080,8
PM015	64,818	64,873	64,8455	447,892	544,702	0	992,594	2080,8
PM017	90,848	101,859	96,3535	447,892	1222,147	0	1670,040	2080,8
PM018	101,859	60,628	81,2435	447,892	1030,492	0	1478,385	2080,8
PM019	60,628	60,689	60,6585	447,892	769,392	0	1217,284	2080,8
PM022	98,300	54,364	76,332	447,892	968,195	0	1416,087	2080,8
PM023	54,364	54,385	54,3745	447,892	689,688	0	1137,578	2080,8
PM025	95,156	55,816	75,486	447,892	957,464	0	1405,356	2080,8
PM026	55,816	55,691	55,7535	447,892	707,177	0	1155,069	2080,8
PM027	55,691	73,032	64,3615	447,892	816,361	0	1264,253	2080,8
PM028	73,032	72,490	72,761	447,892	922,900	0	1370,793	2080,8

Fuente: Autores.

Tabla 34. Resultado postes M.T de alineación.

Apoyo	Vano anterior	Vano posterior	Vano viento	Mvp	Mvc	Mconda	ΣM	Mmaxp
PM030	91,103	88,755	89,929	447,892	755,403	0	1203,296	2080,8
PM031	88,755	99,706	94,2305	447,892	791,536	0	1239,428	2080,8
PM032	99,706	98,082	98,894	447,892	830,709	0	1278,601	2080,8
PM033	98,082	63,327	80,7045	447,892	677,917	0	1125,809	2080,8
PM034	63,327	63,404	63,3655	447,892	532,270	0	980,162	2080,8
PM035	63,404	95,015	79,2095	447,892	665,359	0	1113,251	2080,8
PM036	95,015	97,572	96,2935	447,892	808,865	0	1256,757	2080,8
PM037	97,572	89,435	93,5035	447,892	785,429	0	1233,321	2080,8
PM039	88,961	97,150	93,0555	447,892	781,666	0	1229,558	2080,8
PM043	95,339	93,097	94,218	447,892	791,431	0	1239,323	2080,8
PM044	93,097	93,914	93,5055	447,892	785,446	0	1233,338	2080,8
PM045	93,914	91,732	92,823	447,892	779,713	0	1227,605	2080,8
PM046	91,732	98,913	95,3225	447,892	1209,070	0	1656,962	3060
PM047	98,913	108,426	103,6695	447,892	1314,943	0	1762,835	2080,8
PM049	93,297	95,146	94,2215	447,892	1195,105	0	1642,997	2080,8
PM051	94,328	97,867	96,0975	447,892	1218,900	0	1666,792	2080,8
PM052	97,867	85,897	91,882	447,892	771,808	0	1219,700	2080,8
PM053	85,897	95,005	90,451	447,892	759,7884	0	1207,680	2080,8
PM054	95,005	96,034	95,5195	447,892	802,363	0	1250,255	2080,8
PM058	96,959	94,366	95,6625	447,892	1213,383	0	1661,275	2080,8
PM059	94,366	95,218	94,792	447,892	1202,341	0	1650,233	2080,8
PM060	95,218	88,284	91,751	447,892	1163,769	0	1611,661	2080,8

Fuente: Autores.

Tabla 35. Resultados postes M.T de alineación.

Apoyo	Vano anterior	Vano posterior	Vano viento	Mvp	Mvc	Mconda	ΣM	Mmaxp
PM063	95,010	96,407	95,7085	447,892	803,951	0	1251,843	2080,8
PM064	96,407	90,360	93,3835	447,892	784,421	0	1232,313	2080,8
PM065	90,360	95,242	92,801	447,892	779,528	0	1227,420	2080,8
PM067	95,039	97,647	96,343	447,892	1222,0146	0	1669,906	2080,8
PM068	97,647	100,408	99,0275	447,892	1256,0648	0	1703,956	2080,8
PM069	100,408	87,689	94,0485	447,892	790,007	0	1237,899	2080,8
PM070	87,689	95,755	91,722	447,892	770,464	0	1218,356	2080,8
PM071	95,755	96,562	96,1585	447,892	807,731	0	1255,623	2080,8
PM073	89,374	95,794	92,584	447,892	777,705	0	1225,597	2080,8
PM075	95,409	92,854	94,1315	447,892	790,704	0	1238,596	2080,8
PM076	92,854	94,934	93,894	447,892	788,709	0	1236,601	2080,8
PM077	94,934	95,000	94,967	447,892	797,722	0	1245,614	2080,8
PM079	99,727	99,719	99,723	447,892	837,673	0	1285,565	2080,8
PM081	99,437	98,447	98,942	447,892	831,112	0	1279,004	2080,8
PM086	93,755	98,711	96,233	447,892	808,357	0	1256,249	2080,8
PM087	98,711	94,564	96,6375	447,892	811,755	0	1259,647	2080,8
PM090	93,193	97,992	95,5925	447,892	802,977	0	1250,869	2080,8
PM091	97,992	97,707	97,8495	447,892	821,935	0	1269,827	2080,8
PM092	97,707	98,101	97,904	447,892	822,393	0	1270,285	2080,8
PM093	98,101	95,000	96,5505	447,892	811,0242	0	1258,916	2080,8
PM094	95,000	94,321	94,6605	447,892	795,148	0	1243,040	2080,8

Fuente: Autores.

Como se puede observar en las Tablas 33, 34 y 35, se cumple la condición para la selección de postera de media tensión anteriormente enunciada.

$$M_{Máxp} \geq \sum M_{Conda} + M_{vp} + M_{vc} \text{ [Kg.m]}$$

CÁLCULOS MECÁNICOS POSTES CON DESVIACIÓN DE LÍNEA

Este cálculo se realizó para la hipótesis de máxima velocidad del viento y para las estructuras de M.T. En la Tabla 36 se pueden observar los resultados obtenidos.

Tabla 36. Resultados postes M.T con desviación de línea.

Apoyo	Vano anterior	Vano posterior	Vano viento	Mvp	Mvc	α
PM012	62,843	63,262	63,0525	447,892	529,641	10
PM038	89,435	88,961	89,198	447,892	749,263	16
PM040	97,150	95,630	96,39	447,892	809,676	15
PM042	95,405	95,339	95,372	447,892	1209,698	30
PM048	108,426	93,297	100,8615	447,892	1279,327	23
PM050	95,146	94,328	94,737	447,892	1201,644	9
PM055	96,034	91,839	93,9365	447,892	789,067	19
PM057	100,249	96,959	98,604	447,892	1250,693	11
PM061	88,284	93,355	90,8195	447,892	1151,955	12
PM066	95,242	95,039	95,1405	447,892	1206,762	10
PM072	96,552	89,374	92,963	447,892	780,889	26
PM074	95,794	95,409	95,6015	447,892	803,053	13
PM078	95	99,729	97,3645	447,892	817,862	17
PM080	99,719	99,437	99,578	447,892	836,455	7
PM082	98,447	95,371	96,909	447,892	814,036	75
PM084	99,853	91,039	95,446	447,892	801,746	18
PM085	91	93,755	92,397	447,892	776,135	20
PM088	94,564	90,199	92,3815	447,892	776,005	18
PM089	90,199	93,193	91,696	447,892	770,246	20

Fuente: Autores.

Por consiguiente para todas las estructuras con ángulo menor a 30° que soporten conductores de M.T, se pondrán postes de concreto de 12 metros y carga de rotura de 510 Kg. Por el desvío tan pronunciado en la estructura PM082, se le adicionará un templete directo a tierra de 1/4" y carga de rotura de 3060 Kg.

CÁLCULOS MECÁNICOS POSTES CON DOBLE DESVIACIÓN DE LÍNEA

Este cálculo se realizó para la hipótesis de máxima velocidad del viento y para la estructura de M.T con la condición más desfavorable. En la Tabla 37 se pueden observar los resultados obtenidos.

Tabla 37. Resultados postes M.T doble desviación.

Apoyo	Vano anterior	Vano posterior	Vano viento	Mvp	Mvc	α_1	α_2
PM016	62,843	64,873	63,858	447,892	809,975	29	82

Fuente: Autores.

Por consiguiente para esta estructura se pondrá un poste de concreto reforzado de 12 metros y carga de rotura de 750 Kg, además por seguridad se le adicionará un templete directo a tierra de 1/4" y carga de rotura de 3060 Kg.

CÁLCULOS MECÁNICOS POSTES TERMINALES

Este cálculo se realizó para la hipótesis de máxima velocidad del viento y se utilizaron templates en las estructuras de M.T. En zonas rurales es permitido el libre uso de templates tanto en estructuras terminales como en estructuras en ángulo. Para el cálculo mecánico con templates se utiliza un factor de seguridad de 2 según la norma CENS [3]. En la Tabla 38 se pueden observar los resultados obtenidos.

Tabla 38. Resultados postes M.T terminales.

Apoyo	Vano anterior	Vano posterior	Vano viento	Mvp	Mmaxp
PM000	0	68,197	34,0985	447,892	2080,800
PM095	94,321	0	47,1605	447,892	2080,800

Fuente: Autores.

Para las estructuras terminales se utilizan postes de 12[m]-510[kg] con templete directo a tierra de 1/4" y 3060[kg] de carga de rotura.

DERIVACIÓN MONOFÁSICA CON CORTACIRCUITO

Se utilizará un poste de concreto de 12[m]-510[kg] para derivar del circuito principal de CENS, en donde se instalará una caja cortacircuito de 15[kV] por cada fase. Además se instalará un templete directo a tierra de 1/4" y 3060[kg] de carga de rotura. En la norma CENS [3] se contemplan dos opciones para derivar circuitos monofásicos, con caja cortacircuitos y sin caja cortacircuitos. En este caso se selecciona instalar cajas cortacircuitos por si el circuito presenta fallas y se necesita realizar mantenimiento sin tener que desenergizar todo el circuito principal de CENS.

5.1.1.5 PRESUPUESTO

En el anexo 2 se encuentra el presupuesto general detallado con los análisis de precios unitarios (APU's) y utilizando el formato propuesto por la unidad de planeación minero energética [8]. Los precios se obtuvieron de los diferentes distribuidores ubicados en el área metropolitana de Bucaramanga (Electrovera, Electroindustrial y Elycon) y tienen una vigencia de 30 días luego de solicitar la cotización.

5.1.1.6 PRECIO DEL kWh EN ELECTRIFICACIÓN RURAL MEDIANTE LA EXTENSIÓN DE LA RED.

El precio del kWh es de \$195,91 y se obtiene de la tarifa suministrada por CENS para el año 2013 para servicio residencial-rural estrato 2.

5.1.2 GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

Un sistema fotovoltaico se compone básicamente de 4 elementos señalados en la Figura 4 y listados de la siguiente manera:

Figura 4. Esquema de sistema fotovoltaico.



Fuente: Solarenergy [9].

- Panel solar o Generador
- Almacenador de Carga (Batería)
- Inversor
- Regulador

A continuación se mostrarán los criterios de diseño de un sistema de generación eléctrica fotovoltaico para la vereda El Totumo del municipio de Morales, Sur de Bolívar, especificando paso a paso los elementos a utilizar y finalmente calculando el costo de energía a través de este sistema.

Por la extensión del terreno se escogió realizar diseños de sistemas fotovoltaicos aislados para cada usuario teniendo en cuenta demandas máximas especificadas en la Tabla 10 y dependiendo del tipo de usuario.

De esta manera se tienen cálculos de diseño para el cliente tipo “Casa” y cálculo para el cliente tipo “Colegio”.

5.1.2.1 DISEÑO PARA CLIENTE TIPO “CASA”

En este caso particular se tiene que la carga requerida por el usuario no supera los 1500[W], esto hace excluyente el diseño a usar generación DC a 12 [V], por otra parte el usuario tendrá puntos de consumo a 120 [V] AC dado que los elementos a utilizar dentro de la instalación comercialmente tienen estas especificaciones.

DÍAS DE AUTONOMÍA

Teniendo en cuenta que la radiación solar no es la misma diariamente, se estiman lapsos de tiempo en que el sistema fotovoltaico no proporcione el máximo de generación eléctrica a causa de sombras extensas. Por otra parte, se tiene en cuenta gastos excesivos por parte del usuario como mayor cantidad de horas de consumo eléctrico por eventos aislados como reuniones sociales o familiares.

Para este caso particular escogimos 2,5 días en donde se obtendrá una reserva favorable para estos sucesos.

HORAS DE SOL PICO

Para la selección de este dato se recurre a los archivos de la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética), específicamente al “Atlas de radiación solar de Colombia” en su capítulo 3, “Mapas de brillo solar” [16], en donde se tienen datos mes a mes y un promedio anual de horas de radiación directa del sol a la superficie terrestre para un total de 13 mapas.

Como dato referencia se toma el mapa de promedio multianual en donde se estiman entre 4 y 5 horas de radiación directa para la zona afectada. Para efectos de diseño se toma el dato más desfavorable, en este caso 4 horas.

CUADRO DE CONSUMOS

Teniendo en cuenta lo establecido por NTC 2050 (Norma técnica Colombiana) [1] para casas de sector rural se estima una demanda máxima de 800[VA], se consideran como promedio 4 horas de consumo eléctrico diario por usuario casas, de modo que se calculan consumos de corriente en AC y DC vistos en la Tabla 39 para posteriores cálculos.

Tabla 39. Cuadro de consumo "CASA".

Cuadro de consumo Casa.	
Potencia pico AC [W]	800
Corriente pico AC [A]	6,66666667
Consumo total AC [Ah]	33,33333333
Consumo promedio diario [Wh/día]	4000
Consumo promedio diario [Ah/día]	333,3333333
Consumo corregido [Ah/día]	366,666667

Fuente: Autores.

SELECCIÓN DEL PANEL SOLAR

Para la selección del panel solar se debe tener en cuenta el tipo de tecnología a utilizar, actualmente existen paneles de tecnología policristalina y monocristalina.

Por otra parte se estableció la tensión de servicio en DC a 12 [V], evento que no es excluyente, pero que para efectos de diseño centra buscar dispositivos con tensión de generación no menor a ésta. Asimismo se analiza la curva I-V proporcionada en las hojas de datos técnicos y se evalúa la influencia de los cambios de temperatura en el aumento de corriente y disminución de tensión. Finalmente, aspectos como disponibilidad y costos toman importancia en el momento de selección.

Existe amplia gama de marcas en el mercado como son Kyocera, Sharp, Yingli Solar, Suntech, Sanyo, DelSolar, LG, LUXOR dentro de las que se seleccionan las siguientes opciones:

Tabla 40. Cuadro de características técnicas panel solar 1.

Yigli Solar							
N° de células	Potencia de prueba	Tolerancia de Potencia	Corriente pmp	Tensión pmp	Corriente de cortocircuito	Tensión de circuito abierto	Dimensiones
-	150 [W]	± 3%	6,7 [A]	19,02 [V]	7,2 [A]	29 [V]	1310x990x50 [mm]

Fuente: Autores.

Tabla 41. Cuadro de características técnicas panel solar 2.

Kyocera KD135SX-1PU							
N° de células	Potencia de prueba	Tolerancia de Potencia	Corriente pmp	Tensión pmp	Corriente de cortocircuito	Tensión de circuito abierto	Dimensiones
36 de 6"	135 [W]	± 5%	7,63 [A]	17,7 [V]	8,37 [A]	22,1 [V]	156 x 156 [mm]

Fuente: Autores.

Tabla 42. Cuadro de características técnicas panel solar 3.

Luxor 120w							
N° de células	Potencia de prueba	Tolerancia de Potencia	Corriente pmp	Tensión pmp	Corriente de cortocircuito	Tensión de circuito abierto	Dimensiones
36	120 [W]	± 3 %	6,71 [A]	17,91 [V]	7,4 [A]	21,6 [V]	1482x675x35 [mm]

Fuente: Autores.

Para este diseño en particular se selecciona el panel Kyocera de referencia KD135SX-1PU [12], por criterios como potencia de prueba, dimensiones y comportamiento a altas temperaturas.

Siguiente a seleccionar el panel, se debe escoger la configuración que depende de las características del dispositivo:

En cálculos previos se estimó un consumo promedio diario con un factor de corrección del 10%, con valor de 366,66 [Ah/día]. De este valor obtenemos la corriente requerida por la carga proporcionada por los paneles solares de la siguiente manera:

$$Corriente\ de\ la\ carga = \frac{Consumo\ promedio\ diario\ corregido}{Horas\ diarias\ de\ incidencia\ directa\ solar}$$

$$Corriente\ de\ la\ carga = \frac{366.66\ [Ah\ /dia]}{4\ [h/dia]} = 91.665\ [A]$$

Teniendo la corriente de la carga, se calcula el panel a través de las siguientes formulas la configuración de los paneles solares.

$$\text{Numero de p\u00e1neles en paralelo} = \frac{\text{Corriente de la carga}}{\text{Corriente del panel}}$$

$$\text{Numero de paneles en paralelo} = \frac{91.665 [A]}{7.63 [A]} = 12.013 \cong 12 \text{ paneles en paralelo}$$

$$\text{Numeros de paneles en serie} = \frac{\text{Tension del sistema}}{\text{Tension del panel}}$$

$$\text{Numeros de paneles serie} = \frac{12 V}{17.7 V} = 0.677 \cong 1 \text{ panel en serie.}$$

La configuraci\u00f3n final para los paneles solares permite configurar 12 paneles en paralelo, de esta manera se satisfacen los requerimientos el\u00e9ctricos de la carga.

DIMENSIONAMIENTO DE BATER\u00cdAS

Dimensionar correctamente el banco de bater\u00edas a usar para cubrir los requerimientos energ\u00e9ticos en momentos de no generaci\u00f3n el\u00e9ctrica por parte de los paneles, toma importancia dentro del sistema para mantener la continuidad del servicio. En este punto se tiene en cuenta los d\u00edas de autonom\u00eda seleccionados para el sistema (2,5).

Por informaci\u00f3n en base a proyectos de este tipo se selecciona la bater\u00eda con las siguientes caracter\u00edsticas:

Tabla 43. Características técnicas de baterías.

Baterías	
Dimensión	126mm (L) x 208mm (An) x 398mm (Al)
Volumen	0,01m ³
Peso	23,5 Kg
Voltaje	2V
Capacidad mínima	372Ah
Nombre abreviado	A602/370 Solar
Tecnología	Plomo Sellado GEL

Fuente: Autores

Para establecer el número de baterías a utilizar, previamente de la tabla 39 se realizó el cálculo de la carga del banco de baterías con el dispositivo [13]:

$$Carga\ de\ batería = \frac{4000 \frac{Wh}{día}}{12\ V} = 333,333 \frac{A\ h}{día}$$

Siguiente a esto se aplica la condición de días de autonomía y se calcula la capacidad amperimétrica del banco de baterías:

$$Capacidad\ amperimétrica = (Carga\ de\ baterías\ corregido) \times (días\ de\ autonomía)$$

$$Capacidad\ amperimétrica = 366.6663 \frac{A\ h}{día} \times 2.5\ día$$

$$\text{Capacidad amperimetrica} = 916.665 \text{ A h}$$

Ya teniendo seleccionada la batería a usar en el banco de reserva de energía se procede a calcular el número de dispositivos almacenadores de energía. De igual manera se establece la configuración necesaria para cubrir los requerimientos de la siguiente manera:

$$\text{Numero de baterías en paralelo} = \frac{916.6657 \text{ Ah}}{372 \text{ Ah}} = 2.46 \approx 3 \text{ Baterías en paralelo.}$$

$$\text{Numero de baterías en serie} = \frac{\text{Tension del sistema}}{\text{Tension de batería}} = \frac{12 \text{ V}}{2 \text{ V}} = 6 \text{ Baterías en serie.}$$

Con el modelo seleccionado, la configuración de baterías en serie y paralelo permite usar 18 baterías, 6 en serie y 3 en paralelo para 2,5 días de reserva.

