

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

**WILLIAM HERNAN RUIZ ORTIZ  
HENRY ABRIL RICO**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y  
TELECOMUNICACIONES  
BUCARAMANGA  
2014**

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

**WILLIAM HERNAN RUIZ ORTIZ  
HENRY ABRIL RICO**

**Práctica empresarial para optar al título de Ingeniero Electricista**

**Director:  
GERARDO LATORRE BAYONA  
Dr. En Ingeniería Industrial**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y  
TELECOMUNICACIONES  
BUCARAMANGA**

**2014**

## DEDICATORIA

*A Dios todo poderoso por permitirme cumplir esta meta tan importante en mi vida.*

*A mis padres, Isolina Ortiz y Baronio Ruiz por su amor, comprensión y apoyo incondicional y desinteresado.*

*A mis hermanos Oscar, Doris, Edwin, Hilda, Carlos, Henry, Arnulfo, Wilton y Rodolfo por su apoyo y gran ayuda durante mí carrera.*

*A mis amigos y compañeros, por su ayuda y aporte durante el desarrollo de esta meta.*

**William Hernán Ruiz Ortiz**

## **DEDICATORIA**

*A Dios quien supo guiarme por el buen camino y me acompañó en los momentos de éxito y fracaso.*

*A mi familia: mis padres, por su guía, apoyo, entrega, ejemplo, amor y fortaleza necesaria para cumplir mis sueños.*

*Mis hermanos, todos, por su incondicionalidad, compañía y confianza, para emprender y culminar este camino.*

*En especial lo dedico a mi mama, que siempre me acompañó en este sueño y nunca dejo de creer que lo lograría.*

*A mis abuelos, tíos y primos porque siempre están apoyándome, además de las lecciones de vida que me compartieron.*

*A Carlos Niño porque su enseñanza trasciende lo académico y queda para la vida.*

*A mis amigos Cindy, Marcela, Guty, Eduardo, Albita, Laura, Mercy, Darío, Viviana, Andrés y a todos, por los buenos momentos que compartimos en este tiempo, porque su buena energía fue muy importante en momentos desesperados.*

*Les quiero dedicar este logro y compartirles mi alegría.*

**Henry Abril Rico.**

## **AGRADECIMIENTOS**

*Ante todo agradecemos a Dios y todos nuestros familiares, que siempre estuvieron presentes dándonos su apoyo incondicional.*

*A la Universidad Industrial de Santander por brindarnos las herramientas y espacio para nuestra formación profesional y personal, y en particular a la E3T.*

*Un especial agradecimiento a nuestro director de proyecto el Doctor Gerardo Latorre, por la oportunidad de participar en este proyecto, su apoyo, consejos y ser parte muy importante durante nuestra formación profesional.*

*Al ingeniero Wilman Morales por su acompañamiento y valiosa colaboración y guía en desarrollo del proyecto.*

*Al ingeniero Ramiro Gómez, por su colaboración y consejos prácticos para la realización de las actividades de este proyecto y vida profesional.*

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN	19
1. MARCO TEÓRICO	21
1.1 ETAPAS DEL PROYECTO	21
1.1.1 Pre inversión	22
1.1.1.1 Identificación	23
1.1.1.2 Proceso de preparación	24
1.1.1.3 Evaluación ex ante	27
2. IDENTIFICACIÓN DE LOS PROYECTOS A ESTRUCTURAR	29
2.1 LEVANTAMIENTO DE LA INFORMACIÓN	29
2.1.1 Diagnóstico y selección de los proyectos listados	31
2.1.1.1 Diagnóstico	31
2.1.1.2 Selección de proyectos a estructurar	31
3. ESTRUCTURACIÓN DEL PROYECTO “ELECTRIFICACIÓN RURAL VEREDA BATATAL, URIBANTE Y SANGUINO”.	38
3.1 CARACTERÍSTICAS DEMOGRÁFICAS	38
3.1.1 Caracterización del uso del suelo en la zona de impacto	38
3.1.1.1 Extensión de la zona de impacto	39
3.1.1.2 Accesibilidad vial	39
3.2 IDENTIFICACIÓN DEL PROYECTO	39
3.2.1 Situación actual	39
3.2.1.1 Descripción de causas directas	40
3.2.1.2 Causas indirectas	40
3.2.2 Situación esperada	41

3.2.3 Política pública	41
3.2.4 Alternativas de solución	42
3.3 FASE DE PREPARACIÓN DEL PROYECTO SELECCIONADO	42
3.3.1 Estudio legal	42
3.3.2 Localización geográfica del proyecto	43
3.3.3 Estudio de mercado	45
3.3.4 Estudio ambiental	46
3.3.4.1 Zona de vida	46
3.3.4.2 Flora y fauna	46
3.3.5 Alternativa 1. Red de distribución eléctrica convencional	49
3.3.5.1 Objeto del proyecto	49
3.3.5.3 Memorias de cálculo eléctricos	50
3.3.5.4 Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones	59
3.3.5.5 Diseño de redes en media tensión	60
3.3.5.6 Parámetros mecánicos de diseño	69
3.3.5.7 Redes en media tensión	96
3.3.5.8 Redes en baja tensión	97
3.3.5.9 Presupuesto solución convencional	97
3.3.6 Alternativa 2. Sistema de generación solar fotovoltaica	102
3.3.6.1 Descripción del proyecto	102
3.3.6.2 Análisis de radiación solar	102
3.3.6.3 Tensión del sistema	103
3.3.6.4 Demanda de la vivienda	103
3.3.6.5 Dimensionamiento de paneles fotovoltaicos	105
3.3.6.6 Dimensionamiento de las baterías	112
3.3.6.7 Regulador de carga	117
3.3.6.8 Inversor	118
3.3.6.9 Soporte o estructura para los paneles	119
3.3.6.10 Presupuesto solución fotovoltaica	120
3.3.7 Estudio financiero	123

3.3.7.1 Presupuesto para la estructuración del proyecto	123
3.3.7.2 Comparación costos de las alternativas	124
3.3.8 Análisis de riesgos	124
3.3.9 Estudio de aspectos comunitarios	126
4. REQUISITOS PARA LA PRESENTACIÓN DE PROYECTOS AL FAER.	127
4.1 CARTA DE PRESENTACIÓN A LA UPME	127
4.2 METODOLOGÍA GENERAL AJUSTADA DEL DPN DILIGENCIADA	
ARCHIVOS GENERADOS EN LA INSCRIPCIÓN DEL PROYECTO	128
4.3 FICHA EBI DILIGENCIADA	128
4.4. FOTOCOPIA DE LA CEDULA DE LA CÉDULA DE CIUDADANÍA Y	
MATRICULA PROFESIONAL DEL INGENIERO DISEÑADOR DEL	
PROYECTO	128
4.5 AVAL TÉCNICO Y FINANCIERO DEL OPERADOR DE RED	129
4.6 CERTIFICADO DEL OPERADOR DE RED SOBRE CUMPLIMIENTO DE	
NORMAS TÉCNICAS	129
4.7 CERTIFICADO DE SERVIDUMBRES	129
4.8 CERTIFICADO DE NO PRESENTACIÓN A OTROS FONDOS	130
4.9 ANÁLISIS DE COSTOS Y PRESUPUESTO	130
4.10 DISEÑOS Y MEMORIAS DE CÁLCULO	130
4.11 PLANOS TÉCNICOS	130
4.12 DIAGRAMA DEL PROCESO EN PROYECTOS FAER	131
5. CONCLUSIONES Y OBSERVACIONES	132
5.1 OBSERVACIONES	132
5.2 CONCLUSIONES.	133
REFERENCIAS.	135
BIBLIOGRAFÍA	139
ANEXOS	144

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1 Etapas del proyecto. ....	22
Figura 2 Matriz de calificaciones .....	35
Figura 3 Matriz calificación proyecto Batatal .....	36
Figura 4 Ubicación, en el departamento, de la zona del proyecto. ....	44
Figura 5 Ubicación, en el municipio, del proyecto. ....	45
Figura 6 Distancias de seguridad en zonas con construcciones .....	59
Figura 7 Detalle de un sistema de puesta a tierra .....	67
Figura 8 Curva de utilización estructura RE-200 y RE-200T .....	87
Figura 9 Curva de utilización de RA3-013 y RA3-014 .....	93
Figura 11 Batería seleccionada .....	116
Figura 12 Regulador de carga escogido .....	118
Figura 13 Características técnicas inversor de potencia .....	119
Figura 14 Diagrama de proceso.....	131

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1 Criterios de calificación y rangos de selección .....	32
Tabla 2 Calificación del proyecto .....	33
Tabla 3 Porcentaje máximo de regulación de tensión CENS – EPM. ....	51
Tabla 4 Porcentaje máximo de pérdidas de potencia y energía CENS - EPM .....	52
Tabla 5 Factores Kg del ACSR para diferentes factores de potencia .....	53
Tabla 6 Resumen de regulación y pérdidas de potencia en media tensión .....	54
Tabla 7 Sensibilidad para la selección económica del conductor para un usuario.....	55
Tabla 8 Sensibilidad para la selección económica del conductor para 2 usuarios.....	57
Tabla 9 Resumen regulación y pérdidas de potencia en baja tensión.....	58
Tabla 10 Distancias mínimas de seguridad.....	59
Tabla 11 Demanda máxima en transformadores y porcentaje de carga .....	62
Tabla 12 Relación de nivel de tensión y BIL .....	68
Tabla 13 Hipótesis de diseño mecánico.....	70
Tabla 14 Factores de seguridad mecánicos .....	71
Tabla 15 Información mecánica del conductor SPARROW.....	72
Tabla 16 Cálculos mecánicos estructuras RE-200 y RE-200T.....	84
Tabla 17 Momentos en la estructura RE-200 y RE-200T .....	85
Tabla 18 Vano máximo y ángulo máximo en estructuras RE-200 y RE-200T .....	85
Tabla 19 Retenidas por poste en una estructura RE-200 y RE.200T .....	90
Tabla 20 Cálculos mecánicos estructura RA3-013 y RA3-014.....	90
Tabla 21 Longitud y ángulo máximo RA3-013 y RA3-014.....	91
Tabla 22 Retenidas totales de estructura RA3-013 RA3-014.....	94
Tabla 23 Momento en estructuras de media y baja tensión con retenidas. ....	94

Tabla 24 Retenidas totales de estructuras RE-200T y RA3-013 .....	96
Tabla 25 Presupuesto para media tensión.....	98
Tabla 26 Presupuesto de baja tensión y transformadores .....	99
Tabla 27 Presupuesto total .....	100
Tabla 28 presupuesto de mantenimiento .....	101
Tabla 29 Cuadro de cargas sector rural.....	104
Tabla 30 Preselección de paneles fotovoltaicos con marcas más reconocidas...	107
Tabla 31 Referencias paneles con sus características .....	109
Tabla 32 Referencias de paneles con las mejores características .....	110
Tabla 33 Costo de las configuraciones con diferentes referencias de paneles .	110
Tabla 34 Especificaciones técnicas del panel seleccionado .....	111
Tabla 35 Referencias y características de baterías a seleccionar.....	113
Tabla 36 Selección y costo de la configuración de las batería .....	114
Tabla 37 Batería seleccionada.....	115
Tabla 38 Características técnicas del regulador .....	118
Tabla 39 Estructura de soporte para paneles .....	120
Tabla 40 Presupuesto sistema fotovoltaico por usuario .....	120
Tabla 41 Costos indirectos .....	122
Tabla 42 Presupuesto y precio del kWh.....	122
Tabla 43 Presupuesto para la estructuración del proyecto.....	123
Tabla 44 Comparación alternativas de solución.....	124
Tabla 45 Matriz de riesgos.....	125

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
ANEXO A Ficha De Diagnóstico Del Proyecto .....	144
ANEXO B Lista De Chequeo De Proyectos A Estructurar UIS-IPSE. Uribante, Batatal Y Sanguino .....	144
ANEXO C Memorias De Cálculos Eléctricos De Las Vereda Batatal, Uribante Y Sanguino. ....	144
ANEXO D Presupuesto Y Análisis De Precios Unitarios Para La Red Convencional.....	144
ANEXO E Planos Del Trazado De Red De Distribución.....	144
ANEXO F Registro Fotográfico De La Visita .....	145

## RESUMEN

**TÍTULO:** IDENTIFICACION Y *ESTRUCTURACIÓN DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA PARA EL DEPARTAMENTO DE NORTE DE SANTANDER*\*

**AUTORES:** Henry Abril Rico  
William Hernán Ruiz Ortiz\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Estructuración de proyectos, fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas rurales FAER, sistema solar fotovoltaico, electrificación red de distribución rural Norte de Santander.

**DESCRIPCIÓN:** Este trabajo pretende establecer una metodología para la estructuración de proyectos de electrificación rural, incluyendo dos alternativas de solución energética, como es el sistema de generación solar fotovoltaica y el sistema de distribución con red interconectada convencional, dando cumplimiento con los diferentes pasos y requisitos necesarios para la presentación ante fondos de financiación, creados por el gobierno nacional; para tener altas posibilidades de ser aprobado y ejecutado.

La elaboración de este proyecto responde al trabajo conjunto entre el IPSE y la Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones de la UIS, mediante el convenio 051 del 2013 en donde se diseña una serie de pasos y etapas a seguir.

En la primera etapa del proyecto se realizaron visitas a los diferentes entes territoriales en el departamento de Norte de Santander, con el fin de realizar la identificación de los proyectos existentes para su posterior evaluación y selección, de acuerdo con los criterios estipulados en una matriz de calificaciones para luego, seleccionar los proyectos a estructurar.

Una vez realizada la selección de los proyectos se procedió a estructurar el proyecto correspondiente a "Electrificación rural de las veredas Batatal, Uribante y Sanguino" del municipio de Salazar de las Palmas; donde se siguió los pasos de pre inversión que consta de identificación y preparación del proyecto. Además se hizo un análisis de las alternativas de solución antes mencionadas y se realizó un presupuesto para cada una de ellas, donde se pudo comparar el costo de inversión por usuario y el costo del kWh.

Luego de todo esto se procedió a realizar un listado de todos los requisitos esenciales para la presentación al fondo de financiación, que para el caso del departamento de Norte de Santander corresponde el FAER

---

\* Proyecto de grado

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

## ABSTRACT

**TITLE:** PROJECT IDENTIFICATION AND STRUCTURE OF ELECTRICAL INFRASTRUCTURE FOR THE DEPARTMENT OF NORTHERN SANTANDER\*

**AUTHORS:** Henry Abril Rico, William Herman Ruiz Ortiz\*\*

**KEYWORDS:** Project structuring, financial support fund for energizing rural FAER, PV, electricity distribution network in rural North Santander solar system.

**DESCRIPTION:** This work aims to establish a methodology for structuring rural electrification projects, including two alternative energy solutions, such as photovoltaic solar generation system and distribution system with conventional interconnected network, accomplishing the different steps and requirements necessary funds for submission to funding, created by the national government to have high chances of being approved and implemented.

The development of this project responds to the joint work between IPSE and the School of Electrical, Electronic and Telecommunication UIS, by agreement 051 2013 where a series of steps and stages is designed to follow.

In the first stage of the project visits to different local authorities were held in the northern department of Santander, in order to make the identification of existing projects for evaluation and selection, according to the criteria in a matrix of qualifications and then select the projects to be structured.

Once it is made a selection of the projects, we proceeded to structure the corresponding project "Rural Electrification Batatal, Uribante and Sanguino paths" of the municipality of Salazar of the Palmas, where the steps of pre-investment consisting of identification and preparation continued the project. An analysis of other alternatives above solution was made and a budget for each of them, where they could compare the investment cost per user and cost per kWh was performed.

After this we proceeded to make a list of all the essential requirements for filing at the bottom of funding, which in the case of North Santander department accounts for the FAER.

---

\* Degree Work

\*\* Faculty of Physical-Mechanical Engineering. Electric, Electronic and Telecommunications School. Director: PhD. Gerardo Latorre Bayona.

## INTRODUCCIÓN

La mayor parte del territorio colombiano se encuentra eléctricamente interconectado, sin embargo, aun dentro de este hay muchos territorios rurales que no cuentan con el servicio público tan esencial como es la energía eléctrica.

Debido a esto el gobierno nacional a través del IPSE (Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas Para Zonas no interconectadas) pretende llevar a cabo proyectos de infraestructura eléctrica para zonas interconectadas y no interconectadas del país.

Por esto el IPSE realizó convenios con universidades, como en este caso el 051 del 2013 con la Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones de la Universidad Industrial de Santander, para identificar y estructurar proyectos de electrificación rural en seis departamentos del territorio nacional como son: Arauca, Casanare, Guajira, Meta, Santander y Norte de Santander, donde se estableció un grupo de trabajo conformado por profesionales contratados por la Universidad industrial de Santander y el IPSE ( grupo de trabajo UIS-IPSE) y se desarrolló una metodología a seguir.

El grupo de trabajo UIS- IPSE se subdividió en tres grupos conformados cada uno de la siguiente manera: un ingeniero electricista formulador y coordinador de la zona, un ingeniero electricista auxiliar, un ingeniero ambiental, un trabajador social, un topógrafo y dos estudiantes de ingeniería eléctrica en calidad de practicantes.

En la realización de este proyecto, los estudiantes practicantes desarrollaron las siguientes actividades:

- Visita a la zona y apoyo en la realización de la topografía en el municipio de Salazar de las Palmas, veredas Batatal, Uribante y sanguino.
- Acompañamiento al ingeniero ambiental y trabajador social en la realización de encuestas y socialización del proyecto en la zona antes mencionada.
- Diseño de planos eléctricos de la red de distribución para el proyecto “Electrificación rural de las veredas Batatal, Uribante y Sanguino del municipio de Salazar de las Palmas en el departamento de Norte de Santander, con el apoyo del ingeniero formulador Ramiro Gómez.
- Estructuración del proyecto antes mencionado con la colaboración de los profesionales del grupo de trabajo.

Este trabajo pretende servir como referencia para la estructuración de un proyecto de infraestructura eléctrica en zonas sin cobertura del servicio de energía, realizando un análisis de dos alternativas de solución y que pueda ser presentado y aprobado por un fondo de inversión social. Esto se llevó a cabo basado en la MGA (Metodología General Ajustada) propuesta por el DNP (Departamento Nacional de Planeación).

## **1. MARCO TEÓRICO**

El servicio de energía eléctrica es un servicio público, por esta razón es obligación del estado planificar, promover y permitir el acceso a toda la población como lo reglamenta la constitución. Es por esto que el gobierno nacional ha dispuesto fondos especializados para desembolsar recursos, como es el caso del FAZNI (Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas) y FAER (Fondo de Apoyo Financiero para la energización de las Zonas Rurales Interconectadas); a los cuales los diferentes entes como operadores de red, IPSE o aquellos que formulen proyectos de infraestructura eléctrica de este tipo, deben cumplir con una serie de actividades, pasos y requerimientos para así lograr el desembolso de los recursos por estos fondos.

En este proyecto se aplica una metodología y conceptos básicos para la formulación y estructuración de proyectos energéticos que se presenten a estos fondos de financiación del estado. Además se realiza el estudio técnico y financiero de dos alternativas de solución energética que podrían ser utilizadas para la ejecución del proyecto.

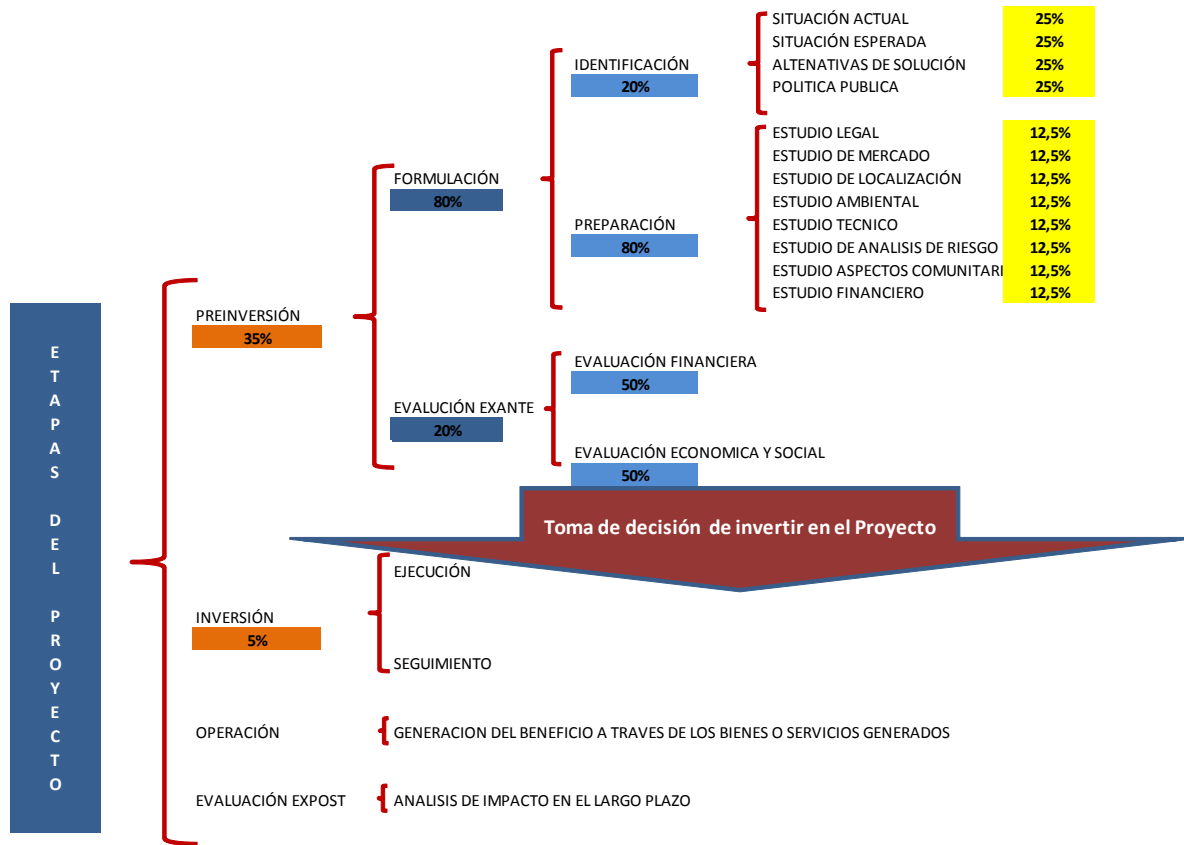
### **1.1 ETAPAS DEL PROYECTO**

Los proyectos de inversión se deben desarrollar en cuatro etapas o pasos que son: pre inversión, inversión, operación y evaluación expost. Como se muestra de manera gráfica en la Figura 1. Presentada por el grupo de trabajo UIS – IPSE.

Cabe resaltar que en este proyecto se desarrolla solo la etapa de pre-inversión, ya que las demás pertenecen específicamente a los entes designados por el gobierno nacional.

1.1.1 Pre inversión En esta etapa se debe desarrollar dos grandes procesos como son el de la formulación y evaluación ex ante, los cuales se definen en los literales 1.1.1.2 y 1.1.1.3 respectivamente.

Figura 1 Etapas del proyecto.



Fuente: [1].

Con el decreto 2844 de 2010 expedido por el Departamento Nacional de Planeación que tiene como objeto, “describir los procedimientos básicos que deben seguir los proyectos susceptibles de ser financiados o cofinanciados con

recursos del presupuesto general de la nación”; se define que, “los proyectos de inversión pública contemplan actividades limitadas en el tiempo, que utilizan total o parcialmente recursos públicos, con el fin de crear, ampliar, mejorar o recuperar la capacidad de producción o provisión de bienes o servicios por parte del estado”.

En la formulación del proyecto también se presentan dos subdivisiones como es la identificación y la preparación del proyecto.

**1.1.1.1 Identificación** En el proceso de identificación se analizan cuatro momentos tal como se encuentra en Figura 1 como son: situación actual, situación esperada, alternativas de solución y análisis de la política pública; con el fin de recopilar información sobre potenciales soluciones energéticas desde el punto de vista financiero y administrativo.

#### 1. Situación actual

Se hace una breve descripción de las condiciones de vida de las personas que se beneficiarán con el proyecto, incluyendo los aspectos socioeconómicos, la capacidad de pago y el consumo energético.

Se incluye en la situación actual una primera actualización de la población afectada y la zona o vereda donde se ubica, esto para validar las razones por la que se presenta la necesidad, así como todos los actores que estarán involucrados. Además se debe recopilar información acerca de tipos de cultivos, promedio de habitantes por vivienda, vías de acceso desde el municipio más cercano, tipo de carreteras y su estado y fuente de suministro energético, etc.

#### 2. Situación esperada

Se plantean los objetivos a alcanzar identificando los problemas de la comunidad para darle solución a la problemática de la situación actual.

### 3. Alternativas de solución

Se plantearán las soluciones energéticas posibles, para llevar la energía eléctrica a la población carente. Se presentan soluciones energéticas como la electrificación convencional, la generación solar fotovoltaica con el fin de obtener la más viable.

### 4. Política pública

El proyecto de electrificación rural debe estar dentro del marco y los estatutos del ente territorial, además debe estar incluido en el plan de desarrollo municipal o departamental.

**1.1.1.2 Proceso de preparación** Consiste en levantar, organizar y reunir toda la información posible, necesaria para seleccionar la solución más adecuada para el proyecto. En esta fase se realizan los cálculos de cada una de las alternativas de solución identificadas y cuyos estudios más comunes son: estudio legal, estudio de mercado, estudio de localización, estudio ambiental, estudio técnico, estudio de análisis de riesgo, estudio de aspecto comunitario y estudio financiero

#### 1. Estudio legal

Con el estudio legal se busca que el proyecto cumpla con toda la normatividad para que sea viable. Debe cumplir con lo estipulado en el plan de desarrollo departamental y municipal, así como normas, leyes, decretos y ordenanzas territoriales y política pública.

#### 2. Estudio de mercado

Identifica la demanda y la oferta de bienes y servicios para la población objetivo, permitiendo solucionar la poca cobertura o ausencia total de ella en el sector.

### 3. Estudio de localización

Se realiza para ubicar la zona en donde se encuentra la población beneficiada. Debe ser muy detallada ya que se debe relacionar el departamento, municipio, resguardo indígena, localización específica, clase de centro poblacional y si la región es zona no interconecta o aislada.

Es fundamental realizar una visita a la localización o sitio donde se va a realizar el proyecto para así tener mayor precisión en los factores importantes para el diseño como: disponibilidad y costo de mano de obra, costos de transporte, topografía, factores ambientales, orden público y disponibilidad de servicios públicos entre otros.

### 4. Estudio ambiental

Considera el impacto ambiental que el proyecto pueda tener de forma positiva o negativa como: los ecosistemas, identidad cultural, estilo de vida y recursos naturales.

Se debe hacer una descripción y caracterización de la zona, recopilando datos de aprovechamiento y uso de los recursos renovables. Así como la formulación de un plan que cumpla con todas las normas ambientales vigentes para prevenir y atenuar los impactos negativos que pueda ocasionar la ejecución del proyecto.

Además, si la zona de impacto del proyecto se encuentra en reserva forestal y existen comunidades indígenas o afrocolombianas se debe tener un tratamiento especial para respetar sus derechos territoriales, culturales y económicos y se debe llevar a cabo las siguientes actividades:

- a. Certificación Ministerio del interior / INCODER
- b. Invitación reunión comunidades
- c. Reunión con comunidades
- d. Acuerdo con comunidades sobre los impactos y PMA

#### 5. Estudio técnico

Se realiza para analizar los criterios que definen las especificaciones técnicas de las alternativas de solución, determinando la más eficiente, sostenible y menos costosa.

Este estudio obtiene la información sobre materiales o maquinaria necesaria, insumos, análisis de carga, cálculo de pérdidas de energía, análisis de corto circuito, análisis de fallas, distancias de seguridad, conductores, planos y en fin todo lo reglamentado por la norma del operador de red y el RETIE (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas).

#### 6. Estudio de análisis de riesgo

Se realiza un análisis de los riesgos que puedan afectar directa o indirectamente al proyecto; además, de los riesgos que el proyecto presente para la comunidad y el medio ambiente.

Este estudio debe seguir las líneas estratégicas del POT (Plan de Ordenamiento Territorial), en cuanto al componente de gestión de riesgos: prevención y mitigación.

#### 7. Estudio de aspecto comunitario

Aquí se inicia el proceso de preparación del proyecto, indicando las actividades de socialización que se deben realizar para la concertación con las comunidades en la zona de interés.

