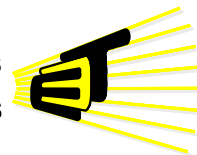


**ESTRUCTURACION DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA ELECTRICA
PARA EL DEPARTAMENTO DE SANTANDER**

**Laura Juliana Plata Almeida
José Fernando Cardozo Ojeda
Libardo Andrés Zarate Higuera**



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



**Universidad Industrial De Santander
Facultad de ingenierías fisicomecánicas
Escuela de ingenierías eléctrica, electrónica y telecomunicaciones
Bucaramanga
2013**

**ESTRUCTURACION DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA ELECTRICA
PARA EL DEPARTAMENTO DE SANTANDER**

**Laura Juliana Plata Almeida
José Fernando Cardozo Ojeda
Libardo Andrés Zarate Higuera**

**Trabajo de grado presentado como requerimiento parcial para optar al título
de:**

Ingeniero Electricista

Director:

Dr. Gerardo Latorre Bayona

Codirector:

Ing. Ciro Jurado Jeréz



**Universidad Industrial De Santander
Facultad de ingenierías fisicomecánicas
Escuela de ingenierías eléctrica, electrónica y telecomunicaciones
Bucaramanga**

2013

Dedicatoria

A Dios por su bendición y permitirme cumplir mis metas.

A mi familia: mis padres, por su guía, apoyo, dedicación, ejemplo, amor y fortaleza necesaria para cumplir mis sueños. Mis hermanos Jeffrey y Kahren por su incondicionalidad y compañía, esto sin ustedes no sería realidad.

A ti mami por creer en mí, tu fortaleza y confianza me dieron el impulso necesario para llegar a este momento de mi vida.

A Edgar Mejía, por su amor y Apoyo incondicional, tu fuerza fue importante en mi desarrollo como profesional.

A mis abuelos, tíos y primos por su gran apoyo para el desarrollo de mi carrera.

A mis amigos José, Libardo, Luz Ángela, Pipe, Claudia, Lau, Diego, Jaime, Victor, Carlos, Juan, y a todos, por aquellas experiencias vividas que hacen que hoy se cumpla este gran logro en mi vida.

Este triunfo es para ustedes.

Laura Juliana Plata Almeida

Dedicatoria

A Dios quien da la vida, las fuerzas y la Inteligencia
A mis padres Fernando e Inés por su amor y apoyo incondicional
A mis hermanos Mauricio, Fabián y Nathalia por su compañía
A Orlando por estar siempre pendiente
A mis amigos de toda la vida
A Laura y Libardo compañeros de tesis
A mis compañeros y compañeras de carrera y de admisiones

José Fernando Cardozo Ojeda

Dedicatoria

A Dios que eres grande y a través de ti todo se puede lograr.

A mis padres Adriana y Libardo que siempre han estado ahí para mí y me han apoyado en las buenas y en las malas y con gran anhelo han esperado verme convertido en ingeniero.

A mi esposa Matilde Lina que día a día me lleno de ánimo y ganas de salir adelante y cumplir con esta meta tan importante para mi vida.

Libardo Andrés Zárate Higuera

Agradecimientos

A la Universidad Industrial de Santander por brindarnos las herramientas y espacio para nuestra formación profesional.

A la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones por su educación de calidad y talento humano.

Al profesor Gerardo Latorre Bayona PhD por su gestión, acompañamiento y la oportunidad de participar en este proyecto.

Al ingeniero Wilman Morales por su valiosa colaboración y guía en el desarrollo del proyecto

A Deicy Delgado por su interés y apoyo.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	23
OBJETIVOS.....	24
1 MARCO TEÓRICO	26
1.1 Formulación de proyectos de inversión.....	26
1.1.1 Formulación.	29
1.1.2 Evaluación ex ante	32
1.2 Fondos de inversión para proyectos de infraestructura eléctrica	34
1.2.1 Sistema nacional de regalías.....	34
1.2.2 Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas – FAZNI	35
1.2.3 Programa de Normalización de Redes Eléctricas – PRONE.	37
1.2.4 Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales – FAER	37
1.3 Sistemas de generación de energía eléctrica no convencional.	38
1.3.1 Generación fotovoltaica.....	39
1.3.2 Generación basada en combustible diésel.	41
1.3.3 Otras formas de generación de energía eléctrica	43
2 ESTADO DEL ARTE EN COLOMBIA Y SANTANDER DE LAS SOLUCIONES ENERGÉTICAS	
PROPUESTAS	44
2.1 Energía solar.....	44
2.1.1 Antecedentes históricos.....	45
2.1.2 Recurso energético en Colombia	48
2.1.3 Proyectos desarrollados en Santander	48
2.1.4 Tecnología existente	50
2.2 Plantas diesel	55
2.2.1 Tecnología existente	55
2.3 Cobertura de energía en Santander	58
3 IDENTIFICACIÓN Y SELECCIÓN DE LOS PROYECTOS A ESTRUCTURAR	66
3.1 Levantamiento de información.....	66

3.2	Evaluación y selección de los proyectos	86
4	FORMULACIÓN DEL PROYECTO DE INVERSIÓN	93
4.1	Proceso de identificación del proyecto.....	93
4.1.1	Localización del proyecto.....	93
4.1.2	Situación actual – árbol del problema	94
4.1.3	Situación esperada.....	96
4.1.4	Alternativas de solución.....	97
4.2	Análisis de las alternativas de solución.....	98
4.2.1	Solución solar fotovoltaica.....	98
4.2.2	Generación con planta diésel.....	110
4.2.3	Red de distribución eléctrica convencional	116
4.3	Preparación de estudios	140
4.3.1	Estudio Legal	140
4.3.2	Estudio de mercado	141
4.3.3	Estudio técnico.....	141
4.3.4	Estudio ambiental	141
4.3.5	Estudio de riesgos	141
	Al comparar los costos del kW-h de cada alternativa, siendo la solución diesel más costosa seguida por la alternativa solar y con un costo mucho menor la tarifa de la red convencional, es financieramente más viable hacer una ampliación de la red convencional.....	142
5	EVALUACIÓN EXANTE	143
5.1	Evaluación financiera	143
5.2	Evaluación socioeconómica	144
5.2.1	Antecedentes	144
5.2.2	Identificación del problema	145
5.2.3	Situación de los servicios públicos	146
5.2.4	Localización específica de desarrollo y ejecución del proyecto.....	149
5.2.5	Características de los usuarios potenciales	150
5.2.6	Orden público.....	152
5.2.7	Canasta energética.....	152
5.2.8	Energía eléctrica por red.....	152

5.2.9	Economía.....	153
5.2.10	Ambiental.....	154
5.2.11	Análisis y selección de alternativas.....	155
6	REVISIÓN DE REQUISITOS PARA LA PRESENTACIÓN AL FONDO DE INVERSIÓN.....	157
6.1	Requisitos para le presentación del proyecto al fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas rurales – FAER.	157
6.1.1	Carta de presentación.....	157
6.1.2	Registro BPIN	158
6.1.3	Aval técnico y financiero del operador de red.....	158
6.1.4	Certificado del operador de red sobre cumplimiento de normas técnicas	159
6.1.5	Certificado de servidumbres.....	159
6.1.6	Certificado de no presentación a otros fondos	159
6.1.7	Análisis de costos y presupuesto	159
6.1.8	Diseños y memorias de cálculo.....	160
6.1.9	Planos técnicos.....	160
6.1.10	Diagrama del proceso – proyectos FAER	161
7	CONCLUSIONES, OBSERVACIONES Y SUGERENCIAS	162
7.1	Conclusiones	162
7.2	Sugerencias y recomendaciones.....	164
8	BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS	165

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Etapas del proyecto.....	28
Figura 2 Componentes de un sistema solar fotovoltaico.....	41
Figura 3 Componentes de una central diesel.....	42
Figura 4 Planta diesel-grupo cerrado.....	58
Figura 5 Matriz de calificación de proyectos.....	90
Figura 6 Matriz de calificación de proyectos-resultados.....	92
Figura 7 Ubicación de la zona del proyecto estructurado.....	95
Figura 8 Soporte para panel solar.....	110
Figura 9 Planta diesel seleccionada.....	115
Figura 10 Rectificador seleccionado-diesel.....	117
Figura 11 Distancias mínimas de seguridad.....	127
Figura 12 Curva IEC normalmente inversa.....	139
Figura 13 Cobertura en servicios públicos –Barichara.....	152
Figura 14 Diagrama del proceso –procesos FAER.....	168

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Radiación solar en Colombia por regiones.....	48
Tabla 2 Paneles solares comerciales.....	51
Tabla 3 Reguladores comerciales.....	53
Tabla 4 Inversores comerciales.....	54
Tabla 5 Baterías comerciales.....	55
Tabla 6 Plantas diesel comerciales.....	57
Tabla 7 Grupos cerrados de plantas diesel comerciales.....	59
Tabla 8 Cobertura de energía en la provincia comunera.....	60
Tabla 9 Cobertura de energía en la provincia García Rovira.....	61
Tabla 10 Cobertura de energía en la provincia Guanentina.....	62
Tabla 11 Cobertura de energía en la provincia de Mares.....	63
Tabla 12 Cobertura de energía en la provincia de Soto.....	64
Tabla 13 Cobertura de energía en la provincia de Vélez.....	65
Tabla 14 Información proporcionada por los entes territoriales.....	68
Tabla 15 Ficha fase de diagnóstico –Barichara.....	69
Tabla 16 Ficha de formulación de proyecto-Barichara.....	83
Tabla 17 Calificación por número de usuarios.....	88
Tabla 18 Calificación por costo de estructuración.....	88
Tabla 19 Calificación por tiempo de estructuración.....	89
Tabla 20 Calificación por valor de inversión.....	89

Tabla 21 Calificación proyecto de Barichara.....	91
Tabla 22 Calificación de proyectos en Santander.....	92
Tabla 23 Radiación promedio en Colombia.....	100
Tabla 24 Datos requeridos para inclinación de los paneles.....	101
Tabla 25 Radiación efectiva por inclinación de los paneles.....	102
Tabla 26 Datos cálculo del diseño solar.....	103
Tabla 27 Resultado diseño solar fotovoltaico.....	108
Tabla 28 Equipos seleccionados para diseño solar.....	108
Tabla 29 Presupuesto solución solar.....	111
Tabla 30 Costos de combustible diesel.....	116
Tabla 31 Presupuesto solución planta diesel.....	118
Tabla 32 Demanda máxima diversificada.....	123
Tabla 33 Regulación permitida en %.....	125
Tabla 34 Valores máximos de regulación permitidos.....	125
Tabla 35 Pérdidas de potencia y energía permitidas en %.....	126
Tabla 36 Impedancias de puesta a tierra según nivel de tensión.....	127
Tabla 37 Distancias mínimas de seguridad.....	128
Tabla 38 Evaluación de riesgos por descargas atmosféricas.....	130
Tabla 39 Subindicador relacionado con el uso de la estructura.....	131
Tabla 40 Subindicador relacionado con el tipo de estructura.....	131
Tabla 41 Subindicador relacionado con la altura y área de estructura.....	132
Tabla 42 Indicador de gravedad.....	132
Tabla 43 Características de los pararrayos a instalar.....	134
Tabla 44 Características de materiales para bajantes de puesta a tierra.....	136

Tabla 45 Material seleccionado para el bajante de puesta a tierra.....	142
Tabla 46 Necesidades básicas y satisfechas en Barichara.....	158

LISTA DE ANEXOS

Anexo A Mapas de velocidades de vientos en Santander.....	176
Anexo B Cartas de recepción de información y asistencia a reunión en alcaldía del municipio de Barichara.....	189
Anexo C Mapas de radiación solar en Santander.....	183
Anexo D Fichas técnicas de los equipos seleccionados para la solución solar fotovoltaica.....	187
Anexo E Fichas técnicas de los equipos seleccionados para la solución planta diesel.....	196
Anexo F Tablas y cálculos eléctricos para el diseño de red convencional.....	198
Anexo G Cantidades de obra.....	224
Anexo H Presupuesto solución electrificación rural red convencional.....	227
Anexo I Documentación exigida para presentación del proyecto ante el fondo FAER.....	237

RESUMEN

TÍTULO: *ESTRUCTURACIÓN DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA ELECTRICA PARA EL DEPARTAMENTO DE SANTANDER¹*

AUTORES: Laura Juliana Plata Almeida, José Fernando Cardozo Ojeda
Libardo Andrés Zárate Higuera²

PALABRAS CLAVES: estructuración, metodología general ajustada, Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas rurales, energías renovables y convencionales y electrificación rural.

DESCRIPCIÓN:

En la actualidad un poco más del 50% del país se encuentra dentro de las zonas interconectadas y cuenta con el servicio de energía eléctrica. Esto quiere decir que un poco menos de la mitad carece de este servicio. Es por esto que el gobierno nacional, específicamente el Ministerio de Minas y Energía a través del IPSE (Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas), está impulsando la estructuración de proyectos de electrificación tanto en zonas rurales como zonas no interconectadas, siendo financiados por los fondos creados por el gobierno para este fin.

Este proyecto responde al trabajo conjunto del IPSE y la Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones de la UIS y tiene como objetivo mostrar la forma correcta de estructurar un proyecto de infraestructura eléctrica para ser presentado ante los fondos de financiación y tener altas probabilidades de ser seleccionados.

El proyecto se basa en la Metodología General Ajustada (MGA), propuesta por el Departamento de Planeación Nacional (DPN). Luego el proyecto presenta todos los conceptos básicos de gestión de proyectos, como los requisitos necesarios para presentar un proyecto ante el fondo de financiación FAER, o fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas rurales.

El estudio comienza con el análisis del estado del arte de los diferentes tipos de generación convencional y alternativa como generación fotovoltaica, diésel o red de distribución, en el departamento de Santander; y luego presenta la estructuración del proyecto de electrificación rural en el municipio de Barichara, teniendo en cuenta aspectos técnicos, financieros, económicos, sociales y ambientales, así como toda la documentación y requisitos necesarios para ser presentados ante el FAER.

¹ Proyecto de grado

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

ABSTRACT

TITLE: STRUCTURATION OF ELECTRICAL INFRASTRUCTURE PROJECTS FOR SANTANDER³

AUTHORS: Laura Juliana Plata Almeida, José Fernando Cardozo Ojeda, Libardo Andrés Zárate Higuera⁴

KEYWORDS: structuring, general methodology adjusted Fund financial support for rural energization, renewable and conventional energy and rural electrification.

DESCRIPTION:

Currently a slightly over 50% of the country belongs to the electrical interconnected areas and it has electrical service. This means that a little less than a half lacks this service. That is why the national government, specifically the Ministry of Mines and Energy through IPSE (The Institute of Planning and Promotion of Energy Solutions for non-interconnected areas), is driving the electrification project structuring both rural and non-interconnected areas, being financed by the funds created by the government for this purpose.

This project responds to a partnership between the IPSE and the School of Electrical, Electronics and Telecommunications engineering of UIS and aims to show the correct way to structure an electrical infrastructure project to be presented to the financing funds and an to have a high probability to be selected.

The project is based on the General Methodology Adjusted (MGA), proposed by the National Planning Department (DPN). Thus, the project has all the basic concepts of project management for the requirements to submit a project to the bottom of FAER funding, the financial support fund for rural energization.

The study begins with an analysis of the state of art of different types of conventional and alternative generation such as photovoltaic generation, diesel or distribution network, in the department of Santander. Then, it presents the structure of the rural electrification project in the municipality of Barichara, taking into account technical, financial, economic, social and environmental, as well as all documentation and requirements to be presented to the FAER

³ Degree Work

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

INTRODUCCIÓN

Una buena parte del territorio nacional se encuentra dentro de las zonas interconectadas del país, y aún dentro de estas hay muchos territorios rurales que no cuentan con el servicio de energía eléctrica.

Es por esto que el gobierno nacional a través del Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas no interconectadas (IPSE) planea invertir en proyectos de infraestructura eléctrica, para suplir las falencias de energía en estas zonas.

El IPSE en convenio con la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones de la Universidad Industrial de Santander establecieron un grupo de trabajo para seleccionar y estructurar proyectos de infraestructura eléctrica en diferentes departamentos del país, y este proyecto específicamente presenta cómo se estructuraron los proyectos en Santander.

Este proyecto pretende ser una guía para realizar de forma satisfactoria la estructuración de un proyecto eléctrico para ser presentado ante un fondo de inversión y pueda ser aprobado. Esto se hizo basado en la Metodología General Ajustada (MGA) propuesta por el Departamento de Planeación Nacional (DPN). Esta metodología contiene todos los estudios y requisitos que se exigen para presentar el proyecto ante un fondo de financiación y logre ser aprobado. Al aplicar este método se buscaron soluciones a problemas de energía eléctrica en la provincia Guanentina del departamento de Santander y más específicamente en el municipio de Barichara. En el presente trabajo se muestran no solo los análisis técnicos, sino también los estudios económicos, sociales y financieros buscando una solución global a estos problemas.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Estructurar proyectos de infraestructura eléctrica para el departamento de Santander, atendiendo criterios técnicos, ambientales y sociales; así como a requerimientos de fondos de inversión pública.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Para cumplir con el objetivo general del proyecto se requiere cumplir con los siguientes objetivos específicos:

- Establecer el estado del arte en Colombia de soluciones energéticas tales como fotovoltaica, eólica, mareomotriz, diésel, bancos de baterías y electrificación rural; enmarcado dentro de las necesidades específicas del Departamento de Santander y según los requerimientos definidos a partir de los proyectos que se identifiquen.
- Identificar los proyectos de infraestructura eléctrica que hayan sido propuestos por los entes territoriales o los operadores de red de la zona del departamento de Santander.
- Realizar un diagnóstico de proyectos identificados en la zona del departamento de Santander.
- Seleccionar uno o dos proyectos prioritarios para el departamento de Santander, atendiendo a criterios de cobertura y exigencias técnicas propias de los proyectos.

- Estructurar los proyectos seleccionados, cumpliendo con requerimientos técnicos, ambientales, sociales, y del posible fondo de financiación.

1 MARCO TEÓRICO

La estructuración de proyectos de infraestructura eléctrica, es una actividad importante dentro del marco del desarrollo de una región o un departamento en nuestro país. Es por eso que aquellos que formulan estos tipos de proyectos, ya sean los entes territoriales, el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas (IPSE), o una empresa de servicios públicos deben realizar una serie de actividades para así incrementar sus posibilidades de éxito para acceder a los recursos que el gobierno nacional tiene disponible a través de sus diferentes fondos.

En este capítulo se describen los conceptos básicos de la metodología de formulación de proyectos que se utilizó en este trabajo y los requerimientos esenciales para presentar el proyecto ante los fondos de financiación del estado colombiano. Además se presentan de forma breve algunas de las alternativas en soluciones energéticas que pudieran usarse en la estructuración de los proyectos.

1.1 Formulación de proyectos de inversión

El decreto 2844 de 2010 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”.

Este tiene como atributos que es único, temporal, con ámbito geográfico específico, con actividades, objetivos y beneficiarios identificados y especificados, dentro de un contexto y además interdisciplinario.

De forma general se puede decir que el IPSE debe tener en cuenta los siguientes pasos para formular el proyecto. Estos pasos son propuestos por el Ministerio de Minas y Energía en su guía de formulación de proyectos [1]:

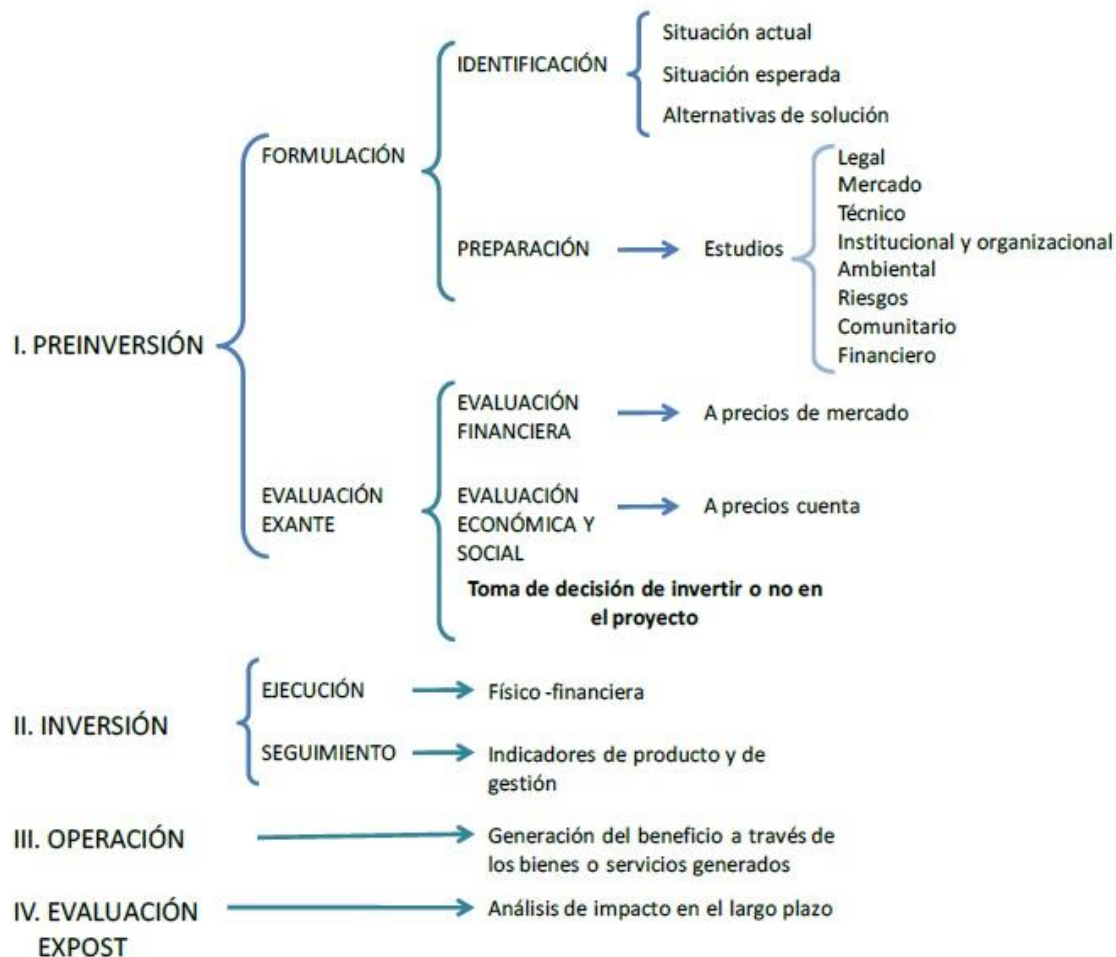
- **Paso 1:** Identificar el problema
- **Paso 2:** Concertar con la comunidad
- **Paso 3:** Investigación ambiental
- **Paso 4:** Estudios técnicos
- **Paso 5:** Formulación ante el fondo
- **Paso 6:** Evaluación del proyecto
- **Paso 7:** Asignación de recursos
- **Paso 8:** Firma del convenio
- **Paso 9:** Ejecución de las obras

La preparación de estos proyectos de infraestructura eléctrica se basa en la metodología General ajustada (MGA), la cual es una herramienta informática preparada por el Departamento Nacional de Planeación en el año 2012, la cual ayuda de forma organizada al desarrollo de los procesos de los proyectos. Esta se basa en la teoría de proyectos [2].

Los proyectos de inversión se deben desarrollar en 4 pasos: pre inversión, inversión, operación y evaluación Expost. La figura 1 muestra de manera esquemática cada una de estas etapas.

La información requerida para formular y presentar el proyecto ante los fondos correspondientes, se encuentra en la etapa de pre inversión. Es esta etapa la que se lleva a cabo en este proyecto, por lo tanto ahora se presentan los principales conceptos que esta implica. En la etapa de pre inversión se realiza la formulación y la evaluación del proyecto.

Figura 1: Etapas del proyecto.



Fuente: MANUAL DE SOPORTE CONCEPTUAL PARA EL USO DE LA METODOLOGÍA GENERAL PARA LA FORMULACIÓN Y EVALUACIÓN DE PROYECTOS – Departamento Nacional de Planeación

1.1.1 Formulación.

En la formulación del proyecto se realizan dos procesos, el proceso de identificación del proyecto y el proceso de preparación de alternativas.

- **Proceso de identificación.**

Se analizan tres momentos en la identificación del proyecto:

- ✓ Situación actual: esta involucra la definición del problema y las necesidades de infraestructura eléctrica que se presentan en el municipio del proyecto, así como las causas de las mismas y los efectos que trae a dicho lugar las insuficiencias eléctricas encontradas. La situación actual se esquematiza en lo que se conoce como el árbol del problema. 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 en el proyecto.
- ✓ Situación esperada: se define a partir del árbol del problema. En este caso se esquematiza el árbol de objetivos que consta del objetivo central a cumplir, los medios y los fines. El objetivo principal sale de poner positivo el problema, los medios de poner positivo las causas y los fines de poner en positivo los efectos. Al plantear el árbol de objetivos se buscará que se satisfaga las necesidades eléctricas de la población, en general rural, del municipio, buscando que tengan un mejor grado de confort de su estilo de vida pudiendo acceder a los beneficios de tener energía eléctrica en sus viviendas.

- ✓ Alternativas de solución: para alcanzar el objetivo planteado y así solucionar la necesidad. Se plantearán soluciones energéticas posibles, para poder llevar la energía eléctrica a la población carente. La primera opción es llevar la electrificación convencional a cada usuario, buscando utilizar la red existente y extender lo que falte, pero además se presentan soluciones con generación alternativa de energía que pudieran ser viables en la zona, como generación solar fotovoltaica, plantas de generación de diesel y otras opciones que puedan aplicarse.

- **Proceso de preparación**

Se reúne toda la información que sea necesaria para poder seleccionar la alternativa de solución más factible al proyecto. Con toda la información se preparan una serie de estudios que respaldan la alternativa de solución energética que se usará para solucionar la necesidad planteada.

- ✓ Estudio legal, en el que se busca que a la luz de las normas el proyecto sea viable. Para ello el proyecto debe estar enmarcado dentro del plan de desarrollo del municipio, así como del plan de ordenamiento territorial; debe cumplir con el régimen tributario, legislación laboral, licencias, contratos y todo tipo de normas, leyes u ordenanzas que la ley exija.
- ✓ Estudio de mercados, en el que se identifica la oferta del servicio eléctrico y los bienes asociados a él, así como la demanda del mismo en la zona objetivo.
- ✓ Estudio técnico, en que todos los insumos y productos se optimizan para el funcionamiento del servicio eléctrico. Es necesario analizar

como las diferentes alternativas de solución se pueden aplicar de acuerdo al lugar donde se requiere el servicio, es decir suplir necesidades rurales, y esto se toma en cuenta en los diseños y cálculos. Aunque la solución eléctrica es mayormente residencial, se presentan estudios para escuelas o centro de salud rurales. De este estudio se obtiene la información sobre todos los insumos, materiales o maquinaria necesaria para el desarrollo del proyecto. El análisis técnico de cada una de las alternativas de solución sirve para determinar cuál de ellas es la más eficiente y factible a realizar.

Este estudio incluye análisis de carga, cálculo de pérdidas de energía, análisis de cortocircuito y fallas, protecciones, sistemas de puesta a tierra, diagramas unifilares, distancias de seguridad, cálculo de conductores y ductos, cálculos de regulación, y planos eléctricos de construcción. Todo esto cumpliendo el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) y las Normas para Cálculo y Diseño de Sistemas de Distribución de la Electrificadora de Santander

- ✓ Estudio Ambiental. Es necesario que al ejecutar el proyecto de infraestructura eléctrica, este tenga el menor impacto sobre el medio ambiente. Por lo tanto este impacto se debe cuantificar a la vez de buscar soluciones para mitigarlo. El estudio ambiental cuenta con el diagnóstico ambiental de alternativas, el estudio de impacto ambiental y el plan de manejo ambiental que son los estudios técnicos. Además como requisitos ambientales es necesario corroborar si el proyecto se encuentra ubicado en áreas del SINAP (Sistema Nacional de Áreas Protegidas) o en zonas de reserva.

- ✓ Estudios de riesgos, se analizan los riesgos que puedan afectar directamente al proyecto, así como los que el proyecto pueda generar con el entorno donde se desarrolla. En este estudio se realiza la identificación y evaluación de los riesgos ambientales, la identificación de escenarios de riesgos, estimación de la probabilidad y frecuencia de riesgos y evaluación de riesgo por entorno.

- ✓ Estudio financiero, que contiene la información de ingresos de operación y costos de ejecución, operación y mantenimientos. Para este análisis se desarrolla un cuadro de costos por alternativa que incluya la etapa de pre inversión, inversión y de operación y mantenimiento, así como la cuantificación y valoración de ingresos y/o beneficios.

1.1.2 Evaluación ex ante

Con el análisis obtenido de los estudios previamente explicados, se evalúan cada una de las alternativas, para seleccionar aquella que presente mejor viabilidad para realizarse. En la evaluación se estudia el comportamiento del proyecto durante todo su desarrollo. La alternativa seleccionada será el proyecto con el que se continuará el desarrollo de los siguientes pasos. Los criterios con los que se evalúan los proyectos son el financiero y el socioeconómico.

- **Evaluación financiera**

En esta evaluación se identifican los ingresos y egresos de caja, o flujo de caja, que generaría el proyecto a lo largo de su desarrollo, es decir se evalúa su rentabilidad, esto para definir el costo del proyecto. Se establece la Tasa de

Interés de Operación (TIO), la cual expresa la eficiencia de la inversión contemplando los beneficios y los costos; la Tasa de Interna de Retorno o tasa a la cual los ingresos apenas cubren los costos de inversión; la relación del Costo Anual Equivalente (CAE) financiero, que es necesario porque la vida útil de las diferentes alternativas de solución energéticas son diferentes; el indicador de costo por unidad de capacidad y el indicador de costo por beneficio, denominados indicadores Costos – Eficiencia.

- **Evaluación económica y social**

Esta evaluación buscará revisar los logros en cuanto al bienestar socioeconómico que se obtiene en los municipios de Santander donde el proyecto se realice.

Entre lo que se busca evaluar está saber si el proyecto de electrificación de la zona mejorará la calidad de vida y en qué grado lo hará; si mejorará también el poder adquisitivo de los habitantes de la región y en general si se logra un bienestar general. Para medir este bienestar se usan las razones precio/cuenta, que no es otra cosa que tomar los valores de caja de la evaluación financiera y convertirlos en valores sociales.

Todos los proyectos de inversión pública deben generar un beneficio socioeconómico del 12%, lo que se llama la Tasa Social de Descuento (TSD).

- **Decisión**

Las dos evaluaciones anteriores corroboran que el proyecto puede ser direccionado a un fondo de inversión para su ejecución y pueda ser incluido dentro del plan de desarrollo departamental en este caso. Luego de esto el

proyecto queda listo para ser diligenciado en el MGA, que junto con los demás documentos servirá de soporte para que pueda ser aprobado [2].

1.2 Fondos de inversión para proyectos de infraestructura eléctrica

A continuación se presentarán los diferentes fondos de inversión vigentes a la fecha, en los cuales el IPSE puede presentar los diferentes proyectos de infraestructura eléctrica para ser evaluados y financiados. Es necesario conocer perfectamente el objetivo al que va dirigido cada fondo así como sus requerimientos para que las probabilidades de éxito de aprobación del proyecto para financiación sean altas [1].

1.2.1 Sistema nacional de regalías

Fue creado por el proyecto de ley 127 de 2011, con el cual se reemplazó al antiguo fondo nacional de regalías, el cual determina la distribución, objetivos, fines, administración, ejecución, control, uso eficiente y destinación de los ingresos provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables y poniendo las condiciones de quienes van a ser sus beneficiarios.

Tiene como objetivo que los recursos sean distribuidos de una manera equitativa, busca la equidad social, el desarrollo y la competitividad regional, buscando también la restauración social y económica principalmente de los territorios explotados. Esto a través de incentivar proyectos en las entidades regionales, principalmente proyectos minero energéticos.

Los proyectos que se presentan al sistema nacional de regalías deben estar acordes con el plan de desarrollo nacional y departamental, además de ser

viables, sostenibles y de impacto en la región. En las zonas no interconectadas tendrán consideración los proyectos de energización.

Para conocer más sobre el sistema nacional de regalías, principalmente sobre su normativa, distribución de recursos y proyectos se puede acudir a su página web [3]. El Ministerio de Minas y Energía forma parte de la comisión rectora del sistema nacional de regalías.

1.2.2 Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas – FAZNI

Creado por la ley 633 de 2000 y tiene como principal objetivo financiar proyectos de energización en municipios, poblaciones y capitales de departamentos que no se encuentren dentro de la zona de interconexión nacional. Los proyectos pueden estar dirigidos hacia formas no convencionales de generación de energía o proyectos de interconexión con la red existente.

Su comité administrativo está compuesto básicamente por el Ministerio de Minas y Energía, el Departamento Nacional de Planeación y el ministerio de Hacienda y Crédito Público. La definición de zona no interconectada está enunciada en el artículo 1 de la ley 855 de 2003.

Se debe tener en cuenta que estos proyectos deben contar con el aval del Ministerio del Medio Ambiente, y a su vez debe buscar solucionar problemas de índole social, como el apoyo a centros de salud, escuelas y lugares comunitarios. Esto aumentará las posibilidades de financiación. Si se quiere presentar un proyecto en este fondo es necesario saber que se debe cumplir y contar con lo siguiente:

- Carta de presentación y solicitud de recursos
- Certificado de la entidad territorial en el que conste que el proyecto se encuentra incluido en el Plan de Desarrollo Territorial y esté acorde con el POT.
- Certificación suscrita por el Director General del IPSE.
- Aval firmado por el representante legal del operador de red.
- Certificación cumplimiento de normas técnicas suscrita por el representante legal del operador de red.
- Certificado de disponibilidad presupuestal de cada entidad que cofinanciará el desarrollo del proyecto
- Ficha Estadística Básica de Inversión (EBI)
- Formulación y transmisión del proyecto en la MGA
- Licencia ambiental, según lo requiera la legislación vigente
- Presupuesto con las cantidades de obra
- Acta de concertación con la comunidad
- Diseños técnicos completos
- Cronograma de actividades
- Análisis de flujo de fondos del proyecto (se separó de cronograma de actividades)
- Informe de si el proyecto ha sido presentado a consideración de otro Fondo de Apoyo Financiero o si le han sido asignado recursos para la ejecución del mismo.
- Certificado que el predio donde se efectuará la construcción es propiedad del Estado o ente promotor del proyecto (agregado).
- Mapa de localización del proyecto (agregado)
- Planos del proyecto (agregado)

Si se requieren conocer con más detalle los requisitos para formular un proyecto en este fondo, las páginas del Ministerio de Minas y Energía y del IPSE contienen

más información, así como la guía de formulación de proyectos que se encuentra en la página web de la UPME [4].

1.2.3 Programa de Normalización de Redes Eléctricas – PRONE.

Creado con los artículos 63 y 64 de la ley 812 de 2003, este programa busca financiar proyectos de instalación o adecuación de la red de distribución eléctrica junto con la instalación eléctrica interna incluyendo acometida y contador, en barrios subnormales. Esto con el fin de legalizar el servicio en zonas y barrios donde este se toma de manera ilegal. Este es un programa directo del Ministerio de Minas y Energía [1].

1.2.4 Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales – FAER

Creado por la ley 788 de 2002, este fondo tiene como objetivo expandir la cobertura de la red eléctrica en las zonas rurales que hacen parte del sistema interconectado nacional.

El comité que se encarga de la asignación de recursos está conformado por el Ministerio de Minas y Energía junto con la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME. Por esto los proyectos deben formar parte del plan de expansión del operador de red, en este caso de la Electrificadora de Santander y el aval de la UPME.

Al presentar un proyecto ante este fondo es necesario saber que se cuentan con la siguiente información y documentación:

- Carta de Presentación
- Registro BPIN

- Aval técnico y financiero del operador de red
- Certificado del operador de red sobre cumplimiento de normas técnicas
- Certificado de servidumbres
- Certificado de no presentación a otros fondos
- Análisis de costos y presupuestos
- Diseños y memorias de cálculo
- Planos técnicos

Los proyectos que se estudiarán en este proyecto son en zonas rurales de la provincia Guanentina del departamento de Santander, las cuales se encuentran dentro del sistema interconectado nacional, por tanto los proyectos se estructurarán siguiendo los requisitos necesarios para ser financiado por este fondo.

Por esta razón en el capítulo 6 de este libro se detallarán los requerimientos y toda la documentación necesaria para presentar de manera satisfactoria un proyecto ante este fondo. Además en los anexos se agregan los formatos de las diferentes cartas, certificados y demás documentos que sean necesarios [1].

1.3 Sistemas de generación de energía eléctrica no convencional.

Dentro de las diferentes opciones a ser estudiadas para la solución de los problemas de infraestructura eléctrica, están aquellas denominadas no convencionales. La generación fotovoltaica, generación eólica, plantas a partir de combustibles como el gas o el diésel son alternativas diferentes a la electrificación convencional. Para ello es necesario realizar los estudios tanto técnicos como financieros de estas alternativas para seleccionar la mejor opción.

A continuación se presentan los conceptos básicos de algunas de estas soluciones, y cuáles de ellas se pueden presentar en el departamento de Santander.

1.3.1 Generación fotovoltaica

Es una tecnología de generación que aprovecha la radiación solar y la convierte en energía eléctrica aprovechando el efecto fotovoltaico, esto se realiza en una celda fotovoltaica de material semiconductor.

El efecto fotovoltaico se produce al incidir la luz solar sobre la celda semiconductor, la energía de los fotones produce un movimiento de electrones entre dos regiones con diferentes concentraciones de electrones lo que produce el campo electrostático [5].

La eficiencia de la conversión obtenida por las células disponibles comercialmente (producidas a partir de silicio monocristalino y policristalino) está alrededor del 14%, pero según la tecnología utilizada varía desde el 6% de las células de silicio amorfo hasta el 14-22% de las células de silicio monocristalino. También existen las células multicapa, normalmente de arseniuro de galio, que alcanzan eficiencias del 30%. En laboratorio se ha superado el 43% con nuevos paneles experimentales.

La vida útil media a máximo rendimiento se sitúa alrededor de los 25 años, después de este tiempo la potencia entregada disminuye.

Al grupo de células fotoeléctricas para energía solar se le conoce como panel fotovoltaico. Los paneles fotovoltaicos consisten en una red de células solares conectadas como circuito en serie para aumentar la tensión de salida hasta el

valor deseado (usualmente se utilizan 12 V ó 24 V) a la vez que se conectan varias redes como circuito paralelo para aumentar la corriente eléctrica que es capaz de proporcionar el dispositivo; los paneles solares, pueden constituir pequeñas instalaciones eléctricas, entre 3 y 20 kW, como viviendas unifamiliares; proyectos de pequeña industria, entre 20 kW y 1 MW; o proyectos de parques solares que pueden generar entre 100 kW y 4 MW, y pueden ocupar grandes superficies.

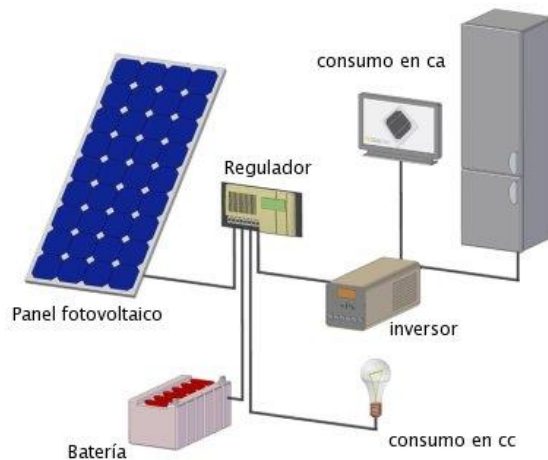
Los paneles solares son el componente principal de los sistemas, pero estos por si solos no logran el objetivo de llevar al usuario final la energía eléctrica, para cumplir dicha meta es necesario que otros dispositivos como reguladores, inversores, baterías entre otros, se integren al sistema.

Los reguladores de voltaje se encargan de controlar la tensión de salida de los paneles solares y entregarla a las baterías para su almacenamiento, posteriormente pasa al inversor el cual se encarga de transformar y elevar la tensión de 12 VDC/24 VDC a 110 VAC para que finalmente pueda ser utilizada por los usuarios.

Se considera amigable con el medio ambiente pues además de usar energía solar, que a escala humana se considera una fuente inagotable, el impacto ambiental es menor comparado con otras formas de generación.

La siguiente gráfica muestra cómo está constituido básicamente un sistema fotovoltaico [6]:

Figura 2: Componentes de un sistema solar fotovoltaico



Fuente: <http://www.adrformacion.com>

1.3.2 Generación basada en combustible diésel.

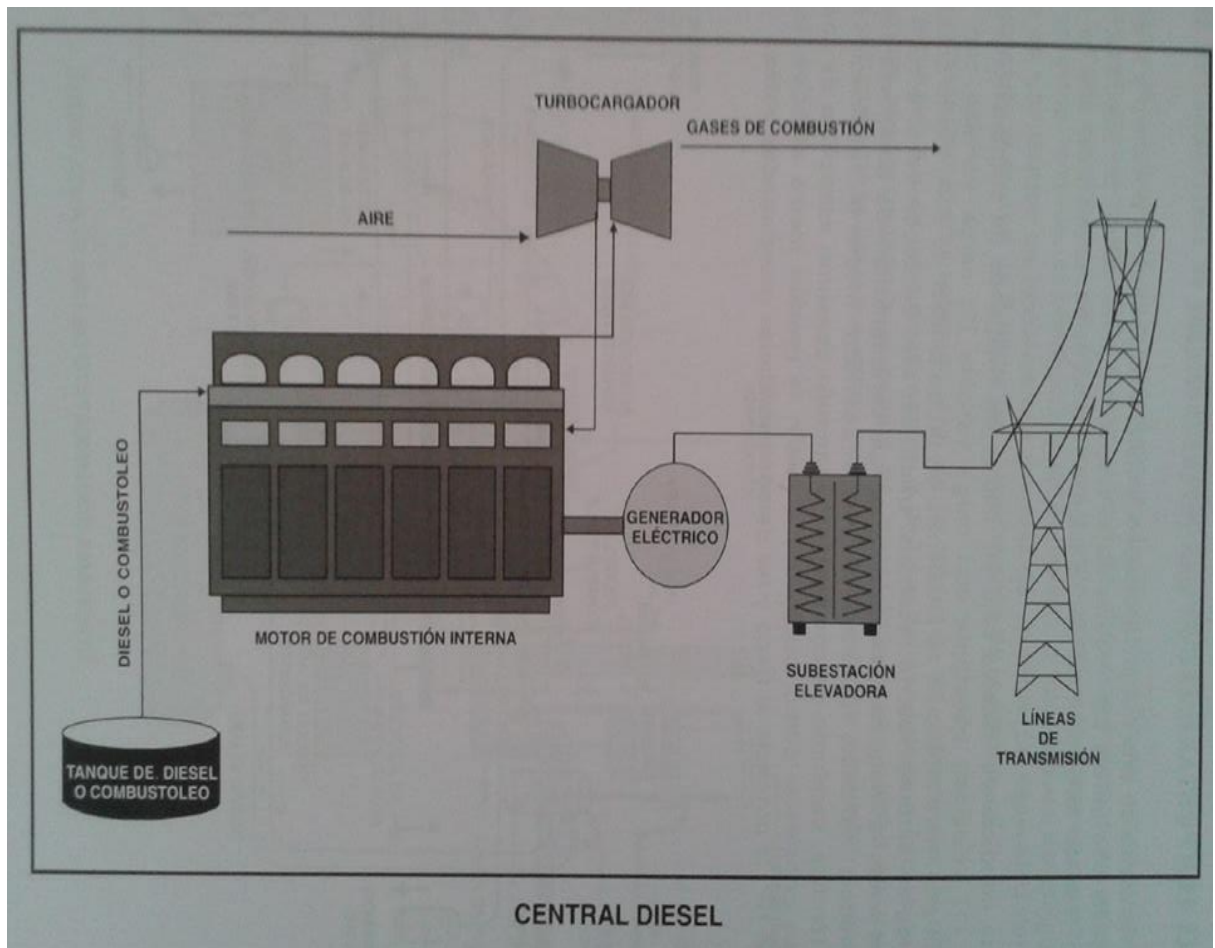
Esta forma de generación eléctrica tiene como base un motor de combustión diésel el cual mueve los ejes de un generador eléctrico. Las máquinas diésel usan inyección de combustible directa en el interior del cilindro. Como no tiene bujías para producir chispa, toman el aire, lo comprimen y entonces se inyecta el combustible directamente en la cámara de combustión.

Las plantas eléctricas diésel principalmente se instalan en zonas donde el suministro de combustible y agua es bajo, para servicios de emergencia y como respaldo para la continuidad del servicio.

