

IDENTIFICACIÓN Y ESTRUCTURACIÓN DE UN PROYECTO DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA EN EL DEPARTAMENTO DE CASANARE

Diana Margarita Corzo Prada
Juan Manuel Parra Saavedra



Escuela de Ingeniería
Eléctrica Electrónica
y de Telecomunicaciones.

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas
Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones
Bucaramanga
2014

IDENTIFICACIÓN Y ESTRUCTURACIÓN DE UN PROYECTO DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA EN EL DEPARTAMENTO DE CASANARE

Diana Margarita Corzo Prada

Juan Manuel Parra Saavedra

Trabajo de grado presentado como requisito para obtener el título de
Ingeniero Electricista

Director:

Dr. Gerardo Latorre Bayona



Escuela de Ingenierías
Eléctrica Electrónica
y de Telecomunicaciones.

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas
Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones
Bucaramanga
2014

Dedicatoria

*A mi madre
Diana Margarita Corzo Prada*

Dedico este Trabajo de Grado a mi mamá por ser ese apoyo incondicional día y noche durante este tiempo, a mi papá por enseñarme el valor del trabajo duro, enseñarme a ser constante y nunca renunciar a mis metas.

A mi hermano por ese sentimiento de compañerismo que me brindó y a mis demás familiares porque de una u otra forma son parte de este gran logro.

Juan Manuel Parra Saavedra

Agradecimientos

A mi padre Eliseo (QEPD) y a mi madre Dora por el ejemplo, su comprensión, apoyo incondicional y los consejos para salir adelante. Toda mi admiración y agradecimiento por su esfuerzo constante para formarme.

A mi tía Himelda por su generosidad y entrega a la familia, por ser la voz de aliento que me hizo sentir como en casa al estar lejos de mi tierra.

A mis queridos amigos y colegas: Diego Quintero, Jeison, Jorge Luis, Juan Manuel, Luis Carlos, Sergio Martínez y Yohana Galvis, por los momentos académicos, las ideas, las tristezas y las alegrías compartidas, ustedes son lo mejor que me llevo de la UIS.

A los profesores de la E3T, por brindarme la oportunidad de crecer a nivel profesional y personal con cada una de sus enseñanzas y correcciones. Al profesor Gerardo Latorre por la confianza al permitirme desarrollar mi trabajo de grado bajo su dirección y al profesor Julio Cesar Chacón por sus oportunas sugerencias.

A la Universidad Industrial de Santander que me posibilitó una formación integral y de alta calidad, por ser una institución que brinda oportunidades equitativas.

A todas las personas que de una u otra manera han estado presentes durante esta etapa de mi vida.

Diana Margarita Corzo Prada

A mis compañera Diana Margarita Corzo por su gran apoyo y trabajo en equipo durante el desarrollo del proyecto que hicimos un buen equipo, a Luis Carlos Herrera por acompañar los días y noches de estudio, las buenas y las malas, a Cesar Rubio, Andrés Rátiva, Carlos Granados, Andrés Gonzales, Lady Ortiz y demás compañeros que conocí durante mi paso por la universidad e hicieron que éste fuera excelente.

Juan Manuel Parra Saavedra

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	21
1.1 MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO	22
1.2 FINALIDAD Y OBJETIVOS DE LA TESIS	24
1.3 ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO	25
PARTE I.....	
 CAPÍTULO 2 MARCO REGULATORIO E INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO, EN RELACIÓN AL AUMENTO DE LA COBERTURA MEDIANTE PROYECTOS DE INVERSIÓN EN INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA PARA LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS -ZNI.	30
2.1 LA EXPANSIÓN DE LA COBERTURA ELÉCTRICA COMO ESTRATEGIA DE CRECIMIENTO SOCIOECONÓMICO Y CULTURAL EN MIRAS DE REMOVER LAS BARRERAS HACIA EL DESARROLLO[2].	31
2.2 ESCENARIO DE LA COBERTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO.	32
2.3 ENERGÍAS RENOVABLES COMO SOLUCIÓN A PROBLEMAS ENERGÉTICOS DE COBERTURA ELÉCTRICA EN LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS –ZNI DEL PAÍS.	37
2.4 MARCO REGULATORIO E INSTITUCIONAL	42
2.4.1 Departamento Nacional de Planeación DNP	42
2.4.2 Ministerio de Minas y Energía.....	43
2.4.3 Entidades de planeación, regulación, control y promoción.....	43
2.4.4 Los entes territoriales	44
2.4.5 Interrelación operativa entre las Instituciones	45
2.5 FONDOS DE FINANCIACIÓN PARA LA EXPANSIÓN DE LA COBERTURA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	45
2.5.1 Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas No Interconectadas –FAZNI.....	46
2.5.2 Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales –FAER.....	47
2.5.3 Programa de Normalización de Redes –PRONE.....	47
2.5.4 Sistema general de regalías.....	48
2.5.5 Interrelación operativa institucional de los fondos de financiación	49

2.6	PROYECTOS DE INVERSIÓN EN INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA.....	49
2.6.1	Elementos que conforman un proyecto de inversión.....	49
2.6.2	Metodología General Ajustada	53
2.6.3	Guía planteada para la gestión de proyectos de estructuración en infraestructura eléctrica en Casanare.....	53

CAPÍTULO 3 SISTEMA CONVENCIONAL DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA..... 58

3.1	CÁLCULOS ELÉCTRICOS	60
3.1.1	Regulación de tensión	60
3.1.2	Pérdidas de potencia y energía	61
3.2	CÁLCULOS MECÁNICOS.....	62
3.2.1	Definiciones.....	63
3.2.1.1	Apoyos.....	63
3.2.1.2	Vano	63
3.2.1.3	Flecha	64
3.2.2	Diseño mecánico de redes aéreas.....	65
3.2.2.1	ESFUERZOS MECÁNICOS	66
3.2.2.2	MOMENTOS EN LAS ESTRUCTURAS.....	68

CAPÍTULO 4 SISTEMAS ALTERNATIVOS DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA. SISTEMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDO: ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA..... 71

4.1	SISTEMAS ALTERNATIVOS DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	72
4.1.1	Elementos que conforman un sistema alternativo de suministro eléctrico	74
4.1.1.1	Sistemas de generación distribuida	74
4.1.1.2	Acumulador DC o batería	78
4.1.1.3	Regulador de carga	81
4.1.1.4	Sistema de adaptación de corriente (Inversor).....	85

.....PARTE II.....

CAPÍTULO 5 FASE 1: IDENTIFICACIÓN Y SELECCIÓN DE PROYECTOS PARA EL DEPARTAMENTO DE CASANARE Y DIAGNÓSTICO DE LA ZONA DE INTERVENCIÓN..... 89

5.1	PROCESO 1: IDENTIFICACIÓN DE PROYECTOS EN LA REGIÓN.....	90
------------	---	-----------

5.2	PROCESO 2: SELECCIÓN DE PROYECTOS PROMISORIOS EN LA REGIÓN. METODOLOGÍA PARA LA VALORACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE LOS PROYECTOS VIABLES DE ESTRUCTURACIÓN	90
5.2.1	Cobertura	91
5.2.2	Estado de avance o estructuración	91
5.2.3	Matriz para la valoración	92
5.3	RESULTADOS DEPARTAMENTO DE CASANARE	93
5.4	PROCESO 3: IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA, DIAGNOSTICO DE LAS ZONAS OBJETO DE INTERVENCIÓN Y PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN.	95
5.4.1	Presentación y localización del proyecto seleccionado para estructurar en la presente tesis.	96
5.4.2	Descripción del problema	99
5.4.2.1	Causas directas.....	99
5.4.2.2	Causas indirectas.....	100
5.4.2.3	Efectos directos.....	100
5.4.2.4	Efectos indirectos.....	101
5.4.3	Análisis del entorno, población y costumbres – municipio de Támara.....	102
5.4.3.1	Características geográficas.....	102
5.4.3.2	Características demográficas.	103
5.4.3.3	Características socioeconómicas.....	104
5.4.4	Análisis del entorno energético en la región – enfoque “Cobertura y generación eléctrica”.	105
5.4.4.1	Recurso energético potencial en la zona	106
5.4.4.2	Forma como la población satisface sus requerimientos de energía eléctrica.	108
5.4.5	Alternativas de solución al problema planteado.	110
 CAPÍTULO 6 FASE2: ESTRUCTURACIÓN DEL PROYECTO SELECCIONADO (CASANARE). 112		
6.1	ALTERNATIVA 1: SUMINISTRO ENERGÉTICO DE MANERA CONVENCIONAL: DISTRIBUCIÓN AÉREA EN REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN.	113
6.1.1	Estudio técnico.....	113
6.1.1.1	Cálculos eléctricos.....	115
6.1.1.2	Cálculos mecánicos	122
6.1.2	Estudio financiero	128
6.2	ALTERNATIVA 2: SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICO.	129
6.2.1	Estudio Técnico	129
6.2.1.1	Caracterización del Sistema de Suministro Energético – usuario tipo.....	129
6.2.1.2	Dimensionamiento de los elementos que conforman el sistema de suministro energético y selección de equipos disponibles en el mercado	136
6.2.2	Estudio financiero alternativa fotovoltaica	153

6.3	SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA MÁS FAVORABLE, EVALUACION EXANTE	154
6.3.1	Beneficios de la ejecución del proyecto con generación solar fotovoltaica.	156
6.3.1.1	Medio ambientales	156
6.3.1.2	Implementación del sistema	157
6.3.1.3	Canasta energética del país.	157
6.4	PROCESO 2: FORMULACIÓN COMPLETA DEL PROYECTO ACORDE A LA ALTERNATIVA SELECCIONADA	158
 CAPÍTULO 7 OBSERVACIONES Y RECOMENDACIONES.		159
7.1	OBSERVACIONES	160
7.2	RECOMENDACIONES	160
7.2.1	Selección de equipo	160
7.2.2	Medición de la radiación en el área de instalación del sistema.....	161
7.2.3	Estudio de influencia de la temperatura sobre variables en equipos instalados.....	162
7.2.4	Prospectiva de los sistemas alternativos de suministro de energía eléctrica, con generación distribuida que alimenta las cargas de forma aislada e independiente en las ZNI.	163
 CAPÍTULO 8 CONCLUSIONES.....		168
 CITAS BIBLIOGRÁFICAS		171
 REFERENCIAS		175
 ANEXOS (Se presentan en carpeta adjunta al presente documento)		

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Distribución geográfica del Sistema Interconectado Nacional y de las Zonas No Interconectadas del país.....	36
Figura 2 Mapa departamental del Índice de Cobertura año 2012	36
Figura 3 Centros Poblados Interconectables y No interconectables	36
Figura 4 Cobertura alcanzable incluyendo recursos públicos y del OR disponibles	36
Figura 5 Mapa de Radiación solar global promedio Multianual en Colombia.....	39
Figura 6 Densidad de energía eólica a 20 metros de altura en Colombia	39
Figura 7 Biomasa residual-localización municipal anual de los residuos de cultivos agrícolas en Colombia	39
Figura 8 Biomasa residual-cantidad municipal anual de los residuos de cultivos agrícolas en Colombia	39
Figura 9 Biomasa residual-potencial energético municipal anual de los residuos de cultivos agrícolas	40
Figura 10 Departamentos que hacen parte de las Zonas No Interconectadas (ZNI).	40
Figura 11. Esquema Institucional Referente a la organización operativa para la expansión de la cobertura.	45
Figura 12. Esquema Institucional Referente a la organización de Fondos para el Flujo de Recursos en proyectos de Expansión de la Cobertura.	49
Figura 13. Esquema de las etapas que conforman el ciclo de vida del proyecto de inversión.....	50
Figura 14. Esquema de la primera etapa de un proyecto de inversión.	51
Figura 15. Esquema de la segunda etapa de un proyecto de inversión.	51
Figura 16. Tercera etapa de un proyecto de inversión.	52
Figura 17. Cuarta etapa de un proyecto de inversión.	52
Figura 18 Vano Peso.....	64
Figura 19 Principales sistemas de generación distribuida	74
Figura 20 Punto de máxima potencia.	76
Figura 21 Curva Característica de un panel Fotovoltaico I-V.	77
Figura 22. Proceso de carga y descarga de una batería electrolítica Plomo-Ácido.	78
Figura 23 Proceso de carga y descarga del acumulador o batería, vistos desde el regulador de carga (dispositivo que gestiona los dos procesos).....	82
Figura 24. Matriz para la valoración y priorización de los proyectos de estructuración	92
Figura 25. Matriz para la valoración y priorización de los proyectos de estructuración, correspondiente a las Calificaciones para los proyectos del departamento de Casanare.	93
Figura 26. Localización Departamento de Casanare y División Político-Administrativa.....	97
Figura 27. Árbol de Problemas, Causas y Efectos.	102

Figura 28 Áreas de explotación petrolera en Colombia. Recursos energéticos convencionales de Casanare.....	106
Figura 29.Árbol de Objetivos- Situación esperada.....	110
Figura 30 Ubicación puntos te conexión en media tensión. Municipio de Támara.....	113
Figura 31 Puntos de Conexión a 13,2 kV.....	114
Figura 32 Diagrama topológico transformador 12.	116
Figura 33 Diagrama topológico línea 2.	120
Figura 34 Diagrama Unifilar del Sistema Fotovoltaico de Suministro Energético Aislado. Diseño hasta la acometida –Usuario Tipo.....	131
Figura 35 Diagrama propuesto para el tablero de distribución (Diagrama completo Anexo D1). Fuente los Autores.	151
Figura 36 Diagrama de flujo para la solicitud de recursos ante el administrador del FAZNI, para proyectos formulados por el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas - IPSE.....	155
Figura 37 Aspectos Claves para la evaluación de proyectos de inversión en infraestructura presentados ante los Fondos de Financiación.....	156

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Usuarios a nivel nacional, según clasificación como urbanos y rurales.	33
Gráfico 2. Disgregación de Usuarios con servicio de Electricidad a nivel nacional, según conexión.	33
Gráfico 3. Desegregación de Usuarios de electricidad a nivel nacional según conexión y por municipalidades	34
Gráfico 4 Incremento de la cobertura de energía eléctrica a 2017 con inversión privada y recursos públicos disponibles.....	34
Gráfico 5. Distribución del potencial energético Colombiano (Sin incorporar las nuevas reservas de petróleo y gas).	38

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Departamentos de las zonas no interconectadas (ZNI).	40
Tabla 2. Composición de las FNCE en el SIN-2008.	41
Tabla 3. Participación de las FNCE en el SIN y ZNI.	41
Tabla 4. Versión 0.6 “GUÍA PARA LA GESTIÓN DE ESTRUCTURACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN EN INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA”	55
Tabla 5 Seguimiento a la ejecución de la guía de trabajo planteada “GUÍA PARA LA GESTIÓN DE ESTRUCTURACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN EN INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA”	57
Tabla 6 Limite de regulación en media y baja tensión.....	60
Tabla 7 Límites de pérdidas de potencia y energía para las redes de media tensión.	62
Tabla 8 Límites de pérdidas de potencia y energía para las redes de baja tensión.	62
Tabla 9 Parámetros para la hipótesis de velocidad del viento máxima.	65
Tabla 10 Parámetros para la hipótesis de temperatura mínima.	65
Tabla 11 Parámetros para la hipótesis de condición diaria.	66
Tabla 12 Parámetros para la hipótesis de temperatura máxima del ambiente.	66
Tabla 13 Factores de seguridad.	69
Tabla 14 Otros Parámetros a considerar para la selección del Regulador.	84
Tabla 15. Calificación estipulada para evaluar cobertura.....	91
Tabla 16. Aspectos para valorar el estado de avance y su correspondiente peso asignado.....	91
Tabla 17. Calificación Estipulada para evaluar cobertura.....	92
Tabla 18. Calificación Estipulada para evaluar cobertura.....	92
Tabla 19. Listado Proyectos Identificados en Casanare.....	93
Tabla 20. Listado proyectos promisorios departamento de Casanare	94
Tabla 21. Proyecto a estructurar en el presente trabajo de grado, tras la etapa de selección	96
Tabla 22. Población beneficiada.	96
Tabla 23. Sectores de asentamiento de grupos étnicos.	103
Tabla 24. Actividad agropecuaria.....	104
Tabla 25. Cuadro de necesidades básicas insatisfechas. Censo DANE 2005.	105
Tabla 26. Población y nivel socioeconómico.....	105
Tabla 27. Resumen características medioambientales importantes para el diseño de sistemas de generacion a partir de energia solar.	108
Tabla 28. Parámetros de diseño para sistema de suministro de energía eléctrica por extensión de la red aérea.	114
Tabla 29. Demanda máxima diversificada según estrato y número de usuarios alimentados desde el transformador.	115
Tabla 30. Cuadro de cálculos transformador 12.....	119
Tabla 31. Distribución de transformadores para los usuarios de Támara.....	120
Tabla 32. Cuadro cálculos de regulación línea de media tensión 2.....	122

Tabla 33. Hipótesis de Diseño	123
Tabla 34. Vanos línea MT Línea 3.....	124
Tabla 35. Características Mecánicas del Conductor.	124
Tabla 36. Esfuerzos mecánicos para los diferentes vanos y carga de rotura (Cr).....	126
Tabla 37. Resumen de obra del sistema de suministro energético tradicional: Extensión de la red	128
Tabla 38 Demanda máxima diversificada según estrato y número de usuarios alimentados desde el transformador. Adaptado de tablas de ENERCA.	132
Tabla 39 Carga proyectada para mejoramiento de la calidad de vida en vivienda tipo de las Zonas Rurales No Interconectadas del municipio de Támara-Casanare. Proyección hecha en base a encuestas aplicadas a la población beneficiada	132
Tabla 40 Carga para Diseño. Vivienda Tipo Municipio Támara-Casanare	133
Tabla 41 Resumen de condiciones nominales proyectadas para la carga.....	134
Tabla 42 Diferentes escenarios de carga.	135
Tabla 43 Días de autonomía recomendados según las condiciones climáticas de la región.....	139
Tabla 44 Límites establecidos en Colombia para indicadores de calidad DES y FES.	140
Tabla 45 Cálculo de baterías seleccionadas para N=1 día	141
Tabla 46 Características del panel solar fotovoltaico seleccionado.	144
Tabla 47 Estructuras de soporte para módulos fotovoltaicos	145
Tabla 48 Regulador de carga seleccionado para el diseño.	147
Tabla 49 Especificaciones genéricas para el inversor	148
Tabla 50 Características inversor Phoenix 48/1500.....	148
Tabla 51 Dimensionamiento y selección de conductores y ductos hasta la acometida.....	150
Tabla 52 Selección de Protecciones.....	151
Tabla 53 Evaluación de las alternativas de diseño según criterios establecidos para seleccionar la mejor opción.	154

LISTA DE ANEXOS

Nota: Todos los anexos se presentan en carpeta adjunta al presente documento.

ANEXO A. DOCUMENTACIÓN NECESARIA PARA LA FORMULACIÓN DEL PROYECTO DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA EN ZONA RURAL DEL MUNICIPIO DE TÁMARA-CASANARE (FORMATOS DILIGENCIADA Y ENTREGADA ANTE EL IPSE).

Anexo A1. Hoja Resumen Fase Diagnostico: Calificación Obtenida en el proceso de selección, Presupuesto y Cronograma de Estructuración.

Anexo A2. Ficha de Estadísticas Básica de Inversión –EBI Fase Estructuración

Anexo A3. Formatos Exigidos por el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas No Interconectadas –FAZN

Anexo A4. Aval Técnico ENERCA

ANEXO B. RADIACIÓN SOLAR Y ENERGÍA SOLAR TÉRMICA Y FOTOVOLTAICA

Anexo B1 Radiación Solar

Anexo B2 Energía térmica solar fotovoltaica.

ANEXO C. SUMINISTRO ENERGÉTICO ALTERNATIVO: SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

Anexo C1 Resumen de Componentes disponibles en el mercado Para sistemas Fotovoltaicos.