Es fundamental y de carácter obligatorio presentar la documentación soporte de cada actividad, en los cuales se manifieste la conformidad y la participación de la población beneficiada con el proyecto.

## 8. Estudio financiero

Se elabora un cronograma de inversiones, programa de trabajo, ejecución de financiamiento de todas las inversiones. Se debe tener en cuenta la capacidad del proyecto para cubrir sus costos de AOM (Administración, Operación y Mantenimiento), los cuales deben ser asumidos por el operador de red, quien debe tener los estudios correspondientes; razón por la cual no se hace énfasis en este proyecto de estos estudios.

**1.1.1.3 Evaluación ex ante** Es una evaluación que se hace antes de la ejecución del proyecto, mirando cómo se va a comportar este en la etapa de inversión y operación. Además, se estudia el comportamiento del proyecto durante todo su desarrollo.

Dentro de esta etapa se encuentra la evaluación financiera y la evaluación económica y social.

### **A. Evaluación financiera**

Su principal objetivo es ordenar la información de carácter financiero, haciendo una especie de flujo de caja donde se tiene en cuenta un análisis de ingresos y egresos. Determina el valor del proyecto con el estudio de precios de mercado.

Analiza la relación del costo mensual y anual equivalente financiero, que es necesario ya que la vida útil de cada solución energética y los valores costo beneficio, costo- eficiencia son diferentes.

### **B. Evaluación económica y social**

Busca el beneficio máximo para la comunidad impactada por el proyecto, asignando los recursos de la manera más eficiente.

También identifica y mide los efectos del proyecto que contribuyen a la mejora de la calidad de vida de la comunidad.

Aquí toma el flujo de caja y lo extrae a precios económicos y sociales, es decir extrae los efectos distorsiones y externalidades, con el fin de reflejar el valor económico y social, el cual se mide en términos de bienestar.

## **2. IDENTIFICACIÓN DE LOS PROYECTOS A ESTRUCTURAR**

### **2.1 LEVANTAMIENTO DE LA INFORMACIÓN**

Para la etapa de identificación de los proyectos el grupo de trabajo encargado de la zona en cabeza del ingeniero Ramiro Gómez y el trabajador social, realizó una visita a cada uno de los siguientes trece municipios del departamento de Norte de Santander: Bochalema, Bucarasica, Cucutilla, Chitagá, Santo Domingo de Silos, Duranía, la Esperanza, Lourdez, San Cayetano, San José de Cúcuta, Mutiscua, Toledo y Salazar de las Palmas, donde se contó con la colaboración del personal de cada una de las alcaldías y se logró identificar 29 proyectos, que por factores como falta de estudios técnicos, diseños incompletos y ausencia de personal calificado no han podido ser presentados a los respectivos fondos, para su financiación y ejecución.

Los 29 proyectos identificados son:

- ✓ Electrificación rural vereda la Colonia municipio de Bochalema
- ✓ Electrificación rural vereda Ciénaga municipio de Bucarasica.
- ✓ Electrificación rural vereda Ciénaga municipio de Bucarasica
- ✓ Electrificación rural vereda Silencio, Espejo y Cascajal municipio de Bucarasica.
- ✓ Electrificación rural vereda la Azulita - municipio de Bucarasica.
- ✓ Electrificación rural vereda Filo Real - municipio de Bucarasica.
- ✓ Electrificación rural vereda Carrizal Alto -municipio de Cucutilla.
- ✓ Electrificación rural vereda Pedregal Alto - municipio de Cucutilla.
- ✓ Electrificación rural vereda Castillo - municipio de Cucutilla.
- ✓ Electrificación rural vereda Capira Norte - municipio de Cucutilla.
- ✓ Electrificación rural vereda Santa Teresita - municipio de Cucutilla.

- ✓ Electrificación rural vereda Sisavita – parque natural regional Sisavita - municipio de Cucutilla.
- ✓ Electrificación rural vereda Tane-la Meza - municipio de Chitagá.
- ✓ Electrificación rural vereda la Honda - municipio de Chitagá.
- ✓ Electrificación rural vereda Carvajal, Cornejo, Alquitrana y Hoya Grande - municipio de Chitagá.
- ✓ Electrificación rural vereda Enterraderos - municipio de Santo Domingo de Silos.
- ✓ Electrificación rural vereda Belén- municipio de Santo Domingo de Silos.
- ✓ Electrificación rural vereda Batatal - municipio de Duranía.
- ✓ Electrificación rural vereda Cole Pato - municipio de la Esperanza.
- ✓ Electrificación rural vereda Vijagual 2 parte alta - municipio de la Esperanza.
- ✓ Electrificación rural vereda Pajuila - municipio de Lourdes.
- ✓ Electrificación rural vereda Montecristo - municipio de Salazar de las Palmas.
- ✓ Electrificación rural vereda las Palmas - municipio de San Cayetano.
- ✓ Electrificación rural vereda Campo Hermoso - municipio de San José de Cúcuta.
- ✓ Electrificación rural vereda Miraflores - municipio de San José de Cúcuta.
- ✓ Electrificación rural vereda Nueva Victoria – Banco de Arena - municipio de San José de Cúcuta.
- ✓ Electrificación rural vereda Sucre - municipio de Mutiscua.
- ✓ Electrificación rural vereda Belén y Santa Catalina - municipio de Toledo.
- ✓ Electrificación rural vereda Batatal, Uribante y Sanguino - municipio de Salazar de las Palmas.

Para resumir la información recibida de cada municipio y la relación con el plan de desarrollo municipal; el equipo de trabajo conformado por la UIS – IPSE desarrolló una ficha de diagnóstico por proyecto, como se presenta en el Anexo A, para el proyecto de electrificación rural de las veredas Batatal, Uribante y Sanguino del Municipio de Salazar de las Palmas.

## **2.1.1 Diagnóstico y selección de los proyectos listados**

**2.1.1.1 Diagnóstico** El diagnóstico de los proyectos, se basó en el criterio expuesto por el equipo de expertos de la UIS, que desarrolló una matriz de calificación que relaciona la información presentada por los diferentes entes territoriales u operadores de red, como lo es el número de usuarios beneficiados, la existencia de estudios previos, ya sean técnicos, legales o ambientales, el estudio de disponibilidad del operador de red y los demás requisitos que exige el fondo FAER para la aprobación de los proyectos. El resultado del análisis es una lista en orden de desarrollo de los proyectos identificados con el objetivo de dar prioridad en la estructuración a los proyectos más desarrollados.

**2.1.1.2 Selección de proyectos a estructurar** Después de listar e identificar los proyectos, se realiza la selección de los mismos, para lo cual se tienen en cuenta los siguientes criterios:

1. Impacto en la cobertura
2. Requerimientos para la estructuración, como son: el estudio legal, de mercado, de localización, ambiental, técnico, financiero y en fin los ya nombrados anteriormente en el capítulo 1.

Esto se realizó para todos los proyectos listados en la identificación, pero se muestra solo una selección tipo para el proyecto “Electrificación rural de las veredas Batatal, Uribante y Sanguino” presentado a continuación.

### **A Criterios de calificación**

Los criterios de selección están divididos en dos grandes grupos, los cuales comprenden.

1. La calificación de impacto de cobertura: donde se evalúa de acuerdo al número de usuarios.

2. La calificación de requerimientos para la estructuración: donde se subdivide en cinco aspectos importantes con la siguiente ponderación.

- ✓ Valor de la estructuración                    50% de la calificación equivalente
  - ✓ Tiempo de estructuración                    5% de la calificación equivalente
  - ✓ Requisitos pre inversión                    35% de la calificación equivalente
  - ✓ Valor inversión                                5% de la calificación equivalente
  - ✓ Requisitos ante fondos de financiación 5% de la calificación equivalente
- (En nuestro caso los exigidos por el FAER).

### B. Rangos de selección

Luego de mencionar los criterios de selección cabe resaltar que el grupo de trabajo UIS-IPSE estipuló unos rangos como se presentan en la Tabla 1, donde se especifican los diferentes rangos de calificación empleados por el grupo de trabajo.

Tabla 1 Criterios de calificación y rangos de selección

<b>CALIFICACIÓN COBERTURA</b>	<b>Rango No Usuarios</b>		<b>Calificación</b>
	0	10	1
	11	20	2
	21	30	3
	31	40	4
	41		5
<b>CALIFICACIÓN COSTOS ESTRUCTURACIÓN \$</b>	<b>Rango de Costos \$</b>		<b>Calificación</b>
	-	\$ 20 000 000	1
	\$ 20 000 001	\$ 40 000 000	2
	\$ 40 000 001	\$ 60 000 000	3
	\$ 60 000 001	\$ 80 000 000	4
	\$ 80 000 001		5
<b>CALIFICACIÓN TIEMPO DE ESTRUCTURACIÓN MESES</b>	<b>Rango de meses</b>		<b>Calificación</b>
	-	1,0	5
	1,1	2,0	4
	2,1	3,0	3
	3,1	4,0	2
	4,0		1

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 [2]

### C. Calificación

Teniendo en cuenta la Tabla 1 y los dos criterios de calificación, se procedió a realizar la calificación de cada proyecto listado en el numeral 2.1.1.

A continuación solo se presenta para el proyecto de “Electrificación rural de las veredas Batatal, Uribante y Sanguino del municipio de Salazar de las Palmas”.

Tabla 2 Calificación del proyecto

<b>ESTRUCTURACIÓN DE PROYECTOS ENERGÉTICOS IPSE-UIS</b>		
<b>ELECTRIFICACIÓN RURAL VEREDA BATATAL, URIBANTE, SANGUINO MUNICIPIO DE SALAZAR DE LAS PALMAS</b>		
<b>CALIFICACIÓN IMPACTO DE COBERTURA</b>		
Cobertura (No de Viviendas)	29	
<b>CALIFICACIÓN IMPACTO COBERTURA</b>	<b>3,0</b>	Ordenada
<b>CALIFICACIÓN DE REQUERIMIENTOS PARA ESTRUCTURACIÓN</b>		
<b>CALIFICACIÓN DE REQUERIMIENTOS PARA ESTRUCTURACIÓN</b>	<b>3,0</b>	<b>100%</b>
<b>VALOR DE LA ESTRUCTURACIÓN (\$)</b>	<b>\$ 24 686 667</b>	<b>50%</b>
Calificación del valor de la estructuración	4,0	
<b>TIEMPO DE ESTRUCTURACIÓN (MESES)</b>	<b>2</b>	<b>5%</b>
Calificación del tiempo de la estructuración	4,0	
<b>REQUISITOS PREINVERSIÓN</b>	<b>5%</b>	<b>35%</b>
Calificación de los requisitos de pre inversión	0,7	
<b>VALOR INVERSIÓN</b>	<b>-</b>	<b>5%</b>

Calificación valor de inversión	5,0	
<b>REQUISITOS ANTE FONDOS DE FINANCIACIÓN</b>	<b>5%</b>	<b>5%</b>
Calificación de los requisitos ante fondos de financiación	5,0	
<b>CLASIFICACIÓN DEL PROYECTO</b>		
<b>FONDO DE FINANCIACIÓN</b>	<b>FAER</b>	
<b>ESTUDIO TÉCNICO</b>	<b>Distribución</b>	

Fuente [2]

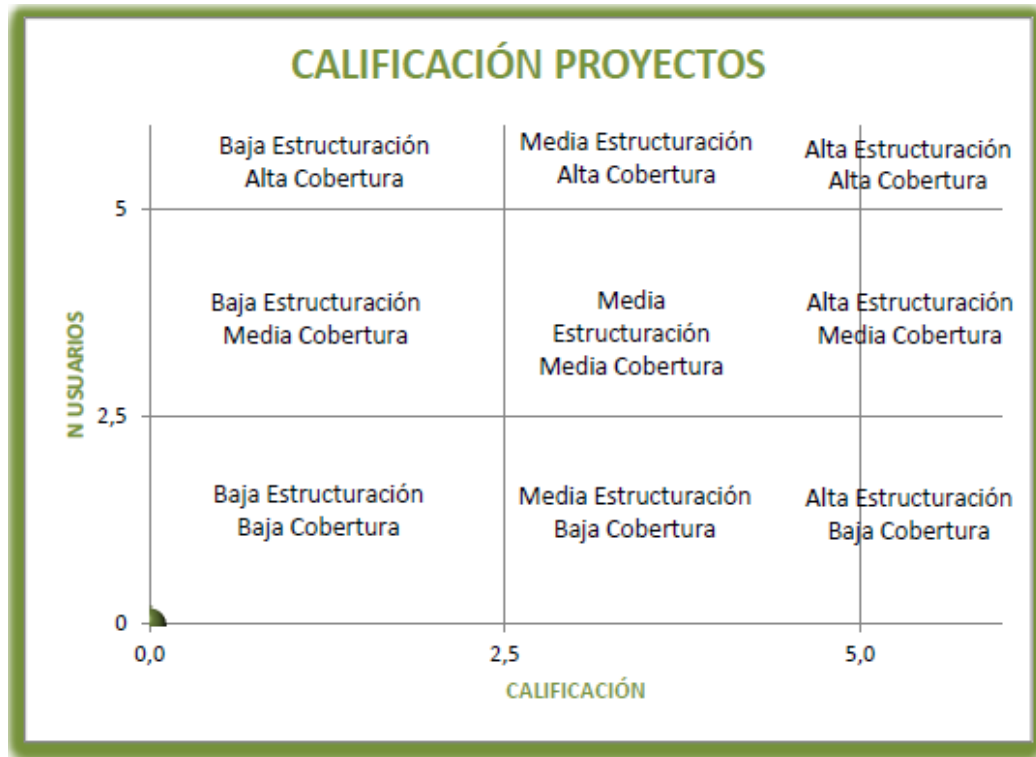
En el Anexo B, se presenta una hoja de cálculo en Excel empleada para realizar la calificación, cronograma, matriz de calificaciones y presupuesto de la estructuración del proyecto.

#### **D. Matriz de calificaciones**

Después de obtener las dos calificaciones de los criterios de cobertura y requerimientos para la estructuración, estas se representan en una matriz en donde al eje de las ordenadas se le asigna la calificación por cobertura y al eje de la abscisa la calificación por criterios de estructuración.

A continuación se presenta la matriz de calificaciones diseñada por el grupo de trabajo UIS – IPSE; como se muestra en la Figura 2 Matriz de calificaciones, en donde se ubica en cada cuadrante el nivel y valor posible, en el que se encuentra cada proyecto, con el fin de obtener una representación gráfica y más detallada.

Figura 2 Matriz de calificaciones

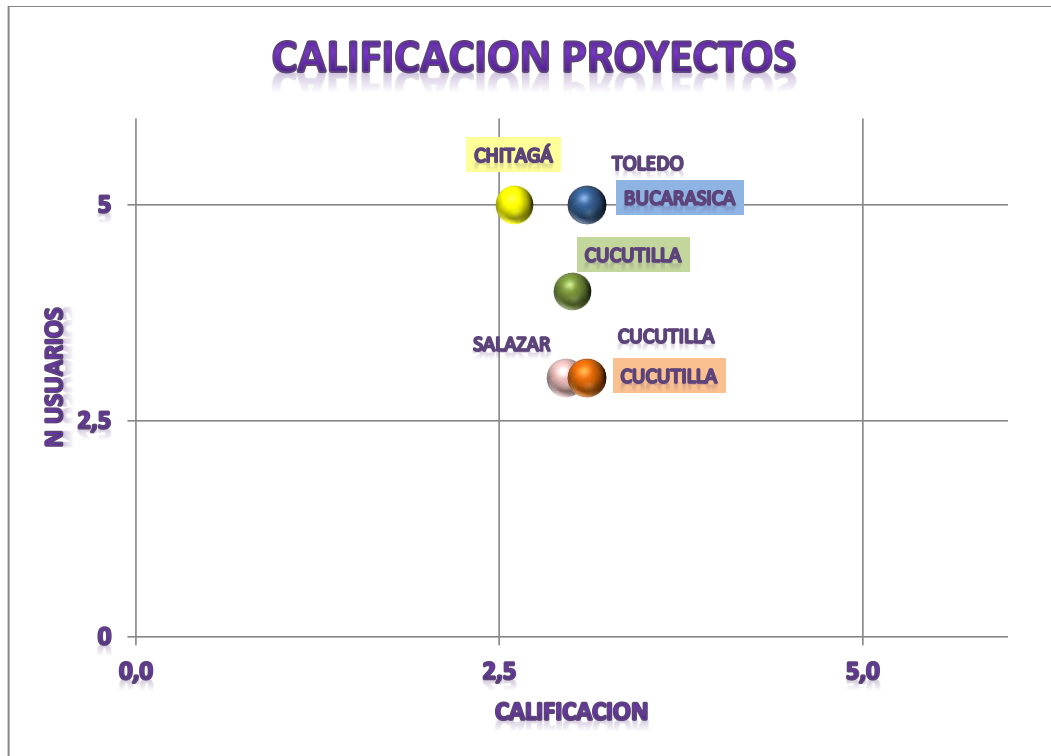


Fuente [2]

De acuerdo con esta matriz (Figura 2), se realizó la calificación de todos los proyectos presentados en numeral 2.1.1.

Aunque se realizó la calificación y la aplicación de esta matriz a todos los proyectos identificados, en la figura 3 solo se presenta la calificación para los siete proyectos seleccionados, entre los cuales se encuentra el proyecto: “Estructuración rural de las veredas Batatal, Uribante y Sanguino del municipio de Salazar de las Palmas”.

Figura 3 Matriz calificación proyecto Batatal



Fuente [2].

Luego de realizar todos y cada uno de los pasos mencionados anteriormente en el numeral 2.1.2.2 y de hacer la calificación correspondiente a cada uno de los 29 proyectos identificados se seleccionaron siete proyectos a estructurar por parte del grupo de trabajo UIS-IPSE y son:

- Electrificación rural vereda Silencio, Espejo y Cascajal municipio de Bucarasica.
- Electrificación rural vereda Pedregal Alto - municipio de Cucutilla.
- Electrificación rural vereda Castillo - municipio de Cucutilla.
- Electrificación rural vereda Capira Norte - municipio de Cucutilla.
- Electrificación rural vereda Carvajal, Cornejo, Alquitrana y Hoya grande municipio de Chitagá.
- Electrificación rural vereda Belén y Santa Catalina - municipio de Toledo.

- Electrificación rural vereda Batatal, Uribante y Sanguino - municipio de Salazar de las Palmas.

### **3. ESTRUCTURACIÓN DEL PROYECTO “ELECTRIFICACIÓN RURAL VEREDA BATATAL, URIBANTE Y SANGUINO”.**

Para efectos de este trabajo de grado se presenta la estructuración del proyecto “Electrificación Rural de las veredas Batatal, Uribante y Sanguino del municipio de Salazar de las Palmas” en el departamento de Norte de Santander.

La estructuración solo se lleva a cabo hasta la etapa de la pre-inversión, como se mencionó en el capítulo uno. Además, se debe tener en cuenta la información adquirida en el proceso de selección y calificación.

#### **3.1 CARACTERÍSTICAS DEMOGRÁFICAS**

El municipio de Salazar de las Palmas está compuesto por 5 corregimientos y 49 veredas y bañado por los ríos, Peralonso, Salazar y Sardinata y las quebradas Pringador, Leiva, Peralonso y San Miguel.

Su principal fuente de economía es la producción agrícola y pecuaria en renglones como el café, yuca, caña panelera, cítricos, zapote, bovinos, porcinos y aves de corral. Además cuenta con la explotación de algunas minas de carbón.

Este municipio tiene sitios turísticos, como el lugar donde apareció Nuestra Señora de Belén (Capilla), parque parroquial, Pozo Juana Naranja, balneario los Pomarrosos y el balneario el puente de San Jacinto.

**3.1.1 Caracterización del uso del suelo en la zona de impacto** En estas áreas prosperan bien la agricultura de productos como el plátano y cultivos anuales que

junto con el café son la base de su economía. También se cultiva la caña y los cítricos pero en menor proporción, junto con la ganadería.

**3.1.1.1 Extensión de la zona de impacto** Las veredas Batatal, Uribante y Sanguino suman una extensión aproximada de 6838 hectáreas del total del área rural del municipio.

**3.1.1.2 Accesibilidad vial** El municipio de Salazar de las Palmas hace parte de la red secundaria departamental que tiene como eje a la carretera Puente Gómez – Salazar – Arboledas – Cucutilla – Altamira (Punto de intersección con la carretera Pamplona – Bucaramanga), igualmente hacen parte de esta red, la carretera Gramalote – Carmen de Nazareth – Alto Chiquito – Villa Caro y por esta misma vía, a partir de Alto Chiquito al municipio de Cáchira, siendo esta última de vital importancia para el acceso a las veredas de impacto directo del proyecto.

## **3.2 IDENTIFICACIÓN DEL PROYECTO**

En la zona en donde se va realizar el proyecto se encuentra una línea de media tensión de 13,2 kV, de propiedad del operador de red CENS S.A. – Grupo E.P.M. (Centrales Eléctricas de Norte de Santander – Empresas Pública de Medellín).

**3.2.1 Situación actual** Aunque en el municipio de Salazar de las Palmas alcanza una cobertura de energía eléctrica del 93% del total de las viviendas, en algunas veredas se presenta una frágil infraestructura y cobertura de este servicio público, indispensable para el desarrollo y mejoramiento de la calidad de vida de las personas, como es el caso de las veredas de Batatal, Uribante y Sanguino que por sus condiciones topográficas, el pésimo estado de las vías y estar a 54 km en ruta de la cabecera municipal, sus habitantes carecen de este servicio.

Esto conlleva a que en esta zona posea un bajo desarrollo socioeconómico afectando la calidad de vida de sus habitantes. La necesidad de la energía eléctrica se da para refrigeración de alimentos, alumbrado doméstico, actividades escolares, servicio de comunicaciones y de internet, electrodomésticos básicos y algunas máquinas agrícolas.

### **3.2.1.1 Descripción de causas directas**

- Pocos recursos financieros por parte del ente departamental y municipal para invertir en infraestructura eléctrica.
- Difícil acceso a la zona por el mal estado de las vías y estar a 54 km de la cabecera municipal.
- Falta de incentivos económicos por parte del gobierno nacional y departamental, como subsidios, rebajas en el pago de los impuestos durante un tiempo determinado y desarrollo de programas sociales para el crecimiento económico, para que el operador de red formule alternativas de solución en los sectores rurales, que a su vez sean viables y con una buena tasa de retorno de la inversión.
- Baja demanda de energía.
- Bajos recursos y capacidad de pago de la población afectada.

### **3.2.1.2 Causas indirectas**

- Conflicto armado que se presenta en la zona y municipios vecinos
- La topografía de la región ya que este municipio presenta relieve quebrado y montañoso.
- Ausencia de vías de comunicación.
- Limitada capacidad técnica en los entes territoriales como es el caso de la alcaldía municipal.

**3.2.2 Situación esperada** Con este proyecto se pretende aumentar el crecimiento económico y mejorar las condiciones de vida de la población de la vereda Batatal, Uribante y Sanguino del municipio de Salazar de las Palmas. Así como contribuir al mejoramiento y ampliación de la cobertura de energía eléctrica.

También se espera disminuir el costo de fuentes energéticas doméstica por parte de los usuarios, que para suplir solo esta necesidad, están gastando en promedio \$ 80.000 pesos mensuales, por conceptos de gasolina para plantas eléctricas, con un uso máximo de 2 horas por día, velas y querosene para lámparas caseras.

Es importante resaltar que el costo de las fuentes energéticas fue suministrado por los usuarios durante las visitas realizadas del 21 de noviembre del 2013 al 30 de noviembre del 2013 (Anexo F) donde además se observó que el consumo promedio es de 320 Watts distribuido en 4 bombillos de 60 W y un televisor de 80W.

Por lo anterior se estima que el costo del kWh producido de esta forma es \$ 4 301 pesos.

**3.2.3 Política pública** El gobierno nacional tiene gran interés en apoyar los entes territoriales en la formulación y estructuración de proyectos energéticos, a través de entidades como el IPSE en convenio con universidades como la UIS. Esto con el fin de dar cumplimiento a su plan de gobierno “Prosperidad para todos” generando más empleo, menos pobreza y más seguridad.

Además el municipio de Salazar de las Palmas, para la formulación de este proyecto debe atender a los estatutos del Plan de Ordenamiento Territorial y el Plan de Desarrollo Municipal “Mas trabajo, mas honestidad, mas desarrollo. Con el cambio ganamos todos”, con el fin de garantizar el cubrimiento de necesidades insatisfechas, como lo estipula la ley 136 de 1994.

**3.2.4 Alternativas de solución** Para dar solución al problema de cobertura de energía eléctrica en las veredas Batatal, Uribante y Sanguino, se tienen en cuenta aspectos como recursos naturales de la zona y presencia de líneas de distribución, por lo que se optó por dos alternativas de solución energética que son:

1. Sistema de generación solar fotovoltaica.
2. Sistema de distribución con red interconectada convencional.

Con la primera alternativa es posible cubrir la necesidad existente a partir de paneles solares fotovoltaicos para cada uno de los usuarios. Mientras que para la segunda alternativa se debe tener presente que:

- Exista una red eléctrica de distribución, que pueda ser tomada como punto de arranque, cerca de la zona de impacto del proyecto.
- El Departamento se encuentre clasificado como zona interconecta.

Sin embargo, la mejor alternativa se debe seleccionar, de acuerdo con el estudio técnico que se realice para cada una.

### **3.3 FASE DE PREPARACIÓN DEL PROYECTO SELECCIONADO**

**3.3.1 Estudio legal** El proyecto electrificación rural de las veredas Batatal, Uribante y Sanguino se planteará según los estatutos del plan de desarrollo municipal: más trabajo, mas honestidad, mas desarrollo “con el cambio ganamos todos”; y está enmarcado dentro de la normatividad colombiana como es.

- Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas ( RETIE 2013)
- Código Eléctrico Colombiano (NTC 2050)
- Ley Eléctrica (Ley 143 de 1994)
- Plan Nacional de Desarrollo.
- Plan Departamental de Desarrollo.
- Plan Municipal de Desarrollo.

- Esquema de Ordenamiento Territorial (EOT).
- Ley Ambiental (Ley 99 de 1994)
- Régimen laboral Colombiano.
- Norma EPM (RA3)
- Decreto 2811 de 1974, Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente.
- Ley 2 de 1959
- Decreto 2278 de 1953
- Resolución 0326 de 2005
- Normas para el diseño y construcción de sistemas de distribución CENS-EPM SA. ESP

**3.3.2 Localización geográfica del proyecto** El municipio de Salazar de las Palmas está ubicado en la región central del departamento de Norte de Santander. Cuenta con una población de 13 039 habitantes y tiene altitudes desde 815 a 2 450 metros sobre el nivel del mar.

Sus Coordenadas Geográficas son: Longitud al oeste de Greenwich 72° 49', Latitud Norte 7° 47'

Sus límites son los siguientes:

Norte: Municipios de Gramalote y Villa Caro

Sur: Municipio de Arboledas.

Occidente: Municipios de Cáchira y Villa Caro

Oriente: Municipio de Santiago y Duranía.