DIMENSIONAMIENTO DEL REGULADOR DE LA CARGA

El cálculo pasa seleccionar el regulador se basa en la corriente de cortocircuito del panel especificada en sus datos técnicos. El procedimiento es multiplicar este valor de corriente por el número de paneles en paralelo. Este dato junto con la tensión de trabajo de los paneles serán los parámetros para seleccionar el regulador de la carga.

Tabla 44. Requerimientos del regulador.

Corriente de corto circuito [A]	8.37
Numero de módulos en paralelo	12
Corriente máxima del sistema [A]	100.44
Tensión del Regulador [V]	12

Fuente: Autores

Entonces se instalarán 4 reguladores de 30[A].

Figura 5. Constitución física regulador.



Fuente: Fabricante [9].

Tabla 45. Características técnicas regulador Solener

Tensión de baterías	12-24 V Ajustable
Corriente de salida	30 A
Tipo de baterías	Gel, Hoppecke, AGM

Fuente: Autores

DIMENSIONAMIENTO DE UN INVERSOR

Su función básica es convertir la señal de corriente continua en corriente alterna a través de dispositivos de electrónica de potencia.

Su dimensionamiento se enfoca en la potencia a manejar, la tensión de entrada y la tensión de salida, actualmente en el mercado los mayores avances en esta tecnología los tienen Alemania, Estados Unidos y España.

Para el actual diseño requerimos de un inversor con entrada en 12[V] DC y salida en 120 [V] AC cubriendo una potencia de 800 [VA].

Se selecciona inversor de la marca Victron Energy con referencia ICOP-CMP128010000-08 [11].

Figura 6. Constitución física inversor Victron Multiplus Compact.



Fuente: Fabricante [11].

Tabla 46. Características técnicas inversor Victron Multiplus Compact.

Tension de entrada	12 Vdc
Tension de Salida	120 / 230 Vac
Frecuencia	50 / 60 Hz
Eficiencia	97%

Fuente: Autores.

5.1.2.2 DISEÑO PARA CLIENTE TIPO “COLEGIO”

En el caso del diseño fotovoltaico para el colegio, la carga requerida por el usuario supera los 1500 [W], es por esto que la generación en DC se hará a 24[V] y el usuario final tendrá puntos de alimentación a 120 [V] AC.

DÍAS DE AUTONOMÍA

Para este sistema se seleccionarán 3 días de autonomía dadas las características del usuario (Centro educativo).

HORAS DE SOL PICO

Al igual que en el diseño de la instalación tipo “casa”, para estos cálculos se toman 4 horas sol pico, dado que todas las instalaciones se encuentran en la misma zona de estudio.

CUADRO DE CONSUMO

Teniendo en cuenta lo establecido por la NTC 2050 [1], se considera como promedio 4 horas de consumo eléctrico diario por usuario casas de modo que se calculan consumos de corriente en AC y DC vistos en la Tabla 10.

Tabla 47. Cuadro de potencias "Colegio".

Cuadro de potencias Colegio.	
Potencia pico AC [W]	8700
Corriente pico AC [A]	72,5
Consumo total AC [Ah]	362,5
Consumo promedio diario [Wh/dia]	43500
Consumo promedio diario DC [Ah/dia]	1812,5
Consumo corregido DC [Ah/dia]	1993,75

Fuente: Autores.

SELECCIÓN DE PANEL SOLAR

Para este diseño se usan paneles con tensión de generación a 24[V] DC, dentro de los proveedores existentes en el mercado se evaluaron de las siguientes opciones.

Tabla 48. Cuadro de características técnicas panel solar 4.

Atersa A-280P							
N° de células	Potencia de prueba	Tolerancia de Potencia	Corriente pmp	Tensión pmp	Corriente de cortocircuito	Tensión de circuito abierto	Dimensiones
72	280 [W]	± 3 %	7,93 [A]	35,33 [V]	8,45 [A]	44,37 [V]	1965x990x40 [mm]

Fuente: Autores.

Tabla 49. Cuadro de características técnicas panel solar 5.

LDK 235 Wp							
N° de células	Potencia de prueba	Tolerancia de Potencia	Corriente pmp	Tensión pmp	Corriente de cortocircuito	Tensión de circuito abierto	Dimensiones
60	235 [W]	± 3 %	7,98 [A]	30 [V]	8,35 [A]	37,2 [A]	1642x994x40 [mm]

Fuente: Autores.

Tabla 50. Cuadro de características técnicas panel solar 6.

SUNLINK 190 Wp							
N° de células	Potencia de prueba	Tolerancia de Potencia	Corriente pmp	Tensión pmp	Corriente de cortocircuito	Tensión de circuito abierto	Dimensiones
72	190 [W]	± 2 %	5,28 [A]	36 [V]	5,6 [A]	44,7 [V]	1580x808x35 [mm]

Fuente: Autores.

Tabla 51. Cuadro de características técnicas panel solar 7.

Hilight - Solar							
N° de células	Potencia de prueba	Tolerancia de Potencia	Corriente pmp	Tensión pmp	Corriente de cortocircuito	Tension de circuito abierto	Dimensiones
72	350 [W]	± 3 %	7,37 [A]	47,5 [V]	7,96 [A]	59,20 [V]	1945x1315x50 [mm]

Fuente: Autores.

Tabla 52. Cuadro de características técnicas panel solar 8.

Hebei energía zhongming& technology co., ltd							
N° de células	Potencia de prueba	Tolerancia de Potencia	Corriente pmp	Tensión pmp	Corriente de cortocircuito	Tension de circuito abierto	Dimensiones
96	270 [W]	± 3 %	5,59 [A]	48,3 [V]	6,1 [A]	59,6 [V]	1580x1064x50 [mm]

Fuente: Autores.

Tabla 53. Cuadro de características técnicas panel solar 9.

Zmsol 280p							
N° de células	Potencia de prueba	Tolerancia de Potencia	Corriente pmp	Tensión pmp	Corriente de cortocircuito	Tension de circuito abierto	Dimensiones
96	280 [W]	± 3 %	8,16 [A]	36,2 [V]	8,75 [A]	45,2 [V]	1955x992x45 [mm]

Fuente: Autores.

Para este diseño se selecciona el panel solar Hilight – Solar 350 W [14] tras evaluar condiciones de generación de corriente y tensión de trabajo. Inicialmente se presupuestó trabajar con 24[V] DC, pero, se decidió cambiar a generación en 48[V] DC, principalmente por la cantidad de paneles que se debían configurar a tensión más baja como se ven en los siguientes cálculos:

$$\text{Corriente de la carga} = \frac{\text{Consumo promedio diario corregido}}{\text{Horas diarias de incidencia directa solar}}$$

$$\text{Corriente de la carga} = \frac{1993.75}{4} = 498.43 \text{ [A]}$$

Teniendo la corriente de la carga, se obtiene la configuración de los paneles solares:

$$\text{Número de paneles en paralelo} = \frac{\text{Corriente de la carga}}{\text{Corriente del panel}}$$

$$\text{Número de paneles en paralelo} = \frac{498.43 \text{ [A]}}{7.93 \text{ [A]}} = 62.85 \cong 63 \text{ paneles en paralelo}$$

$$\text{Números de paneles en serie} = \frac{\text{Tension del sistema}}{\text{Tension del panel}}$$

$$\text{Números de paneles serie} = \frac{24 \text{ V}}{35.33 \text{ V}} = 0.679 \cong 1 \text{ panel en serie}$$

La configuración final para los paneles solares permite configurar 63 paneles en paralelo y de esta manera se satisfacen los requerimientos eléctricos de la carga.

Replanteando el cuadro de consumos para el usuario tipo “Colegio” se tiene lo siguiente:

Tabla 54. Cuadro de consumos usuario tipo “Colegio”.

Cuadro de potencias Colegio.	
Potencia pico AC [W]	8700
Corriente pico AC [A]	72,5
Consumo total AC [Ah]	362,5
Consumo promedio diario [Wh/dia]	43500
Consumo promedio diario DC [Ah/dia]	906,25
Consumo corregido DC [Ah/dia]	996,875

Fuente: Autores.

Calculando la nueva configuración se tiene lo siguiente:

$$\text{Corriente de la carga} = \frac{996.875}{4} = 249.218 [A]$$

$$\text{Numero de paneles en paralelo} = \frac{249.218 [A]}{7.37 [A]} = 33.815 \cong 34 \text{ paneles en paralelo}$$

$$\text{Numeros de paneles serie} = \frac{48 V}{47.5V} = 1.01 \cong 1 \text{ panel en serie.}$$

En total con esta configuración se requieren 34 paneles conectados en paralelo.

DIMENSIONAMIENTO DE BATERÍAS

Para el diseño tipo “Colegio” se selecciona la misma batería usada en el diseño “Casa” usando para este dimensionamiento 3 días de autonomía y considerando que el sistema se diseña para un centro educativo.

Para establecer el número de baterías a utilizar, previamente de la Tabla 43, se hizo el cálculo de la carga del banco de baterías:

$$\text{Carga de batería} = \frac{43500 \frac{Wh}{día}}{48 V} = 906.25 \frac{A h}{día}$$

Se calcula la capacidad amperimétrica multiplicando la carga de la batería con un factor de corrección del 10% y los días de autonomía seleccionados para el sistema.

$$\text{Capacidad amperimetrica} = (\text{Carga de baterias corregido}) \times (\text{dias de autonomia})$$

$$\text{Capacidad amperimetrica} = 996.875 \frac{A h}{\text{dia}} * 3 \text{ dia}$$

$$\text{Capacidad amperimetrica} = 2990.625 A h$$

Se calcula la configuración del banco de baterías:

$$\text{Número de baterias en paralelo} = \frac{2990.625 Ah}{372 Ah} = 8.04 \approx 8 \text{ Baterias en paralelo}$$

$$\text{Numero de baterías en serie} \frac{\text{Tension del sistema}}{\text{Tension de batería}} = \frac{48 V}{2 V} = 24 \text{ Baterías en serie}$$

Con el modelo seleccionado la configuración de baterías en serie y paralelo permite usar 192 baterías, 24 en serie y 8 en paralelo para 3 días de reserva.

DIMENSIONAMIENTO DEL REGULADOR DE LA CARGA

Se establecen los parámetros de selección del regulador como en el diseño de la casa.

Tabla 55. Requerimientos del regulador.

Corriente de corto circuito [A]	7.96
Numero de módulos en paralelo	34
Corriente máxima del sistema [A]	270.64
Tensión del Regulador [V]	48

Fuente: Autores.

Se selecciona regulador de marca Xintong cuya referencia es XX83 48V/300A MPPT [15].

Tabla 56. Características técnicas regulador XX83 48v/300A MPPT.

Tensión de baterías	48 V Ajustable
Corriente de salida	300 A
Tipo de baterías	Gel, Hoppecke, AGM

Fuente: Autores.

DIMENSIONAMIENTO DEL INVERSOR

Para el actual diseño requerimos de un inversor con entrada en 48[V] DC y Salida en 120[V] AC cubriendo una potencia de 8700[VA].

Se selecciona el inversor de la marca Victron Energy quattro 9k [10].

Tabla 57. Características técnicas inversor Victron Quattro 9k.

Tensión de entrada	12 Vdc
Tensión de Salida	120 / 230 Vac
Frecuencia	50 / 60 Hz
Eficiencia	97%

Fuente: Autores.

Figura 7. Constitución física inversor Victron Quattro 9k.



Fuente: Fabricante [10].

5.1.2.3 PRESUPUESTO

En el anexo 3 se encuentra el presupuesto general detallado con los análisis de precios unitarios (APU's), utilizando el formato propuesto por la unidad de planeación minero energética [8].

5.1.2.4 PRECIO DEL kWh EN ELECTRIFICACIÓN RURAL MEDIANTE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

Para determinar el precio del kWh anual se divide el valor total de la inversión por usuario en 25 años. Esto en base a que es el tiempo estimado de vida útil de los elementos que componen el sistema (con excepción de las baterías) que se estima una vida útil de 10 años libres de mantenimiento. Por tal motivo, se requiere un cambio de baterías a la mitad del periodo.

$$\text{Costo total por usuario} = \frac{\$ 1.262'739.438 +}{22} = \$57'397.247.18$$

$$\frac{kW}{h} \text{ Anual} = \frac{\$ 57'397.247.18}{4 \frac{kW \cdot h}{\text{dia}} \times 30 \frac{\text{dia}}{\text{mes}} \times 12 \frac{\text{mes}}{\text{año}} \times 20 \text{ años}}$$

$$\frac{kW}{h} \text{ Anual} = 1992.96 /kWh$$

5.1.3 GRUPOS ELECTRÓGENOS

Para el diseño del sistema de suministro eléctrico mediante grupo electrógeno, el enfoque básico está dado a los costos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM). El sistema utilizará la infraestructura diseñada en el proyecto de suministro eléctrico mediante interconexión a la línea de media tensión existente, cuyos costos iniciales serán iguales para ambos casos, por lo tanto, el valor del kilovatio hora de potencia suministrada será el parámetro determinante.

El generador alimenta a un transformador que eleva la tensión de 208[V] a 13,2[kV], con el objeto de alimentar la red de distribución previamente diseñada de media tensión, los transformadores de distribución y la red de distribución de baja tensión, hacia los usuarios finales. Técnicamente, debido a los momentos eléctricos, la ubicación del centro de generación es más conveniente en la mitad de la línea por la distribución lineal de los usuarios. Esto es conveniente desde el punto de vista de regulación, pérdidas y costos porque los conductores en algunos tramos pueden disminuir de calibre, pero para este estudio, estos costos no son relevantes para determinar la ubicación del generador.

Conforme a lo anterior se puede ver que se tienen unos costos fijos que corresponden al generador, pórtico de protecciones y transformador elevador, y a su vez unos costos variables correspondientes a AOM (incluido el precio variable de combustibles), los cuales son decisivos para determinar la viabilidad del grupo electrógeno.

5.1.3.1 PARAMETROS DE DISEÑO

Para diseñar un sistema electrógeno, se tiene en cuenta la normatividad vigente aprobada en las Normas Técnicas Colombianas [1], el Reglamento Técnico de

Instalaciones Eléctricas [2], las normas propias del operador de red de la zona [3], las reglamentaciones del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, la Ley 99 de 1993 sobre los límites máximos de emisión permisibles, parámetros técnicos según la clasificación de los motores y generadores, cálculo de contaminación auditiva, cálculos eléctricos teniendo en cuenta potencia, tensión, factor de potencia, velocidad y frecuencia, para diseñar las líneas de distribución, con sus respectivas protecciones. Los cálculos mecánicos en el montaje y construcción de las líneas de distribución y por último las características de generación como consumo de combustible, eficiencia, regulación de tensión y regulación de velocidad.

CALCULOS PARA SELECCIONAR EL GENERADOR Y TRANSFORMADOR

Primero se calcula el factor de diversificación para después calcular la demanda máxima diversificada.

Conociendo que son 22 los usuarios se tiene:

$$F_{div} = \frac{1}{0,2 + 0,8 \times e^{\frac{1-22}{6}}}$$

$$F_{div} = 4,4611$$

Como la demanda máxima de cada usuario es 2036[VA] y la demanda de la escuela es 8700 VA, se calcula la demanda máxima diversificada.

$$D_{maxdiv} = \frac{(2036 \times 21 + 8700)}{4,4611}$$

$$D_{maxdiv} = 11534,3749 \text{ [VA]}$$

Conociendo la demanda máxima diversificada y el factor de potencia de 0,95 en atraso, el cálculo final daría una demanda máxima igual a 11[kVA].

De acuerdo a los cálculos anteriores podemos elegir una planta diésel que satisfaga esta demanda, por lo tanto, se debe seleccionar una planta que genere una potencia aparente de 15[kVA].

El generador diesel más conveniente para nuestro proyecto es el Generador Pramac GBW15P [17] (Ver Figura 5 y Tabla 58).

Figura 8. Generador GBW15P.



Fuente: Fabricante [17].

Tabla 58. Características generador PRAMAC.

RPM:	1800 RPM
A/C Salida:	14.7 KVA - 11.8 KW
A/C Salida Máxima:	16.2 KVA - 13 KW
Amperaje:	56.7 A
Amperaje Máximo:	62.5 A
Voltaje:	110-127/208-220V AC
Frecuencia:	60 Hz
Motor:	PERKINS
Cilindrada:	1,496cc
Potencia del Motor:	17.42 HP
Tipo de Motor:	Motor Diesel
Batería:	Incluida + cables
Indicador Nivel Combustible:	Sí
Capacidad del Tanque:	13.0 gls.
Horas de Operación al 75%:	16.1 hrs.
Peso:	1,157.00 lbs / 524.81 kg
Medidas:	87 x 107.2 x 160 cm (ancho x alto x largo)

Fuente: Fabricante [17].

El costo del generador puesto en sitio es de \$ 24.365.467, conforme a APU APU01-51.

El transformador se elige de acuerdo a la potencia generada, por lo tanto, éste debe de 15[kVA], 208/13200[V] trifásico.

Figura 9. Transformador trifásico 15[kVA] elevador.



Fuente: Fabricante [18].

Tabla 59. Características transformador trifásico 15[kVA].

Fabricante:	Prolec.
Potencia aparente	15 kVA.
Tensión lado de baja:	208/114 V.
Tensión lado de alta:	13.2/11.4 kV.

Fuente: Fabricante [18].

El costo del transformador puesto en sitio es de \$ 3.497.350, según APU01-52.

CALCULO DE PROTECCIONES.

Calculando la corriente primaria del transformador se tiene:

$$I_{pt} = \frac{15000 \text{ VA}}{13200 \text{ V} \cdot \sqrt{3}}$$

$$I_{pt} = 0.66 \text{ A}$$

Con este valor se calcula el fusible al 25%.

$$I_{fus} = 1,25 \times 0.66 \text{ A}$$

$$I_{fus} = 0,75 \text{ A}$$

Por lo tanto se elige un fusible de 1 A. Este requerimiento se cumple con un fusible rápido tipo K removible, con relaciones de velocidad de 6 a 8.

Para el cálculo del dispositivo de protección contra sobretensiones transitorias DPS, se utiliza el cálculo anterior:

$$Vp = Fp. t. . VLmax = 0.8 \times 14$$

$$Vp = 11,6 \text{ kW}$$

Se selecciona el DPS normalizado 12[kV], con capacidad de descarga de 10[kA].

Para la conexión entre el generador y el transformador se calcula el conductor, partiendo de la tensión nominal de éste 208[V] y la tensión de cortocircuito 2,8, por lo tanto se tiene:

$$Icn = \frac{15000 \text{ VA}}{208 \text{ V} * \left(\frac{100 - 2.8}{100}\right)}$$

$$Icn = 74,1927[\text{A}]$$

De acuerdo con este cálculo y con un factor al 25%, el conductor tendrá una capacidad de corriente de:

$$Icm = 1,25 * 74,1927 \text{ A}$$

$$Icm = 92,7409 \text{ A}$$

Según el catálogo de cables de Procables Colombia [19], se selecciona el conductor THW aluminio AWG # 1, con capacidad amperimétrica de 100[A], con nivel de aislamiento de 600[V] y 75 °C.

5.1.3.2 PRESUPUESTO

Teniendo en cuenta que el valor del combustible es el factor más determinante en el costo de la generación mediante grupos electrógenos, el estudio se centrará en los costos variables tales como, administración, operación y mantenimiento del sistema. En el anexo 4 se puede observar el presupuesto general detallado.

El generador Pramac GBW15P [17] puede operar al 75% de su potencia nominal, es decir, a 12[kVA] durante 16 horas continuas, teniendo un consumo de 13 galones de diesel. El consumo de galones por horas se calcula a continuación:

$$Con = \frac{13 \text{ gls}}{16 \text{ h}}$$

$$Con = 0,8521 \text{ gls/h}$$

Generación potencia activa al 75% por hora de operación:

$$Gp = 11,8kW \times 0,75$$

$$Gp = 8,85 \text{ kW/h}$$

Generación de potencia por galón de combustible:

$$Gpg = \frac{8,85 \text{ kW/h}}{0,8125 \text{ gls}}$$

$$Gpg = 10,89 \frac{\text{kW}}{\text{h}} / \text{gl}$$

El primer costo referido a la generación de 1 kW/h es el valor del generador, transformador y protecciones, proyectados a 11 años.