Se anotan como ventajas su diseño e instalación simple, no se necesita mucha agua para enfriamiento, bajas pérdidas, menor costo de combustible, arranque rápido, se requiere menos supervisión y para pequeñas capacidades es muy eficiente.

Entre lo negativo se destaca los altos costos de mantenimiento y operación, el alto costo del combustible en Colombia, el tiempo de vida útil de las plantas puede ser bajo, el ruido que producen y que no se pueden construir proyectos a gran escala [7].

Figura 3: Componentes de una central diésel



Fuente: Tecnologías de generación de energía eléctrica. E Harper

1.3.3 Otras formas de generación de energía eléctrica

- **Plantas eólicas**

Este es un sistema de conversión que transforma la energía del viento en energía eléctrica. Este sistema usa turbinas de aire para hacer esta conversión usando palas o hélices. Finalmente la energía mecánica se transforma en energía eléctrica usando un generador [8].

Estos sistemas se caracterizan por ser flexibles y requerir bajos costos de mantenimiento, además provee energía limpia.

La cantidad de electricidad del viento se puede calcular conociendo la densidad anual del viento basada en la disponibilidad de datos de distribución del viento. Estos valores de densidad van desde unos 10 W/m^2 hasta unos 41000 W/m^2 . Estas turbinas se diseñan para velocidades de viento entre 2,5 a 25 m/s. La eficiencia de la conversión puede ser del 35% [9].

En Colombia las velocidades de los vientos no son muy altas. Según datos suministrados por el IDEAM al UPME en la Guajira las velocidades pueden ir entre 5 m/s y los 11 m/s haciéndola apta para este tipo de generación. El resto del país presenta valores muy bajos [11]. En el anexo A se agrega el mapa de velocidades de vientos en Colombia. En Santander según estos datos de la UPME las velocidades del viento rara vez sobrepasan los 2 m/s, por lo cual no es una zona apta para la generación eólica [10].

2 ESTADO DEL ARTE EN COLOMBIA Y SANTANDER DE LAS SOLUCIONES ENERGÉTICAS PROPUESTAS

Las soluciones de electrificación rural en el departamento de Santander en su gran mayoría, constituyen el uso de la red convencional, esto gracias a que el departamento se encuentra dentro de la zona interconectada del país. En casi un 100% los cascos urbanos de los 87 municipios cuentan con sistema de electrificación y se ha avanzado en el sector rural.

Aunque la red convencional es la que más se usa, en el departamento también se ha intentado introducir otras soluciones.

En este capítulo se presenta el estado del arte de la energía solar fotovoltaica y generación basada en plantas a partir de combustible diésel en Colombia, haciendo énfasis en los proyectos que se están llevando a cabo en el departamento; así como también se incluyen las tecnologías actuales disponibles en Santander para desarrollar instalaciones fotovoltaicas y diesel, además se presentan sus características y precios.

Por último se presenta el estado actual de la cobertura de infraestructura eléctrica en el departamento.

2.1 Energía solar

Este tipo de energía entre sus ventajas tiene que es inagotable, renovable y su utilización es libre de contaminación. Pero presenta desventajas como lo son su naturaleza intermitente, variabilidad fuera del control humano y baja densidad de potencia [12].

La energía solar se transforma en otras fuentes de energía como la biomasa, la energía eólica, el calor y la electricidad.

En Colombia sus aplicaciones más desarrolladas son:

- El calentamiento de agua (para uso doméstico, industrial y recreacional)
- Generación de electricidad (a pequeña escala)
- Secado solar de productos agrícolas (a muy pequeña escala)
- Destilación solar de agua de mar u otras aguas no potables (a muy pequeña escala)

2.1.1 Antecedentes históricos

- **Calentadores solares**

A mediados del siglo XX en Santa Marta fueron instalados calentadores en las casas de los empleados de las bananeras.

En los años 60 en la Universidad Industrial de Santander fueron instalados calentadores solares domésticos de origen israelí para estudiar su comportamiento.

Hacia finales de los 60 y principios de los 70 instituciones universitarias (La Universidad de los Andes, La Universidad Nacional en Bogotá, La Universidad del Valle, entre otras.) y fundaciones (como el Centro Las Gaviotas) dieron las bases para instalar calentadores solares domésticos y grandes sistemas de calentamiento de agua para uso en centros de servicio comunitario.

A mediados de los 80, se dió una aplicación masiva de calentadores en urbanizaciones en Medellín, urbanizaciones en Bogotá y el Palacio de Nariño, los cuales fueron desarrollados y fabricados por el centro Las Gaviotas.

A mediados de los 80, varias empresas nacionales en Bogotá, Medellín y Manizales fabricaron e instalaron calentadores solares en estas ciudades. Además varios conventos se unieron a esta aplicación en energía al igual que la cadena hotelera (Hoteles Dann).

A finales de los 80, el programa PESENCA (Programa Especial de Energía de la Costa Atlántica), introdujo calentadores solares en la Costa Atlántica y desarrolló un campo experimental en Turipaná, Córdoba; allí se realizaron pruebas y ensayos para determinar la eficiencia de estos sistemas. A partir de esto se dio origen a las normas sobre calentadores solares, idea con la cual siguió el ICONTEC (Instituto Colombiano de Normas Técnicas) y que ha dado origen a las normas existentes en el país sobre tales dispositivos.

Hasta 1996 se habían instalado 48 901 m² de calentadores solares principalmente en Medellín y Bogotá, y en barrios con financiación del Banco Central Hipotecario. Actualmente la industria de calentadores solares ha decaído y está a la espera de una crisis energética que le dé posibilidad de resurgir.

- **Sistemas fotovoltaicos.**

En Colombia este campo ha estado dirigido hacia el sector rural, ya que a nivel económico es más rentable a largo plazo en comparación con el precio de los combustibles y los costos de operación y mantenimiento de redes.

Esto inició a comienzo de los 80 con el programa de Telecomunicaciones Rurales de TELECOM. Con este programa se instalaron generadores fotovoltaicos de 60 Wp para radio teléfonos rurales. Este programa siguió creciendo y llegó a instalar de 3 a 4 Wp para las antenas satelitales.

Actualmente se emplean sistemas solares en repetidoras de microondas, estaciones remotas, bases militares, entre otras aplicaciones.

En los programas de electrificación rural, el sistema convencional para hogares aislados consta de un panel solar de 50 a 70 Wp, una batería entre 60 y 120 Ah y un regulador de carga. Estos sistemas cubren las necesidades básicas de los campesinos. Estos programas se ven afectados por los costos elevados de instalación en las zonas aisladas.

En los últimos años, se han instalados muchos sistemas con fuerte financiación del Estado haciendo uso de recursos como el SGR (Nuevo Sistema General de Regalías), FAZNI (Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las zonas no interconectadas), FAER (Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas). El IPSE (Instituto para las Promoción de Soluciones Energéticas) es la institución que lidera las acciones del Estado en la energización del campo colombiano. Según registros de esta institución, actualmente se encuentran instalados más de 15 000 sistemas. Por otro lado también implementa soluciones híbridas, en las cuales brinda un respaldo a la solución fotovoltaica mediante plantas diesel.

Entre los ejemplos que se tienen a nivel nacional se pueden nombrar:

- Sistema solar de 2,8 kWp instalado por el antiguo ICEL (Instituto Colombiano de Energía Eléctrica, hoy IPSE) en la Venturosa, Vichada en 1996. Este sistema suministra energía a 120 V AC a una comunidad de 12 familias y un centro escolar.
- Sistema fotovoltaico de 3-4 kWp del Oleoducto Caño limón – Coveñas. En operación desde hace más de 20 años.

2.1.2 Recurso energético en Colombia

El siguiente cuadro muestra la radiación solar en las diferentes zonas o regiones del país.

Tabla 1: Radiación solar en Colombia por regiones.

Región del país	Radiación Solar (kWh/m ² /año)
Guajira	2 000 - 2 100
Costa Atlántica	1 730 - 2 000
Orinoquía-Amazonía	1 550 - 1 900
Región Andina	1 550 - 1 750
Costa Pacífico	1 450 - 1 550

FUENTE: UPME

A nivel mundial el máximo valor de radiación solar que se puede medir es 2 500 kWh/ m²/año. De acuerdo con este dato, en Colombia varía entre 58% en la Costa Pacífica y 84% en la Guajira. Es importante resaltar que a diferencia de otras regiones del mundo, la variación mensual de la radiación global es pequeña, lo que permite que los sistemas de acumulación de energía sean de capacidad reducida.

2.1.3 Proyectos desarrollados en Santander

- **Proyecto piloto de energía solar**

Proyecto desarrollado por la Electrificadora de Santander –ESSA- para dar suministro de energía a zonas aisladas del departamento. Las instalaciones se realizaron en las escuelas para dar un mayor servicio a la comunidad.

Las características de la instalación son:

- ✓ 4 paneles de 130 W.
- ✓ 6 baterías de 2 V – 400 A.
- ✓ 1 controlador electrónico de 12 Vdc – 40 A.

- ✓ 1 inversor de voltaje de 12 Vdc a 120 Vac – 400 W.
- ✓ 1 celda de control.

Veredas beneficiadas con este proyecto:

- ✓ Socorrito (municipio: El Peñón).
- ✓ Quebrada Larga (municipio: Vélez).
- ✓ Caño Bonito (municipio: Vélez).
- ✓ Puerto Rico (municipio: Vélez).
- ✓ La Sarca (municipio: Vélez).
- ✓ La Guinea (municipio: Bolívar).
- ✓ La Ahuyamera (municipio: Bolívar).
- ✓ Mata de Guadua (municipio: Sucre).
- ✓ El Pescado (municipio: Sucre).
- ✓ Rio Blanco (municipio: Landázuri).
- ✓ El mirador (municipio: Landázuri).
- ✓ La Honda (municipio: Simacota).
- ✓ Togui (municipio: El Peñón).

- **Otros Proyectos**

- ✓ Oiba: el municipio cuenta con 18 viviendas que tienen servicio de energía a partir de paneles fotovoltaicos. El plan de gobierno actual contempla un proyecto a desarrollar para ampliar este servicio a 30 usuarios más, los cuales están distantes de la red eléctrica [13].
- ✓ Industrias Partmo está generando su propia energía eléctrica con su nueva y novedosa planta solar de 30 kW DC suministrada e instalada por Sensstech en Bucaramanga. Los paneles fueron ubicados en los parqueaderos de la empresa y así cumplir la doble labor: generar energía y cubrir los autos de los rayos solares.

- ✓ Se firma convenio para desarrollar proyecto solar fotovoltaico más eólico de 5,5 kW en el cañón del Chicamocha (PANACHI).
- ✓ Se desarrollará en Santander el Megaproyecto PSIS 3 MW. Se tratará de una planta solar FV de 3 MW que se instalará en la zona metropolitana de Bucaramanga. Participarán Industrias Partmo, Findeter, Petroco, Gobernación de Santander, Programa Bucaramanga sostenible y Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible [14].

2.1.4 Tecnología existente

Comercialmente se encuentran diversos modelos con características normalizadas y específicas según su fabricante [15] [16] [17] [18] [19] [20] [21] [22] [23] [24] [25] [26] [27] [28] [29] [30] [31] [32] [33] [34] [35] [36] [37] [38] [39] [40] [41]:

Tabla 2: Paneles solares comerciales.

PANELES SOLARES							
Distribuidor /Fabricante	Modelo	Potencia Max [W]	Tensión [V]	Tecnología Celdas	Garantía 100% [Años]	Garantía 90% [Años]	Precio [\$]
Electrosolar de Colombia s.a.s	SR-175;SR-20	20 – 175	12	Monocristalino	5	25	170 000 – 1 490 000
Solutechnia – Soluciones con Energía	YB156M36-150 W/	40 – 150	12	Monocristalino	2	25	160 000 – 600 000
Solutechnia – Soluciones con Energía	YB125M72-200 W	200	36	Monocristalino	5	25	700 000
Solutechnia – Soluciones con Energía	YB156P36-860 W	60 – 120	12	Policristalino	2	25	225 000 – 487 500
Kyocera	KC-130TM	130	12	Policristalino		20	596 000
Kyocera	KD135GX-LPU	135	12	Policristalino		20	700 000
Kyocera	KD235GX-LPB	235	12	Policristalino		20	1 116 000
Kyocera	KC-40-T	40	12	Policristalino		20	180 700
SHARP	NT-175U1	175	24	Policristalino		25	1 448 000
SHARP	DEBAJO DE-Q250W2 PV	250	24	Policristalino		25	727 000
SHARP	ND-N2ECUC	142	12	Policristalino		25	1.048.000
SHARP	ND-U230C1	230	12	Policristalino		25	1.697.000
EvergreenSolar	ES-A-210FA3	210	12	Monocristalino	5	25	885.000
EvergreenSolar	ES-A-195-FA2	195	24	Policristalino	5	25	1.053.000
EvergreenSolar	ES-A-200	200	24	Policristalino	5	25	1.320.500

Fuente: Páginas web de los fabricantes y distribuidores

Tabla 3: Reguladores comerciales

REGULADORES DE TENSIÓN					
Distribuidor	Modelo, Marca	Tensión [V]	Corriente [A]	Garantía [Años]	Precio [€]
Electrosolar de Colombia s.a.s	WAGAN TECH	12\24	10\20	1	150 000 – 110 000
Electrosolar de Colombia s.a.s	WAGAN TECH	12	5\20	3	85 000 – 170 000
Solutechnia	SunForce-60031	12	10		128 800
Phocos	CML05-CML08-CML15 -CML20	12\24	5\20		111 430
Phocos	CXN10-CXN20-CXN40	12\24	10\40		130 587- 259 890
Morningstar	PS-15M-48 V	12\24\48	15	5	339 000
Morningstar	TS-45	12\24	15	5	274 000
Morningstar	SL-20L-12 V	12\24	10\20	5	215 000
Blue Sky Energy	SB3024iL	12\24	30\40		631 580
Blue Sky Energy	SB2512iX	12	25		383 573
Apollo Solar	Apollo Solar T80	12\24\36 \48	80	5	1 509 000
Victron Energy	BLUESOLAR DUO 12/24-20	12\24	20		320 500

Fuente: Página web de los fabricantes y distribuidores.

Tabla 4: Inversores comerciales

INVERSORES					
Distribuidor	Modelo, Marca	Tensión Ent [Vdc]	Tensión Sal [Vac]	Potencia [W]	Precio [\$]
Electrosolar de Colombia s.a.s	WAGAN	12	110 V/60 Hz	200 – 1 500	95 000 – 470 000
Xantrex	Xantrex – RS3000	12	120 V/240 V/60 Hz	3 100/3 300	2 995 000
Xantrex	Xantrex – TR1512	12	120 V/60 Hz	1 500	1 319 000
Xantrex	Xantrex – 806-1220	12	120 V/60 Hz	600/1 000/2 000	902 000
Exeltech	Exeltech – XP250	12	120 V/60 Hz	250	862 000
Exeltech	Exeltech – XP1100	12	120 V/240 V/60 Hz	1100	1 873 000
Victron Energy	Victron Phoenix – C12/1200	12	230 V/50 Hz	1200	1 351 000
Victron Energy	Victron Phoenix – C24/1600	24	230 V/50 Hz	1600	2 045 000
Samlex Latina	Salmex-PSE-12275 ^a	12	120 V/60 Hz	2750	1 380 000
Samlex Latina	Salmex-PSE-24175 ^a	24	120 V/60 Hz	1750	606 900

Fuente: Página web de los fabricantes y distribuidores.

Tabla 5: Baterías comerciales

BATERIAS						
Distribuidor	Marca, Modelo	Tensión [V]	Capacidad [Ah]	Vida Útil [Años]	Tipo	Precio [\$]
ENERSYS	PowerSafe	12	150	2	Plomo Acido	590 000
ENERSYS	PowerSafe	12	92	2	Plomo Acido	420 000
Solutechnia – Soluciones con Energía	SunStone Power-MLG12- 33	12	33	12	Gel	187 800
Solutechnia – Soluciones con Energía	SunStone Power-MLG12- 55	12	55	12	Gel	262 750
Solutechnia – Soluciones con Energía	SunStone Power-MLG12- 150	12	150	12	Gel	635 500
Solaronline.es	Rolls-24HT-80	12	80	10	Plomo Acido	458 200
Solaronline.es	Rolls –T12-250	12	200	10	Plomo Acido	1 080 700
Solaronline.es	Trojan-24-Gel	12	77		Gel	591 900
Victron Energy	Victron Energy – VGEL12V/60Ah	12	99		Gel	432 000
Solaronline.es	Trojan-IND9	6	500 -799		Estacionarias	2 180 000
Solaronline.es	TAB-4OpzS	6*2	458	15	Estacionarias	2 311 400
Solaronline.es	HAKER – Enersys TVS-4	6*2	300-499	15	Estacionarias	2 572 000

Fuente: Página web de los fabricantes y distribuidores.

2.2 Plantas diesel

El uso de plantas diesel en Colombia está directamente relacionado con las zonas no interconectadas al sistema eléctrico. Lugares como la zona del Orinoco, Amazonía o Guajira hacen uso de este servicio, pues son sitios muy alejados de las redes eléctricas actualmente instaladas en el país, además porque aunque el precio de energía bajo esta instalación es bastante costosa, es aún más económica en comparación con el tendido de red hasta estos lugares, incluso hay que tener en cuenta que no es rentable pues la demanda existente no justifica su construcción.

En Santander las plantas diesel son utilizadas más como respaldo al sistema eléctrico de construcciones específicas, como clínicas, universidades, almacenes de cadena, industrias e incluso urbanizaciones residenciales que como única fuente de suministro de energía. Esto es debido a que el departamento hace parte de la zona interconectada del país, por tanto es rentable y económicamente viable la construcción del tendido de red eléctrica en comparación con la instalación de estos sistemas a base de combustibles.

2.2.1 Tecnología existente

La capital del departamento cuenta con una sucursal de CUMMINS, empresa líder en el mercado en cuanto a diseño, fabricación, reparación y distribución de, entre otras cosas, plantas diesel.

La tecnología que ofrecen es la siguiente [42]:

Tabla 6: Plantas diesel comerciales.

Potencia a 60 Hz

Modelo	kVA Emerg. (ESP) 60 Hz	kW Emerg. (ESP) 60 Hz	kVA Principal (ESP) 60 Hz	kW Principal (ESP) 60 Hz	Dimensiones grupo abierto (mm) l x a	Peso* (kg)	Tipo de motor	Depósito (L)
C12 D6	15	12	13	11	1667 x 930	569	X2.5G4	150
C16 D6	20	16	18	15	1667 x 930	569	X2.5G4	150
C20 D6	25	20	22	18	1667 x 930	582	X2.5G4	150
C30 D6	37.5	30	33.8	27	1753 x 930	875	X3.3G2	175
C30 D6	37.5	30	33.8	27	1753 x 930	645	4BT3.3G3	107
C35 D6	43.8	35	40	32	1753 x 930	910	X3.3G2	175
C35 D6	43.8	35	40	32	1753 x 930	705	4BT3.3G3	107
C40 D6	50	40	45	36	1754 x 930	706	4BT3.3G3	107
C50 D6	62.5	50	56.3	45	1753 x 930	776	4BT3.3G3	107

* Sin combustible

** No aplicable, sólo conjunto cerrado

Potencia a 60 Hz

Modelo	kVA Emerg. (ESP) 60 Hz	kW Emerg. (ESP) 60 Hz	kVA Principal (ESP) 60 Hz	kW Principal (ESP) 60 Hz	Dimensiones grupo abierto l x a (mm)	Peso* (kg)	Tipo de motor	Depósito (L)
C70 D6	88	70	81	65	1950 x 1046	1050	4BTA3.9G2	107
C100 D6	125	100	113	90	1977 x 1046	1200	4ISBeG1	107
C125 D6e	156	125	141	113	2656 x 1100	2027	QSB7G5	530
C135 D6	169	135	153	122	2404 x 1100	1206	6BTA5.9G2	310
C150 D6e	188	150	169	135	2656 x 1100	2071	QSB7G5	530
C175 D6e	219	175	200	160	2656 x 1100	2128	QSB7G5	530
C200 D6e	250	200	225	180	2656 x 1100	2226	QSB7G5	530
C225 D6	281	225	256	205	2686 x 1300	2000	6CTAA8.3G2	376
C250 D6	313	250	281	225	3135 x 1100	2570	QSL9G5	569
C275 D6	344	275	313	250	3549 x 1100	2570	QSL9G5	569
C300 D6	375	300	344	275	3549 x 1100	2570	QSL9G5	569
C350 D6	438	350	400	320	3549 x 1100	3563	NTA855G3	674
C400 D6	500	400	456	365	3549 x 1100	3683	NTA855G5	674
C450 D6	563	450	513	410	3433 x 1500	4022	QSX15G9	811
C500 D6	625	500	563	500	3433 x 1500	4220	QSX15G9	811

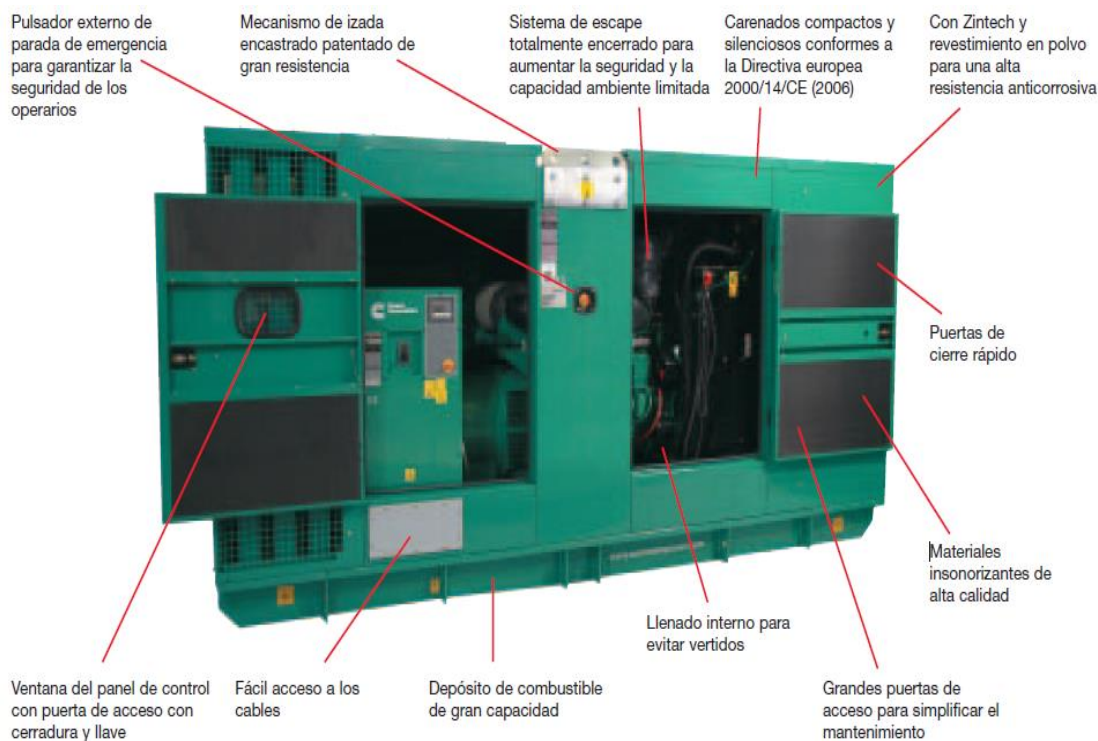
Potencia a 60 Hz

Modelo	kVA Emerg. (ESP) 60 Hz	kW Emerg. (ESP) 60 Hz	kVA Principal (ESP) 60 Hz	kW Principal (ESP) 60 Hz	Dimensiones grupo abierto l x a (mm)	Peso* (kg)	Tipo de motor
C600 D6	754	603	681	545	3875 x 1423	5665	VTA28G5
C750 D6	938	750	850	680	4414 x 1738	6823	QSK23G3
C800 D6	1000	800	906	725	4414 x 1738	6823	QSK23G3
C900 D6	1156	925	1044	835	4460 x 1640	6117	QST30G3
C1000 D6	1265	1012	1150	920	4547 x 1722	8000	QST30G4
C1000 D6B	1276	1020	1160	928	4470 x 1785	8350	KTA38G4
C1250 D6	1588	1270	1400	1120	5690 x 2033	10075	KTA50G3
C1500 D6	1931	1545	1608	1286	5866 x 2033	10326	KTA50G9
C2000 D6	2500	2000	2281	1825	6175 x 2286	15366	QSK60G6
C2250 D6A	2813	2250	N/A	N/A	6175 x 2494	17217	QSK60G9
2500 DQLC	3375	2700	3044	2435	5458 x 2251	23000	QSK78G6

Fuente: Página web Cummins

- **Grupos cerrados**

Figura 4: Planta Diésel – Grupo Cerrado.



Fuente: Página web Cummins

Tabla 7: Grupos Cerrados de Plantas Diesel Comerciales

Potencia a 60 Hz

Modelo	kW alim. reserva 60 Hz	Dimensiones (mm) l x an x al	Peso [^] (kg)	Niveles de ruido		Depósito (L)
				dBA a 1 m [*]	dBA a 7m [*]	
C11 D6	11	1454 x 769 x 1417	638	74	64	75
C12 D6	15	2082 x 930 x 1448	894	75	65	150
C16 D6	20	2082 x 930 x 1448	894	75	65	150
C20 D6	25	2082 x 930 x 1448	907	75	65	150
C25 D6	24	2124 x 969 x 1575	933	80	70	107
C30 D6	30	2242 x 967 x 1513	1235	TBA	TBA	175
C30 D6	30	2124 x 990 x 1575	1029	80	70	107
C35 D6	35	2242 x 967 x 1513	1270	TBA	TBA	175
C35 D6	35	2244 x 969 x 1575	1029	80	70	107
C40 D6	40	2245 x 969 x 1575	1029	80	70	107
C50 D6	50	2244 x 969 x 1575	1100	80	70	107
C70 D6	70	2280 x 1084 x 1478	1690	80	70	107
C100 D6	100	2343 x 1084 x 1478	1840	84	75	107
C125 D6e	125	3900 x 1100 x 2062	2947	80	72	513
C135 D6	135	2920 x 1136 x 1710	2102	83	74	310
C150 D6e	150	3900 x 1100 x 2062	2991	80	72	513
C175 D6e	175	3900 x 1100 x 2062	3108	TBA	TBA	513
C200 D6e	200	3900 x 1100 x 2062	3206	TBA	TBA	513
C225 D6	225	3581 x 1360 x 2170	3296	83	75	376
C250 D6	250	4254 x 1424 x 2215	3924	80	72	569
C275 D6	275	4254 x 1424 x 2215	4147	80	72	569
C300 D6	300	4254 x 1424 x 2215	4147	80	72	569
C350 D6	350	5110 x 1563 x 2447	4975	81	74	811
C400 D6	400	5110 x 1563 x 2447	5095	81	74	811
C450 D6	450	5110 x 1563 x 2447	5672	82	75	811
C500 D6	500	5110 x 1563 x 2447	5776	84	77	811

* Con una carga del 75% a menos que se indique lo contrario ** Con una carga del 100% ^ Sin combustible # Próximo producto

Fuente: Página web Cummins

2.3 Cobertura de energía en Santander

Tomando como base la información contenida en los diferentes planes de desarrollo municipal del actual período de mandato de cada uno de los alcaldes, además de alguna información a través del operador de red, se realizó la siguiente síntesis del estado actual de la cobertura eléctrica en cada uno de los municipios del departamento.

- Provincia Comunera

Tabla 8: Cobertura de energía en la provincia comunera

MUNICIPIO	COBERTURA DE ENERGÍA
CHIMA	88% (El 12% no cuenta con energía, equivalente a 140 casas). En el sector urbano existe la capacidad para futuras ampliaciones.
CONFINES	Cobertura total del 86%
CONTRATACIÓN	Sector urbano= 98,63%. Sector rural=92,3%
EL HATO	cobertura del 84,6%
GALÁN	Sector urbano= 98%. Sector rural=70%. Alumbrado público=60%
GÁMBITA	Cobertura del 70,8%
GUACAMAYO	Sector urbano=100%. Sector rural=84,19%
GUADALUPE	Cobertura del 97%
GUAPOTÁ	No se encuentran datos específicos.
OIBA	Sector urbano=100%. Sector rural=95,7%.
PALMAR	Sector urbano=100%. Sector rural=95%
PALMAS DEL SOCORRO	Sector urbano=95,15%. Sector rural= 93,42%.
SANTA HELENA DEL OPÓN	No se encuentran datos específicos.
SIMACOTA	Cabecera=98,8%. Centro poblado=90%. Rural disperso=81%
SOCORRO	El 98,5% cuenta con el servicio.
SUAITA	Sector urbano=100%. Sector rural=93%

Fuente: PDM de los respectivos municipios.

- Provincia García Rovira

Tabla 9: Cobertura de energía en la provincia García Rovira.

MUNICIPIO	COBERTURA DE ENERGÍA
CAPITANEJO	Cobertura del 91,3%. Sector urbano=96,72%. Sector rural=84,6%
CARCASÍ	-
CEPITÁ	Cobertura del 100%. Alumbrado público=95%.
CERRITO	Cobertura del 94%.
CONCEPCIÓN	Sector urbano=99,55%. Sector rural=85.61%
ENCISO	84,2%. Sector urbano=95,11%. Sector rural=82%
GUACA	Cobertura de 97,8%.
MACARAVITA	Sector urbano=100%. Sector rural=85%
MÁLAGA	Sector urbano=100%. Sector rural=95%
MOLAGAVITA	No se encuentran datos específicos
SAN ANDRÉS	Total=92,3%. Cabecera=99%. Centros poblados=98,73%. Rural disperso= 89,1%
SAN JOSÉ DE MIRANDA	Cobertura del 85%
SAN MIGUEL	No se encuentran datos específicos

Fuente: PDM de los respectivos municipios.

- Provincia Guanentina

Tabla 10: Cobertura de energía en la provincia Guanentina

MUNICIPIO	COBERTURA DE ENERGÍA
ARATOCA	Cobertura de 89,9%. Sector urbano=100%. Sector rural=92,74%
BARICHARA	Sector urbano=100%. Sector rural=80%
CABRERA	Sector urbano=100%. Sector rural=89,66%
COROMORO	Sector urbano=100%. Sector rural=80%
CURITÍ	Sector urbano=98,73%. Sector rural=89,03%
CHARALÁ	Sector urbano=98%. Sector rural=77%
ENCINO	Sector urbano=100%. Sector rural=89%
JORDÁN	Sector urbano=100%. Sector rural=90%
MOGOTES	Sector urbano=97,13%. Sector rural=73,27%. Además algunos usuarios (2) cuentan con suministro de energía a partir de kerosene. Otros usuarios (183) aún utilizan velas para iluminación
OCAMONTE	Sector urbano=100%. Sector rural=93%
ONZAGA	Cobertura del 64%
PÁRAMO	Sector urbano=97,5%. Sector rural=81,27%
PINCHOTE	No se encuentran datos específicos.
SAN JOAQUÍN	Sector urbano=97,14%. Sector rural=69,08%
SAN GIL	Sector urbano=99,06%. Sector rural=95,59%
VALLE DE SAN JOSÉ	Sector urbano=100%. Sector rural=90%.
VILLANUEVA	Sector urbano=98%. Sector rural=85%

Fuente: PDM de los respectivos municipios.

- Provincia de Mares

Tabla 11: Cobertura de energía en la provincia de Mares

MUNICIPIO	COBERTURA DE ENERGÍA
BARRANCABERMEJA	No se encuentran datos específicos
BETULIA	Cabecera=99,4%. Centro poblado=97,95%. Rural disperso=98,2%
EL CARMEN DE CHUCURÍ	Cabecera=99,21%. Centro poblado=93,1%. Sector rural=82,55%. Alumbrado público=50%. Cobertura total del 84,93%
PUERTO WILCHES	Cobertura del 93,48%.
SABANA DE TORRES	No se encuentra información
SAN VICENTE DE CHUCURÍ	Cobertura del 90,39%. Urbana=99,17%. Rural=
ZAPATOCA	Cobertura del 97,02%

Fuente: PDM de los respectivos municipios.

- Provincia de Soto

Tabla 12: Cobertura de energía en la provincia de Soto

MUNICIPIO	COBERTURA DE ENERGÍA
BUCARAMANGA	Cobertura del 99,85%
CALIFORNIA	No se encuentran datos específicos.
CHARTA	Cobertura del 75% en área rural. Darles energía a 50 usuarios rurales y ubicar 30 luminarias para el servicio de alumbrado público urbano y rural.
EL PLAYÓN	Centro poblado=98,68%. Sector rural=80,98%
FLORIDABLANCA	Cobertura rural=96,61%
GIRÓN	Cobertura del 99,69%. El sector restante tiene energía a partir de vela, kerosene o energía solar.
LEBRIJA	No se encuentran datos específicos.
LOS SANTOS	Cobertura del 95,53%
MATANZA	Sector urbano=100%. Sector rural sin datos específicos.
PIEDECUESTA	No se encuentran datos específicos.
RIONEGRO	Cobertura del 79,81%.
SANTA BÁRBARA	Cobertura del 83,02%. Sector urbano=100%. Sector rural=79,96%.
SURATÁ	Sector urbano=91,93%. Sector rural=81,14%
TONA	Sector urbano=100%. Sector rural=90,3%
VETAS	Sector urbano=99,43%. Sector rural=96,91%

Fuente: PDM de los respectivos municipios.

- Provincia de Vélez

Tabla 13: Cobertura de energía en la provincia de Vélez.

MUNICIPIO	COBERTURA DE ENERGÍA
AGUADA	Sector urbano=100%. Sector rural=60%
ALBANIA	Sector urbano=100%. Sector rural=87,5%
BARBOSA	Cobertura del 99%
BOLÍVAR	Sector urbano=100%. Sector rural=63,79%
CIMITARRA	Cobertura del 85,1%
EL PEÑÓN	Cobertura total del 62%. Sector urbano=100%. Sector rural=51%
CHIPATÁ	Cobertura del 91%.
FLORIÁN	Sector urbano=99%. Sector rural=89%.
GUAVATÁ	Cobertura del 93%
GUEPSA	Sector urbano=100%. Sector rural=94,8%.
JESÚS MARÍA	No se encuentran datos específicos.
LA BELLEZA	Sector urbano=100%. Sector rural=85%
LA PAZ	Sector urbano=100%. Sector rural=93,6%
LANDÁZURI	No se encuentran datos específicos.
PUENTE NACIONAL	Cobertura del 94,8%. Sector urbano=99,25%. Sector rural=89,19%
PUERTO PARRA	No se encuentran datos específicos.
SAN BENITO	Cobertura del 97%. Cabecera=100%. Centro poblado=92,86%. Rural disperso=96,59%
SUCRE	Cobertura del 85%. No cuenta con alumbrado público.
VÉLEZ	Sector urbano=100%. Sector rural=83,87%.

Fuente: PDM de los respectivos municipios.

- Otras fuentes de energía e iluminación
 1. Palmas del Socorro: El 90,9% de la energía es suministrada por el comercializador, el 1% a partir de velas y el 8,1% a partir de kerosene, petróleo y gasoil.
 2. San Joaquín: 183 usuarios hacen uso de la vela para la iluminación de la vivienda y 2 usuarios hacen uso del kerosene para su suministro de energía.
 3. Piedecuesta: Se plantea el desarrollo de un proyecto de energía solar que beneficiará a 20 familias del sector rural.
 4. Rionegro: 1 528 usuarios usan la vela, 142 el kerosene y 3 solar u otros para el suministro de energía.
 5. Tona: 167 familias del sector rural hacen uso del kerosene o la vela para la iluminación.

3 IDENTIFICACIÓN Y SELECCIÓN DE LOS PROYECTOS A ESTRUCTURAR

Luego de diferentes reuniones en la Gobernación de Santander y con diferentes alcaldías se recibió la documentación de diferentes proyectos de infraestructura eléctrica para ser estructurados con el convenio UIS – IPSE. Los proyectos recibidos son todos de la provincia Guanentina. Cada proyecto presenta una necesidad de electrificación rural en los municipios, y de acuerdo a la documentación recibida y al estado del proyecto se debe hacer una selección donde se priorizarán aquellos proyectos que puedan ser estructurados y presentados ante el fondo de financiación en corto plazo.

Para hacer de manera satisfactoria esta selección el proceso se realizará en dos fases; en la primera se realiza el levantamiento de la información existente de cada proyecto, esta información se organizará y evaluará, y con esta evaluación se realiza la siguiente fase que es la selección de los proyectos a estructurar.

3.1 Levantamiento de información

A través de las secretarías de infraestructura de los diferentes municipios se recibió la información existente de proyectos de infraestructura eléctrica. Las cartas de constancia de recepción de documentación por parte de cada alcaldía se muestran en el Anexo B.

Con la información que se tenga del proyecto y lo avanzado que este se encuentre se realiza la selección.

La información recibida en los diferentes municipios es la siguiente:

Tabla 14: Información proporcionada por los Entes Territoriales.

MUNICIPIO	DOCUMENTACIÓN
Mogotes	Listado de usuarios
Páramo	Listado de usuarios
Cabrera (Proyecto 1)	Listado de usuarios Planos de redes de media y baja tensión existente
Cabrera (Proyecto 2)	Listado de usuarios
Barichara	Listado de usuarios
Encino (Proyecto 1)	Listado de usuarios sin servicio de energía
Encino (Proyecto 2)	Listado de usuarios a menos de 100 metros de la red existente
San Gil	Listado de usuarios
Ocamonte	Listado de usuarios

Fuente: Autores

Es necesario que el proyecto a estructurar se encuentre dentro del plan de desarrollo municipal. Para resumir la información recibida y su relación con el plan de desarrollo se diseñó una ficha de diagnóstico por proyecto, con la información contenida en los planes de los diferentes alcaldes. A continuación se muestra la ficha diligenciada con la información del proyecto de Barichara.

De la misma manera se deben diligenciar las fichas de diagnóstico de cada uno de los proyectos recibidos

Tabla 15: Ficha fase diagnóstico Barichara.

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER – INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES <u>ENERGÉTICAS PARA LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS</u>	
1. Título del proyecto:	Proyecto de electrificación Veredas Arbolito, Butáregua, Carare, Guanénta, Guayabal, Llano de Higueras, Lubigára, Pino, Regadillo, San José Alto, San José Bajo y Santa Helena.
2. Departamento:	Departamento de Santander.
3. Municipio o zona a intervenir:	Municipio de Barichara
4. Plan nacional de desarrollo	<p>PND: Prosperidad Para todos. Más empleo, menos pobreza y más seguridad.</p> <p>Línea Estratégica Crecimiento sostenible y competitividad.</p> <p>Programa: Locomotoras para el crecimiento y la generación de empleo</p> <p>Subprograma: Desarrollo minero y expansión energética</p> <p>Meta: Fortalecimiento, consolidación y expansión del sector eléctrico. Energía para el desarrollo de la población más vulnerable</p>
5. Plan de desarrollo departamental	PDD: Gobierno de la gente
5.1. Nombre de la Línea Estratégica:	Santander competitivo y global.
5.2. Meta e Indicador de resultado que impacta el desarrollo del proyecto:	Mantener el ranking de competitividad departamental en el 4 lugar e incrementar las exportaciones y mejorar el sector de los servicios

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER –
INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES
ENERGÉTICAS PARA LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS**

Indicador: índice de competitividad

5.3. Nombre del programa:

Programa energía eléctrica

5.4. Nombre del subprograma:

No Aplica.

5.5. Meta e indicador de producto que impacta el desarrollo del proyecto:

Gestionar, apoyar y promover 2 proyectos de generación de energía hidráulica en Santander.

Indicador: N° de proyectos gestionados, apoyados y promovidos

Promover la adecuación o construcción de 2 centrales hidroeléctricas de baja generación en el departamento para dar apoyo, respaldo y confiabilidad al sistema de transmisión regional y a las finanzas del departamento.

Indicador: N° de centrales eléctricas promovidas

Conectar a 6000 usuarios a la electrificación rural en Santander

Indicador: N° de usuarios conectados

Abastecer de energía no convencional (fotovoltaica) a 300 viviendas del departamento.

Indicador: N° de viviendas con energía no convencional

Apoyar, promover y gestionar 10 proyectos de energía no convencional (fotovoltaica, eólica, biomasa, biodigestores u otros proyectos de energía alternativa para el departamento de Santander.

Indicador: N° de proyectos apoyados, promovidos y gestionados.

Diseñar, formular e implementar la política minero energética para el departamento de Santander.

Indicador: Política pública diseñada, formulada e implementada.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER –
INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES
ENERGÉTICAS PARA LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS**

5.6. Plan de desarrollo municipal:

“Barichara competitiva, social e incluyente.”

5.7. Nombre de la línea estratégica:

“Barichara social”.

5.8. Meta e indicador de resultado que impacta el desarrollo del proyecto:

Los servicios públicos serán objeto de juiciosa revisión con el fin de incrementar su calidad y cobertura, ya que se consideran un factor determinante de la calidad de las comunidades del casco urbano y el área rural

5.9. Nombre del programa:

- Mejoramiento de la infraestructura de los servicios públicos del área urbana del municipio de Barichara.
- Mantenimiento y adecuación de los equipamientos del área rural del municipio de Barichara

5.10. Nombre del subprograma:

NO APLICA

5.11. Meta e indicador de producto que impacta el desarrollo del proyecto:

OBJETIVO: Garantizar la cobertura y calidad en la prestación de los servicios públicos para la población residente en el área urbana del municipio de Barichara.

Garantizar el adecuado funcionamiento de los centros educativos, de salud y recreación, para ofrecer calidad y cobertura en la prestación de estos servicios básicos a la comunidad.

6. Condiciones actuales.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER –
INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES
ENERGÉTICAS PARA LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS**

6.1 Descripción de la situación actual: Recopilar datos estadísticos, económicos, y de los comportamientos de la población en general, las tendencias que se pueden observar, y los cambios que pueda traer consigo el desarrollo y ejecución del proyecto.

SERVICIOS DOMICILIARIOS BÁSICOS-ENERGÍA ELÉCTRICA:

Cobertura del 100%. Depende de la infraestructura de San Gil.

El alumbrado público es limitado a parques y a la iluminación de faroles sobre la fachada.

Cuenta con parte de alumbrado público.

Cobertura del 100%

6.2 Descripción del problema: identificar en cada una de las zonas de intervención cuales son las principales falencias o necesidades.

6.3 Descripción de causas y efectos directos e indirectos.

Entre las causas que se relacionan con la problemática descrita anteriormente se tienen:

Causas directas:

- Predios distantes de los puntos de conexión al sistema eléctrico.

Causas indirectas:

- Dispersión geográfica de viviendas rurales

Entre los principales efectos se encuentran los siguientes:

Efectos directos:

- Mayor consumo de energía.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER –
INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES
ENERGÉTICAS PARA LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS**

- Mejor calidad de vida para el porcentaje de usuarios alcanzados con el proyecto

Efectos indirectos:

- Mejoramiento de la calidad luminotécnica para un mejor desarrollo de las actividades nocturnas
- Mejor conservación de los alimentos.

6.4 Localización geográfica y caracterización demográfica de la zona donde se ubica problema o necesidad en forma directa.

El municipio de Barichara está ubicado en la parte sur–oriente del departamento de Santander, sobre una meseta inclinada al margen derecho de la cuenca hidrográfica del río Sogamoso.

Barichara es uno de los diecisiete municipios que conforman la Provincia Guanentina. Está ubicado a 21 kilómetros de San Gil, 9 kilómetros de Guane, 118 kilómetros de Bucaramanga capital del departamento y 445 kilómetros de la capital de la república (Bogotá)

ESTRUCTURA DEMOGRÁFICA

EDAD: El 35% de la población es menor de 15 años; el 45% se encuentra entre el rango de edades de 15 a 44 años y el 20% de la población es mayor de 44 años.

SEXO: El 49% de la población son mujeres y el 51% son hombres

DISTRIBUCIÓN ESPACIAL

CONCENTRACIÓN: El 26% de la población se encuentra localizada en el área urbana y el 74% en la zona rural.

DENSIDAD: Rural: 58 hab/km² – Urbano: 2.025 hab/km²

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER –
INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES
ENERGÉTICAS PARA LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS**

6.5 Caracterización del uso del suelo de la zona afectada por el problema o necesidad en forma directa. Características principales del tipo de suelo que presenta la zona de intervención,

COBERTURA Y USO DEL SUELO

En el municipio de Barichara se presentan cuatro tipos de uso del suelo:

TIERRAS ERIALES: Áreas de escasa vegetación (rastros) con procesos erosivos, predominan surcos, con zonas estériles.

USOS AGROPECUARIOS: Se clasifica en: mixtos, agricultura y ganadería

VEGETACIÓN NATURAL: Áreas con poca intervención humana.