Anexo C1.1 Paneles Solares

C1.2 Soportes para paneles Solares

C1.3 Baterías

C1.4 Reguladores

C1.5 Inversores

Anexo C2 Catalogo Sumsol y Hojas Técnicas

Anexo C3 Estudio Financiero Alternativa Fotovoltaica

Anexo C4 Propuesta: Plan de mantenimiento de la instalación solar fotovoltaica (proyección de costos a 20 años)

Anexo C5 Plano Sistema Fotovoltaico

ANEXO D SUMINISTRO ENERGÉTICO CONVENCIONAL: EXTENSIÓN DE LA RED AÉREA

Anexo D1 Demanda usuarios EBSA

Anexo D2 Conductores y Constante de Regulación

Anexo D3 CUADRO REGULACION BT

Anexo D4 CUADRO REGULACION MT

Anexo D5 Presupuesto de obra y análisis de precios unitarios

Anexo D6 Propuesta: Plan de mantenimiento de la red diseñada (proyección de costos a 20 años)

Anexo D7 Planos diseño extensión de la red Convencional

ANEXO E. CRITERIOS EVALUACIÓN ALTERNATIVAS

ANEXO F. NORMA DE DISEÑO DE RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACA –EBSA.

RESUMEN

TÍTULO: IDENTIFICACIÓN Y ESTRUCTURACIÓN DE UN PROYECTO DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA EN EL DEPARTAMENTO DE CASANARE¹

AUTORES: Diana Margarita Corzo Prada, Juan Manuel Parra Saavedra²

PALABRAS CLAVES: proyecto de inversión pública, Identificación, estructuración, sistema de generación fotovoltaico, sistema de distribución convencional.

DESCRIPCIÓN:

Actualmente el sector energético Colombiano presenta deficiencia en la cobertura del servicio de energía eléctrica para las zonas no interconectadas y regiones rurales apartadas; el 14,2% de las zonas no interconectadas lo constituye el departamento de Casanare. Por tal motivo, este trabajo de grado, realizado en la modalidad de práctica empresarial (anexa al Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas –IPSE), desarrolla todas las fases requeridas para la estructuración de proyectos de inversión pública en infraestructura eléctrica para la región.

En ese sentido, se identifica, selecciona (atendiendo a criterios de cobertura y estado de avance) y estructura un proyecto para una comunidad ubicada en una zona rural no interconectada del municipio de Támara, Casanare.

Se realiza un análisis del entorno socioeconómico, cultural, geográfico y energético, alrededor de aspectos como: potencial y consumo energético, capacidad de pago, accesibilidad vial, extensión del lugar y de la red de media tensión. A partir de ello, se establecen dos alternativas viables de solución a la problemática de cobertura eléctrica, e igualmente, se establece la situación actual y la esperada tras la ejecución del proyecto.

Se realiza un estudio técnico-financiero (usando como herramienta de trabajo excel y autocad) para cada alternativa de solución: Extensión de la red tradicional y Generación solar fotovoltaica. A partir de estos estudios se evalúa la mejor opción de suministro del servicio de energía eléctrica.

Finalmente, a la alternativa seleccionada (Generación solar fotovoltaica) se integran los estudios social y ambiental realizados por los profesionales encargados de esas áreas; y se documenta el proyecto para su radicación en el fondo de inversión (Fondo de apoyo para las zonas no interconectadas –FAZNI).

¹ Trabajo de grado.

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

ABSTRACT

TITLE: IDENTIFICATION AND ESTRUCTURACIÓN OF AN ELECTRIC INFRASTRUCTURE PROJECT IN THE STATE OF CASANARE³.

AUTHORS: Diana Margarita Prada, Juan Manuel Parra Saavedra⁴

KEYWORDS: Public investment Project, Identification, estructuración, photovoltaical generation system, conventional distribution system.

DESCRIPTION:

Currently, the Colombian energetic sector presents deficiency in the coverage of the electric energy service for non-interconnected areas and remote rural regions; the 14, 2% of the non-interconnected areas are constituted by the state of Casanare. Therefore, this grade work, that is made in the way of a business practice (attached to the planning and promotion of energy solutions institute for non-interconnected areas – IPSE), develops all the required phases for the estructuracion of public investment projects on electric infrastructure for the region.

In that sense, it is identified, selected (according to coverage criteria and progress state) and structured a project for a community localized on a non-interconnected rural area in the municipality of Támara, Casanare.

It is carried out a socioeconomic, cultural, geographic and electric environmental analysis about aspects such as: potential and energy consumption, affordability, road accessibility, extension of the place and middle tension network. From this, two solution usefulviables alternatives are established to the electric coverage problem, and also, the current situation is established and the expectation after the execution of the project.

A technic-financial study is carried out (using excel and autocad as a work tool) for each solution alternative: Extending of the traditional network and photovoltaic solar generation. It is evaluated the best option for the electrical energy services supply from these studies.

Finally, the social and environmental studies that were carried out by the in-charge professionals of these areas, are attached to the selected alternative (photovoltaic solar generation); and the project is documented for its radicacion in the investment fund (support fund for non-interconnected areas –FAZNI).

³ Degree Work.

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

INTRODUCCIÓN

Este capítulo presenta la motivación y la justificación del presente trabajo de grado, seguidamente se muestran los objetivos de la tesis y la estructura del documento.

1.1 MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO

La energía ha sido siempre una necesidad básica para la vida del hombre y conforme éste ha ido encontrando nuevas fuentes energéticas, ha aumentado su desarrollo desde un punto de vista social y económico. El consumo de energía es uno de los medidores del progreso y bienestar de una sociedad, así, el continuo crecimiento de la economía de un país exige también una demanda igualmente creciente de su energía.

Actualmente el sector energético presenta una marcada dependencia de las fuentes fósiles y siendo éstas finitas, es inevitable que en un determinado momento la demanda no pueda ser abastecida sólo por fuentes convencionales. En consecuencia, y unido al interés por “garantizar la sostenibilidad del medio ambiente”⁵, diferentes organizaciones (entes territoriales, prestadores de servicios públicos, generadoras, industria automotriz, etc.), en su afán por proporcionar un abastecimiento energético sostenible han emprendido estrategias que apuntan al desarrollo de tecnologías para la explotación de fuentes de energía alternativas.

En Colombia, el gobierno ha estimulado el desarrollo de sistemas de generación alternativo⁶, así como las tecnologías necesarias para incorporarlos y acoplarlos con las actuales formas de producción, transmisión y utilización de la energía eléctrica, con miras a obtener un mayor beneficio y diversificar la canasta energética.

En relación con la energía eléctrica, el país presenta, adicionalmente, un problema de cobertura. La geografía del país limita la posibilidad de suministrar energía

⁵ Objetivo 7, Objetivos de Desarrollo del Milenio, Declaración del Milenio adoptada por la Asamblea General y firmada por 192 países miembros de la ONU el 8 de septiembre de 2000, tras la Cumbre del Milenio; objetivos a alcanzar para el año 2015.

⁶ Ley 697 de 2001 Fomenta el uso racional y eficiente de la energía y promueve la utilización de energías alternativas, y en desarrollo del Decreto 3683 de 2003, se elaboran inventarios de fuentes de energía convencionales y no convencionales.

eléctrica mediante sistemas aéreos de distribución a regiones apartadas de las grandes ciudades⁷, por lo que un importante número de veredas y municipios quedan fuera del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y de los Sistemas de Transmisión Regional (STR).

Las energías alternativas constituyen entonces una estrategia fundamental para enfrentar la necesidad de ampliación de la cobertura básica del servicio público de energía eléctrica en las zonas rurales del territorio nacional, mediante soluciones de generación “in-situ”⁸.

En este sentido, en los últimos años se ha incentivado por parte del Estado⁹, la formulación de proyectos de infraestructura eléctrica que permitan garantizar el suministro de forma eficiente y sostenible.

Atendiendo a este lineamiento, el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE), en conjunto con la Universidad Industrial de Santander, desarrolla un contrato administrativo para identificar y estructurar proyectos de infraestructura eléctrica para las Zonas No Interconectadas (ZNI) del territorio nacional.

El 14,2%[1] de las zonas no interconectadas lo constituye el departamento de Casanare, por lo que el presente trabajo de grado, enmarcado dentro del contrato arriba mencionado, tiene el propósito de encontrar soluciones que permitan suplir la mayor parte de la necesidad de cobertura eléctrica para el departamento, de forma eficiente, atendiendo a las condiciones específicas de la región,

⁷ Estas Regiones enfrentan también problemas relacionados con la vulnerabilidad del sistema ante fenómenos ambientales y de orden público.

⁸ Generación in-situ, embebida, descentralizada, dispersa o energía distribuida, que consiste básicamente en la generación de energía eléctrica por medio de muchas pequeñas fuentes de energía en lugares lo más próximos posibles a las cargas.

⁹ Artículo 2. Intervención del Estado en los servicios públicos. 2.2. Ampliación permanente de la cobertura mediante sistemas que compensen la insuficiencia de la capacidad de pago de los usuarios. Se debe fijar para cada periodo de gobierno las metas de cobertura a nivel nacional.

respondiendo a las necesidades locales y apoyándose en la normatividad vigente, en cuanto a exigencias de tipo técnico, ambiental y sociocultural.

Para tal propósito se procura el fortalecimiento de la infraestructura eléctrica a partir de energías renovables (de ser posible), por lo que se desarrolla un análisis técnico y financiero de al menos dos alternativas de solución viable, para finalmente estructurar cada proyecto de la región optando por la mejor alternativa.

1.2 FINALIDAD Y OBJETIVOS DE LA TESIS

Este proyecto de grado se enmarca en el desarrollo del contrato interadministrativo No. 051 de 2013, firmado entre el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas –IPSE y la Universidad Industrial de Santander –UIS, cuya finalidad es identificar, estructurar y formular proyectos de inversión en infraestructura eléctrica, con miras a garantizar el cumplimiento de los requisitos exigidos por los diferentes fondos de financiación y por los operadores de red-OR en cada región, para lograr los objetivos propuestos en términos de ampliación de la cobertura de energía eléctrica a nivel nacional.

Por lo anterior, el objetivo principal es la Identificación y estructuración de un proyecto (seleccionado atendiendo a criterios de cobertura y estado de avance) de infraestructura eléctrica para una zona no interconectada del departamento de Casanare. Enfatiza en proporcionar una solución viable, sostenible, acorde con la disponibilidad energética de la región y de conformidad con las características de diseño establecidas por la UPME, alineada a la norma NTC2050, el RETIE, y las normas locales que apliquen.

Para tal fin, se propone una guía de gestión de proyectos de inversión en infraestructura eléctrica en las zonas no interconectadas, que se resume en Tabla 4. Versión 0.6 “GUÍA PARA LA GESTIÓN DE ESTRUCTURACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN EN INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA” y que sugiere, entre otras las siguientes tareas:

- Establecer la situación actual y la que se espera obtener con el desarrollo del proyecto, teniendo en cuenta la forma como la población está satisfaciendo sus requerimientos de energía eléctrica.
- Estimar el costo de estructuración del proyecto.
- Realizar el estudio técnico para estructurar el proyecto de energía como extensión de la red convencional y como una solución alternativa, cumpliendo con requerimientos técnicos del RETIE y de las normas que apliquen para la región.
- Realizar un estudio Financiero para las alternativas de solución planteadas, utilizando Excel como herramienta.
- Diligenciar el proyecto de acuerdo a la Metodología General Ajustada (MGA), Integrando los estudios social y ambiental y documentándolo completamente, para su posterior radicación en el fondo de inversión que corresponda.

1.3 ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO

Este documento se ha dividido en ocho capítulos, el primero de los cuales corresponde a esta introducción. Cinco de los capítulos restantes se organizan en dos partes, la primera parte comprende los capítulos dos, tres y cuatro y la segunda parte comprende los capítulos cinco y seis. El capítulo siete corresponde a las

conclusiones y finalmente, el capítulo ocho presenta las observaciones y recomendaciones. A continuación se realiza una breve descripción:

PRIMERA PARTE: CONCEPTUALIZACIÓN

En esta parte se expone la fundamentación teórica alusiva a diferentes temas relacionados con la ejecución del presente proyecto de grado.

Abarca el marco legal, institucional y político para la gestión de proyectos de inversión de energía eléctrica y el marco conceptual referente al suministro de energía de forma tradicional (Distribución aérea en redes de media y baja tensión) y formas de energía no convencionales –Energía Solar).

Capítulo 2

Este capítulo expone el escenario de cobertura de la energía eléctrica en el país, la problemática en relación a ello que presentan las zonas no interconectadas, y plantea la generación alternativa como una estrategia para lograr la expansión en dichas zonas.

De igual forma, trata conceptos relevantes sobre proyectos públicos de inversión, y muestra la interrelación de las instituciones, fondos y mecanismos involucrados en la formulación de proyectos de infraestructura eléctrica.

Finalmente, se presenta la propuesta: “GUÍA PARA LA GESTIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN EN INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA” Esta guía se aplica en el desarrollo del presente proyecto (cada uno de los capítulos de la segunda parte de este libro corresponde con sus fases, y los subíndices con los procesos).

Capítulo 3

Se presenta la fundamentación teórica necesaria para el diseño de un sistema de suministro de energía eléctrica convencional; extensión de la red en media y baja tensión existente en la región.

Capítulo 4

En este capítulo, se describen los sistemas alternativos de suministro energético, los componentes que los conforman y las características de operación de los mismos, enfatizando en el escenario de generación aislada.

Se estudia con cierto detalle la energía solar y su aplicación en generación eléctrica a través de Sistemas Fotovoltaicos, se revisa el principio en que se fundamenta dicho sistema de generación y los dispositivos utilizados.

SEGUNDA PARTE: DESARROLLO DEL PROYECTO

Esta parte del documento contiene la implementación de la propuesta “GUÍA PARA LA GESTIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN EN INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA” (presentada en el literal 2.6.3), en el desarrollo de una solución viable para la ampliación de la cobertura en una zona no interconectada del departamento de Casanare. Se plantean las alternativas y se desarrolla la estructuración del proyecto.

Capítulo 5

En este capítulo se desarrollan los tres procesos que conciernen a la Fase 1: “Identificación y selección de proyectos” de la guía expuesta en el literal 2.6.3.

Al finalizar, se obtiene un diagnóstico del problema y la zona de influencia, junto con las alternativas energéticas viables para solucionarlo, y con base en ellas plantear la estructuración.

Capítulo 6

En este capítulo se desarrolla la Fase II: Estructuración del proyecto seleccionado. Para lo cual se plantean, preparan y comparan dos alternativas de solución, siendo una de ellas seleccionada para la posterior formulación y radicación del proyecto.

Este capítulo es de principal importancia ya que en él se obtiene el proyecto final que responde al problema planteado de electrificación y se abarca todo el componente técnico de la propuesta.

Finalmente, en el **capítulo 7** se exponen presenta las observaciones y recomendaciones técnicas y metodológicas y el **capítulo 8** presenta las conclusiones de este trabajo.

Seguidamente se incluyen las citas bibliográficas utilizadas y las referencias claves para este trabajo. Seguidamente, como soporte y complemento del texto, se incorporan documentos anexos.

PARTE I. CONCEPTUALIZACIÓN

Se expone la fundamentación teórica alusiva a diferentes temas relacionados con la ejecución del presente proyecto de grado.

Abarca el marco legal, institucional y político para la gestión de proyectos de inversión de energía eléctrica y el marco conceptual referente al suministro de energía de forma tradicional (Distribución aérea en redes de media y baja tensión) y formas de energía no convencionales –Energía solar).

**MARCO REGULATORIO E INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO
COLOMBIANO, EN RELACIÓN AL AUMENTO DE LA COBERTURA MEDIANTE
PROYECTOS DE INVERSIÓN EN INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA PARA
LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS –ZNI.**

Este capítulo expone el escenario de cobertura de la energía eléctrica en el país, la problemática en relación a ello que presentan las zonas no interconectadas, y plantea la generación alternativa como una estrategia para lograr la expansión en dichas zonas.

De igual forma, trata conceptos relevantes sobre proyectos públicos de inversión, y muestra la interrelación de las instituciones, fondos y mecanismos involucrados en la formulación de proyectos de infraestructura eléctrica.

Finalmente, se presenta la propuesta: “GUÍA PARA LA GESTIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN EN INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA” Esta guía se aplica en el desarrollo del presente proyecto y cada uno de los capítulos de la segunda parte de este libro corresponde con sus fases, y los subíndices con los procesos.

2.1 LA EXPANSIÓN DE LA COBERTURA ELÉCTRICA COMO ESTRATEGIA DE CRECIMIENTO SOCIOECONÓMICO Y CULTURAL EN MIRAS DE REMOVER LAS BARRERAS HACIA EL DESARROLLO[2].

El esquema nacional de planeación energética, ha definido un Plan Indicativo de Expansión de la Cobertura del Servicio de Electricidad –PIEC que responde a características geográficas y económicas de las regiones, considerando además, las responsabilidades y competencias que los diferentes agentes del ámbito nacional y regional tienen en el tema¹⁰, los mecanismos regulatorios, y los recursos públicos y privados existentes para ello.

Dicho plan, define la ejecución de proyectos financieramente autosostenibles [3].

En general, aquellas áreas que no cuentan aún con el servicio de electricidad son regiones rurales o zonas urbanas marginales, que presentan una doble dificultad. Primero, extender el servicio significa altos costos de inversión, lo que trae consigo incrementos de las tarifas, y segundo, estos nuevos suscriptores pertenecerán en la mayoría de los casos a los estratos 1, 2 y 3, que no tienen capacidad de pago y requieren subsidios, presionando el presupuesto central.

Estas características dificultan la gestión de los proyectos, los cuales normalmente tienen una tasa de retorno negativa, es decir nunca se recupera el costo de la inversión.

Sin embargo, energizar una población debe entenderse como elevar la productividad, los ingresos, las oportunidades y las condiciones de vida de los habitantes. Por tanto, “es necesario tener en cuenta que si bien, actualmente se busca un nuevo papel del Estado, mas como promotor del mercado, como regulador, controlador y en algunas situaciones específicas como planificador; existen situaciones exitosas del Estado como empresario en las cuales puede

¹⁰ La ley 388 de 1997 que reglamenta el uso del suelo a través de los Planes de Ordenamiento Territorial, deja en los municipios la definición de la localización y dimensionamiento de las redes primarias y secundarias de los servicios públicos, incluyendo el servicio de energía eléctrica

permanecer¹¹ y otras en las que debe permanecer, ante la existencia de problemas de orden económico y político, en la prestación del servicio” [3].

En todo caso, el suministro de energía eléctrica servirá de motor de desarrollo siempre y cuando el proceso se dé bajo esquemas de planeación integral, la priorización de proyectos a nivel regional se debe realizar con base en las necesidades y usos potenciales que ha de tener este tipo de energía; se debe involucrar el suministro energético para proyectos productivos que efectivamente permita el mejoramiento de los ingresos de la población. De lo contrario, contribuirá limitadamente al mejoramiento de condiciones de confort, dificultando el esquema de sostenimiento de la prestación del servicio e involucrando financieramente cada vez más a la Nación, al tener que entrar a cubrir las deficiencias económicas de los usuarios.

2.2 ESCENARIO DE LA COBERTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO.

Según el esquema actual del sistema eléctrico en Colombia, existen dos zonas perfectamente diferenciables por estar o no conectados al Sistema de Interconexión Nacional –SIN. Se identifican entonces las Zonas No Interconectadas –ZNI¹² y las Zonas Interconectadas¹³, Ver Figura 1, Figura 10, Tabla 1.

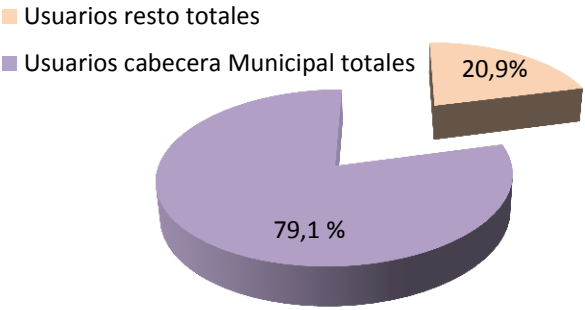
¹¹ Casos donde el estado por diversos motivos desea mantener la propiedad de la empresa.