El valor del generador es de \$24.365.467 de acuerdo al APU APU01-51, en 100000 horas de operación tenemos:

$$C_{gen} = \frac{\$24365467}{100000 \text{ h}}$$

$$C_{gen} = \$243,6546$$

Esto cuesta generar 10,89 kW/h, para producir 1 kW/h tenemos:

$$C_{gkw} = \frac{243,6546}{10,89}$$

$$C_{gkw} = \$22,3741$$

El valor de las protecciones según APU APU01-49, es de \$ 2.437.096, por lo tanto, refiriendo este costo a hora de generación se tiene:

$$C_p = \frac{\$ 2437096}{100000h}$$

$$C_p = \$ 24,3709$$

Calculando el costo por 1 kW generado se tiene:

$$C_{pkw} = \frac{24,3709}{10,89}$$

$$C_{pkw} = \$ 2,2379$$

El precio del transformador es de \$ 3.497.350 conforme al APU APU01-52, llevando este valor a costo hora de operación:

$$Ct = \frac{\$3497350}{100000 h}$$

$$Ct = \$34,9735$$

Para conocer el costo de generar 1 kW/h se tiene:

$$Ctkw = \frac{34,9735}{10,89}$$

$$Ctkw = \$ 3,2096$$

El precio del galón de combustible (Mayo 2013) es \$8113,15. Entonces, el primer estimado para el precio de kW/h generado es:

$$Cc = \frac{\$ 8113,15}{10,89 \text{ kW/h}}$$

$$Cckw = \$ 745$$

Para saber el precio del combustible puesto en sitio se realizan unos cálculos básicos. Un barril tiene 55 galones y una camioneta puede transportar 4 de éstos, teniéndose 220 galones por viaje, cuyo acarreo tiene un costo de \$ 140.000 desde la Gamarra hasta Morales.

Este suministro alcanzaría para 220 horas de operación, lo cual permite calcular la frecuencia de viajes como:

$$Fv = \frac{220 h}{24 h}$$

$$Fv = 10 \text{ dias aprox}$$

El incremento del precio del galón en sitio es:

$$Ccs = \frac{\$140.000}{220 \text{ gls}}$$

$$Ccs = \$637 \text{ por galon}$$

Ahora la operación exige como mínimo dos operarios y dos ayudantes para mantenimientos de equipos y redes, con sueldos promedio de \$ 900.000 pesos mensuales. Dicho costo con prestaciones legales, parafiscales, dotaciones aumentan un 67,14%, dando como resultado \$1.504.285. Los cuatro operarios costarían un total de \$ 6.017.140 mensuales.

Tabla 60. Cuadro gastos de personal.

CANTIDAD	PORCENTAJE	VALOR (\$)
Salario Mínimo Legal para el 2013	100,00%	900.000
Contribución al sistema general de pensiones	12%	108.000
Contribución al sistema general de seguridad social en salud	8.5%	76.500
Subsidio de Transporte para el año 2013	11,94%	107.460
Subsidio Familiar (3% ICBF, 2% SENA, 4% Cajas de Compensación)	9.0%	12.895
Riesgos profesionales	2,44%	21.960
Prima de servicios	8,33%	74.970
Cesantías	9,33%	83.970
Vacaciones remuneradas	4,17%	37.530
Aportes parafiscales	9,00%	81.000
Total a pagar	1.504.285	

Fuente: Autores.

El costo AOM por hora de producción es:

$$Ca = \frac{\$6017140}{720 h}$$

$$Ca = \$8357,1388$$

El costo de AOM para producir 1 kW/h es:

$$C_{akw} = \frac{8357,1388}{10,89}$$

$$C_{akw} = \$767,414$$

Como el generador operara a 1500 r.p.m. en modo Prime, se debe hacer mantenimiento cada 6000 horas, cuyo costo de mantenimiento esta dado básicamente por aceites, aditivos, refrigerantes, filtros, inyectores y pequeños repuestos como mangueras, empaquetaduras. El costo aproximado de \$ 180.000 cada 8 meses, con lo que finalmente se tiene costo mensual de \$ 22.500.

Trasladando este costo a hora de operación tenemos:

$$C_m = \frac{\$22500}{720 h}$$

$$C_m = \$31.25$$

Por tanto el incremento al kW/h generado es:

$$C_{mkw} = \frac{31.25}{10,89}$$

$$C_{mkw} = \$2,87$$

El último costo importante es el Overhauling, el cual se hace cada 100.000 horas de operación y corresponde aproximadamente al 70% del valor de la planta. Esto da un costo de:

$$C_o = \$24.365.467 \times 0,7$$

$$C_o = \$17.055.827$$

El valor de \$ 17.055.827 es cada 11 años. Finalmente refiriendo este costo por hora de generación se tiene:

$$C_{og} = \frac{\$17055827}{100000 h}$$

$$C_{og} = \$170,5582$$

Entonces el costo para producir 1 kW/h es:

$$Cogkw = \frac{170,5582}{10,89}$$

$$Cogkw = \$15,6619$$

5.1.3.3 PRECIO DEL kWh EN ELECTRIFICACIÓN RURAL MEDIANTE GRUPOS ELECTROGENOS

Tabla 61. Costos para generar 1 kWh con grupos electrógenos.

COSTO KILOVATIO HORA GENERADO	
COSTOS AGREGADOS	VALOR (\$)
Costo inicial	745
Costo generador	22,3741
Costo protecciones	2,2379
Costo transformador	3,2096
Costo transporte combustible	637
Operación, administración y mantenimiento	767,414
Costo mantenimiento	2,87
Costo Overhauling	15,6619
Costo final	2195,7675

Fuente: Autores.

Comparando este valor suministrado por el operador de red, con el generador en sitio, vemos que el costo es alrededor de 11 veces. Este valor está de acuerdo a los costos comparativos a nivel mundial, entre grupos electrógenos y sistemas de generación interconectados. Como concluye el estudio, la solución no es viable para esta comunidad por su sobre costo en la generación de energía.

5.2 CUADRO COMPARATIVO DE LAS ALTERNATIVAS

Tabla 62. Comparación de alternativas.

Tecnología	Costos	Ventajas	Desventajas	Observaciones
Extensión de la red eléctrica	La inversión inicial tiene un costo de \$724.491.393. El precio del kWh es de \$195,91.	Confiabilidad del servicio, calidad de la energía, bajo costo de la energía, capacidad para soportar cualquier tipo de carga, bajos costos de AOM y posibilidad de acceder a diferentes niveles de tensión.	Alto costo de inversión, baja rentabilidad para el operador de red y largo tiempo de respuesta para mantenimiento.	En el costo de inversión no incluye la instalación de los medidores y las acometidas a cada usuario. El operador de red se encargará de la instalación de éstos luego de construir la red.
Generación fotovoltaica	La inversión inicial tiene un costo de \$1.262.739,438. El precio del kWh es de \$1992,26.	Se aprovechan energías renovables y electrificación de zonas alejadas de la red convencional.	Altos costos de elementos que constituyen un sistema fotovoltaico, falta de personal técnico capacitado para instalación y mantenimiento y poco uso de esta alternativa energética.	El criterio de diseño de un sistema fotovoltaico cuenta con variados parámetros que conjugados infliere un ahorro de dinero significativo al momento de costear tanto en paneles solares, reguladores, inversores TR,MAMST y baterías.
Grupos electrógenos	El precio del kWh es de \$2195,76.	Autonomía en la operación y suministro del servicio eléctrico, portabilidad, solución inmediata y accesibilidad a zonas aisladas con pocos usuarios.	Contaminación ambiental, contaminación auditiva, alto costo de la inversión y alto costos de AOM	El costo del suministro de combustible para el grupo electrógeno, se encarece debido a que el centro de distribución más cercano es el municipio de Gamarra en el departamento del Cesar, lo cual implica el cruce del río Magdalena con sus respectivos sobrecostos.

Fuente: Autores.

5.3 ESTRUCTURACIÓN FINAL DEL PROYECTO

Para estructurar el proyecto era necesario conocer a fondo las políticas y misión de los diferentes Fondos de Financiación del Gobierno Nacional [8] para obtener las competencias en la postulación de proyectos y así, aumentar su probabilidad de éxito.

5.3.1 FONDOS DE FINANCIACIÓN

En la Figura 10, se muestran los distintos fondos de apoyo financiero para la ampliación de la cobertura de los servicios de Energía Eléctrica y Gas.

Figura 10. Tipos de fondos



Fuente: Ministerio de Minas y Energía [8].

Solamente se tuvo en cuenta los fondos de tipo eléctrico por el alcance que tiene el proyecto. A continuación se hace una breve descripción de cada fondo de

financiación de tipo eléctrico menos el PRONE, porque en sus objetivos no se encuentran el desarrollo de proyectos rurales.

5.3.1.1 FAER

El Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas rurales interconectadas (FAER), creado por el Artículo 105 de la Ley 788 de 2002 y reglamentado con el Decreto 1122 de 2008, permite que los Entes Territoriales con el apoyo de las Empresas Prestadoras del Servicio de Energía Eléctrica en la zona de influencia, sean los gestores de planes, programas y proyectos de inversión priorizados para la construcción e instalación de la nueva infraestructura eléctrica. El objetivo es ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía en las zonas rurales interconectadas, conforme con los planes de ampliación de cobertura que estructurarán cada uno de los Operadores de Red y que deberá contar con la viabilidad de la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME.

5.3.1.2 FAZNI

El Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas (FAZNI), tiene como objetivo financiar los planes, programas y proyectos de inversión en infraestructura energética en las zonas no interconectadas (ZNI), de acuerdo con la ley y con las políticas de energización que para las zonas no interconectadas ha determinado el Ministerio de Minas y Energía, conforme con los lineamientos de política establecidos por el Consejo Nacional de Política Económica y Social en documentos tales como los Documentos Conpes 3108 de 2001 y 3453 de 2006, para financiar planes, programas y/o proyectos priorizados de inversión para la construcción e instalación de la nueva infraestructura eléctrica y para la reposición o la

rehabilitación de la existente, con el propósito de ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía en las Zonas No Interconectadas.

5.3.1.3 SGR

El Sistema general de regalías (SGR) se creó a partir del acto legislativo 05-2011, el cual determina la distribución, objetivos, fines, administración, ejecución, control, el uso eficiente y la destinación de los ingresos provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables precisando las condiciones de participación de sus beneficiarios.

Con los recursos del SGR, se podrán financiar proyectos de inversión y la estructuración de proyectos, como componentes de un proyecto de inversión o presentados en forma individual. Los proyectos de inversión podrán incluir las fases de operación y mantenimiento, siempre y cuando esté definido en los mismos el horizonte de realización. No podrán financiarse gastos permanentes.

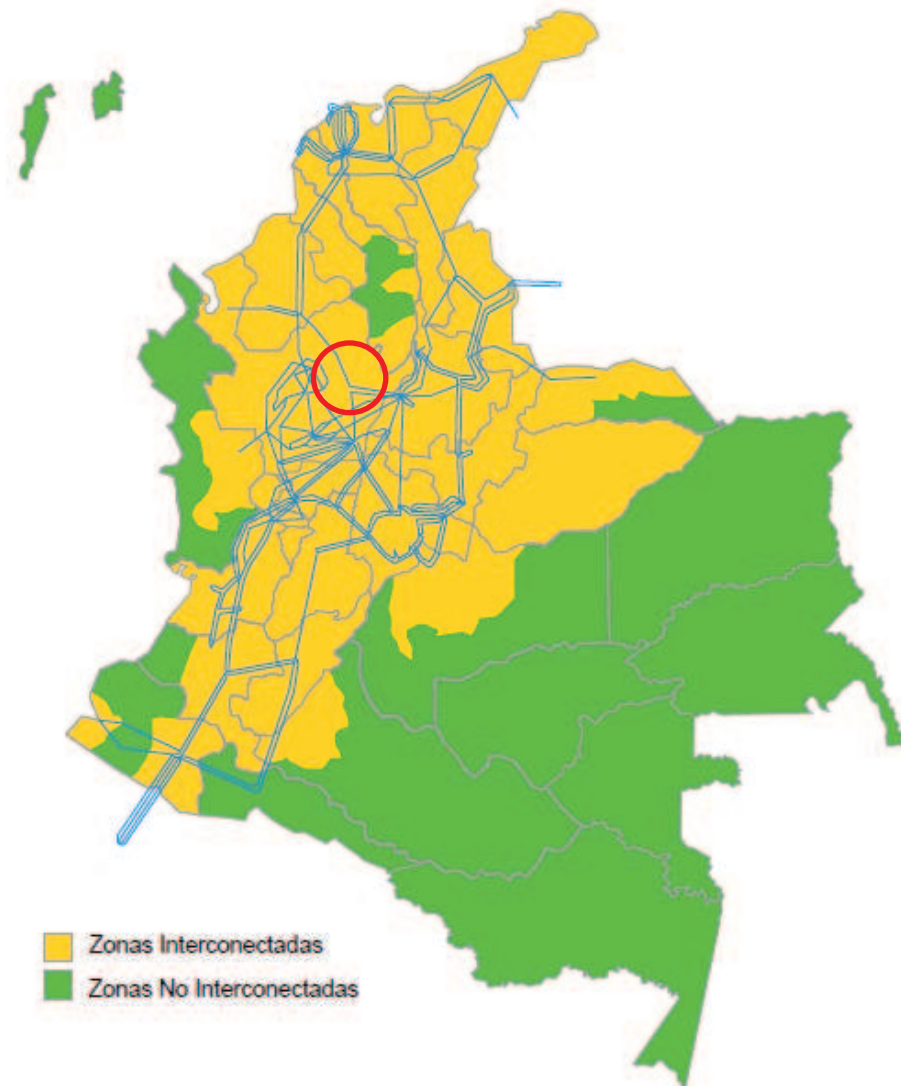
Los proyectos susceptibles de ser financiados con los recursos del SGR deben estar en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y los planes de desarrollo de las entidades territoriales, así como cumplir con el principio de Buen Gobierno, pertinencia, viabilidad, sostenibilidad, impacto y articulación con planes y políticas nacionales de las entidades territoriales y la comunidad.

5.3.2 SELECCIÓN DEL FONDO DE FINANCIACIÓN

Finalmente se selecciona presentar el proyecto al FAER porque su principal objetivo es ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía en las zonas rurales interconectadas. En la Figura 11 se puede observar

que el Sur de Bolívar se encuentra dentro de las Zonas Interconectadas del sistema eléctrico.

Figura 11. Zonas interconectadas de Colombia.



Fuente: Ministerio de Minas y Energía [8].

5.3.3 FORMULACIÓN ANTE EL FAER

Para presentar el proyecto ante el FAER es necesario cumplir con unos requisitos exigidos por este fondo que se describirán a continuación y se encuentran sus formatos en el Anexo 5.

1. Carta de presentación: Este documento debe ser elaborado en papelería del Operador de Red y firmado por el representante legal. Debe incluir la fecha de elaboración, estar dirigido a la Dirección de Energía del Ministerio de Minas y Energía, especificar la entidad ejecutora del proyecto, el valor y tipo de recursos solicitados, el valor del proyecto, indicar que el proyecto se encuentra incluido en el plan de expansión del Operador de Red, incluir el domicilio para el envío de la correspondencia, e indicar el correo electrónico para facilitar la comunicación; adicionalmente, certificar que los documentos adjuntos son auténticos y que la información presentada es veraz (Ver Anexo 5).
2. Registro BPIN: Se debe certificar que el proyecto debe estar registrado en el Banco de proyectos de Inversión - BPIN de la Entidad Territorial (Ver Anexo 5).
3. Aval técnico y financiero del operador de red: Este documento debe ser firmado por el Representante Legal del Operador de Red sobre la viabilidad técnica y financiera de los planes, programas o proyectos de inversión con cargo a los recursos del FAER. Además, deberá indicar que garantizará la prestación del servicio de suministro de energía eléctrica a los suscriptores potenciales, ofreciendo los índices de calidad y continuidad previstos en la regulación, este Aval no debe tener un periodo mayor de doce (12) meses desde su expedición (Ver Anexo 5).
4. Certificado del operador de red sobre cumplimientos de normas técnicas: Se debe presentar un documento en el que conste el cumplimiento de especificaciones y cumplimiento de normas técnicas aplicables que han sido definidas para los

materiales, equipo, la construcción e instalación de la nueva infraestructura eléctrica (Ver Anexo 5).

5. Certificado de servidumbres: Antes de presentar el proyecto la Entidad Territorial debe negociar las servidumbres con los beneficiarios del proyecto, para poder garantizar que no se presentaran inconvenientes en cuanto este tema durante la ejecución del proyecto (Ver Anexo 5).
6. Certificado de no presentación a otros fondos: Este documento debe indicar si al proyecto se le han asignado recursos para su ejecución e indicar si se ha presentado a otro fondo de apoyo financiero (Ver Anexo 5).
7. Análisis de costos y presupuestos: Debe incluir los costos globales y unitarios estimados para la ejecución de cada actividad del proyecto. Por otra parte, se deben incluir los costos indirectos como Administración, Imprevistos, Utilidad, Costos de la Contratación de la Interventoría Técnica, Certificación RETIE y otros costos que sean necesarios para la puesta en servicio del proyecto, como costos de corte y reconexión al sistema (Ver Anexo 5).
8. Diseños y memorias de cálculo: Es la serie de análisis que debe realizar el proyectista, donde se modelan las diferentes memorias para la selección técnico-económica de los equipos y materiales requeridos para el proyecto, de acuerdo a una comparación de alternativas. Se deben definir los diagramas esquemáticos, las características de las obras, las especificaciones técnicas de los equipos y materiales, las cantidades de obras requeridas, etc.
9. Planos técnicos: La información esquematizada en los planos debe ser coherente con el presupuesto y con el número de usuarios, deben estar firmados por el ingeniero diseñador y estar aprobados por el Operador de Red que avala técnicamente al proyecto formulado. En las convenciones a utilizar, se debe identificar claramente la infraestructura proyectada y la existente.

CONCLUSIONES

- Es muy importante conocer todos los aspectos locales sociales, económicos, ambientales, geográficos y técnicos donde se va a ejecutar el proyecto, con el objeto de saber correctamente a cuál de los fondos de apoyo financiero formular el proyecto para su financiación. Cada uno de los fondos fue creado con un objetivo específico y para dar soluciones particulares en cada caso. Por lo tanto, se deben conocer y tener plenamente claro sus políticas. Una incorrecta selección del fondo conlleva al rechazo de la propuesta, acarreando esto en sobrecostos y retrasos en la ejecución del proyecto.
- En los últimos años el país ha tenido un gran desarrollo, aun así de manera global no se han alcanzado las proyecciones dadas, sobre todo en el sector rural; condición que genera atraso del desarrollo del sistema eléctrico con respecto a algunos países de la región y mucho más a nivel mundial. Es de saber que el mayor desarrollo del sistema eléctrico se encuentra centralizado en los grandes núcleos poblacionales, con una gran densidad demográfica y a su vez, se encuentra aislado de las zonas más apartadas de la geografía colombiana, con densidades poblacionales bajas. Esta distribución está dada en parte a que la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica es el negocio de los operadores de red, cuyas utilidades dependen de la cantidad de usuarios que poseen, por lo tanto, zonas aisladas con poblaciones bajas no son un atractivo de inversión, lo cual imposibilita la expansión del sistema.
- Las soluciones energéticas en Colombia dependerán de la expansión de redes, dado que el desarrollo de algunas alternativas como la fotovoltaica o eólica están muy atrasadas en su implementación.