SUELO URBANO: Comprenden los asentamientos humanos: cabecera municipal y corregimiento de Guane.

DIMENSIÓN ECONÓMICA

ESTRUCTURA ECONÓMICA: Las actividades productivas del municipio se han agrupado así:

SECTOR PRIMARIO

AGRÍCOLA: El 6% de las tierras están dedicadas a los cultivos permanentes y el 31% a cultivos anuales.

FORESTAL: El 22% de las tierras se componen de vegetación arbustiva de especies nativas.

PECUARIA: El 24% del área está dedicado a pastos para el ganado: vacuno, caprino y porcino, destacándose el ganado caprino.

MINERO: Se encuentran arenas silíceas y calizas.

SECTOR SECUNDARIO

Este sector está orientado básicamente hacia el área artesanal, el municipio cuenta con aproximadamente 177 microempresas.

SECTOR COMERCIO Y SERVICIOS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER –
INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES
ENERGÉTICAS PARA LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS**

Se cuenta con 122 establecimientos orientados básicamente al sector turismo y al sector financiero.

7. Descripción general del proyecto:

Electrificación de un núcleo de viviendas en zonas rurales.

7.1 Definición de objetivos y metas (generales y específicos). El objetivo general es la solución al problema mencionado anteriormente, dándole sentido positivo, se debe iniciar con un verbo que especifique la finalidad. Para los objetivos específicos tener en cuenta que van de acuerdo a las causas encontradas, por lo tanto se enfocarán en el mejoramiento de esas causas.

	OBJETIVO	META A CUMPLIR
GENERAL	Electrificar un núcleo de viviendas de áreas rurales, de diferentes veredas del municipio de Barichara	Llevar el servicio de energía eléctrica a cada uno de los habitantes del municipio de Barichara – Santander.
ESPECÍFICOS	Lograr que los usuarios relacionados de las siguientes veredas, puedan contar con el servicio de energía eléctrica: Arbolito, Butáregua, Carare, Guanénta, Guayabal, Llano de Higueras, Lubigára, El Pino, Regadillo, San José Alto, San José Bajo y Santa Helena.	Elaborar y consignar el proyecto en los fondos de inversión pública mediante la metodología exigida por estos, con el fin de ser financiado por ellos.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER –
INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES
ENERGÉTICAS PARA LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS**

Valorar y evaluar el proyecto de electrificación convencional más viable, para el suministro de energía eléctrica a los usuarios no interconectados del proyecto plan red eléctrica del municipio de Barichara.

Determinar el proyecto a presentar mediante una valoración y evaluación detallada de todos los factores técnicos, ambientales, económicos y sociales que lo componen y que lo catalogan como el más viable en su ejecución

Nota: Mencionar los objetivos que sean necesarios.

7.2 Justificación y antecedentes del proyecto. El porqué de la iniciativa de estructuración del proyecto. Mencionar si existen estudios realizados acerca del proyecto, y datos de origen de los proyectos.

Dadas las necesidades requeridas por la comunidad en el servicio de energía y el bajo nivel económico y social de la zona de influencia del proyecto, se plantea proyectar una alternativa que supla los requerimientos de la población.

7.3 Descripción de la población objetivo del proyecto. Describir la población encontrada en la zona objetivo, Información que será completada por la E3T con fuentes como el DANE y otras entidades.

Según los datos ofrecidos por la secretaría de planeación e infraestructura del municipio, el número de viviendas que no cuentan con servicio de energía eléctrica es de 33 usuarios, ubicados en las veredas Arbolito, Butáregua, Carare, Guanénta, Guayabal, Llano de Higuera, Lubigára, Pino, Regadillo, San José Alto, San José Bajo y Santa Helena.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER –
INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES
ENERGÉTICAS PARA LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS**

7.4 Identificación de la zona donde se ubica la población objetivo. Mencionar la zona y la Información adicional :

La zona se ubica en las veredas Arbolito, Butáregua, Carare, Guanénta, Guayabal, Llano de Higueras, Lubigára, Pino, Regadillo, San José Alto, San José Bajo y Santa Helena, del municipio de Barichara.

8. Definición y descripción breve de las alternativas de solución. Análisis de la alternativa de solución energética que se puede desarrollar, realizar la descripción general de la misma.

Nombre de la alternativa:

La alternativa de solución es a través de la energía tradicional.

Descripción:

Los puntos donde se buscan solución energética en esta zona, se encuentran cerca a la red eléctrica existente, luego la alternativa de solución es la ampliación de la red de distribución.

8.1 Desarrollo de las alternativas de solución (aplica para la alternativa definida en el numeral anterior)

8.2 Marco legal. Identifique la normatividad vigente que soporta el proyecto (normas urbanas, ambientales, laborales y de protección social, registros, protección intelectual y ambiental).

- Ley 143 de 1994, Ley eléctrica
- Ley 142 de 1994, Ley de servicios públicos domiciliarios.
- Ley 23 del 19 de diciembre de 1973, Código de recursos naturales y de protección al medio ambiente
- Decreto- Ley 2811 del 18 de diciembre de 1974, código nacional de

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER –
INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES
ENERGÉTICAS PARA LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS**

recursos naturales renovables y de protección al medio ambiente.

- Ley 99 del 22 de diciembre de 1993, Ley ambiental.
- Código sustantivo del trabajo.
- Ley 100 de 1993, sistema de seguridad social integral.
- Plan de desarrollo municipal-Barichara, 2012-2015.
- Plan de desarrollo departamental Santander en serio, 2012-2015.

9. Análisis del entorno.

9.1 Del bien y/o servicio.

El servicio de energía eléctrica se considera como un servicio básico e indispensable establecido por la ley. El operador de red debe garantizar en su mayoría, un servicio constante, una tensión promedio y cobrar por éste un valor acorde a la zona. Para la población rural se distribuye en tensiones de 127 V y 220 V.

9.2 Magnitud de la necesidad. Identifique la posible cobertura que tendrá el proyecto, número de usuarios que demandan el servicio.

Con este proyecto se verán beneficiados 33 usuarios.

9.3 Descripción de las actividades a desarrollar.

- Levantamiento de información técnica, social y ecológica, en el área de influencia del proyecto.
- Estudio y valoración y presentación del proyecto acorde a:
 - Situación actual
 - Situación esperada
 - Alternativas de solución
 - Política pública
 - Estudio legal

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER –
INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES
ENERGÉTICAS PARA LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS**

- Estudio de mercadeo
- Estudio de localización
- Estudio ambiental
- Estudio técnico
- Estudio de análisis de riesgo
- Estudio aspectos comunitarios
- Estudio financiero
- Evaluación financiera
- Evaluación económica y social

10. Análisis financiero

10.1 Presupuesto del proyecto. (Presupuesto general de obras, análisis de precios unitarios APU, certificado de predios y/o negociación de servidumbres)

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER –
INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES
ENERGÉTICAS PARA LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS**

Nº	ACTIVIDADES	UNIDAD	TIEMPO / SEMANAS	CANTIDAD	VALOR UNITARIO	VALOR PARCIAL	VALOR TOTAL
0	ESTRUCTURACION DE PROYECTO	und	13	1			
1	Definición conjunta IPSE-UIS de los proyectos a estructurar	und	1	1			
2	IDENTIFICACIÓN	Glb	2	1	\$ 400.000	\$ 400.000	\$ 400.000
3	Desarrollo de la fase de Preparación por Proyecto Seleccionado		7				\$ 22.998.000
3,1	Estudio Legal	und	1	1	\$ 800.000	\$ 800.000	
3,2	Estudio de Mercado	und	1	1	\$ 400.000	\$ 400.000	
3,3	Estudio de Localización	und	1	1	\$ 480.000	\$ 480.000	
3,4	Topografía	und	2	1	\$ 5.120.000	\$ 5.120.000	
3,5	Estudio Ambiental	und	3	1	\$ 7.400.000	\$ 7.400.000	
3,6	Estudio Técnico	und	4	1	\$ 6.048.000	\$ 6.048.000	
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	1	1	\$ 1.200.000	\$ 1.200.000	\$ 1.200.000
	TIEMPO TOTAL ESTRUCTURACION		13		COSTO TOTAL PARA ESTRUCTURACION		\$ 25.498.000

10.2 Estudio de sostenibilidad. (Analizar desde la perspectiva de las inversiones iniciales, el valor de las reposiciones de los activos, el nivel de recaudo, la demanda de energía proyectada, número de usuarios directos a beneficiar, costo unitario de la Energía y mencionar la necesidad de comprometer mayores recursos).

El desarrollo sostenible busca compatibilizar una alta productividad para abastecer a una humanidad creciente y la preservación de recursos para las próximas generaciones.

La búsqueda de la sostenibilidad y el desarrollo sostenible busca integrar factores económicos, sociales, culturales, políticos y ecológicos.

En esta región es necesario efectuar inversiones iniciales para este proyecto por 448.000.000 de pesos, lo cual implementado apropiadamente arrojaría

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER –
INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES
ENERGÉTICAS PARA LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS**

33 usuarios directamente beneficiados, esto refleja que si se busca un mejor resultado es indispensable comprometer mayor número de recursos, para ampliar la cobertura del servicio de energía y mejorar los ingresos de la población de la zona de influencia del proyecto.

10.3 Cronograma de ejecución del proyecto.

CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES PARA LA ESTRUCTURACION DEL PROYECTO PLAN RED ELECTRICA DEL MUNICIPIO DE BARICHARA

Nº	ACTIVIDADES	Año 2012								Año 2013									
		Noviembre				Diciembre				Enero				Febrero					
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4		
0	ESTRUCTURACION DE PROYECTO																		
1	Definición conjunta IPSE-UIS de los proyectos a estructurar																		
2	IDENTIFICACIÓN																		
3	Desarrollo de la fase de Preparación por Proyecto Seleccionado																		
3,1	Estudio Legal																		
3,2	Estudio de Mercado																		
3,3	Estudio de Localización																		
3,4	Topografía																		
3,5	Estudio Ambiental																		
3,6	Estudio Técnico																		
3,7	Análisis de Riesgos																		
3,8	Estudio Aspectos Comunitarios																		
3,9	Estudio Financiero																		
4	EVALUACION																		
4,1	Evaluación Financiera																		
4,2	Evaluación Económica y Social																		
5	Requisitos Generales de Presentación del Proyecto ante Fondos de Financiación																		

Nota: Los colores corresponden a la semana de ejecución de la respectiva actividad.

10.4 Identificación de beneficios. Defina, describa y cuantifique los beneficios generados con el proyecto tanto económico como social, así como el número de beneficiarios o usuarios del mismo, para cada año del horizonte de evaluación.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER –
INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES
ENERGÉTICAS PARA LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS**

Los beneficiarios mejorarán su calidad de vida y contarán con servicio de energía, para realizar actividades en las horas de la noche, tales como lectura, esparcimiento, entre otras.

Se contará con el uso de equipos eléctricos para mejorar la producción de artículos agrícolas, ganaderos y mineros.

33 familias contarán con mejores condiciones de vida aprovechando las oportunidades que le garanticen una sostenibilidad económica y social, bajo el concepto de desarrollo sostenible

11. Riesgos. Identifique los posibles riesgos para el desarrollo del proyecto.

La infraestructura vial del municipio es bastante incipiente, por lo tanto sus zonas se pueden considerar apartadas, lo cual hace difícil su acceso, factor que se debe tener en cuenta en los desplazamientos requeridos. Con altos índices de pobreza pueden representar un riesgo en pérdidas y extorsiones económicas a las personas que requieran permanecer en el área. El conflicto armado en esta zona es de bastante incidencia y es recomendable mantener un bajo perfil evitando vincularse en las situaciones socio-políticas de la región. Las condiciones ambientales son las propias de una zona de clima caliente, con temperaturas altas con las enfermedades infectocontagiosas propias de la zona, la presencia de animales venenosos es media-alta y se deben tomar precauciones para evitar cualquier incidente.

Fuente: Grupo de trabajo convenio UIS-IPSE

La otra ficha que se diseñó, es la ficha de revisión del proyecto usando Excel®. Tomando como base cada uno de los estudios que se deben realizar en la etapa de preparación del proyecto explicada en el capítulo uno, se revisan y chequean

cada uno de los documentos que sean entregados de cada proyecto que muestren cuáles de estos estudios están hechos con anterioridad y cuáles no. Para determinar, en el proyecto elegido, exactamente cuáles documentos y estudios deben hacerse antes de presentar el proyecto. Además se busca establecer si el proyecto fue presentado previamente ante o por el IPSE, o ante algún fondo de financiación, cuál es la situación actual del proyecto y si contribuye a la política pública. Con esta ficha se realizará la evaluación del proyecto para seleccionar aquel o aquellos que seguirán en el proceso de estructuración.

La siguiente gráfica muestra la ficha de revisión que se diligenció con la información recibida del proyecto de electrificación rural de Barichara. Así como esta, se diligenciaron las fichas de los demás proyectos presentados a ser evaluados.

Tabla 16: Ficha de formulación de proyecto Barichara

ESTRUCTURACIÓN DE PROYECTOS ENERGÉTICOS SOSTENIBLES EN LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS DE LOS DEPARTAMENTOS DE GUAJIRA, SANTANDERES Y SUR DE BOLIVAR INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS PARA LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS – IPSE UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER – UIS			
Nombre del proyecto	PROYECTO PLAN RED ELECTRICA DEL MUNICIPIO DE BARICHARA		
Entidad proponente	MUNICIPIO DE BARICHARA	Impacto del proyecto	Departamental
Ingeniero formulador	MARTIN ALONSO ALMONACID DURAN	Teléfono o Email de contacto	planeacionbarichara@gmail.com

¿Presentado a concepto técnico del IPSE?	NO		Concepto	Devuelto para ajustes
¿Presentado a viabilidad financiera en la UPME?	NO		Concepto	Devuelto para ajustes
Fondo de financiación	FAER		Código del proyecto (fondo)	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
Fecha formulación	15	Nov	2012	Fecha Presentación al IPSE 21 Nov 2012
Alineación del proyecto con políticas	Municipales			
REQUISITOS PREINVERSIÓN				
FORMULACIÓN				
IDENTIFICACIÓN				
Contribución del proyecto a la política pública	NO		Situación deseada (Definición del objetivo)	NO
Situación actual (Definición del problema)	NO		Alternativa de solución	NO
PREPARACIÓN-ESTUDIOS				
Estudio legal				
Plan de desarrollo	SI		Plan de ordenamiento territorial	NO
Régimen tributario (tasas)	NO		Tasas Retributivas Ambientales	NO
Legislación laboral (salarios, prestaciones, contrataciones, etc.)	NO		Leyes, decretos, ordenanzas, acuerdos, Resoluciones.	NO
Licencias (exploración,	NO		Contratos de concesión	NO

construcción, demolición, etc.)				
Otras normas	NO			
Estudio de mercado				
Estudio de la demanda del bien o servicio	NO		Estudio de la oferta del bien o servicio	NO
Estudio de localización				
Ubicación	NO		Fuerzas locacionales	NO
Estudio ambiental				
Estudios técnicos			Requisitos generales	
Diagnóstico ambiental de alternativas	NO		Ubicación del proyecto en áreas del SINAP o reservas forestales	NO
Estudio de impacto ambiental	NO		Consulta comunidades indígenas y afrocolombianas	NO
Plan de manejo ambiental y/o permisos	NO		Audiencias públicas ambientales	NO
Estudio técnico				
Condiciones generales Generación diesel	NO		Condiciones generales Generación solar	NO
Distribución	SI		Transformación	SI
Análisis de riesgos				
Identificación de los riesgos ambientales	NO		Identificación de escenarios de riesgos	NO
Evaluación de los riesgos ambientales	NO		Estimación de la probabilidad y frecuencia de los riesgos	NO
Evaluación del riesgo por	NO			

entorno				
Estudio aspectos comunitarios				
Identificación de la participación de la comunidad en la veeduría	NO		Señalización de algunos proyectos de la misma naturaleza de la actual alternativa de solución ejecutados por el ente responsable.	NO
Relación del tipo de concertación y coordinación que se ha dado o se dará entre el ente responsable del proyecto, otras instituciones involucradas y la comunidad.	NO		Participación de la comunidad.	NO
Estudio financiero				
Cuadro de costos de las alternativas			Cuantificación y valoración de ingresos y/o beneficios	
Etapa de pre inversión	NO		Cuantificación y valoración de ingresos y/o beneficios	NO
Etapa de operación y mantenimiento	NO			
Etapa de inversión	NO			
EVALUACIÓN				
Evaluación financiera			Evaluación económica y social	
Identificación de la tasa	NO		Identificación de la RPC en	NO

de interés de oportunidad			los ingresos y/o beneficios de la alternativa de solución	
Identificación de la tasa interna de retorno	NO			
Relación del CAE financiero	NO		Identificación de la RPC en la depreciación de activos fijos de la alternativa de solución	NO
Indicador de costo por unidad de capacidad	NO			
Indicador de costo por beneficiario	NO			
COSTOS DE INVERSIÓN				
Calculo del costos estimado de la Inversión	NO			
Requisitos generales de presentación del proyecto ante fondos de financiación				
FAER – Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas rurales del SIN	NO		FAZNI – Fondo de Apoyo a Zonas No Interconectadas	NO
SGR – Sistema General de Regalías	SI			

Fuente: Grupo de trabajo convenio UIS-IPSE

3.2 Evaluación y selección de los proyectos

Con la información recopilada y las fichas desarrolladas se procede a evaluar cada uno de los proyectos, esto con el fin de seleccionar aquellos que tengan mayores probabilidades de ser aprobados en el plazo inmediato. Se evaluará de acuerdo a dos criterios principales, a estos criterios se les asignará una calificación de 0

(cero) a 5 (cinco), siendo cinco la mejor calificación, teniendo en cuenta los asuntos:

- Clasificación de impacto de cobertura, en el que se evalúa el número de viviendas beneficiadas con el proyecto. El valor con el que este criterio será evaluado es el siguiente:

Tabla 17: Calificación por número de usuarios

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

Fuente: Grupo de trabajo convenio UIS – IPSE

- Calificación de requerimientos para estructuración: Para este criterio se toma el promedio ponderado de la evaluación a 5 aspectos dentro de la estructuración. Los 5 aspectos son los siguiente junto con la forma de calificación:

✓ Valor de la estructuración, equivale al 50% de la calificación

Tabla 18: Calificación por costo de estructuración

Rango de Costos \$		Calificación
-	20 000 000	5
20 000 001	40 000 000	4
40 000 001	60 000 000	3
60 000 001	80 000 000	2
80 000 001		1

Fuente: Grupo de trabajo convenio UIS – IPSE

- ✓ Tiempo de la estructuración, equivale al 5% de la calificación

Tabla 19: Calificación por tiempo de estructuración.

Rango de meses		Calificación
-	1,0	5
1,1	2,0	4
2,1	3,0	3
3,1	4,0	2
4,0		1

Fuente: Grupo de trabajo convenio UIS – IPSE

- ✓ Valor de la Inversión, equivale al 5% de la calificación

Tabla 20: Calificación por valor de 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

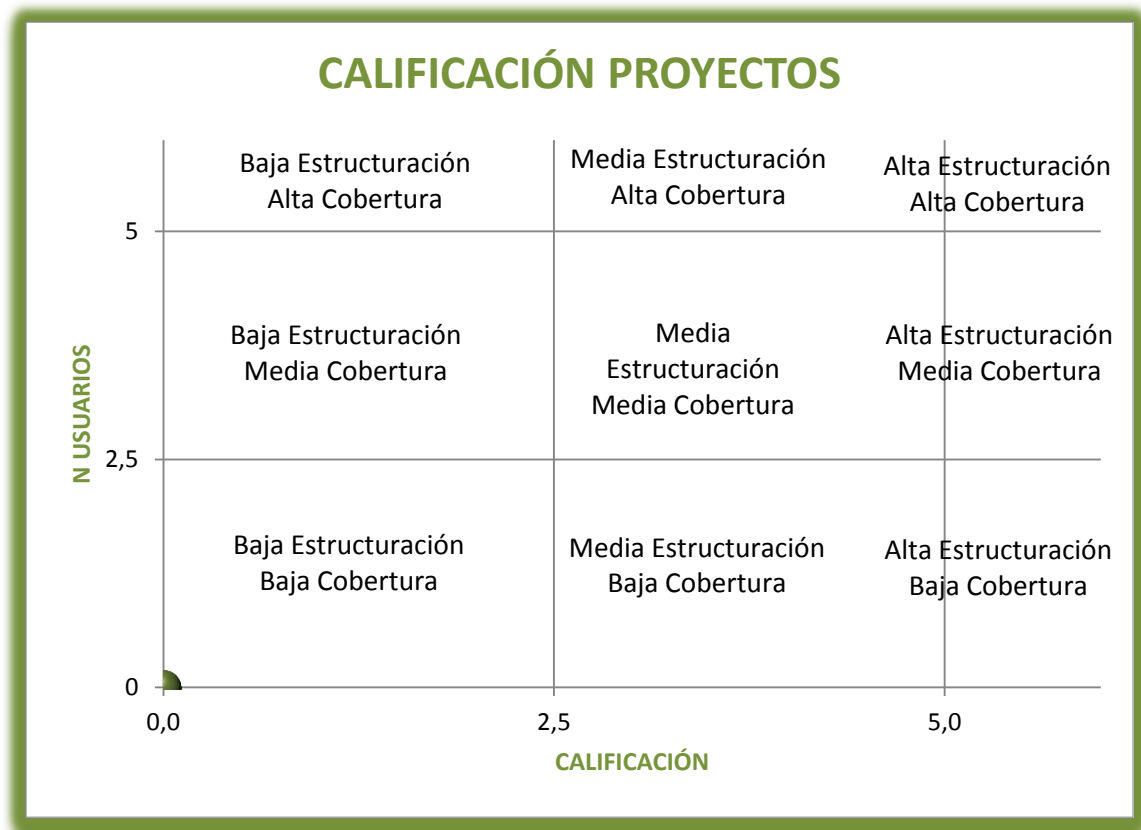
Fuente: Grupo de Trabajo Convenio UIS – IPSE

- ✓ Requisitos de pre inversión, que corresponde al 35% de la calificación en donde se analiza si el proyecto ya cuenta con cada uno de los pasos de la pre inversión del proyecto explicados en el capítulo 1.

- ✓ Requisitos ante el fondo de financiación, que corresponde al 5% de la calificación, en donde se chequean qué requisitos que exige el FAER se están cumpliendo previamente.

Luego de tener las dos calificaciones de estos criterios, estas se ubican en una matriz que corresponde al primer cuadrante de un eje de coordenadas, donde a la abscisa se le asigna la calificación de los criterios de estructuración y a la ordenada la calificación de los criterios de usuarios, ubicándose de la siguiente manera:

Figura 5: Matriz de calificación de proyectos



Fuente: CONVENIO UIS-IPSE

La calificación que obtiene la documentación recibida del proyecto de Barichara de acuerdo a los criterios explicados anteriormente es la siguiente.

Tabla 21: Calificación proyecto Barichara.

CALIFICACIÓN IMPACTO DE COBERTURA		
Cobertura (No de viviendas)	32	
CALIFICACIÓN IMPACTO COBERTURA	4,0	Ordenada
CALIFICACIÓN DE REQUERIMIENTOS PARA ESTRUCTURACIÓN		
CALIFICACIÓN DE REQUERIMIENTOS PARA ESTRUCTURACIÓN	2,4	100%
VALOR DE LA ESTRUCTURACIÓN (\$)	25 498 000	50%
Calificación del valor de la estructuración	4,0	
TIEMPO DE ESTRUCTURACIÓN (MESES)	3	5%
Calificación del tiempo de la estructuración	3,0	
REQUISITOS PREINVERSIÓN	0%	35%
Calificación de los requisitos de pre inversión	0,0	
VALOR INVERSIÓN	448 000 000	5%
Calificación valor de inversión	5,0	
REQUISITOS ANTE FONDOS DE FINANCIACIÓN	0%	5%
Calificación de los requisitos ante fondos de financiación	0,0	

Fuente: Grupo de trabajo convenio UIS – IPSE

La calificación de todos los proyectos presentados en el departamento de Santander se resume en la siguiente tabla:

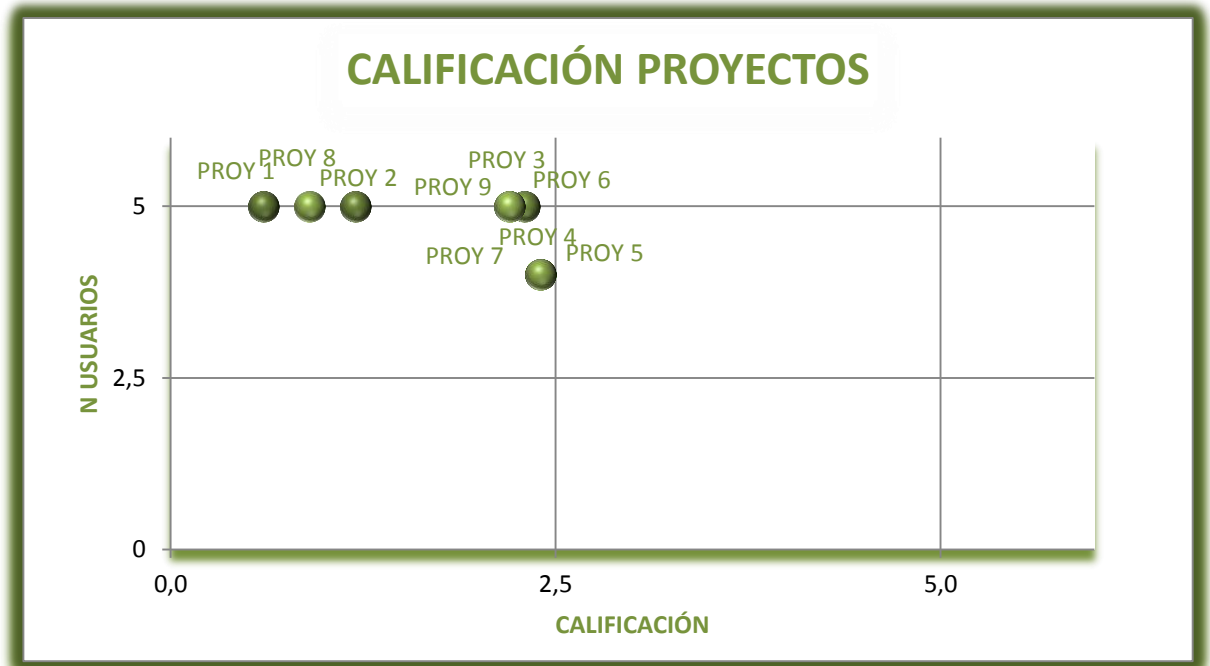
Tabla 22: Calificación proyectos en Santander

No.	Proyecto	Calificación Estructuración	Rango Usuarios	Valor Fase Estructuración	Tiempo - Meses	Valor Inversión
1	Mogotes	0,6	5	163 702 000	4,1	5 992 000 000
2	Paramo	1,2	5	64 935 000	3	2 030 000 000
3	Cabrera 1	2,3	5	33 525 000	3	770 000 000
4	Cabrera 2	2,4	4	27 243 000	3	518 000 000
5	Barichara	2,4	4	25 498 000	3	448 000 000
6	Encino 1	2,2	5	39 109 000	2,8	994 000 000
7	Encino 2	2,4	4	27 941 000	3	546 000 000
8	San Gil	0,9	5	101 929 000	2,7	3 514 000 000
9	Ocamonte	2,2	5	36 317 000	3,2	882 000 000

Fuente: Grupo de trabajo convenio UIS – IPSE

La matriz de evaluación queda la siguiente manera:

Figura 6: Matriz de calificación de proyectos – Resultados.



Fuente: Autores

Este resultado es para priorizar los proyectos de acuerdo a suposición en la matriz de evaluación diseñada. Se priorizó el criterio de estructuración, así que aquellos que tuvieran mejor calificación en este criterio, y que además tuvieran una buena calificación en cobertura serán aquellos que se seleccionarán para ser estructurados.

Por tal razón de los nueve proyectos presentados en Santander se dará prioridad a los proyectos de Cabrera-2, Encino-2 y Barichara.

A manera de ilustración, en este libro será estructurado el proyecto de Barichara, de hecho como se notó las fichas de la evaluación corresponden a este proyecto.

4 FORMULACIÓN DEL PROYECTO DE INVERSIÓN

Luego de contar con toda la información de cada proyecto y de haber priorizado los proyectos, se procede a estructurar aquellos que fueron seleccionados siguiendo la metodología general ajustada de la formulación de proyectos de inversión propuesta por el Departamento Nacional de Planeación y explicado en el primer capítulo.

También se tiene en cuenta cumplir con los requisitos que exige el FAER, por ser el fondo ante el cual se presentarán los proyectos estructurados.

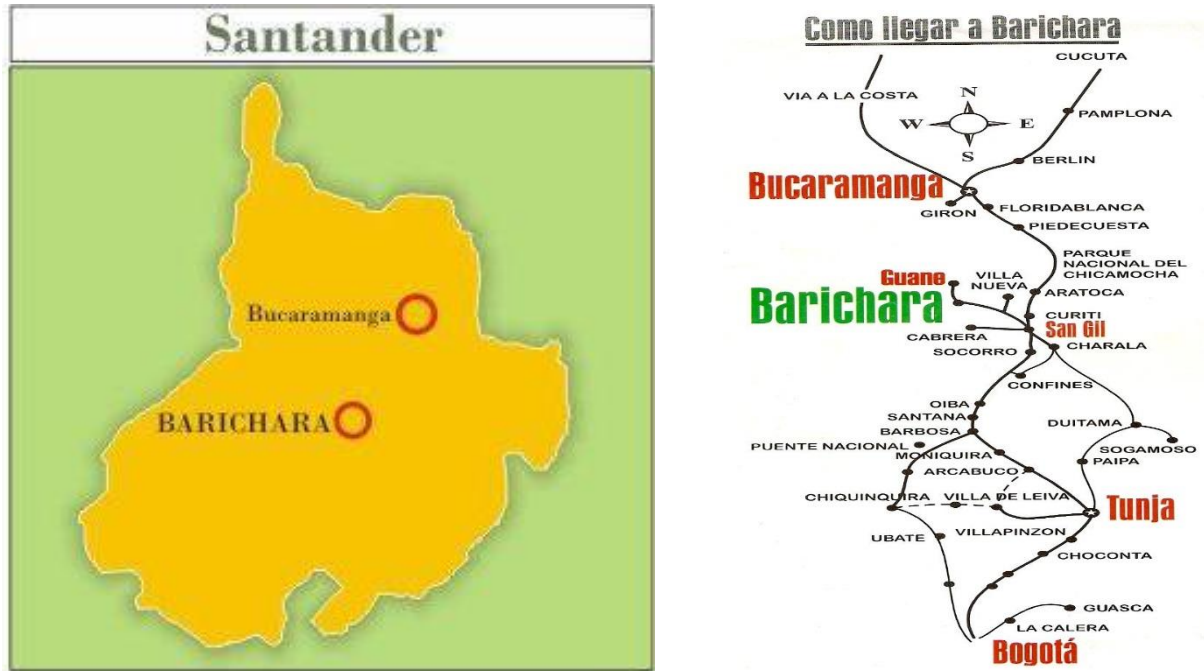
Como se dijo en el capítulo anterior, como ejemplo aplicativo se escogió el proyecto de Barichara, el cual se desarrolla detalladamente en los próximos capítulos.

4.1 Proceso de identificación del proyecto

4.1.1 Localización del proyecto

El municipio de Barichara se encuentra ubicado un poco al sur y oriente en la provincia Guanentina del Departamento de Santander en medio de la zona más turística del departamento, limitando son los municipios de Villanueva y San Gil por el oriente, Galán y Zapátoca por el Occidente y Cabrera por el sur. Siendo este uno de los municipios más turísticos del departamento, inclusive cuenta con un Festival Internacional de Cine. Sus coordenadas de ubicación son: Latitud 6°38'20" Norte, Longitud 73°14'59" Oeste, con una altitud sobre el nivel del mar de 1336 M.S.N.M. [43].

Figura 7: Ubicación de la Zona del Proyecto Estructurado.



Fuente: Sitio web alcaldía de Barichara

Tan sólo el 26% de la población de Barichara habita el casco urbano, luego la mayor parte de ella se encuentra en las zonas rurales en donde la principal actividad económica es la agrícola, la pecuaria y pequeña minería de calizas.

4.1.2 Situación actual – árbol del problema

Aunque el porcentaje de electrificación en Barichara es alto, el municipio plantea en su plan de desarrollo llevar el servicio de energía eléctrica a ciertas veredas y familias que aún no cuentan con el servicio, y busca implementar también soluciones energéticas alternativas, principalmente fotovoltaica y biocombustible, pero hace falta investigación en estos. También es necesario mejorar y actualizar la red convencional existente en algunos sectores.

Los nuevos usuarios de energía eléctrica que se busca beneficiar con este proyecto se ubican en las veredas de Arbolito, Butaregua, Carare, Guanentá, Guayabal, Llano de Higuera, Lubigará, Pino, Regadillo, San José Alto, San José Bajo y Santa Helena.

- **Problema central:** El problema específico a solucionar es que 33 familias de las veredas mencionadas en el párrafo anterior, no cuentan en su mayoría con el servicio de energía eléctrica en sus domicilios, y los que cuentan con algún tipo de energía eléctrica, parte de la infraestructura y por ende el servicio son insuficientes por lo que necesitan ser mejorados.

- **Causas:** entre las principales causas de este problema se cuentan
 - La ubicación geográfica de los predios mencionados, la mayoría de ellos se encuentran alejados en el sector rural, distantes algunos de ellos de la red convencional.
 - La dispersión de la viviendas rurales, es otro factor que causa que algunas de ellas no tengan aún el servicio de energía eléctrica, esto hace que llevar la línea de distribución a estos lugares se dificulte ya sea por geografía o por economía.
 - La falta de voluntad política de algunas administraciones anteriores, en ejecutar planes ya propuestos y solucionar problemas ya planteados de cobertura rural eléctrica. También se podría añadir en esta causa la falta de presupuesto para desarrollar estos proyectos.

- **Efectos:** entre los principales efectos de este problema se podrían mencionar:

- Menor calidad de vida de estas familias, al no poder utilizar con facilidad aquellos electrodomésticos básico en la vida familiar, principalmente los que corresponden a la cocina. Agregamos que no se puede hacer una buena conservación de alimentos
- Menor calidad de iluminación en la zona, lo que podría generar inseguridad, ya sea por ladrones o por animales.
- Dificultad al desarrollar algunas actividades económicas como pequeñas industrias del agro, procesamientos de alimentos y otros que puedan requerir el uso de motores eléctricos

4.1.3 Situación esperada

Al desarrollar estos proyectos, siempre se busca el mejoramiento de la calidad de vida de los nuevos usuarios al suministrarles el servicio de energía eléctrica, lo que ayuda al desarrollo no solo individual sino también del país.

- **Objetivo principal:** Llevar el servicio de energía eléctrica y mejorar la infraestructura existente a 33 núcleos familiares de las veredas Arbolito, Butaregua, Carare, Guanentá, Guayabal, Llano de Higueras, Lubigará, Pino, Regadillo, San José Alto, San José Bajo y Santa Helena en el Municipio de Barichara.
- **Medios:** Como se dijo anteriormente los medios son las causas vueltas positivas:
 - Extender la red convencional de energía eléctrica, para que esta pueda llegar a los sitios alejados que aún no la tienen.
 - Estructurar proyectos donde se puedan usar energías alternativas como la fotovoltaica o el uso de generadores diésel, en lugares donde llevar la red eléctrica convencional sea difícil o económicamente inviable

- Compromiso de la alcaldía y Gobernación para que estas familias puedan tener el servicio de energía eléctrica a través de los fondos de financiación creados para esto y aprovechando la intercesión del IPSE y la UIS
- **Fines:** estos son los efectos vistos de manera positiva:
 - Mejorar la calidad de vida de estas 33 familias de la zona rural de Barichara, pues tendrán acceso al uso de electrodomésticos necesarios para su normal desarrollo, como el uso de refrigeración para sus alimentos y de medios de comunicación y tecnología.
 - Iluminar las zonas aledañas a las viviendas familiares, mejorando no solo estéticamente el lugar, sino que principalmente darle un poco de seguridad a estos lugares.
 - Mejorar la economía de estas familias, dándole la oportunidad de poder usar máquinas eléctricas u otros elementos eléctricos en sus actividades ya sean agrícolas, producción de alimentos o comercio en general.

4.1.4 Alternativas de solución

Para cumplir de manera satisfactoria con estos objetivos se plantea estructurar 3 soluciones, para ser analizadas y seleccionar aquella que presente una mejor solución a estas familias, así como la que tenga mayor probabilidad de ser aprobada por el fondo de financiación. Las tres alternativas son:

- Generación e instalación eléctrica basado en energía solar fotovoltaica
- Generación eléctrica a través de motores generadores a base de diésel

- Extensión de la red eléctrica convencional hasta los sitios donde se ubican las familias que se van a beneficiar, esto aprovechando que la región se encuentra dentro de la zona interconectada del país.

Se aclara que no se decidió estructurar y analizar proyecto de generación eléctrica eólica o usando motores a gas. La primera debido a que de acuerdo a estudio de hechos por la UPME, así como de proyectos anteriores en la UIS [10]. La zona donde se encuentra ubicado el departamento de Santander no cuenta con las velocidades de vientos necesarias para una generación eólica confiable que justifique la inversión. La segunda opción, generación a gas, no se toma en cuenta pues la zona no cuenta con depósitos donde actualmente se extraiga este combustible, y para poder usar sería necesario llevar un gasoducto desde Barrancabermeja lo que incrementaría los gastos.

4.2 Análisis de las alternativas de solución

En esta sección se muestran los diseños de las diferentes alternativas de solución. En la Norma ESSA [44] se establece que la carga mínima por usuario rural debe ser de 0.8 kW, pero se considera que con este valor se ofrece un servicio limitado; por tanto se propone un diseño más ajustado a las necesidades.

La carga para cada usuario se tomará como 2 kW, esto con el fin de suplir realmente las necesidades básicas de los nuevos usuarios.

4.2.1 Solución solar fotovoltaica

En este estudio inicialmente se tomaron los datos de radiación solar. Esta información fue suministrada por la UPME, en el cual se encuentra un estudio con los valores de radiación solar para el territorio colombiano. (Ver Anexo C).

Los datos para Barichara son [45]:

Tabla 23: Radiación promedio en Colombia.

Mes	Radiación promedio [$W \cdot h/m^2$]
Enero	4 250
Febrero	4 750
Marzo	4 500
Abril	4 250
Mayo	4 600
Junio	4 850
Julio	5 300
Agosto	4 800
Septiembre	4 750
Octubre	4 800
Noviembre	4 500
Diciembre	4 300

Fuente: UPME “Mapas de radiación solar”

En estos datos se puede observar que el mes con menor radiación es abril. Por tanto será el mes a considerar para el diseño solar fotovoltaico, esto con el fin de garantizar que el sistema supla energía en todo el año sin sufrir contratiempos.

4.2.1.1 Determinación de la inclinación de los paneles

Para el diseño se tomará como día medio el 15 de abril. Con este valor se harán los cálculos.

Tabla 24: Datos requeridos para inclinación de los paneles.

Día del año	$n_{\text{día}} = 105$ 15 Abril
Radiación	$H = 4250$ [W/m ²]
Latitud del Sitio	$\phi = 6.63889$
Reflectividad del piso	$P_r = 0.3$

Fuente: Autores.

Fórmulas a utilizar para determinar el ángulo de inclinación del panel de acuerdo a la radiación recibida por estos.

Declinación [δ]

$$\delta = 23.45 \cdot \sin \left[360 \cdot \left(\frac{284 + n_{\text{día}}}{365} \right) \right]$$

Radiación efectiva extraterrestre [H_0]

$$H_0 = \frac{24}{\pi} \cdot 1353 \cdot \left[1 + 0.034 \cdot \cos \left(360 \cdot \frac{n_{\text{día}}}{365} \right) \right] \cdot \left[\cos(\phi) \cdot \cos(\delta) \cdot \sin(W_{ss}) + \frac{\pi \cdot W_{ss}}{180} \cdot \sin(\phi) \cdot \sin(\delta) \right] \text{ W}^*\text{h}/(\text{m}^2 \text{ día})$$

Hora de amanecer con respecto a una superficie horizontal.

$$W_{ss} = \arccos(-\tan(\phi) \cdot \tan(\delta))$$

Radiación difusa [H_d]

$$H_d = H \cdot (1 - 1.13 \cdot kt)$$

Coeficiente de claridad de la atmosfera [kt]

$$kt = \frac{H}{H_0}$$

Relación entre cosenos para determinar la radiación de acuerdo a la inclinación del panel

$$R_{\text{bbeta}} = \frac{\cos(\phi - \beta) \cdot \cos(\delta) \cdot \sin(W_{\text{ssbeta}}) + \frac{W_{\text{ssbeta}} \cdot \pi}{180} \cdot \sin(\phi - \beta) \cdot \sin(\delta)}{\cos(\phi) \cdot \cos(\delta) \cdot \sin(W_{\text{ss}}) + \frac{W_{\text{ss}} \cdot \pi}{180} \cdot \sin(\phi) \cdot \sin(\delta)}$$

Hora amanecer con respecto a una superficie inclinada

$$W_{\text{ssbeta}} = \arccos(-(\tan(\phi - \beta)) \cdot \tan(\delta))$$

Radiación de acuerdo a la inclinación del panel.

$$Q_{s,\beta} = (H - H_d) \cdot R_{\text{bbeta}} + H_d \cdot \cos^2\left[\frac{\beta}{2}\right] + H \cdot P_r \cdot \sin^2\left[\frac{\beta}{2}\right]$$

Los resultados son los siguientes:

Tabla 25: Radiación efectiva por inclinación del panel.

INCLINACIÓN DEL PANEL β [°]	RADIACIÓN $Q_{s,\beta}$ [W*h/m ²]
0	4 250
2	4 239
4	4 224
6	4 207
8	4 187
10	4 164
20	4 008
30	3 785
40	3 504
0	4 250

Fuente: Autores

De la anterior tabla se observa que para una inclinación de 0° se logra la mayor radiación, por tanto esta será la inclinación ideal en la cual se obtendrá la mayor eficiencia del panel.

4.2.1.2 Sistema de conversión de energía solar fotovoltaico

Datos:

Tabla 26: Datos cálculo del diseño solar.

Latitud del sitio: Barichara	$\phi_{\text{sitio}} = 6.6389$
Radiación promedia efectiva más baja de un mes en el Sitio, según IDEAM y UPME	$H_{\text{prom,sitio}} = 4.25 \text{ [Kw*h/(m}^2\text{*dia)]}$
Día 15 del mes de menor irradiación del año	$n_{15} = 105 \text{ 15 de Abril}$
Reflectividades de las superficies en una zona rural (0,2 - 0,4)	$\rho_{\text{zona}} = 0.3$
Inclinación del panel	$\beta_{\text{mejor}} = 0$
Potencia pico nominal del panel	$P_{\text{pico,nominal}} = 0.15 \text{ [Kw]}$
Temperatura de la celda	$T_{\text{celda}} = 45$

Fuente: Autores

Cálculo y diseño:

$$E_{\text{req,ajustada}} = E_{\text{ofrecida,ajustada}}$$

Energía requerida diaria o consumo promedio de energía

$$E_{\text{req,dia}} = 2 \text{ [kW*h]}$$

Energía requerida ajustada. (Incluye pérdidas por cables, regulador y baterías)

$$E_{\text{req,ajustada}} = \frac{E_{\text{req,dia}}}{0.9} \cdot 1.045$$

Energía ofrecida ajustada

$$E_{\text{ofrecida,ajustada}} = N_{\text{paneles}} \cdot P_{\text{pico,nominal}} \cdot (1 - 0.008 \cdot (T_{\text{celda}} - 25)) \cdot 0.95 \cdot H_{\text{sol}}$$

Horas sol: energía entregada por el sol.

$$H_{\text{sol}} = 1 \cdot q_{s,\beta,\text{prom}}$$

Radiación incidente o irradiancia

$$q_{s,\beta,\text{prom}} = (H_{\text{promedio}} - H_{d,\text{promedio}}) \cdot R_{b,\text{prom}} + H_{d,\text{promedio}} \cdot \cos^2 \left[\frac{\beta}{2} \right] + \rho_{\text{piso}} \cdot H_{\text{promedio}} \cdot \sin^2 \left[\frac{\beta}{2} \right]$$

Radiación total efectiva promedio: de informe de radiación de la UPME.

$$H_{\text{promedio}} = H_{\text{prom,sitio}}$$

Relación de PAGE

$$\frac{H_{d,\text{promedio}}}{H_{\text{promedio}}} = 1 - 1.13 \cdot K_{T,\text{promedio}}$$

$$K_{T,\text{promedio}} = \frac{H_{\text{promedio}}}{H_{0,\text{promedio}}}$$

Radiación efectiva extraterrestre promedio (para el día 15 del mes de menor radiación en el año).

$$H_{0,\text{promedio}} = \frac{24}{\pi} \cdot I_{sc} \cdot \left[1 + 0.034 \cdot \cos \left(\frac{360 \cdot n}{365} \right) \right] \cdot \left[\cos(\phi) \cdot \cos(\delta) \cdot \sin(W_{ss}) + \frac{\pi \cdot W_{ss}}{180} \cdot \sin(\phi) \cdot \sin(\delta) \right]$$

Radio de traslación de la tierra.

$$I_{sc} = 1.353$$

Latitud

$$\phi = \phi_{\text{sitio}}$$

Declinación para un día n del año.

$$\delta = 23.45 \cdot \sin \left[360 \cdot \left(\frac{284 + n}{365} \right) \right]$$

Hora de amanecer para una superficie horizontal

$$W_{ss} = \arccos(-\tan(\phi) \cdot \tan(\delta))$$

$$R_{b,prom} = \frac{\cos(\phi - \beta) \cdot \cos(\delta) \cdot \sin(w'_{ss}) + \frac{w'_{ss}}{180} \cdot \pi \cdot \sin(\phi - \beta) \cdot \sin(\delta)}{\cos(\phi) \cdot \cos(\delta) \cdot \sin(w_{ss}) + \frac{w_{ss}}{180} \cdot \pi \cdot \sin(\phi) \cdot \sin(\delta)}$$

Inclinación de la superficie

$$\beta = \beta_{mejor}$$

Hora de amanecer para una superficie inclinada

$$w'_{ss} = \arccos(-(\tan(\phi - \beta)) \cdot \tan(\delta))$$

Reflectividad de la zona

$$p_{piso} = p_{zona}$$

$$n = n_{15}$$

Batería o banco de baterías

Datos del fabricante: Tensión = 12 V

$C_{B,A} = 150 \text{ A}\cdot\text{h} \rightarrow$ Capacidad en amperios-hora (energía que almacena).