¹² Para todos los efectos relacionados con la prestación del servicio público de energía eléctrica se entiende por ZNI a los municipios, corregimientos, localidades, y caseríos no interconectados al Sistema Interconectado Nacional SIN” Artículo 1º [30]. Estas zonas pueden subdividirse en: Zonas aisladas no conectables (área insular, zonas selváticas remotas) y Zonas aisladas conectables mediante planes de expansión (veredas, caseríos, centros poblados cercanos al Operador de Red pero que no tienen cierre financiero para su conexión).

¹³ Hacen parte de la zona Interconectada el Sistema Interconectado Nacional –SIN, el Sistema de Transmisión Regional – STR y el Sistema de Distribución Local – SDL. SIN “es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y los equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución, y las cargas eléctricas de los usuarios.” Artículo 11 [31].

El Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica –PIEC 2013-2017, identifica 11.594.208 usuarios con servicio de energía eléctrica a nivel nacional, de los cuales 9.172.929 se clasifican como usuarios urbanos, incluye 450.060 que corresponden a subnormales, y 2.421.279 como rurales, ver [4].

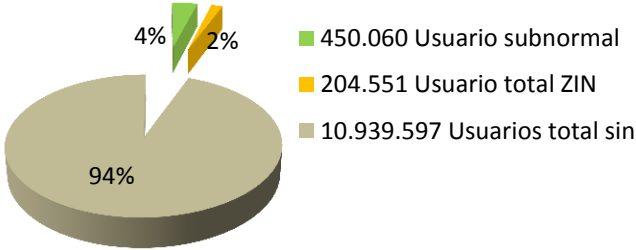
Gráfico 1. Usuarios a nivel nacional, según clasificación como urbanos y rurales.



Tomado de [4]

Adicionalmente, muestra que del total de usuarios del país, el 94,35% (10.939.597) se encuentran dentro del Sistema Interconectado Nacional, el 3,88 % (450.060) son subnormales y el 1,76 % (204.551 usuarios) pertenecen a las Zonas No Interconectadas, ver Gráfico 2.

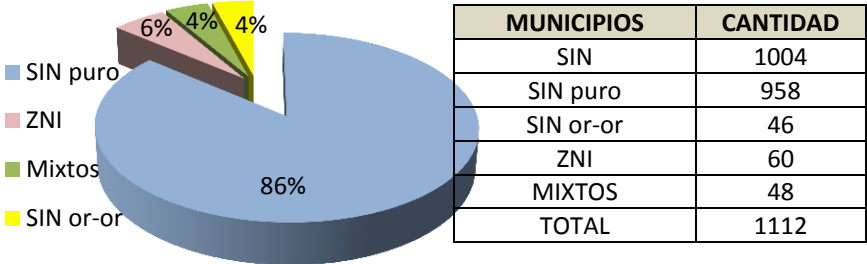
Gráfico 2. Disgregación de Usuarios con servicio de Electricidad a nivel nacional, según conexión.



Tomado de [4] pág. 50.

El PIEC 2013-2017, presenta también una desagregación del total de municipios a nivel nacional, se observa que el 86,2% (958 municipios) se encuentran interconectados en el SIN y son atendidos por un solo OR, el 4,1% (46 municipios) se encuentra en el SIN y son atendidos por más de un OR, 4,3% (48 municipios) están vinculados al SIN y ZNI (Mixtos), y el 5,4% (60 municipios) pertenecen a la ZNI, ver Gráfico 3

Gráfico 3. Desegregación de Usuarios de electricidad a nivel nacional según conexión y por municipalidades



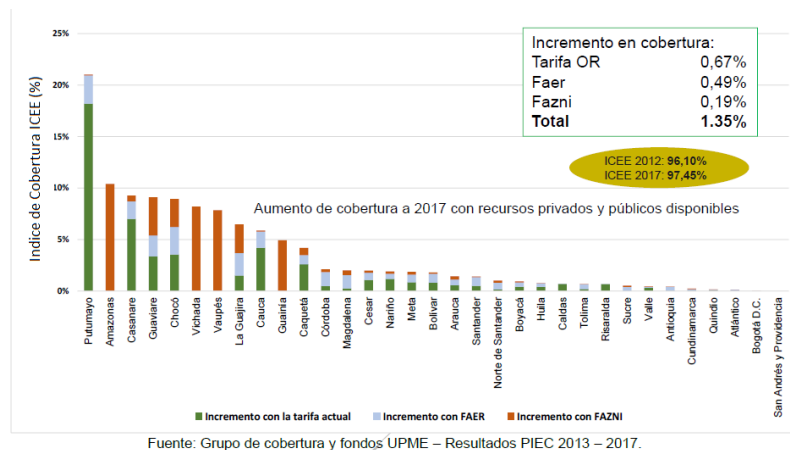
Tomado de [4] pág. 53

El Índice de Cobertura de Energía Eléctrica –ICEE[5], a nivel nacional es de 96,10%[4], resaltando la existencia de 22 departamentos con ICEE igual o superior a 90% (Figura 2). Se proyecta un incremento del índice de cobertura a 2017 de 0,67% por recobro de tarifa, donde los departamentos con incremento importante corresponden Putumayo y Casanare (con 18,2% y 7% respectivamente), y de 0,68% por inversión pública (0,49% por recursos del FAER y 0,19% por recursos del FAZNI) [4], como puede verse en el Gráfico 4

Finalmente, para visualizar las opciones que logren la cobertura planeada, se muestra en la Figura 3 los municipios que son susceptibles de interconectarse al SIN (la región central y noroccidental del país), y los municipios que permanecen con alternativa de solución aislada, los cuales corresponden a las ZNI.

Con la participación de los diferentes fondos y para las proyecciones del plan indicativo de expansión 2013-2017, el panorama de cobertura respondería a lo expuesto en la Figura 4.

Gráfico 4 Incremento de la cobertura de energía eléctrica a 2017 con inversión privada y recursos públicos disponibles.



Tomado de [4] Pág. 144.



Figura 1. Distribución geográfica del Sistema Interconectado Nacional y de las Zonas No Interconectadas del país. Tomado de [34]

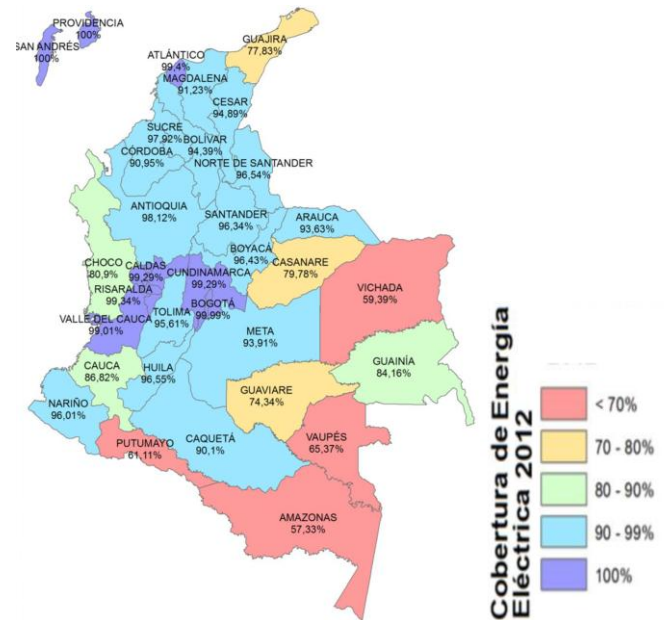


Figura 2. Mapa departamental del Índice de Cobertura año 2012, Tomado de [4] pág. 56

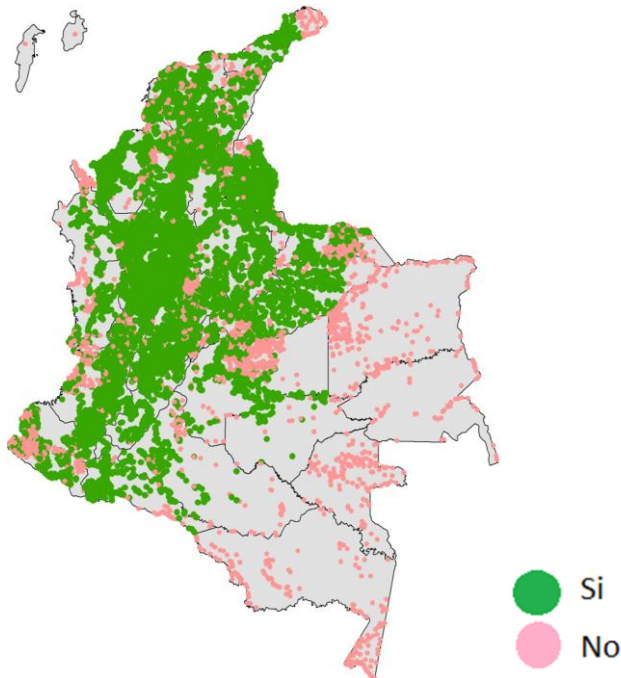


Figura 3 Centros poblados interconectables y No interconectables, Tomado de [4] pág. 115

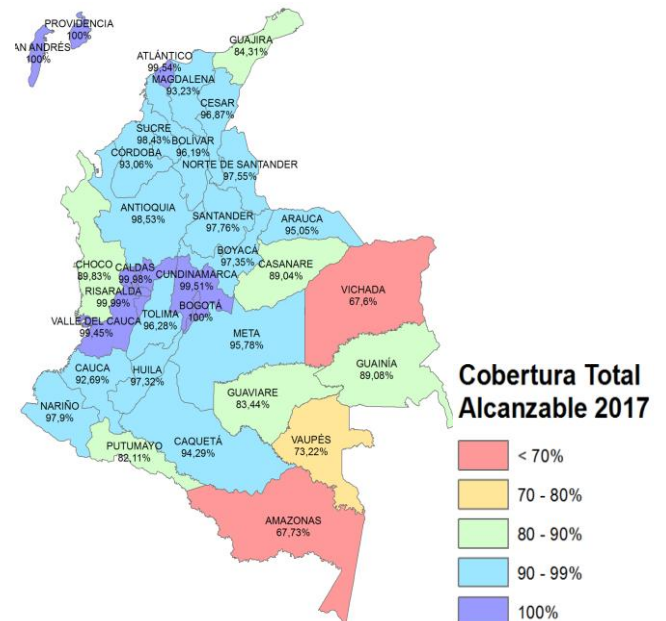


Figura 4 Cobertura alcanzable incluyendo recursos públicos y del OR disponibles, Tomado de [4] Pág. 143

2.3 ENERGÍAS RENOVABLES COMO SOLUCIÓN A PROBLEMAS ENERGÉTICOS DE COBERTURA ELÉCTRICA EN LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS –ZNI DEL PAÍS.

Colombia, por su posición en la franja tropical, con gran variabilidad en la estructura física de sus cordilleras y por su localización frente al mar Caribe y al océano Pacífico, adquiere una condición privilegiada en recursos renovables de energía.

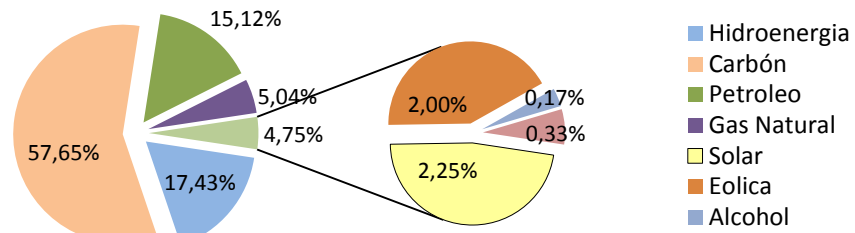
En cuanto a las formas de energía no convencionales –FNCE (energía nuclear, biocombustibles, energía solar, eólica, geotérmica y de biomasa), Colombia cuenta con recursos en desarrollo incipiente en las cinco últimas formas mencionadas, y se han logrado establecer aproximaciones de las reservas de energía proveniente de estas fuentes a través del establecimiento de inventarios a nivel nacional.

El Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales –IDEAM, y la Unidad de Planeación Minero Energética –UPME, en un esfuerzo conjunto han elaborado estudios detallados que se recopilan en documentos como: Atlas de Viento, Atlas de Energía Solar y Atlas de Biomasa de Colombia.

Estos Atlas permiten reconocer la disponibilidad de recursos renovables y facilitan la identificación de regiones estratégicas donde es más adecuada la utilización de determinado recurso para la solución de necesidades energéticas de la población.

Como resultados importantes encontrados en los Atlas, se pueden observar: mapas de radiación solar (Figura 5), mapas de densidad de energía eólica (Figura 6), mapas de biomasa residual en cuanto a localización (Figura 7), cantidad (Figura 8), y potencial energético (Figura 9), y las estadísticas de distribución del potencial energético Colombiano (Gráfico 5).

Gráfico 5. Distribución del potencial energético Colombiano (Sin incorporar las nuevas reservas de petróleo y gas).



Tomado de [6]

Pese a que las estadísticas muestran que las fuentes fósiles siguen siendo el recurso energético más potente para el país (el petróleo alcanza un 15,12% y el carbón 57,64%), es alentador que las energías renovables representen una porción superior al 20% (Gráfico 5).

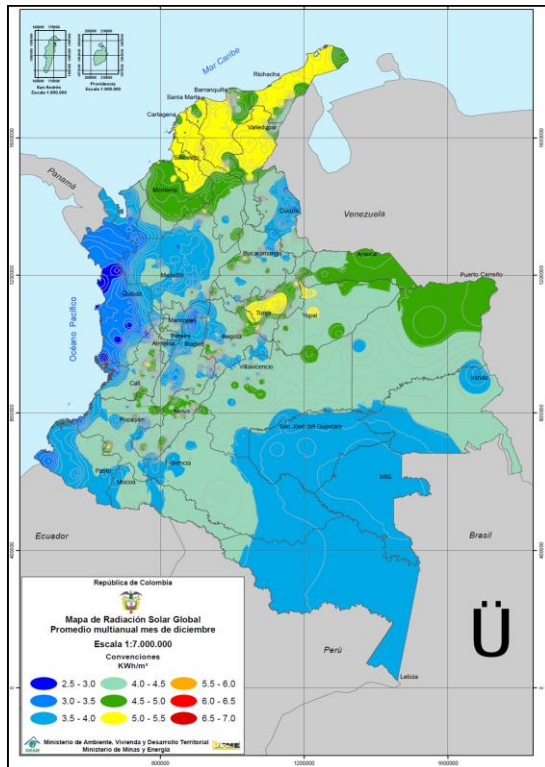


Figura 5 Mapa de Radiacion solar global promedio Multianual en Colombia, Tomado de [35]

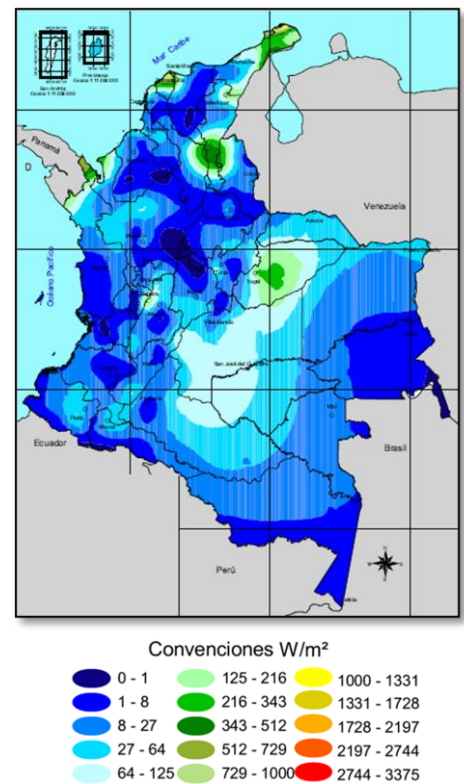


Figura 6 Densidad de energía eólica a 20 metros de altura en Colombia, Tomado de [36]

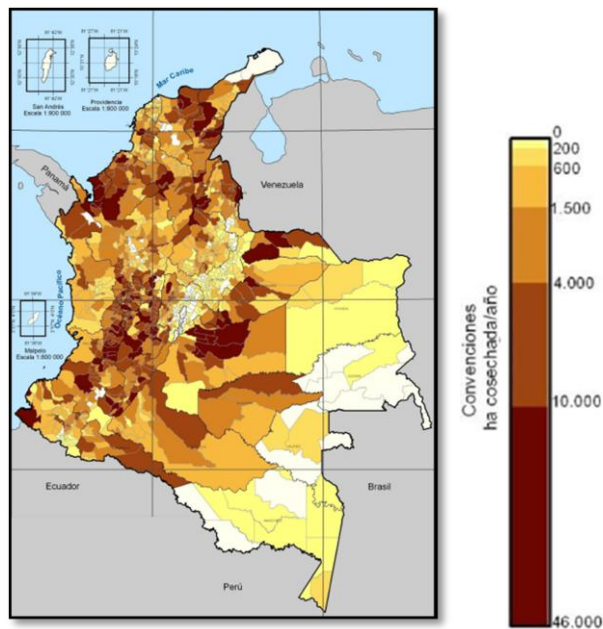


Figura 7 Biomasa residual-localizacion municipal anual de los residuos de cultivos agricolas en Colombia, Tomado de [37]

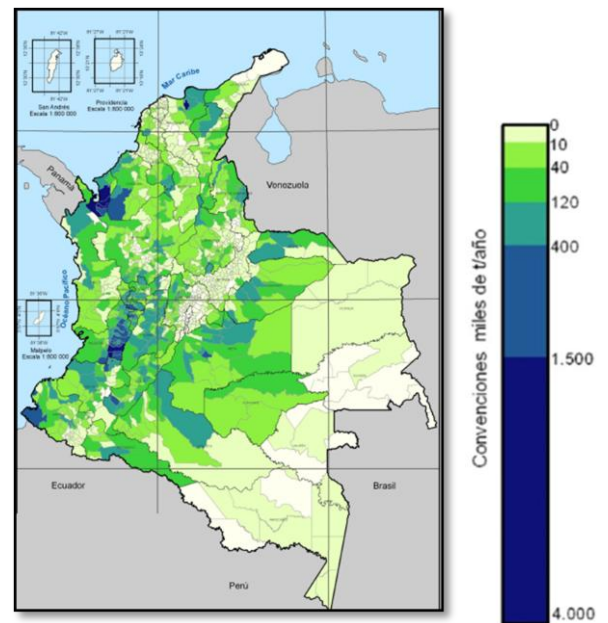


Figura 8 Biomasa residual-cantidad municipal anual de los residuos de cultivos agrícolas en Colombia, Tomado de [37]

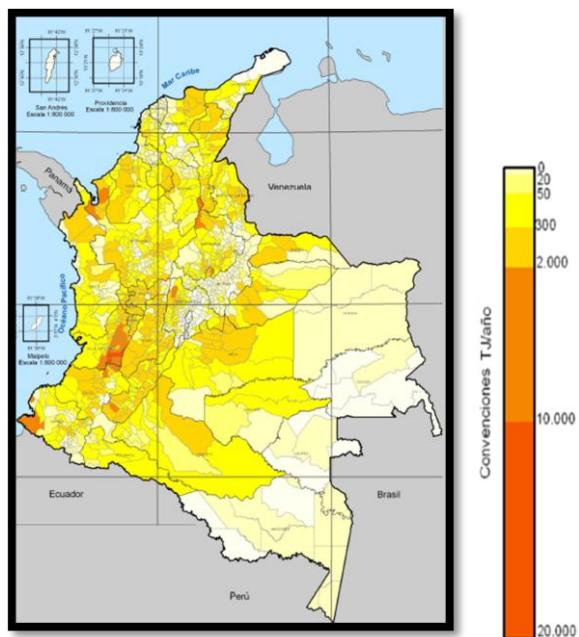
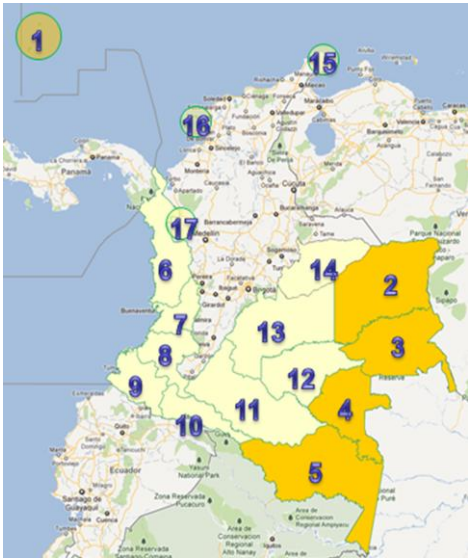


Figura 9 Biomasa residual-potencial energético municipal anual de los residuos de cultivos agrícolas, Tomado de[37]



Convenciones

Zonas No Interconectadas	Número
Departamentos ZNI	5
Departamentos SIN - ZNI	12

Figura 10 Departamentos que hacen parte de las Zonas No Interconectadas (ZNI). Tomado de [38]

Tabla 1 : Departamentos de las zonas no interconectadas (ZNI). Tomado de [38]

Departamento	Habitantes sin servicio de energía eléctrica (miles)
Chocó (6)	94,8
Nariño (9)	77,2
Caquetá (11)	62,2
Putumayo (10)	51,2
Meta (13)	44,5
Cauca (8)	28,9
Guaviare (12)	23,9
Vichada (2)	21,5
Amazonas (5)	14,6
Vaupés (4)	13,5
Guainía (3)	13,5
Valle del Cauca (7)	13,4
Casanare (14)	10,1
Guajira (15)	3,6
Antioquia (17)	3,0
Bolívar (16)	1,3
Archipiélago de San A	0,0
TOTAL	477,2

Tras cruzar los mapas, se concluye que el uso de energías alternativas constituye una solución armónica para la problemática de abastecimiento en las zonas no interconectadas del país, ver Figura 1, Figura 10 y Tabla 1, ya que estas zonas representan una parte significativa de la distribución espacial del potencial energético no convencional, y conviene aprovechar su condición geográfica (difícil para la expansión aérea en redes de media y baja tensión) para el desarrollo de proyectos que involucren nuevas formas de generación que permitan a su vez diversificar la canasta energética.