REFERENCIAS

- [1] Instituto colombiano de normas técnicas y certificación (ICONTEC). Código Eléctrico Colombiano, Norma Técnica Colombiano NTC 2050, 1998 – 11 – 25. Bogotá, D.C. Primera edición.
- [2] Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), ministerio de minas y energía 2005.
- [3] Normas para el diseño y construcción de redes de distribución tomo II – Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A E.S.P. Versión 1.
- [4] Normas técnicas: Criterios de diseño de la red de electrificación rural RA8-025. Empresas públicas de Medellín. 2009.
- [5] Norma instalaciones eléctricas rurales Electrificadora de Santander S.A. Última actualización 2010.
- [6] Contrato IPSE-UIS 076 de 2012.
- [7] Manual de Soporte conceptual para el uso de la metodología general para la formulación y evaluación de proyectos. Departamento Nacional de Planeación. 2012.
- [8] Guía para la formulación y presentación de proyectos a los fondos FAER, FAZNI, FNR, FECF y PRONE. Unidad de Planeación Minero Energética. Bogotá. 2006.
- [9] <http://www.solener.info/> Productos/Accesorios Electrónicos/ Regulador Bi tensión Fecha de Visualización 15/04/2013.

- [10] <http://www.victronenergy.com.es/inverters-chargers/quattro/> Fecha de Visualización 12/04/2013.
- [11] <http://www.victronenergy.com.es/inverters-chargers/multiplus-12v-24v-48v-800va-3kva/> Fecha de Visualización 12/04/2013.
- [12] <http://www.kyocerasolar.com.au/assets/001/5423.pdf> Fecha de Visualización 10/04/2013.
- [13] <http://www.taastuenergia.ee/pdf/sonnenschein-a600-solar.pdf> Fecha de Visualización 09/04/2013.
- [14] <http://www.hilight-solar.com/English/productszj.asp?bigclassid=26> Fecha de Visualización 07/04/2013.
- [15] <http://es.gongchang.com/dp1350237/> Fecha de Visualización 12/04/2013.
- [16] Unidad de Planeación Minero Energética. Atlas de radiación solar de Colombia. Capítulo 3, “Mapas de brillo solar”. 2005.
- [17] <http://ppower.pramac.com/Europe/es/professional-soundproof-generator> Fecha de visualización 12/04/2013.
- [18] <http://www.prolecge.com/internetsp> Fecha de Visualización 12/04/2013.
- [19] http://procables.com.co/index.php?option=com_flippingbook&view=category&id=9&Itemid=153&lang=es Fecha de Visualización 12/04/2013.

ANEXOS

ANEXO A. FICHA-REQUISITOS DE PREINVERSIÓN



Fuente: Departamento Nacional de Planeación [7].

En la anterior figura se evidencian las etapas de un proyecto. Las etapas de inversión, operación y evaluación ex post no se abordarán en esta ficha porque no hacen parte de los procesos que deben realizarse para la presentación de proyectos.

FICHA-REQUISITOS DE PREINVERSIÓN

1 FORMULACIÓN:

La formulación de un proyecto de inversión es el procedimiento en el cual se identifican situaciones que desean transformarse y en el que se plantean, analizan y diseñan acciones necesarias para lograr solucionarlo. Dentro de la formulación se deben realizar los procesos de identificación y preparación del mismo.

A pesar que la Vereda El Totumo, ubicada en el Municipio de Morales, se encuentra dentro de las zonas interconectadas del Sistema de Energía Eléctrica de Colombia, sus habitantes no gozan del servicio de energía, acción que impide el desarrollo económico de la población y limita sus posibilidades de mejorar su calidad de vida.

1.1 IDENTIFICACIÓN:

La identificación del problema constituye el ejercicio más complejo en la preparación de un estudio de preinversión. En la identificación se da el soporte para llevar a cabo el proyecto y se evalúan las necesidades que resolvería la ejecución del mismo. Para la identificación se analizan tres momentos: situación actual, situación esperada y alternativas de solución.

En la Vereda el Totumo se identificó que la ausencia del servicio de energía eléctrica en la población campesina dificulta el desarrollo de la agricultura, la generación de pequeñas industrias y la formación académica en la institución educativa que se encuentra allí.

FICHA-REQUISITOS DE PREINVERSIÓN

1.1.1 SITUACIÓN ACTUAL:

En la situación actual se define el problema o necesidad junto con sus causas y efectos.

El problema se especifica como una situación no deseada que padece la comunidad en un momento determinado. Las causas explican los motivos por los cuales se está presentando el problema. Los efectos muestran las consecuencias que las causas generan.

En la situación actual también se incluye el análisis de la población afectada (el número de habitantes directamente afectados y características relevantes de la población en relación con el problema), la zona donde esta se ubica (características económicas y uso del suelo) y el análisis de las participaciones (intereses y expectativas de personas y grupos).

Descripción del problema en la Vereda El Totumo: Ante la carencia de servicio de energía eléctrica, muchos hogares tienen que recurrir a otras alternativas para satisfacer sus necesidades, entre estas se tienen velas, plantas eléctricas y combustibles fósiles.

Causas: Poca cobertura de redes eléctricas, zonas distantes de los puntos de conexión eléctrica, dispersión geográfica de viviendas rurales y escasa gestión e inversión realizada por el estado en la construcción de infraestructura eléctrica.

Efectos: Mayor consumo de energía, liberación de recursos destinados a la compra de métodos alternos, mejoramiento en calidad de uso luminotécnico para aprovechamiento nocturno en tareas escolares y laborales y conservación de alimentos perecederos.

FICHA-REQUISITOS DE PREINVERSIÓN

1.1.2 SITUACIÓN DESEADA:

En la situación deseada se establece el objetivo general, los objetivos específicos y las metas que se plantea el proyecto.

El objetivo general precisa la solución al problema. Busca una situación deseada o de confort para la población con relación al problema identificado.

Los objetivos específicos son los medios que llevarán al cumplimiento del objetivo general y se alcanzarán a través de las alternativas de solución. Las metas corresponden a la expresión cuantitativa y cualitativa de los logros que se pretenden obtener con la ejecución del proyecto.

	Objetivo	Meta a Cumplir
General	Estructurar proyectos de infraestructura eléctrica para el municipio de Morales, atendiendo a criterios técnicos, ambientales y sociales; así como a requerimientos de fondos de inversión pública.	Presentar una documentación completa para los posibles fondos de financiación.
Específicos	Ampliar la cobertura de las redes eléctricas en la zona rural cuyas concentraciones de población lo requieran.	Realizar un estudio para dar viabilidad de las redes eléctricas a las veredas. En este estudio se tendrá en cuenta la participación del operador de red de la zona.
	Realizar el desarrollo de soluciones energéticas alternativas en caso de no poder llevar la red eléctrica del proveedor de servicio.	Realizar un estudio de alternativas para solucionar la falta de energía eléctrica en la vereda.
	Estructurar el proyecto cumpliendo con requerimientos técnicos, ambientales, sociales.	Desarrollar todos los requerimientos del proyecto para dar viabilidad al mismo.

Fuente: Contrato IPSE-UIS [6].

FICHA-REQUISITOS DE PREINVERSIÓN

1.1.3 ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN:

Las alternativas son los diferentes caminos que se pueden tomar para llegar a cumplir el objetivo propuesto. Surgen del análisis de objetivos, identificando las acciones que se deben adelantar para lograr los objetivos específicos que son los que conllevan al cumplimiento del objetivo general.

Las alternativas que se estudiaron para este proyecto fueron:

- Grupos electrógenos
- Energía fotovoltaica
- Extensión de la red

1.2 PREPARACIÓN:

En la preparación de alternativas se reúne y organiza toda la información de cada una de ellas a través de la elaboración de estudios que brindan información. Para la preparación de las alternativas existen varios estudios específicos que deben tenerse en cuenta:

- Estudio legal
- Estudio de mercado
- Estudio de localización
- Estudio ambiental
- Estudio técnico
- Estudio de riesgos
- Estudio de aspectos comunitarios
- Estudio financiero

FICHA-REQUISITOS DE PREINVERSIÓN

1.2.1 ESTUDIO LEGAL:

En el estudio legal se determina la viabilidad de las alternativas de solución propuestas y las normas que lo rigen (usos de suelo, patentes y legislación laboral entre otras). En el estudio legal se debe tener conocimiento del plan de desarrollo, plan de ordenamiento territorial, régimen tributario, tasas retributivas ambientales, legislación laboral (salarios, prestaciones y contrataciones), leyes, decretos, ordenanzas, acuerdos, resoluciones, licencias (exploración, construcción y demolición), contratos de concesión y otras normas para el desarrollo del proyecto.

El estudio legal que se realizó en la Vereda El Totumo se sustenta en los siguientes planes de desarrollo:

- Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014, Línea estratégica: Crecimiento sostenible y competitividad, Programa: Locomotora para el crecimiento y la generación de empleo, Subprograma: Desarrollo minero y expansión energética, Meta: Fortalecimiento, consolidación y expansión del sector eléctrico.
- Plan de Desarrollo Departamental: Bolívar Ganador, Programa: Desarrollo minero y energético del departamento, Subprograma: Electrificación con fuentes de energía convencional y no convencional para zonas rurales y urbanas en Bolívar.
- Plan de Desarrollo Municipal: Sembrando el progreso, 2012-2015, Programa: Electrificación rural.

También se identificó la normatividad vigente que soporta el proyecto:

- Ley 143 de 1994, Ley Eléctrica.
- Ley 142 de 1994, Ley de servicios públicos domiciliarios.

FICHA-REQUISITOS DE PREINVERSIÓN

- Ley 23 del 19 de diciembre de 1973, Código de Recursos Naturales y de Protección al Medio Ambiente.
- Decreto- Ley 2811 del 18 de diciembre de 1974, Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente.
- Código sustantivo del trabajo.
- Ley 100 de 1993, sistema de seguridad social integral.

El Municipio de Morales cuenta con un 54,06% en necesidades básicas insatisfechas.

FICHA-REQUISITOS DE PREINVERSIÓN

1.2.2 ESTUDIO DE MERCADO:

El estudio de mercado pretende identificar la demanda y la oferta de bienes o servicios necesarios actualmente para solucionar el problema en la población objetivo. En el estudio de mercado se deben realizar el análisis de la demanda del bien o servicio y el análisis de la oferta del bien o servicio.

El estudio de mercado que se realizó en la Vereda El Totumo se basó en la existencia de una necesidad básica insatisfecha como es la falta del servicio de energía eléctrica en la zona. Se identificaron 21 usuarios residenciales y 1 institución educativa que se beneficiaría con el desarrollo del proyecto. Según datos del plan de desarrollo 2008-2011 del Municipio de Morales el consumo promedio en kilovatios/hora/mes de los usuarios residenciales en el área urbana y rural es igual o mayor a 104 kWh/mes. El operador de red (O.R) que presta el servicio al Municipio de Morales es la empresa Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A E.S.P. El análisis de la oferta está ligado a la disponibilidad de potencia y energía suficiente para atender a los 22 usuarios potenciales que tenga el O.R.

1.2.3 ESTUDIO DE LOCALIZACIÓN:

En el estudio de localización se consideran los factores que sean relevantes en el desarrollo del proyecto. A continuación se nombran algunos:

Región, departamento, municipio, resguardo indígena, clase de centro poblado, localización específica, ZNI (Zona No Interconectada), medios y costos de transporte, disponibilidad y costo de mano de obra, cercanía de fuentes de abastecimiento, materias primas especiales, energía eléctrica, combustibles, agua, factores ambientales, cercanía y accesibilidad a los mercados, costo y disponibilidad de terrenos y edificios, topografía, estructura impositiva y legal, disponibilidad de servicios públicos domiciliarios, comunicaciones, aspectos administrativos y políticos, orden público e impacto para la equidad del género.

Para preparar el estudio de localización se debe primero visitar la zona en cuestión para conocer todos los factores que influirían en el desarrollo del proyecto. En la Vereda El Totumo se identificaron los siguiente factores:

- Ubicación (Localización, mapa, límites y coordenadas)
- Población (Datos estadísticos, distribución y densidad poblacional)
- Geografía (Topografía)
- Clima (Cálido húmedo)
- Hidrografía (Ríos, lagunas o manglares)
- Servicios públicos (Alcantarillado, agua potable y energía eléctrica)
- Sistema vial (Carreteras y vías fluviales)
- Características de los usuarios potenciales

1.2.4 ESTUDIO AMBIENTAL:

El estudio ambiental busca determinar el impacto que va a tener cada alternativa sobre el medio ambiente.

En un estudio ambiental se debe realizar un diagnóstico ambiental de alternativas, el estudio de impacto ambiental, un plan de manejo ambiental y permisos, determinar si el proyecto se ubica en áreas del sistema nacional de áreas protegidas (SINAP) o reservas forestales, consulta de comunidades indígenas y afrocolombianas y audiencias públicas ambientales.

Para el estudio ambiental desarrollado en la Vereda El Totumo se elaboró un programa de gestión ambiental en el que abordaron los siguientes aspectos:

- Programa de información y participación comunitaria
- Programa de gestión de residuos sólidos
- Programa de gestión de residuos líquidos
- Programa de uso y almacenamiento adecuado de materiales
- Programa de control de la capa vegetal
- Programa de control de la contaminación atmosférica
- Programa para el manejo de maquinaria y equipos
- Programa de señalización
- Programa de salud ocupacional y seguridad industrial
- Programa de monitoreo y seguimiento

1.2.5 ESTUDIO TÉCNICO:

El estudio técnico busca mejorar la utilización de los recursos disponibles en la producción del bien o servicio en cada una de las alternativas de solución propuestas.

En la Vereda El Totumo se encontraron tres posibles soluciones al problema de falta de energía eléctrica en el sector rural y se enuncian las características y requisitos de cada solución.

- Generación diesel: Diseño de casa de máquinas, accesibilidad a todos los dispositivos de control y protección, avisos y señales de seguridad, dispositivos de seccionamiento y mando, materiales acordes con las condiciones ambientales, análisis de la carga, distancias de seguridad, cálculos de pérdidas de energía, análisis de cortocircuito y falla a tierra, cálculo y coordinación de protecciones, cálculo económico de conductores, cálculo de ductos, cálculo del sistema de puestas a tierra, análisis de protección contra rayos, cálculo de iluminación, especificaciones técnicas de equipos y materiales, especificaciones técnicas de construcción, diagramas unifilares, planos civiles de construcción, planos eléctricos de construcción, cálculo o dimensionamiento de grupos electrógenos, dimensionamiento de los tanques de almacenamiento, dimensionamiento de tubería de flujo de combustible y dimensionamiento del medidor de combustible.
- Condiciones generales generación solar: Diseño de equipos, accesibilidad a todos los dispositivos de control y protección, avisos y señales de seguridad, dispositivos de seccionamiento y mando, materiales acordes con las condiciones ambientales, análisis de carga, distancias de seguridad, cálculos de pérdidas de energía, análisis de cortocircuito y falla a tierra, cálculo y coordinación de protecciones, cálculo económico de conductores, cálculo de ductos, cálculo del sistema de puestas a tierra, análisis de protección contra rayos, cálculo

FICHA-REQUISITOS DE PREINVERSIÓN

de iluminación, especificaciones técnicas de equipos y materiales, especificaciones técnicas de construcción, diagramas unifilares, planos civiles de construcción, planos eléctricos de construcción, estudio de radiación solar, cálculo o dimensionamiento de paneles solares, cálculo o dimensionamiento del sistema de baterías, selección de inversores bidireccionales, selección de inversores de inyección a la red y selección del sistema de integración.

- **Distribución:** Análisis de carga, análisis del nivel de tensión requerido, distancias de seguridad, cálculos de regulación, cálculos de pérdidas de energía, análisis de cortocircuito y falla a tierra, cálculo económico de conductores, cálculo del sistema de puesta a tierra, análisis de protección contra rayos, cálculo mecánico de estructuras, especificaciones técnicas de equipos y materiales, especificaciones técnicas de construcción, diagramas unifilares y planos eléctricos de construcción.
- **Transformación:** Avisos y señales de seguridad, dispositivos de seccionamiento y mando, materiales acordes con las condiciones ambientales, análisis de carga, cálculo de transformadores, análisis del nivel de tensión requerido, distancias de seguridad, cálculos de pérdidas de energía, análisis de cortocircuito y falla a tierra, cálculo y coordinación de protecciones, cálculo económico de conductores, cálculo de ductos, cálculo del sistema de puestas a tierra, análisis de protección contra rayos, calculo mecánico de estructuras, cálculo de iluminación, especificaciones técnicas de equipos y materiales, especificaciones técnicas de construcción, diagramas unifilares y planos eléctricos de construcción.

La distribución y transformación hacen parte de una misma solución energética que consistía en la extensión de la red.

1.2.6 ESTUDIO DE RIESGOS:

El estudio de riesgos tiene como objeto identificar y analizar los riesgos que pueden afectar el diseño y el desarrollo de un proyecto de inversión.

Para que el estudio de riesgos se efectúe con éxito se deben realizar la identificación y evaluación de los riesgos ambientales, la identificación de escenarios de riesgos, la estimación de la probabilidad y frecuencia de los riesgos y la evaluación del riesgo por entorno.

Luego de realizar un reconocimiento en la Vereda El Totumo se identificaron los siguientes riesgos:

- Riesgos de contaminación del suelo o cuerpos de agua
- Riesgos de accidentes viales en el área de influencia directa del proyecto durante la construcción
- Riesgos de accidentes laborales que se presentan por los trabajos realizados en alturas
- Riesgos de seguridad del personal de trabajo por la presencia de grupos armados ilegales

FICHA-REQUISITOS DE PREINVERSIÓN

1.2.7 ESTUDIO DE ASPECTOS COMUNITARIOS:

En el estudio de aspectos comunitarios se debe identificar la participación de la comunidad en el desarrollo del proyecto. Se debe evaluar el interés y la participación de la ciudadanía, realizar una concertación con los miembros de junta de acción comunal y la socialización del proyecto.

En la reunión realizada en la Vereda El Totumo se socializó con la comunidad los alcances del proyecto y el impacto que tendría en la región. El objetivo principal de la reunión es que la comunidad manifieste su conformidad con el proyecto y colabore en lo que sea pertinente durante su ejecución y operación. Luego se realiza un acta de concertación en donde se plasma el lugar, la hora, el día y el año de la reunión y los participantes que asistieron.



Fuente: Contrato IPSE-UIS [6].

1.2.8 ESTUDIO FINANCIERO:

El estudio financiero tiene como objeto ordenar la información de carácter monetario con el propósito de complementarla para la evaluación de las alternativas. Se define la estructura óptima financiera, además de la información sobre ingresos de operación y costos de ejecución, operación y mantenimiento.

En el estudio financiero se analizan los costos que tienen las etapas de preinversión, inversión y operación y mantenimiento del proyecto. Se separa cada etapa en componentes o categoría del gasto, actividad y por insumos.

El estudio financiero realizado en la Vereda El Totumo consistía en la elaboración de un presupuesto en donde se desglosaba la información concerniente a las tareas ejecutadas durante el desarrollo y la estructuración del proyecto.

2 EVALUACIÓN EXANTE:

Se entiende por evaluación exante, el resultado del análisis efectuado a partir de la información de las alternativas de solución propuestas.

Se distinguen tres tipos de evaluación según diferentes puntos de vista y criterios utilizados para analizar las alternativas de solución.

- Evaluación financiera
- Evaluación económica
- Evaluación social

Finalmente se seleccionó la solución de extensión de la red porque el Municipio de Morales se encuentra ubicado dentro del sistema interconectado nacional, lo cual facilita la tarea de brindar el suministro de energía eléctrica a la población rural realizando una significativa inversión del Gobierno que generaría el desarrollo económico de la población y mitigaría los niveles de pobreza.

FICHA-REQUISITOS DE PREINVERSIÓN

2.1 EVALUACIÓN FINANCIERA:

La evaluación financiera se identifica, desde el punto de vista de un inversionista, los ingresos y egresos atribuibles a la realización de la alternativa y en consecuencia su rentabilidad. En la evaluación financiera se valora:

- La identificación de la tasa de interés de oportunidad (TIO)
- La identificación de la tasa interna de retorno
- La relación del costo anual equivalente financiero (CAE)
- El costo por unidad de capacidad y el costo por beneficiario

La evaluación financiera y económica no se tuvo en cuenta para este proyecto porque no se hizo parte en el desarrollo de ésta.