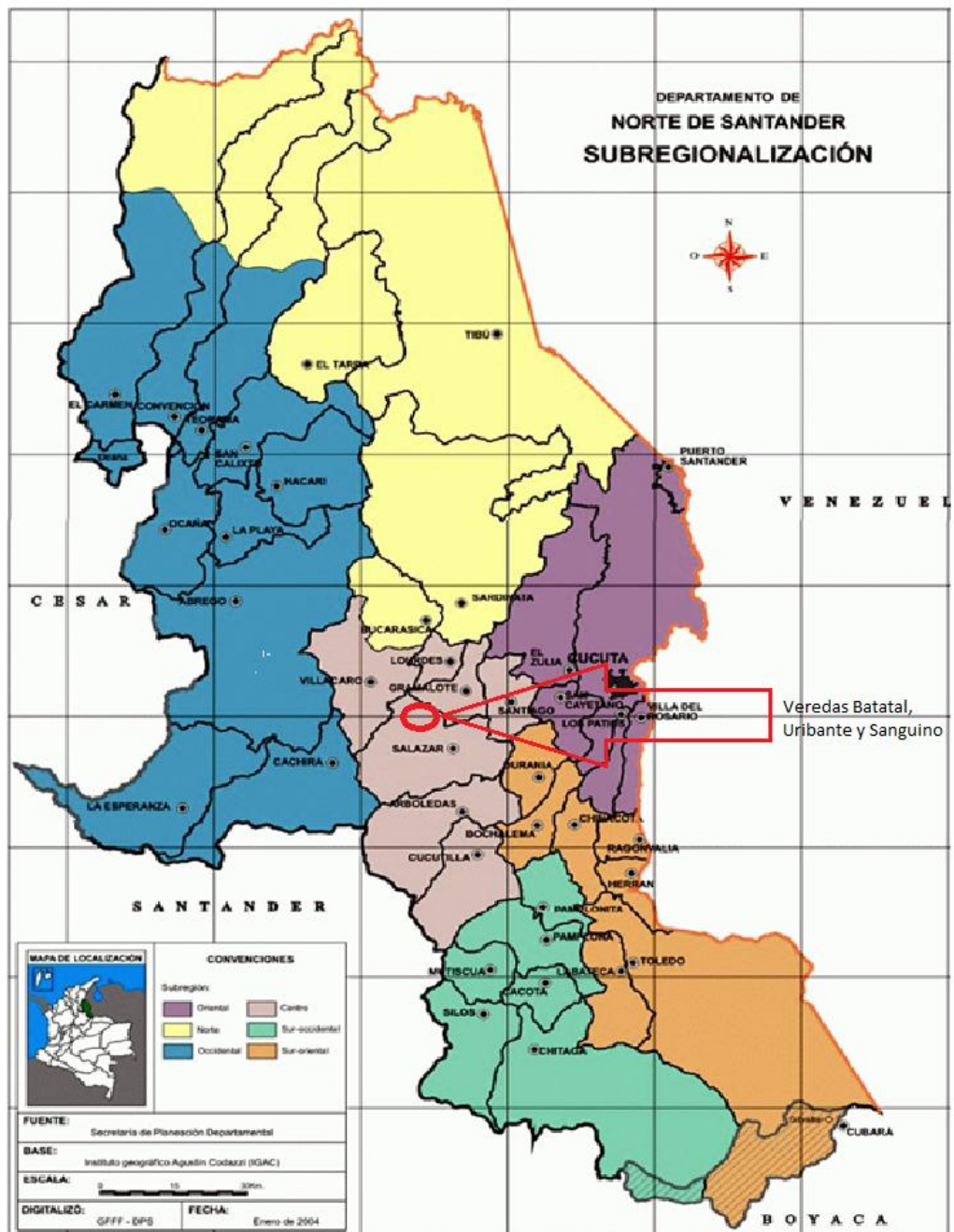
Sin embargo, la población objetivo donde se ubica el proyecto a estructurar, se encuentra en la vereda Batatal, Uribante y Sanguino del municipio de Salazar de las Palmas con coordenadas planas como se indican a continuación.

Batatal: X= 1123878 – 1135087; Y= 1345049 – 1358105

Uribante: X= 1128227 - 1131029; Y= 1352584 – 1355508

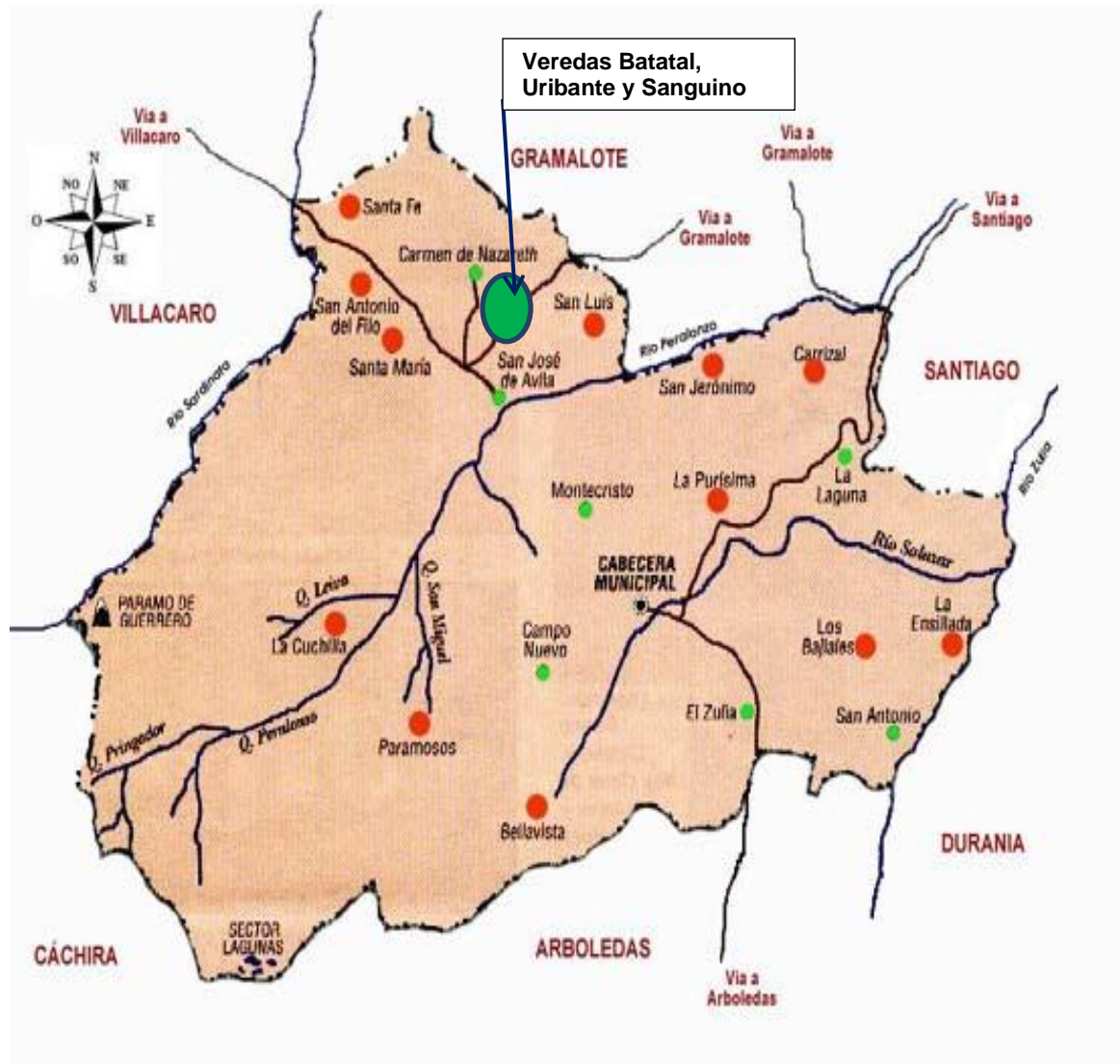
Sanguino: X= 1123260 - 1129912; Y= 1347598 – 1356636

Figura 4 Ubicación, en el departamento, de la zona del proyecto.



Fuente: [3]

Figura 5 Ubicación, en el municipio, del proyecto.



Fuente [4]

**3.3.3 Estudio de mercado** De acuerdo a la visita realizada a los usuarios nombrada en el numeral 3.2.2 y los criterios del formulador, el ingeniero Ramiro Gomes, se aplica la metodología presentada por el operador de red CENS EPM para estratos 1 y 2, como se puede ver en el numeral 3.3.5.3.1. Además se tiene en cuenta el método de estimar la energía diaria que consume el usuario, realizando un aforo de carga, como se presenta en el numeral 3.3.6.4.2 y Tabla 29 Por lo anterior se estima que el consumo por usuario sea de 1000 a 1600 VA.

Así mismo se logró establecer que son 29 familias que requieren el servicio de energía eléctrica, con aproximadamente 149 personas. Estas familias estarán dispuestas a pagar entre \$20.000 y \$ 30.000 pesos mensuales por usuario, ya que según ellos están gastando mucho más dinero mensual para solo alumbrado.

**3.3.4 Estudio ambiental** La ingeniera ambiental del grupo de trabajo UIS – IPSE conformado para el desarrollo de la estructuración de los proyectos seleccionados, realizó un estudio ambiental en donde se concluyó de forma general lo siguiente:

**3.3.4.1 Zona de vida** Que el proyecto se desarrolla en sitios o zonas con bosque húmedo y bosque húmedo pre montañoso, y atraviesa predios conformados por potreros en los que los impactos negativos para el medio ambiente son muy bajos.

**3.3.4.2 Flora y fauna** La flora y la fauna no tendrán mayor perjuicio con la apertura de trocha ya que será muy mínimo el terreno donde se necesite de este recurso para la ejecución de la obra.

Además aunque en algunas zonas aledañas al sitio de impacto del proyecto se encuentra protegido como zona de reserva forestal, por la existencia de bosques y fauna silvestre, el proyecto no afecta esta.

#### **a. Especies de flora**

En el sitio se encuentran las siguientes especies: aliso, arrayán, casuarina, ciprés, cedro de tierra fría, nogal, pino colombiano, pino patula, roble, sauce, urapan, cucharro, sangro, alcaparro, eucalipto, pino , chilco, laurel, divi divi, sauce, mortiño y acacia.

## **b. Especies de fauna**

Al igual que con la flora se tienen diferentes especies de animales en la zona como son: venados, guaities, guartinaja, zorrillos, comadrejas, ardillas, faros, cachicamos. Aves silvestres como: águilas, aguilillas, guacharacas, búhos turpiales, palomas montañeras, cóndores. También se encuentran peces como panches, lampreas, trucha, sardina y jabonero, y en los reptiles iguanas, camaleón, serrucho, lagartijas, serpientes como boas, mapanares, corales y guarda caminos. Igualmente existen animales exóticos y que están en vía de extinción como tigrillos y cóndor en el páramo de guerrero, venado canastillo en límites con los municipios de Villa Caro y Cáchira.

Sin embargo, cabe resaltar que este proyecto se encuentra dentro de las actividades que genera bajo impacto ambiental, según el artículo 2 (literal i) de la Resolución 1527 del 2012. Por lo tanto no es necesario la licencia ambiental; ya que no aplica dentro de las actividades señaladas por la Resolución 2820 del 2010 que reglamenta las actividades susceptibles de su solicitud. [5]

## **c. Incidencia del proyecto.**

Se analizara el impacto ambiental del proceso de construcción y del proyecto en el ecosistema de las veredas Batatal, Uribante y Sanguino, para las dos alternativas de solución

### **1. Alternativa Redes eléctricas.**

El proceso de construcción de una red eléctrica puede generar impactos en el ecosistema de la zona, por el ruido que se produce, el material no orgánico, plástico, caucho, basura producida por el equipo de trabajo etc, que puede quedar contaminando el lugar, además el material como cascajo, arena y piedra podría ser extraído de los nacimientos de agua, frente a esto se puede decir que aunque

el impacto por construcción es medio, solo será cargado al ecosistema por un tiempo muy corto y el constructor debe garantizar que maneja un programa de gestión integral de recursos, por medio del cual garantiza no dejar residuos contaminantes en la zona, en cuanto al ruido es un impacto menor que por las características boscosas de la zona es fácilmente absorbido y no representa un problema mayor, el material que se utilice en la construcción, piedra, cascajo y arena por disposición del gobierno nacional, el constructor debe garantizar y adjuntar documentos que acrediten que los adquirió a un distribuidor que posee licencias ambientales de explotación, por tanto no puede tomar dicho material del sitio.

El impacto del proyecto construido es bajo, los transformadores son secos, por lo tanto no habrá problemas de derrame de aceite. En el caso de una afectación del nivel cerámico de la zona, se debe tener en cuenta que se instalaran puestas a tierra cada 400 m y estas deben cumplir los requerimientos de tensiones de paso y contacto, por tanto la afectación a la comunidad es casi nula, mientras que la fauna y flora tendrá afectaciones menores, pues se establecen tiempos de despeje rápidos de las descargas o fallas. Pero también trae beneficios como la disminución de consumo de baterías, para linternas y radios entre otros, y la posibilidad que estas terminen en las diferentes quebradas o en los suelos contaminándolos, también se elimina el consumo de gasolina, para las plantas eléctricas, que genera emisiones de CO<sub>2</sub> y demás gases contaminantes.

## 2. Alternativa de solución fotovoltaica

Las soluciones fotovoltaicas son de bajo impacto ambiental al aprovechar la radiación solar como fuente primaria y transformarla a energía eléctrica, en el caso del proyecto, se observa que el procesos de construcción tendría impacto bajo, pues las intervenciones se hacen en las casas de los beneficiados y se debe tener especial cuidado en no dejar en la zona los residuos contaminantes generados, plástico basura caucho etc. cuando se termine de construir el proyecto

se debe generar un plan de manejo ambiental con la comunidad para la disposición final de las baterías, cuando estas terminen su ciclo de vida, de 7 a 10 años, el administrador del proyecto debe también manejar un programa de respuesta a casos fortuitos, donde por accidente pueda resultar averiada una batería, y establecer un plan de manejo para recoger dicha batería y que esta pueda ser reciclada o depositada correctamente. cabe resaltar que estos proyectos también llevan beneficios ambientales a la zona, como ya se mencionó anteriormente, resumidos en la sustitución de la gasolina como fuente energética, bajando las emisiones de CO<sub>2</sub>, y la sustitución de las baterías comunes por energía solar, el proceso de construcción no invade la fauna y flora nativa, entre otros beneficios.

### **3.3.5 Alternativa 1. Red de distribución eléctrica convencional**

**3.3.5.1 Objeto del proyecto** Diseñar y calcular el sistema de distribución de energía eléctrica; que permita proveer y suplir las necesidades del servicio de electricidad a 29 familias, del sector rural de Salazar de las Palmas, proporcionando un servicio continuo, confiable, eficiente, de calidad con el máximo aprovechamiento de los recursos disponibles de inversión que cumpla con las necesidades y características requeridas por el usuario.

3.3.5.2 Monografía del proyecto Este trabajo se adelantó teniendo como base fundamental : Las normas de diseño de redes de distribución de energía eléctrica de Centrales Eléctricas de Norte de Santander CENS-EPM S.A. ESP., el Reglamento Técnico de Instalaciones (RETIE), el Código Eléctrico Colombiano (NTC 2050) y el Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público – RETILAP (Resolución 181331 de agosto 6 de 2009) [6] [7] [8]

Los cálculos y diseños de las instalaciones eléctricas para el suministro de energía a 29 usuarios rurales del municipio de Salazar de las Palmas, se realizan con el

objetivo de presentarlos como requisito del operador de red para las respectivas aprobaciones de disponibilidad, además de obtener la opción técnico-económica más conveniente para aplicar en la zona.

### 3.3.5.3 Memorias de cálculo eléctricos

#### A Parámetros de diseño

- Características de la demanda

En la carga instalada por usuario se tienen en cuenta condiciones básicas como la iluminación en los cuartos y los tomacorrientes, tomando como base 32 VA/m<sup>2</sup>. Además, se tiene un circuito ramal para la plancha. Para el cálculo de la carga instalada se dimensiona el área de vivienda en zona rural en 50 m<sup>2</sup> (tomando como base el área promedio de las casas en zonas rurales). [6]

$$C_{ins} = 32 * 50 + 1000 = 2600[VA] \quad (1)$$

Para el cálculo de la demanda máxima diversificada se siguió la metodología presentada por la norma CENS EPM para estratos 1 y 2. [6]

$$D_{mx} = 800 + (C_{ins} - C_{mx}) * f_{dmx} \quad (2)$$

*D<sub>mx</sub>*: Demanda máxima diversificada [kVA].

*C<sub>mx</sub>*: Carga aparato de mayor potencia [kVA].

*C<sub>ins</sub>*: Carga Instalada [kVA].

*f<sub>dmx</sub>*: Factor de demanda [%].

- Factor de Demanda: Primeros 800W al 100%  
Sobre 800W al 30%

$$D_{mx} = 800 + (2\,600 - 1\,000) \times 0,3 = 1340 \text{ [VA]}$$

- Factores de potencia

Se emplea factor de potencia de 0,9 inductivo, para el diseño de la instalación eléctrica, conforme lo estipula la resolución CREG 108 de 1997, artículo 25, parágrafo 1º. [9]

- Tensión de servicio

El nivel de tensión que alimentará la acometida en baja tensión es 240-120 V.

b. Porcentajes de regulación de tensión y pérdidas de potencia permitidos

La regulación calculada sobre la demanda máxima de diseño será como máximo lo que se expresa a continuación:

- Circuitos en media tensión

Desde la subestación de distribución hasta la subestación más distante se permite hasta un 3%. [10]

- Circuitos en baja tensión

La Tabla 3 Porcentaje máximo de regulación de tensión CENS – EPM define los porcentajes parciales de regulación admitidos. [10]

Tabla 3 Porcentaje máximo de regulación de tensión CENS – EPM.

Descripción	%
Redes de distribución, B.T., zona urbana	3
Redes de distribución, B.T., zona rural	3
Acometida y alimentador (hasta tablero de distribución) para cargas concentradas o multiusuarios desde bornes del transformador	3

Descripción	%
Acometida y alimentador (hasta tablero de distribución) desde redes de la empresa	2
Circuito ramal	2
Alumbrado público	3

Fuente: [6]

- Porcentaje de pérdidas de potencia y energía

A continuación se tiene la Tabla 4 Porcentaje máximo de pérdidas de potencia y energía CENS - EPM con los valores aceptados por el operador de red en cuanto a pérdidas de potencia y energía.

Tabla 4 Porcentaje máximo de pérdidas de potencia y energía CENS - EPM

COMPONENTE	POTENCIA [%]	ENERGÍA [%]
LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN (34,5 kV)	1	1,5
ALIMENTADORES PRIMARIOS (HASTA 13,2 kV)	1	0,5
TRANSFORMADOR	*	2,2
REDES DE BAJA TENSIÓN	7	2,7

Fuente: [6]

\*Las pérdidas totales de potencia para transformadores se tomarán de acuerdo a las normas NTC 818, NTC 819 y NTC 1954. [10]

- Cálculo de regulación

Se tiene la siguiente expresión con la cual se hallan los porcentajes de regulación de tensión en los circuitos del proyecto.

$$\delta = (M * Kg * FC)/(VI^2) \quad (3)$$

$$M_t = D * S(\text{kVA}) \quad (4)$$

$\delta$ : Regulación en %.

$M_t$ : Momento eléctrico [kVA\*m].

$Kg$ : Constante generalizada.

$VL$ : Tensión de línea [V].

$FC$ : Factor de corrección por tipo de red.

$Mt$ : Momento eléctrico. Producto de  $S$  en kVA y distancia del tramo.

## B. Cálculo de regulación para red de M.T.

En cuanto a la regulación de voltaje en media tensión se usó la ecuación (3) para estimar los porcentajes de caída de tensión en la red primaria.

Tabla 5 Factores  $Kg$  del ACSR para diferentes factores de potencia

(Kg) Media tensión (13,2 kV) ACSR		
calibre/Cos $\phi$	0,9	0,95
4	129,88	136,59
2	82,09	86,15
1/0	52,1	54,51
2/0	41,58	43,41

Fuente: [6]

## C Cálculo de pérdidas de potencia

Para el cálculo de pérdidas de potencia, se utiliza la ecuación (5).

$$P_p[\%] = (L * I^2 * R) / (D_{max\_tramo} * fp) \quad (5)$$

$P_p$ : Pérdidas de potencia [%].

$L$ : Longitud del tramo [m].

$I$ : Corriente [kA].

$R$ : Resistencia del conductor [ $\Omega/\text{km}$ ].

$D_{max\_tramo}$ : Demanda total en el tramo.

A continuación se presenta la Tabla 6 Resumen de regulación y pérdidas de potencia en media tensión para los diferentes tramos, para verificar que no se sobrepasan los límites permitidos por el operador de red.

Tabla 6 Resumen de regulación y pérdidas de potencia en media tensión

NODO		CONDUCTOR	S (kVA)	L	Mt	$\Delta R\%$	R	I	PÉRDIDAS TOTALES
INICIAL	FINAL		TOTAL	(m)	(kVA- m)	Total	$\Omega/\text{Km.}$	(kA)	%
PA0	P1	ACSR -2	75	9,5	712,5	0,002%	0,83	0,0098	0,001%
P1	P2	ACSR -2	5	868	4340	0,014%	0,83	0,0007	0,008%
P1	P4	ACSR -2	70	794	55580	0,159%	0,83	0,0092	0,089%
P4	P6	ACSR -2	65	700	45500	0,288%	0,83	0,0085	0,162%
P6	P8	ACSR -2	5	785	3925	0,299%	0,83	0,0007	0,168%
P6	P34	ACSR -2	60	161,3	9678	0,315%	0,83	0,0079	0,177%
P34	P9	ACSR -2	55	565	31075	0,403%	0,83	0,0072	0,226%
P9	P12	ACSR -2	50	1452	72600	0,608%	0,83	0,0066	0,342%
P12	P14	ACSR -2	45	569	25605	0,681%	0,83	0,0059	0,382%
P14	P15	ACSR -2	40	438	17520	0,730%	0,83	0,0052	0,410%
P15	P17	ACSR -2	35	1698	59430	0,898%	0,83	0,0046	0,505%
P17	P18	ACSR -2	30	535	16050	0,943%	0,83	0,0039	0,530%
P18	P20	ACSR -2	20	1194	23880	1,011%	0,83	0,0026	0,568%
P20	P21	ACSR -2	5	469	2345	1,018%	0,83	0,0007	0,572%
P20	P22	ACSR -2	5	606	3030	1,020%	0,83	0,0007	0,573%
P20	P27	ACSR -2	5	1844	9220	1,037%	0,83	0,0007	0,583%
P18	P33	ACSR -2	5	3023	15115	0,986%	0,83	0,0007	0,554%

Fuente: Autores.

## D Cálculo de regulación para red de B.T.

El porcentaje de regulación por cada ramal en **BT** se realizó teniendo en cuenta los límites dispuestos en la norma técnica del operador de red CENS-EPM (**RA8-025**), [11] donde se establece como valor máximo el **3%** de caída de tensión en redes secundarias; de no presentarse esto, se buscará otra alternativa, bien sea la prolongación de la red de media tensión, con el fin de proyectar un nuevo transformador, que puede ser de uso exclusivo de este usuario o se cambiará la configuración de la red de monofásica bifilar (**FN**) a monofásica trifilar (**FFN**), con el fin de obtener el valor de caída de tensión deseado. También se cuenta con la posibilidad del aumento en el calibre de los conductores de la red secundaria proyectada para mejorar el porcentaje de regulación.

A continuación se presentan las tablas de regulación de tensión para el cable dúplex y triplex # 4 AWG. Teniendo en cuenta que se trabaja con una potencia por usuario de 1,34 kVA, se le hizo el ajuste a las tablas presentadas por el operador de red CENS-EPM. [6]

Tabla 7 Sensibilidad para la selección económica del conductor para un usuario

Usuarios	Demanda (kVA)	Distancia (m)	kVAxm	Cable Triplex No. 4 %Reg.	Cable Dúplex No. 4 %Reg.
1	1,34	10	13,4	0,040%	0,150%
1	1,34	20	26,8	0,151%	0,486%
1	1,34	30	40,2	0,218%	0,737%
1	1,34	40	53,6	0,285%	0,972%
1	1,34	50	67	0,369%	1,223%
1	1,34	60	80,4	0,436%	1,474%
1	1,34	70	93,8	0,503%	1,709%
1	1,34	80	107,2	0,586%	1,960%
1	1,34	90	120,6	0,653%	2,194%

Usuarios	Demanda (kVA)	Distancia (m)	kVAxm	Cable Triplex No. 4	Cable Dúplex No. 4
1	1,34	100	134	0,720%	2,446%
1	1,34	110	147,4	0,804%	2,697%
1	1,34	120	160,8	0,871%	2,931%
1	1,34	122	163,48	0,884%	2,982%
1	1,34	130	174,2	0,938%	3,183%
1	1,34	140	187,6	1,022%	3,417%
1	1,34	160	214,4	1,156%	3,903%
1	1,34	180	241,2	1,307%	4,405%
1	1,34	200	268	1,457%	4,891%
1	1,34	220	294,8	1,608%	5,377%
1	1,34	240	321,6	1,742%	5,863%
1	1,34	260	348,4	1,893%	6,348%
1	1,34	280	375,2	2,044%	6,851%
1	1,34	300	402	2,178%	7,337%
1	1,34	320	428,8	2,328%	7,822%
1	1,34	340	455,6	2,479%	8,308%
1	1,34	360	482,4	2,613%	8,794%
1	1,34	380	509,2	2,764%	9,296%
1	1,34	400	536	2,915%	9,782%
1	1,34	410	549,4	2,982%	10,017%
1	1,34	411	550,74	2,988%	10,042%
1	1,34	412	552,08	2,995%	10,067%
1	1,34	413	553,42	3,002%	10,092%
1	1,34	414	554,76	3,006%	10,107%

Fuente: Autores y normas EPM RA8-025. [6]

Tabla 8 Sensibilidad para la selección económica del conductor para 2 usuarios

Usuarios	Demanda (kVA)	Distancia (m)	kVAxm	Cable Triplex No. 4	Cable Dúplex No. 4
2	1,04	10	23,508568	0,08%	0,26%
2	1,04	20	47,017136	0,15%	0,51%
2	1,04	40	94,034273	0,30%	1,02%
2	1,04	60	141,05141	0,46%	1,53%
2	1,04	80	188,06855	0,61%	2,04%
2	1,04	100	235,08568	0,76%	2,55%
2	1,04	120	282,10282	0,91%	3,06%
2	1,04	140	329,11996	1,06%	3,58%
2	1,04	160	376,13709	1,22%	4,09%
2	1,04	180	423,15423	1,37%	4,60%
2	1,04	200	470,17136	1,52%	5,11%
2	1,04	220	517,1885	1,67%	5,62%
2	1,04	240	564,20564	1,82%	6,13%
2	1,04	260	611,22277	1,98%	6,64%
2	1,04	280	658,23991	2,13%	7,15%
2	1,04	300	705,25705	2,28%	7,66%
2	1,04	320	752,27418	2,43%	8,17%
2	1,04	340	799,29132	2,58%	8,68%
2	1,04	360	846,30846	2,74%	9,19%
2	1,04	380	893,32559	2,89%	9,70%
2	1,04	394	551,6	2,99%	10,06%
2	1,04	395	553	3,00%	10,09%
2	1,04	396	554,4	3,01%	10,12%

Fuente: Autores y normas EPM RA8-025. [6]

En el Anexo C Memorias de cálculos eléctricos de las vereda Batatal, Uribante y Sanguino se encuentran las tablas completas hasta 5 usuarios en un tramo.

En la Tabla 9 se resume los resultados de regulación y pérdidas de potencia de los diferentes tramos de baja tensión. Cuando el cable dúplex y triplex # 4 AWG XLPE que se relaciona en la Tabla 7 y Tabla 8 no cumple, se aplica la ecuación

(3), para hallar la regulación, y obtener un cable que cumpla con los criterios técnicos necesarios.