La Tabla 2 muestra la participación de las FNCE en el SIN, que para el 2008 contaba con 192,4 MW, lo cual corresponde a 1,4% del total instalado de 13.400 MW [7]. Las metas recientes adoptadas para la inclusión de FNCE en el SIN y ZNI son prometedoras y se exponen en la Tabla 3.

Tabla 2. Composición de las FNCE en el SIN-2008.
Tomado de [7]

TECNOLOGIA	CAPACIDAD INSTALADA MW	PARTICIPACION
PCH	146,0	75,9 %
Biomasa	26,9	14,0%
Eólica	19,5	10,1%
TOTAL	192,4	100 %

Tabla 3. Participación de las FNCE en el SIN y ZNI.
Tomado de [7]

Participación de las FNCE en el SIN	
Año 2015	3,5%
año 2020	6,5%
Participación de las FNCE en el ZNI	
Año 2015	20% (*)
año 2020	30%

* El 20% está compuesto por 8% de la capacidad actual más 12% provenientes de energía eólica, biomasa, y energía solar.

La inclusión de nuevos elementos (FNCE), alineados con el Uso Racional y Eficiente de la Energía promovido por la UPME, ha significado retos. Se

desarrollan normas técnicas de las FNCE¹⁴ y se ha vinculado la academia mediante grupos de investigación, con la finalidad de encontrar nuevas metodologías de toma, evaluación, procesamiento, modelamiento temporal y espacial de la información y buscando desarrollar tecnologías que permitan aprovechar eficientemente los recursos.

2.4 MARCO REGULATORIO E INSTITUCIONAL

Conforme a lo señalado en la constitución y en las Leyes 142 y 143 de 1994 (Ley de servicios públicos y ley eléctrica respectivamente), el Estado debe garantizar la prestación del servicio público de energía eléctrica en todo el territorio nacional.

Estas leyes, determinan el marco institucional y definen el papel de las entidades encargadas de planear, regir, regular, controlar, promover, ejecutar y financiar proyectos relacionados con la prestación de los servicios públicos domiciliarios, en este caso concreto, de energía eléctrica.

Con el fin de mostrar el esquema institucional en lo concerniente al tema de la expansión de la cobertura, se hace una descripción general de cada una de las instituciones, para después ilustrar su interrelación operativa y en el literal 2.5.5 la coordinación para el flujo de recursos.

2.4.1 Departamento Nacional de Planeación DNP

Entidad encargada de la elaboración, definición y ejecución del Plan Nacional de Desarrollo. A través de dicho plan se promueve el desarrollo de todas las regiones del país y se fijan las metas de cobertura del servicio de electricidad de cada gobierno.

¹⁴ Normas Técnicas de las FNCE que pueden consultarse a través de: <http://www.si3ea.gov.co/Home/NormastecnicasdelaFNCE/tabid/81/language/en-US/Default.aspx>

2.4.2 Ministerio de Minas y Energía

Este Ministerio es el principal ente del sector energético y, le corresponde formular sus políticas, así como orientar, controlar y evaluar la gestión de los organismos y entidades que estén adscritos o vinculados. Dentro de sus dependencias se encuentra la Dirección de Energía y el Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos como instancias claves para el funcionamiento del esquema expansión de la cobertura.

Es su función elaborar, máximo cada cinco años, un plan de expansión de la cobertura de electricidad y gas combustible.

2.4.3 Entidades de planeación, regulación, control y promoción

- **Unidad de Planeación Minero Energética –UPME**

Su función principal es realizar el planeamiento energético integral, asesorar y servir de soporte al Ministerio de Minas y Energía en la promulgación de políticas del sector.

Esta bajo su responsabilidad¹⁵ la elaboración del plan de expansión de la cobertura del servicio público de energía eléctrica (PIEC), en el que se determinan las inversiones públicas que deben realizarse y las privadas que deben estimularse. Adicionalmente, la UPME da concepto de elegibilidad técnico económica a los proyectos de electrificación, en el área de influencia del SIN, que los entes territoriales presentan a consideración de las diferentes fondos de financiación para ello dispuestos.

- **Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG**

Ley 143 de 1994 asignó a la CREG la función de regular el servicio de energía eléctrica. En desarrollo de dicho mandato ha desarrollado la regulación del mercado de prestación del servicio para el SIN y para las ZNI, bajo los principios

¹⁵ Resolución MME 8 1477 del 20 de diciembre de 1999, por la cual el ministerio Delega a la UPME la elaboración del plan de expansión

de eficiencia, equidad, transparencia, suficiencia, calidad y neutralidad. Debe preservar la competencia y evitar el abuso de posición dominante de cualquier agente. Igualmente establece las fórmulas tarifarias¹⁶.

- **Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios –SSPD**

Es la entidad encargada de ejercer control y vigilancia a las empresas de servicios públicos para verificar el cumplimiento de la normatividad y regulación vigente, y de los contratos entre las empresas prestadoras del servicio y los usuarios, protegiéndolos de los excesos o deficiencias de las actividades del mercado. Los artículos 79 y 80 de la ley 142 describen las funciones de esta Superintendencia.

- **Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas –IPSE.**

Es el encargado de identificar, planear y promover las soluciones energéticas integrales, viables financieramente y sostenibles en el largo plazo, para las zonas del país que no están en el área de influencia del Sistema interconectado Nacional. Adicionalmente, da concepto de elegibilidad técnico económico a los proyectos de electrificación, en las zonas no interconectadas del país, que los entes territoriales presentan a consideración de los Fondos de Financiación.

2.4.4 Los entes territoriales

Según el artículo 7 Ley 142/94, los departamentos deben cumplir funciones de apoyo y coordinación con los municipios. Tienen la potestad para realizar la concesión para la ejecución de obras relacionadas con lo concerniente a las redes regionales de transmisión.

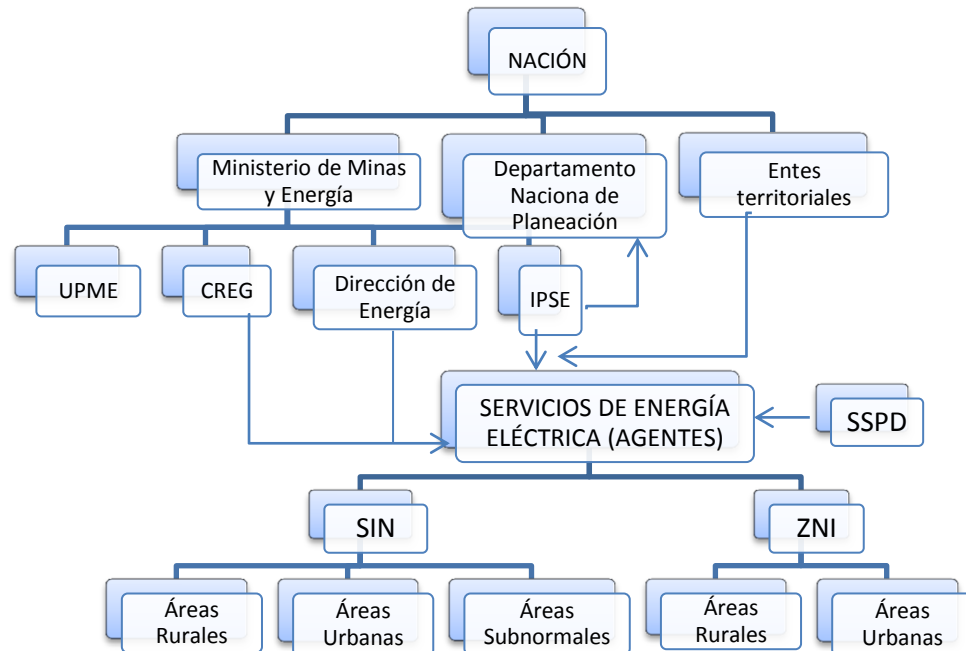
En el caso de las ZNI, los departamentos no solo cumplen funciones de apoyo sino que, en algunos casos, prestan directamente el servicio de energía eléctrica¹⁷.

¹⁶ Artículo 87 de la Ley 142 de 1994

¹⁷ Ejemplo: San José del Guaviare, Mitú y Puerto Carreño

2.4.5 Interrelación operativa entre las Instituciones

Figura 11. Esquema Institucional Referente a la organización operativa para la expansión de la cobertura.



Adaptado de [3]

2.5 FONDOS DE FINANCIACIÓN PARA LA EXPANSIÓN DE LA COBERTURA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Adicional a los recursos que se obtienen por la prestación del servicio, existe una variedad de fuentes para financiar la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica.

En esta sección se presenta el esquema y descripción de los principales fondos de recursos disponibles tanto en las zonas interconectadas como en las no interconectadas, cuya entidad coordinadora es el Departamento Nacional de

Planeación –DNP quien dispone de un banco de proyectos –BPIN, como base de información¹⁸.

Cada fondo de financiación exige una documentación del proyecto que se somete a consideración para ser financiado. Se aclara que ante todos los fondos, los proyectos deben valorarse a precios corrientes del año de presentación y se actualizarán utilizando el índice de precios al productor –IPP, en caso de que permanezcan en el listado de priorización durante más de una vigencia.

En este trabajo de grado, una vez estudiado el proyecto se analiza el fondo ante el cual conviene presentarlo y se diligencian los requisitos necesarios para su radicación (Ver [Anexo A3](#)).

2.5.1 Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas No Interconectadas –FAZNI.

“Este fondo creado por medio de la Ley 633 de 2000, tiene como objeto la energización de las poblaciones y capitales departamentales de las Zonas No Interconectadas –ZNI, por medio de la puesta en marcha de centrales de generación no convencionales y/o interconexión de población al SIN, y/o interconexión entre poblaciones no interconectables al SIN, y/o rehabilitación o recuperación de infraestructura existente” [8]; reglamentado posteriormente por el Decreto 1124 de 2008.

La asignación de recursos se realiza por medio de un Comité Administrativo, conformado por el Ministro de Minas y Energía o su delegado, el Director de Energía del Ministerio de Minas y Energía, el Director del Departamento Nacional de Planeación- DNP o su delegado y el Ministro de Hacienda y Crédito Público o su delegado. La ejecución del proyecto es asignada por el Ministerio de Minas y Energía [8].

¹⁸ El estado ha dispuesto una base de datos, Sistema de Información Eléctrico Colombiano –SIEL, donde se pueden consultar los proyectos financiados por cada fondo, en cada región del país, puede verse en: <http://www.upme.gov.co/fondos/fondosavanzada.aspx>

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

Este fondo fue creado por la Ley 788 de 2002, con el objetivo de expandir la cobertura en el sector rural, de los municipios que hacen parte del Sistema Interconectado Nacional-SIN. Las normas que lo reglamentan son: Ley 788 de 2002, Decreto 1122 de 2008, Resolución 180910 de 2008 del MME, Ley 1376 de 2010.

Este fondo financia hasta el 100% de la inversión inicial del proyecto, siempre y cuando no requiera de recursos adicionales que garanticen su sostenibilidad (gestión comercial, la reposición de activos, entre otros). Los recursos adicionales los debe entregar la Entidad Territorial al Operador de Red que avala el proyecto.

La asignación de recursos la realiza un comité administrativo, conformado por el Ministro de Minas y Energía o su delegado, el Director de Energía del Ministerio de Minas y Energía y el Director General de la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME. La ejecución del proyecto es asignada por el Ministerio de Minas y Energía [8].

2.5.3 Programa de Normalización de Redes –PRONE.

Este programa se crea mediante los artículos 63 y 64 de la Ley 812 de 2003 y fue reglamentado mediante Decreto 3735 de 2003.

El Programa de Normalización de Redes Eléctricas -PRONE consiste en la financiación por parte del Gobierno Nacional, de proyectos para Barrios subnormales que implican la instalación o adecuación de las redes de distribución de energía eléctrica, la acometida a la vivienda del usuario, incluyendo el sistema de medición del consumo.

Su objetivo principal es “la legalización de usuarios y la adecuación de las redes a los reglamentos técnicos vigentes, en barrios subnormales, situados en municipios del Sistema Interconectado Nacional, SIN”[9].

2.5.4 Sistema general de regalías

El sistema general de Regalías –SGR reemplaza a partir del 1 de enero de 2012 al antiguo Fondo Nacional de Regalías –FNR. Con los recursos de dicho sistema, se pueden financiar proyectos de inversión y la estructuración de proyectos, como componentes de un proyecto de inversión o presentados en forma individual. Estos proyectos podrán incluir las fases de operación y mantenimiento, pero no podrán financiarse gastos permanentes.

El nuevo SGR contempla la creación de cuatro fondos, a los cuales pueden someterse los proyectos presentados. Para cada fondo la verificación del cumplimiento de requisitos de los proyectos se lleva a cabo por un ente diferente (los proyectos financiados con asignaciones directas se verificarán por cuenta de las respectivas entidades territoriales), así:

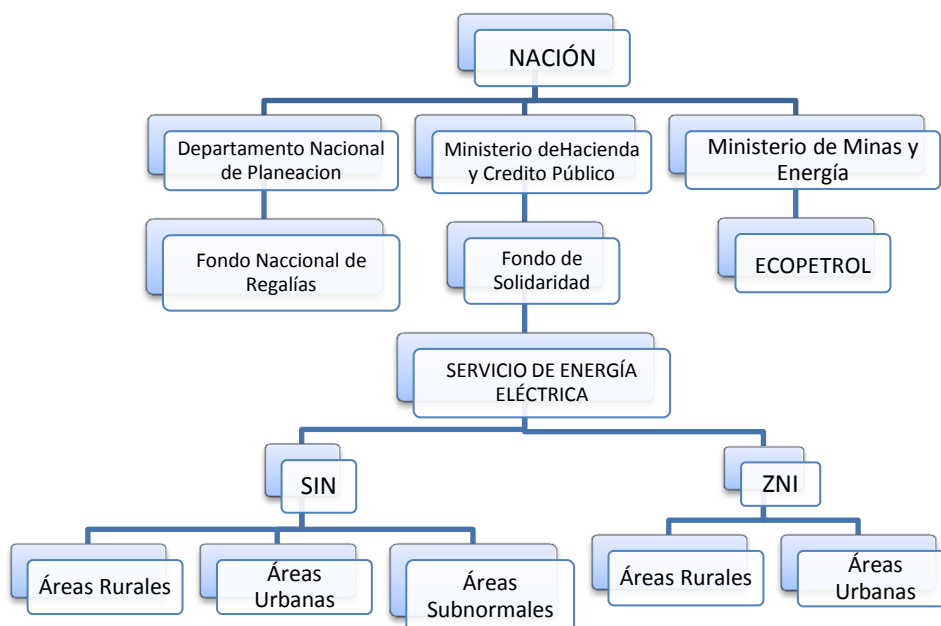
- Ciencia, tecnología e innovación: Departamento administrativo de ciencia y tecnología e innovación
- Desarrollo regional: Departamento Nacional de Planeación
- Compensación Regional: Departamento Nacional de Planeación
- Ahorro y estabilización

Los proyectos deben ser formulados de conformidad con las metodologías y lineamientos que defina el Departamento Nacional de Planeación y deberán estar en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y los planes de desarrollo de las entidades territoriales, así como cumplir con el principio de Buen Gobierno y con las siguientes características: pertinencia, viabilidad, sostenibilidad y contribución efectiva.

Todas las personas naturales o jurídicas, públicas o privadas, podrán formular proyectos de inversión. Los proyectos de inversión serán presentados por las entidades territoriales al respectivo órgano colegiado de Administración y Decisión –OCAD¹⁹, acompañados de los respectivos estudios y soportes.

2.5.5 Interrelación operativa institucional de los fondos de financiación

Figura 12. Esquema Institucional Referente a la organización de Fondos para el Flujo de Recursos en proyectos de Expansión de la Cobertura.



Adaptado de [3]

2.6 PROYECTOS DE INVERSIÓN EN INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA.

2.6.1 Elementos que conforman un proyecto de inversión.

El proyecto de inversión pública es la unidad operacional de la planeación pública para el desarrollo, que vincula recursos (humanos, físicos, monetarios, entre otros) en la resolución de problemas o necesidades sentidas de la población. Contempla

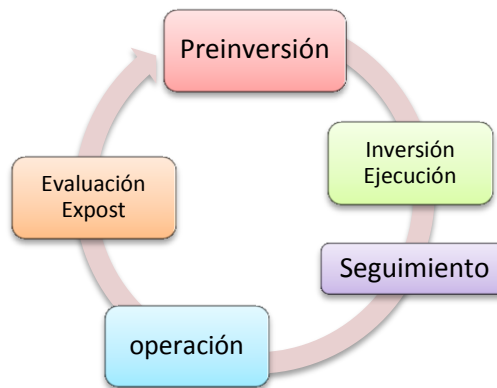
¹⁹ Los órganos colegiados de administración y decisión –OCAD, “son Órganos sin personería jurídica que desempeñan funciones públicas; conformados por representantes del Gobierno Nacional, Departamental y Municipal, responsables de definir los proyectos de inversión sometidos a su consideración que se financiarán con recursos del SGR, así como evaluar, viabilizar, aprobar y priorizar su conveniencia.” [32]

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 de provisión de bienes o servicios por parte del Estado.

Así mismo, los proyectos de inversión deben contar con los siguientes atributos: ser únicos (es decir que no exista ningún otro proyecto con el mismo objetivo), temporales (limitados en el tiempo), tener un ámbito geográfico específico, tener unas actividades específicas, tener beneficiarios definidos y tener identificados en forma concreta los objetivos.