2.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA Y SOCIAL:

La evaluación económica tiene una perspectiva de la sociedad como un todo y analiza el aporte que hace la alternativa al bienestar socioeconómico.

La evaluación social investiga el aporte neto de la alternativa al bienestar socioeconómico y además promedia los impactos de la alternativa que modifican la distribución de la riqueza.

ANEXO B. PRESUPUESTO EXTENSIÓN DE LA RED.

Proyecto: ELECTRIFICACIÓN VEREDA EL TOTUMO

ITEM	ACTIVIDAD	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO TOTAL			VALOR UNITARIO	TOTAL
				MATERIALES	MANO DE OBRA	E & H		
PRESUPUESTO GENERAL DE OBRAS								
RED DE MEDIA TENSIÓN 13200 [V]								
1	LOCALIZACIÓN Y REPLANTEO RED M.T	ML	5000	0	2736	11140	16360	81.787.750
1.1	APERTURA DE TROCHA, PODA Y/O ROCERÍA M.T	ML	2500	0	9190	5855	17529	43.823.225
1.2	REFLANTEO DE REDES EN MEDIA TENSIÓN	ML	2500	0	9190	5855	17529	43.823.225
2	APOYOS RED M.T	UND	84	754000	107271	570	994589	83.545.451
2.1	CIMENTACIÓN, AHOYADA E HINCADA DE POSTE CONCRETO 12[m] - 510[kg]	UND	10	1044000	116482	1140	1349781	13.497.811
2.2	CIMENTACIÓN, AHOYADA E HINCADA DE POSTE CONCRETO 12[m] - 750[kg]	UND	10	1044000	116482	1140	1349781	13.497.811
3	ARMADA POSTE M.T	UND	76	189726	37806	1711	273855	20.812.991
3.1	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE HERRAJES ESTRUCTURA DE PASO MONOFÁSICA POSTE.	UND	17	506573	47027	1825	617359	10.485.102
3.2	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE HERRAJES ESTRUCTURA DE RETENCIÓN MONOFÁSICA POSTE	UND	2	300322	47027	1896	403983	807.985
3.3	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE HERRAJES ESTRUCTURA TERMINAL MONOFÁSICA POSTE	UND	10	723249	47027	1768	851532	8.515.315
3.4	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE HERRAJES ESTRUCTURA DERIVACIÓN MONOFÁSICA POSTE	UND	10	723249	47027	1768	851532	8.515.315
4	TENDIDO RED M.T	ML	8241	3200	2275	134	8291	68.327.944
4.1	SUMINISTRO, TENSIONADO Y TENDIDO DE RED MONOFÁSICA M.T EN ACSR No.2 AWG	ML	8241	3200	2275	134	8291	68.327.944
5	TEMPLATES M.T	UND	4	80157	37806	1340	168678	678.714
5.1	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE TEMPLATE DIRECTO A TIERRA EN M.T	UND	4	80157	37806	1340	168678	678.714
6	PUESTA A TIERRA M.T	UND	9	545652	27356	1910	618040	5.562.359
6.1	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA EN M.T SISTEMA MONOFÁSICO	UND	9	545652	27356	1910	618040	5.562.359
RED DE BAJA TENSIÓN 240/120 [V]								
7	LOCALIZACIÓN Y REPLANTEO RED B.T	ML	260	0	1813	11040	15337	3.987.737
7.1	APERTURA DE TROCHA, PODA Y/O ROCERÍA B.T	ML	300	0	5963	22650	41033	12.309.930
7.2	REFLANTEO DE REDES EN BAJA TENSIÓN	ML	300	0	5963	22650	41033	12.309.930
8	APOYOS B.T	UND	34	510400	78841	855	269928	26.560.232
8.1	CIMENTACIÓN, AHOYADA, HINCADA DE POSTE CONCRETO 8[m] - 510 [kg]	UND	34	510400	78841	855	269928	26.560.232
9	VESTIDA/ARMADA DE POSTE B.T	UND	32	27132	33195	1140	64581	2.066.595
9.1	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE HERRAJES ESTRUCTURA DE SUSPENSIÓN RED TRENZADA	UND	32	27132	33195	1140	64581	2.066.595
9.2	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE HERRAJES ESTRUCTURA TERMINAL RED TRENZADA	UND	2	27132	54086	855	95133	180.266
10	TENDIDO RED B.T	ML	2902	11845	1813	4220	30387	88.213.284
10.1	SUMINISTRO, TENSIONADO Y TENDIDO DE RED TRENZADA EN B.T 2X4+4 AWG AAC	ML	2902	11845	1813	4220	30387	88.213.284
							SUBTOTAL (X)	337.864.647
							SUBTOTAL (Y)	133.328.043

ITEM	ACTIVIDAD	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO TOTAL			VALOR UNITARIO	TOTAL
				MATERIALES	MANO DE OBRA	E & H		
TRANSFORMACIÓN 13200/240-120 [V]								
11	TRANSFORMADORES							
11.1	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE HERRAJES Y PROTECCIONES PARA TRANSFORMADOR MONOFASICO 10 [KVA] (INCLUYE TRAFEO)	UND	1	3127208	122331	1711	3511275	3.511.275
11.2	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE HERRAJES Y PROTECCIONES PARA TRANSFORMADOR MONOFASICO 3 [KVA] (INCLUYE TRAFEO)	UND	7	3142764	110651	1140	3502658	24.518.803
11.3	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE HERRAJES Y PROTECCIONES PARA TRANSFORMADOR MONOFASICO 5 [KVA] (INCLUYE TRAFEO)	UND	1	3019708	122331	1711	3398639	3.393.639
							SUBTOTAL (Z)	31.423.716
	COSTOS DIRECTOS (CD)						CD=X+Y+Z	502.616.406
	ADMINISTRACIÓN (A)				7%		A=CD.(0,07)	35.183.148
	IMPREVISTOS (I)				8%		I=CD.(0,08)	40.209.312
	UTILIDAD (U)				10%		U=CD.(0,1)	50.261.641
	IVA				16%		IVA=U.(0,16)	8.041.862
	COSTOS INDIRECTOS (CI)						CI=A+H+U+IVA	133.695.964
	SUBTOTAL 1 (S1)						S1=CD+CI	636.312.370
	INTERVENTORIA (IT)				10%		IT=CD.(0,1)	50.261.641
	SUBTOTAL 2 (S2)						S2=S1+IT	686.574.011
	CERTIFICACIÓN RETE (CR)				2%		CR=CD.(0,01)	10.052.328
	SUBTOTAL 3 (S3)						S3=S2+CR	696.626.339
	INTERVENTORIA ADMINISTRATIVA Y FINANCIERA (IAF)				4%		IAF=S3.(0,04)	27.865.054
	TOTAL DEL PROYECTO						TOTAL=S3+IAF	\$ 724.491.393

PROYECTO: ELECTRICIFICACION VEREDA EL TOTUMO

ITEM	3.2	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACION DE HERRAJES ESTRUCTURA DE RETENCION MONOFASICA POSTE	CODIGO UNIDAD	APU01-06 UNID
------	-----	---	---------------	---------------

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	PESO [kg]	VALOR UNITARIO	PESO TOTAL [kg]	VALOR TOTAL
3.2.1.1	AISLADOR DE SUSPENSION 6" ANSI 52-1	UND	8	4	20125	32	161000
3.2.1.2	TUERCA DE OJO DE 5/8"	UND	4	1	7254	4	29016
3.2.1.3	GRAPA DE RETENCION 6 2/0 AWG	UND	4	2	16875	8	67500
3.2.1.4	CRUCETA 101.6 x 101.6 [mm] x 2.4 [mm]	UND	2	15	87000	30	174000
3.2.1.5	ESPARRAGO DE 5/8" x 10"	UND	3	0.7	4146	2.1	12438
3.2.1.6	PERNO DE MAQUINA DE 5/8 x 10"	UND	2	0.6	7876	1.2	15752
3.2.1.7	ARANDELA PLANA DE 5/8"	UND	3	0.1	805	0.3	2415
3.2.1.8	ARANDELA DE PRESION DE 5/8"	UND	8	0.1	415	0.8	3320
3.2.1.9	DIAGONAL DE 0.68 [m]	UND	2	2	13472	4	26944
3.2.1.10	PERNO DE MAQUINA DE 1/2" x 1 1/2"	UND	4	0.7	2487	2.8	9948
3.2.1.11	ARANDELA PLANA DE 1/2"	UND	4	0.1	748	0.4	2992
3.2.1.12	ARANDELA DE PRESION DE 1/2"	UND	4	0.1	312	0.4	1248
SUBTOTAL (W)							506573

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
3.2.2.1	CAMIONETA DOBLE CABINA	UND	1	0.02	248400	4968
3.2.2.2	TRANSPORTE DE MATERIAL	kg	86	0.2	165600	56966
SUBTOTAL (X)						61934

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	TARIFA	VALOR TOTAL
3.2.3.1	HERRAMIENTA MENOR	GL	1	0.32	5702	1825
SUBTOTAL (Y)						1825

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
3.2.4.1	JEFE DE TRABAJO	UND	1	0.1	76841	7684
3.2.4.2	TECNICO LINEAS	UND	1	0.2	58389	11680
3.2.4.3	AYUDANTE	UND	1	0.6	46105	27663
SUBTOTAL (Z)						47027

VALOR UNITARIO - COSTO DIRECTO (CD)					CD=W+X+Y+Z	617359
--	--	--	--	--	-------------------	---------------

PROYECTO: ELECTRICIFICACION VEREDA EL TOTUMO

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS

3.3 SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACION DE HERRAJES ESTRUCTURA TERMINAL MONOFASICA POSTE

ITEM	3.3	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACION DE HERRAJES ESTRUCTURA TERMINAL MONOFASICA POSTE	CODIGO UNIDAD	APU01-07 UNID			
MATERIALES							
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	PESO [kg]	VALOR UNITARIO	PESO TOTAL [kg]	VALOR TOTAL
3.3.1.1	AISLADOR DE SUSPENSION 6" ANSI 52-1	UND	4	4	20125	16	80500
3.3.1.2	TUERCA DE OJO DE 5/8"	UND	4	1	7254	4	29016
3.3.1.3	GRAPA DE RETENCION 6 2/0 AWG	UND	2	2	16875	4	33750
3.3.1.4	CRUCETA 101.6 x 101.6 [mm] x 2.4 [mm]	UND	1	15	87000	15	87000
3.3.1.5	ESPARRAGO DE 5/8" x 10"	UND	2	0.7	4146	1.4	8292
3.3.1.6	PERNO DE MAQUINA DE 5/8 x 10"	UND	2	0.6	7876	1.2	15752
3.3.1.7	ARANDELA PLANA DE 5/8"	UND	4	0.1	805	0.4	3220
3.3.1.8	ARANDELA DE PRESION DE 5/8"	UND	4	0.1	415	0.4	1680
3.3.1.9	DIAGONAL DE 0.68 [m]	UND	2	2	13472	4	26944
3.3.1.10	PERNO DE MAQUINA DE 1/2" x 1 1/2"	UND	4	0.7	2487	2.8	9948
3.3.1.11	ARANDELA PLANA DE 1/2"	UND	4	0.1	748	0.4	2992
3.3.1.12	ARANDELA DE PRESION DE 1/2"	UND	4	0.1	312	0.4	1248
SUBTOTAL (W)							300322

TRANSPORTE							
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL	
3.3.2.1	CAMIONETA DOBLE CABINA	UND	1	0.02	248400	4968	
3.3.2.2	TRANSPORTE DE MATERIAL	kg	50	0.3	165600	49680	
SUBTOTAL (X)							54648

EQUIPOS Y HERRAMIENTA							
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	TARIFA	VALOR TOTAL	
3.3.2.1	HERRAMIENTA MENOR	GL	1	0.35	5702	1996	
SUBTOTAL (Y)							1996

MANO DE OBRA							
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL	
3.3.4.1	JEFE DE TRABAJO	UND	1	0.1	76841	7684	
3.3.4.2	TECNICO LINEAS	UND	1	0.2	58389	11680	
3.3.4.3	AYUDANTE	UND	1	0.6	46105	27663	
SUBTOTAL (Z)							47027

VALOR UNITARIO - COSTO DIRECTO (CD)					CD=WX+YZ	403993
--	--	--	--	--	-----------------	---------------

REPUBLICA DE COLOMBIA		MUNICIPIO:MORALES						
DEPARTAMENTO: BOLIVAR		PROYECTO: ELECTRICIFICACION VEREDA EL TOTUMO						
ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS								
ITEM	3.4	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACION DE HERRAJES ESTRUCTURA DERIVACION MONOFASICA POSTE	CODIGO UNIDAD	APU01-08 UNID				
MATERIALES								
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	PESO [kg]	VALOR UNITARIO	PESO TOTAL [kg]	VALOR TOTAL	
3.4.1.1	AISLADOR DE SUSPENSION 6" ANSI 52-1	UND	6	4	20125	24	120750	
3.4.1.2	TUERCA DE OJO DE 5/8"	UND	3	1	7254	3	21762	
3.4.1.3	GRAPA DE RETENCION 6 2/0 AWG	UND	3	2	16875	6	50625	
3.4.1.4	CRUCETA 101.6 x 101.6 [mm] x 2.4 [mm]	UND	1	15	87000	15	87000	
3.4.1.5	ESPARRAGO DE 5/8" x 10"	UND	2	0.7	4146	1.4	8292	
3.4.1.6	PERNO DE MAQUINA DE 5/8 x 10"	UND	2	0.6	7876	1.2	15752	
3.4.1.7	ARANDELA PLANA DE 5/8"	UND	4	0.1	805	0.4	3220	
3.4.1.8	ARANDELA DE PRESION DE 5/8"	UND	4	0.1	415	0.4	1680	
3.4.1.9	DIAGONAL DE 0.68 [m]	UND	2	2	13472	4	26944	
3.4.1.10	PERNO DE MAQUINA DE 1/2" x 1 1/2"	UND	4	0.7	2487	2.8	9948	
3.4.1.11	ARANDELA PLANA DE 1/2"	UND	4	0.1	748	0.4	2992	
3.4.1.12	ARANDELA DE PRESION DE 1/2"	UND	4	0.1	312	0.4	1248	
3.4.1.13	CORTACIRCUITO DE 100 [A] 15 [kV]	UND	2	8	186528	16	373056	
							SUBTOTAL (W)	723249
TRANSPORTE								
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL		
3.4.2.1	CAMIONETA DOBLE CABINA	UND	1	0.02	248400	4968		
3.4.2.2	TRANSPORTE DE MATERIAL	kg	75	0.3	165600	74520		
							SUBTOTAL (X)	79488
EQUIPOS Y HERRAMIENTA								
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	TARIFA	VALOR TOTAL		
3.4.3.1	HERRAMIENTA MENOR	GL	1	0.31	5702	1768		
							SUBTOTAL (Y)	1768
MANO DE OBRA								
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL		
3.4.4.1	JEFE DE TRABAJO	UND	1	0.1	76841	7684		
3.4.4.2	TECNICO LINEAS	UND	1	0.2	53399	11680		
3.4.4.3	AYUDANTE	UND	1	0.6	46105	27663		
							SUBTOTAL (Z)	47027
VALOR UNITARIO - COSTO DIRECTO (CD)					CD=WX+Y+Z	851632		

PROYECTO: ELECTRIFICACION VEREDA EL TOTUMO
ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS

ITEM	11.1	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACION DE HERRAJES Y PROTECCIONES PARA TRANSFORMADOR MONOFASICO 10 [KVA] (INCLUYE TRAFIO)	CODIGO UNIDAD	APU01-18 UNID			
MATERIALES							
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	PESO [kg]	VALOR UNITARIO	PESO TOTAL [kg]	VALOR TOTAL
11.1.1.1	TRANSFORMADOR MONOFASICO AUTOPROTEGIDO 10 [KVA] 13200/240-120 [V]	UND	1	120	2157500	120	2157500
11.1.1.2	CAJA CORTACIRCUITO DE 100 [A] 15 [KV]	UND	2	8	186528	16	373056
11.1.1.3	TUBO CONDUIT DE 1/2"	UND	1	3	14922	3	14922
11.1.1.4	VARILLA COOPER WELD 5/8" 1.8 [m]	UND	2	4	24871	8	49742
11.1.1.5	CABLE COBRE DESNUDO No.4 AWG	ML	25	0.2	2591	5	64775
11.1.1.6	CRUCETA 3 x 3 x 1/4 x 2 [m]	UND	2	10	87000	20	174000
11.1.1.7	DIAGONAL DE 0.68 [m]	UND	4	4	13472	16	53888
11.1.1.8	COLLARIN DE DOS SALIDAS No.6 - 7	UND	2	2	38757	4	77514
11.1.1.9	CABLE DE COBRE AISLADO No.6 AWG	ML	12	0.6	1965	7.2	23580
11.1.1.10	CONECTOR BIMETALICO B4	UND	3	0.1	933	0.3	2799
11.1.1.11	PERCHA METALICA DE 3 PUESTOS TP	UND	2	3	22770	6	45540
11.1.1.12	ASLADOR TIPO GARRETO DE 3"	UND	6	0.5	2859	3	17154
11.1.1.13	CINTA DE ACERO BANDIT 5/8"	ML	7	0.1	4629	0.7	32403
11.1.1.14	HEBILLAS PARA CINTA DE ACERO BANDIT 5/8"	UND	7	0.1	1203	0.7	8421
11.1.1.15	PERNO DE MAQUINA DE 5/8" x 8"	UND	2	0.1	7047	0.2	14094
11.1.1.16	PERNO DE MAQUINA DE 1/2 x 12"	UND	4	0.1	2487	0.4	9948
11.1.1.17	ARANDELA PLANA DE 5/8"	UND	4	0.1	805	0.4	3220
11.1.1.18	ARANDELA PLANA DE 1/2"	UND	4	0.1	748	0.4	2992
11.1.1.19	ARANDELA DE PRESION DE 5/8"	UND	4	0.1	415	0.4	1660
						SUBTOTAL (W)	3127208

TRANSPORTE							
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL	
11.1.2.1	CAMIONETA DOBLE CABINA	UND	1	0.2	248400	49680	
11.1.2.2	TRANSPORTE DE MATERIAL	kg	212	0.3	165600	210345	
						SUBTOTAL (X)	260025

EQUIPOS Y HERRAMIENTA							
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	TARIFA	VALOR TOTAL	
11.1.3.1	HERRAMIENTA MENOR	GL	1	0.3	5702	1711	
						SUBTOTAL (Y)	1711

MANO DE OBRA							
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL	
11.1.4.1	JEFE DE TRABAJO	UND	1	0.2	76841	15368	
11.1.4.2	TECNICO LINEAS	UND	2	0.6	58399	70079	
11.1.4.2	AYUDANTE	UND	1	0.8	46105	36684	
						SUBTOTAL (Z)	122331