Tabla 9 Resumen regulación y pérdidas de potencia en baja tensión

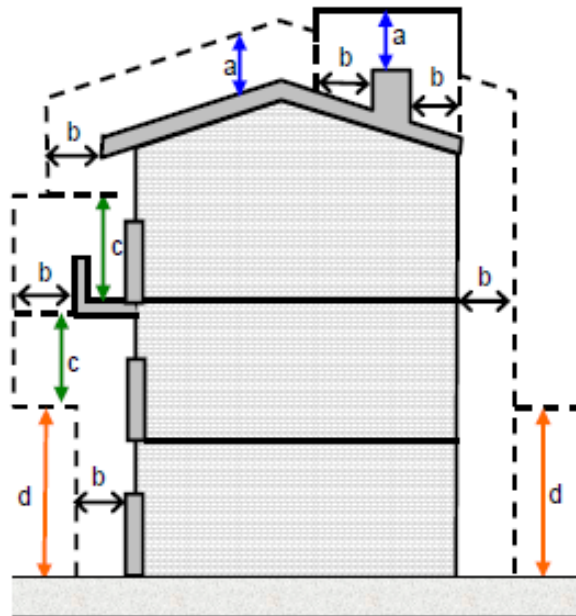
NODO		CONDUCTOR	S (kVA)	L	Mt (kVA- m)	$\Delta R\%$	R	I	Pp Totales
INICIO	FINAL		TOTAL	(m)	Total	( $\Omega$ /Km.)	(kA)	%	
P2	PB1	TX – 2	1,34	415,2	556,37	1,60%	0,86	0,0056	0,92%
P2	PB2	TX – 4	1,34	203,1	272,15	1,48%	1,36	0,0056	0,71%
P2	PB3	TX – 4	1,34	279,7	374,80	2,04%	1,36	0,0056	0,98%
P4	PB4	TX – 4	2,36	112,8	266,21	0,86%	1,36	0,0098	0,70%
PB4	PB5	DX – 4	1,34	50,6	67,80	2,11%	1,36	0,0112	1,41%
P8	PB11	TX – 4	1,34	340,4	456,14	2,48%	1,36	0,0056	1,20%
P8	PB12	TX – 4	1,34	344,2	461,23	2,51%	1,36	0,0056	1,21%
P34	PB6	TX – 4	1,34	139,8	187,33	1,02%	1,36	0,0056	0,49%
P9	PB9	TX – 4	1,34	350	469,00	2,55%	1,36	0,0056	1,23%
P9	PB10	DX – 4	1,34	58,9	78,93	1,45%	1,36	0,0112	0,83%
P9	PB11	TX – 4	1,34	188	251,92	1,36%	1,36	0,0056	0,66%
P9	PB12	TX – 4	1,34	359,4	481,60	2,61%	1,36	0,0056	1,26%
P12	PB13	TX – 4	1,34	256	343,04	1,87%	1,36	0,0056	0,90%
P12	PB14	DX – 4	1,34	44,6	59,76	1,10%	1,36	0,0112	0,63%
P14	PB16	TX – 4	1,34	161,2	145,08	1,16%	1,36	0,0112	1,01%
P14	PB15	TX – 4	1,34	133,1	119,79	0,96%	1,36	0,0112	1,01%
P17	PB17	DX – 4	1,34	82,7	110,82	2,72%	1,36	0,0112	1,16%
P17	PB18	DX – 4	1,34	109,4	146,60	2,67%	1,36	0,0112	1,54%
P18	PB20	TX -1/0	3,11	383	1190,50	2,16%	0,54	0,0130	1,24%
PB20	PB21	TX – 4	2,35	73	171,61	2,69%	1,36	0,0098	1,69%
P18	PB22	TX – 2	1,34	423,3	567,22	1,64%	0,86	0,0056	0,94%
P18	PB23	TX – 2	1,34	507	679,38	1,96%	0,86	0,0056	1,12%
P18	PB19	DX – 4	1,34	93	124,62	2,29%	1,36	0,0112	1,31%
P20	PB26	DX – 4	1,34	102,6	137,48	2,55%	1,36	0,0112	1,44%
P21	PB24	TX – 2	1,34	481	644,54	1,86%	0,86	0,0056	1,06%
P27	PB25	TX – 4	1,34	170,2	228,07	1,25%	1,36	0,0056	0,60%
P33	PB26	TX – 4	1,34	207,5	278,05	1,51%	1,36	0,0056	0,729%

Fuente: Autores.

Recordando que las pérdidas máximas de potencia en los circuitos de baja tensión permitidos por el operador de red son del 7%.

**3.3.5.4 Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones** Se procede a relacionar, en la Tabla 10, las distancias mínimas que se deben tener con respecto a la Figura 6.

Figura 6 Distancias de seguridad en zonas con construcciones



Fuente [6]

Tabla 10 Distancias mínimas de seguridad

DESCRIPCIÓN	TENSIÓN NOMINAL ENTRE FASES [kV]	DISTANCIA [m]
Distancia vertical "a" sobre techos y proyecciones, aplicable solamente a zonas de muy difícil acceso a personas.	44 – 34,5 – 33	3,8
	13,8 – 13,2 – 11,4 – 7,6	3,8
	< 1	0,45
Distancia horizontal "b" a muros,	115 – 110	2,8

DESCRIPCIÓN	TENSIÓN NOMINAL ENTRE FASES [kV]	DISTANCIA [m]
proyecciones, ventanas y diferentes áreas independientes de la facilidad de accesibilidad de personas.	66 – 57,5	2,5
	44 – 34,5 – 33	2,3
	13,8 – 13,2 – 11,4 – 7,6	2,3
	< 1	1,7
Distancia vertical “c” sobre o debajo de balcones o techos de fácil acceso a personas, y sobre techos accesibles a vehículos de máximo 2,45 m de altura.	44 – 34,5 – 33	4,1
	13,8 – 13,2 – 11,4 – 7,6	4,1
	< 1	3,5
Distancia vertical “d” a carreteras, calles callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular.	500	8,6
	230 – 220	6,8
	115 – 110	6,1
	66 – 57,5	5,8
	44 – 34,5 – 33	5,6
	13,8 – 13,2 – 11,4 – 7,6	5,6
	< 1	5

Fuente: [6]

**3.3.5.5 Diseño de redes en media tensión** Actualmente CENS- E.P.M., tiene construidas sus redes rurales de distribución eléctrica en media tensión a 13,2 Kv, sin neutro corrido desde la subestación (sistemas trifásicos y monofásicos).

Siguiendo lineamientos para el diseño del operador de red en el presente proyecto las nuevas redes rurales, se dispondrán como redes monofásicas para electrificación rural a 7,62 kV, con neutro corrido, en disposición vertical con neutro superior norma EPM –RA03-013 y RA03-014. [6]

Para lo anterior se construirá un sistema de puesta a tierra en puntos intermedios cada 400 m. Norma EPM RA6-010. [6]

El sistema de distribución eléctrico poseerá las siguientes características técnicas:

- Tensión primaria: 7620 V.

Longitud: 15,853 km. Red M.T. Aérea en ACSR N° 2 AWG. Tendido Monofásico disposición vertical según norma EPM –RA03-013 y RA03-014. [6] Ó se tenderá en disposición horizontal RE- 200 para abertura y RE-200T para estructura terminal.

### **A Diseño de subestaciones**

El diseño de la subestación, se realizará teniendo en cuenta los criterios de las “Normas para el Diseño y Construcción de Sistemas de Distribución de CENS S.A. ESP”, agregando algunos criterios de diseño por parte del equipo de trabajo, para realizar los cálculos de demanda máxima. [6]

De acuerdo con las características de las cargas y el número de usuarios alimentados por cada transformador, se proyectan quince (15) transformadores monofásicos de 5 kVA a 7620/240-120 V.

Las subestaciones diseñadas son tipo aérea, la cual cumple con el numeral 30.3 del reglamento técnico de instalaciones eléctricas RETIE y la resolución CREG 097 de 2008. [7]

#### **- Capacidad de transformadores monofásicos**

En el proyecto se tiene transformadores con máximo 6 usuarios, por tanto hay que hacer el cálculo de la demanda máxima diversificada; para hacer este cálculo es necesario hallar el factor de diversidad.

$$Fac_{diver} = \left( \frac{1}{0,52*N+1,76} + 0,43 \right) \quad (6)$$

Donde N es el número de usuarios.

La demanda máxima diversificada para cada transformador viene dado por

$$Dem_{maxi_{trafo}} := Deman_{max_{usuario}} * Fac_{diver} * N \quad (7)$$

A continuación se presenta la Tabla 11, donde se relacionan los transformadores según el número de usuarios.

Tabla 11 Demanda máxima en transformadores y porcentaje de carga

usuarios	S(kVA) usuario	Factor diversidad	carga total (kVA)	capacidad trafo kVA	factor de carga
1	1,34	1	1,34	5	27%
2	1,34	1,554286	2,08	5	42%
3	1,34	2,163614	2,90	5	58%
4	1,34	2,721667	3,65	5	73%
5	1,34	3,246789	4,35	5	87%
6	1,34	3,749501	5,00	5	100%
7	1,34	4,236296	5,68	10	57%
8	1,34	4,711351	6,31	10	63%

Fuente: Autores.

se toman 5 kVA dado que es el transformador de menor capacidad permitido por el operador de red, además, en este caso particular, el transformador con más carga no sobrepasa los 8 usuarios.

#### - Selección del barraje del transformador

$$I = \frac{Straf}{VL} \quad (8)$$

Dónde:

I = Corriente del barraje en A.

Straf = Capacidad del transformador en VA.

VL = Voltaje de línea en V.

Transformador de 5 kVA

$$I = 5\,000 / 240$$

$$I = 20,8\text{ A}$$

Por corriente se seleccionaría un conductor calibre 8 AWG THHN 90°C (8,36 mm<sup>2</sup>) con capacidad de corriente permisible de 60 A. Pero debido a los requerimientos exigidos por regulación y de acuerdo a la longitud de la acometida, se selecciona un conductor mínimo calibre dúplex o triplex # 4 AWG XPLE T 90°C (87,4 mm<sup>2</sup>), con capacidad de corriente permisible de 110 A

#### - Equipo de protección

Para el cálculo de los fusibles como medio de protección de los transformadores monofásicos, se aplica la fórmula de la corriente nominal para cada transformador, por ejemplo, para transformadores proyectados con capacidad de 5 kVA, tenemos

$$I_n = \frac{5\text{ kVA}}{7,62\text{ kV}} = 0,66\text{ A.} \quad (9)$$

Teniendo en cuenta la corriente nominal calculada para el transformador y las normas técnicas **RA8-002** y **RA8-005** de CENS\_EPM [6], el equipo de protección para los transformadores con capacidad de 5 kVA se conformará así: Cortacircuitos para instalación a la intemperie de tipo abierto en operación bajo carga y fusible tipo K de 1,0 A.

En relación a los DPS, el reglamento técnico de instalaciones eléctricas "RETIE" en el artículo 17, numeral 17.6.1, literal a, dice que toda subestación (transformador) debe disponer de DPS, [7] teniendo en cuenta lo anterior y la norma técnica **RA7-108** del operador de red EPM [10], se utiliza un DPS o

pararrayos de óxido metálico con tensión nominal de ciclo de trabajo de 12 kV y una corriente nominal de descarga de 10 kA.

## **B Análisis de corto circuito y falla a tierra**

En los puntos de derivación se instalarán cortacircuitos con fusible tipo K, más lentos que el fusible tipo H, utilizado en los transformadores, con el fin de garantizar la selectividad de las protecciones.

El fusible se calcula con base en la corriente de la demanda máxima diversificada inicial y en la capacidad nominal de los transformadores privados alimentados por la derivación.

**- Cálculo de cortocircuito para el transformador monofásico de 5 kVA en el punto de instalación.**

$$I_{cc} = \frac{kVA \text{ base} * 100}{\sqrt{3} kV \text{ base} X\%} [kA] \quad (11)$$

$$P_{cc \text{ asim}} = K \frac{kVA \text{ base}}{X\%} * 100 [kVA] \quad (12)$$

Los **kVA Base** son arbitrarios, usualmente se utiliza 100 kVA, con lo cual se determina la corriente de corto circuito ( $I_{cc}$ ) en el punto en estudio.

Los **kV Base** son los kV del sistema en el punto de la falla.

Cálculo de la corriente secundaria.

$$I_s = \frac{S_n}{V_{Ls}} \quad (13)$$

$$I_s = \frac{5 \text{ kVA}}{0,24 \text{ kV}} = 20,83 \text{ A}$$

$$I_{prot_{sec}} = 1,25 * I_s \quad (14)$$

$$I_{prot_{sec}} = 1,25 * 20,83 = 26,04 A$$

Por lo cual se toma una protección secundaria de 30 A.

Cálculo de la corriente de cortocircuito.

$$U_z\% = 3$$

Según ítem 11.11.1 de la norma para el diseño CENS EPM para transformadores nuevos. [6]

$$I_{cc} = \frac{100 * I_s}{U_z} [kA] \quad (15)$$
$$I_{cc} = \frac{100 * 20,83}{3} = 0,694 [kA]$$

La corriente de cortocircuito trifásica para un transformador de 5 kVA es de 0,69 kA.

### C. Sistema de puesta a tierra

La Instalación de sistema de puesta a tierra (SPT) se proyecta en arranques o puntos de conexión, subestaciones, y cada 400 m en red de MT y puntos terminales de BT.

Para el caso de arranques, red de MT y terminales de BT, se proyecta el sistema de puesta a tierra convencional, según las normas **RA6-010** y **RA4-017**, [11] en el cual se aterriza el neutro mediante alambre de acero recubierto de cobre # 4 AWG, utilizando un conector de compresión tipo derivación, el cual debe cumplir lo dispuesto en la norma **RA7-030** [11]; el bajante deriva hasta la varilla de puesta a tierra, la cual debe cumplir con lo dispuesto en la norma **RA7-017** [11] y el

conector para empalmar el bajante con el electrodo de puesta a tierra debe cumplir con la norma **RA7-018**. [11]

Para el caso del SPT en subestaciones, se utiliza de la misma forma lo dispuesto en la norma **RA6-010** [11], sin embargo, en estos puntos se contempla la adición de 45 kg de un compuesto mineral, como cemento conductor, para mejorar las condiciones del terreno y disminuir la resistencia de puesta a tierra.

De acuerdo a lo establecido en el artículo 15 del RETIE [7], la resistencia de puesta a tierra establecida como referencia para los sistemas de distribución es de 10 ohmios. En algunos sitios resulta muy difícil obtener este valor debido a la alta resistividad del terreno, sin embargo, se debe garantizar que las tensiones de paso y de contacto no superen los valores permisibles.

Después de tomar valores de resistividad en el perfil proyectado, el constructor o la persona encargada de construir el SPT, debe garantizar el cumplimiento de las normas de seguridad establecidas para las personas, y es de vital importancia que se cumplan con los valores de tensiones de paso y de contacto permisibles. Como ayuda para la correcta aplicación de estas normas está el procedimiento establecido por el estándar **RA6-014 "Medida de resistividad del terreno"** [11] el cual sirve de guía para tomar la resistividad del terreno según el método preferido.

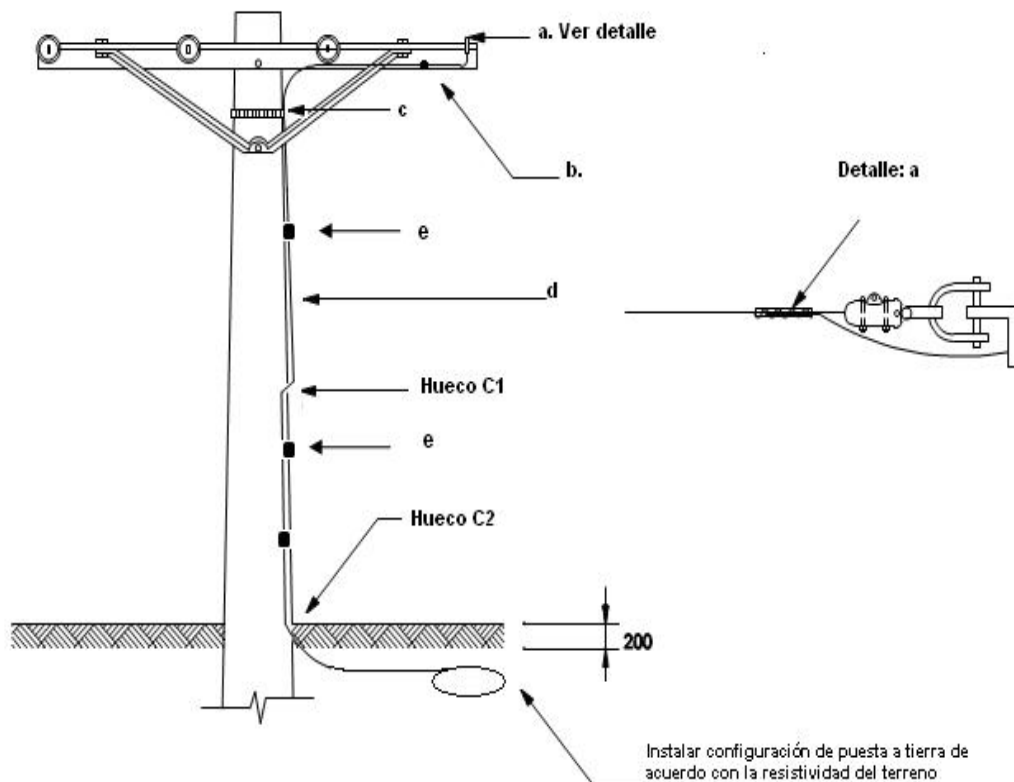
Se muestra a continuación la conexión de la puesta a tierra según la Norma técnica **RA6-010** de EPM. [11]

El cálculo de la resistencia de puesta a tierra para una varilla de longitud  $l$  (2,4 m) y radio (7,938 mm) viene dado por la siguiente expresión:

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left( \ln 4 \frac{L}{r} - 1 \right) \quad (16)$$

Donde  $\rho$  es la resistividad del terreno. Antes de energizar se debe medir la resistencia de puesta a tierra y el valor máximo será de 10 Ohmios (artículo 15.4 RETIE) [7]. En caso negativo se pueden instalar más electrodos, interconectándolos y adecuando el terreno.

Figura 7 Detalle de un sistema de puesta a tierra



ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT	REFERENCIA
a	Conector universal de tipo derivación (calibre según proyecto)	1	RA7-030
b	Conector para equipotencializar cruceta metálica	1	
c	Correa plástica	1	
d	Alambre de acero recubierto de cobre No. 4 AWG (cubierto)	12.0 m	
e	Grapa metálica galvanizada en caliente con dos orificios	6	

Notas:

1. Dimensiones en milímetros.
2. La bajante de puesta a tierra deberá unirse con estructura metálica del poste y los demás elementos metálicos tales como: Cruceta, Pernos, tornillos y anillos espaciadores, así como con los vientos o retenidas.

Fuente: Norma técnica RA6-010. Puesta a tierra en media tensión. Norma técnica RA7-017 Puesta a tierra para terminal B.T. [11]

#### **D. Análisis de coordinación de aislamiento**

El tipo de aislamiento se selecciona de acuerdo con el nivel de tensión de servicio de la siguiente manera:

Tabla 12 Relación de nivel de tensión y BIL

<b>NIVEL</b>	<b> AISLAMIENTO (kV)</b>	<b>BIL (kV)</b>
Baja tensión	0,6	25
Media tensión 13,2 kV	15,0	95
Media tensión 34,5 kV	36,0	200

Fuente [10].

Los aisladores utilizados en las redes de distribución, podrán ser de porcelana, vidrio, resina epóxica, esteactita y otros materiales aislantes equivalentes que resistan las acciones de la intemperie, especialmente las variaciones de temperatura y la corrosión, debiendo ofrecer una resistencia suficiente a los esfuerzos mecánicos a los que estén sometidos, establecidos en las normas técnicas.

El aislador debe estar marcado con la razón social o marca registrada del fabricante, tensión de rotura máxima permisible y nivel de aislamiento.

Los materiales y equipos a utilizar en el diseño de sistemas de distribución cumplirán con el RETIE y deberán estar debidamente certificados. [10]

El BIL mínimo para el presente proyecto es de 95 kV correspondiente al nivel de media tensión, los equipos seleccionados deben garantizar estos valores.

**3.3.5.6 Parámetros mecánicos de diseño** Se utilizaron conductores tipo ACSR Sparrow, calibre 2 AWG para la red de media tensión, este tipo de conductor es heterogéneo debido a que está conformado por 6 (seis) hilos de aluminio y 1(uno) de acero.

En baja tensión se dispuso trabajar con los siguientes conductores:

- Para el sistema monofásico Trifilar de 120/240 voltios, cable trenzado triplex calibre 2x # 4 AWG AAAC XLPE + 1x # 4 AWG ACSR,
- Para el sistema monofásico bifilar de 120 voltios, cable trenzado dúplex calibre 1x # 4 AWG AAAC XLPE + 1x # 4 AWG ACSR

Teniendo en cuenta las variaciones ambientales se procede a formular las hipótesis de cálculo para poder dibujar la plantilla.

#### **A. Hipótesis de diseño**

Para el diseño mecánico de las redes eléctricas, se tendrá en cuenta tres hipótesis que son:

- Hipótesis de condición de operación diaria.
- Hipótesis de condición extrema de trabajo mecánico.
- Hipótesis de flecha máxima.

En las cuales se tienen unas condiciones de temperatura y velocidad del viento, para el análisis mecánico de las estructuras, como se indica en la Tabla 13 Hipótesis de diseño mecánico.

Tabla 13 Hipótesis de diseño mecánico

HIPOTESIS	Velocidad del viento (km/h)	Temperatura ambiente (°C)	Factor de seguridad
A (máxima velocidad del viento)	80	20	2,5
C (Temperatura promedio)	10	30	5
D (Temperatura máxima)	0	65	5

Fuente autores

## B. Elaboración de plantilla con las tres curvas

- Curva a temperatura máxima
- Curva a temperatura mínima
- Curva de distancia a tierra (pie de apoyo)

## C. Apoyos

Los apoyos en las líneas son las estructuras encargadas de soportar el peso de los conductores, así mismo son los encargados de tolerar los esfuerzos resultantes de diferentes condiciones de trabajo a los que son sometidos. [12]

## D. Factores de seguridad

El factor de seguridad es un coeficiente que se debe tener en cuenta en el diseño para no llevar las estructuras o elementos a su carga de rotura nominal, y así poder tener siempre un margen para situaciones variables, que se salen de los parámetros de diseño. La

Tabla 14 presenta los factores de seguridad de los distintos elementos en las redes eléctricas.

Tabla 14 Factores de seguridad mecánicos

Descripción.	Factor de seguridad
Postería en concreto	2,5
Estructura metálica	1,5
Cargas verticales	1,1
Cargas en ángulo	1,5
Cables para templetes	2
Anclajes para templetes	2,5
Herrajes generales.	3
Herrajes para transformadores	5
A la flexión para espigo.	1,5

Fuente [6]

### **E. Cálculo de las tensiones en los vértices de la catenaria**

Es importante tener en cuenta que la tensión aplicada por los conductores al poste no debe ser muy grande, para que la carga de rotura de los mismos no exceda valores normalizados, por lo tanto se debe destensar la red, sólo es importante cumplir con la distancia mínima al terreno.

Las características del cable 2 AWG ACSR son las siguientes:

Tabla 15 Información mecánica del conductor SPARROW

DATOS MECÁNICOS DEL CONDUCTOR DE MEDIA TENSIÓN			
Conductor		SPARROW ()	
Calibre		2 AWG	
Número de hilos	Aluminio	6	Nhal
	Acero	1	Nhac
Diámetro de cada hilo	Aluminio	2,67 mm	Dhal
	Acero	2,67 mm	Dhac
Área de la sección transversal	Aluminio	33,63 mm <sup>2</sup>	
	Total	39,226 mm <sup>2</sup>	Sc
Peso por unidad de longitud	Aluminio	92,19 kg/km	
	Acero	43,73 kg/km	
	Total	0,1359 kg/m	p
Módulo de elasticidad	Aluminio	6300 kg/mm <sup>2</sup>	Eal
	Acero	21000 kg/mm <sup>2</sup>	Eac
Coeficiente de dilatación	Aluminio	2,3*10 <sup>-5</sup> °C <sup>-1</sup>	$\alpha_{al}$
	Acero	1,15*10 <sup>-5</sup> °C <sup>-1</sup>	$\alpha_{ac}$
Diámetro nominal del cable		8,026*10 <sup>-3</sup> m	Dc
Carga de rotura		1265,5 kg	Tr

Fuente [13]

**- Distancia mínima al terreno**

*Dmt*: Distancia mínima al terreno = 5,6 m para áreas con cultivos y 13,2 kV.

**- Flecha máxima vertical**

En las redes de distribución la flecha máxima vertical se define por

$$f_{maxv} = Hc - Dmt \quad (17)$$

Dónde:

Hc: Altura máxima del conductor en metros.

El vano de regulación ideal, se obtiene de la siguiente expresión:

$$ar = \sqrt{f_{maxV} * 8 * h} \quad (18)$$

Dónde:

$Ar$  : Vano regulador ideal en metros

$$h = \frac{0,2T_r}{p} \quad (19)$$

$T_r$ : carga de ruptura del conductor en [kg]

$P$ : peso del conductor por unidad de longitud [kg/m]

Para postes de fibra de vidrio de 12 m de longitud

La longitud libre del poste será la siguiente:

$$L_{L_p} = L_p - 0,1 * L_p - 0,6 \quad (20)$$

$$L_{L_p} = 12 - 0,1 * 12 - 0,6 = 10,2m$$

La flecha máxima vertical está definida por:

$$f_{m_v} = L_{L_p} - D_{min_t} - 0,3 \quad (21)$$

$$f_{m_v} = 10,2 - 5,6 - 0,3 = 4,3 m$$

Para un conductor de calibre 2 AWG ACSR, la tensión de ruptura y el peso por unidad de longitud son 1 265,5 [kg] y 0,1359 [kg/m] respectivamente, por tanto aplicando la ecuación (18):

$$h = \frac{0,2T_r}{p} = \frac{0,2 * 1265,5}{0,1359} = 1862,4 [m]$$

El vano de regulación ideal aplicando (17):

$$ar = \sqrt{f_{maxV} * 8 * h} = \sqrt{4,3 * 8 * 1862,4} = 253 [m]$$

A continuación se realizarán los cálculos mecánicos para el vano de la condición de 253 metros. [12]

## F. Cálculo tipo

El módulo de elasticidad para conductores conformados por hilos de aluminio y acero está dado por:

$$E = \frac{E_{ac}N_{hac}D_{ac}^2 + E_{al}N_{hal}D_{al}^2}{N_{hac}D_{ac}^2 + N_{hal}D_{al}^2} = \frac{21 \cdot 10^3 \cdot 1 \cdot 2,67^2 + 7030 \cdot 6 \cdot 2,67^2}{1 \cdot 2,67^2 + 6 \cdot 2,67^2} \quad (22)$$

Donde:

$D_{al}$ : Diámetro de un hilo de aluminio

$D_{ac}$ : Diámetro de un hilo de acero

$N_{hal}$ : Número de hilos de aluminio

$N_{hac}$ : Número de hilos de acero

$E_{al}$ : Módulo de elasticidad del aluminio

$E_{ac}$ : Módulo de elasticidad del acero

El coeficiente de dilatación para conductores conformados por hilos de aluminio y acero está dado por:

$$\alpha = \frac{E_{ac}N_{hac}D_{ac}^2\alpha_{ac} + E_{al}N_{hal}D_{al}^2\alpha_{al}}{E_{ac}N_{hac}D_{ac}^2 + E_{al}N_{hal}D_{al}^2} \quad (23)$$

$D_{al}$ : Diámetro de un hilo de aluminio

$D_{ac}$ : Diámetro de un hilo de acero

$N_{hal}$ : Número de hilos de aluminio

$N_{hac}$ : Número de hilos de acero

$E_{al}$ : Módulo de elasticidad del aluminio

$E_{ac}$ : Módulo de elasticidad del acero

$\alpha_{al}$ : Coeficiente de dilatación del aluminio

$\alpha_{ac}$ : Coeficiente de dilatación del acero

$$\alpha = \frac{1,15 * 10^{-5} * 21 * 10^3 * 1 * 2,67^2 + 2,3 * 10^{-5} * 6300 * 6 * 2,67^2}{21 * 10^3 * 1 * 2,67^2 + 6300 * 6 * 2,67^2}$$

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

Peso aparente del conductor

$$w = \frac{P}{S} \quad (24)$$

Donde

P: peso total del conductor en [kg/m]

S: área de la sección transversal del conductor en [mm<sup>2</sup>]

$$w = \frac{P}{S} = \frac{0,1359 \text{ [kg/m]}}{39,226 \text{ mm}^2} = 3,464 * 10^{-3} \text{ [kg/m/mm}^2\text{]}$$

La ordenada del vértice de la catenaria para el conductor más bajo del poste se podrá encontrar de la siguiente ecuación:

Carga de ruptura por unidad de área del conductor

$$tr = \frac{Tr}{S} = \frac{1256,5 \text{ [kg]}}{39,226 \text{ mm}^2} = 32,262 \text{ [kg/mm}^2\text{]} \quad (25)$$

Donde

Tr: carga de ruptura en [kg/m]

S: área de la sección transversal del conductor en [mm<sup>2</sup>]

La presión del viento está dada por:

$$p_v = 0,0042 * V_v^2 * \phi_c \quad (26)$$

Con la ecuación descrita anteriormente se calcula el valor de la presión del viento en cada una de las hipótesis.