Los proyectos son dinámicos, fluyen dentro de su ciclo desarrollando en cada una de sus etapas una función específica y fundamental para garantizar continuidad y éxito en sus resultados. El proyecto de inversión se desarrolla en 4 etapas a través del ciclo que puede verse en la Figura 13.

Figura 13. Esquema de las etapas que conforman el ciclo de vida del proyecto de inversión.



Adaptado de [10]

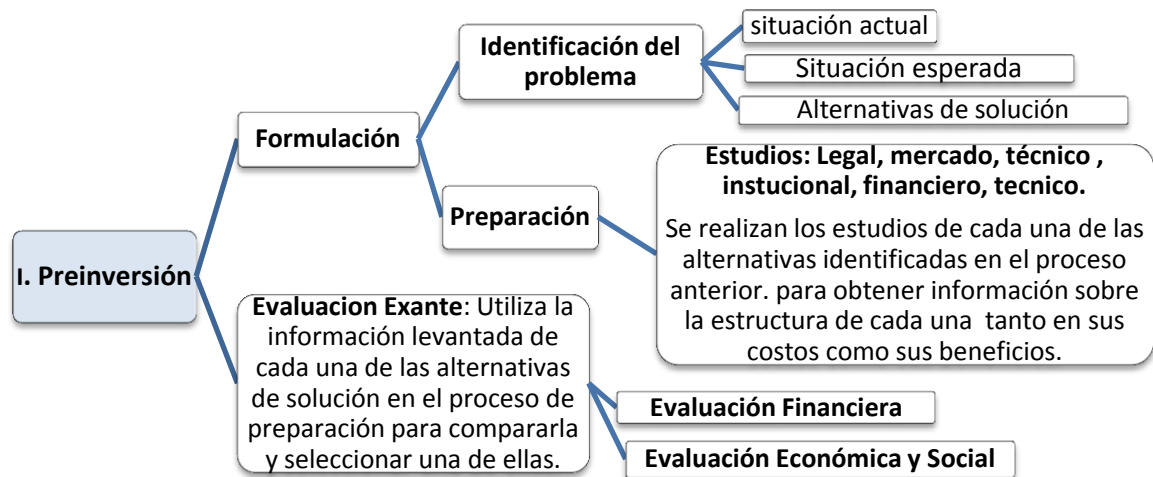
No todos los proyectos deben pasar por las cuatro fases, eso depende del grado de complejidad técnica, de la situación inicial y de la situación final proyectada en cada proyecto. En la

Figura 14,

Figura 15, Figura 16 y

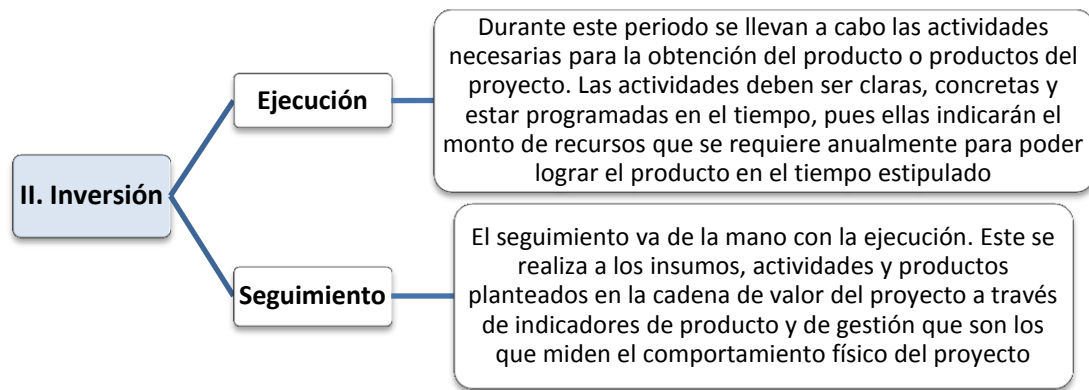
Figura 17, se presenta la estructura y resumen de las fases contempladas en un proyecto de inversión.

Figura 14. Esquema de la primera etapa de un proyecto de inversión.



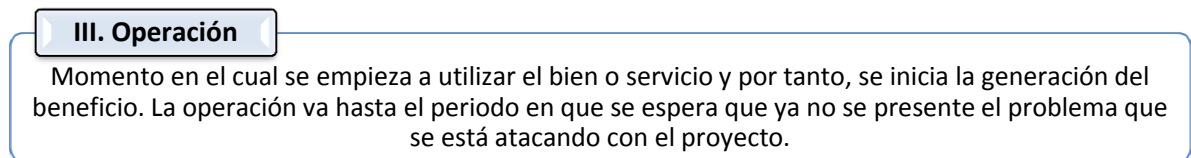
Tomado de [10]

Figura 15. Esquema de la segunda etapa de un proyecto de inversión.



Tomado de [10]

Figura 16.Tercera etapa de un proyecto de inversión.



Tomado de [10]

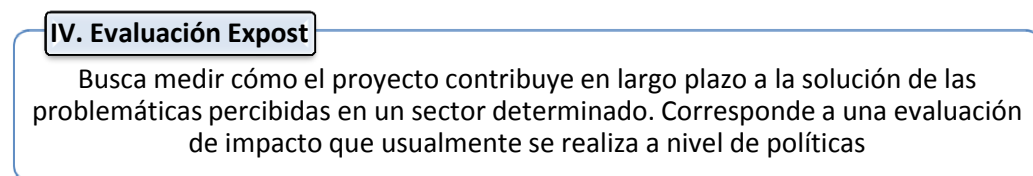


Figura 17.Cuarta etapa de un proyecto de inversión.

Tomado de [10]

El grado de profundidad necesario de estudios y de la demás información depende de la fase en que se encuentre el proyecto. Pueden estar a nivel de *idea*, *perfil*, *prefactibilidad* o *factibilidad*.

El nivel mínimo requerido para la inscripción de un proyecto en el BPIN es como *perfil*, donde se ha recopilado información secundaria que permite evaluar las alternativas de solución y calcular costos y beneficios de manera preliminar, para determinar las alternativas que ameritan estudios más detallados o para tomar la decisión de aplazar o descartar el proyecto. Será éste el nivel mínimo necesario en la Fase de preinversión, en cuanto a la identificación.

En el nivel de *Prefactibilidad*, se realizan estudios técnicos especializados de manera que al mejorar la calidad de la información reduzcan la incertidumbre para poder comparar las alternativas y decidir cuáles se descartan y cuál se selecciona. Estudios en este nivel se deben presentar en la fase de preinversión en cuanto a la formulación y preparación para poder llevar a cabo la evaluación ex ante.

En el nivel de *Factibilidad*, se define detalladamente los aspectos técnicos de la solución planteada para el proyecto, se analiza minuciosamente la alternativa seleccionada, prestándole particular atención al tamaño óptimo del proyecto, su momento de implementación o puesta en marcha, su estructura de financiamiento, su organización administrativa, su cronograma y su plan de monitoreo. Estudios en este nivel deben ser los entregados en la fase de preinversión después de hecha la evaluación ex ante.

2.6.2 Metodología General Ajustada

La Metodología General Ajustada –MGA es una herramienta informática que ayuda de forma esquemática y modular al desarrollo de los procesos de identificación, preparación, evaluación y programación de los Proyectos de Inversión. Es una herramienta para presentar proyectos de inversión basada en la teoría de proyectos, se encuentra alineada con las fases y requerimientos de los proyectos de inversión, con los planes de desarrollo nacional, departamental y municipal, y permite generar una base de datos confiable y completa con el estado actual de los proyectos [10].

Esta herramienta está conformada por cuatro (4) módulos en los cuales se debe depositar la información del proyecto de inversión a la hora de ser formulado.

2.6.3 Guía planteada para la gestión de proyectos de estructuración en infraestructura eléctrica en Casanare.

Para efectos de facilidad a la hora de visualizar el desarrollo de estos proyecto y medir los objetivos planteados, se propone una guía para la gestión de proyectos de estructuración en infraestructura eléctrica, la cual está alineada con el ciclo de vida de un proyecto de inversión, al igual que con los objetivos y alcances propuestos en el plan del presente trabajo de grado.

El esquema desagregado del trabajo se muestra en la Tabla 4: Versión 0.6 “GUÍA PARA LA GESTIÓN DE ESTRUCTURACIÓN DE PROYECTOS EN INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA”, se indica cada fase, proceso, actividades a realizar y los resultados a obtener.

Esta guía se aplica en el desarrollo del presente trabajo de grado (cada uno de los capítulos de la segunda parte de este libro corresponde con sus fases, y los subíndices con los procesos, Ver Tabla 5).

Tabla 4. Versión 0.6 “GUÍA PARA LA GESTIÓN DE ESTRUCTURACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN EN INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA”.
Fuente: Los autores

GUÍA PARA LA GESTIÓN DE PROYECTOS DE ESTRUCTURACIÓN EN INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA								
ESTRUCTURA PROPUESTA Y UTILIZADA PARA LA FORMULACIÓN DEL PROYECTO								
ETAPA	FASE	PROCESO	ALCANCES		ACTIVIDADES A REALIZAR		RESULTADOS OBTENIDOS	
I. Preinversión	FASE 1: Identificación y selección de proyectos.	1. Identificación de Proyectos en la Región	Recopilación de la información de necesidades reportadas y de proyectos que se hayan planteado sin llevarlos a feliz término.		Consultar a los entes territoriales (alcaldías, gobernación y secretarías de planeación) y al operador de red. Indagar con juntas de acción comunal y líderes de comunidades identificadas en la región.		Establecer el listado de posibles proyectos.	
		2. Selección de Proyectos Promisorios en la Región	Evaluación y selección de los proyectos promisorios bajo criterios de cobertura , estado de avance - etapas a cubrir en la estructuración y conformidad con los requisitos exigidos por los fondos de financiación		Realizar un Pre diagnóstico del estado actual de los proyectos que permita Determinar:	Su estado de avance o la etapa en que se encuentra Cobertura	Listado de Proyectos Promisorios ordenados según los criterios de selección. Del cual se elige el proyecto para continuar realizando las demás etapas (Uno para éste caso)	
					Tipo de fondo por medio del cual se pueden gestionar los recursos			
					Calificar dando Puntuación a los proyectos según matriz de evaluación			
		3. Identificación del Problema, Diagnostico de la Zona a la que corresponde el proyecto seleccionado para estructuración y Delimitación del mismo	Análisis del Entorno: Población y Costumbres	Localización Geográfica; Extensión, topografía y Características de Accesibilidad Vial		Consultar plan de ordenamiento territorial departamental y municipal		Generar una base de datos de los proyectos seleccionados y delimitados en la Región. Con información referente a: análisis del entorno y las posibilidades de solución a los problemas energéticos del mismo, estado actual y el esperado de la región con el desarrollo del proyecto. * La base de datos general se obtiene a través del diligenciamiento de la Ficha de Estadísticas Básica de Inversión (EBI), ficha esquemática que contiene la información básica de un proyecto de inversión.
				Características Socioeconómicas del municipio		consultar plan de desarrollo departamental y municipal		
				Orden publico		Consultar al Instituto Geográfico AGUSTIN CODAZZI		
						Consultar la Corporación Ambiental para la Región		
			Entorno Energético	Características Demográficas, condiciones de vida de la población (actuales y proyección)		Consultar Ministerio de Transporte		
						Consultar Ministerio de Minas y Energía		
				Situación de servicios públicos, Servicio de energía eléctrica, Estado de las Redes de Media y Baja tensión		Aplicar Encuestas a la población y indagar sobre las proyecciones de la región en los planes de ordenamiento territorial		
Acotar Proyecto	Canasta Energética				Consulta del STR y SDL			
	Consumo Energético, forma como la población satisface sus requerimientos energéticos (actuales y proyección)							
		Acotar Proyecto	Nombre Proyecto, Localización, Problema, Alternativas de Solución Energética (convencional, mixta), Alcance, Cobertura, Estado Actual, Costo de la estructuración.		Presupuesto para la estructuración			
					Diagrama de Flujo para la estructuración			

Continuación Tabla 4. Versión 0.6 “GUÍA PARA LA GESTIÓN DE ESTRUCTURACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN EN INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA”

I. Preinversión	FASE 2: Estructuración de los Proyectos Seleccionados	1. Planteamiento de las Alternativas de Solución Energética. (PREPARACIÓN)	Análisis de condiciones de carga, comportamiento esperado de la carga.		Encuestas, tablas de Consumo de la Región		Cuantificación de la Demanda			
			Alternativa 1	Estudio de Prefactibilidad Técnico		Realizar un diseño según la alternativa que corresponda (Cálculos, Planos)		SI/NO Factible el Proyecto Técnicamente (Para ello se compara con bases de datos y reportes de las entidades: CREG, Miniminas)		
				Estudio de Prefactibilidad Financiera		Cuantificar el costo de la Implementación del diseño elaborado (Presupuesto)		SI/NO Factible el Proyecto Financieramente (Para ello se compara con bases de datos y reportes de las entidades: CREG, Miniminas)		
				Estudio de Prefactibilidad Socio-económica		Análisis de Sostenibilidad (capacidad de pago, mantenimiento, reparaciones, administración)		SI/NO Factible el Proyecto Económicamente (Para ello se compara con bases de datos y reportes de las entidades: CREG, Miniminas)		
			Alternativa 2	Estudio de Prefactibilidad Técnico		Realizar un diseño según la alternativa que corresponda (Cálculos, Planos)		SI/NO Factible el Proyecto Técnicamente (Para ello se compara con bases de datos y reportes de las entidades: CREG, Miniminas)		
				Estudio de Prefactibilidad Financiera		Cuantificar el costo de la Implementación del diseño elaborado (Presupuesto)		SI/NO Factible el Proyecto Económicamente (Para ello se compara con bases de datos y reportes de las entidades: CREG, Miniminas)		
				Estudio de Prefactibilidad Socio-económica		Análisis de Sostenibilidad (capacidad de pago, mantenimiento, reparaciones, administración)		SI/NO Factible el Proyecto Económicamente (Para ello se compara con bases de datos y reportes de las entidades: CREG, Miniminas)		
			Selección de la Alternativa más Favorable	Evaluación Exante		Evaluar las alternativas de solución según criterios de Viabilidad, Sostenibilidad, Costos, Uso Racional de la Energía, Políticas de los Fondos de Financiación		Alternativa más favorable para implementarse.		
			2. Formulación Completa del (los) Proyecto(s) acorde a la alternativa seleccionada.	Estudio Ambiental		Documento del Estudio Ambiental que muestra Análisis del recurso Energético Seleccionado				
				Estudio Socioeconómico		Documento del Estudio Socioeconómico				
		Estudio Técnico		Documento del Estudio Técnico teniendo en cuenta las características de diseño establecidas por la UPME Y Acorde a la norma NTC2050, el RETIE, normas Locales que aplique según el operador de red-OR						
		Estudio Financiero y Económico		Estimar el costo de ejecución del proyecto, utilizando una herramienta Excel disponible en el grupo de trabajo. (Presupuesto)						
				Integrar el estudio Socioeconómico para poder concluir las sostenibilidad del proyecto						
		Formatos de Presentación		Diligenciar Fichas y documentación para proyecto de inversión en la fase de Estructuración			Ficha EBI _Estructuración			
				Documentación requerida dependiendo del fondo de financiación al cual se presenta y el Operador de Red en la zona.			Radicación del Proyecto, Aval Técnico, Radicado ante el Fondo			

Tabla 5 Seguimiento a la ejecución de la guía de trabajo planteada “GUÍA PARA LA GESTIÓN DE ESTRUCTURACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN EN INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA”

ETAPA	FASE	PROCESO	ALCANCES		Seguimiento de resultados		
					Ítem Libro	Anexo	Objetivo Asociado
I. Preinversión	FASE 1: Identificación y selección de proyectos.	1. Identificación de Proyectos en la Región	Recopilación de la información de necesidades reportadas y de proyectos que se hayan planteado sin llevarlos a feliz término.		5.1 ; 5.3	--	1
		2. Selección de Proyectos Promisorios en la Región	Evaluación y selección de los proyectos promisorios bajo criterios de cobertura , estado de avance - etapas a cubrir en la estructuración y conformidad con los requisitos exigidos por los fondos de financiación		5.2 ; 5.3	A1	
		3. Identificación del Problema, Diagnostico de la Zona a la que corresponde el proyecto seleccionado para estructuración y Delimitación del mismo (literal libro 5.4)	Presentación y localización del proyecto y descripción del problema, causas y efectos		5.4.2	--	2
			Análisis del Entorno: Geografía, Población y Costumbres		5.4.1 ; 5.4.3	--	
			Entorno Energético		5.4.4	--	
			Acotar Proyecto		5.4.5	A1	3
I. Preinversión	FASE 2: Estructuración de los Proyectos Seleccionados	1. Planteamiento de las Alternativas de Solución Energética. (PREPARACIÓN)	Alternativa 1	Planteamiento	6.1	--	4
				Estudio Técnico	6.1.1	--	
				Estudio Financiero	6.1.2	C3	
				Plan de Mantenimiento	--	C4	
			Alternativa 2	Planteamiento	6.2	--	
				Estudio Técnico	6.2.1	--	
				Estudio Financiero	6.2.2	D5	
				Plan de Mantenimiento	--	D6	
			Selección de la Alternativa más Favorable (Evaluación Exante)		6.3	E	
		2. Documentación y formulación Completa del Proyecto acorde a la alternativa seleccionada.			6.4	A2 - A3 - A4	5 ; 6

SISTEMA CONVENCIONAL DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Se presenta la fundamentación teórica necesaria para el diseño de un sistema de suministro de energía eléctrica convencional; extensión de la red en media y baja tensión existente en la región.

El suministro de energía eléctrica a través de extensión de la red aérea de media y baja tensión, constituye la opción tradicional y más común para ampliación de la cobertura del servicio. La conexión al sistema de transmisión eléctrico de las zonas no interconectadas, en los casos donde resulte viable, es fundamental para el desarrollo poblacional y este debe estar contemplado en los planes de ordenamiento territoriales.

El transporte de la energía eléctrica se realiza mediante el Sistema de Transmisión Nacional y el Sistema de Transmisión Regional, cada uno con su nivel de tensión correspondiente. Luego de la generación y transmisión de la energía eléctrica el ciclo conlleva a la comercialización que involucra el transporte mediante las redes de distribución de baja tensión.

Las líneas de energía eléctrica están diseñadas a partir de parámetros eléctricos y mecánicos de tal manera que cumplan con los requisitos del sistema y las normas estipuladas en el país y la región (según sea el caso). El diseño de los sistemas de distribución también está delimitado por las características físicas del terreno y variables climatológicas de la zona en que se planea construir la línea. Por eso es fundamental realizar un estudio de las condiciones y un reconocimiento de la zona para el trazado de la línea.

Tener fácil acceso a un punto de conexión de la red de distribución existente y seguir una trayectoria recta no es muy común; las desviaciones en la ruta son necesarias al momento de evitar bosques, reservas naturales, aeropuertos, etc. Para ello es necesario disponer de los planos topográficos, mapas viales, curvas de nivel y cartografía que represente todas las regiones que existan así como reservas forestales, edificaciones, etc. También deben cumplir con unas distancias mínimas de seguridad según el RETIE (Artículo 13).

En particular, para este proyecto se presentan a continuación las consideraciones de eléctricas y mecánicas a tener en cuenta, según la norma que aplica en el

departamento de Casanare, dada por ENERCA S.A. E.S.P y basado en las Normas de Diseño de Redes de Distribución de Energía Eléctrica de EBSA S.A E.S.P.

3.1 CÁLCULOS ELÉCTRICOS

Los parámetros requeridos en los cálculos eléctricos y los cuales deben cumplir la normatividad son la regulación de tensión, las pérdidas de potencia y energía.