REPUBLICA DE COLOMBIA		MUNICIPIO:MORALES						
DEPARTAMENTO: BOLIVAR		PROYECTO: ELECTRICIFICACION VEREDA EL TOTUMO						
11.2		ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS						
ITEM	DESCRIPCIÓN	CODIGO UNIDAD	APU01-19 UNID					
SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE HERRAJES Y PROTECCIONES PARA TRANSFORMADOR MONOFASICO 3 [KVA] (INCLUYE TRAFEO)								
MATERIALES								
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PESO [kg]	VALOR UNITARIO	PESO TOTAL [kg]	VALOR TOTAL	
11.2.1.1	TRANSFORMADOR MONOFASICO CONVENCIONAL DE 3 [KVA] 1:3200/240-120 [V]	UND	1	100	1800000	100	1800000	
11.2.1.2	CORTACIRCUITO DE 100 [A] 15 [KV] (INCLUYE FUSIBLE)	UND	2	8	186528	16	373056	
11.2.1.3	PARARRAYOS DE 10 [KA] 12 [KV]	UND	2	4	186528	8	373056	
11.2.1.4	TUBO CONDUIT DE 1/2"	UND	1	3	14922	3	14922	
11.2.1.5	VARILLA COOPER WELD 5/8" x 1.8 [m]	UND	2	4	24871	8	49742	
11.2.1.6	CABLE COBRE DESNUDO No.4 AWG	ML	25	0.2	2591	5	64775	
11.2.1.7	CRUCETA 3 x 3 x 1/4 x 2 [m]	UND	2	10	87000	20	174000	
11.2.1.8	DIAGONAL DE 0.68 [m]	UND	4	4	13472	16	53888	
11.2.1.9	COLLARIN DE DOS SALIDAS No.6 - 7	UND	2	2	38757	4	77514	
11.2.1.10	CABLE DE COBRE AISLADO No.6 AWG	ML	12	0.6	1985	7.2	23580	
11.2.1.11	CONECTOR BIMETALICO B4	UND	3	0.1	933	0.3	2799	
11.2.1.12	PERCHA METALICA DE 3 PUESTOS TP	UND	2	3	22770	6	45540	
11.2.1.13	AISLADOR TIPO CARRETO DE 3"	UND	6	0.5	2889	3	17154	
11.2.1.14	CINTA DE ACERO BANDIT 5/8"	ML	7	0.1	4629	0.7	32403	
11.2.1.15	HEBILLAS PARA CINTA DE ACERO BANDIT 5/8"	UND	7	0.1	1203	0.7	8421	
11.2.1.16	PERNO DE MAQUINA DE 5/8" x 8"	UND	2	0.1	7047	0.2	14094	
11.2.1.17	PERNO DE MAQUINA DE 1/2 x 1/2"	UND	4	0.1	2487	0.4	9948	
11.2.1.18	ARANDELA PLANA DE 5/8"	UND	4	0.1	805	0.4	3220	
11.2.1.19	ARANDELA PLANA DE 1/2"	UND	4	0.1	748	0.4	2992	
11.2.1.20	ARANDELA DE PRESIÓN DE 5/8"	UND	4	0.1	415	0.4	1680	
							SUBTOTAL (W)	3142764
TRANSPORTE								
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL		
11.2.2.1	CAMIONETA DOBLE CABINA	UND	1	0.2	248400	49680		
11.2.2.2	TRANSPORTE DE MATERIAL	kg	200	0.3	165600	198422		
							SUBTOTAL (X)	248102
EQUIPOS Y HERRAMIENTA								
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	TARIFA	VALOR TOTAL		
11.2.3.1	HERRAMIENTA MENOR	GL	1	0.2	5702	1140		
							SUBTOTAL (Y)	1140
MANO DE OBRA								
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL		
11.2.4.1	JEFE DE TRABAJO	UND	1	0.2	76841	15368		
11.2.4.2	TECNICO LINEAS	UND	2	0.5	58389	58389		
11.2.4.3	AYUDANTE	UND	1	0.8	46105	36884		
							SUBTOTAL (Z)	110651
VALOR UNITARIO - COSTO DIRECTO (CD)					CD=WX+YZ	3602668		

DEPARTAMENTO: BOLIVAR		REPUBLICA DE COLOMBIA		MUNICIPIO: MORALES			
PROYECTO: ELECTRIFICACION VEREDA EL TOTUMO							
ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS							
ITEM	11.3	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACION DE HERRAJES Y PROTECCIONES PARA TRANSFORMADOR MONOFASICO 5 [KVA] (INCLUYE TRAFEO)	CODIGO UNIDAD	APU01-20 UNID			
MATERIALES							
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	PESO [kg]	VALOR UNITARIO	PESO TOTAL [kg]	VALOR TOTAL
11.3.1.1	TRANSFORMADOR MONOFASICO AUTOPROTEGIDO 5 [KVA] 13200/240-120 [V]	UND	1	120	2050000	110	2050000
11.3.1.2	CAJA CORTACIRCUITO DE 100 [A] 15 [kV]	UND	2	8	186528	16	373056
11.3.1.3	TUBO CONDUIT DE 1/2"	UND	1	3	14922	3	14922
11.3.1.4	VARILLA COOPER WELD 5/8" 1.8 [m]	UND	2	4	24871	8	49742
11.3.1.5	CABLE COBRE DESNUDO No.4 AWG	ML	25	0.2	2591	5	64775
11.3.1.6	CRUCETA 3 x 3 x 1/4 x 2 [m]	UND	2	10	87000	20	174000
11.3.1.7	DIAGONAL DE 0.68 [m]	UND	4	4	13472	16	53888
11.3.1.8	COLLARIN DE DOS SALIDAS No.6 - 7	UND	2	2	38757	4	77514
11.3.1.9	CABLE DE COBRE AISLADO No.6 AWG	ML	12	0.6	1965	7.2	23580
11.3.1.10	CONECTOR BIMETALICO B4	UND	3	0.1	933	0.3	2799
11.3.1.11	PERCHA METALICA DE 3 PUESTOS TP	UND	2	3	22770	6	45540
11.3.1.12	ASLADOR TIPO CARRETO DE 3"	UND	6	0.5	2859	3	17154
11.3.1.13	CINTA DE ACERO BANDIT 5/8"	ML	7	0.1	4629	0.7	32403
11.3.1.14	HEBILLAS PARA CINTA DE ACERO BANDIT 5/8"	UND	7	0.1	1203	0.7	8421
11.3.1.15	PERNO DE MAQUINA DE 5/8" x 8"	UND	2	0.1	7047	0.2	14094
11.3.1.16	PERNO DE MAQUINA DE 1/2 x 12"	UND	4	0.1	2487	0.4	9948
11.3.1.17	ARANDELA PLANA DE 5/8"	UND	4	0.1	805	0.4	3220
11.3.1.18	ARANDELA PLANA DE 1/2"	UND	4	0.1	748	0.4	2992
11.3.1.19	ARANDELA DE PRESION DE 5/8"	UND	4	0.1	415	0.4	1660
SUBTOTAL (W)							3019708
TRANSPORTE							
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL	
11.3.2.1	CAMIONETA DOBLE CABINA	UND	1	0.2	248400	49680	
11.3.2.2	TRANSPORTE DE MATERIAL	kg	202	0.3	165600	200409	
SUBTOTAL (X)							250089
EQUIPOS Y HERRAMIENTA							
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	TARIFA	VALOR TOTAL	
11.3.3.1	HERRAMIENTA MENOR	GL	1	0.3	5702	1711	
SUBTOTAL (Y)							1711
MANO DE OBRA							
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL	
11.3.4.1	JEFE DE TRABAJO	UND	1	0.2	76841	15368	
11.3.4.2	TECNICO LINEAS	UND	2	0.6	58399	70079	
11.3.4.2	AYUDANTE	UND	1	0.8	46105	36684	
SUBTOTAL (Z)							122331
VALOR UNITARIO - COSTO DIRECTO (CD)							3393839
							CD= W+X+Y+Z

ANEXO C. PRESUPUESTO GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.

ITEM	ACTIVIDAD	PRESUPUESTO GENERAL DE OBRAS										VALOR UNITARIO	TOTAL		
		UNIDAD	CANTIDAD	MATERIALES	MANO DE OBRA	E & H	TRANSPORTE	COSTO TOTAL							
SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO															
1	SUMINISTRO DE EQUIPOS CASA														
1.1	SUMINISTRO MODULOS FOTOVOLTAICOS KYOCERA DE REFERENCIA KD135SX-1F	UND	282	525680	1229	0	2484					529293		133.381.952	
1.2	SUMINISTRO DE ESTRUCTURAS DE ACERO GALVANIZADO CON TORNILLERIA DE A	UND	21	250000	1229	0	2484					253713		5.327.983	
1.3	SUMINISTRO DE MODULOS ALMACENADORES DE ENERGIA SONNENSCHEN A602/	UND	378	709891	1229	0	2484					713604		269.742.486	
1.4	SUMINISTRO MODULOS INVERSORES VICTRON MULTIPUS COMPACT ICOP-CMP1	UND	252	525680	1229	0	2484					529293		133.381.952	
1.5	SUMINISTRO MODULOS REGULADORES FOTOVOLTAICO 30W 24V SOLENER	UND	84	473022	1229	0	2484					476735		40.045.779	
1.6	SUMINISTRO CABLE DE CONEXION DE MULTICONTACT	ML	63	7000	1229	0	2484					10713		674.948	
1.7	SUMINISTRO DE CABLE DE INTERCONEXION ENTRE MODULOS-CAJA	ML	42	7000	1229	0	2484					10713		449.965	
1.8	SUMINISTRO DE CABLE DE CONEXIONADO CAJAS DE CONEXIONES INVERSOR. CC	ML	42	7000	1229	0	2484					10713		449.965	
1.9	CONSTRUCCION DE CASETA PARA SISTEMA FOTOVOLTAICO "CASA"	M2	420	210000	1229	285	12420					223035		94.052.515	
												SUBTOTAL (X)		408.452.420	
2	SUMINISTRO DE EQUIPOS COLEGIO														
2.1	MODULOS FOTOVOLTAICOS HILIGHT – SOLAR 350 W	UND	34	827788	1229	0	2484					831501		28.271.050	
2.2	SUMINISTRO DE MODULOS ALMACENADORES DE ENERGIA SONNENSCHEN A602/	UND	192	709891	1229	0	2484					713604		137.012.056	
2.3	SUMINISTRO DE MODULOS REGULADORES FOTOVOLTAICO XINTONG XX83.48V/36	UND	1	4740970	1229	0	2484					474683		4.744.683	
2.4	SUMINISTRO DE MODULOS INVERSORES VICTRON QUATTRO 9K	UND	1	9297674	1229	0	2484					9301387		9.301.387	
2.5	SUMINISTRO DE CONEXION DE MULTICONTACT	ML	3	7000	1229	0	2484					10713		32.140	
2.6	SUMINISTRO DE CABLE DE INTERCONEXION ENTRE MODULOS-CAJA	ML	2	7000	1229	0	2484					10713		21.427	
2.7	SUMINISTRO DE CABLE DE CONEXIONADO CAJAS DE CONEXIONES INVERSOR. CC	ML	2	7000	1229	0	2484					10713		21.427	
2.8	SUMINISTRO DE ESTRUCTURAS DE ACERO GALVANIZADO CON TORNILLERIA DE A	UND	1	250000	1229	0	2484					253713		263.713	
2.9	CONSTRUCCION DE CASETA PARA SISTEMA FOTOVOLTAICO "COLEGIO"	M2	30	210000	1229	456	19872					232787		6.983.612	
												SUBTOTAL (Y)		170.027.789	

3	MONTAJE DE SISTEMA FOTOVOLTAICO										
3.1	MONTAJE E INTERCONEXION DE PANELES FOTOVOLTAICOS 150W	UND	262	360000	57477	570	2517,12	420565	108.982.284		
3.2	MONTAJE E INTERCONEXION DE PANELES FOTOVOLTAICOS 350 W SOLAR PARA SISTEMA TIPO "CASA".	UND	714	50000	62088	1140	24873	138101	96.604.342		
3.3	INSTALACION DE ALMACENADORES DE ENERGIA SONNENSCHNEIN A602/270	UND	378	15000	37606	1711	13414	67930	25.677.578		
3.4	INSTALACION DE ALMACENADORES DE ENERGIA SONNENSCHNEIN A602/270 SOLAR PARA SISTEMA TIPO "COLEGIO".	UND	714	15000	47027	1825	11592	75444	53.866.688		
3.5	INSTALACION MODULOS REGULADORES FOTOVOLTAICO 30A/ 24V SOLENER	UND	84	15000	458	1996	5962	23415	1.966.885		
3.6	INSTALACION MODULOS REGULADORES FOTOVOLTAICO XINTONG XX63 46V/500A MPPT	UND	21	150000	47027	1768	5962	204756	4.299.879		
3.7	INSTALACION DE MODULOS INVERSORES VICTRON MULTIPLEX COMPACT (COP-CHIP720010000-06	UND	21	120000	1813	134	3478	125425	2.633.926		
3.8	INSTALACION DE MODULOS INVERSORES VICTRON QUATTRO 9K	UND	21	150000	37806	1340	26834	214880	4.514.570		
SUBTOTAL (Z)										297.546.151	
COSTOS DIRECTOS (CD)										CD=X+Y+Z	
ADMINISTRACION (A)										A=CD.(0,07)	
IMPREVISTOS (I)										I=CD.(0,08)	
UTILIDAD (U)										U=CD.(0,1)	
IVA										IVA=U.(0,16)	
COSTOS INDIRECTOS (CI)										CI=A+I+U+IVA	
SUBTOTAL 1 (S1)										S1=CD+CI	
INTERVENTORIA (IT)										IT=CD.(0,1)	
SUBTOTAL 2 (S2)										S2=S1+IT	
CERTIFICACION RETE (CR)										CR=CD.(0,01)	
SUBTOTAL 3 (S3)										S3=S2+CR	
INTERVENTORIA ADMINISTRATIVA Y FINANCIERA (IAF)										IAF=S3.(0,04)	
TOTAL DEL PROYECTO										TOTAL=S3+IAF	
										1.262.739.438	

DEPARTAMENTO: BOLIVAR		REPUBLICA DE COLOMBIA		MUNICIPIO: MORALES					
PROYECTO: ELECTRIFICACION VEREDA EL TOTUMO									
ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS									
ITEM	2.8	SUMINISTRO DE ESTRUCTURAS DE ACERO GALVANIZADO CON TORNILLERIA DE ACERO GALVANIZADO.							
			CODIGO	APU01-37					
			UNIDAD	ML					
MATERIALES									
ITEM		DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	PESO [kg]	VALOR UNITARIO	PESO TOTAL [kg]	VALOR TOTAL	
2.8.1.1		ESTRUCTURAS DE ACERO GALVANIZADO CON TORNILLERIA DE ACERO GALVANIZADO.	UND	10	10	250000	10	250000	
								SUBTOTAL (W)	250000
TRANSPORTE									
ITEM		DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	VALOR UNITARIO		VALOR TOTAL	
2.8.2.1		CAMIONETA DOBLE CABINA PARA TRANSPORTE DE PERSONAL	UND	1	0.01	248400		2484	
2.8.2.2		FLETE DE TRANSPORTE DE MATERIAL	UND	1	0.01	2000000		20000	
								SUBTOTAL (X)	2484
EQUIPOS Y HERRAMIENTA									
ITEM		DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	TARIFA		VALOR TOTAL	
								0	
								SUBTOTAL (Y)	0
MANO DE OBRA									
ITEM		DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	VALOR UNITARIO		VALOR TOTAL	
2.8.4.1		JEFE DE TRABAJO	UND	1	0.01	76841		768	
2.8.4.2		AYUDANTE	UND	1	0.01	46105		461	
								SUBTOTAL (Z)	1229
VALOR UNITARIO - COSTO DIRECTO (CD)							CD=W+X+Y+Z	253713	

REPUBLICA DE COLOMBIA		MUNICIPIO: MORALES	
DEPARTAMENTO: BOLIVAR		PROYECTO: ELECTRICIFICACION VEREDA EL TOTUMO	
3.1 MONTAJE E INTERCONEXION DE PANELES FOTOVOLTAICOS 135W		ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS	
ITEM	CODIGO	UNIDAD	APU01-39
MATERIALES			
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD
3.1.1.1	MONTAJE DE PANELES FOTOVOLTAICOS KYOCERA DE REFERENCIA KD135SX-1PU	UND	12
		PESO [kg]	21
		PESO TOTAL [kg]	252
		VALOR UNITARIO	30000
		VALOR TOTAL	360000
SUBTOTAL (W) 360000			
TRANSPORTE			
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD
3.1.2.1	CAMIONETA DOBLE CABINA	UND	1
		RENDIMIENTO	0.01
		VALOR UNITARIO	248400
		VALOR TOTAL	2484
3.1.2.2	TRANSPORTE DE MATERIAL	KG	1
		RENDIMIENTO	0.01
		VALOR UNITARIO	165600
		VALOR TOTAL	33.12
SUBTOTAL (X) 2517.12			
EQUIPOS Y HERRAMIENTA			
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD
3.1.3.1	HERRAMIENTA MENOR	UND	1
		RENDIMIENTO	0.1
		TARIFA	5702
		VALOR TOTAL	570
SUBTOTAL (Y) 570			
MANO DE OBRA			
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD
3.1.4.1	JEFE DE TRABAJO	UND	1
		RENDIMIENTO	0.1
		VALOR UNITARIO	76841
		VALOR TOTAL	7684
3.1.4.2	TECNICO FOTOVOLTAICO	UND	1
		RENDIMIENTO	0.3
		VALOR UNITARIO	58389
		VALOR TOTAL	17520
3.1.4.3	AYUDANTE	UND	1
		RENDIMIENTO	0.7
		VALOR UNITARIO	46105
		VALOR TOTAL	32274
SUBTOTAL (Z) 57477			
VALOR UNITARIO - COSTO DIRECTO (CD)		CD=W+X+Y+Z	
		420865	

ANEXO D. PRESUPUESTO GRUPOS ELECTROGENOS.