Condiciones de almacenamiento

Energía acumulada por la batería:

$$C_{B,W,ofrecida} = v \cdot C_{B,A}$$

Profundidad de descarga:

$$P_d = 0.6$$

Energía requerida ajustada en Watts

$$E_{req,ajustada,Watts} = E_{req,ajustada} \cdot 1000$$

Número de días de autonomía requerido:

$$N_{díasdeautonomía} = 2$$

$$E_{almacenada,consumible} = E_{almacenada,total} \cdot P_d$$

$$E_{\text{almacenada, consumible}} = E_{\text{req, ajustada, Watts}} \cdot (N_{\text{días de autonomía}} + 1)$$

$$C_{B,A, \text{total, req}} = \frac{E_{\text{almacenada, total}}}{V}$$

Cantidad de baterías requeridas para el diseño

$$N_{\text{baterías}} = \frac{C_{B,A, \text{total, req}}}{C_{B,A}}$$

Regulador de carga

$$I_{\text{sistema}} = \frac{N_{\text{paneles}} \cdot P_{\text{pico, nominal}}}{V}$$

Resultados.

$\beta = 0$ $\delta = 9.415$ $E_{\text{req, ajustada, Watts}} = 2322$ $H_{\text{prom, sitio}} = 4.25 \text{ [Kw}^*\text{h}/(\text{m}^2*\text{dia})]$ $n = 105$ $\phi = 6.639$ $\rho_{\text{piso}} = 0.3$ $w_{\text{ss}} = 91.11$	$\beta_{\text{mejor}} = 0$ $E_{\text{almacenada, consumible}} = 6967$ $E_{\text{req, diaria}} = 2 \text{ [Kw}^*\text{h]}$ $H_{\text{sol}} = 4.25 \text{ [h]}$ $n_{15} = 105$ $\phi_{\text{sitio}} = 6.639$ $\rho_{\text{zona}} = 0.3$ $w'_{\text{ss}} = 91.11$
$C_{B,A} = 150 \text{ [A}^*\text{h]}$ $E_{\text{almacenada, total}} = 11611$ $H_{0, \text{promedio}} = 10.35 \text{ [Kw}/\text{m}^2]$ $I_{\text{sc}} = 1.353 \text{ [Kw}/\text{m}^2]$ $N_{\text{baterías}} = 6.451$ $P_d = 0.6$ $R_{b, \text{prom}} = 1$ $C_{B,W, \text{ofrecida}} = 1800 \text{ [W}^*\text{h]}$ $E_{\text{req, ajustada}} = 2.322 \text{ [Kw}^*\text{h}/\text{dia}]$ $H_{\text{promedio}} = 4.25 \text{ [Kw}/\text{m}^2]$	$C_{B,A, \text{total, req}} = 967.6 \text{ [A}^*\text{h]}$ $E_{\text{ofrecida, ajustada}} = 2.322 \text{ [Kw}^*\text{h}/\text{dia}]$ $H_{d, \text{promedio}} = 2.279 \text{ [Kw}^*\text{h}/\text{m}^2]$ $I_{\text{sistema}} = 57.06 \text{ [A]}$ $N_{\text{días de autonomía}} = 2$ $P_{\text{pico, nominal}} = 0.15 \text{ [Kw]}$ $T_{\text{celda}} = 45$ $K_{T, \text{promedio}} = 0.4105$ $N_{\text{paneles}} = 4.565$ $q_{s, \beta, \text{prom}} = 4.25 \text{ [Kw}^*\text{h}/\text{m}^2]$ $v = 12 \text{ [V]}$

Tabla 27: Resultados diseño solar fotovoltaico.

RESUMEN DE RESULTADOS	
Tensión de alimentación	12 V
Latitud del sitio	6,639°
Declinación	9,915°
Energía consumida por usuario	2 000 Wh
Energía requerida ajustada	2 322 Wh/día
Radiación promedio del sitio	4 250 W/m ²
Inclinación de los paneles	0°
Capacidad de la batería en A*h	150
Número de baterías requeridas	7
Corriente del sistema	0,05706 A
Número de días de autonomía	2
Potencia Pico Nominal del Panel	150 W
Número de paneles	5

Fuente: Autores.

4.2.1.3 Selección de equipos

Tabla 28: Equipos seleccionados para el diseño solar

PANEL SOLAR ESCOGIDO							
Distribuidor/ Fabricante	Modelo	Potencia Max [W]	Tensión [V]	Tecnología Celdas	Garantía 100% [Años]	Garantía 90% [Años]	Precio [\$]
Soltecnia – Soluciones con Energía	YB156M 36-150 W/	40 – 150	12	Monocristalino	2	25	160 000 – 600 000

REGULADORES DE TENSION					
Distribuidor	Modelo, Marca	Tensión [V]	Corriente [A]	Garantía [Años]	Precio [\$]
Apollo Solar	Apollo Solar T80	12\24\36\48	80	5	1 509 000

INVERSORES					
Distribuidor	Modelo, Marca	Tensión Ent [Vdc]	Tensión Sal [Vac]	Potencia [W]	Precio [\$]
Samlex Latina	Salmex-PSE-12275 ^a	12	120 V/60 Hz	2 750	1 380 000

BATERIAS						
Distribuidor	Marca, Modelo	Tensión [V]	Capacidad [A*h]	Vida Útil [Años]	Tipo	Precio [\$]
Solutechnia – Soluciones con Energía	SunStone Power-MLG12-150	12	150	12	Gel	635 500

Fuente: Autores.

4.2.1.4 Selección del soporte para los paneles

Para la ubicación de los paneles solares se requieren estructuras de apoyo que le proporcionen la inclinación adecuada de acuerdo a los resultados del estudio anteriormente mencionado, con el fin de optimizar la captación de radiación solar. La estructura a utilizar será ubicada en los techos de las casas de cada uno de los usuarios buscando mayor economía además porque la ubicación en poste implicaría una elevación en los costos de instalación.

Soporte a utilizar:

Estructura de soporte para cinco módulos

Marca	UNIRAC – A HILTI GROUP COMPANY
Referencia	RAPIDRAC G10
Precio	\$ 460 000

Fuente: energybay.org

Figura 8: Soporte para panel solar



Fuentes: UNIRAC – A HILTI GROUP COMPANY

4.2.1.5 Presupuesto solución solar

A continuación se presentan los costos totales que implica implementar la solución fotovoltaica a este proyecto. En este planteamiento se tomó como vida útil, el tiempo de correcto funcionamiento, es decir, mayor capacidad y mejores características de los módulos fotovoltaicos el cual es 25 años, para esto se tubo en cuenta un cambio en las baterías, un cambio en el inversor y cinco cambios en el regulador de carga.

Tabla 29: Presupuesto solución solar

Costos total de los dispositivos de la instalación fotovoltaica			
Elemento	Cantidad	Costo unitario	Costo total
Módulo fotovoltaico	5	600 000	3 000 000
Baterías	14	635 500	8 897 000
Inversor	2	1 380 000	2 760 000
Regulador de carga	5	1 509 000	7 545 000
Soporte	1	460 000	460 000
Costo total			22 662 000

Costo total de la solución fotovoltaica para los 33 usuarios del municipio de Barichara

Costos directos	
Costo total de la instalación fotovoltaica para una vivienda	22 662 000
Número de viviendas beneficiadas con el proyecto	33
Costo de la instalación solar fotovoltaica para todos los usuarios	747 846 000
Total	747 846 000

Costos indirectos		
Imprevistos	3% de los costos directos	22 435 380
Utilidad	7% de los costos indirectos	52 349 220
IVA sobre la utilidad	16% de la utilidad	8 375 875
Total		83 160 475

Interventoría		
Interventoría	8% De los costos directos	59 827 680
Total		59 827 680

Costo Total Del Sistema	890 834 155,20
--------------------------------	----------------

Costo Total De Inversión Por Usuario	26 994 974,40
---	---------------

Fuente: Autores.

De este análisis se obtiene que la inversión total del proyecto para los 33 usuarios del municipio de Barichara sea de \$890 834 155,20. Por tanto la inversión por usuario será de \$ 26 994 974,40.

4.2.1.5.1 Valor del kWh con tecnología fotovoltaica

Para hallar el valor del kWh empleando esta tecnología se realizó una consultoría con la ESSA – San Gil para obtener el valor promedio de consumo de la población a beneficiar con este proyecto comparándolo con valores de consumo de la población que habita la zona y ya cuenta con el suministro de flujo eléctrico. Esto arroja que los valores de consumo varían entre 75 kW y 140 kW, pero en generar el valor promedio es de 95 kWh.

$$\text{Valor del kWh con tecnología solar fotovoltaica} = \frac{\text{costo de generación} + \text{AOM}}{\frac{\text{kWh}}{\text{mes}} * \text{tiempo proyectado}}$$

Aplicando esta ecuación obtenemos:

$$\text{Valor kWh con tecnología solar fotovoltaica} = \frac{26\ 994\ 974,40}{95 \frac{\text{kWh}}{\text{mes}} * \frac{12 \text{ meses}}{1 \text{ año}} * 20 \text{ años}}$$

$$\text{Valor kWh con tecnología solar fotovoltaica} = \$ 947,19$$

4.2.2 Generación con planta diésel

Otra alternativa de generación eléctrica es usando plantas a base de diésel. Para poder usar esta alternativa es necesario tener en cuenta factores como precio del combustible, que puede incrementarse con el transporte a ciertas zonas rurales muy alejadas, así como que el servicio debe ser constante o intermitente dependiendo del usuario. También debe realizarse un adecuado diseño de la red de transporte de esta energía hasta la zona de usuario. Finalmente si la planta alimenta a varias residencias se presenta el problema de que los usuarios se encuentran alejados entre ellos lo que incrementa más el costo [7] [10].

Por todas estas razones, esta alternativa no presenta beneficios de diseño ni beneficios económicos al compararla con la generación fotovoltaica y la transmisión de energía por red convencional, sin embargo se realizará un cálculo aproximado.

Para poder tener un valor exacto del diseño y puesta en funcionamiento de un sistema de generación eléctrica usando plantas diésel es necesario tener en cuenta los siguientes elementos:

- Planta diésel
- Combustible
- Tanque de almacenamiento
- Baterías
- Inversor
- Regulador de potencia
- Rectificador
- Sistema de control
- Red de baja 208/120 junto con todas sus protecciones.

Primero se realizará el cálculo del kilovatio hora [kWh] tomando en cuenta únicamente la planta diésel, los costos del combustible y los costos de operación.

Para conocer el precio del kW-h se debe aplicar la siguiente ecuación:

$$\text{Generación diesel [kWh]} = \frac{\text{costo de generación}}{\frac{\text{kWh}}{\text{mes}} * \text{tiempo proyectado}}$$

El valor del kWh/mes y el tiempo proyectado se tomarán igual al cálculo reciente hecho del generación fotovoltaica, es decir 95 kWh/mes proyectado a 20 años.

4.2.2.1 Costo de generación diésel.

- Demanda máxima diversificada

Usando la fórmula del factor de diversidad de la norma de la ESSA [44] se tiene:

$$F_{div} = \frac{1}{0,2 + 0,8 * e^{\frac{1-N}{6}}} = 4,9053$$

Este factor de diversidad es para estratos 1, 2,3 y 4, y para N = 33 usuarios.

Luego la demanda máxima es:

$$D_{max} = \frac{2kVA * 33}{4,9053} = 13,4548 kVA$$

- Selección del generador

Se seleccionó un generador de 16 kVA marca EDO para hacer el cálculo. La siguiente tabla muestra las características [49]

Figura 9: Planta diésel seleccionada.

Potencia uso emergencia:	13.2kW/16.5kVA
Potencia uso continuo:	12kW/15kVA
Tensión estándar:	208/120V
Corriente máxima por fase:	42/46A
Frecuencia:	60Hz
Número de Fases:	3
Motor	
Marca:	YANMAR
Modelo:	3TNV88
Características motor:	Diesel, 4T, 1800RPM
Potencia máxima:	16.2kW
Tipo de aspiración:	NATURAL
Número de cilindros:	3
Sistema de enfriamiento:	Radiador/Agua
Combustión:	Inyección Directa
Sistema de arranque:	Eléctrico
Consumo de combustible al 100%:	4.9 l/h
Alternador	
Marca:	EDO
Sistema de regulación:	Electrónica
Modelo AVR:	SX460
Clase de aislamiento:	H
Protección mecánica:	IP23
Factor de potencia:	0,8
Dimensiones y peso de la unidad	
Dimensiones (L x An x Al) mm:	1500 x 600 x 1050
Peso en seco:	430
Tanque diario:	120L
Nivel sonoro sin carga:	88dB(A)7mts



Fuente: Eduardoño S.A.

Como se puede observar el consumo de combustible a plena carga es de 4,9 l/h.

Con este dato se calculó el gasto de combustible:

$$G_c = (4,9 l - h) * 8h * 7d * 4 sem = 1 097,6 \left[\frac{l}{mes} \right] = 289,95 \left[\frac{gal}{mes} \right]$$

El gasto anual sería 3 479,46 galones.

- Costo de combustible

Al igual que el fotovoltaico, se hará una proyección de consumo de diésel a 25 años; los datos de proyección del precio del diésel en Colombia para los próximos 25 años basado en la proyección de demanda de energía en Colombia de la UPME [47] se resumen en la siguiente tabla, así como el precio del diésel anual consumido en el diseño que se está realizando. Según el mismo informe, en la década 2 010 – 2 020 se estima un crecimiento del precio del petróleo WTI de referencia para Colombia en 4,4%, y para la década 2 010-2 030 del 1,5%:

Tabla 30: Costos de combustible Diésel.

Año	Precio por galón de ACPM	Precio ACPM anual
2013	\$ 7 900	\$ 27 487 734
2014	\$ 8 000	\$ 27 835 680
2015	\$ 8 200	\$ 28 531 572
2016	\$ 8 800	\$ 30 619 248
2017	\$ 9 200	\$ 32 011 032
2018	\$ 9 900	\$ 34 446 654
2019	\$ 10 100	\$ 35 142 546
2020	\$ 10 400	\$ 36 186 384
2021	\$ 10 800	\$ 37 578 168
2022	\$ 11 000	\$ 38 274 060
2023	\$ 11 500	\$ 40 013 790
2024	\$ 12 000	\$ 41 753 520
2025	\$ 12 100	\$ 42 101 466
2026	\$ 12 700	\$ 44 189 142
2027	\$ 13 000	\$ 45 232 980
2028	\$ 13 800	\$ 48 016 548
2029	\$ 14 600	\$ 50 800 116
2030	\$ 15 500	\$ 53 931 630

2031	\$	16 400	\$	57 063 144
2032	\$	17 400	\$	60 542 604
2033	\$	17 700	\$	61 586 442
2034	\$	17 900	\$	62 282 334
2035	\$	18 200	\$	63 326 172
2036	\$	18 500	\$	64 370 010
2037	\$	18 800	\$	65 413 848
		TOTAL	\$	1 128 736 824

Fuente: Proyección de Demanda de Energía (UPME) – Autores.

- Selección del transformador

Se requiere un transformador de 15 kVA, de acuerdo a los cálculos hechos, para elevar la tensión de 208 V que produce la planta a 13,2 kV de la red de distribución.

Se selecciona del fabricante ABB, según catálogos de este año tiene un costo aproximado de \$ 3 000 000 [50].

- Rectificadores, baterías, reguladores de carga e inversores

Los sistemas de generación con plantas diésel cuentan con un sistema de baterías para poder suministrar energía en horas de la noche y no usar el combustible todo el tiempo, similar a los hecho con el diseño fotovoltaico [48].

Se requieren rectificadores, para transformar la corriente alterna en continua antes de cargar las baterías. Se seleccionan 6 rectificadores de 2 kW (2 en paralelo por cada fase) de referencia FAC 2000P, con un costo total aproximado de \$ 36 000 000.

Las baterías, reguladores de carga e inversores serán los mismos que fueron calculados para el sistema fotovoltaico.

Figura 10: Rectificador seleccionado – Diseño Diésel.



Fuente: Página web sistemas de energía DC.

Con estos elementos básicos del montaje de la generación a través de una planta diésel, y teniendo en cuenta el precio del transporte de combustible con valores promedio de la zona, proyectados a 25 años con un interés de 3,08% el cual es la tasa de crecimiento según el índice al consumidor del año anterior, se realiza una primera aproximación del costo del kWh usando este tipo de generación de energía:

Tabla 31: Presupuesto solución planta diesel

COSTO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN DIESEL		
Número de viviendas		33
COSTOS DIRECTOS		
Costo del generador	\$	23 000 000
Costo del combustible	\$	1 128 736 824
Costo del transporte del combustible	\$	14 456 016
Transformador 15 kVA 208 V/13,2 kV	\$	3 000 000
Rectificador	\$	36 000 000
Baterías	\$	8 897 000
Inversor	\$	2 760 000
Regulador de carga	\$	7 545 000
TOTAL	\$	1 224 394 840
COSTOS INDIRECTOS		
Imprevistos	3%	\$ 36 731 845,20
Utilidad	7%	\$ 85 707 638,80

IVA	16%	\$ 195 903 174,40
		\$ 318 342 658,40
INTERVENTORÍA		
Interventoría	8%	\$ 97 951 587,20
TOTAL COSTO SISTEMA		\$ 1 640 689 085,60

Fuente: Autores.

Con este valor se puede calcular el precio del kW-h, aplicando la siguiente ecuación:

$$Valor\ kWh\ diesel = \frac{costo\ de\ generación}{\frac{kWh}{mes} * tiempo * usuarios}$$

$$Valor\ kWh\ diesel = \frac{640\ 689\ 085,60}{95 * 12 * 20 * 33} = \$ 1\ 744,49$$

El costo a priori de la generación diésel es de \$ 1 744,42, es lógico que al agregar todo el diseño eléctrico este precio sube. Luego se puede demostrar que esta es la alternativa más costosa, luego no se tomará en cuenta.

4.2.3 Red de distribución eléctrica convencional

4.2.3.1 Descripción del proyecto

4.2.3.1.1 Ubicación

Las redes e instalaciones existentes y proyectadas se encuentran ubicadas en las veredas: Arbolito, Butaregua, Carare, Guanentá, Llano Higueras, Lubigará, El Pino, Regadillo, San José Alto, San José Bajo, Santa Helena y Guayabal del municipio de Barichara en el Departamento de Santander.

4.2.3.1.2 Objeto del proyecto

Diseñar y calcular los sistemas de distribución de energía eléctrica que permitan suministrar y suplir las necesidades del servicio de energía eléctrica a 33 familias del sector rural de Barichara, proporcionando un servicio continuo, confiable, eficiente y con el menor costo de inversión posible que cumpla con las necesidades y características del sistema.

4.2.3.1.3 Características de la carga

La carga a instalar corresponde al servicio energético monofásico bifilar y bifásico trifilar, la cual está diseñada con una carga para cada usuario rural de 2 kVA y un factor de potencia 0,9 inductivo.

4.2.3.1.4 Circuito alimentador

El circuito que alimentara a los 33 nuevos clientes que conforman el proyecto es el 79503 de la subestación San Gil. La red de distribución primaria es en media tensión, circuito a 13,2 kV de la Electrificadora de Santander S.A. ESP.

4.2.3.1.5 Redes en media tensión

El proyecto contempla la adecuación de la estructura en media tensión, en los puntos de amarre. Se cuenta con la construcción de 1,28 Km en redes de distribución bifásica a 13,2 kV. Se proyecta realizar el montaje de 8 estructuras en media tensión, y se instalaran 12 templetes en media tensión. El conductor a emplear en las redes de distribución en media tensión será ACSR en calibre 2 AWG. La postería a hincar será de concreto de 12m 510 kgf. Todos los materiales

a instalar serán homologados por el Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico Sector Eléctrico Colombiano CIDET.

4.2.3.1.6 Subestaciones

El proyecto cuenta con el montaje de 2 nuevas subestaciones aéreas, contarán con la instalación de un transformador monofásico 13200/240-120 V con capacidad de 5 kVA.

4.2.3.1.7 Redes en baja tensión

El proyecto cuenta con 8,38 km en redes de baja tensión, se proyecta desmontar 1,21 km en redes deficientes y se mejorarán instalando cable trenzado de mejores características mecánicas y eléctricas, acorde con la normatividad vigente. Los cables a emplear serán trenzados en disposición dúplex y triplex, en calibres 4 a 3/0. Los apoyos a instalar son en concreto de 8 m y resistencia de 510 kgf.

4.2.3.1.8 Acometidas

Las acometidas se han proyectado en conductor concéntrico en cobre 2x8 THHN, para los clientes con acometida monofásica y 3x8 THHN para los clientes con acometida bifásica trifilar.

4.2.3.1.9 Instalaciones internas

La acometida de las instalaciones interiores residenciales, irán con ducto de 1" tipo pesado; los conductores a emplear son de cobre aislado THHN 90° C 600 V en calibre 2x10 AWG Y 3x10 AWG; para los circuitos de distribución interior se emplearán alambres de cobre aislados THHN a 90°C 600 V en calibres 12 para tomas y circuitos ramales, y 14 para retornos de alumbrado.

4.2.3.2 Memorias de cálculo

4.2.3.2.1 Monografía del proyecto

Este trabajo se adelantó teniendo como base fundamental las normas de diseño de redes de distribución de energía eléctrica de la Electrificadora de Santander 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) [52] [53] [54].

Los cálculos y diseños de las instalaciones eléctricas para el suministro de energía eléctrica a 33 usuarios rurales del municipio de Barichara, se han elaborado con el fin de obtener técnicamente las mejores condiciones de operatividad, minimizando la inversión a los mejores precios del mercado.

4.2.3.3 Parámetros de diseño

4.2.3.3.1 Características de la demanda

4.2.3.3.1.1 Factor de demanda

El factor de demanda a emplear, de acuerdo con los requerimientos del operador de red establecidos en adenda modificatoria a la norma para cálculo y diseño de sistemas de distribución de la Electrificadora de Santander S.A. ESP, y los criterios técnicos para las instalaciones eléctricas rurales.

La demanda máxima diversificada. Se aplicará la siguiente tabla de demanda:

Tabla 32: Demanda máxima diversificada

Demanda máxima diversificada				
Usuarios	kVA/Usuario	kVA Total	kVA Trafo	kVA/kVA Trafo % Carga
1	2,00	2,00	3	67
2	1,75	3,50	5	70
3	1,54	4,62	5	92
4	1,37	5,48	10	55
5	1,22	6,10	10	61
6	1,09	6,54	10	65
7	0,98	6,86	10	69
8	0,89	7,12	10	71

9	0,82	7,38	10	74
10	0,75	7,50	10	75
11	0,70	7,70	10	77
12	0,65	7,80	10	78
13	0,61	7,93	10	79
14	0,58	8,12	10	81
15	0,55	8,25	10	83
16	0,53	8,48	10	85
17	0,51	8,67	10	87
18	0,49	8,82	10	88
19	0,47	8,93	10	89
20	0,46	9,20	10	92
21	0,45	9,45	10	95
25	0,44	11,00	15	73
42	0,40	16,80	25	67

Fuente: Normas para el cálculo y diseño de sistemas de distribución – ESSA

4.2.3.3.1.2 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, párrafo 1º [51].

4.2.3.3.1.3 Tensión de servicio

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

4.2.3.3.1.4 Porcentajes de regulación de tensión permitidos

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

4.2.3.3.1.4.1 Circuitos en media tensión

Desde la subestacion de distribucion hasta la subestacion mas distante se permite hasta un 3%.

4.2.3.3.1.4.2 Circuitos en baja tensión

De siguiente tabla define los porcentajes parciales de regulación admitidos:

Tabla 33: Regulación permitida en %

Descripción	%
Redes de distribución, B.T., zona urbana	5
Redes de distribución, B.T., zona rural	7
Acometida y alimentador (hasta tablero de distribución) para cargas concentradas o multiusuarios desde bornes del transformador	3
Acometida y alimentador (hasta tablero de distribución) desde redes de la empresa	2
Circuito ramal	2
Alumbrado publico	4

Fuente: Normas para el cálculo y diseño de sistemas de distribución – ESSA

4.2.3.3.1.4.3 ACOMETIDAS

Tabla 34: Valores máximos de regulación para acometidas.

TIPO DE ACOMETIDA	VALORES MÁXIMOS DE REGULACIÓN [%]	
	SECTOR URBANO	SECTOR RURAL
AÉREA	2	2
SUBTERRÁNEA	3	3

Fuente: Normas para el cálculo y diseño de sistemas de distribución – ESSA

Calculo de regulación:

$$\delta = (M \cdot K_g) / (V_L^2 \cdot F_c)$$

δ : Regulación en %

M: Momento eléctrico [kVA*m]

K_g : Constante generalizada

V_L : Tensión de línea [V]

F_c : Factor de corrección por tipo de red

4.2.3.3.1.4.4 Porcentaje de pérdidas de potencia y energía

Tabla 35: Pérdidas de potencia y energía permitidas en %

COMPONENTE	POTENCIA [%]	ENERGÍA [%]
LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN (34,5 kV)	2,7	1,5
ALIMENTADORES PRIMARIOS (HASTA 13,2 kV)	0,8	0,5
TRANSFORMADOR	*	2,2
REDES DE BAJA TENSIÓN	5,5	2,7

Fuente: Normas para el cálculo y diseño de sistemas de distribución – ESSA

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

- **Calculo de pérdidas de potencia**

$$P_P = (L \cdot I^2 \cdot R) / (1 \cdot 10^6)$$

P_P : Perdidas de potencia [kW]

L: Longitud del tramo [m]

I: Corriente [A]

R: Resistencia del conductor [Ω /km]

4.2.3.3.1.4.5 Impedancias de puesta a tierra

Tabla 36: Impedancias de puesta a tierra según nivel de tensión.

Descripción	Nivel [kV]	Z máxima [Ω]
Subestación distribución	34,5	10
Subestación distribución	13,2	10
Protección contra rayos	13,2 – 34,5	10
redes de baja tensión	B.T.	20
Acometidas	B.T.	25*

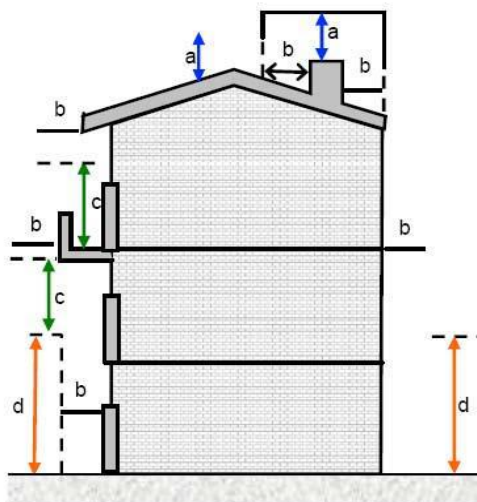
Fuente: Normas para el cálculo y diseño de sistemas de distribución – ESSA

* La medida de puesta a tierra de las acometidas no debe ser menor que la de las redes de baja tensión.

4.2.3.3.1.4.6 Distancias mínimas de seguridad

4.2.3.3.1.4.6.1 Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones

Figura 11: Distancias mínimas de seguridad



Fuente: Norma para cálculo y diseño de sistemas de distribución.

Tabla 37: 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, proyecciones, ventanas y diferentes áreas independientes de la facilidad de accesibilidad de personas.	115 – 110	2,8
	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: Normas para el cálculo y diseño de sistemas de distribución – ESSA

4.2.3.4 Análisis de riesgo eléctrico

Se debe disponer de una instalación segura, para la cual se debe contar con personal calificado en diseño, construcción y certificación en instalaciones eléctricas, se debe hacer uso de materiales de buena calidad que cuenten con su respectiva certificación, capacitaciones al usuario final en seguridad contra riesgos eléctricos, según el artículo 5 del RETIE y la Norma NTC 4552 del 2008.

4.2.3.4.1 Evaluación del nivel de riesgo

Los parámetros de las descargas eléctricas atmosféricas utilizados para encontrar el nivel de riesgo son: la densidad de descargas a tierra (R_{DDT}) y la corriente pico absoluta promedio (RI_{abs}).

$$RIESGO = 0,7 R_{DDT} + 0,3 RI_{abs}$$

La densidad de descargas a tierra (DDT) se calcula de acuerdo con la siguiente expresión:

$$DDT = 0,0017NC^{1.56}$$

NC: Nivel cerámico de la zona del proyecto = 80 días/año.

Tabla 38: Evaluación de riesgos por descargas atmosféricas

DDT	1,582	Rayos/km ² /año	Densidad de descargas a tierra
NC	80	Días/año	Nivel cerámico
I	30	kA	Corrientes de descarga promedio en Colombia
r	110	m	Radio de descarga para 40 kA

Nivel cerámico	Corriente pico [kA]	Densidad de descargas a tierra rayos/km ² /año
80	30	1,582

INDICADOR DEL PARAMETRO DEL RAYO				
DENSIDAD DE DESCARGAS A TIERRA		CORRIENTE PICO ABSOLUTA PROMEDIO [kA]		
		$40 \leq I_{abs}$	$20 \leq I_{abs} < 40$	$I_{abs} < 20$
Rayos/km ² -año	R_{DDT}/RI	1	0,65	0,3
$30 \leq DDT$	1	1	0,895	0,79

15≤DDT<30	0,75	0,825	0,72	0,615
5≤DDT<15	0,5	0,65	0,545	0,44
DDT<5	0,25	0,475	0,37	0,265
INDICADOR	SEVERO	ALTO	MEDIO	BAJO

ÍNDICE	VALOR
R _{DDT} (Riesgo asociado con la densidad de descargas a tierra)	0,25
R _{labs} (Riesgo asociado con la corriente pico)	0,65
Índice de riesgo por rayos	0,37
INDICADOR DEL PARAMETRO DEL RAYO	BAJO

Fuente: Norma NTC 4552 (2008)

Indicador de gravedad I_G

$$I_G = I_{USO} + I_T + I_{AA}$$

Subindicador relacionado con el uso de la estructura

Tabla 39: Subindicador relacionado con el uso de la estructura.

CLASIFICACIÓN DE ESTRUCTURA	EJEMPLOS DE ESTRUCTURAS	INDICADOR
A	Teatros, centros educativos, iglesias, supermercados, centros comerciales, áreas deportivas al aire libre, parques de diversión, aeropuertos, hospitales, prisiones	40
B	Edificios de oficinas, hoteles, viviendas, grandes industrias, áreas deportivas cubiertas	30
C	Pequeñas y medianas industrias, museos, bibliotecas, sitios históricos y arqueológicos	20
D	Estructuras no habitadas	0

B	Edificios de viviendas	30
----------	-------------------------------	-----------

Fuente: Norma NTC 4552 (2008)

Subindicador relacionado con el tipo de la estructura IT

Tabla 40: Subindicador relacionado con el tipo de estructura.

TIPO DE ESTRUCTURA	INDICADOR
NO METÁLICA	40
MIXTA	20
METÁLICA	0

MIXTA	20
--------------	-----------

Fuente: Norma NTC 4552 (2008)

Subindicador relacionado con la altura y el área de la estructura I_{AA}

Tabla 41: Subindicador relacionado con la altura y área de la estructura

ALTURA Y ÁREA DE LA ESTRUCTURA	INDICADOR
Área menor a 900 m ²	5
Altura menor a 25 m	
Altura mayor o igual a 25 m	20
Área mayor o igual a 900 m ²	10
Altura menor a 25 m	
Altura mayor o igual a 25 m	20

Área mayor o igual a 900 m² – Altura menor a 25 m	10
---	-----------

Fuente: Norma NTC 4552 (2008)

Indicador de gravedad I_G

Tabla 42: Indicador de gravedad

RESULTADO DE LA SUMA DE	INDICADOR DE GRAVEDAD
0 a 35	LEVE
36 a 50	BAJO
51 a 65	MEDIO
66 a 80	ALTO
81 a 100	SEVERO

60	MEDIO
-----------	--------------

Fuente: Norma NTC 4552 (2008)

Para un indicador de riesgo por rayo BAJO y un indicador de gravedad MEDIO, no se requiere protección externa.

4.2.3.5 Diseño de redes en media tensión

Las redes en media tensión integrantes del sistema de distribución de este proyecto, se construirán en postes de concreto de 12 m 510 kgf para las redes aéreas. Los conductores a emplear son de aluminio con alma de acero ACSR en calibre 2 AWG. Todos los herrajes a instalar serán construidos en hierro galvanizado en caliente de acuerdo a las especificaciones técnicas del sistema de calidad y la norma ICONTEC aplicable para cada tipo de elemento. Las cruceas serán galvanizadas y se fabricarán en ángulo de hierro forjado de 3x3x1/4"; los aisladores a emplear serán de porcelana o de resina epóxica, los cuales deben cumplir con las normas ICONTEC C29.1, C29.2 Y C29.4.

Los cálculos de las redes en media tensión se presentan en el Anexo F.

4.2.3.6 Diseño de subestaciones

El diseño de la subestación, se realizó teniendo en cuenta la adenda modificatoria a la norma para cálculo y diseño de sistemas de distribución de la Electrificadora de Santander S.A. ESP., criterios técnicos para las instalaciones eléctricas rurales, capítulo 8 criterios técnicos generales para el sector rural Literal a, Demanda máxima diversificada.

De acuerdo con las características de las cargas y el número de usuarios a atender se han proyectado dos (2) transformadores monofásicos de 5 kVA 13,200/240-120 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.

4.2.3.7 Equipo de protección

4.2.3.7.1 Selección de dispositivos contra sobre tensiones transitorias (DPS)

- **Tensión nominal del DPS.**

$$V_{np} = F_{pt} * V_m$$

$$F_{pt} = \text{Factor de efectividad de la puesta tierra}$$

0,8 para sólidamente a tierra

$$V_m = \text{Valor eficaz de la tensión de servicio más elevada, entre fases. (} V_L + 12\% \text{)}$$

13,2 kV * 1,12
14,784 kV

$$V_{np} = 0,8 * 14,784$$

11,8272 kV

Se seleccionan 2 pararrayos auto-valvulares de tensión de 12 kV con una capacidad nominal de descarga de 10 kA, Norma NTC 4552 (2008).

Las características de los pararrayos a instalar son:

Tabla 43: Características de los pararrayos a instalar.

Tipo pararrayo	Óxido de zinc
Voltaje nominal	12 kV
Nivel de aislamiento (BIL)	95 kV
Voltaje de prueba en seco durante 1 minuto a 60 HZ	30 kV
Voltaje de prueba en húmedo durante 10 segundos a 60 HZ	27 kV
Frecuencia de operación	60 Hz

Fuente: Norma NTC 4552 (2008)

4.2.3.7.2 Selección de cortacircuitos

Se Van a calcular los hilos fusibles que llevará cada caja cortacircuitos, estos serán de tipo hilo.

$$I_f = S_{trf} / V_L$$

Dónde:

- I_f = Corriente del fusible en A.
- S_{trf} = Potencia del transformador en kVA.
- V_L = Tensión de línea en kV.

Para la subestación aérea con transformador de 5 kVA se tiene:

$$\begin{aligned} I_f &= 5 / 13,2 \\ &= 0,38 \text{ A} \end{aligned}$$

Se seleccionan dos hilos fusibles de 1 A tipo hilo cada uno, o el más cercano que se encuentre en el comercio. En la estructura de la subestación se utilizarán cortacircuitos con portafusibles de expulsión abiertos de 15 kV a 100 A según especificaciones técnicas de los dispositivos comerciales.

4.2.3.7.3 Selección del bajante de puesta a tierra

La sección del conductor se calcula por medio de la siguiente ecuación.

$$A = \frac{IK_f \sqrt{t_c}}{1.9737}$$

Dónde:

- A = Sección del conductor en mm².
- I = Corriente de falla a tierra en kA.
- K_f = Constante de materiales a varios valores de T_m .
- T_m = Temperatura límite del conductor, en grados centígrados y una temperatura ambiente de 40°C.
- t_c = Tiempo de despeje de falla tierra

Tabla 44: Características de materiales para bajantes de puestas a tierra.

MATERIAL	CONDUCTIVIDAD [%]	T _m [°C]	K _f
Cobre blando	100	1 083	7
Cobre duro cuando se utiliza soldadura exotérmica	97	1 084	7,06
Cobre duro cuando se utilizan conexiones mecánicas a presión	97	250	11,78
Alambre de acero recubierto de cobre	40	1 084	10,45
Alambre de acero recubierto de cobre	30	1 084	14,64
Varilla de acero recubierta de cobre	20	1 084	14,64
Acero 1020	10,8	1 510	15,95
Varilla de acero galvanizado	9,8	1 400	14,72
Varilla de acero con baño de cinc	8,6	419	28,96
Acero inoxidable 304	2,4	1 400	30,05

Fuente: RETIE (2008)

Para condiciones normales se tiene.

I = 1,2 kA. Para la corriente de descarga del pararrayo. Dado por la ESSA

K_f = 7,06 Para Cobre duro cuando se utiliza soldadura exotérmica.

T_m = 1 084°C

t_c = 0,15

A = 1,66 mm² Se seleccionaría un conductor en cobre calibre 14 AWG de Sección 2,08 mm².

Para I = 10 kA. Corriente de descarga del pararrayo.

A = 13,85 mm² Se seleccionaría un conductor en cobre calibre 4 AWG de Sección 21,15 mm².

El calibre mínimo para conectar los DPS a tierra es el cable 2 AWG (33,67 mm²), por lo tanto se selecciona dicho conductor ya que cumple con los requerimientos presentados.

4.2.3.7.4 Selección del barraje del transformador

$$I = S_{\text{traf}} / V_L$$

Dónde:

I	=	Corriente del barraje en amperios.
S _{traf}	=	Capacidad del transformador en VA.
V _L	=	Voltaje de línea en voltios
I	=	5 000 / 240
I	=	20,8 A

Por corriente se seleccionaría un conductor calibre 8 AWG THHN 90°C (8,36 mm²) con capacidad de corriente permisible de 60 A. (Tabla 310-17 Capacidad de corriente permisible de conductores sencillos aislados de 0 a 2 000 V nominales al aire libre y temperatura ambiente de 30°C, NTC 2050). Debido a los requerimiento exigidos por regulación y de acuerdo a la longitud de la acometida, se selecciona un conductor calibre 4 AWG THHN 90°C (21,14 mm²), con capacidad de corriente permisible de 110 A.

4.2.3.7.5 Coordinación de protecciones

La capacidad máxima de los fusibles debe ser la establecida por un estudio de coordinación de protecciones y debe garantizar la adecuada protección del transformador y la desenergización del circuito en el evento que se requiera.

Calculo de fusibles en las cajas cortacircuitos de la subestación de 5 kVA:

$$I = \frac{S}{V} = \frac{5 \text{ kVA}}{13,2 \text{ V}} = 0,38 \text{ A}$$

De acuerdo con la corriente en el primario del transformador, se seleccionan fusibles tipo Dual de 1 A.

El tiempo máximo de descarga del fusible dual de 1ª es 100 ms.

$$I_{CC} = \frac{I_{NOM}}{Z_{CC}} = \frac{0,38}{0,03} = 12,7 \text{ A}$$

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito en el secundario se tiene:

$$I = \frac{S}{V_{LS}} = \frac{5\,000 \text{ VA}}{240 \text{ V}} = 20,83 \text{ A}$$

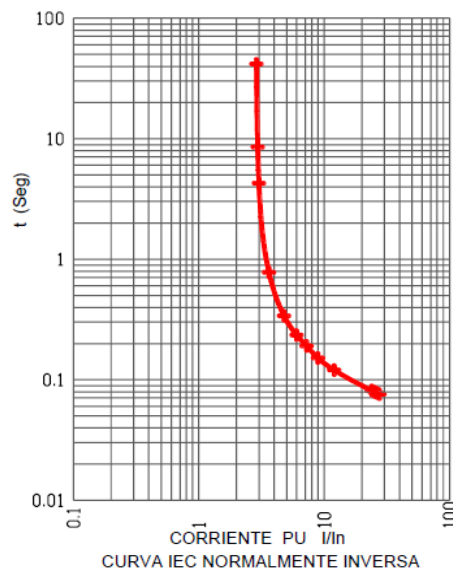
$$I_{CC} = \frac{I_{NOM}}{Z_{CC}} = \frac{20,83}{0,03} = 694,4 \text{ A}$$

Para la curva de disparo en baja tensión se tiene:

$$\frac{I_{CCSM}}{I_{CCP}} = \frac{694,4}{20,83} = 33,34 \text{ A}$$

De acuerdo con la curva corriente PU IEC normalmente inversa, para 33,34 veces la corriente nominal se tiene un disparo de 60 ms, para ambas subestaciones.

Figura 12: Curva IEC Normalmente Inversa



Fuente: General Electric.

4.2.3.8 Diseño de redes en baja tensión

Las redes en baja tensión irán soportadas sobre postes de concreto 8 m con resistencia de 510 kgf. Los conductores a emplear son cable triplex y dúplex de aluminio tipo XLPE 600 V, con neutro en cable aislado ACSR, en calibres 2x3/0 AL+1x3/0 ACSR, 2x2/0 AL+1x2/0 ACSR, 2x1/0 AL+1x1/0 ACSR, 2x2 AL+1x2 ACSR, 2x4 AL+1x4 ACSR, 1x3/0 AL+1x3/0 ACSR, 1x2/0 AL+1x2/0 ACSR, 1x1/0 AL+1x1/0 ACSR, 1x2 AL+ 1x2 ACSR y 1x4 AL+1x4 ACSR AWG. Para los sistemas de conexionado de las redes trenzadas se utilizarán conectores bimetálicos aislados, con tornillo tipo fusible, para conexión sellada a cables aislados XLPE-90°C. Todos los herrajes a instalar serán construidos en hierro galvanizado en caliente, con resistencia mecánica mínima de 200 kg. Todos los cálculos para la selección del conductor tienen como base la demanda máxima diversificada proyectada y se debe seleccionar de tal forma que cumpla con los valores establecidos de regulación, de porcentajes de pérdidas de potencia y de capacidad de corriente.

Para la selección de la demanda máxima diversificada se ha tomado las indicaciones realizadas en la adenda modificatoria a la norma para cálculo y diseño de sistemas de distribución de la electrificadora de Santander S.A ESP., criterios técnicos para las instalaciones eléctricas rurales, capítulo 8 criterios técnicos general para el sector rural. Literal a, a) Demanda máxima diversificada.

Para el cálculo de regulación de tensión se usará el método del momento eléctrico, calculado tramo a tramo.

4.2.3.9 Diseño de acometidas

De a la demanda máxima diversificada tomada de la tabla de demanda para electrificación rural, se diseñaron las acometidas para cada uno de los servicios monofásico y bifásico trifilar.

Se adjuntan las respectivas tablas de cálculo de distribución de circuitos, regulación y acometida y selección de equipos de medida.