3.1.1 Regulación de tensión

Es un índice de calidad del sistema, el cual muestra la variación de tensión de la carga con respecto a la tensión del sistema en vacío. Dada por [11]:

$$\% \Delta V = K_v SL$$

Dónde:

$\% \Delta V$ Porcentaje de regulación

K_v Constante de regulación

S Potencia por tramo [kVA]

L Longitud del tramo [m]

El límite de regulación en media tensión para las zonas rurales y urbanas se da en la Tabla 6.

Tabla 6 Limite de regulación en media y baja tensión.
Tomado de [11]

Nivel de tensión [V]	Regulación máxima permisible [%]	
	Sector urbano	Sector rural
13.200	3	3
34.000	2	2
240 - 120	5	7
208 - 120	5	5

La constante de regulación K_v depende de tipo de material del conductor y se define de la siguiente manera [11]:

$$K_v = \frac{R \cos \varphi + X \sin \varphi}{10U^2}$$

Dónde:

- U Tensión de línea del sistema [kV]
- R Resistencia de la línea por fase [Ω /km]
- X Reactancia de la línea por fase [Ω /km]
- φ Angulo de la impedancia

La regulación de tensión para las acometida aéreas no debe superar el en ningún caso el 2%, y para acometidas subterráneas el 3% [11].

3.1.2 Pérdidas de potencia y energía

Es la relación en porcentaje de la potencia en el extremo emisor con respecto al extremo receptor. Representan las pérdidas debidas al efecto Joule que se presentan en la línea de transmisión, están dadas por [11]:

$$\% \Delta P = \frac{3 \times 10^{-4} SL}{D_{total}}$$

- $\% \Delta P$ Porcentaje de pérdidas de potencia
- D_{total} Demanda total [se obtiene de las curvas de demanda]
- S Potencia por tramo [kVA]
- L Longitud del tramo [km]

Los límites de pérdidas de potencia y energía para las redes de media tensión se muestran en la Tabla 7 , y para redes de baja tensión en la Tabla 8.

Tabla 7 Límites de pérdidas de potencia y energía para las redes de media tensión.
Tomado de [11]

Nivel de tensión rural y urbano [kV]	Perdidas de potencia [%]	Perdidas de energía [%]
13,2	2,5	1,5
34,5	2,5	1,5

Tabla 8 Límites de pérdidas de potencia y energía para las redes de baja tensión.
Tomado de [11]

Nivel de Tensión Rural y Urbano [V]	Perdidas de Potencia [%]			Perdidas de Energía [%]		
	Sector Urbano		Sector Rural	Sector Urbano		Sector Rural
	Red Aérea	Red Sub	Red Aérea	Red Aérea	Red Sub	Red Aérea
240 - 120	2,5	2,5	3	2	2	5
208 - 120	2,5	2,5	3	2	2	5
214 - 123						
220 - 127						

Una vez realizados los cálculos eléctricos para la selección del conductor del sistema de distribución en media y baja tensión y que este cumpla con los parámetros requeridos de regulación de tensión, pérdidas de potencia y pérdidas de energía. Se procede a realizar el diseño topológico del sistema y a partir de este realizar los cálculos mecánicos para la selección de posteria, templetes y demás caracteres asociados a estos.

3.2 CÁLCULOS MECÁNICOS

Para los cálculos mecánicos son necesarios algunos parámetros como el vano viento, el vano regulador, el ángulo de deflexión de la línea de acuerdo con el diseño, para con ellos determinar todos los esfuerzos que se presentan. De tal manera que se puede dimensionar el tipo de apoyos y templetes necesarios y así tener un estimado de los costos directos del proyecto.

Los análisis mecánicos han de contemplar cálculos importantes como son los esfuerzos en los apoyos, las tensiones en los conductores y los momentos ejercidos sobre los mismos apoyos; todo esto con el fin de evitar posibles daños a la infraestructura y prevenir accidentes.

3.2.1 Definiciones

3.2.1.1 Apoyos

3.2.1.1.1 Apoyos de alineamiento

Son utilizados con aisladores de suspensión y en tramos de la línea con ángulos de deflexión mínimos, y son estructuras de para el paso de la línea[12].

3.2.1.1.2 Apoyos para ángulo

Son utilizados cuando el ángulo de cambio de dirección es mayor al ángulo mínimo utilizado en las estructura de alineamiento. También se puede utilizar con aisladores de suspensión y estructura de paso; siempre y cuando el ángulo de balanceo de la cadena de aisladores sea mayor al ángulo permitido de distancia de seguridad eléctrica, en este caso es necesario la utilización de una estructura de retención [12].

3.2.1.1.3 Apoyos de retención

Son apoyos con estructuras de retención con el principal objetivo de tener la resistencia mecánica suficiente entre tramos de la línea por seguridad del tendido, también se utilizan en terminales o arranque de línea o donde se quiera sacar alguna derivación de la misma [12].

3.2.1.2 Vano

Es la distancia horizontal entre los cuales el conductor está apoyado.

3.2.1.2.1 Vano regulado

Es un equivalente teórico utilizado para hacer el cálculo de la tensión a la cual se va a tender el conductor, también es la distancia horizontal entre dos estructuras de retención [11], se define de la siguiente manera:

$$a_r = \sqrt{\frac{\sum a_i^3}{\sum a_i^2}} [m]$$

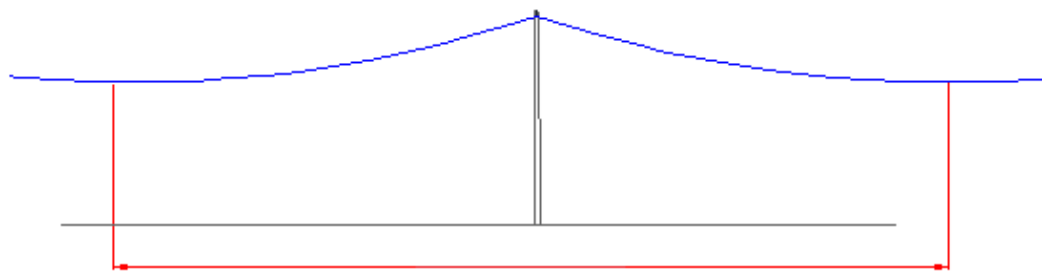
Dónde:

a_i Es la longitud de los vanos que se encuentra entre los apoyos de retención

3.2.1.2.2 Vano peso

Es la distancia horizontal entre los puntos más bajos del conductor a lado y lado de un apoyo (Ver Figura 18).

Figura 18 Vano Peso.



Modificado de [11]

3.2.1.3 Flecha

3.2.1.3.1 Flecha máxima

Distancia vertical máxima en un vano entre el punto más bajo del conductor y la línea recta que une los dos puntos de sujeción, esta distancia se presenta a la condición de temperatura del conductor máxima.

El cálculo de la flecha en terrenos nivelados se realiza a partir de las siguientes ecuaciones [11]:

$$f = h \left[\cosh \frac{a}{2h} - 1 \right] [m]$$

$$f = h \cosh \left(\frac{x_m}{h} \right) \left[\cosh \left(\frac{a}{2h} \right) - 1 \right] [m]$$

$$h = \frac{th}{w} ; x_m = \frac{x_d - x_j}{2}$$

Dónde:

h Parámetro del conductor [m]

a Longitud del vano [m]

th Tensión mecánica horizontal [kg/m.mm²]

w Peso aparente de conductor [kg/m.mm²]

x_m Abscisa media de la longitud horizontal del vano desnivelado [m]

x_d Abscisa extrema derecha de la longitud horizontal del vano desnivelado [m]

x_j Abscisa extrema izquierda de la longitud horizontal de vano desnivelado [m]

3.2.2 Diseño mecánico de redes aéreas

El diseño mecánico de las redes aéreas inicia con unas hipótesis de diseño, a partir de las cuales se planea calcular las tensiones y esfuerzos de los conductores con la ecuación de cambio de estado (Ver Tabla 9,

Tabla 10, Tabla 11, Tabla 12).

Tabla 9 Parámetros para la hipótesis de velocidad del viento máxima.

Tomado de [11]

	$0 \leq h_{snm} < 1000$	$1000 \leq h_{snm} < 2000$	$2000 \leq h_{snm}$
Velocidad máxima del viento [km/h]	100	80	60
Temperatura [°C]	21	15	9

Tabla 10 Parámetros para la hipótesis de temperatura mínima.

Tomado de [11]

	$0 \leq h_{snm} < 1000$	$1000 \leq h_{snm} < 2000$	$2000 \leq h_{snm}$
Velocidad del viento [km/h]	60	48	36
Temperatura mínima [°C]	19	13	4

Los conductores no deben estar sometidos a una tensión mecánica mayor al 40% de su tensión mecánica de rotura.

Tabla 11 Parámetros para la hipótesis de condición diaria.
Tomado de [11]

	$0 \leq h_{snm} < 1000$	$1000 \leq h_{snm} < 2000$	$2000 \leq h_{snm}$
Velocidad promedio del viento [km/h]	15	11	7
Temperatura promedio [°C]	25	19	14

Permite comprobar el cumplimiento de los factores de riesgo de diseño para los conductores. En la condición diaria los conductores no deben estar sometidos a una tensión mecánica mayor al 205 de su tensión mecánica de rotura.

Tabla 12 Parámetros para la hipótesis de temperatura máxima del ambiente.
Tomado de [11]

	$0 \leq h_{snm} < 1000$	$1000 \leq h_{snm} < 2000$	$2000 \leq h_{snm}$
Temperatura máxima [°C]	33	26	24

Se utiliza para realizar el cálculo de la magnitud de la máxima flecha y a partir de esta la altura de la estructura de la red aérea; se recomienda someter al conductor a una tensión mecánica igual a la tensión mecánica soportada en condición diaria durante un intervalo de tiempo, y posteriormente a una sobretensión mecánica igual a la soportada en condición extrema. Se debe considerar la temperatura mínima del conductor igual a 60°C.

3.2.2.1 ESFUERZOS MECÁNICOS

Las estructuras encargadas de soportar los conductores sobre los apoyos están sometidas a diferentes esfuerzos, los ejercidos por los mismos conductores, por el viento; por eso es necesario estudiarlos y realizar un diseño acorde con los parámetros estudiados y los resultados obtenidos.

3.2.2.1.1 Esfuerzos debidos al viento

Se originan por las presiones del viento sobre las estructuras, cables de guarda, aisladores y los conductores; son de tipo normal. Se determina de [12]:

$$\rho = 0,0042V_s^2$$

Dónde

ρ : Presión dinámica del viento [kg/m²]

V_s : Velocidad del viento de diseño [km/h]

3.2.2.1.2 Esfuerzos longitudinales

Está presente en estructuras de retención, terminales y de arranque, debido a las tensiones mecánicas ejercidas por los conductores y cables de guarda.

Estas tensiones se calculan por medio de la ecuación de cambio de estado.

Tomando como dominante una de las hipótesis de forma arbitraria [11].

$$L_2 - L_1 = \alpha L_1 (\theta_2 - \theta_1) + L_1 \frac{t_2 - t_1}{E}$$

$$L_1 = \frac{2th_1}{w_1} \cosh\left(\frac{a_r w_1}{2th_1}\right)$$

$$L_2 = \frac{2th_2}{w_2} \cosh\left(\frac{a_r w_2}{2th_2}\right)$$

$$t_1 = th_1 \cosh\left(\frac{a_r w_1}{2th_1}\right)$$

$$t_2 = th_2 \cosh\left(\frac{a_r w_2}{2th_2}\right)$$

$$E = \frac{E_{al} n_{al} d_{al}^2 + E_{ac} n_{ac} d_{ac}^2}{n_{al} d_{al}^2 + n_{ac} d_{ac}^2}$$

$$\alpha = \frac{\alpha_{al} E_{al} n_{al} d_{al}^2 + \alpha_{ac} E_{ac} n_{ac} d_{ac}^2}{E_{al} n_{al} d_{al}^2 + E_{ac} n_{ac} d_{ac}^2}$$

Dónde:

L	Longitud del conductor [m]
α_{al}	Coficiente de dilatación del aluminio en $^{\circ}\text{C}^{-1}$
α_{ac}	Coficiente de dilatación del acero en $^{\circ}\text{C}^{-1}$
E_{al}	Módulo de elasticidad del aluminio [kg/mm^2]
E_{ac}	Módulo de elasticidad del acero [kg/mm^2]
n_{al}	Numero de hilos de aluminio
n_{ac}	Numero de hilos de acero
d_{al}	Diámetro de un hilo de aluminio [mm]

d_{ac}	Diámetro de un hilo de acero [mm]
w	Peso aparente del conductor [kg/m.mm ²]
th	Tensión mecánica horizontal del conductor [kg/mm ²]
θ	Temperatura para cada hipótesis °C
t	Tensión mecánica del conductor [kg/mm ²]
a_r	Vano regulador [m]

Esfuerzos por cambio de dirección de la línea

Este esfuerzo es debido a los ángulos de deflexión presente en las estructuras de cambio de dirección, existe una resultante en función del ángulo y de los esfuerzos longitudinales y transversales que ejercen los conductores y sus herrajes. El cálculo de esta resultante se realiza de la siguiente manera [11]:

- Para estructuras de paso y suspensión con aisladores de espigo

$$F_{cd} = th1_2 \sin \frac{\beta}{2} + th2_2 \sin \frac{\beta}{2} + F_{VC} \cos \frac{\beta}{2} + F_{ai}$$

- Para estructuras de retención o terminales con cadena de aisladores

$$F_{cd} = th1_2 \sin \frac{\beta}{2} + th2_2 \sin \frac{\beta}{2} + F_{VC} \cos \frac{\beta}{2} + F1_{ai} \cos \frac{\beta}{2} + F2_{ai} \cos \frac{\beta}{2}$$

Dónde:

F_{cd}	Fuerza resultante por el cambio de dirección [kg]
$th1_2$	Tensión mecánica horizontal del vano anterior [kg]
$th2_2$	Tensión mecánica horizontal del vano posterior [kg]
β	Angulo de deflexión [°]
F_{VC}	Carga del viento sobre el conductor [kg]
F_{ai}	Carga del viento sobre los aisladores [kg]
$F1_{ai}$	Carga del viento sobre los aisladores del vano anterior [kg]
$F2_{ai}$	Carga del viento sobre los aisladores del vano posterior [kg]

3.2.2.2 MOMENTOS EN LAS ESTRUCTURAS

Todos estos esfuerzos realizan momentos sobre los apoyos y las estructuras, y es necesario analizarlos para así poder garantizar la integridad física de la red aérea y sus componentes. A dichos momentos se les asigna un factor de seguridad según diferentes casos y estos análisis aplican tanto para condiciones normales como anormales de funcionamiento [11].

Tabla 13 Factores de seguridad.
Tomado de [11]

Descripción	Factor de Seguridad
Estructura en concreto	2,5
Estructura metálica	1,5
Cargas verticales	1,1
Cargas transversales de viento	2
Cargas longitudinales	1,2
Cargas de ángulo	1,5
Cables para templetes	2
Aisladores y herrajes	3

3.2.2.2.1 Momento resistente de la estructura

Es el momento ejercido por la tensión mecánica de trabajo soportada por la estructura a una distancia de 20 cm por debajo de la punta superior de la estructura sin que se presente deformación del apoyo, se determina de la siguiente manera [11]:

$$M_{re} = \frac{T_{rp}}{f_{se}} (L_{et} - L_{ep} - 0.2)$$

Dónde:

M_{re} Momento resistente en la estructura [kg.m]

T_{rp} Tensión mecánica de rotura de la estructura [kg]

L_{et} Longitud de la estructura [m]

L_{ep} Longitud del empotramiento [m]

f_{se} Factor de seguridad

$L_{ep} = 0,1L_{et} + 0,6$ La longitud del empotramiento [m]

3.2.2.2.2 Momento de presión de viento sobre la estructura

Se debe a la presión del viento el cual se aplica en el centroide de la superficie efectiva de la estructura sobre la cual incide el viento [11], su cálculo se realiza por medio de la siguiente ecuación:

$$M_{va} = f_{sva} F_{va} h$$

$$h = \frac{L_{et} - L_{ep}}{3} \left(\frac{\varphi_1 + 2\varphi_2}{\varphi_1 + \varphi_2} \right)$$

Dónde:

M_{va}	Momento debido a la presión del viento [kg.m]
f_{sva}	Factor de seguridad para cargas transversales de viento
F_{va}	Fuerza del viento sobre la estructura [kg]
h	Altura del centroide [m]
φ_1	Diámetro de la estructura a nivel del terreno [m]
φ_2	Diámetro en la cima de la estructura [m]

3.2.2.2.3 Momentos por esfuerzos debidos al cambio de dirección

Es el esfuerzo que se presenta en la parte superior de las estructuras donde se encuentran los amarres de cambio de dirección de la línea [11].

$$M_{cd} = f_{scd} F_{cd} h_{mon}$$

Dónde:

M_{cd}	Momento debido al cambio de dirección [kg.m]
f_{scd}	Factor de seguridad para cargas de ángulo
F_{cd}	Fuerza resultante por cambio de dirección [Kg]
h_{mon}	Altura de montaje de los conductores [m]

SISTEMAS ALTERNATIVOS DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

SISTEMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA: ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

En este capítulo, se describen los sistemas alternativos de suministro energético, los componentes que los conforman y las características de operación de los mismos, enfatizando en el escenario de generación aislada.

Se estudia con cierto detalle la energía solar y su aplicación en generación eléctrica a través de Sistemas Fotovoltaicos, se revisa el principio en que se fundamenta dicho sistema de generación y los dispositivos utilizados.

Este capítulo pretende, junto con el Anexo B, desarrollar una guía conceptual para el diseño de sistemas de generación fotovoltaica, partiendo de los fenómenos físicos involucrados en cada componente del sistema y no simplemente diseños elaborados siguiendo criterios mínimos establecidos por normas.

4.1 SISTEMAS ALTERNATIVOS DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Los sistemas alternativos de suministro de energía eléctrica contemplan todas aquellas formas que proponen una dinámica diferente a la de la red eléctrica tradicional (caracterizada principalmente por una arquitectura unidireccional, vertical en su operación de generación, distribución y consumo, y con grandes centrales de generación aisladas de las cargas).

Estos sistemas involucran principalmente una arquitectura de generación distribuida²⁰, que puede darse bajo dos escenarios: Parque de generación que interactúa con la red eléctrica y alimenta un grupo de cargas o carga puntual, o Parque de generación que alimenta un grupo de cargas o carga puntual de forma aislada.

En ambos escenarios, la generación distribuida busca incrementar el uso de energías renovables potencializando los recursos a nivel local, reducir la emisión de gases de efecto invernadero, reducir el costo energético, minimizar las pérdidas eléctricas y aumentar la eficiencia energética al conjugar diferentes sistemas de generación.

El primer escenario, Parque de generación que interactúa con la red eléctrica primaria, origina lo que se conoce como red inteligente y microred²¹. Supone un flujo bidireccional de la energía donde el usuario final participa en el proceso de producción y consumo, mejorando la calidad y seguridad del servicio al igual que la confiabilidad y los problemas de sobrecarga de la red; la red se vuelve más

²⁰ Generación de energía eléctrica por medio de muchas pequeñas fuentes de energía en lugares lo más próximos posibles a las cargas. (in-situ, descentralizada o dispersa)

²¹ “A diferencia del concepto de red inteligente, la microred puede funcionar tanto conectada al sistema eléctrico principal como desconectado de este, en caso de perturbaciones eléctricas o si la demanda energética así lo permite” [13].

flexible y ello implica sistemas avanzados para la gestión de la generación y consumo[13].

Mientras tanto, el escenario de generación aislada, implica microgeneración²² para autoabastecimiento o para abastecimiento local²³, sin interconexión con la red primaria. Es común implementar este tipo de sistemas en regiones apartadas y zonas no interconectadas, y es apropiado para tales casos, diseñar el sistema incluyendo por lo menos dos tecnologías de generación diferentes, con miras a ofrecer respaldo al usuario ante condiciones ambientales variables o de falla.