Proyecto: ELECTRIFICACIÓN VEREDA EL TOTUMO

ITEM	ACTIVIDAD	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO TOTAL			VALOR UNITARIO	TOTAL
				MATERIALES	MANO DE OBRA	E & H		
PRESUPUESTO GENERAL DE OBRAS								
RED DE MEDIA TENSIÓN 13200 [V]								
1	LOCALIZACIÓN Y REPLANTEO RED M.T	ML	5000	0	2736	11140	16360	81.787.750
1.1	APERTURA DE TROCHA, PODA Y/O ROCERÍA M.T	ML	2500	0	9190	5855	17529	43.823.225
1.2	REFLANTEO DE REDES EN MEDIA TENSIÓN	ML	2500	0	9190	5855	17529	43.823.225
2	APOYOS RED M.T	UND	84	754000	107271	570	994589	83.545.451
2.1	CIMENTACIÓN, AHOYADA E HINCADA DE POSTE CONCRETO 12[m] - 510[kg]	UND	84	754000	107271	570	994589	83.545.451
2.2	CIMENTACIÓN, AHOYADA E HINCADA DE POSTE CONCRETO 12[m] - 750[kg]	UND	10	1044000	116482	1140	1349781	13.497.811
3	ARMADA POSTE M.T	UND	76	189726	37806	1711	273855	20.812.991
3.1	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE HERRAJES ESTRUCTURA DE PASO MONOFÁSICA POSTE.	UND	17	506573	47027	1825	617359	10.485.102
3.2	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE HERRAJES ESTRUCTURA DE RETENCIÓN MONOFÁSICA POSTE	UND	2	300322	47027	1896	403983	807.985
3.3	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE HERRAJES ESTRUCTURA TERMINAL MONOFÁSICA POSTE	UND	10	723249	47027	1768	851532	8.515.315
3.4	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE HERRAJES ESTRUCTURA DERIVACIÓN MONOFÁSICA POSTE	UND	10	723249	47027	1768	851532	8.515.315
4	TENDIDO RED M.T	ML	8241	3200	2275	134	8291	68.327.944
4.1	SUMINISTRO, TENSIONADO Y TENDIDO DE RED MONOFÁSICA M.T EN ACSR No.2 AWG	ML	8241	3200	2275	134	8291	68.327.944
5	TEMPLATES M.T	UND	4	80157	37806	1340	168678	678.714
5.1	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE TEMPLATE DIRECTO A TIERRA EN M.T	UND	4	80157	37806	1340	168678	678.714
6	PUESTA A TIERRA M.T	UND	9	546552	27356	1910	618040	5.562.359
6.1	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA EN M.T SISTEMA MONOFÁSICO	UND	9	546552	27356	1910	618040	5.562.359
SUBTOTAL (W)								
RED DE BAJA TENSIÓN 240/120 [V]								
7	LOCALIZACIÓN Y REPLANTEO RED B.T	ML	260	0	1813	11040	15337	3.987.737
7.1	APERTURA DE TROCHA, PODA Y/O ROCERÍA B.T	ML	300	0	5963	22650	41033	12.309.930
7.2	REFLANTEO DE REDES EN BAJA TENSIÓN	ML	300	0	5963	22650	41033	12.309.930
8	APOYOS B.T	UND	34	510400	76841	855	269928	26.560.232
8.1	CIMENTACIÓN, AHOYADA, HINCADA DE POSTE CONCRETO 8[m] - 510 [kg]	UND	34	510400	76841	855	269928	26.560.232
9	VESTIDA/ARMADA DE POSTE B.T	UND	32	27132	33195	1140	64581	2.066.595
9.1	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE HERRAJES ESTRUCTURA DE SUSPENSIÓN RED TRENZADA	UND	32	27132	33195	1140	64581	2.066.595
9.2	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE HERRAJES ESTRUCTURA TERMINAL RED TRENZADA	UND	2	27132	54086	855	95133	180.266
10	TENDIDO RED B.T	ML	2902	11845	1813	4220	30387	88.213.284
10.1	SUMINISTRO, TENSIONADO Y TENDIDO DE RED TRENZADA EN B.T 2X4+4 AWG AAC	ML	2902	11845	1813	4220	30387	88.213.284
SUBTOTAL (X)								
133.328.043								

TRANSFORMACIÓN 13200/240-120 [V]											
11	TRANSFORMADORES										
11.1	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE HERRAJES Y PROTECCIONES PARA TRANSFORMADOR MONOFASICO 10 [KVA] (INCLUYE TRAF0)	UND	1	3127208	122331	17711	260025	3511275		3.511.275	
11.2	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE HERRAJES Y PROTECCIONES PARA TRANSFORMADOR MONOFASICO 3 [KVA] (INCLUYE TRAF0)	UND	7	3142764	110651	1140	248102	3502658		24.518.603	
11.3	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE HERRAJES Y PROTECCIONES PARA TRANSFORMADOR MONOFASICO 5 [KVA] (INCLUYE TRAF0)	UND	1	3019708	122331	1711	250089	3393639		3.393.639	
										31.423.716	
GRUPO ELECTROGENO											
12	LOCALIZACIÓN Y REPLANTEO CENTRO DE GENERACION	GL	1	0	416130	127230	248400	791760		791.760	
12.1	REPLANTEO AREA HUBICACION GENERADOR	GL	1	1742500	389788	95500	392832	2618620		2.618.620	
13	INSTALACION SISTEMA DPS										
13.1	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE HERRAJES Y PROTECCIONES PARA TRANSFORMADOR TRIFASICO 15[RVA]	GL	1	2014052	224376	1140	197528	2437096		2.437.096	
13.2	CIMENTACIÓN, AHUYADA E HINCADA DE POSTE CONCRETO 12[m] - 510[kg] PARA SUBESTACION AEREA.	UND	1	1508000	201017	2851	382684	2094552		2.094.552	
14	SUMINISTROS										
14.1	SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE GENERADOR TRIFASICO 15[KVA]	UND	1	22323488	50408	5000	1986571	24365467		24.365.467	
14.2	SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE TRANSFORMADOR TRIFASICO 15[KVA]	UND	1	27683324	316586	15000	397440	3497350		3.497.350	
										35.804.845	
	COSTOS DIRECTOS (CD)								CD=WX+Y+Z	538.421.251	
	ADMINISTRACIÓN (A)				7%				A=CD.(0,07)	37.689.488	
	IMPREVISTOS (I)				8%				I=CD.(0,08)	43.073.700	
	UTILIDAD (U)				10%				U=CD.(0,1)	53.842.125	
	IVA				16%				IVA=U.(0,16)	8.614.740	
	COSTOS INDIRECTOS (CI)								CI=A+U+IVA	143.220.053	
	SUBTOTAL 1 (S1)								S1=CD+CI	681.641.304	
	INTERVENTORIA (IT)				10%				IT=CD.(0,1)	53.842.125	
	SUBTOTAL 2 (S2)								S2=S1+IT	735.483.429	
	CERTIFICACIÓN RETIE (CR)				2%				CR=CD.(0,01)	10.768.425	
	SUBTOTAL 3 (S3)								S3=S2+CR	746.251.854	
	INTERVENTORIA ADMINISTRATIVA Y FINANCIERA (IAF)				4%				IAF=S3.(0,04)	29.850.074	
	TOTAL DEL PROYECTO								TOTAL=S3+IAF	\$ 776.101.928	

REPUBLICA DE COLOMBIA		MUNICIPIO:MORALES						
DEPARTAMENTO: BOLIVAR		PROYECTO: ELECTRICIFICACION VEREDA EL TOTUMO						
ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS								
ITEM	3.1	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACION DE HERRAJES ESTRUCTURA DE PASO MONOFASICA POSTE	APU01-05					
		CODIGO	UNIDAD					
MATERIALES								
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	PESO [kg]	VALOR UNITARIO	PESO TOTAL [kg]	VALOR TOTAL	
3.1.1.1	AISLADOR PIN TIPO CAMPANA 15 [kV]	UND	2	5	18400	10	36800	
3.1.1.2	PORTA AISLADOR TIPO PIN CORTO CRUCETA METALICA	UND	2	1	6433	2	12866	
3.1.1.3	CRUCETA 101.6 x 101.6 [mm] x 2.4 [mm]	UND	1	15	87000	15	87000	
3.1.1.4	PERNO DE MAQUINA DE 5/8 x 10"	UND	2	0.1	7876	0.2	15752	
3.1.1.5	ARANDELA PLANA DE 5/8	UND	2	0.1	806	0.2	1610	
3.1.1.6	ARANDELA DE PRESION DE 5/8	UND	4	0.1	415	0.4	1660	
3.1.1.7	DIAGONAL DE 0.68 [m]	UND	2	2	13472	4	26944	
3.1.1.8	PERNO DE MAQUINA DE 1/2 x 1/2"	UND	2	0.1	2487	0.2	4974	
3.1.1.9	ARANDELA PLANA DE 1/2"	UND	2	0.1	748	0.2	1496	
3.1.1.10	ARANDELA DE PRESION DE 1/2"	UND	2	0.1	312	0.2	624	
							SUBTOTAL (W)	189726
TRANSPORTE								
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	VALOR POR DIA	VALOR TOTAL		
3.1.2.1	CAMIONETA DOBLE CABINA	UND	1	0.05	248400	12420		
3.1.2.2	TRANSPORTE DE MATERIAL	kg	32	0.3	165600	32193		
							SUBTOTAL (X)	44613
EQUIPOS Y HERRAMIENTA								
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	TARIFA	VALOR TOTAL		
3.1.3.1	HERRAMIENTA MENOR	GL	1	0.3	5702	1711		
							SUBTOTAL (Y)	1711
MANO DE OBRA								
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL		
3.1.4.1	JEFE DE TRABAJO	UND	1	0.1	76841	7684		
3.1.4.2	TECNICO LINEAS	UND	1	0.2	58389	11680		
3.1.4.3	AYUDANTE	UND	1	0.4	46105	18442		
							SUBTOTAL (Z)	37806
VALOR UNITARIO - COSTO DIRECTO (CD)					CD=WX+YZ	273865		

REPUBLICA DE COLOMBIA		MUNICIPIO:MORALES						
DEPARTAMENTO: BOLIVAR		PROYECTO: ELECTRICIFICACION VEREDA EL TOTUMO						
ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS								
ITEM	3.4	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACION DE HERRAJES ESTRUCTURA DERIVACION MONOFASICA POSTE	CODIGO UNIDAD					
			APU01-08 UNID					
MATERIALES								
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	PESO [kg]	VALOR UNITARIO	PESO TOTAL [kg]	VALOR TOTAL	
3.4.1.1	AISLADOR DE SUSPENSION 6" ANSI 52-1	UND	6	4	20125	24	120750	
3.4.1.2	TUERCA DE OJO DE 5/8"	UND	3	1	7254	3	21762	
3.4.1.3	GRAPA DE RETENCION 6 2/0 AWG	UND	3	2	16875	6	50625	
3.4.1.4	CRUCETA 101.6 x 101.6 [mm] x 2.4 [mm]	UND	1	15	87000	15	87000	
3.4.1.5	ESPARRAGO DE 5/8" x 10"	UND	2	0.7	4146	1.4	8292	
3.4.1.6	PERNO DE MAQUINA DE 5/8 x 10"	UND	2	0.6	7876	1.2	15752	
3.4.1.7	ARANDELA PLANA DE 5/8"	UND	4	0.1	805	0.4	3220	
3.4.1.8	ARANDELA DE PRESION DE 5/8"	UND	4	0.1	415	0.4	1680	
3.4.1.9	DIAGONAL DE 0.68 [m]	UND	2	2	13472	4	26944	
3.4.1.10	PERNO DE MAQUINA DE 1/2" x 1 1/2"	UND	4	0.7	2487	2.8	9948	
3.4.1.11	ARANDELA PLANA DE 1/2"	UND	4	0.1	748	0.4	2992	
3.4.1.12	ARANDELA DE PRESION DE 1/2"	UND	4	0.1	312	0.4	1248	
3.4.1.13	CORTACIRCUITO DE 100 [A] 15 [kV]	UND	2	8	186528	16	373056	
							SUBTOTAL (W)	723249
TRANSPORTE								
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL		
3.4.2.1	CAMIONETA DOBLE CABINA	UND	1	0.02	248400	4968		
3.4.2.2	TRANSPORTE DE MATERIAL	kg	75	0.3	165600	74520		
							SUBTOTAL (X)	79488
EQUIPOS Y HERRAMIENTA								
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	TARIFA	VALOR TOTAL		
3.4.3.1	HERRAMIENTA MENOR	GL	1	0.31	5702	1768		
							SUBTOTAL (Y)	1768
MANO DE OBRA								
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL		
3.4.4.1	JEFE DE TRABAJO	UND	1	0.1	76841	7684		
3.4.4.2	TECNICO LINEAS	UND	1	0.2	53399	11680		
3.4.4.3	AYUDANTE	UND	1	0.6	46105	27663		
							SUBTOTAL (Z)	47027
VALOR UNITARIO - COSTO DIRECTO (CD)					CD=WX+Y+Z	851632		

REPUBLICA DE COLOMBIA		MUNICIPIO:MORALES						
DEPARTAMENTO: BOLIVAR		PROYECTO: ELECTRIFICACION VEREDA EL TOTUMO						
ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS								
ITEM	5.1	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACION DE TEMplete DIRECTO A TIERRA EN M.T	CODIGO UNIDAD	APU01-10 UNID				
MATERIALES								
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	PESO [kg]	VALOR UNITARIO	PESO TOTAL [kg]	VALOR TOTAL	
5.1.1.1	CABLE DE ACERO EXTRAREFORZADO DE 1/4"	UND	20	0.1	1380	2	27600	
5.1.1.2	AISLADOR TENSOR PARA 15 [KV]	UND	1	1.5	8166	1.5	8166	
5.1.1.3	PRENSAHILO 3 PERNOS 6" x 1/4	UND	4	2	5175	8	20700	
5.1.1.4	GUARDACABO	UND	1	0.1	2280	0.1	2280	
5.1.1.5	VARILLA DE ANCLAJE DE 5/8" x 1/8	UND	1	5	9949	5	9949	
5.1.1.6	VIGUETA DE CONCRETO	UND	1	8	3731	8	3731	
5.1.1.7	ARANDELA CUADRADA PLANA DE 4x4x5/8"	UND	1	0.1	3565	0.1	3565	
5.1.1.8	ALAMBRE GALVANIZADO No.10 AWG	kg	1	1	4166	1	4166	
							SUBTOTAL (W)	80157
TRANSPORTE								
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL		
5.1.2.1	CAMIONETA DOBLE CABINA	UND	1	0.1	248400	24840		
5.1.2.2	TRANSPORTE DE MATERIAL	kg	25.7	0.3	165600	25536		
							SUBTOTAL (X)	50376
EQUIPOS Y HERRAMIENTA								
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	TARIFA	VALOR TOTAL		
5.1.3.1	HERRAMIENTA MENOR	GL	1	0.1	5702	570		
5.1.3.2	EQUIPO DE TENDIDO	GL	1	0.1	7698	770		
							SUBTOTAL (Y)	1340
MANO DE OBRA								
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL		
5.1.4.1	JEFE DE TRABAJO	UND	1	0.1	76841	7684		
5.1.4.2	TECNICO LINEAS	UND	1	0.2	58389	11680		
5.1.4.3	AYUDANTE	UND	1	0.4	46105	18442		
							SUBTOTAL (Z)	37806
VALOR UNITARIO - COSTO DIRECTO (CD)								
					CD=W+X+Y+Z		169678	

REPUBLICA DE COLOMBIA		MUNICIPIO:MORALES						
DEPARTAMENTO: BOLIVAR		PROYECTO: ELECTRICIFICACION VEREDA EL TOTUMO						
ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS								
ITEM	6.1	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACION DE PUESTA A TIERRA EN M.T. SISTEMA MONOFASICO	APU01-11					
		CODIGO	UNIDAD					
MATERIALES								
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	PESO [kg]	VALOR UNITARIO	PESO TOTAL [kg]	VALOR TOTAL	
6.1.1.1	CABLE DE COBRE DESNUDO No.4 AWG	ML	12	0.1	2591	1.2	31092	
6.1.1.2	PARARAYOS DE 10 [KA] 12 [KV]	UND	2	4	186528	8	373056	
6.1.1.3	TUBO CONDUIT DE 1/2"	UND	1	4	14922	4	14922	
6.1.1.4	CINTA DE ACERO BANDIT 5/8"	ML	1	0.1	4629	0.1	4629	
6.1.1.5	HEBILLAS PARA CINTA DE ACERO BANDIT 5/8"	UND	1	0.1	1203	0.1	1203	
6.1.1.6	VARILLA COOPERWELD 5/8" X 2.4 [m]	UND	1	5	120750	5	120750	
							SUBTOTAL (W)	546652
TRANSPORTE								
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL		
6.1.2.1	CAMIONETA DOBLE CABINA	UND	1	0.1	248400	248400		
6.1.2.2	TRANSPORTE DE MATERIAL	kg	18.4	0.3	165600	18282		
							SUBTOTAL (X)	43122
EQUIPOS Y HERRAMIENTA								
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	TARIFA	VALOR TOTAL		
6.1.3.1	HERRAMIENTA MENOR	GL	1	0.2	5702	1140		
6.1.3.2	EQUIPO DE TENDIDO	GL	1	0.1	7698	770		
							SUBTOTAL (Y)	1910
MANO DE OBRA								
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL		
6.1.4.1	JEFE DE TRABAJO	UND	1	0.1	76841	76841		
6.1.4.2	TECNICO LINEAS	UND	1	0.1	58389	5840		
6.1.4.3	AYUDANTE	UND	1	0.3	46105	13632		
							SUBTOTAL (Z)	27356
VALOR UNITARIO - COSTO DIRECTO (CD)					CD=W+X+Y+Z	618040		

PROYECTO: ELECTRIFICACION VEREDA EL TOTUMO

ITEM	11.1	ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS	CODIGO	APU01-18
		SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACION DE HERRAJES Y PROTECCIONES PARA TRANSFORMADOR MONOFASICO 10 [KVA] (INCLUYE TRAFJO)	UNIDAD	UND

MATERIALES	UNIDAD	CANTIDAD	PESO [kg]	VALOR UNITARIO	PESO TOTAL [kg]	VALOR TOTAL
11.1.1.1	UND	1	120	2157500	120	2157500
11.1.1.2	UND	2	8	186528	16	373056
11.1.1.3	UND	1	3	14922	3	14922
11.1.1.4	UND	2	4	24871	8	49742
11.1.1.5	ML	25	0.2	2591	5	64775
11.1.1.6	UND	2	10	87000	20	174000
11.1.1.7	UND	4	4	13472	16	53888
11.1.1.8	UND	2	2	38757	4	77514
11.1.1.9	ML	12	0.6	1965	7.2	23580
11.1.1.10	UND	3	0.1	933	0.3	2799
11.1.1.11	UND	2	3	22770	6	45540
11.1.1.12	UND	6	0.5	2859	3	17154
11.1.1.13	ML	7	0.1	4629	0.7	32403
11.1.1.14	UND	7	0.1	1203	0.7	8421
11.1.1.15	UND	2	0.1	7047	0.2	14094
11.1.1.16	UND	4	0.1	2487	0.4	9948
11.1.1.17	UND	4	0.1	805	0.4	3220
11.1.1.18	UND	4	0.1	748	0.4	2992
11.1.1.19	UND	4	0.1	415	0.4	1660
SUBTOTAL (W)						3127208

TRANSPORTE	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
11.1.2.1	UND	1	0.2	248400	49680
11.1.2.2	kg	212	0.3	165600	210345
SUBTOTAL (X)					260025

EQUIPOS Y HERRAMIENTA	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	TARIFA	VALOR TOTAL
11.1.3.1	GL	1	0.3	5702	1711
SUBTOTAL (Y)					1711

MANO DE OBRA	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
11.1.4.1	UND	1	0.2	76841	15368
11.1.4.2	UND	2	0.6	58399	70079
11.1.4.2	UND	1	0.8	46105	36684
SUBTOTAL (Z)					122331

VALOR UNITARIO - COSTO DIRECTO (CD)		CD=WX+Y+Z	3511275
-------------------------------------	--	-----------	---------

REPUBLICA DE COLOMBIA		MUNICIPIO: MORALES						
DEPARTAMENTO: BOLIVAR		PROYECTO: ELECTRICIFICACION VEREDA EL TOTUMO						
ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS								
ITEM	11.2	CODIGO UNIDAD	APU01-19 UNID					
SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACION DE HERRAJES Y PROTECCIONES PARA TRANSFORMADOR MONOFASICO 3 [KVA] (INCLUYE TRAFEO)								
MATERIALES								
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	PESO [kg]	VALOR UNITARIO	PESO TOTAL [kg]	VALOR TOTAL	
11.2.1.1	TRANSFORMADOR MONOFASICO CONVENCIONAL DE 3 [KVA] 1:3200/240-120 [V]	UND	1	100	1800000	100	1800000	
11.2.1.2	CORTACIRCUITO DE 100 [A] 15 [KV] (INCLUYE FUSIBLE)	UND	2	8	186528	16	373056	
11.2.1.3	PARARRAYOS DE 10 [KA] 12 [KV]	UND	2	4	186528	8	373056	
11.2.1.4	TUBO CONDUIT DE 1/2"	UND	1	3	14922	3	14922	
11.2.1.5	VARILLA COOPER WELD 5/8" x 1.8 [m]	UND	2	4	24871	8	49742	
11.2.1.6	CABLE COBRE DESNUDO No.4 AWG	ML	25	0.2	2591	5	64775	
11.2.1.7	CRUCETA 3 x 3 x 1/4 x 2 [m]	UND	2	10	87000	20	174000	
11.2.1.8	DIAGONAL DE 0.68 [m]	UND	4	4	13472	16	53888	
11.2.1.9	COLLARIN DE DOS SALIDAS No.6 - 7	UND	2	2	38757	4	77514	
11.2.1.10	CABLE DE COBRE AISLADO No.6 AWG	ML	12	0.6	1985	7.2	23580	
11.2.1.11	CONECTOR BIMETALICO B4	UND	3	0.1	933	0.3	2799	
11.2.1.12	PERCHA METALICA DE 3 PUESTOS TP	UND	2	3	22770	6	45540	
11.2.1.13	AISLADOR TIPO CARRETO DE 3"	UND	6	0.5	2889	3	17154	
11.2.1.14	CINTA DE ACERO BANDIT 5/8"	ML	7	0.1	4629	0.7	32403	
11.2.1.15	HEBILLAS PARA CINTA DE ACERO BANDIT 5/8"	UND	7	0.1	1203	0.7	8421	
11.2.1.16	PERNO DE MAQUINA DE 5/8" x 8"	UND	2	0.1	7047	0.2	14094	
11.2.1.17	PERNO DE MAQUINA DE 1/2 x 1/2"	UND	4	0.1	2487	0.4	9948	
11.2.1.18	ARANDELA PLANA DE 5/8"	UND	4	0.1	805	0.4	3220	
11.2.1.19	ARANDELA PLANA DE 1/2"	UND	4	0.1	748	0.4	2992	
11.2.1.20	ARANDELA DE PRESION DE 5/8"	UND	4	0.1	415	0.4	1680	
							SUBTOTAL (W)	3142764
TRANSPORTE								
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL		
11.2.2.1	CAMIONETA DOBLE CABINA	UND	1	0.2	248400	49680		
11.2.2.2	TRANSPORTE DE MATERIAL	kg	200	0.3	165600	198422		
							SUBTOTAL (X)	248102
EQUIPOS Y HERRAMIENTA								
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	TARIFA	VALOR TOTAL		
11.2.3.1	HERRAMIENTA MENOR	GL	1	0.2	5702	1140		
							SUBTOTAL (Y)	1140
MANO DE OBRA								
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL		
11.2.4.1	JEFE DE TRABAJO	UND	1	0.2	76841	15368		
11.2.4.2	TECNICO LINEAS	UND	2	0.5	58389	58389		
11.2.4.3	AYUDANTE	UND	1	0.8	46105	36884		
							SUBTOTAL (Z)	110651
VALOR UNITARIO - COSTO DIRECTO (CD)					CD=WX+YZ	3602668		