4.2.3.9.1 Selección del equipó de medida

4.2.3.9.1.1 Acometida monofásica bifilar

Instalación monofásica bifilar.

Demanda máxima	=	2 kVA
Factor de potencia	=	0,9
Tensión de servicio	=	120 V

$$I = \frac{I_{SMAX}}{V_L} \qquad I = \frac{2\,000}{120} = 16,17\,A$$

De acuerdo al anterior resultado se selecciona un contador de energía activa de medida directa monofásico bifilar con capacidad nominal de 20 (60) A a 120 V.

Todos los cálculos de regulación de la acometida principal y las sub-acometidas para cada usuario final se presentan en los anexos.

4.2.3.10 Cálculo del sistema de puesta a tierra

La correcta conexión a tierra de todo el sistema eléctrico, es un factor de suma importancia para la seguridad del personal y del equipo eléctrico en sí.

El propósito que se persigue con la existencia de los sistemas de tierra es:

- a. Protección para el personal operativo, autorizado o no autorizado.
- b. Protección a los equipos e instalaciones contra tensiones peligrosas.

c. Evitar que durante la circulación de falla a tierra, se produzcan diferencias de potencial entre distintos puntos de la instalación, proporcionando para esto, un circuito de muy baja impedancia para la circulación de estas corrientes.

d. Apego a normas y reglamentos públicos en vigor.

La resistencia de puesta a tierra para subestaciones de media tensión, no debe ser superior a 10 Ω. Se hará el cálculo basado en el estándar IEEE 80 de 2000 [55].

4.2.3.11 Cálculo del conductor de puesta a tierra

$$A_{mm} = \frac{I_{cc} * K_f * \sqrt{t_c}}{1,9740}$$

TRANSFORMADOR SELECCIONADO = 5 kVA
 NIVEL DE TENSIÓN AT = 13 200 V
 NIVEL DE TENSIÓN BT = 240 V

I_{NS} = Corriente nominal en el secundario (A) = 12,03 A
 I_{NP} = Corriente nominal en el primario (A) = 0,22 A
 Z_{cc} = Impedancia = 3%
 I_{ccs} = Corriente de falla a tierra en el secundario (kA) = 0,4 kA
 I_{ccp} = Corriente de falla a tierra en el primario (A) = 7,3 A

Tabla 45: Material seleccionado para el bajante de puesta a tierra

MATERIAL	CONDUCTIVIDAD [%]	T_m [°C]	K_f
Cobre blando	100	1 083	7
Cobre duro cuando se utiliza soldadura exotérmica	97	1 084	7,06
Cobre duro cuando se utilizan conexiones mecánicas a presión	97	250	11,78
Alambre de acero recubierto de cobre	40	1 084	10,45
Alambre de acero recubierto de cobre	30	1 084	14,64
Varilla de acero recubierta de cobre	20	1 084	14,64

Acero 1020	10,8	1 510	15,95
Varilla de acero galvanizado	9,8	1 400	14,72
Varilla de acero con baño de cinc	8,6	419	28,96
Acero inoxidable 304	2,4	1 400	30,05

Fuente: RETIE (2008)

$$I = 0,4 \text{ kA}$$

$$K_f = 7,06$$

$$t_c = 0,7 \text{ s}$$

$$A_{mm} = 1,197 \text{ mm}^2$$

Se selecciona un conductor de cobre duro desnudo calibre 2 AWG (33,63 mm²), para el bajante de puesta a tierra de la subestación aérea.

4.2.3.11.1 Tensiones de paso y contacto tolerables

C_s = Coeficiente en función del terreno y la capa superficial

$$R = \text{Resistividad del terreno (estimada)} = 403,6 \text{ } \Omega \cdot \text{m}$$

$$h_s = \text{Espesor de la capa superficial entre 0,1 y 0,15 m} = 0,1 \text{ m}$$

$$r_s = \text{Resistividad en la superficie del terreno} = 1\ 000 \text{ } \Omega \cdot \text{m}$$

$$C_s = 1 - \frac{0,09 * \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2 * h_s + 0,09}$$

$$C_s = 0.8149$$

Para un apersona de 70 kg

$$V_{Paso_tolerable} = \frac{(1000 + 6 * C_s * \rho_s) * 0,157}{\sqrt{t_c}}$$

$$V_{Contacto_tolerable} = \frac{(1000 + 1,5 * C_s * \rho_s) * 0,157}{\sqrt{t_c}}$$

$V_{paso\ tolerable}$	=	1 105,15 V
$V_{contacto\ tolerable}$	=	417,03 V

Determinación de la configuración

L_T = Longitud total del conductor

L_C = Longitud de conductor horizontal

L_V = Longitud de un electrodo tipo varilla = 2,4 m

N = Número de electrodos tipo varilla = 1

$$\boxed{L_T = L_C + NL_V} \quad \boxed{L_C = \left(\frac{L_1}{D} + 1\right) * L_2 + \left(\frac{L_2}{D} + 1\right) * L_1} \quad \boxed{A = L_1 * L_2}$$

4.2.3.11.2 Cálculo de la resistencia de puesta a tierra R_g en ohmios

$$\boxed{R_g = \rho * \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20 * A}} * \left(1 + \frac{1}{1 + h * \sqrt{20 / A}} \right) \right]}$$

h = Profundidad de enterramiento de los conductores entre 0,3 y 0,8 m = 0,8 m

$R_g = 59,5 \Omega$

4.2.3.11.3 Cálculo del máximo potencial de tierra (GPR)

$$\boxed{GPR = I_G * R_g} \quad \boxed{I_G = 1,9 * I_0}$$

$I_G = 13,87 \text{ A}$

$GPR = 825,26 \text{ V}$

GPR > Contacto tolerable

825,26 > 417,03

4.2.3.11.4 Cálculo de tensión de malla en caso de falla

$$\boxed{V_{malla} = \frac{\rho * I_G * K_m * K_i}{L_C + \left(1,55 + 1,22 * \left(\frac{L_V}{\sqrt{L_1^2 + L_2^2}} \right) \right) * N * L_V}$$

K_{ii} = Factor de corrección por ubicación de electrodos tipo varilla

K_m = Factor de espaciamento para tensión de malla

L_p = Longitud del perímetro

K_h = Factor de corrección por la profundidad de enterramiento de la malla

n = Factor de geometría

K_i = Factor de corrección por geometría de la malla

K_s = Factor de espaciamiento para tensión de malla

d = Diámetro del conductor seleccionado en $m = 0,0080$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} * \left[\ln \left[\frac{D^2}{16 * h * d} + \frac{(D + 2 * h)^2}{8 * D * d} - \frac{h}{4 * d} \right] + \frac{K_{ii}}{K_h} * \ln \left[\frac{8}{\pi * (2 * n - 1)} \right] \right]$$

$$K_{ii} = \frac{1}{(2 * n)^{2/n}}$$

$$K_h = \sqrt{1 + h}$$

$$K_i = 0,644 + 0,148 * n$$

$$n_a = \frac{2 * L_C}{L_P}$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_P}{4 * \sqrt{A}}}$$

$$n_c = \left(\frac{L_1 * L_2}{A} \right)^{\frac{0,7 * A}{L_1 * L_2}}$$

$$L_P = (L_1 + L_2) * 2$$

$$n = n_a * n_b * n_c$$

$L_P = 36,8 \text{ m}$

$K_i = 1,13$

$n_a = 1,7826$

$K_h = 1,34$

$n_a = 1,8517$

$K_{ii} = 1,00$

$n_a = 1,000$

$K_m = 1,03$

$n = 3,301$

$V_{malla} = 177,19 \text{ V}$

V_{Malla}	<	Contacto tolerable
177,19	<	417,03

4.2.3.11.5 Cálculo de tensión de paso en caso de falla

$$V_{paso} = \frac{\rho * I_G * K_s * K_i}{0,75 * L_C + 0,85 * N * L_V}$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 * h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} * (1 - 0,5^{n-2}) \right]$$

$K_s = 0,56$

$V_{paso} = 134,4 \text{ V}$

V_{paso}	<	$V_{paso \text{ tolerable}}$
134,4	<	1 105,15

Se proyecta instalar un electrodo de puesta a tierra en la base de la subestación aérea.

La unión entre el electrodo y el conductor de puesta a tierra va con soldadura exotérmica o con un conector certificado para enterramiento directo. Cada electrodo debe quedar enterrado en su totalidad. El punto de unión entre el conductor del electrodo de puesta a tierra y la puesta a tierra debe ser accesible y la parte superior del electrodo enterrado debe quedar mínimo a 15 cm de la superficie. Cuando para este efecto, se construyan cajas de inspección, sus dimensiones deben ser mínimo de 30 cm x 30 cm, o de 30 cm² de diámetro, si es circular y su tapa debe ser removible.

4.3 Preparación de estudios

4.3.1 Estudio Legal

La normatividad colombiana que soporta el proyecto es la siguiente:

- Ley 143 de 1994, ley eléctrica
- Ley 142 de 1994, ley de servicios públicos domiciliarios
- Ley 23 del 19 de diciembre de 1973, Código de Recursos Naturales y de Protección al Medio Ambiente.
- Decreto - Ley 2811 del 18 de diciembre de 1974, Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente.
- Ley 99 del 22 de diciembre de 1993, Ley ambiental.
- Código sustantivo del trabajo.
- Ley 100 de 1993, sistema de seguridad social integral.
- Plan de desarrollo municipal-Barichara, 2012-2015.
- Plan de desarrollo departamental Santander en serio, 2012-2015.

- Además el diseño eléctrico se soporta en las “Normas para el cálculo y diseño de sistemas de Distribución” de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. y en la norma técnica colombiana NTC 2050

4.3.2 Estudio de mercado

El estudio de mercados se encuentra registrado en el capítulo 5: Evaluación Exante, ítem 5.2 (Estudio socio-económico).

4.3.3 Estudio técnico

Los estudios técnicos se encuentran registrados en el capítulo 4, ítem 4.2 (Selección de las alternativas de solución).

4.3.4 Estudio ambiental

Con el apoyo de un profesional en el área se realizaron los siguientes estudios:

- Diagnóstico ambientales de alternativas
- Estudio de impacto ambiental, la CAR regional Santander tendrá en cuenta la evaluación de impacto ambiental y su valoración

4.3.5 Estudio de riesgos

La infraestructura vial del municipio es bastante incipiente, por lo tanto sus zonas se pueden considerar apartadas, lo cual hace difícil su acceso, factor que se debe tener en cuenta en los desplazamientos requeridos. Con altos índices de pobreza pueden representar un riesgo en pérdidas y extorsiones económicas a las personas que requieran permanecer en el área. El conflicto armado en esta zona es de bastante incidencia y es recomendable mantener un bajo perfil evitando vincularse en las situaciones socio-políticas de la región. Las condiciones ambientales son las propias de una zona de clima caliente, con temperaturas altas con las enfermedades infectocontagiosas propias de la zona, la presencia de

animales venenosos es media-alta y se deben tomar precauciones para evitar cualquier incidente.

4.2.3 Estudio financiero

Se presentan el costo de cada una de las alternativas, incluyendo componentes, actividades e insumos. Estos datos están registrados en el anexo G. Con estos datos se calculó el kWh para cada alternativa y así seleccionar aquella que presente el mejor costo.

kWh Solución solar	kWh Solución Diesel	kWh Red Convencional
\$ 947,19	\$ 1 744,49	\$ 387,03

Al comparar los costos del kWh de cada alternativa, siendo la solución diesel más costosa seguida por la alternativa solar y con un costo mucho menor la tarifa de la red convencional, es financieramente más viable hacer una ampliación de la red convencional

5 EVALUACIÓN EXANTE

Esta evaluación se hace en dos frentes, la evaluación financiera y la evaluación socio-económica como se explicó en el marco teórico, se realiza antes de que el proyecto sea ejecutado para proyectar su comportamiento en las etapas de inversión y ejecución.

5.1 Evaluación financiera

Basados en los estudios hechos, se realiza la evaluación financiera donde conociendo los ingresos y egresos, se realiza el análisis del comportamiento financiero.

El principal objetivo en esta evaluación es determinar el valor total del proyecto, además de los flujos financieros buscando que tengan una tasa de rentabilidad mínima.

En el anexo G se presenta el presupuesto general del diseño de la red convencional, que fue la alternativa seleccionada, en donde se presenta el valor total de la obra.

El valor total del diseño es de \$ 323 140 569 el cual se espera sea subsidiado por el FAER, fondo al cual es remitido el proyecto, debido a que este, al ser un proyecto de carácter social, se ejecuta con recursos del estado y no se espera retorno del capital de inversión.

Ya luego de terminada la etapa de ejecución cuando el proyecto entre en operación, el operador de red se hará cargo de la administración, operación y mantenimiento de la red. Además de acuerdo con el estudio socioeconómico de la

región, descrito a continuación, los usuarios están en la capacidad de pagar la tarifa de energía eléctrica que les corresponde de acuerdo a su posición.

5.2 Evaluación socioeconómica

5.2.1 Antecedentes

El sector rural del municipio de Barichara está conformado por 17 veredas, de las cuales 12 serán beneficiadas con el proyecto de ampliación de la red eléctrica; estas son: Arbolito, Butáregua, Carare, El Pino, Guanénta, Guayabal, Llano Higueras, Lubigára, Regadillo, San José Bajo, San José Bajo y Santa Helena [56].

Según datos del Departamento Nacional de Estadísticas para el 2011, Barichara tiene una población total de 7 391 habitantes, de los cuales el 49,1% son hombres y el 50,9% son mujeres. Pero según datos de la secretaría de salud del municipio, Barichara cuenta con 8 324 habitantes, de los cuales 6 672 tienen SISBEN y los 1652 restantes hacen parte del régimen contributivo de salud.

En la cabecera municipal de Barichara está el 35,51% de la población, y el sector rural alberga el 68,48% restantes (Datos de la oficina de planeación municipal de Barichara).

5.2.1.1 Cobertura de energía en las veredas a intervenir

El 80% del sector rural cuenta con energía eléctrica; el 20% restante equivale a 231 viviendas sin electrificar.

La ausencia de este servicio afecta en gran medida a la población, ya que esto imposibilita el desarrollo y crecimiento de sus habitantes, pues evita la aplicación de tecnología en la producción de sus fincas a nivel agropecuario. Por otro lado, a

nivel educativo, cultural y de entretenimiento, su desarrollo está restringido, pues con la falta del servicio eléctrico, las opciones de avanzar son muy limitadas.

Otro problema importante que se presenta en las veredas que cuentan con energía, es que el servicio no se presta en óptimas condiciones debido a que se presentan saturación en los transformadores, por ello se generan bajas continuas de tensión.

La iluminación en Barichara para las familias que no cuentan con el servicio de energía a partir de electrificación rural, se basa principalmente a partir de la vela.

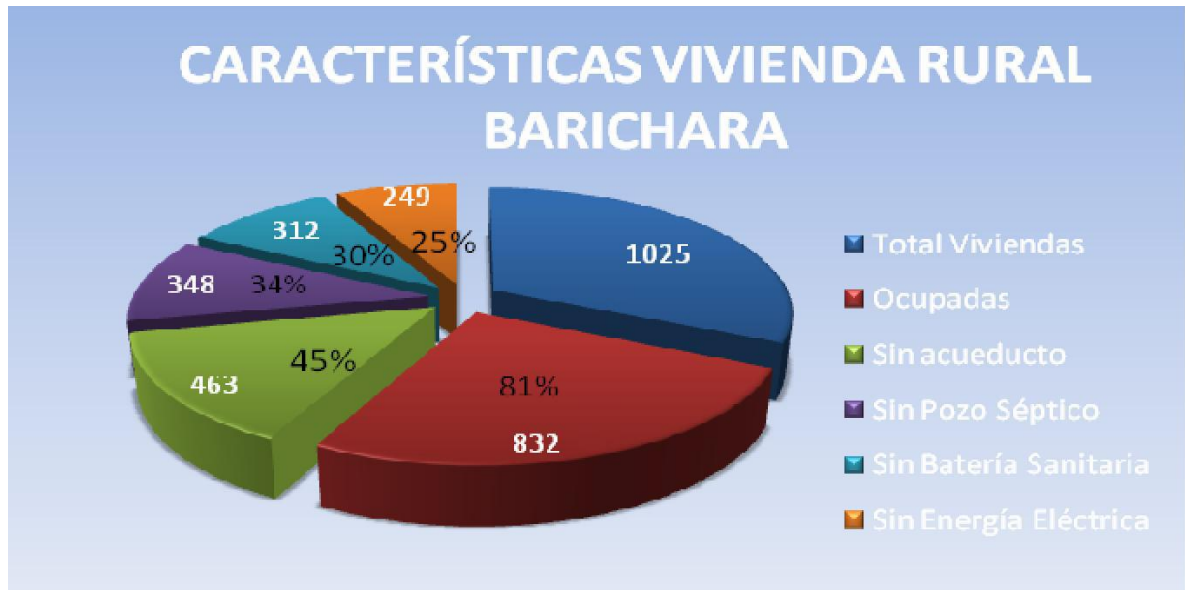
A nivel rural, la falta de prestación del servicio de energía, asistencia técnica y tecnología agropecuaria y ambiental han conducido al uso de prácticas agrícolas irracionales, como compactación del suelo por el uso continuo del arado de disco, erosión por el monocultivo del frijol, contaminación de fuentes de agua y suelo por aplicación indiscriminada de agroquímicos, contaminación de aire y suelo por aplicación de gallinazas crudas o abonos no compostados. Todas estas actividades atentan en forma directa contra el ecosistema y medio ambiente de la zona además de hacer menos eficiente y productivo el trabajo en la zona. Por otro lado a nivel educativo, económico y mejoramiento en la calidad de vida se ve afectado ya que esta situación impide directamente su avance.

5.2.2 Identificación del problema

En el municipio de Barichara, departamento de Santander, existen 231 viviendas sin electrificar. Para estos habitantes son indudables las limitaciones con las que conviven debido a la carencia de este servicio, pues su nivel de vida se ve afectado directamente a nivel económico y productivo.

5.2.3 Situación de los servicios públicos

Figura 13: Cobertura en servicios públicos – Barichara



Fuente: PDM “Barichara competitiva, social e incluyente”

- **Acueducto**

En el sector rural la cobertura en servicio de acueducto es del 55%, esta no cuenta con continuidad del servicio por falta del recurso hídrico y por la falta de almacenamiento. Por esto último, se están generando riesgos en la salud de sus habitantes, especialmente en la población infantil. El municipio no se encuentra certificado para agua potable y saneamiento básico.

- **Alcantarillado**

Se cuenta con un sistema de alcantarillado, pero no se cuenta con la disposición final de las aguas servidas, el sistema está compuesto por una red de aguas negras en tubería de gres cuya vida útil ya caduco y debe ser remplazada en su

totalidad. Las aguas lluvias son drenadas superficialmente por las vías cayendo sin ningún control a los cauces que rodean el sector urbano del municipio.

La infraestructura actual del alcantarillado cubre el 100% del sector urbano y su administración es a través de la unidad de Servicios Públicos; la descarga final se hace a la quebrada Barichara, aguas arriba del sitio turístico denominado el Salto del Mico, los agricultores de la vereda Chagüete aguas debajo de la descarga de las aguas servidas la utilizan para riego, desconociendo que esta agua no es apta para uso agrícola.

El centro poblado de Guane cuenta con un alcantarillado de aguas negras, con las mismas características de obsolescencia y de contaminación que el casco urbano, allí la descarga de vertimientos contamina los potreros aledaños a los cauces donde se vierten.

Una de las necesidades priorizadas por la comunidad rural es la construcción de baterías sanitarias. El 80% de las viviendas no cuentan con un tratamiento primario de agua servidas. Esto quiere decir que de las 1 063 viviendas censadas por el SISBEN, solamente 170 cuentan con un tratamiento primario para las aguas servidas, las restantes viviendas están ayudando a la contaminación de los pocos acuíferos o corrientes efímeras de la región. La población servida en la zona rural es de 4 760 habitantes y solo el 8,59% cuenta con servicio de alcantarillado. (Fuente: Censo 2005.)

- **Aseo público**

El sector rural no cuenta con un programa de recolección de basuras, tampoco se adelantan campañas de sensibilización ambiental. Barichara produce diariamente 2 toneladas de residuos sólidos, actualmente no cuenta con un relleno sanitario para su disposición por lo que tiene que trasladarlos al relleno sanitario de la

ciudad de San Gil distante 23 kilómetros, y aunque allí le exigen que el material tiene que llevarlo clasificado, no cuenta con un programa de reciclaje de residuos sólidos en la fuente tanto en el sector rural como en el casco urbano.

- **Energía**

La Empresa Electrificadora de Santander (ESSA) – EPM, presta el servicio con un cubrimiento del 100% en el centro poblado, y un 80% en el sector rural. Son en total 231 viviendas sin electrificar, el servicio es considerado por la comunidad como bueno. Pero en la mayoría de las veredas se planteó el problema de las continuas bajas de tensión por la saturación de los transformadores.

- **Telefonía**

Solo existe servicio por parte de una empresa de telefonía. El casco urbano tiene servicio telefónico considerado como bueno, permite la comunicación residencial a nivel local, nacional e internacional. El servicio de telefonía móvil ha desplazado el anterior servicio y se da buena cobertura de señal de las operadoras existentes en el país.

- **Servicio de gas**

El casco urbano del municipio y el centro poblado de Guane, utilizan el gas propano licuado para la cocción de los alimentos, el cual es suministrado por las empresas comerciales Gasan y Vida Gas en cilindros de 20, 33 y 100 libras. En el casco urbano existe una red de distribución para el suministro del gas domiciliario que no está funcionando, debido a algunos problemas de tipo ambiental en la construcción del tanque alimentador del gas y la escogencia de la empresa prestadora del servicio. En el sector rural se consume también el GPL, pero el

consumo de leña continúa como el principal combustible en las cocinas y los fogones.

- **Centros de salud**

El municipio cuenta con una Empresa Social del Estado Hospital San Juan de Dios, ubicado en el perímetro urbano del municipio, Tiene capacidad para 14 camas. Cuenta con tres médicos y nueve enfermeras permanentes; es de primer nivel y su área de influencia es el municipio. Además el municipio cuenta con 12 puestos de salud sin dotación y por ende fuera de funcionamiento. El centro poblado GUANE: Cuenta con un puesto de salud.

- **Vías de acceso**

El municipio cuenta con 31,3 km de vías, de las cuales 23 km están totalmente pavimentadas, que lo comunican con San Gil, y 8.3 km que conduce al centro poblado de Guane. Se tienen 90,3 km de vías destapadas, que conducen a las diferentes veredas del municipio.

Las dieciocho (18) veredas del Municipio cuentan con vía carretable que cumplen la función de enlace interveredal y con el casco urbano; son en total 90,3 km de vías, de los cuales ya se encuentran construidos 5 km de placa-huella, mejoramiento que ha permitido solucionar el tránsito por los difíciles tramos donde han sido construidos.

5.2.4 Localización específica de desarrollo y ejecución del proyecto

El proyecto de electrificación será realizado para 33 usuarios en 12 de las 18 veredas con las cuales cuenta el municipio, estas son: Arbolito, Butáregua, Carare, El Pino, Guanénta, Guayabal, Llano Higueras, Lubigára, Regadillo, San José Bajo, San José Alto y Santa Helena.

5.2.5 Características de los usuarios potenciales

5.2.5.1 Sociodemográficas

El proceso de migración tanto del sector rural, como de otras regiones del país y del exterior, genera un crecimiento reflejado en la aparición de nuevas urbanizaciones presentándose un déficit en la oferta de servicios básicos.

La cabecera municipal alberga al 35,51% de la población, hablamos de 2 625 personas con condiciones de vida, capacitación y producción muy diferentes a las del sector rural que cobija al 68,48% de la población, es decir, a 4 766 personas que encuentran en su mayoría al sector agrícola como la única fuente de ingresos.

- **Estructura demográfica**

EDAD: El 35% de la población es menor de 15 años; el 45% se encuentra entre el rango de edades de 15 a 44 años y el 20% de la población es mayor de 44 años

SEXO: El 49% de la población son mujeres y el 51% son hombres

- **Distribución espacial**

CONCENTRACIÓN: El 26% de la población se encuentra localizada en el área urbana y el 74% en la zona rural.

DENSIDAD: Rural: 58 hab/km² – Urbano: 2 025 hab/km²

5.2.5.2 Socioeconómicos

La principal actividad económica gira alrededor de la fabricación de adobe, ladrillo, teja y cerámica. Esto es debido a las condiciones del terreno sobre el cual está ubicado el municipio, lo que permite que gran parte de las familias del sector se dediquen a este oficio.

Además el municipio cuenta con otras actividades productivas, las cuales son:

- Agrícolas
- Forestales
- Pecuarias
- Mineras

Por otro lado el sector cuenta con familias que basan su económico en torno al mercado de las artesanías y al turismo.

- o **Índice de vulnerabilidad**

Indicadores:

Necesidades básicas insatisfechas: datos DANE 2010

Tabla 46: Necesidades básicas insatisfechas en Barichara

SECTOR	BARICHARA	SANTANDER	COLOMBIA
Urbano	10.47	13.54	19.66
Rural	42.49	45.37	53.51
PROMEDIO	30.99	21.93	27.78

Fuente: PDM “Barichara competitiva, social e incluyente”

En el sector urbano de acuerdo al porcentaje existen cerca de 303 personas con NBI y en el Sector Rural un promedio de 1 910 personas.

Como lo muestra la tabla anterior el nivel de NBI en Barichara está por encima de los niveles departamentales y municipales. Siendo este uno de los factores para medir la pobreza, se puede afirmar que el promedio del nivel de pobreza de Barichara es superior a los niveles departamental y nacional.

5.2.6 Orden público

En el municipio de Barichara no se presentan problemas de orden público, ya no se registran datos de grupos al margen de la ley ni organizaciones delincuenciales. Aunque se deben tener precauciones pues con la ejecución del proyecto y la presencia de personal desconocido en la zona se pueden presentar extorciones o problemas similares que afecten la normal ejecución del proyecto.

5.2.7 Canasta energética

Las veredas a intervenir para este proyecto en el municipio de Barichara utilizan para el alumbrado, la cocina y el trabajo, las siguientes fuentes de energía:

- ✓ Para alumbrar, las personas usan las velas. Igualmente es común el uso de linternas en recorridos nocturnos. Esto genera muchos contaminantes por mala disposición de las pilas.
- ✓ Otra fuente de energía muy usual es la leña para cocinar, y el uso de mano de obra y de mulas o caballos para trabajar.

Los habitantes a beneficiar con el proyecto consideran que la energía eléctrica, aunque pueda resultar más costosa inicialmente, tendría un impacto sumamente favorable en todas sus actividades, lo que haría que el beneficio a mediano plazo terminara por suplir los costos económicos de la energía eléctrica.

5.2.8 Energía eléctrica por red

La conclusión principal es que los hogares de las veredas a intervenir tienen el deseo, la disposición y la capacidad de pagar por la electricidad. Los hogares sin electricidad frecuentemente tienen un costo más alto por obtener energía, costo que no siempre es económico, sino en tiempo, transporte, contaminantes, etc. Aunque también pagan más por energía de menor calidad como linternas o velas de lo que pagarían por el servicio eléctrico.

No obstante, la comunidad espera que el costo del servicio de energía eléctrica tenga en cuenta sus capacidades económicas de pago y cuenten con el respaldo de las autoridades municipales.

Igualmente, la comunidad tiene claros los beneficios de la electrificación rural, de dos tipos, directos e indirectos:

- Los beneficios directos incluyen mejoras en el alumbrado, en la lúdica por el uso de la televisión y el radio y en algunas labores del campo que mejoran con la energía eléctrica como el proceso de fabricación del ladrillo.
- Los beneficios indirectos incluyen mejores resultados educativos en niños, el uso de internet, la recreación, el mejoramiento en el uso de los electrodomésticos y, en general mejores oportunidades de generación de ingresos.

5.2.9 Economía

La vereda Guayabal cuenta con 63 chircales y 1 fábrica (ARCISAN) que fabrican adobe, ladrillo, teja y cerámicas, originando contaminación del aire por la emisión de humo, partículas y gases de la combustión de leña utilizada para el cocimiento de estos productos, no se ha hecho gestión administrativa para ayudar a implementar un programa de combustión menos contaminante como el uso del gas propano licuado (GPL).

Estructura económica: Las actividades productivas del municipio se han agrupado así:

- **Sector primario**

Agrícola: El 6% de las tierras están dedicadas a los cultivos permanentes y el 31% a cultivos anuales.

Forestal: El 22% de las tierras se componen de vegetación arbustiva de especies nativas.

Pecuaría: El 24% del área está dedicado a pastos para el ganado: vacuno, caprino y porcino, destacándose el ganado caprino.

Minero: Se encuentran arenas silíceas y calizas.

- **Sector secundario**

Este sector está orientado básicamente hacia el área artesanal, el municipio cuenta con aproximadamente 177 microempresas.

Sector comercio y servicios

Se cuenta con 122 establecimientos orientados básicamente al sector turismo y al sector financiero.

5.2.10 Ambiental

- **Topografía:**

Casco urbano: se localiza en un terreno inclinado al borde de una escarpa, presenta fuertes pendientes en dirección norte – sur, la dirección principal de la inclinación y las pendientes oriente – occidente originadas principalmente por las quebradas tributarias de La Quebrada Barichara. El casco urbano se encuentra entre la cota 1 250 y 1 350. Presenta pendientes entre 0 y 10°, para un porcentaje de 0 a 17, se considera una topografía de plana a levemente inclinada.

Centro poblado de Guane: presenta una topografía con pendientes suaves mínimas con gran posibilidad de expansión. Presenta pendientes entre 0 y 10°, para un porcentaje de 0 a 17, se considera una topografía de plana a levemente inclinada.

El proyecto en la zona rural de Barichara atravesará predios conformados por amplios potreros en los que los impactos negativos son bajos. El proyecto no se ejecutará en zonas de riesgo.

De otra parte, es importante resaltar que las veredas cuentan con vías de acceso por las cuales pueden transitar vehículos de tamaño pequeño y medio. Además, los niveles de ruido en la etapa de construcción de las redes de transmisión son bajos, por lo que no afectará a los habitantes ni al medio natural. Además no será necesaria la tala de árboles.

5.2.11 Análisis y selección de alternativas

Para el cumplimiento de los objetivos de este proyecto se realizó un análisis preliminar de la viabilidad de utilizar distintas opciones energéticas para el abastecimiento de electricidad, en este caso se analizó: extensión de la red eléctrica, energía solar y grupos electrógenos.

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

En el caso de la alternativa con grupos electrógenos se evidencia que el combustible empleado sería la gasolina o el ACPM (DIESEL). Producto de un análisis preliminar se evidencia que desde el punto de vista de sostenibilidad del proyecto esta alternativa no debe ser considerada dado los costos de producción de energía mediante este sistema. Según las proyecciones de la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética) el precio de la gasolina y el ACPM se proyecta con un crecimiento sostenido entre el 4,5% y el 5,9%, condición que implica que el costo de producción del kWh superaría los 400 \$/kWh para una eficiencia térmica tipo de 35% de los grupos electrógenos. El anterior precio no considera los costos del AOM.

En el caso de la alternativa fotovoltaica se presentan desventajas importantes entre las que se encuentran: una inversión significativa principalmente si se requiere disponibilidad alta, no contar con personal calificado para el montaje y mantenimiento de las pequeñas centrales fotovoltaicas, por otro lado la potencia ofrecida está restringida al diseño y capacidad instalada.

6 REVISIÓN DE REQUISITOS PARA LA PRESENTACIÓN AL FONDO DE INVERSIÓN.

El presente proyecto se presentará ante el fondo de inversión FAER (Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales). El objetivo de este, es ampliar la cobertura del sector rural en las zonas que hacen parte del Sistema Interconectado Nacional – SIN. Por tanto es el fondo que se acopla a las condiciones del proyecto que se está estructurando [1].

Es importante tener en cuenta que este fondo financia hasta el 100% de la inversión inicial del proyecto, si no requiere recursos adicionales para garantizar su sostenibilidad.

Los requisitos para la presentación de proyectos ante este fondo se enuncian a continuación, y para este caso en particular se presenta su respectivo cumplimiento.

6.1 Requisitos para la presentación del proyecto al fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas rurales – FAER.

6.1.1 Carta de presentación

Este documento contiene las siguientes especificaciones:

- Se elaboró en papelería del Operador de Red y firmado por el respectivo representante legal.
- Incluye la fecha de elaboración.
- Está dirigido a la Dirección de Energía del Ministerio de Minas y Energía.
- Se especifica la entidad ejecutora del proyecto.
- Se muestra el valor y tipo de recursos solicitados.

- Se incluye el valor del proyecto.
- Se Indica que el proyecto se encuentra incluido en el plan de expansión del Operador de Red.
- Se incluye el domicilio para el envío de la correspondencia y el correo electrónico para facilitar la comunicación.
- Se certifica que los documentos adjuntos son auténticos y que la información presentada es veraz.

VER FORMATO 1ª (ANEXO I)

6.1.2 Registro BPIN

Mediante este formato se certifica que el proyecto está registrado en el Banco de proyectos de inversión – BPIN de la Entidad Territorial.

VER FORMATO 1B (ANEXO I)

6.1.3 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).

VER FORMATO 1C (ANEXO I).

6.1.4 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.

VER FORMATO 1D (ANEXO I).

6.1.5 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.

VER FORMATO 1E (ANEXO I).

6.1.6 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.

VER FORMATO 1F (ANEXO I).

6.1.7 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.

VER FORMATO 1G Y 1H (ANEXO I).

6.1.8 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, plantas diésel y electrificación rural convencional. Están definidos los diagramas esquemáticos, las características de las obras, las especificaciones técnicas de los equipos y materiales, cantidades, etc.

(Anexo F).

6.1.9 Planos técnicos

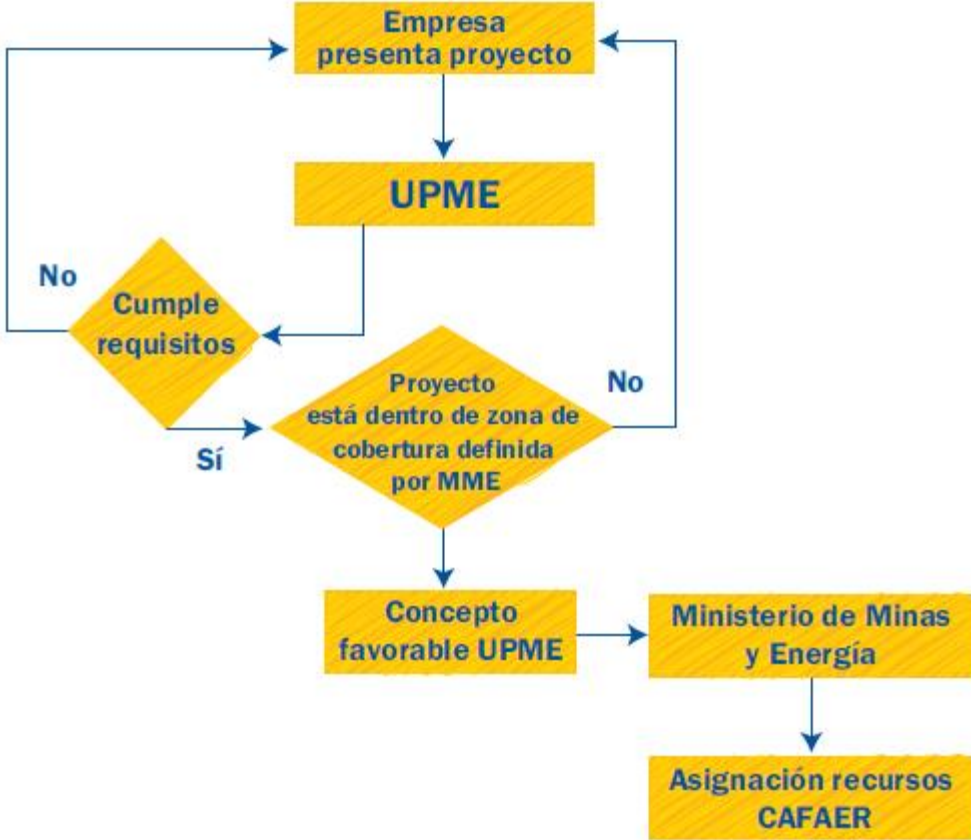
Son los planos en lo que se esquematizan los diseños eléctricos y de construcción del proyectos, información que es coherente con el presupuesto y número de usuarios. Estos planos registran la firma del ingeniero diseñador y la aprobación del Operador de Red, quien avala técnicamente el proyecto presentado. En este se especifica la infraestructura existente y la proyectada.

*El Operador de Red debe garantizar las acometidas para los nuevos usuarios contemplados en el proyecto formulado.

Los planos se adjuntan al presente trabajo.

6.1.10 Diagrama del proceso – proyectos FAER

Figura 14: Diagrama del proceso – Proyectos FAER



Fuente: Cartilla de fondos.

7 CONCLUSIONES, OBSERVACIONES Y SUGERENCIAS

7.1 Conclusiones

- Para el estado del arte de las alternativas energéticas en el departamento de Santander se puede establecer que las soluciones posibles como es la energía solar y la diésel no están aplicadas en ningún escenario, en todo el departamento prima la red convencional para suministro de energía eléctrica sin importar que tan aislados se encuentren los usuarios, esto debido a que financieramente es más factible este tipo de solución.
- Se estructuró un proyecto para el municipio de Barichara con capacidad para suministrar servicio de energía eléctrica a 33 usuarios de área rural, mediante la expansión de las redes de distribución, cumpliendo a cabalidad con especificaciones técnicas y requisitos exigidos por el operador de red y el respectivo fondo de financiación.
- Los entes territoriales no son los organismos más indicados para realizar proyectos de infraestructura eléctrica, ya que carecen de conocimientos técnicos y de procedimiento entre otros. La estructuración de dichos proyectos debe encargarse a organismos especializados como es la UIS que busca cumplir el objetivo social del proyecto sin olvidar los detalles técnicos y que los recursos económicos proporcionados por el estado son limitados y tienen que llegar verdaderamente a las comunidades que más los necesitan.

- La metodología utilizada para la identificación y diagnóstico de los proyectos permitió estudiar y verificar las condiciones en que se encontraba cada proyecto para posteriormente priorizar las necesidades de cada uno y redirigirlo a la etapa de estructuración.
- Los estudios realizados de cada alternativa de solución muestra los diferentes dispositivos, materiales y equipos utilizados en la actualidad vigentes en el mercado y con los respectivos costos de adquisición y mantenimiento logrando un presupuesto de obra real, del cual se precisó el costo de generación (precio kWh) para cada alternativa siendo la red convencional la que presenta un menor valor de kWh seguida por la solar y con una gran diferencia para alcanzar el costo de la diesel.
- El presente proyecto de grado en la modalidad de práctica empresarial va un paso más cerca de la realidad, gracias al acompañamiento de profesionales en la materia se tuvo la oportunidad de realizar actividades y labores propias de la carrera llevando consigo un compromiso profesional y un objetivo social por el cual al final se tiene una verdadera satisfacción integral como profesional.
- El aprovechamiento de la energía solar mediante sistemas de energía fotovoltaica es ideal para suplir del servicio de energía eléctrica a usuarios más aislados ya que con incentivos y subsidios por parte del estado se podría llegar a cierres financieros a los cuales no se podrían llegar con la extensión de red convencional, adicionalmente se estaría contribuyendo e incentivando a los nuevos usuarios con el cuidado del planeta, el aprovechamiento de los recursos naturales y la producción de energía limpia.

7.2 Sugerencias y recomendaciones

- Se recomienda a los fondos de financiación y entes de control y planeación seguir permitiendo y ampliar la participación de entidades académicas para el debido estudio y estructuración de proyectos de infraestructura eléctrica con el fin de lograr un mayor impacto social a toda la comunidad.
- La participación de estudiantes en el proceso de identificación, diagnóstico y estructuración de proyectos saca a los estudiantes de las aulas y los lleva a tener contacto directo con la comunidad y a enfrentar problemas reales con impacto social. Por ello se recomienda el desarrollo de más proyectos de este tipo ya que estimula la participación por parte de la academia y genera que el proceso de formación sea integral y aporte herramientas importantes al futuro del profesional.

BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

- [1] Ministerio de Minas y Energía, Guía de formulación y presentación de proyectos fondos FAER, FAZNI, SGR, FECF y programa PRONE.
- [2] Departamento Nacional de Planeación, Manual de soporte conceptual para el uso de la Metodología General para la formulación y evaluación de proyectos.
- [3] Sistema General de Regalías, www.sgr.gov.co.
- [4] Unidad de Planeación Minero Energética, www.upme.gov.co.
- [5] Sanchez Maza Miguel Angel, Energía Solar Fotovoltaica, México, 2008.
- [6] Pareja Aparicio Miguel, Energía Solar Fotovoltaica, Cálculo de una Instalación Aislada, Barcelona – España, 2010.
- [7] Enriquez Harper, Tecnologías de Generación de Energía Eléctrica, México, 2009.
- [8] Gonzales Velazco Jaime, Energías Renovables, Barcelona – España, 2009.
- [9] Acevedo Arenas Cesar Yobany, Presentaciones de Clase Energía y Medio Ambiente, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2012.
- [10] Rey López Juan Manuel, Vergara Barrios Pedro Pablo, Diseño de una Micro red de Baja Tensión para el Laboratorio de Integración Energética del Parque Tecnológico de Guatiguará, Proyecto de Grado, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2012.
- [11] Unidad de Planeación Minero Energética, Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia.
- [12] Rodríguez Murcia Humberto, Desarrollo de la Energía Solar en Colombia y sus Perspectivas, Bogotá, 2008.