- Hipótesis C

$$p_{vC} = 0,0042 * (10)^2 * 8,02 * 10^{-3} = 3,37 * 10^{-3} \text{ kg/m}$$

- Hipótesis A

$$pv_A = 0,0042 * (80)^2 * 8,02 * 10^{-3} = 0,2157 \text{ kg/m}$$

- Hipótesis D

$$pv_D = 0,0042 * (0)^2 * 10,109 * 10^{-3} = 0 \text{ kg/m}$$

### - Factores de sobrecarga

Después de calcular las respectivas presiones, se calculan los factores de sobrecarga. Estos están definidos por:

$$m = \sqrt{1 + \left(\frac{pv}{p}\right)^2} \quad (27)$$

Se calcula el factor de sobrecarga para cada una de las hipótesis:

- Hipótesis C

$$m_C = \sqrt{1 + \left(\frac{3,37 * 10^{-3}}{0,1359}\right)^2} = 1,0003$$

- Hipótesis A

$$m_A = \sqrt{1 + \left(\frac{0,2717}{0,1359}\right)^2} = 1,872$$

- Hipótesis D

$$m_D = \sqrt{1 + \left(\frac{0}{0,1359}\right)^2} = 1$$

### - Ecuación de cambio de estado

Se tiene que la ecuación de cambio de estado para obtener la tensión a la que puede estar sometida la red, dada las condiciones de presión del viento y temperatura, está dada por:

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

Donde los parámetros A y B se definen como:

$$A = \alpha E(\theta_2 - \theta_1) - t_1 + \frac{a_r^2 w^2 m_1^2 * E}{24 t_1^2} \quad (29)$$

$$B = \frac{a_r^2 w^2 m_2^2 * E}{24} \quad (30)$$

Se hallan las diferentes condiciones de trabajo de la línea para las hipótesis planteadas, se supone la hipótesis A (máxima velocidad de viento) como dominante

• **Hipótesis A → C**

Se parte de la condición de máxima velocidad de viento (Hipótesis A) de la línea para obtener la tensión en la hipótesis C.

$$\theta_1 = \theta_A = 20^\circ\text{C}; \quad \theta_2 = \theta_C = 30^\circ\text{C}$$

$$m_1 = m_A = 1,013; \quad m_2 = m_C = 1,872$$

$$t_1 = t_A = \frac{tr}{FS_{min}} = \frac{32,261}{2,5} = 12,905 \text{ [kg/mm}^2\text{]}$$

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

$$A = 1,889 * 10^{-5} * 8400(50 - 22) - 12,095 + \frac{253^2(3,464 * 10^{-3})^2 * 1,0003^2 * 8400}{24 * 12,095^2}$$

$$A = -2,036 \text{ [kg/mm}^2\text{]}$$

$$B = \frac{a_r^2 w^2 m_2^2 E}{24} = \frac{253^2(3,464 * 10^{-3})^2 * 1,0003^2 * 8400}{24} = 286,368 \text{ [kg/mm}^2\text{]}$$

$$t_2^3 - 2,036 * t_2^2 = 286,368$$

$$t_2 = t_C = 7,349 \text{ [kg/mm}^2\text{]}$$

El factor de seguridad para la hipótesis C sería:

$$F_s == \frac{t_r}{t_A} = \frac{32,261}{7,349} = 4,39$$

Como el factor de seguridad no es mayor a 5 se procede a cambiar la hipótesis de dominio por la hipótesis C.

- **Hipótesis C → A**

$$m_1 = m_C = 1,872; \quad m_2 = m_A = 1,013;$$

$$t_1 = t_A = \frac{tr}{FS_{min}} = \frac{32,261}{5} = 6,452 \text{ [kg/mm}^2\text{]}$$

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

$$A = 1,889 * 10^{-5} * 8400(22 - 50) - 6,452 + \frac{253^2(3,464 * 10^{-3})^2 * 1,872^2 * 8400}{24 * 6,452^2}$$

$$A = -4,392 \text{ [kg/mm}^2\text{]}$$

$$B = \frac{a_r^2 w^2 m_2^2 E}{24} = \frac{253^2(3,464 * 10^{-3})^2 * 1,872^2 * 8400}{24} = 1007,42 \text{ [kg/mm}^2\text{]}$$

$$t_2^3 - 4,392 * t_2^2 = 1007,42$$

$$t_2 = t_C = 11,723 \text{ [kg/mm}^2\text{]}$$

El factor de seguridad para la hipótesis C sería:

$$F_s == \frac{t_r}{t_A} = \frac{32,261}{11,723} = 2,753 \geq 2,5$$

Como el factor de seguridad se cumple, la hipótesis dominante es la C.

- **Hipótesis C → D**

Se parte de la condición de máxima temperatura (Hipótesis D) de la línea para obtener la tensión en la hipótesis C,

$$\theta_1 = \theta_C = 31^\circ\text{C}; \quad \theta_2 = \theta_D = 65^\circ\text{C}$$

$$m_1 = m_C = 1,003; \quad m_2 = m_D = 1$$

$$t_1 = t_A = \frac{t_r}{FS_{min}} = \frac{32,261}{5} = 6,452 \text{ [kg/mm}^2\text{]}$$

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

$$A = 1,889 * 10^{-5} * 8400(65 - 51) - 6,452 + \frac{253^2(3,464 * 10^{-3})^2 * 1,003^2 * 8400}{24 * 6,452^2}$$

$$A = 2,4913 \text{ [kg/mm}^2\text{]}$$

$$B = \frac{a_r^2 w^2 m_2^2 E}{24} = \frac{253^2(3,464 * 10^{-3})^2 * 1,872^2 * 8400}{24} = 286,19 \text{ [kg/mm}^2\text{]}$$

$$t_2^3 + 2,491 * t_2^2 = 286,19$$

$$t_2 = t_C = 5,855 \text{ [kg/mm}^2\text{]}$$

El factor de seguridad para la hipótesis C sería:

$$F_s = \frac{t_r}{t_A} = \frac{32,261}{5,855} = 5,50 \geq 5$$

Como los valores de tensión aplicada al conductor cumplen los diferentes factores de seguridad, se podrá decir que el cable 2 AWG ACSR satisface las necesidades mecánicas de la red.

Como el factor de seguridad se cumple, la hipótesis dominante es la C.

Ya que la hipótesis A es la condición más desfavorable, entonces, la tensión  $t_A$  es la tensión máxima

$$t_{m\acute{a}x} = t_A = 11,723 \text{ [kg/mm}^2\text{]}$$

La ordenada para el punto de amarre corresponde a:

$$H_a = \frac{t_a}{m_a * \omega} \tag{31}$$

$$H_a = \frac{t_a}{m_a * \omega} = \frac{11,723}{1,872 * 3,4638 * 10^{-3}} = 1803,5 \text{ [m]}$$

$$H_a = h_a * \text{Cosh}\left(\frac{a_r}{2 * h_a}\right) \quad (32)$$

Remplazando los valores

$$1803,5 = h_a * \text{Cosh}\left(\frac{253}{2 * h_a}\right)$$

Entonces tenemos que  $h_a = 1799,1 \text{ m}$

**- La flecha máxima inclinada es**

$$f_a = H_a - h_a \quad (33)$$

$$f_a = 1803,5 - 1799,1 = 4,46 \text{ [m]}$$

**- La flecha máxima vertical en esta condición**

$$f_{av} = \frac{f_a}{m_a} \quad (34)$$

$$f_{av} = \frac{f_a}{m_a} = \frac{4,46}{1,872} = 2,382 \text{ [m]}$$

**- La tensión en el vértice por unidad de longitud**

Está definida por:

$$t_v = \frac{h_a * t_a}{H_a} \quad (35)$$

$$t_v = \frac{h_a * t_a}{H_a} = \frac{1799,1 * 11,72}{1803,5} = 11,649 \text{ [kg/mm}^2\text{]}$$

**- La tensión en el vértice sobre el conductor de fase es**

$$T_{vf} = t_v * S_c = 11,649 * 39,226 = 451,57 \text{ [kg]}$$

\*La ordenada del vértice de la catenaria

Para el conductor más bajo del poste se podrá encontrar de la siguiente ecuación:

$$f_{m_v} = h_D \left[ \text{Cosh} \left( \frac{a}{2 * h_D} \right) - 1 \right] [m]$$

Suponiendo un vano regulador de 253 m:

$$4,3 = h_D \left[ \text{Cosh} \left( \frac{253}{2 * h_D} \right) - 1 \right]$$

Luego

$$h_D = 1685,4 [m]$$

Y la ecuación de la catenaria es:

$$H_D = 1685,4 \left[ \text{Cosh} \left( \frac{a_r}{2 * 1695,4} \right) - 1 \right]$$

La ordenada del punto de amarre del conductor más bajo del poste es:

$$H_D = f_{m_v} + h_D = 4,3 + 1685,4 = 1689,7 [m]$$

**- Ecuación de la catenaria**

$$f = h \left[ \text{Cosh} \left( \frac{a}{2 * h} \right) - 1 \right] [m] \quad (36)$$

\*En caliente

$$y = 1685,4 \left[ \text{Cosh} \left( \frac{a}{2 * 1695,4} \right) - 1 \right]$$

\*En condición diaria

$$y = 1799,1 \left[ \text{Cosh} \left( \frac{a}{2 * 11799,1} \right) - 1 \right]$$

## G Selección de postiería

Para el cálculo de las estructuras de MT se tiene en cuenta lo siguiente:

En cada una de las estructuras se debe cumplir que:

$$M_{Máxp} \geq \sum M_{Conda} + M_{vp} + M_{vc} \quad [kg * m] \quad (37)$$

Dónde:

$M_{Máxp}$  → Momento máximo del poste [kg\*m]

$\sum M_{Conda}$  → Suma de los momentos debidos al cambio de dirección de la línea

$M_{vp}$  → Momento creado por el viento sobre el poste [kg\*m]

$M_{vc}$  → Momento creado por el viento sobre los conductores [kg\*m]

### - Momentos en el poste

\* Momento máximo en el poste

El momento máximo del poste está definido por:

$$M_{máxp} = \frac{TR * HAF}{F_s} \quad [kg * m] \quad (38)$$

Dónde:

TR → Carga de rotura del poste (dado por el fabricante) [kg]

HAF → Altura de aplicación de la fuerza [m] (30cm abajo del extremo del poste).

Fs → Factor de seguridad (igual a 2 para el caso de fibra de vidrio)

\* Momentos en el poste debidos al cambio de dirección

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

$$\sum M_{COND\alpha} = 2 * Sen\left(\frac{\alpha}{2}\right) * (M_{\alpha A} + M_{\alpha B} + M_{\alpha BT}) \quad [kg * m] \quad (39)$$

$M_{\alpha A}$  → Momento debido al cambio de dirección de la línea producido por el conductor de la fase A de MT.

$$M_{\alpha A} = T_{vfA} * (L_{Lp} - 0,2) [kg * m] \quad (40)$$

Dónde  $T_{vfA}$  es la tensión en el vértice del conductor de fase de MT.

$M_{\alpha B}$  → Momento debido al cambio de dirección de la línea producido por el conductor de la fase B de MT.

$$M_{\alpha B} = T_{vfB} * (L_{Lp} - 0,2) [kg * m] \quad (41)$$

Dónde  $T_{vfB}$  es la tensión en el vértice del conductor de fase de MT.

$M_{\alpha BT}$  → Momento debido al cambio de dirección de la línea producido por el conductor de BT.

$$M_{\alpha A} = T_{vfBT} * (L_{Lp} - 0,2) [kg * m] \quad (42)$$

Donde  $T_{vfBT}$  es la tensión en el vértice del conductor de BT.

\*Momento creado por el viento sobre el poste

Está definido por:

$$M_{vp} = 0.0007 * V_v^2 * (D_B + 2d) * L_{Lp}^2 [kg * m] \quad (43)$$

Dónde:

$V_v$  → Velocidad del viento [km/h]

$L_{Lp}$  → Longitud libre del poste [m].

$D_B$  → Diámetro del poste a nivel de empotramiento [m].

$d$  → Diámetro del poste en la cima [m].

\*Momento creado por el viento sobre los conductores

$$M_{vc} = 0.0042 * V_v^2 * a_v * (A_A + A_{BT}) \text{ [kg * m]} \quad (44)$$

Dónde:

V<sub>v</sub> → Velocidad del viento [km/h].

a<sub>v</sub> → Vano viento [m]: 
$$a_v = \frac{a_1 + a_2}{2}$$

A<sub>A</sub> = (L<sub>LP</sub>-0,3)\*D<sub>cA</sub>      D<sub>cN</sub> → Diámetro del conductor fase A de MT [m].

A<sub>BT</sub> = (L<sub>LP</sub>-4,2)\*D<sub>cBT</sub>      D<sub>cA</sub> → Diámetro del conductor de BT [m].

## H. Cálculos mecánicos para estructura RE 200 y RE 200 T

Tabla 16 Cálculos mecánicos estructuras RE-200 y RE-200T

Estructura RE 200 y RE 200T	SIMBOLO	CANTIDAD	UNIDAD
<b>DATOS DEL POSTE DE FIBRA DE VIDRIO</b>			
Longitud del poste	H	12	m
Profundidad de empotramiento	h0	1,8	m
Diámetro superior del poste	d2	0,15	m
Diámetro a ras del piso del poste	d1	0,2	m
Carga de rotura del poste		750	kg
<b>DATOS DEL CONDUCTOR Y EL TIPO DE ESTRUCTURA</b>			
Número de conductores del poste	n=	1	
Calibre del conductor		2	AWG
Diámetro de los conductores	dc	0,01	m
Carga de rotura de los conductores	Cr	1290	kg
Peso unitario del conductor	W	0,14	kg/m
Velocidad del viento	V	80	kg/h
Altura del conductor	h1	10	m
Tensión de rotura del templete 1/4"	Tr	3020	kg
Angulo del templete con la horizontal	Θ	71,57	
<b>FACTORES DE SEGURIDAD</b>			
Factor de seguridad - cargas de viento	fs	2	
Factor de seguridad - cargas de ángulo	fs	1,5	
Factor de seguridad – templete	fs	2	

Estructura RE 200 y RE 200T			
SIMBOLO	CANTIDAD	UNIDAD	
Factor de seguridad - cargas a aplicar al apoyo	fs	2	
Carga del cable de retenida de ¼	R	1510	
CARGAS			
Carga del viento sobre conductor	Fvc	0,5376	*n*Vv
Carga ángulo sobre conductores	Fa	1433,32	*n*sen(a/2)
Carga viento sobre el poste	fv1	94,08	
Altura de aplicación de la fuerza.	H1	4,7619048	

Fuente: Autores.

La longitud que se tiene en cuenta para los cálculos es el vano viento del conductor.

Con los anteriores datos se procede a hallar la curva de utilización del poste en este tipo de estructura, hallando la longitud máxima y el ángulo máximo para las diferentes opciones.

Tabla 17 Momentos en la estructura RE-200 y RE-200T

MOMENTOS			
Momento máximo permisible.	Mr	3750	
Momento en el apoyo debido al viento.	M1	448	
Momento por presión viento en cond.	M2	5,376	*Vv
Momento por ángulo de cond.	M3	14333,217	*sen(a/2)

Fuente: Autores.

Tabla 18 Vano máximo y ángulo máximo en estructuras RE-200 y RE-200T

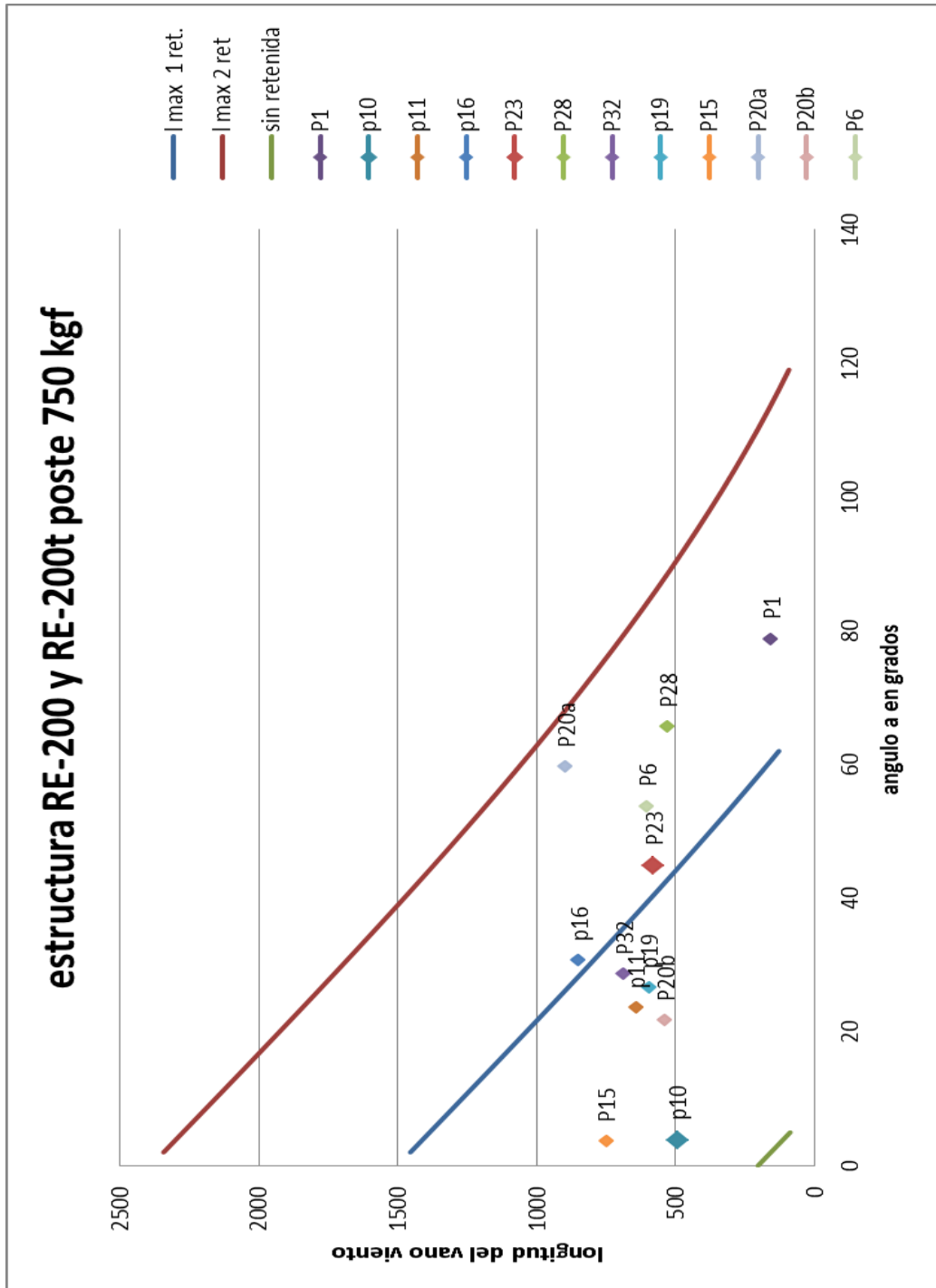
LONGITUD Y ÁNGULO MÁXIMO SIN RETENIDAS				
L=0	sen(a/2)	0,230374	a.max.	8,8071612
a=0			Vano máx.	204,71048
AGREGANDO UN TEMPLETE				
momento templete			Mtem	4773,8019
	vano máximo			669,62357
	sen(a/2)máx.	0,2511576	a.max	29,092047

AGREGANDO DOS TEMPLETE				
	vano máximo			1134,5367
	sen(a/2)máx.	0,4255339		50,368919
AGREGANDO TRES TEMPLETE				
	vano máximo			1599,4497
	sen(a/2)máx.	0,5999101	a.max.	73,72692

Fuente: Autores

Basado en esto se grafica la curva de utilización para estas estructuras, ubicando los parámetros de longitud y ángulo de cada estructura instalada, para obtener las retenidas totales para cada una.

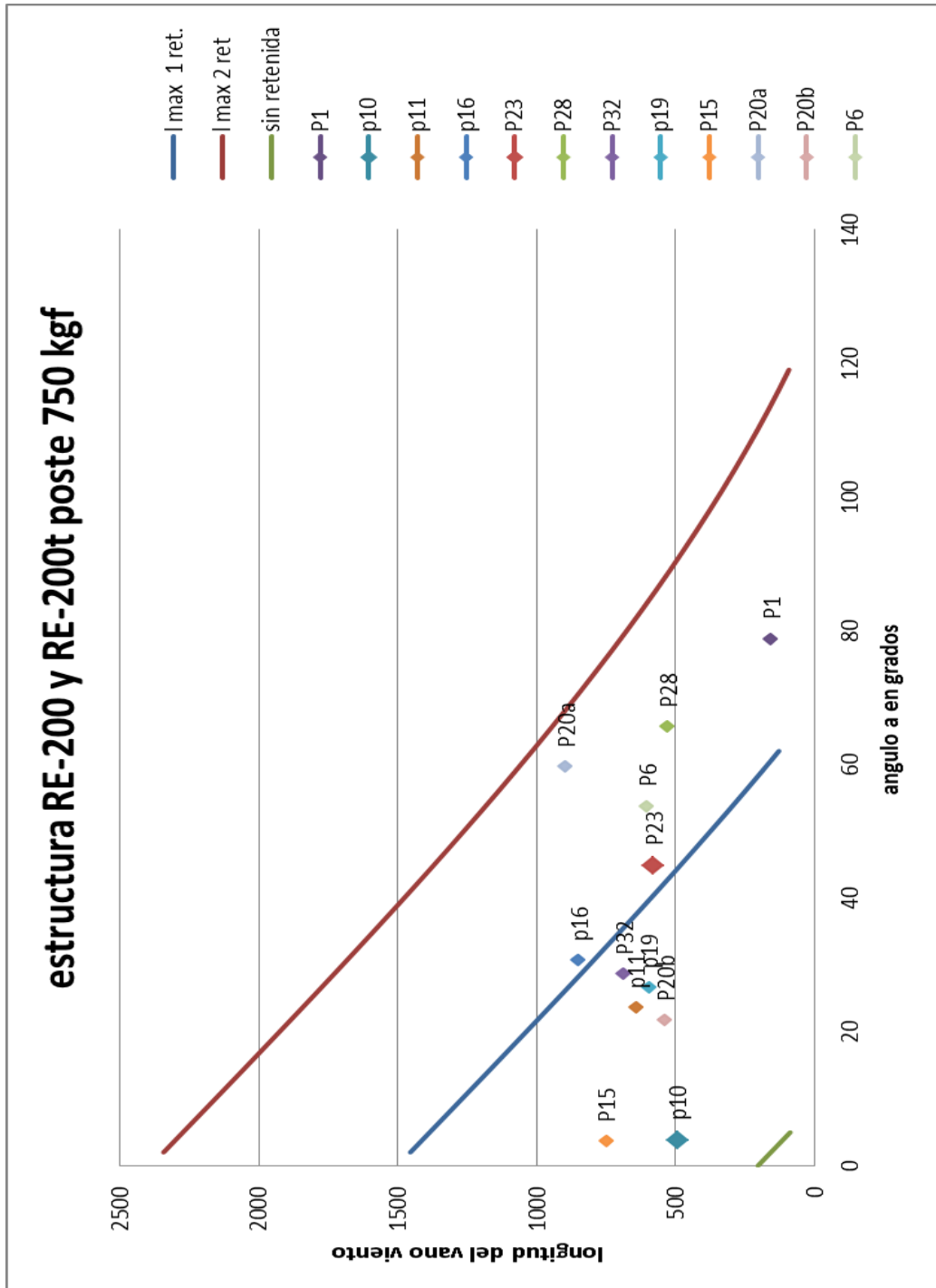
Figura 8 Curva de utilización estructura RE-200 y RE-200T



Fuente: Autores.

De la

Figura 8 Curva de utilización estructura RE-200 y RE-200T



se obtiene el total de templetas, que necesitará cada poste de la estructura, y se resume en la Tabla 19.

Tabla 19 Retenidas por poste en una estructura RE-200 y RE.200T

Nombre	Ángulo a	Vano viento (m)	Número de retenidas
P1	79	157,9	2
P10	4	494,65	1
P11	24	643,25	1
P15	4	750,5	1
P16	31	849	2
P19	27	597	1
P23	45	579,5	2
P28	66	531,5	2
P32	29	689	1
P20A	60	898,5	2
P20B	22	537,5	1
P6	54	603,5	2

Fuente: Autores.

### I. Cálculos mecánicos para estructura RA3-013 y RA3-014.

Tabla 20 Cálculos mecánicos estructura RA3-013 y RA3-014

<b>Estructura RA3-013 Y RA3-014</b>	<b>SIMBOLO</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>UNIDADES</b>
<b>DATOS DEL POSTE DE FIBRA DE VIDRIO</b>			
Longitud del poste	H	12	m
Profundidad de empotramiento	h0	1,8	m
Diámetro superior del poste	d2	0,15	m
Diámetro a ras del piso del poste	d1	0,2	m
Carga de rotura del poste		510	kg
<b>DATOS DEL CONDUCTOR Y EL TIPO DE ESTRUCTURA</b>			
Número de conductores del poste	n=	1	
Calibre del conductor		2	AWG
Diámetro de los conductores	Dc	0,01	m
Carga de rotura de los conductores	Cr	1290	kg
Peso unitario del conductor	W	0,14	kg/m
Velocidad del viento	V	80	kg/h
Altura del conductor	h1	10	m

<b>Estructura RA3-013 Y RA3-014</b>			
SIMBOLO	CANTIDAD	UNIDADES	
Tensión de rotura del templete 1/4"	Tr	3020	kg
Ángulo del templete con la horizontal	$\Theta$	71,57	
FACTORES DE SEGURIDAD			
Factor de seguridad - cargas de viento	Fs	2	
Factor de seguridad - cargas de ángulo	Fs	1,5	
Factor de seguridad – templete	Fs	2	
Factor de seguridad - cargas a aplicar al apoyo	Fs	2	
Carga del cable de retenida de ¼	R	1510	
CARGAS			
Carga del viento sobre conductor	Fvc	0,5376	*n*Vv
Carga ángulo sobre conductores	Fa	1433,32	*n*sen(a/2)
Carga viento sobre el poste	fv1	94,08	
Altura de aplicación de la fuerza	H1	4,7619048	

Fuente: Autores

Con los anteriores datos se procede a hallar la curva de utilización del poste en la estructura RA3-013 y RA3-014, hallando la longitud máxima y el ángulo máximo para las diferentes opciones.

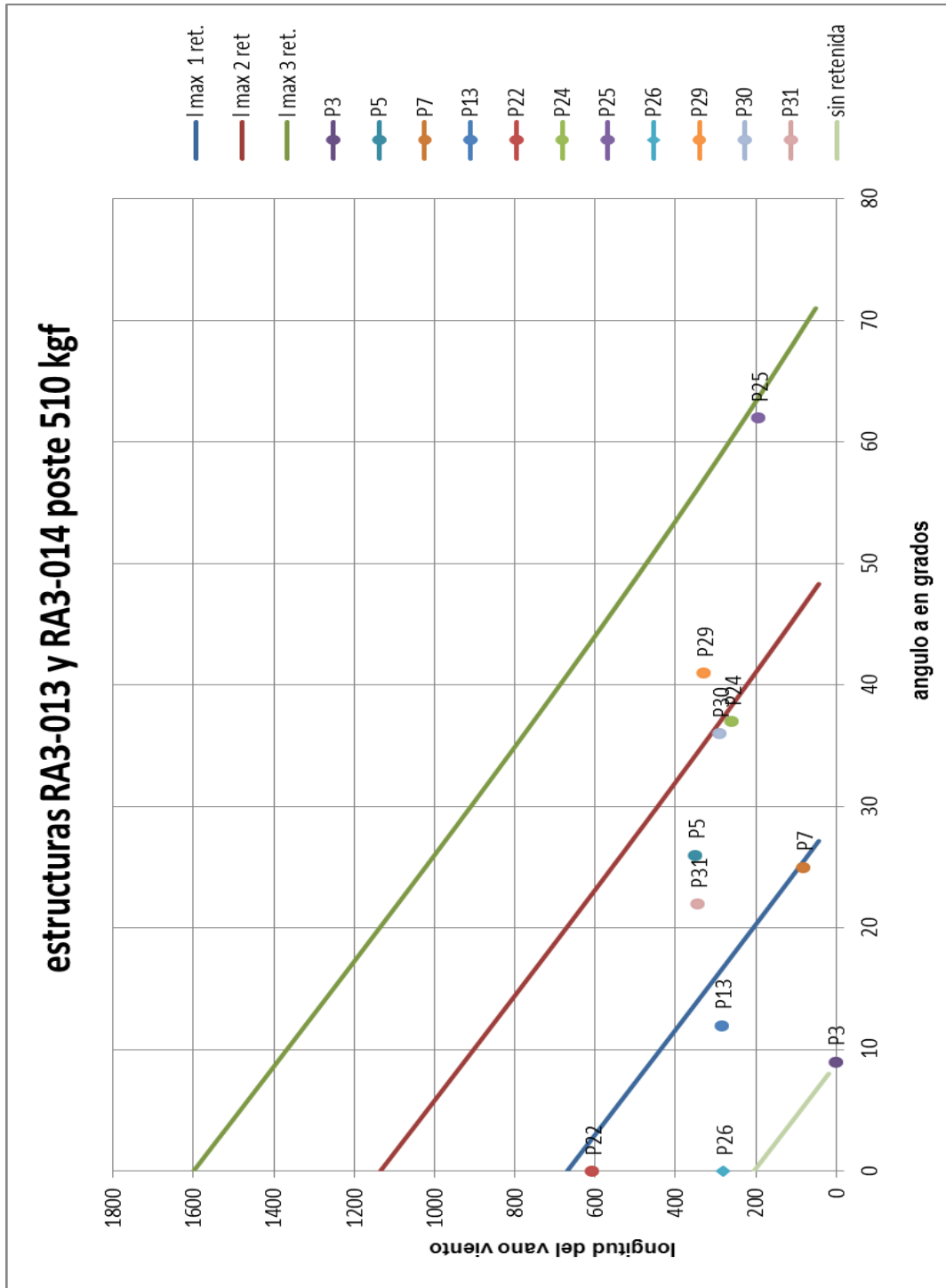
Tabla 21 Longitud y ángulo máximo RA3-013 y RA3-014

LONGITUD Y ÁNGULO MÁXIMO SIN RETENIDAS				
L=0	sen(a/2)	0,230374	a.max	8,8071612
a=0			Lmax	204,71048
AGREGANDO UN TEMPLETE				
Momento templete			Mtem	4773,8019
	vano máximo		Lmax	669,62357
	sen(a/2)max	0,2511576	a.max	29,092047
AGREGANDO DOS TEMPLETE				
	vano máximo		Lmax	1134,5367
	sen(a/2)max	0,4255339	a.max	50,368919
AGREGANDO TRES TEMPLETE				
	vano máximo		Lmax	1599,4497
	sen(a/2)max	0,5999101	a.max	73,72692

Fuente: Autores

Basado en esto se grafica la curva de utilización para estas estructuras, y se grafica los parámetros de longitud y ángulo de cada estructura instalada, para obtener las retenidas totales de cada estructura.