PROYECTO: ELECTRIFICACION VEREDA EL TOTUMO

ITEM	11.3	ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS	CODIGO	APU01-20
		SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACION DE HERRAJES Y PROTECCIONES PARA TRANSFORMADOR MONOFASICO 5 [KVA] (INCLUYE TRAFEO)	UNIDAD	UND

MATERIALES	UNIDAD	CANTIDAD	PESO [kg]	VALOR UNITARIO	PESO TOTAL [kg]	VALOR TOTAL
11.3.1.1	UND	1	120	2050000	110	2050000
11.3.1.2	UND	2	8	186528	16	373056
11.3.1.3	UND	1	3	14922	3	14922
11.3.1.4	UND	2	4	24871	8	49742
11.3.1.5	ML	25	0.2	2591	5	64775
11.3.1.6	UND	2	10	87000	20	174000
11.3.1.7	UND	4	4	13472	16	53888
11.3.1.8	UND	2	2	38757	4	77514
11.3.1.9	ML	12	0.6	1965	7.2	23580
11.3.1.10	UND	3	0.1	933	0.3	2799
11.3.1.11	UND	2	3	22770	6	45540
11.3.1.12	UND	6	0.5	2859	3	17154
11.3.1.13	ML	7	0.1	4629	0.7	32403
11.3.1.14	UND	7	0.1	1203	0.7	8421
11.3.1.15	UND	2	0.1	7047	0.2	14094
11.3.1.16	UND	4	0.1	2487	0.4	9948
11.3.1.17	UND	4	0.1	805	0.4	3220
11.3.1.18	UND	4	0.1	748	0.4	2992
11.3.1.19	UND	4	0.1	415	0.4	1660
SUBTOTAL (W)						3019708

TRANSPORTE	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
11.3.2.1	UND	1	0.2	248400	49680
11.3.2.2	kg	202	0.3	165600	200409
SUBTOTAL (X)					250089

EQUIPOS Y HERRAMIENTA	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	TARIFA	VALOR TOTAL
11.3.3.1	GL	1	0.3	5702	1711
SUBTOTAL (Y)					1711

MANO DE OBRA	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
11.3.4.1	UND	1	0.2	76841	15368
11.3.4.2	UND	2	0.6	58399	70079
11.3.4.2	UND	1	0.8	46105	36684
SUBTOTAL (Z)					122331

VALOR UNITARIO - COSTO DIRECTO (CD)		CD=WX+YZ	3393839
--	--	-----------------	----------------

REPUBLICA DE COLOMBIA		MUNICIPIO:MORALES					
DEPARTAMENTO: BOLIVAR		PROYECTO: ELECTRICIFICACION VEREDA EL TOTUMO					
ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS							
ITEM	13.1	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACION DE HERRAJES Y PROTECCIONES PARA TRANSFORMADOR TRIFASICO 15[KVA]	APU01-49				
		CODIGO	UNIDAD				
MATERIALES							
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	PESO [kg]	VALOR UNITARIO	PESO TOTAL [kg]	VALOR TOTAL
13.1.1.1	CORTACIRCUITO DE 100 [A] 15 [KV] (INCLUYE FUSIBLE)	UND	3	8	186528	24	559584
13.1.1.2	PARARAYOS DE 10 [KA] 12 [KV]	UND	3	4	186528	12	559584
13.1.1.3	TUBO CONDUIT DE 1/2"	UND	1	3	14922	3	14922
13.1.1.4	VARILLA COOPER WELD 5/8" 1.8 [m]	UND	3	4	24871	12	74613
13.1.1.5	CABLE COBRE DESNUDO No.4 AWG	ML	40	0.2	2591	8	103640
13.1.1.6	CRUQUETA 3 x 3 x 1/4 x 2 [m]	UND	3	10	87000	30	261000
13.1.1.7	DIAGONAL DE 0.88 [m]	UND	6	4	13472	24	80632
13.1.1.8	COLLARIN DE DOS SALIDAS No.6 - 7	UND	3	2	39757	6	116271
13.1.1.9	CABLE DE COBRE AISLADO No.6 AWG	ML	18	0.6	1965	10.8	36370
13.1.1.10	CONECTOR BIMETALICO B4	UND	6	0.1	933	0.6	5598
13.1.1.11	PERCHA METALICA DE 3 PUESTOS TP	UND	3	3	22770	9	68310
13.1.1.12	ASLADOR TIPO CARRETO DE 3"	UND	9	0.5	2659	4.5	25731
13.1.1.13	CINTA DE ACERO BANDIT 5/8"	ML	10	0.1	4629	1	46290
13.1.1.14	HEBILLAS PARA CINTA DE ACERO BANDIT 5/8"	UND	12	0.1	1203	1.2	14436
13.1.1.15	PERNO DE MAQUINA DE 5/8" x 8"	UND	3	0.1	7047	0.3	21141
13.1.1.16	PERNO DE MAQUINA DE 1/2 x 1/2"	UND	6	0.1	2487	0.6	14922
13.1.1.17	ARANDELA PLANA DE 5/8"	UND	6	0.1	805	0.6	4830
13.1.1.18	ARANDELA PLANA DE 1/2"	UND	6	0.1	748	0.6	4488
13.1.1.19	ARANDELA DE PRESION DE 5/8"	UND	6	0.1	415	0.6	2490
SUBTOTAL (W)							2014052
TRANSPORTE							
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL	
13.1.2.1	CAMIONETA DOBLE CABINA	UND	1	0.2	248400	49680	
13.1.2.2	TRANSPORTE DE MATERIAL	kg	149	0.3	165600	147848	
SUBTOTAL (X)							197528
EQUIPOS Y HERRAMIENTA							
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	TARIFA	VALOR TOTAL	
13.1.3.1	HERRAMIENTA MENOR	GL	1	0.2	5702	1140	
SUBTOTAL (Y)							1140
MANO DE OBRA							
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	RENDIMIENTO	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL	
13.1.4.1	JEFE DE TRABAJO	UND	1	0.8	76841	61473	
13.1.4.2	TECNICO LINEAS	UND	2	1	56399	116798	
13.1.4.3	AYUDANTE	UND	1	1	46105	46105	
SUBTOTAL (Z)							224376
VALOR UNITARIO - COSTO DIRECTO (CD)					CD=W+X+Y+Z	2437096	

REPUBLICA DE COLOMBIA		MUNICIPIO: MORALES	
DEPARTAMENTO: BOLIVAR		PROYECTO: ELECTRIFICACION VEREDA EL TOTUMO	
13.2	CIMENTACION, AHUYADA E HINCADA DE POSTE CONCRETO 12[m] - 510[kg]	ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS	APU01-50
ITEM	13.2	CIMENTACION, AHUYADA E HINCADA DE POSTE CONCRETO 12[m] - 510[kg] PARA SUBESTACION AEREA	CODIGO UNIDAD
MATERIALES			
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD
13.2.1.1	POSTE CONCRETO 12 [m] - 510 [kg]	UND	2
		PESO [kg]	1370
		VALOR UNITARIO	754000
		PESO TOTAL [kg]	2740
		VALOR TOTAL	1508000
SUBTOTAL (W)			
1508000			
TRANSPORTE			
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD
13.2.2.1	CAMIONETA DOBLE CABINA	UND	1
13.2.2.2	TRANSPORTE DE MATERIAL	kg	115
13.2.2.3	GRUA TELESCOPICA	UND	1
		RENDIMIENTO	0.05
		RENDIMIENTO	0.3
		RENDIMIENTO	0.8
		VALOR UNITARIO	248400
		VALOR UNITARIO	165600
		VALOR UNITARIO	320000
SUBTOTAL (X)			
382684			
EQUIPOS Y HERRAMIENTA			
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD
13.2.3.1	HERRAMIENTA MENOR	UND	1
		RENDIMIENTO	0.5
		TARIFA	5702
		VALOR UNITARIO	2851
SUBTOTAL (Y)			
2851			
MANO DE OBRA			
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD
13.2.4.1	JEFE DE TRABAJO	UND	1
13.2.4.2	TECNICO LINEAS	UND	2
13.2.4.3	AYUDANTE	UND	2
		RENDIMIENTO	0.2
		RENDIMIENTO	0.8
		RENDIMIENTO	1
		VALOR UNITARIO	76841
		VALOR UNITARIO	58389
		VALOR UNITARIO	46105
SUBTOTAL (Z)			
201017			
VALOR UNITARIO - COSTO DIRECTO (CD)			
CD=W+X+Y+Z			
2094652			

REPUBLICA DE COLOMBIA		MUNICIPIO: MORALES	
DEPARTAMENTO: BOLIVAR		PROYECTO: ELECTRIFICACION VEREDA EL TOTUMO	
14.1 SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE GENERADOR TRIFASICO 15[KVA]		ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS	
ITEM	14.1	CODIGO UNIDAD	APU01-51 UNID
MATERIALES			
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD
14.1.1.1	GENERADOR PRAMAC GBW15P TRIFASICO. 19KVA	UND	1
		PESO [kg]	350
		PESO TOTAL [kg]	524.81
		VALOR UNITARIO	3150000
		VALOR TOTAL	22323488
			SUBTOTAL (W)
			22323488
TRANSPORTE			
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD
14.1.2.1	CAMION TURBO NHR	UND	1
14.1.2.2	TRANSPORTE DE MATERIAL	kg	525
		RENDIMIENTO	1
		VALOR UNITARIO	165600
		VALOR TOTAL	1738171
			SUBTOTAL (X)
			1986571
EQUIPOS Y HERRAMIENTA			
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD
14.1.3.1	HERRAMIENTA MENOR	GL	1
		TARIFA	5000
		VALOR TOTAL	5000
			SUBTOTAL (Y)
			5000
MANO DE OBRA			
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD
14.1.4.1	JEFE DE TRABAJO	UND	1
14.1.4.2	TECNICO LINEAS	UND	1
14.1.4.3	AYUDANTE	UND	4
		RENDIMIENTO	0.1
		VALOR UNITARIO	76841
		VALOR TOTAL	76841
		RENDIMIENTO	0.1
		VALOR UNITARIO	58399
		VALOR TOTAL	5840
		RENDIMIENTO	0.2
		VALOR UNITARIO	46105
		VALOR TOTAL	36684
			SUBTOTAL (Z)
			50408
VALOR UNITARIO - COSTO DIRECTO (CD)		CD= W+X+Y+Z	
		24365467	

ANEXO E. FORMATOS FAER.

MUNICIPIO, MES XX de AÑO (FECHA DEL AÑO DE LA VIGENCIA)

Señores:

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

DIRECCIÓN DE ENERGÍA

CAN

Tel. 2 200300

Bogotá D.C.

Asunto: SOLICITUD DE RECURSOS AL FONDO DE APOYO FINANCIERO PARA LA ENERGIZACIÓN DE LAS ZONAS RURALES INTERCONECTADAS - FAER

Respetados Señores:

Por medio del presente me permito remitir el proyecto: **NOMBRE DEL PROYECTO** con el fin de acceder a recursos del **FONDO DE APOYO FINANCIERO PARA LA ENERGIZACIÓN DE LAS ZONAS RURALES INTERCONECTADAS - FAER** para su ejecución teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

1. Tipo de Proyecto: Redes de Distribución. // Servicio de Alumbrado Público // Líneas del Sistema de Transmisión Regional STR // Subestaciones Eléctricas del Sistema de Transmisión Regional STR // Normalización de las Conexiones de los Usuarios.
2. El proyecto se encuentra incluido en el Plan de Desarrollo Municipal "xxx de 20xx - 20xx".
3. El proyecto se encuentra acorde con el Plan de Ordenamiento Territorial POT (**ó quien haga las veces del mismo – EOT, PBOT...**)
4. El proyecto se encuentra registrado en el Banco de Proyectos Municipal con código No. xxxxxx.
5. El proyecto es prioritario para el Municipio//Departamento de XXX.
6. El Ejecutor del proyecto será el Operador de Red
7. El costo total del proyecto asciende a \$ **000.000.000** (**suma FAER + Cofinanciación**)
8. El valor solicitado al **FAER** es de \$ **000.000.000**
9. El valor aportado por el Municipio es de \$ **000.000.000** (**aplica solo para cofinanciación**)

DATOS DE CONTACTO DEL OR: DIRECCION, TELEFONO, FAX Y EMAIL

10. El proyecto beneficiará a **XX Usuarios Suscriptores de los cuales XX son Nuevos**

11. La Capacidad de pago de la factura por usuario al mes es de **\$ 00.000**

Por lo anterior anexo la siguiente documentación:

- Certificados y Avales
- Presupuesto
- Análisis de Precios Unitarios
- Diseños y Memorias de calculo
- Planos debidamente avalados por el Operador de Red y firmados por el Ingeniero Diseñador.
- Ficha EBI y MGA debidamente diligenciada en medio magnético
- Carpeta debidamente foliada con la información antes descrita

Además certifico que los documentos adjuntos son auténticos y que la información presentada es veraz.

Cordialmente,

Representante Legal

OPERADOR DE RED

**DATOS DE CONTACTO DEL OPERADOR DE RED:
DIRECCION, TELEFONO, FAX Y EMAIL**

DATOS DE CONTACTO DEL OR: DIRECCION, TELEFONO, FAX Y EMAIL

**REPUBLICA DE COLOMBIA
DEPARTAMENTO
MUNICIPIO
ALCALDÍA MUNICIPAL**

Fecha

**EL SUSCRITO ALCALDE MUNICIPAL DE
XXX – XXXX**

CERTIFICA

Que el proyecto “**NOMBRE DEL PROYECTO**” se encuentra incluido dentro del **Banco de Proyectos Municipal**, con registro No. **xxxxx**.

Cordialmente,

**NOMBRE DEL REPRESENTANTE DE LA ENTIDAD TERRITORIAL (ALCALDE,
GOBERNADOR)**

Cargo (Alcalde Municipal, Gobernador) ,

[Membrete de la empresa)
EL SUSCRITO REPRESENTANTE LEGAL
De xxxx
RAZÓN SOCIAL DE LA EMPRESA
Nit No.
EMITE
AVAL TÉCNICO y FINANCIERO

Para el proyecto " XXX " correspondiente al (los) municipio(s) del departamento de XXX, presentado por el señor XXX, identificado con la cédula de ciudadanía No. XXX, y una vez revisado y verificado, la empresa define:

A) Que el proyecto cuenta con disponibilidad de potencia y energía suficiente para atender a los XXX usuarios potenciales del STR o SOL actual.

B) Que una vez realizada la visita de campo, constató que el proyecto beneficiará a XXX, usuarios potenciales.

C) Se autoriza como punto de conexión la Subestación XXX, Circuito XXX, Estructura No. XXX a XXX kV y con la siguiente disponibilidad en cada punto:

Subestación XXX, Capacidad XXX kVA, Ocupación XXX % en potencia.
Circuito XXX, Capacidad XXX kVA, Ocupación XXX % en potencia,
Longitud XXX km, Número de fases XXX, Calibre del conductor XXX ACSR o KCM.

D) Cumple con las normas técnicas vigentes fijadas por la empresa.

E) Cumple con la regulación vigente.

F) Se estiman los siguientes factores: a) índice de calidad DES XXX y FES XXX, b) Recaudo XXX, c) Medición XXX, d) Cartera XXX, e) Cobertura sin proyecto XXX % y f) cobertura con proyecto XXX %.

El proyecto revisado corresponde al diseño elaborado por el ingeniero electricista o eléctrico XXX con matrícula profesional vigente No. XXX y aprobado técnicamente por la Empresa mediante oficio o certificación XXX expedida el XXX.

Una vez realizados los cálculos de operación comercial durante la vida útil de la nueva infraestructura el proyecto NO requiere de recursos que garanticen la Administración, Operación y Mantenimiento ni para llevar a cabo la reposición de activos del Proyecto XXX.

Por lo tanto, una vez analizado el proyecto y teniendo en cuenta los indicado, la empresa emite AVAL TÉCNICO Y FINANCIERO, comprometiéndose a realizar la administración, operación y mantenimiento y la reposición a nuevo de la infraestructura contemplada en el proyecto. Así mismo, se compromete a realizar la comercialización de la energía eléctrica requerida por los nuevos clientes de acuerdo con la regulación vigente.

El presente aval tiene una vigencia de doce (12) meses a partir de la fecha de su expedición.

NOMBRE Y FIRMA DEL REPRESENTANTE LEGAL
Dirección correspondencia
Correo-e

[Membrete de la empresa)
EL SUSCRITO REPRESENTANTE
De xxxx
RAZÓN SOCIAL DE LA EMPRESA
Nit No.

CERTIFICA QUE

La Empresa “**RAZÓN SOCIAL DE LA EMPRESA**” cumple con las especificaciones y normas técnicas aplicables que han sido definidas para los materiales, equipos, la construcción e instalación de la nueva infraestructura eléctrica del proyecto “**NOMBRE DEL PROYECTO**”.

NOMBRE Y FIRMA DEL REPRESENTANTE
Dirección correspondencia
Correo-e

REPUBLICA DE COLOMBIA
DEPARTAMENTO
MUNICIPIO
ALCALDÍA MUNICIPAL

Fecha

EL SUSCRITO ALCALDE MUNICIPAL DE
XXX – XXXX

CERTIFICA

Que para el proyecto “**NOMBRE DEL PROYECTO**” la Alcaldía municipal garantiza y se hace responsable de las **SERVIDUMBRES** y de cualquier inconveniente que se pueda presentar en la ejecución del proyecto en cuanto a este tema. Igualmente, este despacho certifica que la Alcaldía ya negoció las servidumbres de las redes del proyecto con los usuarios y afectados y que los mismos están de acuerdo en conceder las servidumbres al proyecto y firmaron los respectivos compromisos con la Alcaldía.

Cordialmente,

NOMBRE DEL REPRESENTANTE LEGAL DE LA ENTIDAD TERRITORIAL (ALCALDE,
GOBERNADOR)

Cargo (Alcalde Municipal, Gobernador) ,

**REPUBLICA DE COLOMBIA
DEPARTAMENTO
MUNICIPIO
ALCALDÍA MUNICIPAL**

Fecha

**EL SUSCRITO ALCALDE MUNICIPAL // GOBERNADOR DE
XXX – XXXX**

CERTIFICA

Que el proyecto “**NOMBRE DEL PROYECTO**” no se ha presentado a consideración de otros Fondos ni se le han asignado recursos para su ejecución.

Cordialmente,

**NOMBRE DEL REPRESENTANTE DE LA ENTIDAD TERRITORIAL (ALCALDE,
GOBERNADOR)**

Cargo (Alcalde Municipal, Gobernador) ,

DATOS DE CONTACTO DE LA ENTIDAD: DIRECCION, TELEFONO, FAX Y EMAIL