- [13] Plan de Desarrollo Municipio de Oiba, “Adelante Oiba 2012 - 2015”.
- [14] Sensstech Soluciones S.A.S., www.sensstech.com.
- [15] Electrosolar de Colombia S.A.S., www.electrosolardecolombia.com.
- [16] Solutecna – Soluciones con Energía, www.solutecna.com.co.
- [17] Kyocera, www.energybay.org.
- [18] Kyocera, www.wholesalesolar.com.
- [19] Kyocera, www.solardesingtool.com.
- [20] Sharp, www.africanenergy.com.
- [21] EvergreenSolar, www.evergreensolar.com.
- [22] Solutecna, www.sunforceproducts.com.
- [23] Phocos, www.sumsol.es.
- [24] Phocos, www.phocos.com.
- [25] Morningstar, www.morningstarcorp.com.
- [26] Morningstar, www.civicsolar.com.
- [27] Blue Sky energy, www.blueskyenergyinc.com.
- [28] Apollo Solar, www.apollosolar.com.
- [29] Victron Energy, www.rpc.com.au
- [30] Xantrex, www.powertool.manualsonline.com
- [31] Xantrex, www.electronicdatasheets.com
- [32] Exeltech, www.exeltech.com

- [33] Victron Energy, www.victronenergy.com.es
- [34] Victron Energy, www.technosun.com
- [35] Samlex Latina, www.invertersrus.com
- [36] Enersys, www.enersysreservepower.com
- [37] Solaronline, www.rolls-battery.com
- [38] Solaronline, www.solaronline.es
- [39] Solaronline, www.trojanbatteryre.com
- [40] Solaronline, www.pagliarisnc.com
- [41] Solaronline, www.enersysreservepower.com
- [42] Cummins Power Generation, Soluciones Energéticas, Catálogos de Grupos Generadores Diesel, www.cumandes.com
- [43] Alcaldía de Barichara – Santander, Sitio web: www.barichara-santander.gov.co
- [44] Electrificadora de Santander, Normas para el Cálculo y Diseño de Sistemas de Distribución, Bucaramanga, 2005.
- [45] Unidad de Planeación Minero Energética, Mapas de Radiación Solar Global sobre una Superficie Plana.
- [46] UNIRAC – A HILTI GROUP COMPANY, www.unirac.com
- [47] UPME, Proyección de demanda de Energía en Colombia, Bogotá, 2010.
- [48] Salicru, Catálogo de Productos Profesionales, catalogo.salicru.com
- [49] Eduardoño S.A., www.eduardono.com
- [50] ABB Colombia, www.abb.com.co

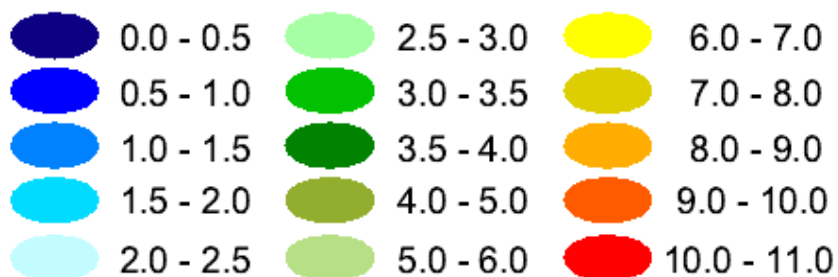
- [51] Comisión de Regulación de Energía y Gas, www.creg.gov.co
- [52] Norma Técnica Colombiana, NTC 2050 Icontec, Bogotá, 2002.
- [53] Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, RETIE, Ministerio de Minas y Energía, Bogotá, 2008.
- [54] Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público, RETILAP, Ministerio de Minas y Energía, Bogotá, 2009.
- [55] IEEE Std 80-2000, IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding, IEEE Power Engineering Society, USA, 2000.
- [56] Plan de Desarrollo Municipal “Barichara Competitiva, Social e Incluyente 2012 - 2015”, Sitio web: www.barichara-santander.gov.co

ANEXOS

ANEXO A: MAPA DE VELOCIDADES DE VIENTOS EN SANTANDER

CONVENCIONES

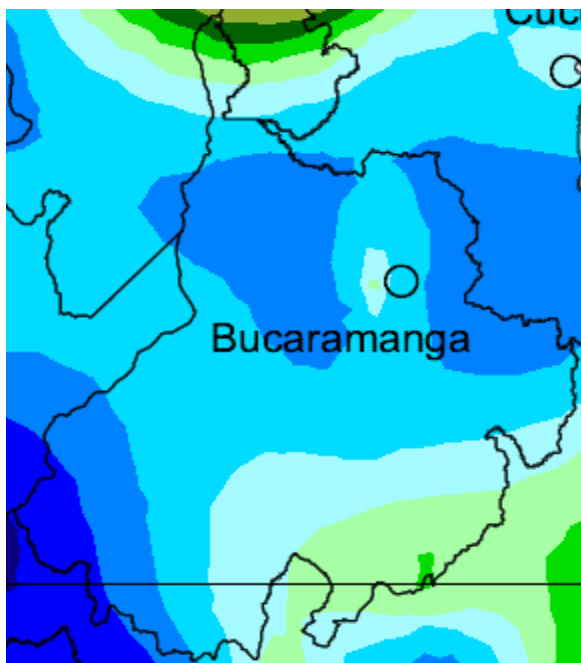
m/s



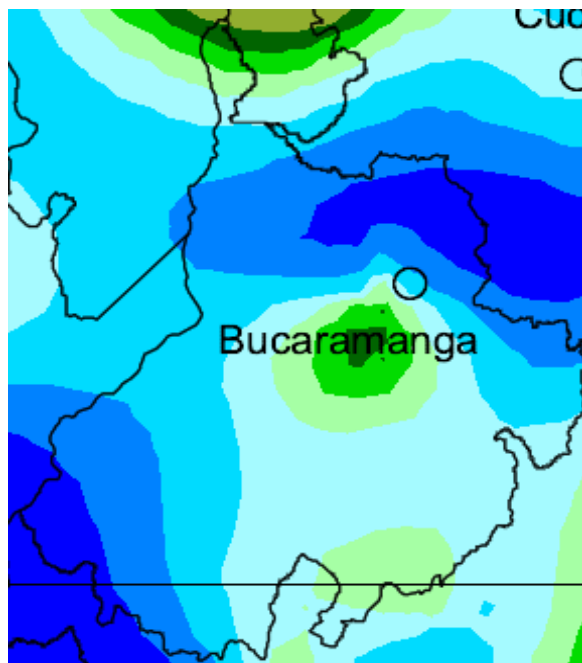
Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial
Ministerio de Minas y Energía

UPME

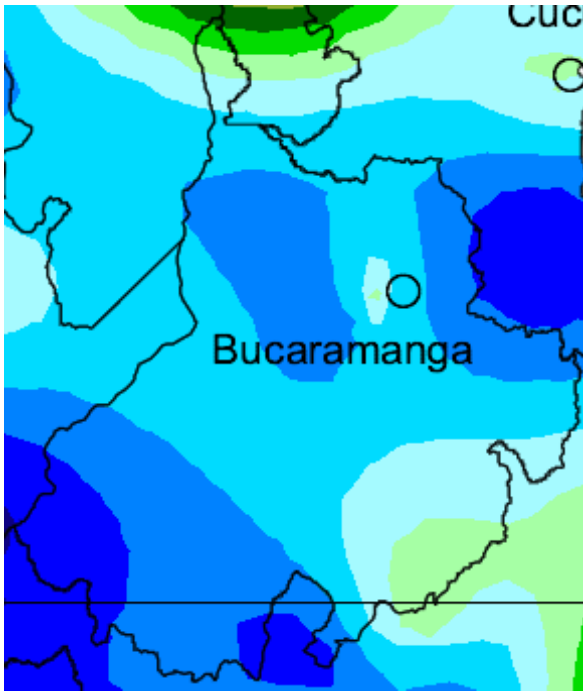
ENERO



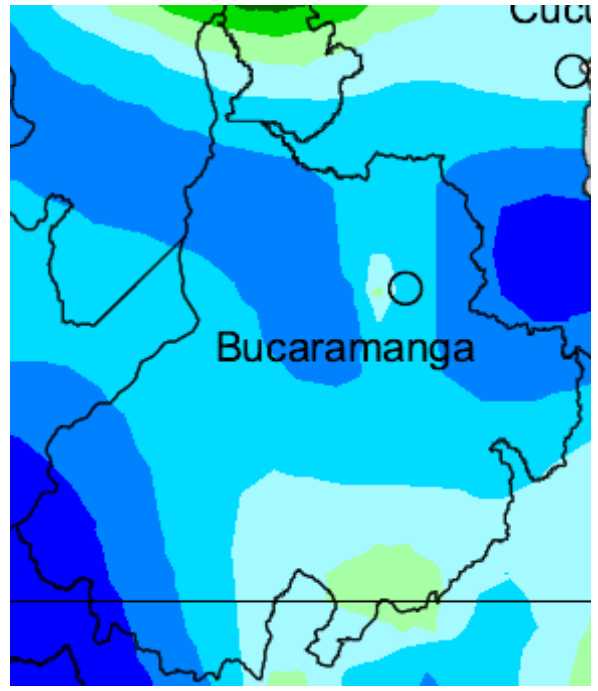
FEBRERO



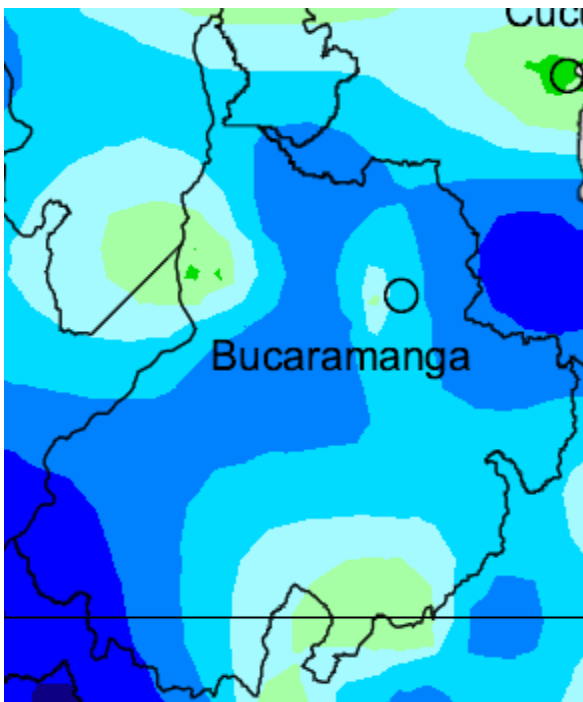
MARZO



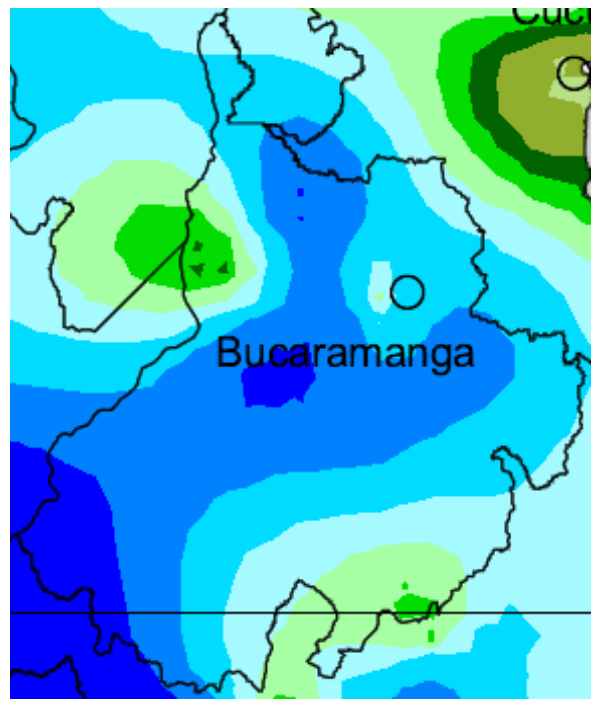
ABRIL



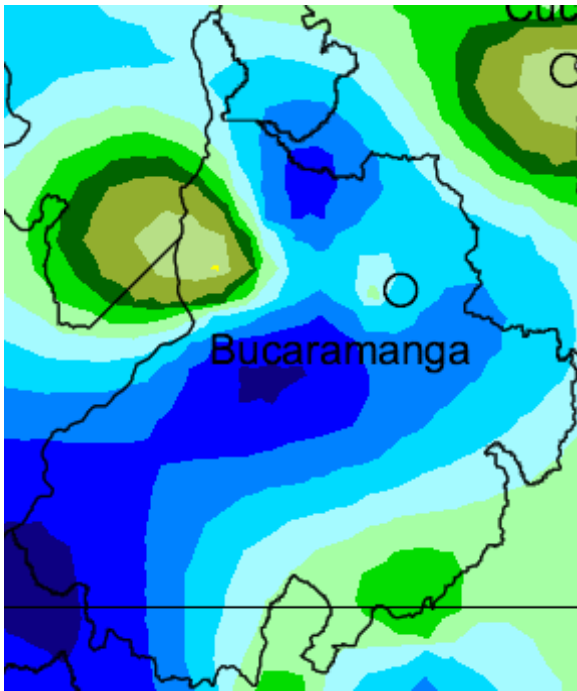
MAYO



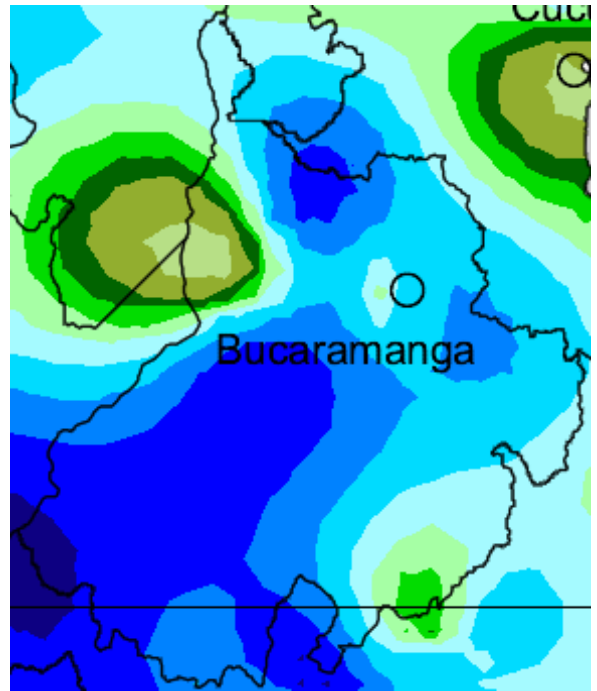
JUNIO



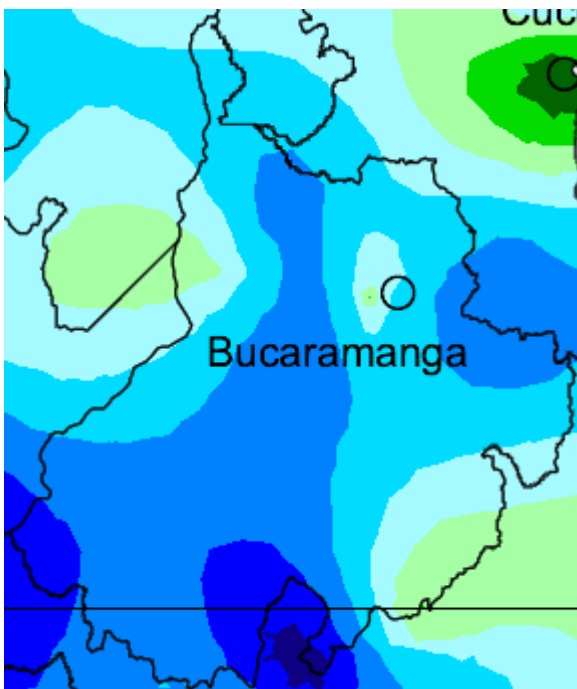
JULIO



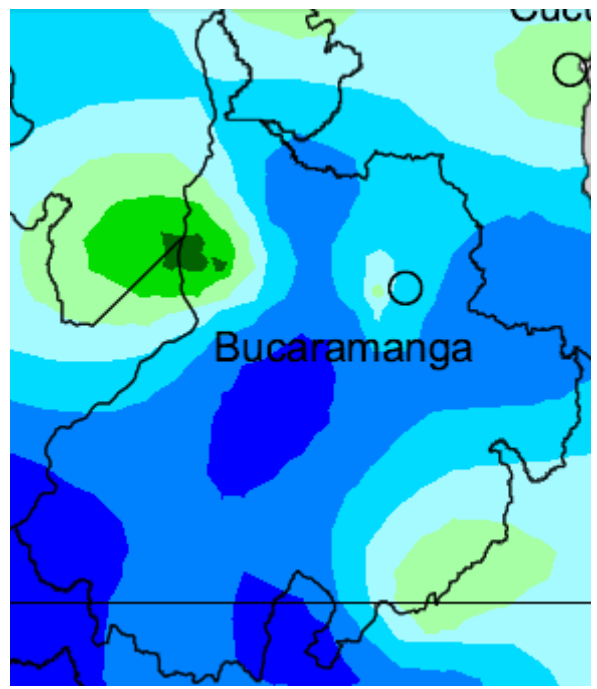
AGOSTO



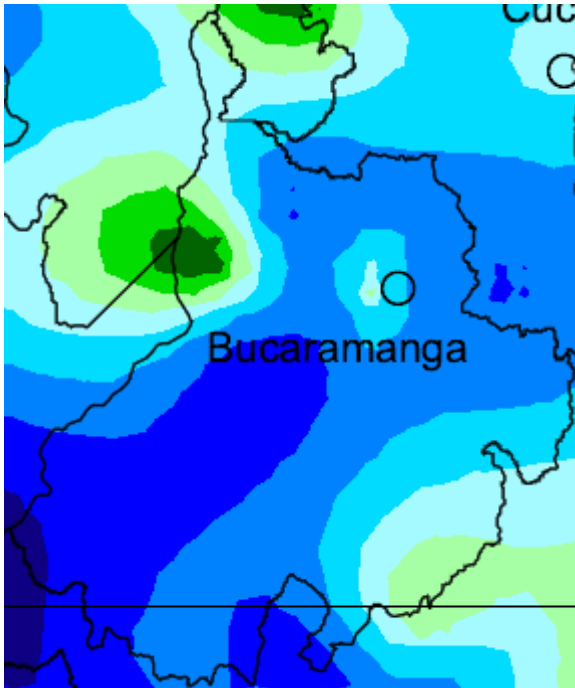
SEPTIEMBRE



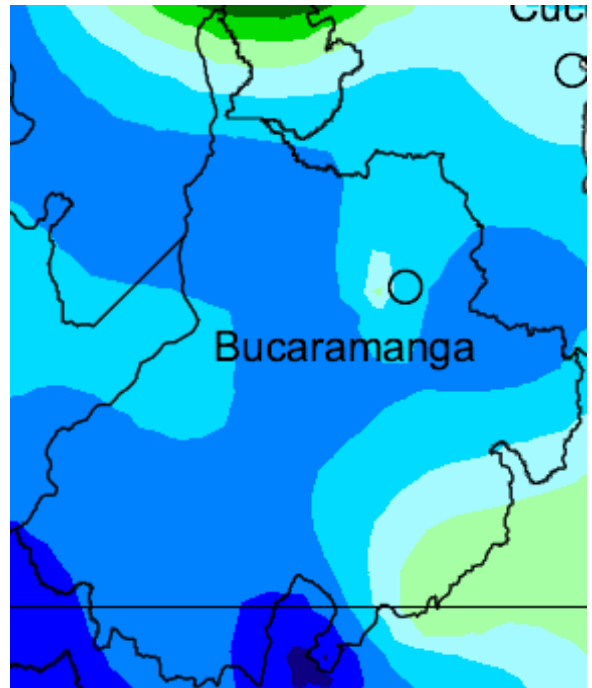
OCTUBRE



NOVIEMBRE



DICIEMBRE



Fuente: Mapas de vientos – UPME

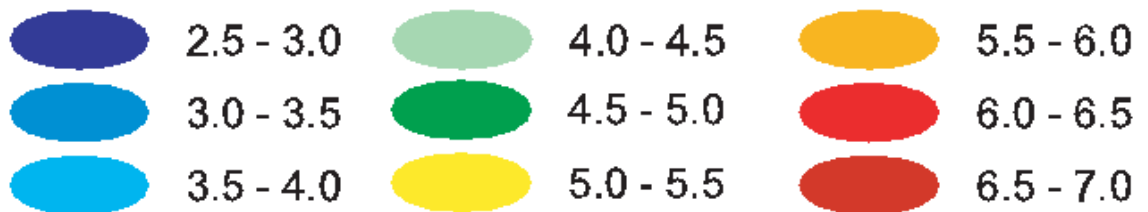
ANEXO B: CARTAS DE RECEPCIÓN DE INFORMACIÓN Y ASISTENCIA A REUNIÓN EN ALCALDÍA DEL MUNICIPIO DE BARICHARA.

	ESTRUCTURACION DE PROYECTOS ENERGETICOS SOSTENIBLES EN LAS LOCALIDADES DE ZONAS NO INTERCONECTADAS DEPARTAMENTOS DE GUAJIRA, SANTANDERES Y SUR DE BOLIVAR	 <small>Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas</small>
ACTA DE RECEPCION DE DOCUMENTACION PROYECTOS DE ELECTRIFICACION		
Municipio	Barichara	
Departamento	Santander	
Representante Municipio	Darley Hernando Bueno Ardila Secretario de Planeación	
Recepción UIS-IPSE	Martín Alonso Almonacid Durán Ingeniero Sector Sur de Bolívar y Santander	
Objeto:	ESTRUCTURACION DE PROYECTOS ENERGETICOS SOSTENIBLES EN LAS LOCALIDADES DE ZONAS NO INTERCONECTADAS DEPARTAMENTOS DE GUAJIRA, SANTANDERES Y SUR DE BOLIVAR	
<p>En el municipio de Barichara, a los quince(15) días del mes de noviembre de dos mil doce (2012), se reunieron en la oficina de Planeación de la Alcaldía del municipio de Barichara, el Señor Darley Hernando Bueno Ardila, Secretario de Planeación del municipio de Barichara y Martín Alonso Almonacid Durán, Ingeniero Sector Sur de Bolívar y Santander Programa UIS-IPSE, para realizar la entrega por parte de la Alcaldía de los siguientes proyectos de electrificación.</p>		
1. Proyecto plan red eléctrica del municipio de Barichara.		
Documentos recepcionados:	un (1) Listado de 31 usuarios	
<p>En constancia, firman la presente acta quienes intervinieron en ella:</p>		
		
Darley Hernando Bueno Ardila Secretario de Planeación Municipio Barichara C.C. 91.235.431	Martín Alonso Almonacid Durán Ingeniero UIS IPSE- Sector Sur de Bolívar y Santander C.C.91.070.558	
Página 1		

ANEXO C: MAPAS DE RADIACIÓN SOLAR EN SANTANDER.

CONVENCIONES

kWh/m²

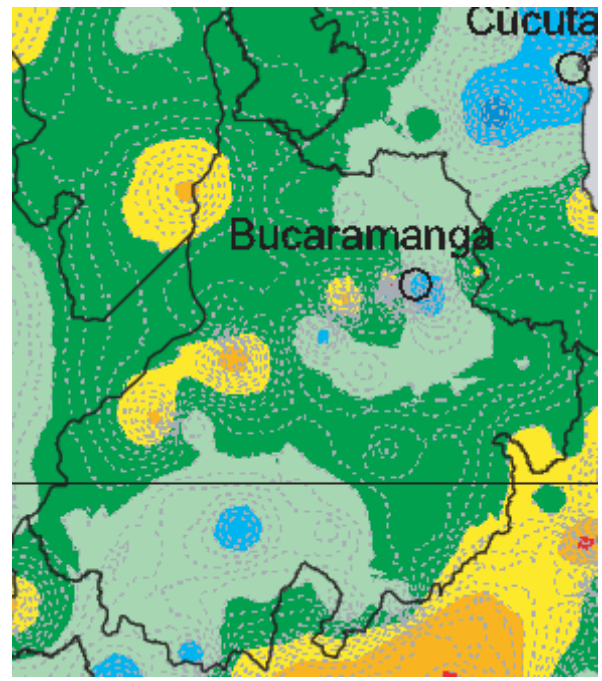
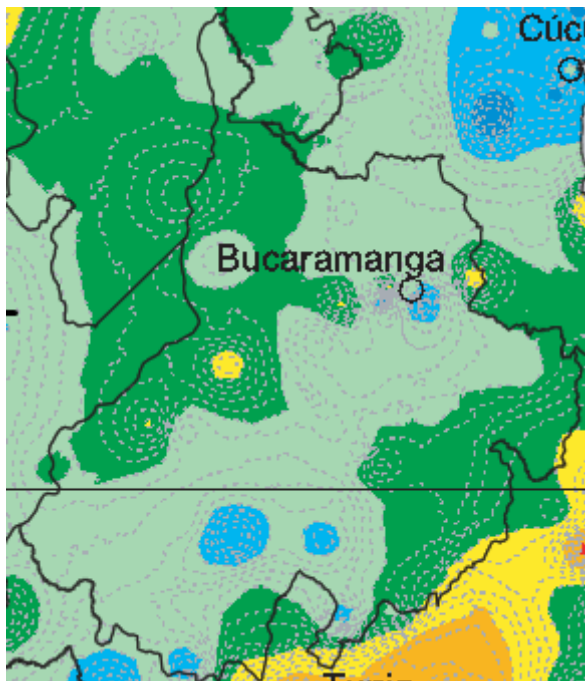


Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial
Ministerio de Minas y Energía

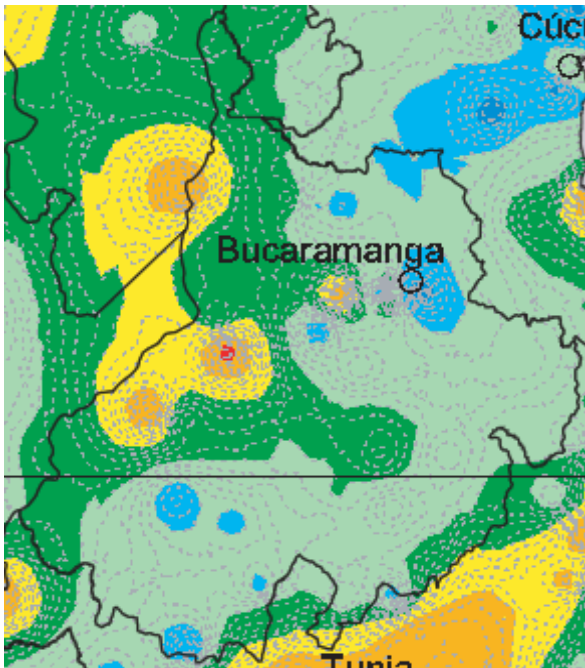
UPME

ENERO

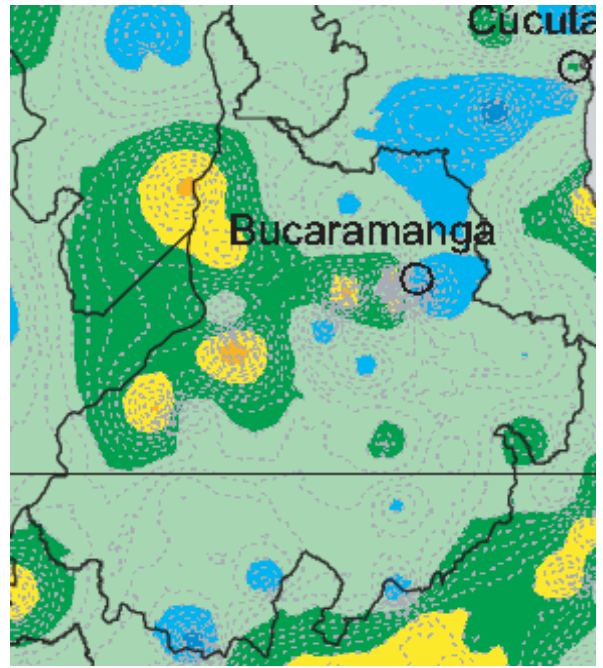
FEBRERO



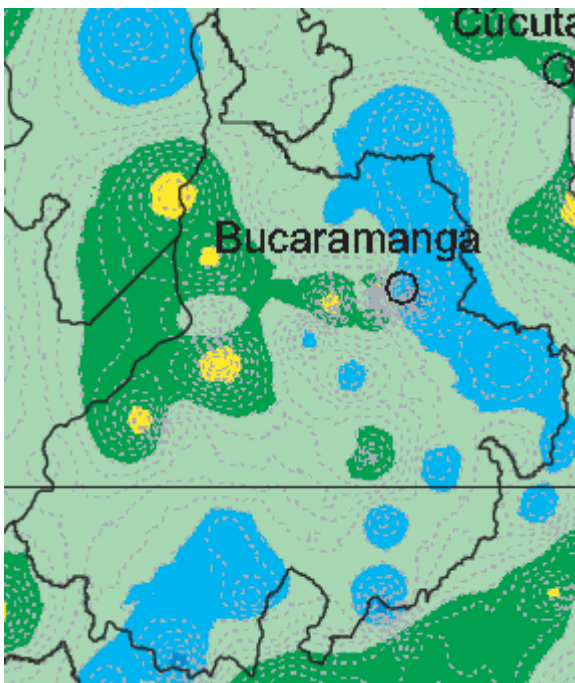
MARZO



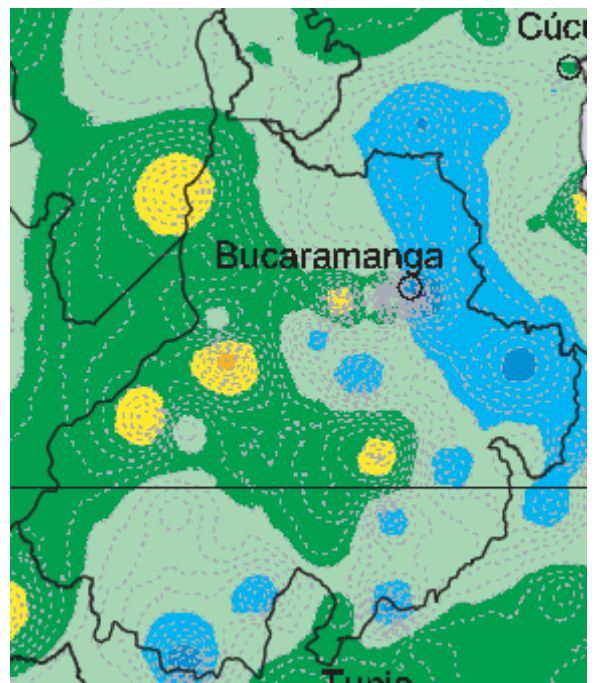
ABRIL



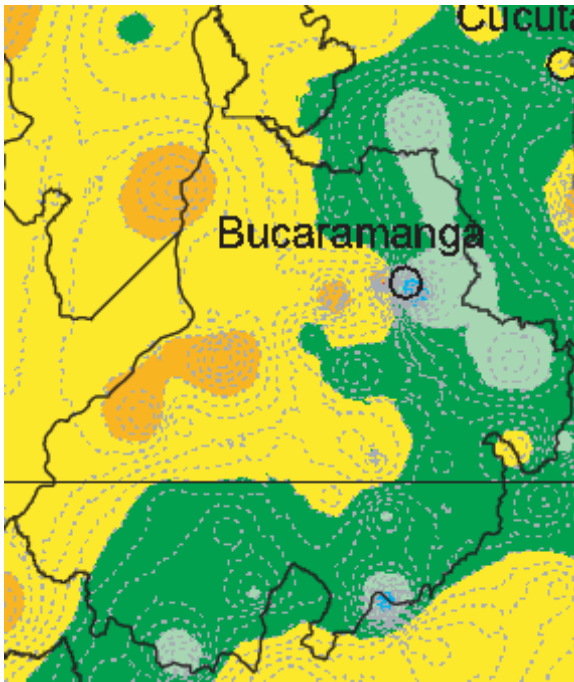
MAYO



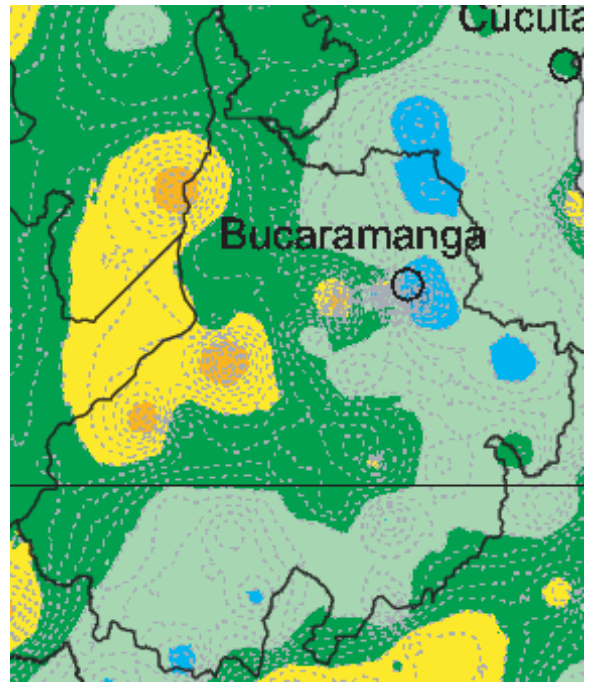
JUNIO



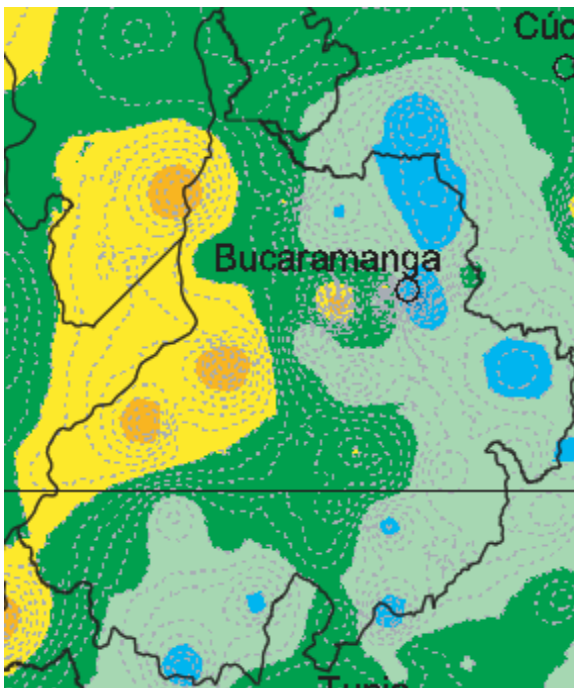
JULIO



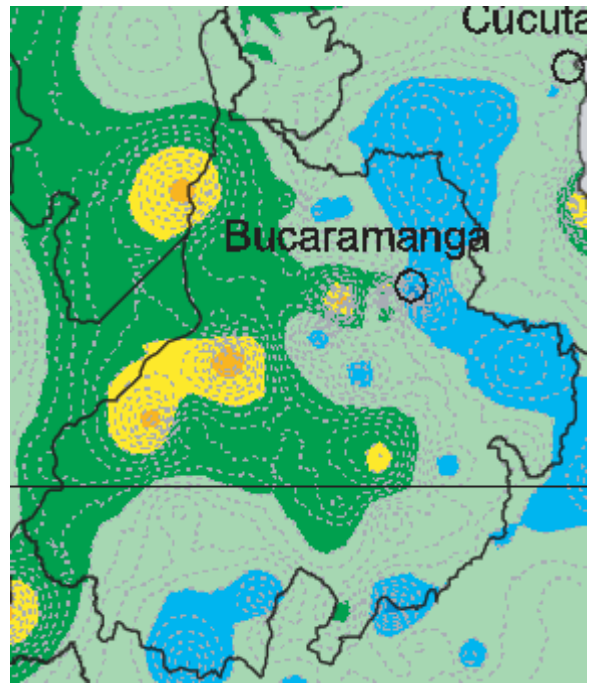
AGOSTO



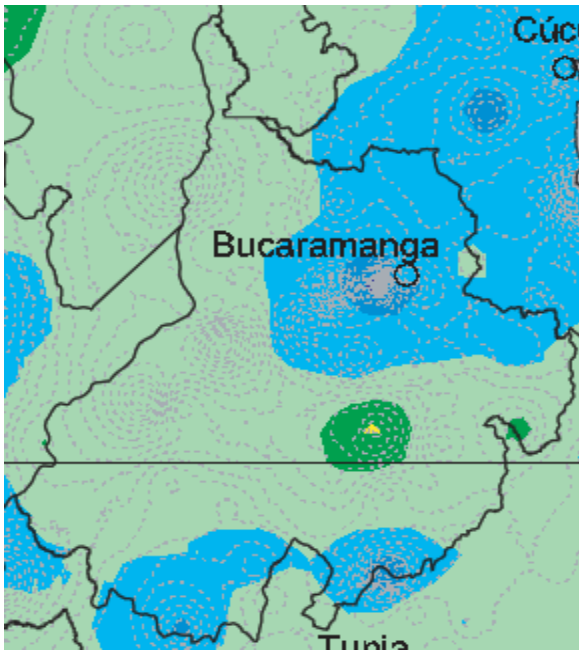
SEPTIEMBRE



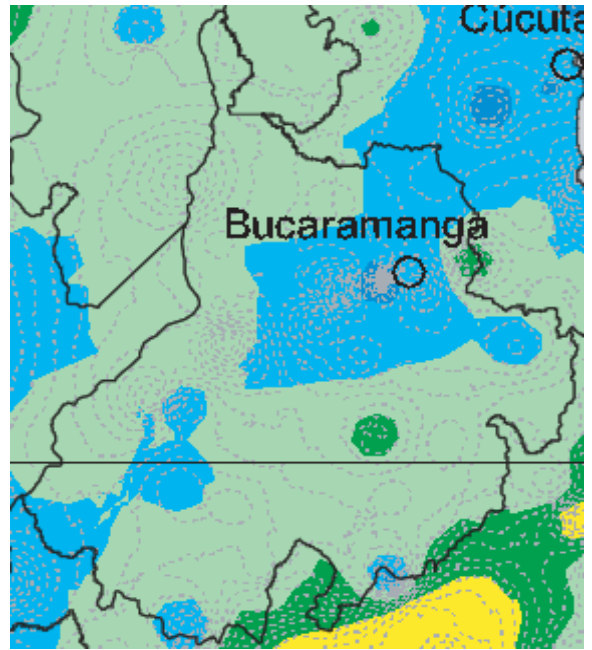
OCTUBRE



NOVIEMBRE



DICIEMBRE



Fuente: Mapas de radiación solar – UPME

ANEXO D: FICHAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS SELECCIONADOS PARA LA SOLUCIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA.

- Panel Solar



PANEL SOLAR 150W

monocrystalino

Descripción

Panel solar monocrystalino ensamblado bajo estrictos estándares de calidad, ofreciendo un excelente desempeño, resistencia y duración de producto. Alta relación costo beneficio, facilidad de uso, y estabilidad eléctrica de calidad internacional

Diseñado para ser utilizado en aplicaciones fotovoltaicas comerciales, residenciales y rurales, aisladas o integradas a la red de eléctrica

Características eléctricas

Referencia	YB150MS-150W
Tipo de celdas	Silicio monocrystalino
Potencia nominal (Wp)	150 W
Voltaje de máxima potencia (Vmp)	17,47 V
Corriente de máxima potencia (Imp)	8,42 A
Voltaje de circuito abierto (Voc)	22,72 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	9,03 A
Eficiencia de celdas (%)	17,12%
Numero y tipo de celdas	36 (4x9), 156x156mm
Dimensiones del módulo	1480x680x35 mm
Voltaje máximo del sistema	1000 V
Peso por unidad	12,5 kg
Caja de conexiones y conectores	PV-JB001 (TUV), MC-4
Condiciones de prueba estándar	100W/m ² AM1.5 25°C
Garantía	2 años (100%) - 25 años (80%)



Dimensiones





Solutechnia S.A.S.
 Cra 81 # 22D—253, Local 7 B1
 (+57) 5-6718105
 Cartagena, Colombia
www.solutechnia.com.co

- **Regulador de Carga**



80 AMP MPPT BATTERY CHARGE MANAGEMENT SYSTEM

Power and Control in a Single Device

The T80 TurboCharger™ integrates Maximum Power Point Tracking, battery charge management, state of charge information and communications into a single device. With 80 Amps continuous output, the T80 has the largest capacity in the industry by over 30%.

Continuous Power Rating Up to 45°C/113°F Ambient

The T80 TurboCharger™ produces full-rated power without de-rating at up to 45°C ambient temperature. Above that, the output current is reduced gradually to protect the life of the T80 and then automatically ramped up as the temperature decreases. High efficiency power circuits and robust thermal design minimize heat generation. The internal temperature-controlled variable speed fan runs just fast enough to maintain optimum reliability.

Energy Monitor Built In

The T80 includes a built-in Energy Monitor using TriMetric™ Technology from Bogart Engineering. The monitor tracks power production and consumption to calculate the energy remaining in the battery. State of Charge (SOC) is displayed in Percent Full, Amp-hours, Watt-Hours, and Bar-Graph format. In addition, 90 days of energy-harvest history is stored in the T80.

Enhanced Battery Performance and Life

The T80 supports Flooded Lead Acid (FLA), GEL and Absorbed Glass Mat (AGM) batteries. Four-stage charging with adjustable set points for all parameters.

Optimum MPPT/Charging Efficiency Cuts Costs

The T80 captures up to 35% more power from the photovoltaic (PV) array with patent-pending MPPT technology. The Apollo MPPT algorithm starts early and locks onto the peak power during rapidly changing insolation and temperature. The T80 dramatically cuts the cost of a PV system by reducing the number of PV panels required, eliminating the need for heavy gauge wiring, and increasing the life of the storage batteries.

Integral Performance-and-Update Communications

The slot for optional add-in cards provides data communication to Remote Displays, PCs and the Internet. System performance can be monitored remotely and the T80 accepts software upgrades using a PC and the Remote Display's SD Memory Card.

80 Amps continuous output at up to 45°C/113°F ambient temperature, Operating temp: -40°C to +60°C

Built-in Battery Energy Monitor

Patent Pending MPPT Provides Best Energy Harvest Available

Wire the PV modules in series up to 72 VDC nominal (140 Voc max)

Parallel T80's for higher currents: Stack Up to 16 units

Precision charging of 12/24/36/48V batteries with one-minute set-up and Fail-safe calculated defaults

Wired Remote Display/ Internet Communications

T80 TurboCharger™ SPECIFICATIONS

Maximum output current	80 Amps continuous at up to 45°C/113°F ambient temperature
Battery voltages	12, 24, 36, or 48 VDC nominal
Max PV input current	70 Amps
Input voltage range	16 to 112 VDC operating 140VDC Maximum Open Circuit Voltage
Max PV array power	5200 Watts (maximum when equalizing a 48v battery to 64v at 80 Amps)
Charge regulation modes	Bulk, Absorption, Float, Standby, Auto Equalization, and Manual Equalization
MPPT Features	Apollo Solar patent-pending MPPT algorithm harvests the optimum power under all conditions of clouds or temperature.
Battery temperature compensation..	6.0mV per °C per 2 volt cell
DC to DC conversion capability	Charge 48v batteries from 4, 5 or 6" PV modules (nominal 17 Vmp) in series Charge 36v batteries from 3, 4, 5 or 6" modules in series Charge 24v batteries from 2, 3, 4, 5 or 6" modules in series Charge 12v batteries from 1, 2, 3, 4, 5, or 6" modules in series *Check max Voc from PV modules at low temperatures.
Display	Built-in 4-line 20-character LCD with back light
Status reporting	LCD status screen displays input voltage and current, Output voltage and current, Charge-mode, and Battery State-Of-Charge (SOC).
Data logging	Logs energy harvested for 90 days. LCD displays Watt-hours, kW-hours, Amp hours, and hours each day that Float mode is active.
Energy Monitor	LCD shows SOC (State-of-Charge) in a fuel gauge style bar graph as well as % Full, Amp-hours, Watt-hrs and present charge or discharge current. A 50mV/500Amp shunt is required to use the Energy Monitor features.
Auxiliary relays	Two independent relays with form A (SPST) contacts for control of external devices. Configurable as NO or NC. Contact rating ½ Amp, 50 VDC.
Operating Temperature	-40 °C to +60°C, Full power output to +45°C ambient, Output current automatically ramped down above 45°C: 1Amp per 1°C increase in temperature and then softly restored as temperature decreases.
Standby Power	Less than 2 Watts
Data Communication Options	Card slot for optional Apollo Network and Wireless link to Remote Display.
Connectors	Power lugs accept 14 to 1/0. No. 2 wire recommended.
Conduit knockouts	One 1" or 1-1/4" and one 1/2" or 3/4" on left side. Two 1/2" or 3/4" on back. Two 1" or 1-1/4" on bottom. Bottom holes line up with power connectors.
Unit dimensions	38.7cm X 21.6cm X 11.1cm (15.2" X 8.5" X 4.4") Length X Width X Depth
Shipping dimensions	53cm X 31.8cm X 21.6cm (21" X 12 1/2" X 8 1/2")
Weight	Unit: 7.3 kg/16 lbs Shipping weight: 10 kg/22 lbs
Certification	UL1741, CSA C22.2 No. 107.1
Warranty	5-year Limited Warranty
Environmental.....	Ambient Temperature: -40°C to +60°C; Storage Temperature: -55°C to +100°C; Humidity: 100% non-condensing; Enclosure: Indoor Type 1
Included Accessory Kit	Apollo Shunt Board and cable to T80, battery voltage monitor cable, and Battery Temperature Sensor (as shown in photo)
Optional Accessories	True Sine Wave, Split-Phase Inverter/Chargers T8W3224, T8W4048; Inverter Switchgear Module (ISM) enclosure with DC and AC breakers Communications Gateway with optional GSM modem for Remote Monitoring via local ethernet or via Internet



APOLLO SOLAR

23 Francis J. Clarke Circle
Bethel, CT 06801
(203) 790-6400
www.ApolloSolar.com

- Inversor



samlexamerica

2750W

DC-AC Inverter
 Modified Sine Wave

Model
PSE-12275A
 12 VDC - 120 VAC

Design Features

- High efficiency switching mode design
- Illuminating LED bar graphics indicate input voltage and input current
- Temperature controlled cooling fan
- Low input voltage warning alarm
- Optional remote operation with Samlex Model RC-15 remote control (sold separately)
- Protections: high/low voltage, over temperature and over load shut down
- High output current surge

NEW LOOK FOR 2010!