Figura 9 Curva de utilización de RA3-013 y RA3-014



Fuente: Autores.

De la

Figura 9 se obtiene el total de templetos, que necesita cada estructura RA3-013 y RA3-014 y se resume en la Tabla 22

Tabla 22 Retenidas totales de estructura RA3-013 RA3-014

Nombre	Ángulo a	Vano viento (m)	Número de retenidas
P3	9	397,05	1
P5	26	350	2
P7	25	80,65	1
P13	12	284,4	1
P22	0	606	1
P24	37	259,55	2
P25	62	193,6	3
P26	0	281	1
P29	41	329,85	3
P30	36	290,6	2
P31	22	343,5	2

Fuente: Autores.

En este caso no es necesario que lleve retenida en las estructuras terminal de baja tensión, pero por norma del operador de red CENS –EPM se deberá instalar la retenida a estas estructuras. [6]

## J. Estructuras compuestas

Se les hizo un análisis adicional, a estos apoyos, por que existían varios ángulos de desviación y varias longitudes de diferentes calibres de cable. Al observar la ecuación (37) se tiene que la sumatoria de momentos debe ser positiva, dado que si fuera negativa estaría sobrepasando la resistencia del poste. A continuación en la Tabla 23 se muestran los resultados del análisis.

Tabla 23 Momento en estructuras de media y baja tensión con retenidas.

estructura	longitud	angulo	MR	M1 (2 AWG)	M2 (2 AWG)	M3 (2 AWG)	M3 (TX-4)	M4 (TX-4)	Mtemp. (10 m)	Mtemp. (6,3m)	Momento total
p2	433,5	0	3750	448	4451,25	0			4773,8		5637,6276
RE200t	102	31					584,694	671,917		3007,5	
	140	101					805,214	1940,09		3007,5	
P8	390	0	3750	448	4004,58	0			4773,8		4983,97571
RE200t	86	79					495,45	1599,29		3007,5	
P34	321,5	7	3750	448	3301,21	875,022			4773,8		4452,32099
RE200	140	82					805,214	1649,53		3007,5	
P9	370,5	13	3750	448	3804,35	1622,57			4773,8		1428,92366
RE200t	175	111					1007,6	2072,1		3007,5	
	94	28					539,496	608,263			
p12	382,5	47	2550	448	3927,57	10916,3			4773,8		2909,86101
RA3-013	128	111					736,985	2072,1		3007,5	
	23	88					128,972	1746,58		3007,5	
p14	347,5	42	2550	448	3568,19	9810,84			4773,8		76,8764429
RA3-013	81	51					464,07	1082,43		3007,5	
	67	130					383,463	2278,73		3007,5	
p18	569,5	121	3750	448	5847,72	12475			4773,8		2350,48858
RE200t	212	88					1218,62	1746,58		3007,5	
P21	234	0	2550	448	2402,75	0			4773,8		2354,08108
RA3-013	240	34					1383,86	735,109			
P27	215	0	2550	448	2207,65	0			4773,8		2578,8783
RA3-013	85	79					489,98	1599,29			
P33	512	0	3750	448	5257,3	0			4773,8		1698,3914
RE200	104	24					597,361	522,752			

Fuente: Autores.

En la Tabla 23 se ve en las primeras columnas los momentos que son aplicados a los postes por las redes de media tensión y luego las cargas que operan por las redes de baja tensión, además se tiene el momento por templetos de media y baja tensión, al final se hace la sumatoria de momentos, para que los postes no queden sobrecargados; se aplican las retenidas de media y baja tensión necesarias. En la

Tabla 24 se resume la información del número de retenidas para cada poste de las diferentes estructuras, ya sean RE-200 y RE -200T, o RA3-013 y RA3-014.

Tabla 24 Retenidas totales de estructuras RE-200T y RA3-013

Nombre	Número de retenidas	
	Media tensión	Baja tensión
P2 RE 200T	1	2
P8 RE 200T	1	1
P34 RE 200T	1	1
P9 RE 200T	1	2
P12 RA3-013	3	2
P14 RA3-013	2	2
P18 RE 200T	3	1
P21 RA3-013	1	0
P27 RA3-013	1	0
P33 RE 200T	1	0

Fuente: Autores.

**3.3.5.7 Redes en media tensión** Los datos proporcionados a continuación, son parte de la información aportada como resumen, de los cálculos presentados durante el transcurso del capítulo, para luego eventualmente hacer una comparación con otra alternativa de solución, en este caso será una solución fotovoltaica para cada usuario.

El proyecto contempla los lineamientos básicos del diseño mecánico de las estructuras. Se planea la construcción de 15,85 km en redes de distribución monofásica a 7,64 kV. Se proyecta realizar el montaje de 47 estructuras en media tensión, y se instalarán 131 templetes en media tensión. El conductor que se utiliza en las redes de distribución en media tensión será ACSR en calibre 2 AWG. La postería a incrustar sería de fibra de vidrio de 12 m 510 kgf y 750 kgf. Todos

los materiales a instalar serán homologados por el Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico Sector Eléctrico Colombiano CIDET. [6]

## **A. Subestaciones**

Se realizará el montaje de 15 subestaciones aéreas, con la instalación de un transformador monofásico 7620/240-120 V con capacidad de 5 kVA.

**3.3.5.8 Redes en baja tensión** Luego de realizar el cálculo del tendido, se estima una cantidad de 6,56 km en redes de baja tensión. Los cables a emplear serán trenzados en disposición dúplex y triplex, en calibres 4 a 1/0 AWG. Los apoyos que se instalarán son en fibra de vidrio de 8 m y resistencia de 510 kgf. El conductor de neutro se aterrizará en el apoyo de ubicación del transformador y en todos los apoyos finales del circuito. La conexión se realizará con cable de acero recubierto de cobre desnudo No. 4 AWG, el constructor deberá escoger la disposición según la norma RA6-010, garantizando que no se sobrepase los valores para tensiones de paso y de contacto en los alrededores de esta. Se tendrá un total de 38 retenidas de baja tensión.

**3.3.5.9 Presupuesto solución convencional** En las siguientes tablas 25, 26 y 27 se presenta el presupuesto de la solución convencional de forma general y resumida, ya que junto con el grupo de trabajo UIS – IPSE, se realizó un modelo en Excel de forma detallada para el cálculo del presupuesto, donde incluye todos los factores y elementos necesarios para este; como se puede ver en el Anexo D Presupuesto y análisis de precios unitarios para la red convencional.

Tabla 25 Presupuesto para media tensión

<b>PRESUPUESTO GENERAL DE OBRA</b>				
<b>ACTIVIDAD</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>VALOR UNITARIO</b>	<b>TOTAL</b>
<b>RED DE MEDIA TENSIÓN A 13 200 VOLTIOS</b>				
<b>LOCALIZACION Y REPLANTEO MT</b>				
APERTURA DE TROCHA.	ML	15 853	\$ 750	\$ 11 889 750
REPLANTEO DE REDES EN MEDIA TENSIÓN	ML	15 853	\$ 496	\$ 7 863 088
<b>APOYOS MT</b>				
CIMENTACION, AHOYADA, HINCADA DE POSTE DE FIBRA 12M 510K	UND	15	\$ 1 581 657,00	\$ 23 724 855
CIMENTACION, AHOYADA, HINCADA DE POSTE DE FIBRA 12M 750K	UND	41	\$ 1 624 486,00	\$ 66 603 926
<b>VESTIDA/ ARMADA POSTES MT</b>				
SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE HERRAJES ESTRUCTURA NORMA EPM RA3-013	UND	14	\$ 180 978,00	\$ 2 533 692
SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE HERRAJES ESTRUCTURA- NORMA EPM RA3-014	UND	12	\$ 306 736,00	\$ 3 680 832
SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE HERRAJES ESTRUCTURA POSTE EN H - RE-200	UND	4	\$ 380 456,00	\$ 1 521 824
SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE HERRAJES ESTRUCTURA POSTE EN H – RE 200T	UND	17	\$ 238 018,00	\$ 4 046 306
SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE AMORTIGUADORES. NORMA EPM RA7-029	UND	240	\$ 46 229,00	\$ 11 094 960
SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE AISLADERO MONOFASICO Y DPS NORMA EPM RA3-040 -SIN PUESTA A TIERRA	UND	5	\$ 259 025,00	\$ 1 295 125
<b>TENDIDO RED MT</b>				
SUMINSISTRO, TENSIONADO Y TENDIDO DE RED MONOFASICA MT EN ACSR 2	ML	16 329	\$ 3 007,00	\$ 49 101 303
<b>TEMPLETES MT</b>				
SUMINSISTRO, TRANSPORTE E INSTALACION DE TEMPLETE DIRECTO A TIERRA EN MT	UND	125	\$ 121 639,00	\$ 15 204 875
<b>PUESTA A TIERRA MT</b>				
SUMINSISTRO, TRANSPORTE E INSTALACION DE PUESTA A TIERRA EN MT SISTEMA MONOFASICO Y AISLADEROS	UND	11	\$ 442 489,00	\$ 4 867 379
<b>SUBTOTALES</b>			<b>\$ 203 427 915</b>	<b>\$ 203 427 915</b>
<b>TOTAL RED DE MEDIA TENSIÓN A 13 200 VOLTIOS</b>				<b>X1</b>

Fuente: Autores.

En la Tabla 25 se resumen los precios de los apoyos, vestida y armada de postes, el tendido de redes, además de los templetos, puestas a tierra, aisladeros monofásicos y amortiguadores en media tensión, la cantidad manejada de cada uno, el precio unitario y el presupuesto total utilizado.

Tabla 26 Presupuesto de baja tensión y transformadores

<b>PRESUPUESTO GENERAL DE OBRA</b>					
<b>ACTIVIDAD</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>VALOR UNITARIO</b>	<b>TOTAL</b>	
<b>RED DE BAJA TENSION A 220/120 VOLTIOS</b>					
<b>LOCALIZACION Y REPLANTEO BT</b>					
APERTURA DE TROCHA, PODA Y/O ROCERIA	ML	6 068	\$ 750	\$ 4 551 000	
LEVANTAMIENTO TOPOGRAFICO DE USUARIO	UND	29	\$ 148 937,00	\$ 4 319 173	
REPLANTEO DE REDES EN BAJA TENSION	ML	6 068	\$ 414	\$ 2 512 152	
<b>APOYOS BT</b>					
CIMENTACION, AHOYADA, HINCADA DE POSTE DE FIBRA 8M 510K	UND	29	\$ 738 126	\$ 21 405 654	
<b>VESTIDA / ARMADA POSTES BT</b>					
SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE HERRAJES ESTRUCTURA DE PASO. NORMA EPM RA4-001	ML	2	\$ 44 423,00	\$ 88 846,00	
SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE HERRAJES ESTRUCTURA TERMINAL, NORMA EPM RA4-003	ML	52	\$ 70 928,00	\$ 3 688 256	
SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE HERRAJES ESTRUCTURA EN ABERTURA, NORMA EPM RA4-004	ML	1	\$ 79 147,00	\$ 79 147,00	
<b>TENDIDO RED BT</b>					
SUMINSISTRO, TENSIONADO Y TENDIDO DE RED EN BT DUPLEX 4 AWG AAAC XLPE 90°C	ML	558,26	\$ 5 517,00	\$ 3 079 920,0	
SUMINSISTRO, TENSIONADO Y TENDIDO DE RED EN BT TRIPLEX 4 AWG AAAC XLPE 90°C	ML	3 907,82	\$ 5 706,00	\$ 22 298 021	
SUMINSISTRO, TENSIONADO Y TENDIDO DE RED EN BT TRIPLEX2 AWG AAAC XLPE 90°C	ML	1 386,38	\$ 7 482,00	\$ 10 372 895	
SUMINSISTRO, TENSIONADO Y TENDIDO DE RED EN BT TRIPLEX 1/0 AWG AAAC XLPE 90°C	ML	3 94,49	\$ 11 459,00	\$ 4 520 461	
<b>TEMPLATES BT</b>					
SUMINSISTRO, TRANSPORTE E INSTALACION DE TEMPLETE DIRECTO A TIERRA EN BT	UND	51	\$ 82 959,00	\$ 4 230 909	
<b>PUESTA A TIERRA BT</b>					
SUMINSISTRO, TRANSPORTE E INSTALACION DE PUESTA A TIERRA EN BT	UND	25	\$ 180 357,00	\$ 4 508 925	
<b>SUBTOTALES</b>			<b>\$ 85 655 359,41</b>	<b>\$ 85 655 359</b>	
<b>FAER TOTAL RED DE BAJA TENSION A 220/120 VOLTIOS</b>				<b>Y1</b>	
<b>TRANSFORMACION 13200/220/120 VOLTIOS</b>					
<b>TRANSFORMADORES</b>					
SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE HERRAJES, PROTECCIONES Y PUESTA A TIERRA PARA TRANSFORMADOR MONOFASICO DE 5 KVA 7,62V 240-120V	UND	15	2 519 950,0 \$	37.799.250 \$	
<b>SUBTOTALES</b>			<b>37 799 250,00 \$</b>	<b>37 799 250 \$</b>	
<b>FAER TOTAL TRANSFORMACION 13200/220/120 VOLTIOS</b>				<b>Z1</b>	

Fuente: Autores.

En la Tabla 26 se resumen los precios de los apoyos, vestida y armada de postes, el tendido de redes, además de los templates y puestas a tierra en baja tensión, también los transformadores monofásicos, la cantidad manejada de cada uno, el precio unitario y el presupuesto total utilizado.

Tabla 27 Presupuesto total

	COSTOS DIRECTOS	CD	FORMULA	VALOR
	TOTAL RED DE MEDIA TENSION A 13 200 VOLTIOS	X1		\$ 204 157 749
	FAER TOTAL RED DE BAJA TENSION A 220/120 VOLTIOS	Y1		\$ 85 406 482
	FAER TOTAL TRANSFORMACION 13200/220/120 VOLTIOS	Z1		\$ 37 799 250
	<b>TOTAL COSTOS DIRECTOS</b>		<b>CD= X1+Y1+Z1</b>	<b>\$ 327 363 481</b>
	ADMINISTRACIÓN	7%	A =CD*%ADMIN	\$ 26 189 078
	IMPREVISTOS	8%	I = CD*% IMPRE	\$ 29 462 713
	UTILIDAD	10%	U = CD*%UTIL	\$ 32 736 348
	<b>COSTOS INDIRECTOS</b>			<b>\$ 88 388 140</b>
	<b>SUBTOTAL 1 COSTOS DIRECTOS + INDIRECTOS</b>		<b>D =CD+CI</b>	<b>\$ 415 751 621</b>
	INTERVENTORIA TECNICA		E=CD*%IT	\$ 32 736 348
	<b>SUBTOTAL 2 ( INDIRECTOS + DIRECTOS + INTERVENTORIA TECNICA)</b>		<b>F=E+D</b>	<b>\$ 448 487 969</b>
	CERTIFICACIÓN RETIE		R	\$ 3 273 635
	<b>SUBTOTAL 3 (SUBTOTAL 2 + RETIE)</b>		<b>G=R+F</b>	<b>\$ 451 761 604</b>
	INTERVENTORIA ADMINISTRATIVA Y FINANCIERA		IAF=J*0,04	\$ 18 823 400
	VALOR TOTAL SOLICITADO AL FAER		J=H/0,96	\$ 470 585 004
	<b>TOTAL PROYECTO</b>		<b>T=J+C</b>	<b>\$ 470 585 004</b>
			Clientes	29
			Costo x cliente	\$ 16 227 069

Fuente: Autores.

En la Tabla 27 se resumen los costos directos e indirectos del proyecto detallados, además del detalle de la fórmula utilizada.

### A. Mantenimiento de la red eléctrica rural.

En la actualidad la política de mantenimiento para redes eléctricas, de niveles de tensión menores a 13,8 kV, del operador de red CENS S.A. es una política correctiva, donde se espera que el elemento falle para realizar los respectivos arreglos.

CENS S.A. posee en la actualidad una extensión de redes de nivel de tensión 1 y 2 de 18760 km, para la cual tienen dispuestas 8 cuadrillas de mantenimiento que están compuestas por: 1 ingeniero por cada 4 cuadrillas, y cada cuadrilla consta 3 linieros, 1 caporal una camioneta doble cabina.

En Tabla 28 siguiente se presenta los costos de la cuadrilla de mantenimiento y su transporte, obteniendo como resultado el valor de mantenimiento por km de red

anual. Este valor solo representa el costo de mano de obra y transporte, los elementos que se deben cambiar son proporcionados por la empresa.

Tabla 28 presupuesto de mantenimiento

<b>CARGO</b>	<b>V/Dia</b>	<b>V/Mes</b>	<b>TOTAL ANUAL</b>
INGENIERO ELECTRICISTA	125.000,00	3.500.000,00	91.000.000,00
TECNICO ELECTRICISTA	53.571,43	1.500.000,00	156.000.000,00
TECNICO LINEAS	64.285,71	1.800.000,00	187.200.000,00
JEFE DE TRABAJO	75.000,00	2.100.000,00	218.400.000,00
AYUDANTE	35.714,29	1.000.000,00	104.000.000,00
CAMINOETA			
CAMIONETA 4X4 DIESEL DOBLECABINA	100.000,00	3.000.000,00	292.000.000,00
VALOR TOTAL ANUAL			1.048.600.000,00
VALOR km RED ANUAL			55.895,52
VALOR ANUAL PARA LAS VEREDAS BATATAL URIBANTE Y SANGUINO			1.224.111,94
VALOR TOTAL (20 AÑOS) PARA LAS VEREDAS BATATAL URIBANTE Y SANGUINO			24.482.238,81

Fuente: Autores.

Con este valor podemos decir que el costo de mantenimiento para los 21,9 km de red de las veredas Batatal, Uribante y Sanguino durante los 20 años de servicio será de \$ 24 482 238,8.

En el Anexo E se presentan los planos del trazado con los detalles técnicos de las normas aplicadas

### 3.3.6 Alternativa 2. Sistema de generación solar fotovoltaica

**3.3.6.1 Descripción del proyecto** Se desea suplir la demanda energética de manera autónoma para 29 usuarios de las veredas Batatal, Uribante y Sanguino del municipio Salazar de las Palmas a partir del sistema solar fotovoltaico aislado individual; por lo que se realizara un cálculo tipo de una vivienda y se aplicara a las demás.

**3.3.6.2 Análisis de radiación solar** Para realizar el análisis de la radiación del sitio en el que se ubica el proyecto, se parte de los datos obtenidos por los mapas de radiación solar presentados por la UPME [14] y de un software presentado por la NASA, mediante el cual permite calcular la radiación en cualquier punto con tan solo suministrar la ubicación geográfica [15].

De acuerdo a lo anterior la radiación solar que se tomo fue de  $4,82 \text{ kW/m}^2/\text{día}$ . Esta corresponde con la condición más desfavorable la cual se presenta durante el mes de junio, para darle mayor confiabilidad al diseño

#### A. Horas equivalentes

Representa el tiempo total durante el cual incide luz solar directa sobre la región de ubicación de los paneles.

Se calculan para conocer la energía que el panel puede aprovechar en la zona en la que se instalará, ya que difiere de la condición estándar del fabricante que corresponde  $1000 \text{ W/m}^2$  y se realiza basado en la radiación tomada.

$$\text{Horas equivalentes} = \frac{4820 \text{ Wh/m}^2}{1000 \text{ W/m}^2} = 4,82 \text{ h} \approx 5 \quad (41)$$

Por lo cual se obtiene cinco horas equivalentes.

## **B. Días de autonomía**

Debido a las condiciones ambientales, la información de los mapas de radiación solar de la UPME [14] y socialización e indagación con los usuarios y la alcaldía municipal, se decidió que los días de autonomía son tres.

**3.3.6.3 Tensión del sistema** Se trabajará a una tensión de 24 V, ya que es más fácil la adquisición de los elementos que conforman un sistema fotovoltaico.

## **3.3.6.4 Demanda de la vivienda**

### **A Características de la carga**

De acuerdo a las necesidades de los usuarios y a lo estipulado por la norma [6], para los estratos 1 y 2 en área rural se dimensiona la carga para 50  $m^2$ , como se presenta en el numeral 3.3.5.3.1.1. Por lo cual se elaboró el siguiente cuadro de cargas, como se muestra a continuación en la Tabla 29.

La carga instalada para cada usuario se estableció gracias a la indagación y observación de la necesidad energética del sector, establecida por los diseñadores en las visitas realizadas durante el proceso de identificación y levantamiento topográfico.

Tabla 29 Cuadro de cargas sector rural

CUADRO DE CARGAS						
Descripción	Pot (W)	V AC	A AC	H (Uso)	AH-Día	Energía Wh/día
Grabadora	80	120	0,67	6	4,00	480
TV	130	120	1,08	4	4,33	520
Licuada	350	120	2,92	0.167	0,49	58,45
Lámpara	60	120	0,5	4	2,00	240
Lámpara	60	120	0,5	4	2,00	240
Lámpara	60	120	0,5	4	2,00	240
Lámpara	60	120	0,5	4	2,00	240
Tomacorriente	100	120	0,83	2	1,67	200
Tomacorriente	100	120	0,83	2	1,67	200
Tomacorriente	100	120	0,83	2	1,67	200
Nevera	250	120	2,0833333	8	16,67	2000
Plancha	1000	120	8,3333333	0,5	4,17	500
<b>Total</b>	<b>2350</b>				<b>42,65</b>	<b>5118,45</b>

Fuente: Autores.

Al igual que en el diseño presentado en el numeral 3.3.5 para la primera alternativa de solución, se empleó la ecuación 2 para el cálculo de la demanda máxima diversificada, donde se obtiene:

$$Dmx = 1344 \text{ [VA]}$$

El método a seguir para este diseño fotovoltaico es por energías, que consiste en estimar la energía diaria que consume el usuario. Esta información se logró teniendo en cuenta la indagación hecha a la comunidad de acuerdo a sus costumbres y horas de uso. (Uso en comunidades afines que cuentan con el servicio y la misma estratificación social).

$$Wh_{diario} = 5\,118,45 \text{ Wh/día}$$

Aplicando un factor de seguridad del 10%, el cual es indispensable para evitar que la energía demandada por el usuario de 5 118, 45 Wh/día no sea suplida por el sistema. Este factor contribuye a brindar una mayor confiabilidad y seguridad del sistema.

$$Wh_{diario} = 5\,630,295 \text{ Wh/día}$$

Además se consideró que no hay cargas de corriente continua, por tanto se tiene en cuenta las eficiencias tanto del regulador de carga como del inversor.

De esta manera la energía diaria es:

$$Wh_{diario} = 5\,360,95 / 0,965 * 0,915 = 6\,376,505 \text{ Wh/día} \quad (44)$$

**3.3.6.5 Dimensionamiento de paneles fotovoltaicos** El criterio de selección de los paneles y las baterías es la corriente por hora [Amper\*hora] del sistema:

$$A. h_{diario} = \frac{Wh_{diario}}{V} = \frac{6376,505}{24} = 265,687 \text{ A. h} \quad (45)$$

Donde V es la tensión del sistema en DC.

#### **A. Selección de los paneles**

Para la selección del panel solar se tienen en cuenta factores importantes como la eficiencia, costos, tensión y la potencia. Para esto se debe llevar a cabo el siguiente procedimiento.

Se realiza una búsqueda por internet [17], para relacionar las principales compañías productoras y comercializadoras de este tipo de productos, con el fin

de obtener una gran cantidad de ofertas, que permitan seleccionar un buen producto y al mejor precio posible. De lo cual se obtuvo el siguiente listado:

- Suntech
- REC
- Kyocera
- SHARP
- SCHOTT
- SUNPOWER
- SOLAR WORLD
- TRINA SOLAR
- LG
- SOLARLAND USA
- SUNIVA
- LDK

- Un aspecto fundamental a considerar es la garantía de los fabricantes para reducir los niveles de riesgos de pérdidas por causa de algún producto imperfecto, ya que esto se puede presentar a cualquier empresa y en cualquier momento.

- Acorde con lo antes mencionado se indagó por internet sobre los fabricantes que ofrecen las mejores garantías como tiempo para reposición del producto defectuoso, mayor eficiencia, tiempo de vida del producto, adaptación del panel a varias tensiones permitiendo la variación en el diseño, captación de radiación solar y acompañamiento en la instalación.

Entre ellas se tienen las siguientes empresas:

- ✓ Kyocera [18]
- ✓ Suntech [19]
- ✓ Rec [20]
- ✓ Suniva [21]
- ✓ SHARP [22]
- ✓ LDK [23]
- ✓ ASTROENERGY [24]
- ✓ SOLARWORLD [25]

De acuerdo con esto se dejan como preseleccionados los paneles con potencias mayores de 180 W y pertenecientes a los fabricantes más reconocidos como se presenta en la Tabla 30.

Tabla 30 Preselección de paneles fotovoltaicos con marcas más reconocidas.

<b>Modelo</b>	<b>Marca</b>	<b>Potencia en W</b>	<b>Tecnología</b>
LDK245D-20	LDK	245	Monocristalino
LDK245P-20	LDK	245	Policristalino
LDK250P-24	LDK	250	Policristalino
ND-U224C1	SHARP	224	Policristalino
ND-235R1J	SHARP	235	Policristalino
ND-240R1J	SHARP	240	Policristalino
ND-R245A5	SHARP	245	Policristalino
ND-R250A5	SHARP	250	Policristalino
NU-235J5	SHARP	235	Monocristalino
NU-240J5	SHARP	235	Monocristalino
NU-245J5	SHARP	245	Monocristalino
KD215GX-LPU	KYOCERA	215	Policristalino
KD220GH-2YU	KYOCERA	220	Policristalino
KD245GH-2PB	KYOCERA	245	Policristalino
KD245GH-4YB	KYOCERA	245	Policristalino
STP290-24/vd	Suntech	290	Policristalino
STP220-20/wd	Suntech	220	Policristalino
STP230S-20/wd	Suntech	230	Monocristalino
STP245S-20/wd	Suntech	245	Monocristalino
STP230-20/wd	Suntech	230	Policristalino
STP245-20/wd	Suntech	245	Policristalino
OPT 250	Suniva	250	Policristalino
OPT 265	Suniva	265	Policristalino
OPT 270	Suniva	270	Policristalino
Rec220-PE	REC	220	Policristalino
Rec230-PE	REC	230	Policristalino
Rec245-PE	REC	245	Policristalino
CHSM 6610P-250	ASTROENERGY	250	Policristalino
CHSM 6610P-255	ASTROENERGY	255	Policristalino
CHSM 6612P-310	ASTROENERGY	310	Policristalino

Modelo	Marca	Potencia en W	Tecnología
CHSM 6612P-290	ASTROENERGY	290	Policristalino
SW 260 Mono silver	SOLARWORLD	260	Monocristalino
SW 255 Mono Black	SOLARWORLD	255	Monocristalino
SW 265 Mono Black	SOLARWORLD	265	Monocristalino

Fuente: [24] [18] [17] [19] [20] [21] [25] [22] [23]

Como tercer paso es tener en cuenta las características técnicas como son:

- ✓ Potencia de salida: En condiciones estándar es la potencia de salida del módulo, calculada bajo condiciones estándar a una temperatura de célula de 25°C, radiación de 1000 W/m<sup>2</sup> y una distribución espectral de 1,5 Å.
- ✓ Eficiencia: Es la potencia que puede generarse cuando incide una radiación de 1000 W/m<sup>2</sup> en un área de panel de un metro cuadrado. La eficiencia está relacionada con la cantidad de espacio requerido para instalar los paneles solares; si la eficiencia es alta el espacio requerido será menor.
- ✓ Temperatura nominal de operación de la célula (NOCT): Es la temperatura que alcanza la célula a condiciones normales. Entre menor sea el valor del NOCT, mejor es el comportamiento del panel, ya que se calienta menos y entrega una mayor potencia.
- ✓ Tolerancia: Indica que tanto puede variar la potencia real del panel por encima o por debajo, respecto de la potencia de salida.