Además del sistema de generación (generalmente microturbinas, paneles solares, aerogeneradores y celdas de combustible), los sistemas alternativos de suministro energético en general, contienen en su estructura acumuladores de DC o baterías, reguladores de carga, inversores de tensión para conversión DC-AC, sistemas de transferencia de potencia, sistemas de control, medición y comunicación, y las protecciones necesarias para brindar seguridad a la red eléctrica ante cualquier perturbación o variación inesperada de las condiciones climáticas, fallas por corto circuito o en los equipos.

El uso de unos u otros elementos depende del tipo de sistema, y de las condiciones propias de cada diseño particular. Así, se tienen por ejemplo, diseños con topología de conexión en AC (la distribución de energía se realiza en corriente alterna), otros en DC, y topologías donde coexisten los dos sistemas de conexión y los elementos, de acuerdo a su naturaleza, se conectan al sistema correspondiente. De la topología del sistema depende por ejemplo el uso de inversores.

²² Aunque se entiende por microgeneración aquella menor o igual a 20 kW, se encuentra en bibliografía referente al tema, la consideración de generación a pequeña escala o generación menor hasta 100 kW.

²³ Se entiende por abastecimiento local cuando el parque de generación aislado alimenta más de una carga a través de una red de distribución. Autoabastecimiento hace alusión a sistemas aislados independientes “uno a uno”.

Igualmente, se pueden construir sistemas con o sin almacenamiento de energía. Los sistemas sin almacenamiento producen la energía directamente para su uso y se utilizan a horas específicas. Los sistemas con almacenamiento se diseñan para un tiempo determinado de autonomía.

4.1.1 Elementos que conforman un sistema alternativo de suministro eléctrico

Se hace una descripción de los componentes usados para la solución energética planteada en el numeral 6.2, sus funciones y las principales especificaciones a tener en cuenta al realizar la selección de los mismos, garantizando un funcionamiento eficiente y confiable del sistema.

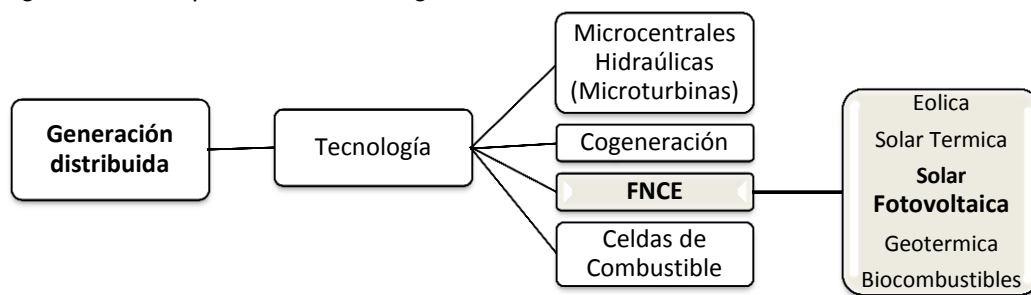
Se presentan los elementos más significativos a la hora del cálculo del sistema fotovoltaico, ya que los equipos que corresponde a medición, control y protecciones se usan en general, como en cualquier otro sistema y su incorporación en el diseño dependen de los requerimientos y fines de la instalación.

4.1.1.1 Sistemas de generación distribuida

En la

Figura 19 se muestran las diferentes fuentes de generación distribuida, cada una de las cuales implica el desarrollo de diferentes tecnologías o interfaces electrónicas para su aprovechamiento. La instalación de cada uno de estos sistemas de generación depende en gran medida de las condiciones climáticas y ubicación geográfica del lugar donde se implementa el sistema.

Figura 19 Principales sistemas de generación distribuida



De los sistemas de generación alternativa, el estudio se centra en la generación solar fotovoltaica debido al alto potencial que el país tiene de este recurso.

Los paneles fotovoltaicos transforman directamente la energía solar en electricidad mediante células fotovoltaicas, obteniéndose una salida de corriente continua. Este proceso se basa en la aplicación del efecto fotovoltaico, que se produce al incidir la luz sobre el material semiconductor del que está hecho la celda, generando un flujo de electrones en el interior del material, que es aprovechado para obtener energía eléctrica. (El [Anexo B2](#) presenta información detallada sobre el principio aplicado en los módulos solares).

Las siguientes son las características de fábrica que definen un panel fotovoltaico:

- **Potencia Nominal $W_P[W]$** : Valor de potencia del panel bajo condiciones específicas (Standard Test Conditions –STC²⁴).
- **Tensión de circuito abierto $V_{oc}[V]$** : Es el valor máximo de tensión en los extremos de la celda sin que se encuentre conectada a alguna carga
- **Corriente de cortocircuito $I_{sc}[A]$** : es el máximo valor de corriente que circula por la celda fotovoltaica Teniendo cortocircuitado la salida de tensión de la celda.
- **Tensión Máxima $V_M[V]$**
- **Corriente Máxima $I_M[A]$**
- **Eficiencia $\eta[\%]$** : índice que representa la cantidad de energía solar que es convertida a energía eléctrica. Se calcula como el cociente entre la máxima

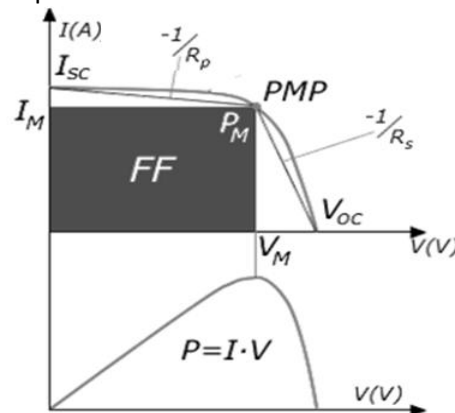
²⁴ Las condiciones específicas STC normalmente corresponden a: radiación solar de $1000[W/m^2]$, temperatura de operación de $25^\circ C$.

potencia eléctrica que suministra la celda y la irradiancia²⁵ incidente sobre ésta. Definida bajo las características especificadas por el fabricante bajo STC.

$$\eta = \frac{I_M V_M}{\text{Irradiancia}_{\text{Incidente}} * \text{Area}}$$

- **Punto de máxima potencia (MMP):** es el punto de trabajo en el cual la celda fotovoltaica entrega su máxima potencia a la carga, se presenta cuando la tensión y la corriente son máximas. Ver
- Figura 20.

Figura 20 Punto de máxima potencia.



Tomado de [14].

- **Factor de forma (FF)²⁶:** Es la relación entre la potencia máxima entregada a la carga y el producto de la tensión de circuito abierto la corriente de cortocircuito.

$$FF = \frac{I_M V_M}{V_{oc} I_{sc}}$$

Es importante a la hora de escoger un panel examinar la curva I-V que proporciona cada fabricante en sus hojas técnicas y la influencia de la temperatura en la corriente y tensión del módulo (ver

²⁵ La irradiancia es la intensidad de luz solar o magnitud de potencia que incide sobre determinada área, sus unidades son [W/m²]

²⁶ El factor de forma –FF es un parámetro que me permite moldear la onda que obtengo del panel, cada forma de onda tiene un FF típico. Dicho de otro modo, muestra cuánto se aleja la onda obtenida de un valor constante $V_{oc} I_{sc}$.

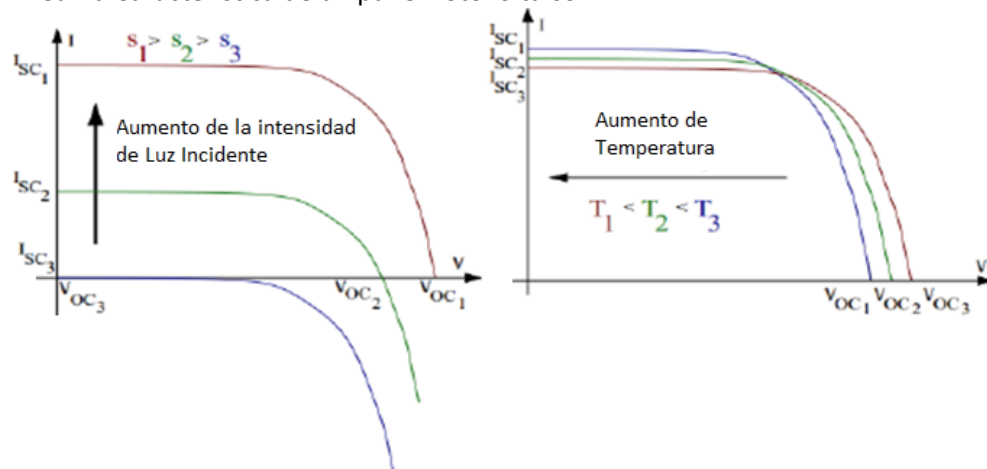
Figura 21).

Con la curva I-V se pueden determinar los puntos de operación eléctrica del módulo para diferentes temperaturas, y se examina desde ellas la eficiencia al trabajar con sistemas seguidores del punto máximo.

El aumento de temperatura hace aumentar ligeramente la corriente y en mayor medida, disminuir la tensión de salida del módulo, haciendo menor el rendimiento de la celda²⁷ (ver

Figura 21).

Figura 21 Curva Característica de un panel Fotovoltaico I-V.



Tomado de [15]

Los paneles se conectan en serie, en paralelo o en serie-paralelo, en función de los valores de tensión e intensidad deseados para el sistema de generación. Cabe anotar que se usan en conjunto con otros equipos para mejorar sus condiciones de trabajo, entre estos se tienen: Concentrador solar, Reflector y Seguidor solar.

²⁷ Aumento de temperatura hace que la intensidad de corto circuito aumenta levemente, se disminuye la tensión de circuito abierto aproximadamente 2,3 [mV/°C] y por consiguiente el factor de forma disminuye.

4.1.1.2 Acumulador DC o batería

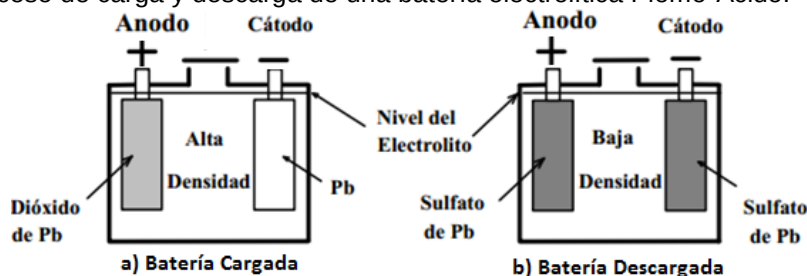
Se utilizan comúnmente acumuladores o baterías para almacenar la carga generada por los sistemas que dependen de condiciones variables, la batería recibe entonces energía fluctuante que almacenan y entregan de manera constante.

La tecnología más común y asequible consiste en baterías electroquímicas, que usan dos electrodos metálicos inmersos en un medio llamado electrolito que dan lugar a un proceso químico reversible llamado reducción-oxidación (redox)²⁸. En el proceso un electrodo se reducen (pierde electrones) mientras el otro se oxida (gana electrones) y el electrolito es el medio conductor de los electrones.

En el proceso de carga de la batería se convierte la energía eléctrica en energía química, mientras en el proceso de descarga la energía química se convierte en eléctrica. La corriente de carga (procedente de un generador) provoca reacciones químicas en los electrodos, que se revierten al conectar una carga eléctrica a la batería, haciendo circular una corriente a través de ésta, en dirección opuesta a la a la corriente de carga. (Puede verse un ejemplo general del proceso en la

Figura 22).

Figura 22. Proceso de carga y descarga de una batería electrolítica Plomo-Ácido.



²⁸ Cualquier reacción química es acelerada cuando la temperatura se incrementa y es retardada cuando ésta disminuye, sin embargo, las fluctuaciones de temperatura ambiental en la región de Casanare no repercuten en cambios considerables para el comportamiento de este dispositivo.

Tomado de [16]. Cuando la batería está cargada, el electrodo positivo tiene un depósito de dióxido de plomo y el negativo es plomo. Al descargarse, la reacción química que toma lugar hace que, tanto la placa positiva como la negativa, tengan un depósito de sulfato de plomo.

En principio el ciclo de carga-descarga puede ser repetido indefinidamente, sin embargo en la práctica existen limitaciones para el máximo número de ellos, ya que los electrodos pierden parte del material con cada descarga, y es esto lo que determina principalmente la vida útil de la batería²⁹.

Una batería se define principalmente bajo tres características:

– **Capacidad: C [Ah]**

Se refiere a la capacidad de descarga o máxima corriente que puede sostener la batería durante un tiempo determinado. Esta cantidad es un valor que se deriva de un régimen de descarga especificado por el fabricante, y corresponde a la cantidad de electricidad que puede lograrse en una descarga hasta un valor especificado del acumulador partiendo de un estado de carga total del mismo[16], [17].

Se mide en amperes por hora [Ah] y se calcula como el producto de la intensidad de descarga del acumulador durante el tiempo en el que se está actuando.

El proceso de prueba estandarizado para baterías solares, indica que la descarga constante se da hasta reducir del 100% al 80% la energía de la misma en un número “n” de horas, el valor de esta corriente constante multiplicado por las horas de duración de la prueba es el valor en Ah de la batería³⁰.

²⁹ La diferencia funcional entre diferentes tipos de baterías obedece al uso de diferentes electrolitos y electrodos metálicos. Dentro de un mismo tipo de batería, la diferencia funcional es el resultado del método de fabricación.

³⁰ Una batería podrá suministrar su valor en amperes durante el tiempo en horas que se especifica la prueba, es válido su funcionamiento para valores inferiores de amperes durante un correspondiente mayor número de

- **Cantidad de energía que puede almacenar: $E_{max}[Wh]$**

$$E_{max}[Wh] = V_{NB} * C$$

Donde C corresponde a la Capacidad y V_{NB} el voltaje nominal de la batería. El voltaje en la batería depende del estado de carga y de la temperatura del electrolito, el voltaje nominal es aquel que se garantiza cumpliendo con las condiciones de carga establecidas; una sobrecarga o niveles por debajo de la profundidad de descarga de la batería contribuyen a elevar o disminuir el nivel de tensión a la salida de la batería incurriendo en problemas de regulación para la instalación, por este motivo deben instalarse reguladores.

- **La profundidad de descarga que puede sostener: PD [%]**

Dado en forma porcentual, representa la cantidad de energía que puede extraerse de una batería manteniendo su nivel de tensión, corresponde con el nivel máximo de descarga que se le permite a la batería antes de la desconexión del regulador (ver 4.1.1.3 Regulador de Carga).

Si C es la capacidad total de la batería, la capacidad disponible C_{dB} corresponde a la capacidad real manteniendo la profundidad de descarga.

$$C_{dB} = PD * C$$

Ligado a ello viene el concepto de autonomía, que indica, bajo un régimen estacional de descarga, el número de días (1día=24h) que podría la batería estar descargándose aislada del sistema de generación. C100 significa por ejemplo, que tiene una autonomía de 100 horas entregando una corriente estacionaria especificada en C .

horas, pero nunca valores superiores por menos horas ya que el proceso químico que tiene lugar restringe esta condición.

La configuración de las baterías se diseña de manera que se pueda mantener la tensión de operación mientras se proporciona la potencia necesaria para el funcionamiento de la carga, sin sobrepasar los límites mínimos de almacenamiento de las baterías, según las características definidas por los fabricantes. El número total de baterías dependerá del consumo promedio en amperes-hora [Ah] y el número de días de autonomía que se estime conveniente.

4.1.1.3 Regulador de carga

Un regulador de carga es un dispositivo electrónico cuya función principal es evitar situaciones de sobrecarga (en el caso fotovoltaico por picos de irradiancia o cambios de temperatura que hacen variar el comportamiento del panel) y sobredescarga (por exceso de consumo) de las baterías, con el fin de alargar su vida útil³¹. Se emplea además para proteger las cargas en condiciones extremas de operación y brindar información al usuario.

Existen básicamente dos clases de reguladores de carga, la diferencia principal entre ellos es la posición del dispositivo de corte empleado para limitar la sobrecarga en la batería. Los reguladores "serie"³² interrumpen la conexión entre el generador solar y la batería, mientras que los reguladores "paralelo" (o "shunt") cortocircuitan al generador solar[17].

Hay además, dos tipos básicos de estrategias de control: los controladores "on-off" donde se interrumpe totalmente la corriente de carga cuando se alcanza el "voltaje de fin de carga", y los controladores con "modulación del ancho de pulso" (PWM), que recurren a reducir gradualmente la corriente de carga cuando se alcanza el "voltaje de fin de carga", manteniendo así el voltaje constante e igual a este valor[17].

³¹ La función de regulación de carga idealmente debería depender directamente del estado de carga en la batería. Actualmente existen dispositivos que permiten realizar esta función, pero son complejos y su elevado costo limita su uso en sistemas FV domésticos. Los reguladores que se emplean generalmente atienden el voltaje de la batería

³² El regulador serie puede entenderse de un modo sencillo como un interruptor (con un diodo que limita el paso de corriente en sentido contrario), cerrado y conectado en serie entre el panel y batería para el proceso de carga y abierto cuando la batería está totalmente cargada.

Ambos tipos de reguladores y de estrategias de control son adecuadas para sistemas FV, y no se producen diferencias significativas en la vida útil de la batería por el empleo de uno u otro de estos métodos

4.1.1.3.1 Gestión de la batería

Figura 23 Proceso de carga y descarga del acumulador o batería, vistos desde el regulador de carga (dispositivo que gestiona los dos procesos).

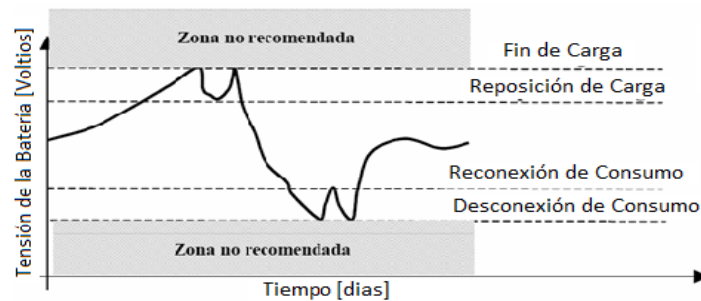


Imagen adaptada de [17].

Proceso de carga de la batería (Ver Figura 23)

El dispositivo debe garantizar un nivel suficiente del acumulador y evitar situaciones de sobrecarga, dicho control se ejerce a partir dos parámetros: “Voltaje de fin de carga V_{CarFin} ” y “Voltaje de reposición V_{CarRep} ”³³. Se siguen las siguientes recomendaciones a la hora de fijar estos parámetros:

- **Voltaje de fin de carga V_{CarFin}**

Limita la corriente de carga de la batería cuando el voltaje en la misma alcanza un valor definido. Su valor debe estar en el rango de 2,3 a 2,4 V/Vaso a 25°C.

- **Voltaje de reposición V_{CarRep}**

Voltaje en que se restablece la corriente de carga de la batería. Su valor debe estar en el rango de 2,15 a 2,2 V/Vaso a 25°C.

³³ La selección de los voltajes de fin de carga y reposición representa un compromiso entre asegurar la carga completa de la batería y evitar la corrosión de las rejillas y el excesivo consumo de agua.

– **Corriente de Carga de la Batería I_{BCar}**

La corriente máxima de entrada al regulador para la carga de la batería depende de la corriente máxima que pueda producir el sistema de generación. En el caso de generadores fotovoltaicos, para tener en cuenta los posibles picos de irradiancia o los cambios de temperatura, es recomendable que, a la hora de escoger el regulador, sea aquel con un 15-25% superior a la corriente de cortocircuito que le puede llegar del sistema de generación.

$$I_{BCar} = 1,25 I_{GFVsc}$$

I_{GFVsc} : Corriente de corto circuito del generador fotovoltaico

Proceso de descarga de la batería (Ver Figura 23)

La función del dispositivo en este proceso es asegura el suministro diario necesario y evitar la descarga excesiva de la batería, ya que procede a desconectar la carga de la batería, reconectándose nuevamente cuando la batería restablezca un nivel óptimo. Para el proceso se fijan los siguientes parámetros:

– **Voltaje de desconexión de carga³⁴ V_{Desc}**

Límite de voltaje en que se interrumpe el suministro de energía a las cargas desde la batería. Este voltaje corresponder al valor máximo de la profundidad de descarga definido para la batería a una corriente, en amperes, igual al consumo diario (en amperes-hora).