2 YEAR WARRANTY

	MODEL NO.	PSE-12275A
	INPUT VOLTAGE	10.5-16.5 VDC
	OUTPUT VOLTAGE	120 V RMS \pm 5% / -10%
	OUTPUT FREQUENCY	60Hz \pm 5%
	CONTINUOUS OUTPUT POWER	2750 W*
	INSTANTANEOUS OVERLOAD (SURGE < 2 SEC)	4500 W
	NO LOAD CURRENT DRAW	600 mA
	OUTPUT WAVEFORM	Modified Sine Wave
	PEAK EFFICIENCY	85 to 90%
		*This is the active power for resistive type of loads which have power factor = 1. Reactive loads may have power factor of 0.8 to 0.6. The active power rating will reduce by this factor.
PROTECTIONS	HIGH INPUT VOLTAGE SHUT DOWN & LATCH	16.5 VDC
	LOW INPUT VOLTAGE WARNING ALARM	10.5 VDC
	LOW INPUT VOLTAGE SHUTDOWN & LATCH	10 VDC
	TEMPERATURE CONTROLLED FAN FOR COOLING	Yes
	OVER TEMPERATURE SHUT-DOWN & AUTO RECOVERY	Yes
	OUTPUT INSTANTANEOUS OVERLOAD SHUT DOWN & AUTO RECOVERY	Yes
	OUTPUT CONTINUOUS OVERLOAD SHUT-DOWN & LATCH	Yes
INDICATIONS	INPUT VOLTAGE LED BAR GRAPH	Yes
	INPUT CURRENT LED BAR GRAPH	Yes
	RED LED FOR OVERLOAD	Yes
	RED LED FOR OVER TEMPERATURE	Yes
INPUT SIDE DC FUSES	(AUTOMOTIVE TYPE ATC, 32V)	30 A x 12 pcs
ENVIRONMENTAL CONDITIONS	OPERATING TEMPERATURE	0 to 40°C
	STORAGE TEMPERATURE	- 10 to 65°C
	RELATIVE HUMIDITY	Up to 85%
OUTPUT CONNECTORS	WIRES FOR CONNECTION TO EXTERNAL DISTRIBUTION PANEL	Yes
	RECEPTACLE, NEMA 5-15R	1
GENERAL	DIMENSIONS, MM (L x W x H)	216 x 495 x 160
	DIMENSIONS, INCHES (L x W x H)	8.5 x 19.5 x 6.3
	WEIGHT, KG	10.1
	WEIGHT, LB	22.3

NOTE: Specifications are subject to change without notice

To view a full selection of Samlex products visit our website at www.samlexamerica.com or contact us: 1(800) 561-5885 or sales@samlexamerica.com

- Baterías

MLG12-150 (12V150AH Gel)

Features

- Maintenance-free operation
- Stable quality and high reliability
- Compact design
- 12 years design time (at 25°C)
- Gelled Electrolyte Technology



Application

- Telecommunication systems
- Alarm and security systems
- Backup power for testing and measuring instruments
- UPS
- Emergency lighting
- Fire alarm and security systems
- Auto control systems
- Electronic apparatus and equipment
- Communication power supply
- DC power supply

Specifications

Normal Voltage	12V (6 cells)	Operating Temp. Range	Discharge: -15 - 50°C (5 - 122°F)	
Nominal Capacity	210AH (20hr, 1.80V/cell, 25 °C/77°F)	Nominal Operating Temp. Range	Charge: 0 - 40°C (32 - 104°F)	
	150AH (10hr, 1.80V/cell, 25 °C/77°F)		Storage: -15 - 40°C (5 - 104°F)	
	125AH (5hr, 1.75V/cell, 25 °C/77°F)		25±3 °C (77±5°F)	
Dimension	Length	483±2mm	Cycle Use	14.4-14.8V (25°C/77°F) Temp.Coefficient -30mV/°C Initial Charging Current Less than 45A
	Width	178±2mm	Standby Use	13.5-13.8V (25°C/77°F) Temp.Coefficient -20mV/°C No limit on Initial Charging Current
	Container Height	241±2mm		40°C (104°F) 100%
	Total Height(with Terminal)	241±2mm	25°C (77°F) 100%	0°C (32°F) 85%
Approx Weight	Approx 45.0kg	Capacity affected by Temperature	Self Discharge	Sunstone MLG series batteries may be stored for up to 9 months at 25°C (77°F) and then a freshening charge is required. For higher temperatures the time interval will be shorter.
Terminal	T5 or F7			
Container Material	ABS			
Max. Discharge Current	1500A (5s)			
Internal Resistance	Approx 4.2mΩ			

Constant Current Discharge (Amps at 25°C/77°F)

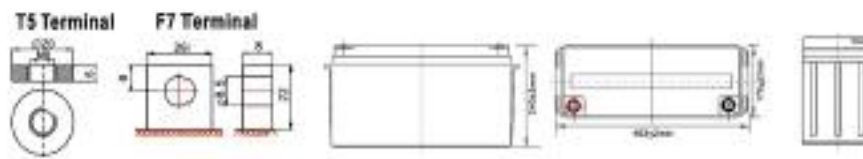
F. A/Time	5min	10min	15min	30min	45min	1h	2h	3h	5h	10h	20h
1.80V/cell	-	281.9	213.8	133.1	102.9	84.7	50.6	37.5	25.8	15.8	8.31
1.75V/cell	-	287.7	231.7	138.7	108.6	97.5	51.4	38.3	26.4	16.9	8.33
1.70V/cell	-	307.3	250.2	143.4	113.3	90.6	52.8	39.3	26.9	16.1	8.42
1.65V/cell	-	327.7	264.4	151.3	114.9	93.4	54.3	40.4	27.4	16.5	8.54
1.60V/cell	-	350.2	276.5	158.3	118.1	95.6	55.8	41.1	27.9	16.4	8.62

Constant Power Discharge (Watts per cell at 25°C/77°F)

F. A/Time	5min	10min	15min	30min	45min	1h	2h	3h	5h	10h	20h
1.80V/cell	-	479.9	435.3	250.2	195.9	164.9	96.2	72.8	51.0	31.0	16.19
1.75V/cell	-	514.4	426.8	268.4	203.7	168.0	96.8	74.3	51.8	31.4	16.43
1.70V/cell	-	641.4	447.7	269.2	215.3	171.0	101.1	76.8	52.4	31.6	16.68
1.65V/cell	-	686.6	464.2	263.9	216.4	176.0	103.3	77.2	53.5	31.8	16.75
1.60V/cell	-	589.6	464.3	262.8	222.1	182.1	105.5	78.8	54.2	32.1	16.91

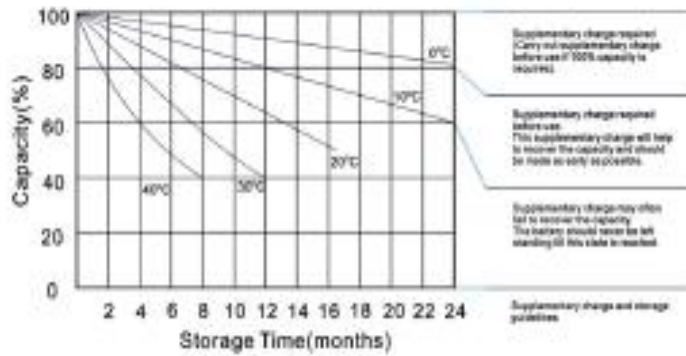
Note: The above characteristic data are average values obtained within three charge/discharge cycles, not the minimum values.

Dimensiones unitim[inches]

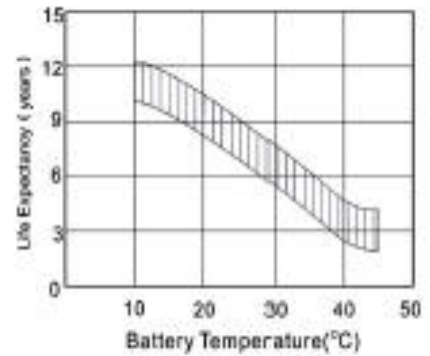


MLG12-150 (12V150AH Gel)

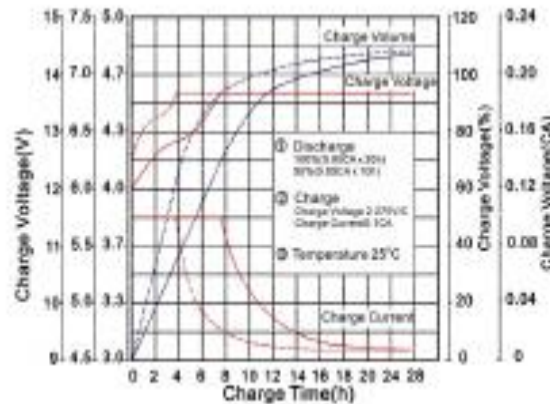
Storage characteristics



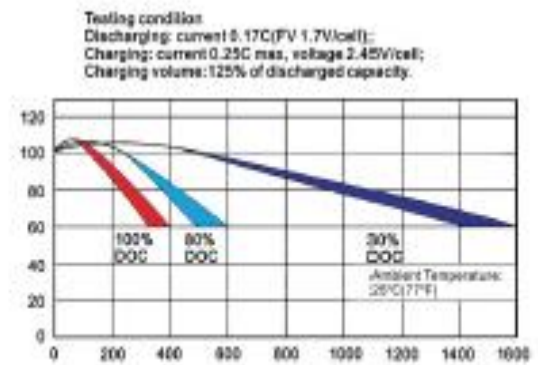
Effect of temperature on long term float life



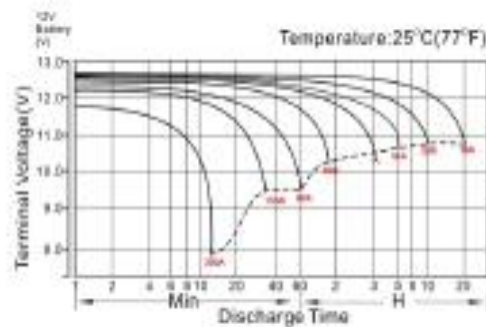
Charge character Curve for standby use



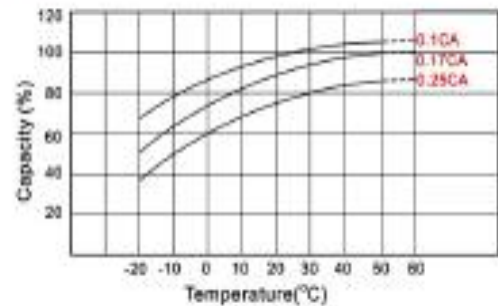
Cycle Life in Relation to Depth of Discharge



Discharge characteristic Curve



Temperature Effects in Relation to Battery Capacity



- Soporte de los paneles

RAPIDRAC
PV's Flat Roof Ballast Solution

Freedom and Flexibility
Frames with module specific brackets allow installers to mount to a variety of structures and PV modules. RapidRac can be installed as light as 2lb/ft² with zero penetrations.

We start with the voice of the customer
Unirac collaborated with installers and system integrators to provide advanced engineering without unnecessary complexity for this flat roof ballast solution. RapidRac requires only one wrench and 7 parts to install which benefit the installer with faster installation and reduced labor expenses.

RapidRac was developed through significant computational fluid dynamics and wind tunnel engineering.
The efficient design, built at a fixed degree tilt angle, optimizes natural convective cooling of the modules and was designed to meet the requirements of current applicable building codes.
In a recent time trial, a three-man crew using hand tools installed 3kW of RapidRac in 1 hour, or 1kW per man hour. The electrical contractor crew had never installed RapidRac before and had only 30 minutes to review the installation manual.
Unirac recently added a laminate option making RapidRac more versatile than ever. The Laminate option is capable of mounting two frameless solar modules, greatly reducing overall racking costs.

RAPIDRAC

Component Information

Frames

Aluminum module mounting frames support modules attached to module brackets. Frames can be offset to accommodate roof structures such as air conditioners.



Module Brackets

Module brackets secure modules to bay frame and are specifically designed for your project's desired tilt angle, eliminating time-consuming adjustments. Integral PEM nuts are attached to brackets to speed installation.



Hex Bolt, Flat Washer and Serrated Flange nut

Universal hardware speeds installation by eliminating parts and confusion. Use one stainless steel hex bolt, washer and flange nut per connection of module bracket to frames. Only a hex bolt and washer are required for modules connections to brackets.



WEEB 9.5 Grounding Clip

Save time and materials by eliminating the need to tediously install a grounding lug on each module and bare copper wire between all modules. Instead, simply use the WEEB 9.5 with hex bolts and washers during assembly on frame holes facing in towards the array. The ribs of the WEEB 9.5 pierce the anodizing as the mounting nuts are tightened, creating a ground path through the module brackets and frames.



KEY BENEFITS

of RapidRac

Speed of Installation

- Significantly reduce installation time
- Installs in less than half the time of competitive products
- Installation guide is only four pages

Simplicity

- Requires only 7 parts to install
- Only 1 wrench required
- No unnecessary complexity
- Advanced engineered

Versatility and Choice

- Offers freedom and flexibility to accommodate majority of PV modules
- Flexibility of design to meet all weight, height and wide range of wind conditions
- Offers trade-off versatility between penetrations and roof load
- Can be installed as light as 2lb/ft² with many penetrations, or be installed with zero penetrations (with higher roof loading)

Value

- Price per watt is competitively priced
- Estimated labor savings of up to \$10k on 250kW project

Code Compliant

The RapidRac system is PE certified. Call Unirac or visit www.unirac.com for documentation applicable to your building code.

Component Specifications

6061-T6 and 6105-T5

- 1-bay frame

5052-H32 aluminum sheet

- Module bracket

18-8 stainless steel

- Fasteners

Warranty

RapidRac is covered by a 10-year limited product warranty and a 5-year limited finish warranty. For complete warranties, download the RapidRac installation manual at www.unirac.com.



Visit us online at www.unirac.com

ANEXO E: FICHAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS SELECCIONADOS PARA LA SOLUCIÓN PLANTA DIESEL.

- Planta diésel.

Ficha Técnica



EDO-YM12



Especificaciones Técnicas

Potencia uso emergencia:	13.2kW/16.5KVA
Potencia uso continuo:	12kW/15KVA
Tensión estándar:	208/120V
Corriente máxima por fase:	42/46A
Frecuencia:	60Hz
Número de Fases:	3
Motor	
Marca:	YANMAR
Modelo:	3TNV88
Características motor:	Diesel, 4T, 1800RPM
Potencia máxima:	16.2KW
Tipo de aspiración:	NATURAL
Número de cilindros:	3
Sistema de enfriamiento:	Radiador/Agua
Combustión:	Inyección Directa
Sistema de arranque:	Eléctrico
Consumo de combustible al 100%:	4.9 l/h
Alternador	
Marca:	EDO
Sistema de regulación:	Electrónica
Modelo AVR:	SX460
Clase de aislamiento:	H
Protección mecánica:	IP23
Factor de potencia:	0.8
Dimensiones y peso de la unidad	
Dimensiones (L x An x Al) mm:	1500 x 600 x 1050
Fijo sin aceite:	430
Tanque diario:	120L
Nivel sonoro sin carga:	86dB(A)/mts

Beneficios

- Bajo consumo de combustible lo que brinda gran autonomía para una planta de su tamaño.
- Posibilidad de conexión trifásica a monofásica sin variaciones importantes en la potencia ofrecida.
- Cargador de batería de estado sólido incorporado en el tablero, lo que garantiza el suministro permanente de carga a la batería de la planta.
- Tablero con instrumentos de medida, para facilitar el seguimiento de las variables de control.

Opcionales

- Cargador de batería.
- Pre calentador de camisas.
- Transferencia automática.
- AVR
- Tanque de combustible anexo de diferentes capacidades.
- Pick up magnéticos.
- Módulos de control



Descripción

Planta eléctrica de 16.5KVA con certificación RETIE vigente, brinda energía en forma trifásica pero con posibilidad de reconexión a monofásica sin perder potencia dada la mayor capacidad de su alternador, posee motor YANMAR Japonés de alta durabilidad a 1800RPM el cual puede ser usado para trabajo pesado, este equipo es ideal para suministrar energía eléctrica en las grandes ciudades y medianas provincias en forma eficiente y económica.





Alargue la vida de su motor con



Medellín Conm: (4) 444 5888 - Fax: (4) 3110992 - (4) 266 4582 • Bogotá Conm: (1) 678 0019 - Fax: (1) 674 1645
 Cartagena Manga Conm: (5) 660 8395 - Fax: (5) 660 7569 / Bosque Conm: (5) 669 4970 - Fax: (5) 669 4746
 Buenaventura Conm: (2) 242 2210 - Fax: (2) 243 3357 www.eduardoña.com

- Rectificador.

MODELO		FAC 1000P	FAC 2000P	FAC 2700P	FAC 5000P
ENTRADA	Tensión AC	230 V			230 V ó 3 x 400 V
	Márgenes	± 15%			
	Factor de potencia	> 0,99 ⁽¹⁾			
	Intensidad nominal	5,0 A	10,7 A	13,5 A	24,8 A
	Intensidad máxima	5,9 A	12,6 A	15,8 A	29,2 A
	Rendimiento	> 87%	> 82%	> 90%	
	Frecuencia	50 / 60 Hz			
	Protección	Electrónica			
SALIDA	Tensión nominal DC	12, 24, 36, 48, 60, 110, 125, 216, 220 V	48, 110, 125 V	12, 24, 36, 48, 60, 110, 125, 216, 220 V	
	Margen de ajuste de tensión	- 15% + 25%			
	Precisión	± 0,1% (con baterías cargadas)			
	Potencia nominal	1000 W ⁽²⁾	2000 W ⁽²⁾	2700 W	5000 W ⁽²⁾
	Intensidad nominal	25, 25, 24, 18, 14, 8, 7, 4, 4 A	75, 75, 48, 36, 29, 16, 14, 8, 8 A	49, 22, 20 A	181, 181, 121, 91, 72, 40, 36, 20, 20 A
	Ruido psfométrico	< 3 mV		< 1 mV	< 3 mV
	Reparto de cargas	Paralelo activo			
	ESTRUCTURA	Corrector del factor de potencia (PFC)	Sí ⁽¹⁾		
Protección		Contra picos 5 kV (8 / 20 μs)			
BATERÍAS	Tipo	Pb-Ca o Ni-Cd			
	Tipo de carga	I / U constante			
	Corriente de carga	0,1 a 0,3 C ajustable			
	Tiempo de recarga	Hasta 80% en 4 horas (0,2 C)			
	Protecciones	Contra sobretensiones y subtensiones			
GENERALES	Rigidez dieléctrica	2000 V @ 1 minuto			
	Grado de protección s/normas	IP20			
	Aislamiento	> 20 MΩ			
	Ruido acústico a 1 metro	< 50 dB			
	Ventilación	Forzada		Controlada y forzada	Forzada
	Temperatura de funcionamiento	0° C + + 40° C			
	Temperatura de almacenaje ⁽⁴⁾	- 20° C + + 70° C			
	Humedad relativa	Hasta 95%, sin condensar			
	Altitud máxima de trabajo	2400 m.s.n.m.			
	Tiempo medio entre fallos (MTBF)	100.000 horas		150.000 horas	100.000 horas
	Tiempo medio de reparación (MTTR)	15 minutos			
INDICADORES	Display LCD	Sí		ND	Sí
	Alarma general	Sí			
	Equipo On	Sí			
	Baterías en flotación / descarga	Sí		ND	Sí
COMUNICACIONES	Puertos	RS-232 / RS-485 / relés			
NORMATIVA	Seguridad	EN 60950-1			
	Compatibilidad electromagnética (CEM)	EN 61204-3; ETS 300 386-2			
	Marcado	CE			
	Gestión de Calidad y Ambiental	ISO 9001 e ISO 14001 TÜV			

ANEXO F: TABLAS Y CÁLCULOS ELÉCTRICOS PARA DISEÑO DE ELECTRIFICACIÓN RURAL CONVENCIONAL – EXTENSIÓN DE LA RED.

CÁLCULO DE DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA PARA NUEVOS CLIENTES					T-01 E
CLIENTE:	ANTONIO BAYONA			N° TRANSFORMADOR:	T-01 E
				TIPO DE TRANSFORMADOR:	Monofásico
VEREDA:	ARBOLITO			CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR [kVA]:	15
MUNICIPIO:	BARICHARA			ESTRATO:	1
				CONDUCTORES:	Cobre
SECTOR RESIDENCIAL	Cant	Sr [kVA]	Sr Total [kVA]	TRANSFORMADOR EXISTENTE	
CARGA PROYECTADA				TRF Existente:	15 kVA
CLIENTE RURAL NUEVO	1	2	2	Tensión Primario:	13,2 kV
CLIENTE RURAL EXISTENTE	8			Tensión Secundario:	240 V
CÁLCULO DE REDES EN BAJA TENSIÓN					T-01 E

CLIENTE:	ANTONIO BAYONA			N° TRANSFORMADOR:	T-01 E													
				TIPO DE TRANSFORMADOR:	Monofásico													
VEREDA:	ARBOLITO			CONDUCTORES:	Cu TR													
MUNICIPIO:	BARICHARA			Tensión L [V]:	240													
Tramo	Longitud [m]	# Usuarios		Dmax div [kVA]	Momento [kVA.m]	Corriente [A]	Calibre Cond	Tipo red	Factor Corrección	Estrato	Kg	Regulación %		R [Ω/km]	P Potencia [kW]		P Potencia [%]	
		Nuevos	Existentes									Parcial	Total		Parcial	Total x Tramo		
0_1	0,1	1	8	7,38	0,738	30,75	6 Cu	2FN	2	1	139,44	0,0036	0,0036	1,61	0,00015	0,002	0,002	
1_2	364,44	1	1	3,5	1275,54	14,58	1/0 TR	2FN	2	1	72,27	3,2008	3,2044	0,659	0,051	1,621	1,624	
2_3	85,49	1	0	2	170,98	8,33	2 TR	1FN	8	1	106,82	2,5367	5,7411	1,048	0,006	0,346	1,969	

CÁLCULO DE DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA PARA NUEVOS CLIENTES

T-02 E

CLIENTE: FREDY BAYONA VEREDA: ARBOLITO MUNICIPIO: BARICHARA	N° TRANSFORMADOR: T-02 E TIPO DE TRANSFORMADOR: Monofásico CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR [kVA]: 10 ESTRATO: 1 CONDUCTORES: Cobre
---	--

SECTOR RESIDENCIAL	Cant	Sr [kVA]	Sr Total [kVA]	TRANSFORMADOR EXISTENTE			
CARGA PROYECTADA				TRF Existente:	10 kVA		
CLIENTE RURAL NUEVO	1	2	2	Tensión Primaria:	13,2 kV		
CLIENTE RURAL EXISTENTE	6			Tensión Secundario:	240 V		

CÁLCULO DE REDES EN BAJA TENSIÓN

T-02 E

CLIENTE: FREDY BAYONA VEREDA: ARBOLITO MUNICIPIO: BARICHARA	N° TRANSFORMADOR: T-02 E TIPO DE TRANSFORMADOR: Monofásico CONDUCTORES: Cu TR Tensión L [V]: 240
---	---

Tramo	Longitud [m]	# Usuarios		Dmax div [kVA]	Momento [kVA.m]	Corriente [A]	Calibre Cond	Tipo red	Factor Corrección	Estrato	Kg	Regulación %		R [Ω/km]	P Potencia [kW]		
		Nuevos	Existentes									Parcial	Total		Parcial	Parcial	Total x Tramo
0_1	0,1	1	6	6,86	0,686	28,58	6 Cu	2FN	2	1	139,44	0,0033	0,0033	1,61	0,00013	0,002	0,002
1_2	197,38	1	1	3,5	690,83	14,58	2 TR	2FN	2	1	106,00	2,5426	2,5460	1,048	0,044	1,397	1,399
2_3	100,46	1	0	2	200,92	8,33	2 TR	1FN	8	1	106,00	2,9580	5,5039	1,048	0,007	0,406	1,805

CÁLCULO DE DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA PARA NUEVOS CLIENTES

T-03 E

CLIENTE: SERGIO CRISTANCHO N° TRANSFORMADOR: T-03 E
 VEREDA: ARBOLITO TIPO DE TRANSFORMADOR: Monofásico
 MUNICIPIO: BARICHARA CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR [kVA]: 15
 ESTRATO: 1
 CONDUCTORES: Cobre

SECTOR RESIDENCIAL	Cant	Sr [kVA]	Sr Total [kVA]	TRANSFORMADOR EXISTENTE	
CARGA PROYECTADA				TRF Existente:	15 kVA
CLIENTE RURAL NUEVO	1	2	2	Tensión Primario:	13,2 kV
CLIENTE RURAL EXISTENTE	12			Tensión Secundario:	240 V

CÁLCULO DE REDES EN BAJA TENSIÓN

T-03 E

CLIENTE: SERGIO CRISTANCHO N° TRANSFORMADOR: T-03 E
 VEREDA: ARBOLITO TIPO DE TRANSFORMADOR: Monofásico
 MUNICIPIO: BARICHARA CONDUCTORES: Cu TR
 Tensión L [V]: 240

Tramo	Longitud [m]	# Usuarios		Dmax div [kVA]	Momento [kVA.m]	Corriente [A]	Calibre Cond	Tipo red	Factor Corrección	Estrato	Kg	Regulación %		R [Ω/km]	P Potencia [kW]		P Potencia [%]	
		Nuevos	Existentes									Parcial	Total		Parcial	Parcial	Total x Tramo	
0_1	0,1	1	12	7,93	0,793	33,04	6 Cu	2FN	2	1	139,44	0,0038	0,0038	1,61	0,00018	0,002	0,002	
1_2	279	1	1	3,5	976,5	14,58	1/0 TR	2FN	2	1	73,02	2,4758	2,4797	0,659	0,039	1,241	1,244	
2_3	200	1	0	2	400	8,33	1/0 TR	1FN	8	1	73,02	4,0567	6,5363	0,659	0,009	0,508	1,752	

CÁLCULO DE DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA PARA NUEVOS CLIENTES

T-04 E

CLIENTE: EXPEDITO ORTIZ N° TRANSFORMADOR: T-04 E
 TIPO DE TRANSFORMADOR: Monofásico
 VEREDA: BUTAREGUA CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR: 10 [kVA]
 MUNICIPIO: BARICHARA ESTRATO: 1
 CONDUCTORES: Cobre

SECTOR RESIDENCIAL	Cant	Sr	[kVA]	Sr Total [kVA]
--------------------	------	----	-------	----------------

TRANSFORMADOR EXISTENTE

CARGA PROYECTADA				
CLIENTE RURAL NUEVO	1	2		2
CLIENTE RURAL EXISTENTE	12			

TRF Existente: 10 kVA
 Tensión Primaria: 13,2 kV
 Tensión Secundario: 240 V

CÁLCULO DE REDES EN BAJA TENSIÓN

T-04 E

CLIENTE: EXPEDITO ORTIZ N° TRANSFORMADOR: T-04 E
 TIPO DE TRANSFORMADOR: Monofásico
 VEREDA: BUTAREGUA CONDUCTORES: Cu TR
 MUNICIPIO: BARICHARA Tensión L [V]: 240

Tramo	Longitud [m]	# Usuarios		Dma xdiv [kVA]	Momento [kVA.m]	Corriente [A]	Calibre Cond	Tipo red	Factor Corrección	Estrato	Kg	Regulación %		R [Ω/km]	P Potencia [kW]		P Potencia [%]
		Nuevos	Existentes									Parcial	Total		Parcial	Parcial	Total x Tramo
0_1	0,1	1	12	7,93	0,793	33,04	6 Cu	2FN	2	1	139,44	0,0038	0,0038	1,61	0,00018	0,002	0,002
1_2	174,19	1	1	3,5	609,665	14,58	2 AC	2FN	2	1	108,45	2,2958	2,2996	1,108	0,041	1,303	1,306
2_3	80	1	1	3,5	280	14,58	2 AC	2FN	2	1	108,45	1,0544	3,3540	1,108	0,019	0,598	1,904
3_4	21,23	1	0	2	42,46	8,33	4 TR	1F	8	1	156,53	0,9231	4,2771	1,666	0,002	0,136	2,040

CÁLCULO DE DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA PARA NUEVOS CLIENTES

T-05 E

CLIENTE: MIGUEL ANGEL RIVERA N° TRANSFORMADOR: T-05 E
 VEREDA: CARARE TIPO DE TRANSFORMADOR: Monofásico
 MUNICIPIO: BARICHARA CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR [kVA]: 15
 ESTRATO: 1
 CONDUCTORES: Cobre

SECTOR RESIDENCIAL	Cant	Sr	[kVA]	Sr Total [kVA]	TRANSFORMADOR EXISTENTE
CARGA PROYECTADA					TRF Existente: 15 kVA
CLIENTE RURAL NUEVO	1	2		2	Tensión Primario: 13,2 kV
CLIENTE RURAL EXISTENTE	12				Tensión Secundario: 240 V

CÁLCULO DE REDES EN BAJA TENSIÓN

T-05 E

CLIENTE: MIGUEL ANGEL RIVERA N° TRANSFORMADOR: T-05 E
 VEREDA: CARARE TIPO DE TRANSFORMADOR: Monofásico
 MUNICIPIO: BARICHARA CONDUCTORES: Cu TR
 Tensión L [V]: 240

Tramo	Longitud [m]	# Usuarios		Dmax div [kVA]	Momento [kVA.m]	Corriente [A]	Calibre Cond	Tipo red	Factor Corrección	Estrato	Kg	Regulación %		R [Ω/km]	P Potencia [%]		
		Nuevos	Existentes									Parcial	Total		Parcial	Parcial	Total x Tramo
0_1	0,1	1	12	7,93	0,793	33,04	6 Cu	2FN	2	1	139,44	0,0038	0,0038	1,61	0,00018	0,002	0,002
1_2	239,03	1	1	3,5	836,605	14,58	2 AC	2FN	2	1	108,45	3,1503	3,1542	1,108	0,05633	1,788	1,791
2_3	117	1	0	2	234	8,33	2 TR	1F	8	1	106,00	3,4450	6,5992	1,048	0,00852	0,473	2,264
2_4	135,66	0	1	2	271,32	8,33	2 AC	2FN	2	1	108,45	1,0217	4,1759	1,108	0,01044	0,580	2,370

CÁLCULO DE DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA PARA NUEVOS CLIENTES

T-06 E

CLIENTE: JAVIER ROMERO,OLGA LUCIA ROMERO
 VEREDA: GUANENTA
 MUNICIPIO: BARICHARA

N° TRANSFORMADOR: T-06 E
 TIPO DE TRANSFORMADOR: Monofásico
 CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR [kVA]: 25
 ESTRATO: 1
 CONDUCTORES: Cobre

SECTOR RESIDENCIAL	Cant	Sr	[kVA]	Sr Total [kVA]	TRANSFORMADOR EXISTENTE
CARGA PROYECTADA					TRF Existente: 25 kVA
CLIENTE RURAL NUEVO	2	2		3,5	Tensión Primaria: 13,2 kV
CLIENTE RURAL EXISTENTE	40				Tensión Secundario: 240 V

CÁLCULO DE REDES EN BAJA TENSIÓN

T-06 E

CLIENTE: JAVIER ROMERO,OLGA LUCIA ROMERO
 VEREDA: GUANENTA
 MUNICIPIO: BARICHARA

N° TRANSFORMADOR: T-06 E
 TIPO DE TRANSFORMADOR: Monofásico
 CONDUCTORES: Cu TR
 Tensión L [V]: 240

Tramo	Longitud [m]	# Usuarios		Dmax div [kVA]	Momento [kVA.m]	Corriente [A]	Calibre Cond	Tipo red	Factor Corrección	Estrato	Kg	Regulación %		R [Ω/km]	P Potencia [kW]		P Potencia [%]	
		Nuevos	Existentes									Parcial	Total		Parcial	Parcial	Total x Tramo	
0_1	0,1	2	40	16,8	1,68	70,00	6 Cu	2FN	2	1	139,44	0,0081	0,0081	1,61	0,00079	0,005	0,005	
1_2	235,41	2	1	4,62	1087,5942	19,25	1/0 TR	2FN	2	1	106,00	4,0030	4,0111	0,659	0,05749	1,383	1,388	
2_3	72,59	2	0	3,5	254,065	14,58	4 TR	2FN	2	1	156,53	1,3809	5,3919	1,666	0,02572	0,816	2,204	
3_4	51,3	1	0	2	102,6	8,33	4 TR	1F	8	1	156,53	2,2306	6,2416	1,666	0,00594	0,330	1,718	

CÁLCULO DE DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA PARA NUEVOS CLIENTES

T-07 E

CLIENTE: LILIA BARRAGAN, SOCORRO GONZALES BOHORQUES
 VEREDA: LLANO DE HIGUERAS
 MUNICIPIO: BARICHARA

N° TRANSFORMADOR: T-07 E
 TIPO DE TRANSFORMADOR: Monofásico
 CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR [kVA]: 10
 ESTRATO: 1
 CONDUCTORES: Cobre

SECTOR RESIDENCIAL	Cant	Sr	[kVA]	Sr Total [kVA]	TRANSFORMADOR EXISTENTE
CARGA PROYECTADA					TRF Existente: 10 kVA
CLIENTE RURAL NUEVO	2	2		3,5	Tensión Primario: 13,2 kV
CLIENTE RURAL EXISTENTE	6				Tensión Secundario: 240 V

CÁLCULO DE REDES EN BAJA TENSIÓN

T-07 E

CLIENTE: LILIA BARRAGAN, SOCORRO GONZALES BOHORQUES
 VEREDA: LLANO DE HIGUERAS
 MUNICIPIO: BARICHARA

N° TRANSFORMADOR: T-07 E
 TIPO DE TRANSFORMADOR: Monofásico
 CONDUCTORES: Cu TR
 Tensión L [V]: 240

Longitud [m]	# Usuarios		Dmax div [kVA]	Momento [kVA.m]	Corriente [A]	Calibre Cond	Tipo red	Factor Corrección	Estrato	Kg	Regulación %		R [Ω/km]	P Potencia [kW]		P Potencia [%]	
	Nuevos	Existentes									Parcial	Total		Parcial	Total x Tramo		
0,1	2	6	7,12	0,712	29,67	6 Cu	2FN	2	1	139,44	0,0034	0,0034	1,61	0,00014	0,002	0,002	
254,9	2	1	4,62	1177,638	19,25	2/0 TR	2FN	2	1	61,47	2,5135	2,5170	0,523	0,04940	1,188	1,190	
139,74	1	1	3,5	489,09	14,58	1/0 TR	2FN	2	1	73,02	1,2400	3,7570	0,659	0,01958	0,622	1,812	
140	1	0	2	280	8,33	1/0 TR	1F	8	1	73,02	2,8397	6,5967	0,659	0,00641	0,356	2,168	
30	1	0	2	60	8,33	4 TR	1F	8	1	156,53	1,3044	3,8214	1,666	0,00347	0,193	1,383	

CÁLCULO DE DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA PARA NUEVOS CLIENTES

T-08 E

CLIENTE: MARIO GONZALES
 VEREDA: LUBIGARA
 MUNICIPIO: BARICHARA

N° TRANSFORMADOR: T-08 E
 TIPO DE TRANSFORMADOR: Monofásico
 CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR [kVA]: 10
 ESTRATO: 1
 CONDUCTORES: Cobre

SECTOR RESIDENCIAL	Cant	Sr [kVA]	Sr Total [kVA]	TRANSFORMADOR EXISTENTE	
CARGA PROYECTADA				TRF Existente:	10 kVA
CLIENTE RURAL NUEVO	1	2	2	Tensión Primario:	13,2 kV
CLIENTE RURAL EXISTENTE	6			Tensión Secundario:	240 V

CÁLCULO DE REDES EN BAJA TENSIÓN

T-08 E

CLIENTE: MARIO GONZALES
 VEREDA: LUBIGARA
 MUNICIPIO: BARICHARA

N° TRANSFORMADOR: T-08 E
 TIPO DE TRANSFORMADOR: Monofásico
 CONDUCTORES: Cu TR
 Tensión L [V]: 240

Tramo	Longitud [m]	# Usuarios		Dmax div [kVA]	Momento [kVA.m]	Corriente [A]	Calibre Cond	Tipo red	Factor Corrección	Estrato	Kg	Regulación %		R [Ω/km]	P Potencia [kW]		P Potencia [%]
		Nuevos	Existentes									Parcial	Total		Parcial	Parcial	Total x Tramo
0_1	0,1	1	6	6,86	0,686	28,58	6 Cu	2FN	2	1	139,44	0,0033	0,0033	1,61	0,00013	0,002	0,002
1_2	373,19	1	1	3,5	1306,165	14,58	1/0 TR	2FN	2	1	73,02	3,3117	3,3150	0,659	0,05230	1,660	1,663
2_3	130	1	0	2	260	8,33	1/0 TR	1F	8	1	73,02	2,6368	5,9518	0,659	0,00595	0,331	1,993

CÁLCULO DE DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA PARA NUEVOS CLIENTES

T-09 E

CLIENTE: EDILSA SILVA, NELSON SILVA N° TRANSFORMADOR: T-09 E
 VEREDA: LUBIGARA TIPO DE TRANSFORMADOR: Monofásico
 MUNICIPIO: BARICHARA CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR [kVA]: 15
 ESTRATO: 1
 CONDUCTORES: Cobre

SECTOR RESIDENCIAL	Cant	Sr [kVA]	Sr Total [kVA]	TRANSFORMADOR EXISTENTE
CARGA PROYECTADA				TRF Existente: 15 kVA
CLIENTE RURAL NUEVO	2	2	3,5	Tensión Primario: 13,2 kV
CLIENTE RURAL EXISTENTE	8			Tensión Secundario: 240 V

CÁLCULO DE REDES EN BAJA TENSIÓN

T-09 E

CLIENTE: EDILSA SILVA, NELSON SILVA N° TRANSFORMADOR: T-09 E
 VEREDA: LUBIGARA TIPO DE TRANSFORMADOR: Monofásico
 MUNICIPIO: BARICHARA CONDUCTORES: Cu TR
 Tensión L [V]: 240

Tramo	Longitud [m]	# Usuarios		Dmax div [kVA]	Momento [kVA.m]	Corriente [A]	Calibre Cond	Tipo red	Factor Corrección	Estrato	Kg	Regulación %		R [Ω/km]	P Potencia [kW]		P Potencia [%]	
		Nuevos	Existentes									Parcial	Total		Parcial	Total x Tramo		
0_1	0,1	2	8	7,5	0,75	31,25	6 Cu	2FN	2	1	139,44	0,0036	0,0036	1,61	0,00016	0,002	0,002	
1_2	217,87	1	1	3,5	762,545	14,58	2 AC	2FN	2	1	108,45	2,8715	2,8751	1,108	0,051	1,630	1,632	
2_3	97,49	1	0	2	194,98	8,33	2 TR	1F	8	1	106,00	2,8705	5,7456	1,048	0,007	0,394	2,026	
2_4	127,28	0	1	2	254,56	8,33	2 AC	2FN	2	1	108,45	0,9586	3,8337	1,108	0,010	0,544	2,176	
1_5	406,92	1	1	3,5	1424,22	14,58	2 AC	2FN	2	1	108,58	5,3695	5,3731	1,108	0,096	3,044	3,046	
5_6	36,48	1	0	2	72,96	8,33	4 TR	1F	8	1	156,53	1,5862	6,9593	1,666	0,004	0,234	3,281	

CÁLCULO DE DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA PARA NUEVOS CLIENTES

T-10 E

CLIENTE:	SEBASTIAN MEJIA, NELSON CARREÑO	Nº TRANSFORMADOR:	T-10 E
VEREDA:	LUBIGARA	TIPO DE TRANSFORMADOR:	Monofásico
MUNICIPIO:	BARICHARA	CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR [kVA]:	10
		ESTRATO:	1
		CONDUCTORES:	Cobre

SECTOR RESIDENCIAL	Cant	Sr [kVA]	Sr Total [kVA]	TRANSFORMADOR EXISTENTE
CARGA PROYECTADA				TRF Existente: 10 kVA
CLIENTE RURAL NUEVO	2	2	3,5	Tensión Primario: 13,2 kV
CLIENTE RURAL EXISTENTE	8			Tensión Secundario: 240 V

CÁLCULO DE REDES EN BAJA TENSIÓN

T-10 E

CLIENTE:	SEBASTIAN MEJIA, NELSON CARREÑO	Nº TRANSFORMADOR:	T-10 E
VEREDA:	LUBIGARA	TIPO DE TRANSFORMADOR:	Monofásico
MUNICIPIO:	BARICHARA	CONDUCTORES:	Cu TR
		Tensión L [V]:	240

Tramo	Longitud [m]	# Usuarios		Dmax div [kVA]	Momento [kVA.m]	Corriente [A]	Calibre Cond	Tipo red	Factor Corrección	Estrato	Kg	Regulación %		R [Ω/km]	P Potencia [kW]	P Potencia [%]	
		Nuevos	Existentes									Parcial	Total		Parcial	Parcial	Total x Tramo
0_1	0,1	2	8	7,38	0,738	30,75	6 Cu	2FN	2	1	139,44	0,0036	0,0036	1,61	0,00015	0,002	0,002
1_2	587,77	1	1	3,5	2057,195	14,58	1/0	2FN	2	1	73,02	5,2158	5,2194	0,659	0,08238	2,615	2,617
2_3	60	1	0	2	120	8,33	2 TR	1F	8	1	106,00	1,7667	6,9861	1,048	0,00437	0,243	2,860
1_4	160,95	1	1	3,5	563,325	14,58	2 AC	2FN	2	1	108,45	2,1213	2,1248	1,108	0,03793	1,204	1,206
4_5	92,21	1	0	2	184,42	8,33	4 TR	1F	8	1	156,53	4,0093	6,1342	1,666	0,01067	0,593	1,799

CÁLCULO DE DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA PARA NUEVOS CLIENTES

T-11 E

CLIENTE: ISNARDO ALVAREZ
 VEREDA: LUBIGARA
 MUNICIPIO: BARICHARA

N° TRANSFORMADOR: T-11 E
 TIPO DE TRANSFORMADOR: Monofásico
 CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR [kVA]: 15
 ESTRATO: 1
 CONDUCTORES: Cobre

SECTOR RESIDENCIAL	Cant	Sr [kVA]	Sr Total [kVA]	TRANSFORMADOR EXISTENTE	
CARGA PROYECTADA				TRF Existente:	15 kVA
CLIENTE RURAL NUEVO	1	2	2	Tensión Primario:	13,2 kV
CLIENTE RURAL EXISTENTE	6			Tensión Secundario:	240 V

CÁLCULO DE REDES EN BAJA TENSIÓN

T-11 E

CLIENTE: ISNARDO ALVAREZ
 VEREDA: LUBIGARA
 MUNICIPIO: BARICHARA

N° TRANSFORMADOR: T-11 E
 TIPO DE TRANSFORMADOR: Monofásico
 CONDUCTORES: Cu TR
 Tensión L [V]: 240

Tramo	Longitud [m]	# Usuarios		Dmaxdv [kVA]	Momento [kVA.m]	Corriente [A]	Calibre Cond	Tipo red	Factor Corrección	Estrato	Kg	Regulación %		R [Ω/km]	P Potencia [kW]		P Potencia [%]	
		Nuevos	Existentes									Parcial	Total		Parcial	Total	Parcial	Total x Tramo
0_1	0,1	1	6	6,86	0,686	28,58	6 Cu	2FN	2	1	139,44	0,0033	0,0033	1,61	0,00013	0,002	0,002	
1_2	179,69	1	1	3,5	628,915	14,58	2 AC	2FN	2	1	108,45	2,3683	2,3716	1,108	0,04234	1,344	1,346	
2_3	106,81	1	0	2	213,62	8,33	2 TR	1F	8	1	106,00	3,1450	5,5165	1,048	0,00777	0,432	1,778	

CÁLCULO DE DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA PARA NUEVOS CLIENTES

T-12 E

CLIENTE: CAROLINA MARTINEZ, JENNY PATRICIA SUAREZ
 VEREDA: PINO
 MUNICIPIO: BARICHARA

N° TRANSFORMADOR: T-12 E
 TIPO DE TRANSFORMADOR: Monofásico
 CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR [kVA]: 10
 ESTRATO: 1
 CONDUCTORES: Cobre

SECTOR RESIDENCIAL	Cant	Sr [kVA]	Sr Total [kVA]
--------------------	------	----------	----------------

CARGA
 PROYECTADA

CLIENTE RURAL NUEVO	2	2	3,5
CLIENTE RURAL EXISTENTE	12		

TRANSFORMADOR EXISTENTE

TRF Existente: 10 kVA
 Tensión Primario: 13,2 kV
 Tensión Secundario: 240 V

CÁLCULO DE REDES EN BAJA TENSIÓN

T-12 E

CLIENTE : CAROLINA MARTINEZ, JENNY PATRICIA SUAREZ
 VEREDA: PINO
 MUNICIPIO: BARICHARA

N° TRANSFORMADOR: T-12 E
 TIPO DE TRANSFORMADOR: Monofásico
 CONDUCTORES: Cu TR
 Tensión L [V]: 240

Tramo	Longitud [m]	# Usuarios		Dmaxdv [kVA]	Momento [kVA.m]	Corriente [A]	Calibre Cond	Tipo red	Factor Corrección	Estrato	Kg	Regulación %		R [Ω/km]	P Potencia [kW]		P Potencia [%]	
		Nuevos	Existentes									Parcial	Total		Parcial	Total x Tramo		
0_1	0,1	2	12	8,12	0,812	33,83	6 Cu	2FN	2	1	139,44	0,0039	0,0039	1,61	0,00018	0,003	0,003	
1_2	63,57	1	1	3,5	222,495	14,58	2 AC	2FN	2	1	108,45	0,8378	0,8418	1,108	0,015	0,476	0,478	
2_3	86,73	1	0	2	173,46	8,33	4 TR	1F	8	1	156,53	3,7711	4,6128	1,666	0,010	0,557	1,036	
1_4	59,72	1	0	2	119,44	8,33	4 TR	1F	8	1	156,53	2,5967	2,6006	1,666	0,007	0,384	0,386	