Por tanto a continuación se presenta la Tabla 31, que a diferencia con la Tabla 30, muestra algunas características de vital importancia para la selección como son: la eficiencia, tolerancia y temperatura nominal de operación.

Tabla 31 Referencias paneles con sus características

Modelo	Potencia en W	Tolerancia	Eficiencia	NOCT	Tecnología
LDK245D-20	245	0/+3%	15,0%	45±2 °C	Monocristalino
LDK245P-20	245	0/+3%	15,01%	45±2 °C	Policristalino
LDK250P-20	250	0/+3%	15,32%	45±2 °C	Policristalino
NU-240J5	240	0/+5%	14,6%	45°C	Monocristalino
NU-245J5	245	0/+5%	14,9%	45°C	Monocristalino
ND-R245A5	245	-3%/+3%	14,9%	47,5°C	Policristalino
ND-R250A5	250	-3%/+3%	15,2%	47,5°C	Policristalino
KD240GH-2PB	240	-3%/+5%	16%	45°C	Policristalino
KD245GH-4YB	245	-3%/+5%	14,8%	45°C	Policristalino
STP250S-20/wd	250	0/+5%	15,4%	45±2 °C	Policristalino
STP245S-20/wd	245	0/+5%	15,1%	45±2 °C	Policristalino
STP230-20/wd	230	0/+5%	13,99%	45±2 °C	Policristalino
OPT 260	260	+/-5%	16%%	45°C	Policristalino
OPT 250	250	+/-5%	15,2%	45°C	Policristalino
OPT 265	265	+/-5%	16,33%	45°C	Policristalino
Rec230-PE	230	0/+5%	14,2%	45,7±2 °C	Policristalino
Rec245-PE	245	0/+5%	14,8%	45,7±2 °C	Policristalino
CHSM 6610P-250	250	-0/+3%	12,1%	42°C -	Policristalino
CHSM 6612P-290	290	-0/+3%	12,9%	42°C	Policristalino

Fuente: [24] [18] [23] [20] [22] [25] [21] [19]

De acuerdo con la Tabla 31 se seleccionan las referencias que presenten las mejores condiciones y características las cuales se resumen en la Tabla 32.

Tabla 32 Referencias de paneles con las mejores características

Modelo	Potencia En W	Tolerancia	Eficiencia	NOCT	Tecnología
LDK250P-20	250	0/+3%	15,32%	45±2 °C	Policristalino
ND-R250A5	250	-3%/+3%	15,2%	47.5°C	Policristalino
STP250S-20/wd	250	0/+5%	15,4%	45±2 °C	Policristalino
STP245S-20/wd	245	0/+5%	15,1%	45±2 °C	Policristalino
KD240GH-2PB	240	-3%/+5%	16%%	45°C	Policristalino
OPT 260	260	+/-5%	16%%	45°C	Policristalino
OPT 250	250	+/-5%	15,2%	45°C	Policristalino
OPT 265	265	+/-5%	16,33%	45°C	Policristalino
Rec245-PE	245	0/+5%	14,8%	45.7±2 °C	Policristalino

Fuente: [18] [23] [20] [25] [21] [19]

Por último se tendrá en cuenta como factor muy importante el costo; puesto que los paneles fotovoltaicos constituyen un alto porcentaje en la implementación de este sistema. Es necesario que todos los precios se encuentren referidos a la misma fecha del mes de febrero del mismo año (2014).

Tabla 33 Costo de las configuraciones con diferentes referencias de paneles

Modelo	Potencia en [W]	Cantidad De paneles #		Corriente Máxima [A]	Tensión Máxima [V]	Costo total Configuración [\$]
		serie	Paralelo			
KD245GH-4YB	245	1	7	8,23	29,8	\$ 5 396 433
Suniva OPT260	260	1	7	8,52	30,5	\$ 4 465 230
Suniva OPT 265	265	1	7	8,64	30,7	\$ 4 600 540
<b>Suniva OPT 250</b>	<b>250</b>	<b>1</b>	<b>7</b>	<b>8,31</b>	<b>30,1</b>	<b>\$ 3 991 645</b>
Rec230-PE	230	1	7	7,8	29,4	\$ 7 002 292
Rec245-PE	245	1	7	8,23	30,1	\$ 7 162 017
CHSM6610P-250	250	1	7	8,27	30,3	\$ 4 556 158
CHSM6612P-255	255	1	7	8,33	30,68	\$ 4 668 195

Modelo	Potencia en [W]	Cantidad De paneles #		Corriente Máxima [A]	Tensión Máxima [V]	Costo total Configuración [\$]
		serie	Paralelo			
SW 260 Mono silver	260	1	7	8,56	30,7	\$ 4 126 955
SW 255 Mono Black	255	1	7	8,15	31,4	\$ 4 032 238
AS-S20114-250	250	1	7	8,11	30,2	\$ 5 174 568

Fuente: Autores y [17]

Como se puede observar la configuración más económica y viable es la correspondiente al panel Suniva OPT 250 de la empresa Suniva.

## B. Panel seleccionado

El panel seleccionado para la ejecución del proyecto es Suniva OPT 250 de la empresa Suniva, como se presenta a continuación.

Tabla 34 Especificaciones técnicas del panel seleccionado

Especificaciones técnicas y mecánicas. modelo MVX 250-60—5-701	
Potencia máxima (Pmax)	250 W
Tensión a potencia máxima (Vmpp)	30,1
Corriente a potencia máxima (Impp)	8,31
Tensión de circuito abierto (Voc)	37,4
Corriente de cortocircuito (Isc)	8,83
Máximo voltaje del sistema	30,1 V
Eficiencia	15,2%
Insolación	1000 Wh/m <sup>2</sup>
Tolerancia	0/+3%
Temperatura de funcionamiento	-40°C - 85°C
Peso en libras	41,88
Cantidad de células por modulo	60
Garantía	25
Largo x ancho x profundidad	64,54X 39,05 X1,57 cm

Fuente: [21]

### - Cantidad de paneles requeridos

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

$$I = \frac{265,687731A.h}{5} = 53,1375 A \quad (46)$$

La corriente máxima que puede suministrar cada panel seleccionado es de 8,31 A. Entonces la cantidad de paneles en paralelo está dada por:

$$\text{Paneles Paralelo} = \frac{53,1375A}{8,31 A} = 6,3944 \quad (47)$$

Por lo tanto, se requiere un arreglo de 6 paneles en paralelo.

Ahora para determinar la cantidad de paneles necesarios para suplir la tensión (paneles en serie) es necesario hallar la relación entre la tensión del sistema y la tensión de operación de los paneles a potencia máxima ( $V_{mp}$ ):

$$\text{Paneles Serie} = \frac{24V}{30.1V} = 0,7973 \quad (48)$$

Por lo tanto con un solo panel en serie se cubre la demanda de tensión necesaria.

Finalmente, se multiplica la cantidad de paneles en paralelo por la cantidad en serie, para obtener el total de paneles requeridos por el sistema y poder suplir la demanda de cada usuario.

**3.3.6.6 Dimensionamiento de las baterías** Se deben tener en cuenta una serie de pasos como son:

## A. Selección

Son los equipos para almacenar la energía proveniente de los paneles solares fotovoltaicos, para ser utilizada en los momentos en que no se disponga de la radiación solar (noche y días nublados) permitiendo así, ejercer las actividades normalmente durante un tiempo determinado.

Sin embargo, se deben tener presente algunas características muy importantes para garantizar un buen desempeño como por ejemplo:

- ✓ Que posea un buen ciclo de vida (mayor a 1000).
- ✓ Tolerancia a ciclos profundos
- ✓ Escaso mantenimiento en lo posible nulo
- ✓ Bajo impacto al medio ambiente
- ✓ Valor bajo de auto descarga

En instalaciones solares fotovoltaicas las más empleadas son las de plomo-acido; pero dentro de esta clasificación a su vez, se encuentran diferentes tipos como es la tubular, tipo arranque, gel y AGM. Dentro de esta sub clasificación se descarta la tipo arranque ya que tiene un ciclo de vida muy corto.

De acuerdo con lo anterior se presenta la Tabla 35 con algunos de los modelos factibles a utilizar.

Tabla 35 Referencias y características de baterías a seleccionar

Referencia	Marca	Tecnología	Vida útil En años	Capacidad [A]	Voltaje [V]
24tmx 12V	Trojan	INUNDADA	10	85	12
PVX-1040T	Concorde S	AGM	5 a 10	104	12
PVX-1080T	Concorde S	AGM	5 a 10	108	12
PVX-1380T	Concorde S	AGM	5 a 10	138	6
PVX-2120L	Concorde S	AGM	5 a 10	212	12
PVX-2580L	Concorde S	AGM	5 a 10	258	12

Referencia	Marca	Tecnología	Vida útil En años	Capacidad [A]	Voltaje [V]
PVX-3050T	Concorde S	AGM	5 a 10	305	6
ul-16	Interstate Batteries	GEL	5 a 7	370	6
SO-6-85-17	Solar One	INUNDADA	10	845	12
S-530	Surrete/Rolls	AGM	10	400	6
S6-460AGM	Surrete/Rolls	AGM SELLADA	10	415	6
S2-945AGM	Surrete/Rolls	AGM SELLADA	10	880	2
8CS-25PS	Surrete/Rolls	INUNDADA	10	820	8
12CS-11PS	Surrete/Rolls	INUNDADA	10	342	12

Fuente: [26] [27] [28] [29]

Finalmente para seleccionar el modelo de la batería, es de suma importancia tener en cuenta la vida útil y el costo total del arreglo de estas, ya que las características impactan en gran porcentaje al proyecto. Por esto se presenta la Tabla 36

Tabla 36 Selección y costo de la configuración de las batería

Referencia	Marca	Baterías en paralelo	Baterías en serie	Tensión [Vdc]	Capacidad en [Ah]	Vida útil en años	Valor total de la configuración
24tx 12V	Trojan	8	2	12	85	10	\$ 7 428 411
PVX-1040T	Concorde Sun	7	2	12	104	5 a 10	\$ 7 631 484
PVX-1080T	Concorde Sun	7	2	12	108	5 a 10	\$ 8 659 840
PVX-1380T	Concorde Sun	5	4	6	138	5 a 10	\$ 8 505 200
PVX-2120L	Concorde Sun	4	2	12	212	5 a 10	\$ 8 427 880
PVX-2580L	Concorde Sun	3	2	12	258	5 a 10	\$ 7 538 700
PVX-3050T	Concorde	3	4	6	305	5 a 10	\$ 8 860 872

Referencia	Marca	Baterías en paralelo	Baterías en serie	Tensión [Vdc]	Capacidad en [Ah]	Vida útil en años	Valor total de la configuración
	Sun						
ul-16	Interstate Batteries	2	4	6	370	5 a 10	\$ 5 412 400
SO-6-85-17	Solar-One	1	2	12	845	10	\$ 11 899 548
S-530	Surrete/Rolls	2	4	6	400	5 a 10	\$ 5 257 760
S6-460AGM	Surrete/Rolls	2	4	6	415	10 a 15	\$ 8 319 632
S2-945AGM	Surrete/Rolls	1	12	2	880	10 a 15	\$ 14 865 620
8CS-25PS	Surrete/Rolls	1	3	8	820	10 a 15	\$ 9 011 646
12CS-11PS	Surrete/Rolls	2	2	12	342	10 a 15	\$ 7 987 156

Fuente: [26] [27] [28] [29]

Como se puede observar en la Tabla 36, la configuración más económica es la correspondiente a la referencia S-530 de la empresa Surrete/Rolls con un valor de \$ 5 257 760 pesos, sin embargo se seleccionó la batería con referencia S6-460AGM de la empresa Surrete/Rolls, por presentar mejores características técnicas.

Tabla 37 Batería seleccionada

<b>Batería Seleccionada</b>	
<b>Surrete/Rolls S6-460AGM</b>	
<b>Capacidad Ah para 20hr</b>	415
<b>Tensión [Vdc]</b>	6
<b>Profundidad de descarga</b>	80%
<b>Vida útil</b>	10 años
<b>Tipo</b>	AGM Sellada
<b>Peso</b>	123 Libras

Figura 10 Batería seleccionada



Rolls / Surrette S-530-plomo ácido de la batería

Fuente: [28]

## B. Capacidad del banco de baterías

Después de analizar los datos de irradiación del pueblo, se decidió que las baterías deben suplir la capacidad de hasta 3 días de sombra o autonomía, por lo que se hace necesario que tengan un mínimo de almacenamiento energético de 4 veces la energía diaria que consume el usuario, es decir:

$$CB = 4 * A.h = 265,6877A.h = 531,3754A.h \quad (49)$$

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

$$CBD = \frac{531,3754 A.h}{0,8} = 664,2193 A.h \quad (50)$$

### C. Cantidad de baterías

Para hallar el número de baterías necesarias para conformar el banco es necesario suplir la demanda de tensión y corriente del sistema, teniendo especial cuidado en que la capacidad de corriente, la cual se define por la cantidad de Ampere-hora requeridos por la carga, de manera que la cantidad de baterías necesarias para suplir la demanda por corriente (baterías en paralelo) está dada por el cociente entre la capacidad del banco de baterías y la capacidad de una batería a 20 horas [28]

$$Baterías Paralelo = \frac{664,2193 A.h}{415A.h} = 1,60025 \quad (51)$$

Entonces se requieren 2 baterías en paralelo para suplir la demanda de corriente del sistema.

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

$$Bateria Serie = \frac{24}{6} = 4 \quad (52)$$

Finalmente, el banco de baterías estará compuesto por 8 acumuladores dispuestos así: 4 baterías en serie y 2 baterías en paralelo.

**3.3.6.7 Regulador de carga** El regulador de carga debe operar a la misma tensión del sistema (en DC) y soportar la corriente de cortocircuito del panel solar seleccionado, por la cantidad de paneles conectados en paralelo. Lo que indica una corriente máxima admisible de los paneles.

$$I_{TOTAL} = I_{CC} * \#PP = 8,83A * 7 = 61,81 A \quad (53)$$

Entonces, se debe seleccionar uno o varios reguladores que conectados en paralelo suplan la carga correspondiente.

### A. Especificaciones técnicas del regulador de carga

Figura 11 Regulador de carga escogido



Fuente [30]

Tabla 38 Características técnicas del regulador

<b>Regulador trazador MPPT 60<sup>a</sup> 12V/24V/48V con LCD I-Panda Tracer</b>	
Modelo	I-P-MSC-DC12/24/48V-series
Corriente de carga máxima	60 A
Tensión de la batería	12 V, 24V o 48 V (detectado automático)
Tipo de baterías admitidas	Abiertas, selladas, AGM, Gel, Ni-Cd, etc.
Eficiencia	De 96% a 99%
Precio	<b>\$ 1 404 059</b>
Temperatura de funcionamiento	De -20°C a 40 °C

Fuente: [30]

**3.3.6.8 Inversor** Se debe elegir de manera que su tensión de entrada y salida corresponda con las tensiones que requiere el sistema (24 Vdc/120 Vac-60 Hz) y además pueda convertir una potencia igual o mayor a la demanda máxima. Como toda la carga de la casa se alimenta en alterna, el inversor debe funcionar para una potencia máxima de la carga, que supere los 1 283,33 W. Como la carga es de tipo residencial, se considera un factor de potencia de 0,9, por lo que la

potencia aparente es de 1340 VA. Sin embargo se seleccionó el inversor de la empresa Schneider con referencia **Conext SW2524**, cuyas características se presentan a continuación ya que la carga instalada es 2350 W y por algún corto tiempo el usuario podría llegar a hacer uso de esta.

Figura 12 Características técnicas inversor de potencia

Device short name	SW 2524 120
<b>Electrical specifications – inverter</b>	
Output power continuous	2,000 W
Output power (30 min)	2,500 W
Surge rating	4,000 W (5 seconds)
Peak current	23.5 A
Output frequency	50/60 Hz selectable
Output voltage	120/240 Vac
Output wave form	True sine wave
Optimal efficiency	91.5%
No-load power draw (inverting)	38 W
Input DC voltage range	20 – 34 Vdc
AC connections	Single-/Split-phase
<b>Electrical specifications – charger</b>	
Output current	65 A
Nominal output voltage	24 Vdc
Output voltage range	12 – 32 Vdc
Charge control	Three-stage
Charge temperature compensation	Yes – BTS included
Optimal efficiency	90%
AC input power factor	> 0.98
Input current	10 A
Input AC voltage	120/240 Vac split-phase
Input AC voltage range line to neutral	78 – 140 Vac
Dead battery charge	Yes
<b>General specifications</b>	
Compatible battery types	FLA, Gel, AGM, Custom
Transfer relay rating	30 A
Transfer time (AC to inverter and inverter to AC)	< 1 cycle (16.7 ms)
Optimal operating temperature range	-20 °C to 60 °C (-4 °F to 140 °F)
Storage ambient temperature range	-40 °C to 85 °C (-40 °F to 185 °F)
Product weight	22.7 kg (50.0 lb)

Fuente [31]

**3.3.6.9 Soporte o estructura para los paneles** Por la ubicación geográfica en que se desarrolla el proyecto (sobre el eje ecuatorial), los paneles fotovoltaicos se deben colocar de forma casi horizontal, para aprovechar la mayor cantidad de la radiación solar posible; por lo que se seleccionó la estructura presentada en la Tabla 39, para la configuración diseñada

Tabla 39 Estructura de soporte para paneles

Estructura Seleccionada	
Marca	SUNFER
Referencia	FV915
Tipo	1x6 Aluminio Anodizado
Precio	738908,58



Fuente [32]

**3.3.6.10 Presupuesto solución fotovoltaica** A continuación se presentan los costos que implican implementar esta solución. Se tomó como vida útil el tiempo de correcto funcionamiento de los equipos, es decir mejor capacidad y mejores características.

Como los paneles presentan una vida útil de 25 años, las baterías de 10 a 15 años, el regulador de carga 20 años y la estructura de 20 años; se diseñó el sistema para 20 años y así tener en cuenta los posibles cambios de equipos como es el caso de las baterías.

Tabla 40 Presupuesto sistema fotovoltaico por usuario

PANELES FOTOVOLTAICOS		CANTIDAD	COSTOS EN [\$]
Costo en EEUU			\$ 3 991 645
Costo envío de EEUU a Cúcuta			\$ 1 023 000
Costo transporte al sitio			\$ 100 000
<b>Total Paneles</b>		<b>7</b>	<b>\$ 5 114 645</b>
<b>BATERÍAS</b>			
Costo en EEUU			\$ 8 319 632
Costo envío de EEUU a Cúcuta			\$ 1 300 000
Costo transporte al sitio			\$ 1 100 000

<b>PANELES FOTOVOLTAICOS</b>		<b>CANTIDAD</b>	<b>COSTOS EN [\$]</b>
Costo primer juego de baterías		8	\$ 10 719 632
Costo segundo juego de baterías		8	\$ 8 239 739
<b>Total Baterías</b>		16	\$ 18 959 371,1
<b>INVERSOR</b>			
Costo en EEUU			\$ 2 309 935
Costo envío de EEUU a Cúcuta			\$ 230 000
Costo transporte al sitio			\$ 50 000
<b>Total inversor</b>		1	\$ 2 589 935
<b>REGULADOR DE CARGA</b>			
Costo en EEUU			\$ 1 404 059,679
Costo envío de EEUU a Cúcuta			\$ 150 000
Costo transporte al sitio			\$ 450 000
<b>Total Regulador</b>		1	\$ 1 604 059,679
<b>ESTRUCTURA PARA PANELES</b>			
Costo en EEUU			\$ 765 583
Costo envío de EEUU a Cúcuta			\$ 530 000
Costo transporte al sitio			\$ 82 000
<b>Total Estructuras</b>		1	\$ 1 377 583
<b>COSTO TOTAL DIRECTO POR USUARIO</b>			<b>\$ 29 645 594</b>
<b>COSTO TOTAL DIRECTO PARA TODO EL PROYECTO (29 usuarios)</b>			<b>\$ 859 722 247,5</b>

Fuente: Autores.

Es importante resaltar que de acuerdo al avance de la tecnología, se espera una disminución a futuro en el precio de los diferentes componentes que conforman el

sistema fotovoltaico, por tal razón se estima que el valor del segundo juego de baterías este por debajo del valor presente \$ 10 719 632 en los próximos 10 años.

Sin embargo para mayor confiabilidad se toma este valor como la condición más desfavorable y se realiza el cálculo para llevarlo a valor presente, con un interés promedio de 2,666%, correspondiente al IPC de los últimos cinco años.

Ahora se debe incluir los costos indirectos como son: la utilidad, el IVA sobre la utilidad, imprevistos y la interventoría.

Tabla 41 Costos indirectos

<b>COSTOS INDIRECTOS EN [\$]</b>		
Utilidad	7%de los costos directos	\$ 60 180 557,33
IVA sobre la utilidad	16% de la utilidad	\$ 9 628 889, 17
Imprevistos	3% de los costos directos	\$ 25 791 667,43
Interventoría	8% de los costos directos	\$ 68 777 779,8

Fuente: Autores.

Luego de realizar los cálculos de los costos directos e indirectos, se procede a calcular el costo total del sistema, por usuario y el precio del kWh para un tiempo estimado de 20 años, como se puede ver en la Tabla 42.

Tabla 42 Presupuesto y precio del kWh.

<b>TOTAL PRESUPUESTO Y COSTO DEL kWh EN [\$]</b>	
Total costo del sistema para 29 usuarios	\$ 1 024 101 141
Total costo de inversión por usuario	\$ 35 313 832,46
Precio del kWh.	\$ 871,1264

Fuente: Autores.

**3.3.7 Estudio financiero** Se realiza el estudio presupuestal de la parte técnica del proyecto, y se determinará el valor de las unidades constructivas.

Además se presenta el costo de cada una de las alternativas, incluyendo componentes, actividades e insumos. Con estos datos se calcula el precio del kWh para cada alternativa y así seleccionar aquella que presente el mejor costo.

**3.3.7.1 Presupuesto para la estructuración del proyecto** El grupo de trabajo UIS – IPSE desarrolló un modelo a seguir en Excel, para calcular el presupuesto de la estructuración de proyectos de infraestructura eléctrica, el cual se presenta a continuación en la Tabla 43.

Tabla 43 Presupuesto para la estructuración del proyecto

Nº	ACTIVIDADES	UNIDAD	TIEMPO / SEMANAS	CANTIDAD	VALOR UNITARIO	VALOR PARCIAL	VALOR TOTAL
0	ESTRUCTURACION DE PROYECTO	und	9	1			
1	Definición conjunta IPSE-UIS de los proyectos a estructurar	und	3	1			
2	IDENTIFICACIÓN	Glb	5	1	\$ 300.000	\$ 300.000	\$ 300.000
3	Desarrollo de la fase de Preparación por Proyecto Seleccionado		4				\$ 22.286.667
3,1	Estudio Legal	und	1	1	\$ 600.000	\$ 600.000	
3,2	Estudio de Mercado	und	1	1	\$ 400.000	\$ 400.000	
3,3	Estudio de Localización	und	1	1	\$ 200.000	\$ 200.000	
3,4	Topografía	und	3	1	\$ 6.186.667	\$ 6.186.667	
3,5	Estudio Ambiental	und	3	1	\$ 7.800.000	\$ 7.800.000	
3,6	Estudio Técnico	und	3	1	\$ 4.350.000	\$ 4.350.000	
3,7	Análisis de Riesgos	und	2	1	\$ 750.000	\$ 750.000	
3,8	Estudio Aspectos Comunitarios	und	2	1	\$ 1.200.000	\$ 1.200.000	
3,9	Estudio Financiero	und	2	1	\$ 800.000	\$ 800.000	
4	EVALUACION		2				\$ 900.000
4,1	Evaluación Financiera	und	2	1	\$ 500.000	\$ 500.000	
4,2	Evaluación Económica y Social	und	2	1	\$ 400.000	\$ 400.000	
5	Requisitos Generales de Presentación del Proyecto ante Fondos de Financiación	Glb	2	1	\$ 1.200.000	\$ 1.200.000	\$ 1.200.000
	<b>TIEMPO TOTAL ESTRUCTURACION</b>				<b>COSTO TOTAL PARA ESTRUCTURACION</b>		<b>\$ 24.686.667</b>

Fuente [2]

**3.3.7.2 Comparación costos de las alternativas** De acuerdo con los estudios realizados en el análisis técnico para la solución convencional y fotovoltaica; se presenta a continuación el costo total de cada alternativa junto con precio del kWh.

Tabla 44 Comparación alternativas de solución

	solución solar fotovoltaica	Red de distribución convencional
Costo de la alternativa por usuario	\$ 35 313 832,46	\$ 17 071 284,2
Costo total de la alternativa	\$ 1 024 101 141	\$ 495 067 242,81
Costo del kWh	\$ 871,13	\$ 368, 23

Fuente: Autores y [10]

De acuerdo con la Tabla 44, se ve claramente que la alternativa viable, es la red de distribución convencional.

Es importante resaltar que el valor del kWh de la solución convencional, fue suministrado por el operador de red (CENS S.A Grupo EPM) y los demás valores se pueden observar en la Tabla 25, Tabla 26 y Tabla 27.

**3.3.8 Análisis de riesgos** Uno de los principales riesgos es el pésimo estado de las vías de acceso. También en esta zona se registra problemas de orden público ya que según los pobladores hay presencia de grupos guerrilleros; los cuales pueden ocasionar voladuras a la infraestructura eléctrica etc. Además en el año 2012 se presentaron bloqueos a las vías por manifestaciones.

Como la zona es bastante quebrada es necesaria una buena localización de los equipos para prevenir daños por deslizamientos de tierra

A continuación se presenta una matriz de riesgos para el proyecto

Tabla 45 Matriz de riesgos.

	Riesgo  (si)	Posible resultado (entonces)	Síntoma	Probabilidad  (A/M/B)	Impacto  (A/M/B)	Prioridad  (1 - 9)	Respuesta	Responsable de la acción de respuesta
1	sobrecostos en la construcción	la obra no se entregara completa, o se retrasara mientras algún ente territorial asigna mas recursos	retraso en los pagos a los proveedores y trabajadores	Baja	Alto	6	Proyectar el alcance del presupuesto actual, para realizar los tramitas necesarios para gestionar los recursos faltantes, con antelación a que suceda la cesación de pagos.	constructor
2	factores ambientales, como invierno fuerte, que retrase los trabajos	tener que detener los trabajos para evitar accidentes, enfermedades, y afectaciones de los empleados, porque los trabajos se realizan a la intemperie	Retraso en la ejecución de las actividades establecidas en el Cronograma del Proyecto.	Baja	Bajo	9	Planificar que el proyecto se desarrolle en temporada seca, donde el riesgo que suceda un largo periodo de lluvias es casi nulo.	Equipo de planeación de trabajo.
3	Factores biológicos relacionados con animales venenosos y transmisión de enfermedades tropicales.	el grupo de trabajo puede verse afectado en su salud por algún accidente biológico de este tipo	personas de la zona y trabajadores empiezan a presentar afectaciones en su salud, relacionadas a estas problemáticas	Alta	medio	2	El grupo de trabajo debe tener el esquema de vacunación completo, además se debe tener botiquines en el área con suero antiofídico.	líder de equipo de trabajo
4	Conflicto social y armado.	Incumplimiento del cronograma del proyecto. tambien puede producir secuestros, extorsiones y robo de materiales de obra, llevando a sobrecostos no previstos.	Dificultad para llevar acabo la socialización del proyectó, llamadas y amenazas, perdida de materiales, poco acompañamiento de la comunidad.	Medi a	medio	5	brindar oportunidades laborales a los residentes de la zona, además de buscar el acompañamiento de organismos de seguridad, también es importante tener esquemas de seguridad para los funcionarios de alto nivel que puedan estar en la zona.	Equipo de planeación de trabajo.
5	riesgo eléctrico	Perjuicios a la fauna y la comunidad.	Puede que el nivel ceraunico de la zona se vea afectado y aumente la densidad de descargas a tierra. También se puede afectar aves que en su vuelo se estrellen con las líneas de distribución.	Baja	medio	8	el constructor debe garantizar sistemas de puesta a tierra máximo cada 400 m y que ellas cumplan los requerimientos del RETIE en cuanto a tensiones de contacto y de paso, además el estudio ambiental debe identificar que el trazado no afecte rutas aves migratorias.	Equipo de planeación de trabajo. Constructor, interventor.

Fuente: Autores.

**3.3.9 Estudio de aspectos comunitarios** Este estudio se llevó a cabo en las actas de concertación con la comunidad, donde se llegó a los acuerdos necesarios para la estructuración del proyecto, además se le dio a conocer las posibles entidades a financiarlo y la entidad encargada de llevar a cabo estos estudios.

#### **4. REQUISITOS PARA LA PRESENTACIÓN DE PROYECTOS AL FAER.**

Después de realizar el estudio financiero, se escoge como opción viable la red de distribución convencional, por tanto el proyecto se presentara al Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas, que se acopla a la condiciones del proyecto, luego de hacer todos los estudios y de haber tramitado las licencias de los proyectos ante el operador de red, la alcaldía Municipal, los representantes de la comunidad y la corporación ambiental; se debe realizar los trámites para presentar el proyecto ante el fondo de financiación (FAER). [1]

El fondo FAER está diseñado de tal forma que los proyectos puedan ser financiados en su totalidad, por tal razón no se hace el trámite para obtener recursos adicionales por parte de otros entes territoriales y se espera que el FAER financie la totalidad del proyecto.

Para realizar estos trámites y obtener una posible respuesta favorable se debe cumplir con los siguientes requisitos.

##### **4.1 CARTA DE PRESENTACIÓN A LA UPME**

En esta se especifica.

- El valor y los tipos de recursos solicitados
- Certificación de la autenticidad de los documentos adjuntos
- La entidad ejecutora del proyecto
- Certificación que la información sea veraz

- Se Indica que el proyecto se encuentra incluido en el plan de expansión del Operador de Red.

#### **4.2 METODOLOGÍA GENERAL AJUSTADA DEL DPN DILIGENCIADA ARCHIVOS GENERADOS EN LA INSCRIPCIÓN DEL PROYECTO**

Esta es una ayuda informática utilizada para el desarrollo de proyectos de inversión, la cual está conformada por 4 módulos (pre inversión, inversión, operación y evaluación expost), en la cual se debe incluir toda la información del proyecto a la hora de ser formulado.

#### **4.3 FICHA EBI DILIGENCIADA**

Este formato está compuesto por dos partes, la primera parte contiene información básica producto del proceso de formulación y la segunda parte contiene el concepto de viabilidad.

#### **4.4. FOTOCOPIA DE LA CEDULA DE LA CÉDULA DE CIUDADANÍA Y MATRICULA PROFESIONAL DEL INGENIERO DISEÑADOR DEL PROYECTO**

Este tipo de proyectos deben estar a cargo de un profesional en redes de distribución, en este caso el proyecto fue revisado y aprobado por el ingeniero a cargo para el departamento de Norte de Santander, en el grupo de trabajo UIS-IPSE.

#### **4.5 AVAL TÉCNICO Y FINANCIERO DEL OPERADOR DE RED**

En este documento se registra la firma del representante legal del operador de red en el cual se registra la viabilidad técnica y financiera de los planes, programas o proyectos de inversión con cargos a los recursos del FAER. Además en el documento se garantiza la prestación del servicio de suministro de energía eléctrica a los suscriptores potenciales, en cuanto a calidad y continuidad registrados en la regulación. Este documento no tiene fecha de expedición mayor a 12 meses (como se exige en los requisitos).

#### **4.6 CERTIFICADO DEL OPERADOR DE RED SOBRE CUMPLIMIENTO DE NORMAS TÉCNICAS**

En este documento se registra la constancia del cumplimiento de especificaciones y normas técnicas aplicables en cuanto a materiales, equipos, construcción e instalación de la nueva infraestructura eléctrica.

#### **4.7 CERTIFICADO DE SERVIDUMBRES**

Antes de presentar el proyecto, la entidad territorial se encargó de negociar las servidumbres con los beneficiarios del proyecto, esto con el fin de garantizar una normal ejecución del proyecto y no presentar inconvenientes en cuanto a este tema.

#### **4.8 CERTIFICADO DE NO PRESENTACIÓN A OTROS FONDOS**

Este es un documento actualizado y en el cual se indica si al proyecto se le han asignado recursos para su ejecución e indica si ha sido presentado a otro fondo de apoyo financiero.

#### **4.9 ANÁLISIS DE COSTOS Y PRESUPUESTO**

Este documento indica los costos específicos de cada una de las actividades que incluye el proyecto. Además de los costos relacionados con administración, imprevistos, utilidad, costos de contratación de la interventoría técnica, certificación RETIE y otros costos que se requieren para la ejecución y puesta en servicio del proyecto, como costos de corte y reconexión del sistema.

#### **4.10 DISEÑOS Y MEMORIAS DE CÁLCULO**

En este documento se registra el análisis de las diferentes memorias para la selección técnico-económica de los equipos y materiales requeridos para la ejecución del proyecto, de acuerdo con la comparación de alternativas, en este caso, sistema fotovoltaico y electrificación rural convencional. Están definidos los diagramas esquemáticos, las características de las obras, las especificaciones técnicas de los equipos y materiales, cantidades, etc.

#### **4.11 PLANOS TÉCNICOS**

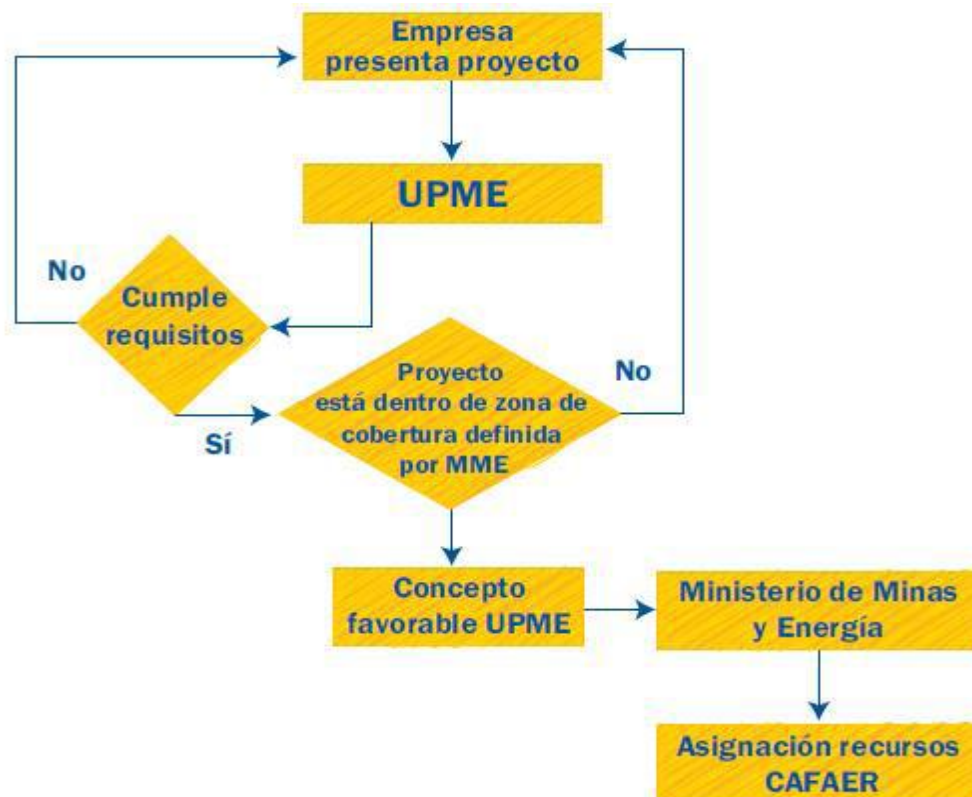
Son los planos en lo que se esquematizan los diseños eléctricos y de construcción del proyectos, información que es coherente con el presupuesto y número de

usuarios. Estos planos registran la firma del ingeniero diseñador y la aprobación del Operador de Red, quien avala técnicamente el proyecto presentado. En este se especifica la infraestructura existente y la proyectada. Se pueden observar estos planos en el Anexo E

#### 4.12 DIAGRAMA DEL PROCESO EN PROYECTOS FAER

En este diagrama se resume el proceso para aprobación de los recursos, donde se relaciona toda la documentación presentada y se pedirán las correcciones respectivas de ser necesario.

Figura 13 Diagrama de proceso



Fuente [1]

## 5. CONCLUSIONES Y OBSERVACIONES

### 5.1 OBSERVACIONES

1. Para darle solución al problema planteado se realizaron dos alternativas de solución como es la red de distribución convencional y la solar fotovoltaica, de las cuales por razones de peso como el costo de la inversión y que el departamento de Norte de Santander está clasificado como zona interconectada, se optó por la solución de red convencional
2. En la realización de este proyecto de grado en la modalidad de práctica empresarial se tuvo mayor énfasis en el estudio técnico de las alternativas de solución, sin embargo, estudios de vital importancia como el social ambiental y de mercado, fueron realizados por el grupo de trabajo pero en este documento solo se presenta un resumen general.
3. En la práctica realizada, para el diseño de la red de distribución rural se asumió una demanda máxima por usuario de 800 VA, ya que este valor está estipulado y permitido por la norma EPM y el operador de red CENS para zonas rurales de estratos 1 y 2. Sin embargo, en este proyecto se aumentó la demanda máxima a 1340 VA, puesto que se evidencio durante las visitas a cada uno de los usuarios, que el área promedio de las viviendas es de 50 m<sup>2</sup> y el deseo de la comunidad utilizar aparatos eléctricos como la plancha, cuyo consumo promedio es de 1000 W y su costo de adquisición oscila entre los \$ 30 000 y \$50 000 pesos.

4. Por exigencia del operador de red CENS S.A. los diseños de la red convencional se realizaron con neutro corrido en media tensión. Sin embargo, se puso en evidencia que este sistema no está reglamentado por en el RETIE.

## **5.2 CONCLUSIONES.**

1. De las dos alternativas de solución energética analizadas, red de distribución eléctrica convencional y sistema de generación solar fotovoltaica, para las veredas Batatal, Uribante y Sanguino del municipio de Salazar de Las Palmas, se optó por la primera solución, por ser más viable económicamente donde el costo de construcción de una solución solar fotovoltaica es 2,31 veces mayor que una solución de red de distribución, como se puede ver en la Tabla 44. además la zona pertenece al sistema interconectado nacional por tanto el IPSE no genera recursos por fondos FAZNI para estas zonas.
2. Aunque se han desarrollado proyectos de infraestructura eléctrica en el departamento de Norte de Santander en zonas rurales, aún no se ha logrado cubrir toda la demanda presente, un ejemplo de esto es que de 29 proyectos identificados por el grupo de trabajo UIS- IPSE, solo se estructuraron siete, para ser presentados ante fondos de financiación como el FAER, para su aprobación y posterior ejecución.
3. Para la estructuración de un proyecto de infraestructura eléctrica en zonas rurales se deben analizar las condiciones políticas, ambientales, geográficas, sociales y socio-económicas del sitio o lugar de impacto del proyecto para así considerar las diferentes alternativas de solución y seleccionar la más viable.

4. Los autores del presente proyecto de grado en la modalidad de practica empresarial, como estudiantes de ingeniería eléctrica, diagnosticaron los problemas y necesidades energéticas en las veredas Batatal, Uribante y Sanguino del municipio de Salazar de Las Palmas; logrando plantear alternativas de solución, utilizando los conocimientos adquiridos en la Universidad Industrial de Santander, a partir de materias como sistemas de distribución, instalaciones eléctricas, energía y medio ambiente, máquinas eléctricas y gestión de proyectos. Logrando la estructuración de un proyecto de infraestructura eléctrica para las veredas Batatal, Uribante y Sanguino del municipio de Salazar de las Palmas, con el apoyo y coordinación de los profesionales del grupo de trabajo UIS- IPSE y fortaleciendo las competencias laborales y profesionales a través de dicha experiencia.
  
5. El gobierno nacional es consciente que la correcta gestión e inversión de los recursos provenientes de fondos, como FAER y FAZNI , es la vía para crear inclusión y desarrollo social de las comunidades que puedan verse afectadas por la ausencia del servicio de energía eléctrica, por esto presenta ante los operadores de red opciones para financiar, completa o parcialmente, la construcción de redes de distribución local, aplicando criterios de máxima cobertura y menor inversión.

## REFERENCIAS.

- [1] UPME. (2013, NOVIEMBRE) Guía de formulación y presentación de proyectos fondos FAER, FAZNI, SGR, FECF y programa PRONE. [Online]. [http://www.upme.gov.co/Docs/CARTILLA\\_FONDOS\\_2011.pdf](http://www.upme.gov.co/Docs/CARTILLA_FONDOS_2011.pdf)
- [2] IPSE UIS, "lista de chequeos. proyectos a estructurar UIS-IPSE ," uis, bucaramanga, excel de trabajo 2012.
- [3] Dominick Bellizzi , James Byers , Sarah Cove, Max Dobrusin, Adam Frey , y Jeff Hanke Eric Ablett. (2014, ENERO) wikispaces. [Online]. <http://geografiadenortedsder.wikispaces.com/SUBREGIONES+DE+NORTE+DE+SDER>
- [4] Cucuta Nuestra. (2004, febrero) cucuta nuestra. [Online]. [http://www.cucutanuestra.com/temas/geografia/Norte\\_mapas\\_datos/salazar\\_de\\_las\\_palmas.htm](http://www.cucutanuestra.com/temas/geografia/Norte_mapas_datos/salazar_de_las_palmas.htm)
- [5] Ingeniera forestal Claudia Lorena Suárez Delgado, "GESTIÓN AMBIENTAL PARA LA ELECTRIFICACION DE ZONAS RURALES," UIS, BUCARAMANGA, TECNICO AMBIENTAL 2013.
- [6] CENS S.A E.S.P. (2014, ENERO) NORMAS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCION DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION CENS-EPM. [Online]. <http://www.cens.com.co/proveedores/es-es/procesodecontrataci%C3%B3n/normatividadinterna/normat%C3%A9cnica/dise%C3%B1oyconstrucci%C3%B3n.aspx>
- [7] MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA, "REGLAMENTO TECNICO DE INSTALACIONES ELECTRICAS RETIE," BOGOTA, RESOLUCION N° 90708 2013.
- [8] ICONTEC, *CODIGO ELECTRICO COLOMBIANO NTC 2050*, PRIMERA

- ACTUALIZACION ed. BOGOTA, COLOMBIA: ICONTEC, 1998.
- [9] CREG. (2014, Jan.) Comision de Regulacion de Energia Gas. [Online].  
[www.creg.gov.co](http://www.creg.gov.co)
- [10] CENS-EPM S.A. E.S.P. (2014, Enero) Centrales Electricas de Norte de Santander. [Online].  
<http://www.cens.com.co/Portals/1/documentos/tarifas/12%20TARIFAS%20REGULADAS%20DICIEMBRE%202013.pdf>
- [11] EPM S.A. E.S.P. (2014, ENERO) EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN. [Online].  
<http://www.epm.com.co/site/proveedoresycontratistas/Proveedoresycontratistas/Normasyespecificaciones/Normast%C3%A9cnicas/Normast%C3%A9cnicasEnerg%C3%ADa.aspx>
- [12] isaza sanchez faber armando centeno torres juan francisco, "ANÁLISIS, CÁLCULO Y DISEÑO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN PARA LA ELECTRIFICACIÓN RURAL DE LOS USUARIOS DE LA VEREDA LAS HORTENSIAS DEL CORREGIMIENTO ELLLANITO MUNICIPIO BARRANCABERMEJA.," UIS, Bucaramanga, tesis de grado 2012.
- [13] Centelsa. (2014, enero) Centelsa cables ascr. [Online].  
<http://www.centelsa.com.co/index.php?lp=12>
- [14] UPME. (2014, Jan.) Mapas de Radiacion solar global sobre una superficie plana. [Online]. [http://www.upme.gov.co/Docs/Atlas\\_Radiacion\\_Solar/2-Mapas\\_Radiacion\\_Solar.pdf](http://www.upme.gov.co/Docs/Atlas_Radiacion_Solar/2-Mapas_Radiacion_Solar.pdf)
- [15] Paul W. Stackhouse. (2008, Marzo) Meteorologia de superficie y energia solar. [Online]. <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen/>
- [16] ESSA, *Normas para el calculo y diseño de sistemas de distribucion*, Segunda ed. bucamanga, colombia: ESSA, 2004.
- [17] Wholesale Solar. (2002, Marzo) Wholesale Solar. [Online].

<http://www.wholesalesolar.com/solar-panels.html>

- [18] Kyocera. (2003, Junio) Kyocera solar. [Online]. <http://www.kyocerasolar.com/>
- [19] wuxi Suntech power. (2001) suntech power. [Online]. <http://www.suntech-power.com/>
- [20] REC grup. REC Solar ASA. [Online]. <http://www.recgroup.com/en/products/>
- [21] Suniva Inc. (2008, enero) Suniva. [Online]. <http://www.suniva.com/>
- [22] Sharp Solar. (2005) Sharp. [Online]. [www.sharp.es/](http://www.sharp.es/)
- [23] LDK solar. (2005, Julio) LDK light our future. [Online]. [www.ldksolar.com](http://www.ldksolar.com)
- [24] Astro Energy group. (2006, febrero) AstroEnergy. [Online].  
<http://www.astronergy.com/>
- [25] Solarworld Grou. (2006, junio) solarworld. [Online]. <http://www.solarworld.es/>
- [26] Solar Online. (2012, febrero) solar online. [Online].  
<http://solaronline.es/tienda/es/monoblock/59-bateria-trojan-monoblock-24tmx.html>
- [27] wholesale Solar. (2002) whole sale solar. [Online].  
<http://www.wholesalesolar.com/products.folder/battery-folder/Solar-One.html>
- [28] Wholesale Solar. (2002) Whole sale Solar. [Online].  
<http://www.wholesalesolar.com/products.folder/battery-folder/Surretterolls.html#SealedAGMBatteries>
- [29] Sun xtender. (1996, enero) Sun xtender. [Online].  
<http://www.sunxtender.com/>
- [30] yecoy productos. (2008) yecoy productos. [Online].  
<http://www.yecoy.com/producto/000012000020>
- [31] schneider electric. (2012) Whole sale solar. [Online].  
[http://www.wholesalesolar.com/pdf.folder/inverter%20pdf%20folder/schneider\\_conext2524\\_specs.pdf](http://www.wholesalesolar.com/pdf.folder/inverter%20pdf%20folder/schneider_conext2524_specs.pdf)
- [32] Sunfer Energy. (2003) Sunfer energy. [Online].

<http://www.sunferenergy.com/tienda/fv915/fv915-soporte-para-1-fila-de-6-modulos-en-vertical/>

[33] IPSE. (2013, NOVIEMBRE) INSTITUTO PARA LA PLANIFICACION Y PROMOCION DE SOLUCIONES ENERGETICAS IPSE. [Online].

<http://www.ipse.gov.co/ipse/informacion-institucional/mapa-de-procesos>

[34] UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA. (2014, ENERO) UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA. [Online].

<http://www1.upme.gov.co/>

[35] MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. (2013, OCTUBRE) MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. [Online].

[http://www.minminas.gov.co/minminas/energia.jsp?cargaHome=3&id\\_categoria=71](http://www.minminas.gov.co/minminas/energia.jsp?cargaHome=3&id_categoria=71)

[36] MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. (2014, ENERO) RESOLUCION 1527 DE 2012. [Online].

[http://www.minambiente.gov.co/documentos/normativa/resolucion/res\\_1527\\_030912.pdf](http://www.minambiente.gov.co/documentos/normativa/resolucion/res_1527_030912.pdf)

## BIBLIOGRAFÍA

Astro Energy group. (2006, febrero) AstroEnergy. [Online].  
<http://www.astronergy.com/>

CENS S.A E.S.P. (2014, ENERO) NORMAS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCION DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION CENS-EPM. [Online].  
<http://www.cens.com.co/proveedores/es-es/procesodecontrataci%C3%B3n/normatividadinterna/normat%C3%A9nicadise%C3%B1oyconstrucci%C3%B3n.aspx>

CENS-EPM S.A. E.S.P. (2014, Enero) Centrales Electricas de Norte de Santander. [Online].  
<http://www.cens.com.co/Portals/1/documentos/tarifas/12%20TARIFAS%20REGULADAS%20DICIEMBRE%202013.pdf>

Centelsa. (2014, enero) Centelsa cables ascr. [Online].  
<http://www.centelsa.com.co/index.php?lp=12>

CREG. (2014, Jan.) Comision de Regulacion de Energia Gas. [Online].  
[www.creg.gov.co](http://www.creg.gov.co)

Cucuta Nuestra. (2004, febrero) cucuta nuestra. [Online].  
[http://www.cucutanuestra.com/temas/geografia/Norte\\_mapas\\_datos/salazar\\_de\\_la\\_s\\_palmas.htm](http://www.cucutanuestra.com/temas/geografia/Norte_mapas_datos/salazar_de_la_s_palmas.htm)

Dominick Bellizzi , James Byers , Sarah Cove, Max Dobrusin, Adam Frey , y Jeff Hanke Eric Ablett. (2014, ENERO) wikispaces. [Online].

<http://geografiadenortedsder.wikispaces.com/SUBREGIONES+DE+NORTE+DE+SDER>

EPM S.A. E.S.P. (2014, ENERO) EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN. [Online].

<http://www.epm.com.co/site/proveedoresycontratistas/Proveedoresycontratistas/Normasyespecificaciones/Normast%C3%A9cnicas/Normast%C3%A9cnicasEnerg%C3%ADa.aspx>

ESSA, Normas para el calculo y diseño de sistemas de distribucion, Segunda ed. bucaramanga, colombia: ESSA, 2004.

ICONTEC, CODIGO ELECTRICO COLOMBIANO NTC 2050, PRIMERA ACTUALIZACION ed. BOGOTA, COLOMBIA: ICONTEC, 1998.

Ingeniera forestal Claudia Lorena Suárez Delgado, "GESTIÓN AMBIENTAL PARA LA ELECTRIFICACION DE ZONAS RURALES," UIS, BUCARAMANGA, TECNICO AMBIENTAL 2013.

IPSE UIS, "lista de chequeos. proyectos a estructurar UIS-IPSE ," uis, bucaramanga, excel de trabajo 2012.

IPSE. (2013, NOVIEMBRE) INSTITUTO PARA LA PLANIFICACION Y PROMOCION DE SOLUCIONES ENERGETICAS IPSE. [Online]. <http://www.ipse.gov.co/ipse/informacion-institucional/mapa-de-procesos>

isaza sanchez faber armando centeno torres juan francisco, "ANÁLISIS, CÁLCULO Y DISEÑO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN PARA LA ELECTRIFICACIÓN RURAL DE LOS USUARIOS DE LA

VEREDA LAS HORTENSIAS DEL CORREGIMIENTO ELLANITO MUNICIPIO BARRANCABERMEJA," UIS, Bucaramanga, tesis de grado 2012.

Kyocera. (2003, Junio) Kyocera solar. [Online]. <http://www.kyocerasolar.com/>

LDK solar. (2005, Julio) LDK light our future. [Online]. [www.ldksolar.com](http://www.ldksolar.com)

MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. (2014, ENERO) RESOLUCION 1527 DE 2012. [Online]. [http://www.minambiente.gov.co/documentos/normativa/resolucion/res\\_1527\\_030912.pdf](http://www.minambiente.gov.co/documentos/normativa/resolucion/res_1527_030912.pdf)

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA, "REGLAMENTO TECNICO DE INSTALACIONES ELECTRICAS RETIE," BOGOTA, RESOLUCION N° 90708 2013.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. (2013, OCTUBRE) MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. [Online]. [http://www.minminas.gov.co/minminas/energia.jsp?cargaHome=3&id\\_categoria=71](http://www.minminas.gov.co/minminas/energia.jsp?cargaHome=3&id_categoria=71)

Paul W. Stackhouse. (2008, Marzo) Meteorologia de superficie y energia solar. [Online]. <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen/>

REC grupo. REC Solar ASA. [Online]. <http://www.recgroup.com/en/products/>

schneider electric. (2012) Whole sale solar. [Online]. [http://www.wholesalesolar.com/pdf.folder/inverter%20pdf%20folder/schneider\\_conext2524\\_specs.pdf](http://www.wholesalesolar.com/pdf.folder/inverter%20pdf%20folder/schneider_conext2524_specs.pdf)

Sharp Solar. (2005) Sharp. [Online]. [www.sharp.es/](http://www.sharp.es/)

Solar Online. (2012, febrero) solar online. [Online].  
<http://solaronline.es/tienda/es/monoblock/59-bateria-trojan-monoblock-24tmx.html>

Solarworld Grou. (2006, junio) solarworld. [Online]. <http://www.solarworld.es/>

Sun xtender. (1996, enero) Sun xtender. [Online]. <http://www.sunxtender.com/>

Sunfer Energy. (2003) Sunfer energy. [Online].  
<http://www.sunferenergy.com/tienda/fv915/fv915-soporte-para-1-fila-de-6-modulos-en-vertical/>

Suniva Inc. (2008, enero) Suniva. [Online]. <http://www.suniva.com/>

UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA. (2014, ENERO) UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA. [Online]. <http://www1.upme.gov.co/>

UPME. (2013, NOVIEMBRE) Guía de formulación y presentación de proyectos fondos FAER, FAZNI, SGR, FECF y programa PRONE. [Online].  
[http://www.upme.gov.co/Docs/CARTILLA\\_FONDOS\\_2011.pdf](http://www.upme.gov.co/Docs/CARTILLA_FONDOS_2011.pdf)

UPME. (2014, Jan.) Mapas de Radiacion solar global sobre una superficie plana. [Online].  
[http://www.upme.gov.co/Docs/Atlas\\_Radiacion\\_Solar/2-Mapas\\_Radiacion\\_Solar.pdf](http://www.upme.gov.co/Docs/Atlas_Radiacion_Solar/2-Mapas_Radiacion_Solar.pdf)

wholesale Solar. (2002) whole sale solar. [Online].  
<http://www.wholesalesolar.com/products.folder/battery-folder/Solar-One.html>

Wholesale Solar. (2002) Whole sale Solar. [Online].  
[http://www.wholesalesolar.com/products.folder/battery-  
folder/Surretterolls.html#SealedAGMBatteries](http://www.wholesalesolar.com/products.folder/battery-folder/Surretterolls.html#SealedAGMBatteries)

Wholesale Solar. (2002, Marzo) Wholesale Solar. [Online].  
<http://www.wholesalesolar.com/solar-panels.html>

wuxi Suntech power. (2001) suntech power. [Online]. [http://www.suntech-  
power.com/](http://www.suntech-power.com/)

yecoy productos. (2008) yecoy productos. [Online].  
<http://www.yecoy.com/producto/000012000020>

## **ANEXOS**

### **Anexo A Ficha de diagnóstico del proyecto**

Ver carpeta “anexos digitales”

### **Anexo B Lista de chequeo de proyectos a estructurar UIS-IPSE. Uribante, Batatal y Sanguino**

Ver carpeta “anexos digitales”

### **Anexo C Memorias de cálculos eléctricos de las vereda Batatal, Uribante y Sanguino.**

Ver carpeta “anexos digitales”

### **Anexo D Presupuesto y análisis de precios unitarios para la red convencional**

Ver carpeta “anexos digitales”

### **Anexo E Planos del trazado de red de distribución.**

Ver carpeta “anexos digitales”

## Anexo F Registro fotográfico de la visita



