CÁLCULO DE DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA PARA NUEVOS CLIENTES

T-13 E

CLIENTE: MARINA CALDERON, OTILIA CALDERON,
NOLBERTO CALDERON CARREÑO
VEREDA: PINO
MUNICIPIO: BARICHARA

N° TRANSFORMADOR: T-13 E
TIPO DE TRANSFORMADOR: Monofásico
CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR [kVA]: 10
ESTRATO: 1
CONDUCTORES: Cobre

SECTOR RESIDENCIAL	Cant	Sr [kVA]	Sr Total [kVA]
--------------------	------	----------	----------------

TRANSFORMADOR EXISTENTE

CARGA PROYECTADA

CLIENTE RURAL NUEVO	3	2	4,62
CLIENTE RURAL EXISTENTE	12		

TRF Existente: 10 kVA
Tensión Primario: 13,2 kV
Tensión Secundario: 240 V

CÁLCULO DE REDES EN BAJA TENSIÓN

T-13 E

CLIENTE: MARINA CALDERON, OTILIA CALDERON, NOLBERTO CALDERON
CARREÑO
VEREDA: PINO
MUNICIPIO: BARICHARA

N° TRANSFORMADOR: T-13 E
TIPO DE TRANSFORMADOR: Monofásico
CONDUCTORES: Cu TR
Tensión L [V]: 240

Tramo	Longitud [m]	# Usuarios		Dmax div [kVA]	Momento [kVA.m]	Corriente [A]	Calibre Cond	Tipo red	Factor Corrección	Estrato	Kg	Regulación %		R [Ω/km]	P Potencia [kW]		
		Nuevos	Existentes									Parcial	Total		Parcial	Parcial	Total x Tramo
0_1	0,1	3	12	8,25	0,825	34,38	6 Cu	2FN	2	1	139,44	0,0040	0,0040	1,61	0,00019	0,003	0,003
1_2	370,46	1	2	4,62	1711,5252	19,25	2/0 TR	2FN	2	1	61,47	3,6530	3,6570	0,523	0,072	1,727	1,729
2_3	204,67	1	1	3,5	716,345	14,58	1/0 TR	2FN	2	1	73,02	1,8162	5,4733	0,659	0,029	0,911	2,640
3_4	35	1	0	2	70	8,33	4 TR	1F	8	1	156,53	1,0306	6,9951	1,666	0,004	0,225	0,228
1_5	96,06	2	0	3,5	336,21	14,58	4 TR	2FN	2	1	156,53	1,8273	1,8313	1,666	0,034	1,080	1,083
5_6	51,18	1	0	2	102,36	8,33	4 TR	1F	8	1	156,53	2,2253	4,0567	1,666	0,006	0,329	1,412

CÁLCULO DE DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA PARA NUEVOS CLIENTES

T-14 E

CLIENTE: JESUS RIVERA
 VEREDA: REGADILLO
 MUNICIPIO: BARICHARA

N° TRANSFORMADOR: T-14 E
 TIPO DE TRANSFORMADOR: Monofásico
 CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR [kVA]: 15
 ESTRATO: 1
 CONDUCTORES: Cobre

SECTOR RESIDENCIAL	Cant	Sr [kVA]	Sr Total [kVA]
CARGA PROYECTADA			
CLIENTE RURAL NUEVO	1	2	2
CLIENTE RURAL EXISTENTE	18		

TRANSFORMADOR EXISTENTE	
TRF Existente:	15 kVA
Tensión Primario:	13,2 kV
Tensión Secundario:	240 V

CÁLCULO DE REDES EN BAJA TENSIÓN

T-14 E

CLIENTE: JESUS RIVERA
 VEREDA: REGADILLO
 MUNICIPIO: BARICHARA

N° TRANSFORMADOR: T-14 E
 TIPO DE TRANSFORMADOR: Monofásico
 CONDUCTORES: Cu TR
 Tensión L [V]: 240

Tramo	Longitud [m]	# Usuarios		Dmax div [kVA]	Momento [kVA.m]	Corriente [A]	Calibre Cond	Tipo red	Factor Corrección	Estrato	Kg	Regulación %		R [Ω/km]	P Potencia [%]		
		Nuevos	Existentes									Parcial	Total		Potencia [kW]	Parcial	Total x Tramo
0_1	0,1	1	18	8,93	0,893	37,21	6 Cu	2FN	2	1	139,44	0,0043	0,0043	1,61	0,00022	0,003	0,003
1_2	168,2	1	1	3,5	588,7	14,58	2 AC	2FN	2	1	108,45	2,2168	2,2211	1,108	0,040	1,258	1,261
2_3	14,22	1	0	2	28,44	8,33	4 TR	1F	8	1	156,53	0,6183	2,8394	1,666	0,002	0,091	1,352

CÁLCULO DE DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA PARA NUEVOS CLIENTES

T-15 E

CLIENTE: EDILMA ALQUICHIRE
 VEREDA: PINO
 MUNICIPIO: BARICHARA

N° TRANSFORMADOR: T-15 E
 TIPO DE TRANSFORMADOR: Trifásico
 CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR [kVA]: 30
 ESTRATO: 1
 CONDUCTORES: Cobre

SECTOR RESIDENCIAL	Cant	Sr [KVA]	Sr Total [KVA]	TRANSFORMADOR EXISTENTE
CARGA PROYECTADA				TRF Existente: 30 kVA
CLIENTE RURAL NUEVO	1	2	2	Tensión Primario: 13,2 kV
CLIENTE RURAL EXISTENTE	12			Tensión Secundario: 208 V

CÁLCULO DE REDES EN BAJA TENSIÓN

T-15 E

CLIENTE: EDILMA ALQUICHIRE
 VEREDA: REGADILLO
 MUNICIPIO: BARICHARA

N° TRANSFORMADOR: T-15 E
 TIPO DE TRANSFORMADOR: Trifásico
 CONDUCTORES: Cu TR
 Tensión L [V]: 208

Tramo	Longitud [m]	# Usuarios		Dmax div [kVA]	Momento [kVA.m]	Corriente [A]	Calibre Cond	Tipo red	Factor Corrección	Estrato	Kg	Regulación %		R [Ω/km]	P Potencia [kW]	P Potencia [%]	
		Nuevos	Existentes									Parcial	Total		Parcial	Parcial	Total x Tramo
0_1	0,1	1	12	7,93	0,793	22,01	6 Cu	3F	1	1	139,44	0,0026	0,0026	1,61	0,00008	0,001	0,001
1_2	288,61	1	1	3,5	1010,135	16,83	2 AC	2FN	2,25	1	108,45	5,6972	5,6998	1,108	0,091	2,874	2,876
2_3	25	1	0	2	50	9,62	4 TR	2FN	2,25	1	156,53	0,4070	6,1068	1,666	0,004	0,214	3,089

CÁLCULO DE DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA PARA NUEVOS CLIENTES

T-16 E

CLIENTE:	CIRO ANGARITA	Nº TRANSFORMADOR:	T-16 E
VEREDA:	SAN JOSE BAJO	TIPO DE TRANSFORMADOR:	Monofásico
MUNICIPIO:	BARICHARA	CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR [kVA]:	10
		ESTRATO:	1
		CONDUCTORES:	Cobre

SECTOR RESIDENCIAL	Cant	Sr [kVA]	Sr Total [kVA]	TRANSFORMADOR EXISTENTE	
CARGA PROYECTADA				TRF Existente:	10 kVA
CLIENTE RURAL NUEVO	1	2	2	Tensión Primario:	13,2 kV
CLIENTE RURAL EXISTENTE	10			Tensión Secundario:	240 V

CÁLCULO DE REDES EN BAJA TENSIÓN

T-16 E

CLIENTE:	CIRO ANGARITA	Nº TRANSFORMADOR:	T-16 E
VEREDA:	SAN JOSE BAJO	TIPO DE TRANSFORMADOR:	Monofásico
MUNICIPIO:	BARICHARA	CONDUCTORES:	Cu TR
		Tensión L [V]:	240

Tramo	Longitud [m]	# Usuarios		Dmax div [kVA]	Momento [kVA.m]	Corriente [A]	Calibre Cond	Tipo red	Factor Corrección	Estrato	Kg	Regulación %		R [Ω/km]	P Potencia [kW]		
		Nuevos	Existentes									Parcial	Total		Parcial	Parcial	Total x Tramo
0_1	0,1	1	10	7,70	0,77	32,08	6 Cu	2FN	2	1	139,44	0,0037	0,0037	1,61	0,00017	0,002	0,002
1_2	462,43	1	1	3,5	1618,505	14,58	3/0 TR	2FN	2	1	52,01	2,9229	2,9266	0,415	0,041	1,296	1,298
2_3	236,28	1	0	2	472,56	8,33	2/0 TR	1F	8	1	61,47	4,0345	6,9611	0,523	0,009	0,477	1,775

CÁLCULO DE DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA PARA NUEVOS CLIENTES

T-17 E

CLIENTE:	RUBEN BOHORQUEZ	N° TRANSFORMADOR:	T-17 E
VEREDA:	SAN JOSE ALTO	TIPO DE TRANSFORMADOR:	Monofásico
MUNICIPIO:	BARICHARA	CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR [kVA]:	10
		ESTRATO:	1
		CONDUCTORES:	Cobre

SECTOR RESIDENCIAL	Cant	Sr [kVA]	Sr Total [kVA]	TRANSFORMADOR EXISTENTE
CARGA PROYECTADA				TRF Existente: 10 kVA
CLIENTE RURAL NUEVO	1	2	2	Tensión Primario: 13,2 kV
CLIENTE RURAL EXISTENTE	4			Tensión Secundario: 240 V

CÁLCULO DE REDES EN BAJA TENSIÓN

T-17 E

CLIENTE:	RUBEN BOHORQUEZ	N° TRANSFORMADOR:	T-17 E
VEREDA:	SAN JOSE ALTO	TIPO DE TRANSFORMADOR:	Monofásico
MUNICIPIO:	BARICHARA	CONDUCTORES:	Cu TR
		Tensión L [V]:	240

Tramo	Longitud [m]	# Usuarios		Dmax div [kVA]	Momento [kVA.m]	Corriente [A]	Calibre Cond	Tipo red	Factor Corrección	Estrato	Kg	Regulación %		R [Ω/km]	P Potencia [kW]		P Potencia [%]	
		Nuevos	Existentes									Parcial	Total		Parcial	Parcial	Total x Tramo	
0_1	0,1	1	4	6,10	0,61	25,42	6 Cu	2FN	2	1	139,44	0,0030	0,0030	1,61	0,00010	0,002	0,002	
1_2	388,54	1	1	3,5	1359,89	14,58	1/0 TR	2FN	2	1	73,02	3,4479	3,4508	0,659	0,054	1,729	1,731	
2_3	77	1	0	2	154	8,33	2 TR	1F	8	1	106,00	2,2672	5,7181	1,048	0,006	0,311	2,042	

CÁLCULO DE DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA PARA NUEVOS CLIENTES

T-18 E

CLIENTE: ANGEL MARIA ORTIZ, FREDY A ORTIZ, REMIGIO BENITEZ
 VEREDA: SANTA HELENA
 MUNICIPIO: BARICHARA

N° TRANSFORMADOR: T-18 E
 Trifásic
 TIPO DE TRANSFORMADOR: o
 CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR [kVA]: 30
 ESTRATO: 1
 CONDUCTORES: Cobre

SECTOR RESIDENCIAL	Cant	Sr [kVA]	Sr Total [kVA]
CARGA PROYECTADA			
CLIENTE RURAL NUEVO	3	2	4,62
CLIENTE RURAL EXISTENTE	22		

TRANSFORMADOR EXISTENTE	
TRF Existente:	30 kVA
Tensión Primario:	13,2 kV
Tensión Secundario:	208 V

CÁLCULO DE REDES EN BAJA TENSION

T-18 E

CLIENTE: ANGEL MARIA ORTIZ, FREDY A ORTIZ, REMIGIO BENITEZ
 VEREDA: SANTA HELENA
 MUNICIPIO: BARICHARA

N° TRANSFORMADOR: T-18 E
 TIPO DE TRANSFORMADOR: Trifásico
 CONDUCTORES: Cu TR
 Tensión L [V]: 208

Tramo	Longitud [m]	# Usuarios		Dmaxdv [kVA]	Momento [kVA.m]	Corriente [A]	Calibre Cond	Tipo red	Factor Corrección	Estrato	Kg	Regulación %		R [Ω/km]	P Potencia [kW]		P Potencia [%]	
		Nuevos	Existentes									Parcial	Total		Parcial	Total x Tramo		
0_1	0,1	3	22	11,00	1,1	30,53	6 Cu	3F	1	1	139,44	0,0035	0,0035	1,61	0,00015	0,002	0,002	
1_2	174,75	2	2	5,48	957,63	26,35	1/0 TR	2FN	2	1	73,02	3,2325	3,2361	0,659	0,080	1,621	1,622	
2_3	79,45	1	1	3,5	278,07	16,83	1/0 TR	2FN	2	1	73,02	0,9387	4,1747	0,659	0,015	0,471	2,093	
3_4	70,17	1	0	2	140,34	9,62	2 TR	1F	8	1	106,00	2,7507	6,9255	1,048	0,007	0,378	2,471	
2_5	68,13	1	0	2	136,26	9,62	2 TR	1F	8	1	106,00	2,6708	5,9069	1,048	0,007	0,367	1,991	
1_6	157,78	1	1	3,5	552,23	16,83	2 AC	2FN	2	1	108,45	2,7686	2,7721	1,108	0,049	1,571	1,573	
6_7	105,97	1	0	2	211,94	9,62	2 TR	1F	8	1	106,00	4,1541	6,9262	1,048	0,010	0,570	2,143	

CÁLCULO DE DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA PARA NUEVOS CLIENTES

T-19 E

CLIENTE: JESUS ANGARITA, PEDRO ELIAS ORTIZ
 VEREDA: SANTA HELENA
 MUNICIPIO: BARICHARA

N° TRANSFORMADOR:
 TIPO DE TRANSFORMADOR:
 CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR [kVA]:
 ESTRATO:
 CONDUCTORES:

T-19 E
 Monofásico
 10
 1
 Cobre

SECTOR RESIDENCIAL	Cant	Sr [kVA]	Sr Total [kVA]	TRANSFORMADOR EXISTENTE	
CARGA PROYECTADA				TRF	10 kVA
CLIENTE RURAL NUEVO	2	2	3,5	Existente:	13,2 kV
CLIENTE RURAL EXISTENTE	5			Tensión Primario:	240 V
				Tensión Secundario:	

CÁLCULO DE REDES EN BAJA TENSIÓN

T-19 E

CLIENTE: JESUS ANGARITA, PEDRO ELIAS ORTIZ
 VEREDA: SANTA HELENA
 MUNICIPIO: BARICHARA

N° TRANSFORMADOR: T-19 E
 TIPO DE TRANSFORMADOR: Monofásico
 CONDUCTORES: Cu TR
 Tensión L [V]: 240

Tramo	Longitud [m]	# Usuarios		Dmax div [kVA]	Momento [kVA.m]	Corriente [A]	Calibre Cond	Tipo red	Factor Corrección	Estrato	Kg	Regulación %		R [Ω/km]	P	P Potencia [%]	
		Nuevos	Existentes									Potencia [kW]	Parcial		Total x Tramo		
0_1	0,1	2	5	6,10	0,61	25,42	6 Cu	2FN	2	1	139,44	0,0030	0,0030	1,61	0,00010	0,002	0,002
1_2	130,21	2	0	3,5	455,735	14,58	1/0 TR	2FN	2	1	73,02	1,1555	1,1584	0,659	0,018	0,579	0,581
2_3	212,17	1	0	2	424,34	8,33	1/0 TR	1F	8	1	73,02	4,3035	5,4619	0,659	0,010	0,539	1,121

CÁLCULO DE DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA PARA NUEVOS CLIENTES

T-20 E

CLIENTE:	ROQUE BELTRAN	N° TRANSFORMADOR:	T-20 E
VEREDA:	SANTA HELENA	TIPO DE TRANSFORMADOR:	Monofásico
MUNICIPIO:	BARICHARA	CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR [kVA]:	15
		ESTRATO:	1
		CONDUCTORES:	Cobre

SECTOR RESIDENCIAL	Cant	Sr [kVA]	Sr Total [kVA]	TRANSFORMADOR EXISTENTE	
CARGA PROYECTADA				TRF Existente:	15 kVA
CLIENTE RURAL NUEVO	1	2	2	Tensión Primaria:	13,2 kV
CLIENTE RURAL EXISTENTE	20			Tensión Secundario:	240 V

CÁLCULO DE REDES EN BAJA TENSIÓN

T-20 E

CLIENTE:	ROQUE BELTRAN	N° TRANSFORMADOR:	T-20 E
VEREDA:	SANTA HELENA	TIPO DE TRANSFORMADOR:	Monofásico
MUNICIPIO:	BARICHARA	CONDUCTORES:	Cu TR
		Tensión L [V]:	240

Tramo	Longitud [m]	# Usuarios		Dmax div [kVA]	Momento [kVA.m]	Corriente [A]	Calibre Cond	Tipo red	Factor Corrección	Estrato	Kg	Regulación %		R [Ω/km]	P Potencia [kW]		P Potencia [%]	
		Nuevos	Existentes									Parcial	Total		Parcial	Total x Tramo		
0_1	0,1	1	20	9,45	0,945	39,38	6 Cu	2FN	2	1	139,44	0,0046	0,0046	1,61	0,00025	0,003	0,003	
1_2	409,53	1	2	4,62	1892,0286	19,25	2/0 TR	2FN	2	1	61,47	4,0383	4,0429	0,523	0,079	1,909	1,912	
2_3	235,67	1	1	3,5	824,845	14,58	2/0 TR	2FN	2	1	61,47	1,7605	5,8034	0,523	0,026	0,832	2,744	
3_4	57,89	1	0	2	115,78	8,33	1/0 TR	1F	8	1	73,02	1,1742	6,9776	0,659	0,003	0,147	2,891	

CÁLCULO DE DEMANDAS Y DISEÑO DE SUBESTACIÓN

T-21

CLIENTE: MAYERLY PAMPLONA
 VEREDA: GUAYABAL
 MUNICIPIO: BARICHARA

N° TRANSFORMADOR: T-21
 TIPO DE TRANSFORMADOR: Monofásico
 CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR [kVA]: 5
 ESTRATO: 1
 CONDUCTORES: Cobre

SECTOR RESIDENCIAL	Cant	Sr [kVA]	Sr Total [kVA]
--------------------	------	----------	----------------

CARGA PROYECTADA			
CLIENTE RURAL NUEVO	1	2	2
CLIENTE RURAL EXISTENTE	1		

Subtotal residencial 3,5

SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR

TRF Existente:	5 kVA	Transformador Seleccionado
Tensión Primario:	13,2 kV	Monofásico
Tensión Secundario:	240 V	

SELECCIÓN DE PROTECCIÓN PRINCIPAL

Protección seleccionada 2x25 A

SELECCIÓN DE TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

Corriente a plena carga del sistema 20,83 A

CORRIENTES A PLENA CARGA

$I_{\text{prim}} [A] = 0,38 \text{ A}$ Corriente en el primario
 $I_{\text{secu}} [A] = 20,83 \text{ A}$ Corriente en el secundario

Fusible seleccionado

CORRIENTES A CARGA PROYECTADA

$I_{\text{prim}} [A] = 0,27 \text{ A}$ Corriente en el primario
 $I_{\text{secu}} [A] = 14,58 \text{ A}$ Corriente en el secundario

BARRAJE DEL TRF: 3 x 6 Cu Cu Aislado a 90° C THHN

CÁLCULO DE REDES EN BAJA TENSIÓN

T-21

CLIENTE: MAYERLY PAMPLONA
 VEREDA: GUAYABAL
 MUNICIPIO: BARICHARA

N° TRANSFORMADOR: T-21
 TIPO DE TRANSFORMADOR: Monofásico
 CONDUCTORES: Cu TR
 Tensión L [V]: 240

Tramo	Longitud [m]	# Usuarios		Dmax div [kVA]	Momento [kVA.m]	Corriente [A]	Calibre Cond	Tipo red	Factor Corrección	Estrato	Kg	Regulación %		R [Ω/km]	P Potencia [kW]		
		Nuevos	Existentes									Parcial	Total		Parcial	Parcial	Total x Tramo
0_1	0,1	1	1	3,50	0,35	14,58	6 Cu	2FN	2	1	139,44	0,0017	0,0017	1,61	0,00003	0,001	0,001
1_2	422,51	1	0	2	845,02	8,33	3/0	1F	8	1	52,01	6,1041	6,1058	0,415	0,012	0,676	0,678

CÁLCULO DE REDES EN BAJA TENSIÓN

T-21

Tramo	Longitud [m]	Dmaxdiv [kVA]	Momento [kVA.m]	Corriente [A]	Calibre Cond	Tipo red	Tipo TRF	Kg	Regulación %		R [Ω/km]	P Potencia [kW]		
									Parcial	Total		Parcial	Parcial	Total x Tramo
0_1	578,91	5,00	2894,55	0,38	2 ACSR	2F	1F	113,68	0,0019	0,0019	1,108	0,000092	0,002	0,002

CÁLCULO DE DEMANDAS Y DISEÑO DE SUBESTACIÓN

T-22

CLIENTE: ALONSO RODRIGUEZ, TERESA DUARTE
 VEREDA: GUAYABAL
 MUNICIPIO : BARICHARA

N° TRANSFORMADOR: T-22
 TIPO DE TRANSFORMADOR: Monofásico
 CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR [kVA]: 5
 ESTRATO: 1
 CONDUCTORES: Cobre

SECTOR RESIDENCIAL	Cant	Sr [kVA]	Sr Total [kVA]
--------------------	------	----------	----------------

CARGA PROYECTADA			
CLIENTE RURAL NUEVO	2	2	3,5
CLIENTE RURAL EXISTENTE	1		

Subtotal residencial 4,62

SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR

TRF Existente:	5 kVA	Transformador Seleccionado
Tensión Primaria:	13,2 kV	Monofásico
Tensión Secundario:	240 V	

SELECCIÓN DE PROTECCIÓN PRINCIPAL

Protección seleccionada 2x25 A

SELECCIÓN DE TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

Corriente a plena carga del sistema 20,83 A

CORRIENTES A PLENA CARGA

I prim [A] = 0,38 A Corriente en el primario
 I secu [A]= 20,83 A Corriente en el secundario

Fusible seleccionado

CORRIENTES A CARGA PROYECTADA

I prim [A] = 0,35 A Corriente en el primario
 I secu [A]= 19,25 A Corriente en el secundario

BARRAJE DEL TRF: 3 x 6 Cu Cu Aislado a 90° C THHN

ACOMETIDA MONOFASICA BIFILAR – CASA RURAL											
Tramo	Longitud [m]	Carga [kVA]	Momento [kVA.m]	Corriente [A]	Calibre Cond	Tipo red	Factor Corrección	Kg	Regulación [%]		R [Ω/km]
									Parcial	Total	
Casa Rural	18	2,00	36	16,67	8 Cu Conc	1F	8	217,61	1,0880	1,0880	1,61

ACOMETIDA MONOFASICA BIFILAR Casa Rural						
P Potencia [kW]	P Potencia [%]		Protección [A]	Conductor		Ducto
Parcial	Parcial	Total x Tramo		Neutro	Tierra	
0,00805	0,447	0,447	1x30	8 Cu Conc	8 cu	1" PVC TP

NOTAS:

- Todos los conductores tienen aislamiento THHN.
- La demanda máxima aplicada es la definida en el numeral 8 adenda modificatoria de la norma.
- El factor de corrección aplicado (8) se debe al tipo de subestación (monofásica) y tipo de acometida (monofásica), dado que la constante K, está calculada para sistemas trifásicos tetrafilares balanceados.
- El conductor empleado para la acometida es concéntrico encauchetado calibre 10 AWG.
- El conductor empleado para la acometida es concéntrico encauchetado calibre 8 AWG.

ACOMETIDA BIFASICA TRIFILAR Casa Rural											
Tramo	Longitud [m]	Carga [kVA]	Momento [kVA.m]	Corriente [A]	Calibre Cond	Tipo red	Factor Corrección	Kg	Regulación [%]		R [Ω/km]
									Parcial	Total	
Casa Rural	18	2,00	36	8,33	8 Cu Conc	1F	2	217,61	0,2720	0,2720	1,61

ACOMETIDA BIFASICA TRIFILAR Casa Rural						
P Potencia [kW]	P Potencia [%]		Protección [A]	Conductor		Ducto
Parcial	Parcial	Total x Tramo		Neutro	Tierra	
0,00201	0,112	0,112	2x30	8 Cu Conc	8 cu	1" PVC TP

NOTAS:

- Todos los conductores tienen aislamiento THHN.
- La demanda máxima aplicada es la definida en numeral 8 adenda modificatoria de la norma.
- El factor de corrección aplicado (8) se debe al tipo de subestación (monofásica) y tipo de acometida (monofásica), dado que la constante K, está calculada para sistemas trifásicos tetrafilares balanceados. El conductor empleado para la acometida es concéntrico encauchetado calibre 10 AWG.
- El factor de corrección aplicado (2) se debe al tipo de subestación (monofásica) y tipo de acometida (trifilar), dado que la constante K, está calculada para sistemas trifásicos tetrafilares balanceados.
- El conductor empleado para la acometida es concéntrico encauchetado calibre 8 AWG.

ANEXO G: CANTIDADES DE OBRA

ITEM	ACTIVIDAD	UNIDAD	CANTIDAD
RED DE MEDIA TENSION			
	LOCALIZACION Y REPLANTEO BT		
	APERTURA DE TROCHA, PODA Y/O ROCERIA	m	900,00
	REPLANTEO DE REDES EN MEDIA TENSION	m	1 300,00
	APOYOS EN MT		
	CIMENTACION, AHOYADA, HINCADA DE POSTE DE CONCRETO 12M 510K	UND	6,00
	VESTIDA / ARMADA POSTES MT		
	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE HERRAJES ESTRUCTURA DE RETENCIÓN MONOFASICA POSTE EN H	UND	2,00
	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE HERRAJES ESTRUCTURA TERMINAL MONOFASICA POSTE	UND	4,00
	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE HERRAJES ESTRUCTURA DERIVACION MONOFASICA	UND	2,00
	TENDIDO RED MT		
	SUMINISTRO, TENSIONADO Y TENDIDO DE RED MONOFASICA MT EN ACSR 2	UND	1 290,00
	TEMPLETES MT		
	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACION DE TEMPLETE DIRECTO A TIERRA EN MT	UND	6,00
RED DE BAJA TENSION A 220/120 VOLTIOS			
	LOCALIZACION Y REPLANTEO BT		
	APERTURA DE TROCHA, PODA Y/O ROCERIA	m	5 100,00
	REPLANTEO DE REDES EN BAJA TENSION	m	7 300,00

	APOYOS BT		
	CIMENTACION, AHOYADA, HINCADA DE POSTE DE CONCRETO 8M 510K	UND	42,00
	VESTIDA / ARMADA POSTES BT		
	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE HERRAJES ESTRUCTURA DE SUSPENSIÓN RED TRENZADA	m	7,00
	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE HERRAJES ESTRUCTURA DE RETENCION RED TRENZADA	m	9,00
	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE HERRAJES ESTRUCTURA DE TERMINAL RED TRENZADA	m	86,00
	TENDIDO RED BT		
	SUMINISTRO, TENSIONADO Y TENDIDO DE RED TRENZADA EN BT 1X4+4 AWG AAAC XLPE 90°C	m	478,07
	SUMINISTRO, TENSIONADO Y TENDIDO DE RED TRENZADA EN BT 2X4+4 AWG AAAC XLPE 90°C	m	390,85
	SUMINISTRO, TENSIONADO Y TENDIDO DE RED TRENZADA EN BT 1X2+2 AWG AAAC XLPE 90°C	m	980,44
	SUMINISTRO, TENSIONADO Y TENDIDO DE RED TRENZADA EN BT 2X2+2 AWG AAAC XLPE 90°C	m	442,65
	SUMINISTRO, TENSIONADO Y TENDIDO DE RED TRENZADA EN BT 1X1/0+1/0 AWG AAAC XLPE 90°C	m	740,06
	SUMINISTRO, TENSIONADO Y TENDIDO DE RED TRENZADA EN BT 2X1/0+1/0 AWG AAAC XLPE 90°C	m	2 957,17
	SUMINISTRO, TENSIONADO Y TENDIDO DE RED TRENZADA EN BT 1X2/0+2/0 AWG AAAC XLPE 90°C	m	236,28
	SUMINISTRO, TENSIONADO Y TENDIDO DE RED TRENZADA EN BT 2X2/0+2/0 AWG AAAC XLPE 90°C	m	1 270,56

	SUMINISTRO, TENSIONADO Y TENDIDO DE RED TRENZADA EN BT 1X3/0+3/0 AWG AAAC XLPE 90°C	m	422,51
	SUMINISTRO, TENSIONADO Y TENDIDO DE RED TRENZADA EN BT 2X3/0+3/0 AWG AAAC XLPE 90°C	m	462,43
	TEMPLETES BT		
	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACION DE TEMPLETE DIRECTO A TIERRA EN BT	UND	59,00
	PUESTA A TIERRA BT		
	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACION DE PUESTA A TIERRA EN BT	UND	33,00
	DESMONTAJES EN BT		
	DESHINCADA DE POSTE EN BAJA TENSION	UND	8,00
	DESMONTAJE DE ESTRUCTURA EN BAJA TENSION	m	8,00
	DESTENSIONADO Y DESMONTAJE DE CONDUCTORES EN BT	m	1 212,00
	DESMONTAJE DE TEMPLETE DIRECTO A TIERRA EN BT	UND	1,00
TRANSFORMACION 13200/220/120 VOLTIOS			
	TRANSFORMADORES		
	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE HERRAJES Y PROTECCIONES PARA TRANSFORMADOR MONOFASICO 5 KVA	UND	2,00

ANEXO H: PRESUPUESTO SOLUCIÓN ELECTRIFICACIÓN RURAL RED CONVENCIONAL.

PRESUPUESTO GENERAL DE OBRA								
COSTO TOTAL								
ACTIVIDAD	UNIDAD	CANTIDAD	MATERIALES	MANO DE OBRA	E & H	TRANSPORTE	VALOR UNITARIO	TOTAL
RED DE MEDIA TENSION 13 200 V								
LOCALIZACIÓN Y REPLANTEO BT								
Apertura de trocha, poda y/o rocería	m	900	0	70	235	529	834	750 600
Replanteo de redes en media tensión	m	1 283	0	289	74	159	522	669 726
APOYOS EN MT								
Cimentación, ahoyada, hincada de poste de concreto 12 m 510 kgf	UND	6	784 300	76 344	546	95 832	957 022	5 742 132
VESTIDA / ARMADA POSTES MT								

Suministro, transporte e instalación de herrajes estructura de retención monofásica poste en H.	UND	2	885 046	122 031	1 093	118 963	1 127 133	2 254 266
Suministro, transporte e instalación de herrajes estructura terminal monofásica	UND	4	358 000	35 692	683	35 875	430 250	1 721 000
Suministro, transporte e instalación de herrajes estructura derivación monofásica	UND	2	1 576 271	40 971	781	62 275	1 680 298	3 360 596
TENDIDO RED MT								
Suministro, tendido y tensionado de red monofásica MT en ACSR 2	UND	1 290	2 716	317	14	417	3 464	4 468 560
TEMPLETES MT								
Suministro, transporte e instalación de templete directo a tierra en MT	UND	6	80 117	18 577	1 427	37 569	137 690	826 140
SUBTOTALES			15 044 776	1 881 015	342 820	2 524 409	19 793 020	19 793 020
TOTAL RED DE MEDIA TENSION 13 200 V								X1
RED DE BAJA TENSION A 220/120 V								

LOCALIZACION Y REPLANTEO BT									
Apertura de trocha, poda y/o rocería	m	5 100	0	70	235	529	834	4 253 400	
Replanteo de redes en baja tensión	m	7 300	0	240	62	132	434	3 168 200	
APOYOS BT									
Cimentación, ahoyada, hincada de poste de concreto 8 m 510 kgf	UND	42	377 200	50 896	364	33 002	461 462	19 381 404	
VESTIDA / ARMADA POSTES BT									
Suministro, transporte e instalación de herrajes estructura de suspensión red trenzada	m	7	27 132	15 863	304	13 226	56 525	395 675	
Suministro, transporte e instalación de herrajes estructura de retención red trenzada	m	9	53 558	43 582	390	17 017	114 547	1 030 923	
Suministro, transporte e instalación de herrajes estructura de terminal red trenzada	m	86	27 132	40 667	364	15 837	84 000	7 224 000	
TENDIDO RED BT									

Suministro, tendido y tensionado de red trenzada en BT 1X4+4 AWG AAAC XLPE 90°C	m	478	5 533	408	18	439	6 398	3 058 692
Suministro, tendido y tensionado de red trenzada en BT 2X4+4 AWG AAAC XLPE 90°C	m	391	8 000	476	21	611	9 108	3 559 862
Suministro, tensionado y tendido de red trenzada en BT 1X2+2 AWG AAAC XLPE 90°C	m	980	6 400	571	26	808	7 805	7 652 334
Suministro, tensionado y tendido de red trenzada en BT 2X2+2 AWG AAAC XLPE 90°C	m	443	9 600	635	29	1 359	11 623	5 144 921
Suministro, tensionado y tendido de red trenzada en BT 1X1/0+1/0 AWG AAAC XLPE 90°C	m	740	9 367	714	32	1 642	11 755	8 699 405
Suministro, tensionado y tendido de red trenzada en BT 2X1/0+1/0 AWG AAAC XLPE 90°C	m	2 957	13 500	816	37	3 373	17 726	52 418 795

Suministro, tensionado y tendido de red trenzada en BT 1X2/0+2/0 AWG AAAC XLPE 90°C	m	236	12 370	805	39	3 460	16 674	3 939 733
Suministro, tensionado y tendido de red trenzada en BT 2X2/0+2/0 AWG AAAC XLPE 90°C	m	1 271	16 900	816	38	3 500	21 254	27 004 482
Suministro, tensionado y tendido de red trenzada en BT 1X3/0+3/0 AWG AAAC XLPE 90°C	m	423	15 367	816	41	3 708	19 932	8 421 469
Suministro, tensionado y tendido de red trenzada en BT 2X3/0+3/0 AWG AAAC XLPE 90°C	m	462	20 300	816	45	4 135	25 296	11 697 629
TEMPLETES BT								
Suministro, transporte e instalación de templete directo a tierra en BT	UND	59	50 621	13 933	1 070	24 531	90 155	5 319 145
PUESTA A TIERRA BT								
Suministro, transporte e instalación de puesta a tierra en BT	UND	33	195 324	13 933	455	21 015	230 727	7 613 991

DESMONTAJES EN BT								
Deshincada de poste en BT	UND	8	0	127 241	911	84 155	212 307	1 698 456
Desmontaje de estructura en BT	m	8	0	46 935	420	24 415	71 770	574 160
Destensionado y desmontaje de conductores en BT	m	1 212	0	519	23	459	1 001	1 213 212
Desmontaje de templete directo a tierra en BT	UND	1	0	18 577	1 427	26 494	46 498	46 498
SUBTOTALES			131 705 471	17 682 680	2 105 293	32 022 943	183 516 387	183 516 387
TOTAL RED DE BAJA TENSION A 220/120 V								Y1
TRANSFORMACION 13200/220/120 V								
TRANSFORMADORES								
Suministro, transporte e instalación de herrajes y protecciones para transformador monofásico 5 kVA	UND	2	3 574 780	61 015	546	74 815	3 711 156	7 422 312
SUBTOTALES			7 149 560	122 030	1 092	149 630	7 422 312	7 422 312
TOTAL TRANSFORMACION 13200/220/120 V								Z1
COSTOS DIRECTOS		Total Materiales	Total Mano de Obra	Total E & H	Total Transporte		210 731 719	CD=X1+Y1+Z1

ADMINISTRACION	15%	31 609 758	$A=CD*\%Admón.$
IMPREVISTOS	10%	21 073 172	$I=CD*\%Impre$
UTILIDAD	10%	21 073 172	$U=CD*\%Útil$
COSTOS INDIRECTOS		77 126 756	$CI=A+I+U+IVA$
SUBTOTAL 1 (COSTOS DIRECTOS + COSTOS INDIRECTOS)		287 858 475	$D=CD+CI$
INTERVENTORIA TECNICA	10%	21 073 172	$E=CD*\%IT$
SUBTOTAL 2 (COSTOS DIRECTOS + COSTOS INDIRECTOS + INTERVENTORIA TECNICA)		308 931 647	$F=D+E$
CERTIFICACION RETIE		1 283 300	R
SUBTOTAL 3 (SUBTOTAL 2 + RETIE)		310 214 947	$G=F+R$
COFINANCIACION ET		-	C
SUBTOTAL 4 (SUBTOTAL 3 + COFINANCIACION)		310 214 947	$H=G+C$
INTERVENTORIA ADMINISTRATIVA Y FINANCIERA	4%	12 925 623	$IAF=J*\%IAF$
VALOR TOTAL SOLICITADO AL FAER		323 140 569	$J=H/0,96$
TOTAL PROYECTO		323 140 569	$T=J+C$

ANEXO I: DOCUMENTACIÓN EXIGIDA PARA PRESENTACIÓN DEL PROYECTO ANTE EL FONDO FAER.

- Formato 1A.

PAPELERIA DEL OPERADOR DE RED

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

Señores:
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DIRECCIÓN DE ENERGÍA
CAN
Tel. 2 200300
Bogotá D.C.

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

Respetados Señores:

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

1. Tipo de Proyecto: Redes de Distribución.
2. El proyecto se encuentra incluido en el Plan de Desarrollo Municipal "Barichara competitiva, social e incluyente de 2012 -2015".
3. El proyecto se encuentra acorde con el Plan de Ordenamiento Territorial POT.
4. El proyecto se encuentra registrado en el Banco de Proyectos Municipal con código No. 2013-068-079-057.
5. El proyecto es prioritario para el Municipio de Barichara, Santander.
6. El Ejecutor del proyecto será la Electrificadora de Santander (ESSA)– Grupo EPM
7. El costo total del proyecto asciende a \$ 323'140.569 (*suma FAER + Cofinanciación*)
8. El valor solicitado al FAER es de \$ 323'140.569
9. El valor aportado por el Municipio es de \$ 0 (*aplica solo para cofinanciación*)
10. El proyecto beneficiará a 33 Usuarios Suscriptores de los cuales XX son Nuevos
11. La Capacidad de pago de la factura por usuario al mes es de \$ 00.000

Por lo anterior anexo la siguiente documentación:

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

PAPELERIA DEL OPERADOR DE RED

- Certificados y Avales
- Presupuesto
- Diseños y Memorias de calculo
- Planos debidamente avalados por el Operador de Red y firmados por el Ingeniero Diseñador.
- Carpeta debidamente foliada con la información antes descrita

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

Cordialmente,

Representante Legal

OPERADOR DE RED

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

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

- Formato 1B.



**EL SUSCRITO ALCALDE MUNICIPAL DE
BARICHARA - SANTANDER**

CERTIFICA

Que el proyecto **“PLAN RED ELÉCTRICA DEL MUNICIPIO DE BARICHARA”** se encuentra incluido dentro del Banco de Proyectos Municipal, con registro No. 2013-068-079-057.

Dada en el municipio de Barichara – Santander, a los dieciocho (18) días del mes de Marzo de 2013.

Cordialmente,

IVÁN ALONSO LÓPEZ VESGA
Alcalde



Alcaldía Municipal de Barichara Santander
Calle 5 No. 8 - 39 Corralescor: 7267052 - Telefax: 7257205
email: alicakla@barichara-santander.gov.co



- **Formato 1C.**

(Membrete de la empresa)

**EL SUSCRITO REPRESENTANTE LEGAL DE
LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER (ESSA) – GRUPO EPM**

Nit No.

EMITE

AVAL TÉCNICO y FINANCIERO

Para el proyecto " PLAN RED ELÉCTRICA DEL MUNICIPIO DE BARICHARA " correspondiente al municipio de Barichara del departamento de Santander, presentado por el señor XXX, identificado con la cédula de ciudadanía No. XXX, y una vez revisada y verificada, la empresa define:

A) Que el proyecto cuenta con disponibilidad de potencia y energía suficiente para atender a los 33 usuarios potenciales del STR actual.

B) Que una vez realizada la visita de campo, constató que el proyecto beneficiará a 33 usuarios potenciales.

C) Se autoriza como punto de conexión la Subestación San Gil, Circuito 79503, Estructura No. XXX a XXX kV y con la siguiente disponibilidad en cada punto:

Subestación XXX, Capacidad XXX kVA, Ocupación XXX % en potencia. Circuito XXX, Capacidad XXX kVA, Ocupación XXX % en potencia, Longitud XXX km, Número de fases XXX, Calibre del conductor XXX ACSR o KCM.

D) Cumple con las normas técnicas vigentes fijadas por la empresa.

E) Cumple con la regulación vigente.

F) Se estiman los siguientes factores: a) índice de calidad DES XXX y FES XXX, b) Recaudo XXX, c) Medición XXX, d) Cartera XXX, e) Cobertura sin proyecto XXX % y f) cobertura con proyecto XXX %.

El proyecto revisado corresponde al diseño elaborado por el ingeniero electricista o eléctrico XXX con matrícula profesional vigente No. XXX y aprobado técnicamente por la Empresa mediante oficio o certificación XXX expedida el XXX.

Una vez realizados los cálculos de operación comercial durante la vida útil de la nueva infraestructura el proyecto NO requiere de recursos que garanticen la Administración, Operación y Mantenimiento ni para llevar a cabo la reposición de activos del Proyecto PLAN RED ELÉCTRICA DEL MUNICIPIO DE BARICHARA.

Por lo tanto, una vez analizado el proyecto y teniendo en cuenta los indicado, la empresa emite AVAL TÉCNICO Y FINANCIERO, comprometiéndose a realizar la administración, operación y mantenimiento y la reposición a nuevo de la infraestructura contemplada en el proyecto. Así mismo, se compromete a realizar la comercialización de la energía eléctrica requerida por los nuevos clientes de acuerdo con la regulación vigente.

El presente aval tiene una vigencia de doce (12) meses a partir de la fecha de su expedición.

NOMBRE Y FIRMA DEL REPRESENTANTE LEGAL

Dirección correspondencia

Correo-

- **Formato 1D**

(Membrete de la empresa)

**EL SUSCRITO REPRESENTANTE DE
LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER (ESSA) – GRUPO EPM**

Nit No.

CERTIFICA QUE

La Empresa “ELECTRIFICADORA DE SANTANDER (ESSA) – GRUPO EPM” cumple con las especificaciones y normas técnicas aplicables que han sido definidas para los materiales, equipos, la construcción e instalación de la nueva infraestructura eléctrica del proyecto “PLAN RED ELÉCTRICA DEL MUNICIPIO DE BARICHARA”.

NOMBRE Y FIRMA DEL REPRESENTANTE

Dirección correspondencia

Correo-e

- Formato 1E



EL SUSCRITO ALCALDE MUNICIPAL DE BARICHARA – SANTANDER

CERTIFICA

Que para el proyecto "PLAN RED ELÉCTRICA DEL MUNICIPIO DE BARICHARA" la Alcaldía municipal garantiza y se hace responsable de las **SERVIDUMBRES** y de cualquier inconveniente que se pueda presentar en la ejecución del proyecto en cuanto a este tema. Igualmente, este despacho certifica que la Alcaldía ya negoció las servidumbres de las redes del proyecto con los usuarios y afectados y que los mismos están de acuerdo en conceder las servidumbres al proyecto y firmaron los respectivos compromisos con la Alcaldía.

Dada en el municipio de Barichara – Santander, a los dieciocho (18) días del mes de Marzo de 2013.

Cordialmente,

IVÁN ALONSO LÓPEZ VESGA
Alcalde



Alcaldía Municipal de Barichara Santander
Calle 5 No. 6 - 39 Correo: 7267052 - Teléfono: 7287205
Email: alcaldia@barichara-santander.gov.co



- **Formato 1F.**



**EL SUSCRITO ALCALDE MUNICIPAL DE
BARICHARA - SANTANDER**

CERTIFICA

Que el proyecto **“PLAN RED ELÉCTRICA DEL MUNICIPIO DE BARICHARA”** no se ha presentado a consideración de otros Fondos ni se le han asignado recursos para su ejecución.

Dada en el municipio de Barichara – Santander, a los dieciocho (18) días del mes de Marzo de 2013.

Cordialmente,

IVÁN ALONSO LÓPEZ VESGA
Alcalde



Alcaldía Municipal de Barichara Santander
Calle 5 No. 8 - 39 Corrales: 7257052 - Telefax: 7257205
email: alcalde@barichara-santander.gov.co