– **Voltaje de reconexión de carga V_{Rec}**

Voltaje limite en que se reanuda la conexión de la carga, tras una desconexión dada por V_{Desc} . El “voltaje de reconexión de carga” debe ser 0,08 V/vaso superior al voltaje de “desconexión de carga”.

³⁴ Los voltajes de desconexión y reconexión de carga deben adaptarse a cada tipo de batería. No es posible establecer una relación universal entre voltaje y estado de la carga en la batería. V_{Desc} está ligado a la profundidad de descarga de la batería “PD” Ver 4.1.1.2

– **Corriente de descarga de la batería I_{BDes}**

La corriente máxima de salida del regulador para la descarga de la batería depende de la corriente máxima de la carga eléctrica proyectada. Se tiene en cuenta posibles picos de suministro con un factor de incremento entre 15-25%.

$$I_{BDes} = 1,25 I_{LT}$$

I_{LT} : corriente de todas las cargas encendidas a tensión nominal

4.1.1.3.2 Gestión de la carga

La situación potencialmente más peligrosa, tanto para el regulador de carga como para las cargas, es la operación sin baterías. Por lo que el regulador debe ser capaz de operar sin batería, con el generador en condiciones estándar y bajo cualquier nivel de carga permitida. Para proteger las cargas, el voltaje de salida del regulador en estas condiciones no deberá ser mayor que 1,3 veces el voltaje nominal

Se listan en la Tabla 14 otras consideraciones a tener en cuenta fuera de los parámetros eléctricos ya mencionados (estos parámetros deben garantizarse en la instalación, por tanto si el equipo regulador no los incluye, deben instalarse por separado).

Tabla 14 Otros Parámetros a considerar para la selección del Regulador.
Datos tomados de [17]

El “voltaje de fin de carga” y el “voltaje de reposición” deben tener una precisión del 1% ($\pm 20\text{mV/vaso}$, o $\pm 0,48\text{ V}$ para $V_{NB} = 48$).
Si se utilizan relés electromecánicos, la reposición de la carga debe retardarse entre 1 y 5 minutos
Si se espera que las temperaturas ambientales en las cercanías del regulador varíen más que $\pm 10^\circ\text{C}$ a lo largo del año, se requiere un circuito de compensación de temperatura que realice una corrección de -4 a $-5\text{ mV/}^\circ\text{C/vaso}$
Debe existir protección contra descargas profundas. La inhibición manual de esta protección no está permitida.
Los voltajes de desconexión, reconexión y alarma deben tener una precisión de $\pm 1\%$ (± 20

mV/vaso, o $\pm 0,48V$ batería de 48 V) y permanecer constantes en todo el rango de posible variación de la temperatura ambiente.

Las caídas internas de tensión del regulador, entre los terminales de la batería y los del generador, deben ser inferiores al 4 % de la tensión nominal, en las peores condiciones de operación (todas las cargas apagadas y máxima corriente procedente del generador fotovoltaico).

Entre los terminales de la batería y los del consumo, deben ser inferiores al 4 % del voltaje nominal en las peores condiciones de operación (todas las cargas encendidas y sin corriente alguna procedente del generador fotovoltaico).

El consumo energético parásito diario del regulador en condiciones normales de operación no debe exceder el 3% del consumo diario considerado en el diseño

Debe estar protegido contra polaridad inversa tanto en la línea del generador como en la de la batería.

Se debe proteger contra sobretensiones por medio de un supresor de sobrevoltajes, instalado entre ambos polos de la entrada correspondiente al generador fotovoltaico y de la salida correspondiente a las cargas.

El regulador requiere además protección contra posibles daños provocados por impactos mecánicos y por condiciones ambientales adversas. El grado de protección debe guardar relación con el tipo de instalación de que se trate. IP 32 puede ser aceptable para instalaciones interiores mientras que IP 54 debe ser siempre obligatoria para instalaciones exteriores (normas IEC 529 o DIN 40050).

Vida útil igual o superior a la de la batería

4.1.1.4 Sistema de adaptación de corriente (Inversor)

La función del sistema de adaptación de corriente es adecuar las características de la energía generada a las demandadas por las aplicaciones de la instalación.

Un inversor es un sistema de conmutación electrónica que transforma la corriente continua (CC), por ejemplo la generada en paneles solares, acumuladores o baterías, en corriente alterna (CA).

Los inversores modernos generan una onda de salida sinusoidal pura o casi pura con bajo contenido de armónicos y con un mínimo error en la frecuencia, mediante un proceso llamado modulación por anchura de pulsos (PWM).

Se distinguen varios tipos de inversores: por un lado, los *inversores de onda sinusoidal* y los *grid-off* que son capaces de reproducir una onda alterna sinusoidal pura, poseen circuitería interna de control para mantener las rangos de tensión y frecuencia dentro de los parámetros considerados estándares y admisibles.

Igualmente se tienen los *inversores autoconmutados*³⁵ y *grid-tied* generan una onda sinusoidal compatible con la red y concordante en tensión, fase y frecuencia; los autoconmutados poseen circuitería interna y usan la misma tecnología que los sinusoidales mientras los grid-tied necesitan como entrada la señal de la red para poder operar.

El dimensionamiento del inversor (DC/AC) se realiza en base al pico máximo de potencia que se estima en el consumo de AC, las principales características a considerarse son:

- La tensión de entrada
- Máxima potencia que puede manejar: corresponde a la potencia que el inversor puede suministrar en forma continua, válido si no se sobrepasa la máxima temperatura ambiente especificada, se tiene el voltaje requerido mínimo en la entrada de CC, y la carga que se conecta es resistiva o casi resistiva. Si se conectan motores, balastos u otras cargas inductivas la onda de voltaje y corriente se desfasan y cambia el factor de potencia, por lo que la potencia real que el inversor puede manejar disminuye.
- Margen de sobrecarga permisible: máxima potencia que el aparato puede tolerar durante un lapso de tiempo específico
- Potencia, tensión y forma de la onda de la salida
- Frecuencia de trabajo y máximo error de frecuencia.
- Eficiencia de transformación (generalmente cercana al 85%)

³⁵ Los inversores autoconmutados y grid-tied son utilizados en las microrredes debido a su capacidad de producir una señal eléctrica compatible con la de la red. El primero de ellos en los casos donde es necesario, al desconectar la red principal, proporcionar potencia a la carga mediante otros sistemas de generación sin detener el suministro. Los grid-tied son usados en casos donde se requiera detener la operación al ocurrir una falla en la red.

- Rango de temperatura ambiente de trabajo
- Montaje Mecánico
- Diámetro máximo permisible de los conectores de CC
- Protecciones automáticas

PARTE II. DESARROLLO DEL PROYECTO

Esta Parte del documento contiene la implementación de la propuesta “GUÍA PARA LA GESTIÓN DE ESTRUCTURACIÓN DE PROYECTOS EN INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA” (presentada en el literal 2.6.3), en el desarrollo de una solución viable para la ampliación de la cobertura en una zona no interconectada del departamento de Casanare. Se plantean las alternativas y se desarrolla la estructuración del proyecto.

**FASE I: IDENTIFICACIÓN Y SELECCIÓN DE PROYECTOS PARA EL
DEPARTAMENTO DE CASANARE Y DIAGNÓSTICO DE LA ZONA DE
INTERVENCIÓN.**

En este capítulo se desarrollan los tres procesos que conciernen a la Fase I “Identificación y selección de proyectos” de la guía expuesta en el literal 2.6.3.

Al finalizar, se obtiene un diagnóstico del problema y la zona de influencia, junto con las alternativas energéticas viables para solucionarlo, y en base a ellas plantear la estructuración.

5.1 PROCESO 1: IDENTIFICACIÓN DE PROYECTOS EN LA REGIÓN

La identificación de proyectos hace referencia a establecer un listado de proyectos de infraestructura eléctrica que han sido solicitados, programados o estructurados y que no se han implementado en la región de Casanare.

Estos proyectos obedecen a problemáticas energéticas relacionadas con la cobertura y la confiabilidad del servicio, por lo que se admite en el listado aquellos relacionados con estructuración y ejecución o inversión, total o parcial y mediante alternativas tradicionales o formas no convencionales de energía.

Para ello, se consulta al operador de red (Empresa de Energía de Casanare – ENERCA), a los entes territoriales (Gobernación y Alcaldías mediante sus secretarías de planeación y a través en los bancos de programas y proyectos de inversión departamental –BPID y municipal –BPIM), y se indaga en juntas de acción comunal y con líderes regionales.

Las solicitudes, propuestas y proyectos encontrados son diagnosticados, es decir, se estipula su grado de avance, cobertura, tiempo y costo requerido para dar solución a la problemática planteada, y en base a ello son calificados. Los resultados para el departamento de Casanare pueden verse en el literal 5.3.

5.2 PROCESO 2: SELECCIÓN DE PROYECTOS PROMISORIOS EN LA REGIÓN. METODOLOGÍA PARA LA VALORACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE LOS PROYECTOS VIABLES DE ESTRUCTURACIÓN

Los proyectos son calificados atendiendo a los criterios de cobertura y estado de avance o requerimientos para la estructuración. Ambos criterios tienen igual peso y se evalúan a través de la matriz que se observa en la Figura 24.

Cada criterio se califica de manera separada y para ello se asigna una puntuación de cero (0) a cinco (5) según las tablas de calificación previamente estipuladas.

5.2.1 Cobertura

Se evalúa el número de viviendas beneficiadas con el proyecto, y para hacerlo se tiene en cuenta la

Tabla 15 establecida por el IPSE.

Tabla 15. Calificación estipulada para evaluar cobertura.
Fuente Convenio UIS-IPSE

Calificación Cobertura	Número de Usuarios		Calificación
	Min	Max	
	0	10	1
	11	20	2
	21	30	3
	31	40	4
	41		5

5.2.2 Estado de avance o estructuración

Para este criterio se toma el promedio ponderado de la evaluación a cinco aspectos dentro de la estructuración. Los cinco aspectos se muestran con su ponderación en la

Tabla 16, y cada una de sus calificaciones en la

Tabla 17 y la Tabla 18.

Tabla 16. Aspectos para valorar el estado de avance y su correspondiente peso asignado.
Fuente Convenio UIS-IPSE

ESTRUCTURACION Ó ESTADO DE AVANCE	
Costo de la estructuración	50%
Tiempo de la estructuración	5%
Requisitos preinversión	35%
Requisitos inversión	5%
Requisitos fondo de financiación	5%

Tabla 17. Calificación Estipulada para evaluar cobertura.
Fuente Convenio UIS-IPSE

Calificación Costos Estructuración	Rango de Costos \$		Calificación
	Min	Max	
	0	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

Tabla 18. Calificación Estipulada para evaluar cobertura.
Fuente Convenio UIS-IPSE

Calificación Tiempo de Estructuración Meses	Rango de Meses		Calificación
	Min	Max	
	0,0	1,0	5
	1,1	2,0	4
	2,1	3,0	3
	3,1	4,0	2
	4,0		1

5.2.3 Matriz para la valoración

Luego de tener las calificaciones, éstas 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 manera que se muestra en la Figura 24.

Así, los proyectos mejor posicionados son aquellos que se encuentran en la esquina superior derecha.

Figura 24. Matriz para la valoración y priorización de los proyectos de estructuración



. Fuente Convenio UIS-IPSE.

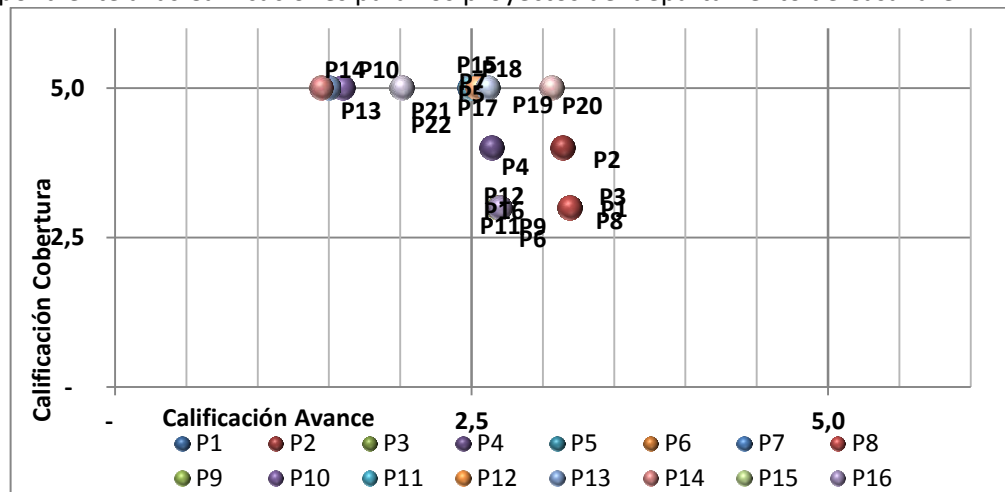
5.3 RESULTADOS DEPARTAMENTO DE CASANARE

Tabla 19. Listado Proyectos Identificados en Casanare.

Fuente: Grupo de Trabajo UIS-IPSE

N° PROY	Municipio	Numero Usuarios	Calificación Avance	Calificación Cobertura	TIEMPO- MESES Estructuración
PROY 1	Tamara	20	3,2	3	3,1
PROY 2	Hato Corozal	38	3,1	4	3,1
PROY 3	Hato Corozal	28	3,2	3	3,1
PROY 4	Hato Corozal	37	2,6	4	3,8
PROY 5	Hato Corozal	47	2,5	5	3,8
PROY 6	Paz de Ariporo	29	2,7	3	3,8
PROY 7	Paz de Ariporo	50	2,5	5	4,0
PROY 8	Maní y Orocue	19	3,2	3	3,1
PROY 9	Pore, San Luis	23	2,7	3	3,8
PROY 10	Hato Corozal	640	1,6	5	2,7
PROY 11	Maní	30	2,7	3	4,0
PROY 12	Paz de Ariporo	30	2,7	3	4,0
PROY 13	Recetor	150	1,5	5	4,9
PROY 14	Hato Corozal	170	1,4	5	5,3
PROY 15	Tamara	50	2,5	5	4,7
PROY 16	Nunchia	30	2,7	3	4,2
PROY 17	Orocue	65	2,5	5	4,9
PROY 18	Chameza	57	2,5	5	3,6
PROY 19	Orocue	81	2,6	5	3,6
PROY 20	Villanueva	42	3,1	5	3,1
PROY 21	Villanueva	82	2,0	5	4,7
PROY 22	Villanueva	73	2,0	5	4,7

Figura 25. Matriz para la valoración y priorización de los proyectos de estructuración, correspondiente a las Calificaciones para los proyectos del departamento de Casanare.



Fuente: Autores

Los listados finales generados tras el proceso de calificación y la información recolectada que los soporta, son presentados ante el Ministerio de Minas y Energía, y siendo el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas –IPSE la entidad encargada de planear y promover las soluciones energéticas para las zonas no interconectadas, es también la encargada de emitir el concepto de favorable, tras su revisión, a los proyectos que obtuvieron los mayores puntajes³⁶.

Los proyectos con concepto favorable continúan su desarrollo mediante los pasos propuestos en la Tabla 4 “GUÍA PARA LA GESTIÓN DE ESTRUCTURACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN EN INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA”, de acuerdo a la etapa en que se encuentren. Estos Proyectos conforman el listado de proyectos promisorios, y para el caso de Casanare se presentan en la Tabla 20.

Tabla 20. Listado proyectos promisorios departamento de Casanare

N° PROY	Municipio	Nombre	Vereda
PROY 01	Támara	“CONSTRUCCIÓN DE SISTEMA DE ENERGÍA PARA VIVIENDAS RURALES DEL MUNICIPIO DE TÁMARA EN LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS DEL DEPARTAMENTO DE CASANARE”	El Alton, San Pedro, San Cayetano, Santo Domingo, Cizareque, La Laja, Las Isabeles, Las Garzas, Campo Hermoso y Barro negro .
PROY 08	Maní	“CONSTRUCCIÓN DE SISTEMA DE ENERGÍA VIVIENDAS RURALES DEL MUNICIPIO DE MANÍ EN LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS DEL DEPARTAMENTO DE CASANARE”	Corea
PROY 20	Villanueva	“AMPLIACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN EN LA VEREDA FLOR AMARILLO DEL MUNICIPIO DE VILLANUEVA.”	Flor Amarillo
PROY 22	Villanueva	“AMPLIACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS DEL MUNICIPIO DE VILLANUEVA.”	Caracolí, Colmena, San Agustín (corregimiento), Triunfo, Baquetas, El Encanto y Puerto Rosales.

³⁶ Se priorizó el criterio de estructuración

Después de obtener el listado de proyectos promisorios, es compromiso de la Universidad Industrial de Santander³⁷, desarrollar todas las fases requeridas para la estructuración (corregir, completar o diseñar) de dichos proyectos y llevarlos hasta su formulación ante los fondos de financiación para ello dispuestos.

En este orden de ideas, los proyectos promisorios para el departamento de Casanare han sido estructurados en el desarrollo de la práctica empresarial en que se enmarca éste proyecto de grado, sin embargo, sólo el proyecto 01 del municipio de Támara, ver Tabla 20, es objeto del presente libro.

5.4 PROCESO 3: IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA, DIAGNOSTICO DE LAS ZONAS OBJETO DE INTERVENCIÓN Y PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN.

Con este proceso se genera una base de datos de los proyectos seleccionados y delimitados para el departamento de Casanare (cuatro en total que pueden verse en la Tabla 20), a través del diligenciamiento de la Ficha de Estadísticas Básica de Inversión³⁸–EBI Fase Diagnóstico para cada proyecto. En estas fichas se pretende alinear cada proyecto con los planes de desarrollo nacional, departamental y municipal.

La Ficha EBI-Diagnóstico del Proyecto 01 del municipio de Támara puede verse en al [Anexo A2](#), y se presenta en lo que resta de éste capítulo la información relevante que contextualiza los estudios técnicos a desarrollar en el Capítulo 6: “Estructuración de Proyectos seleccionados. Planteamiento y Preparación de las Alternativas de solución”.

³⁷ Contrato interadministrativo No. 051 de 2013, firmado entre el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas –IPSE- y la universidad Industrial de Santander –UIS.

³⁸ Ficha esquemática que contiene la información básica de un proyecto de inversión. Esta información es soportada en todos los casos por los estudios pertinentes exigidos para cada caso: medioambientales, técnicos y financieros.

5.4.1 Presentación y localización del proyecto seleccionado para estructurar en la presente tesis.

El presente proyecto, ver Tabla 21, comprende la electrificación de 20 viviendas, cuyas coordenadas se muestran en la Tabla 22, que hacen parte de las zonas no interconectadas del departamento de Casanare y requieren de una opción para mejorar su necesidad de energía eléctrica asociada a un bajo desarrollo económico, social y político.

Tabla 21. Proyecto a estructurar en el presente trabajo de grado, tras la etapa de selección³⁹.
Fuente: Autores

NOMBRE DEL PROYECTO	“CONSTRUCCIÓN DE SISTEMA DE ENERGÍA PARA VIVIENDAS RURALES DEL MUNICIPIO DE TÁMARA EN LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS DEL DEPARTAMENTO DE CASANARE”
DEPARTAMENTO	CASANARE
MUNICIPIO	TAMARA
VEREDAS	El Alton, San Pedro, San Cayetano, Santo Domingo, Cizareque, La Laja, Las Isabeles, Las Garzas, Campo Hermoso y Barro negro.

Tabla 22. Población beneficiada.
Fuente: Autores

³⁹ La Calificación Obtenida en el proceso de selección puede verse en el **Anexo A2**

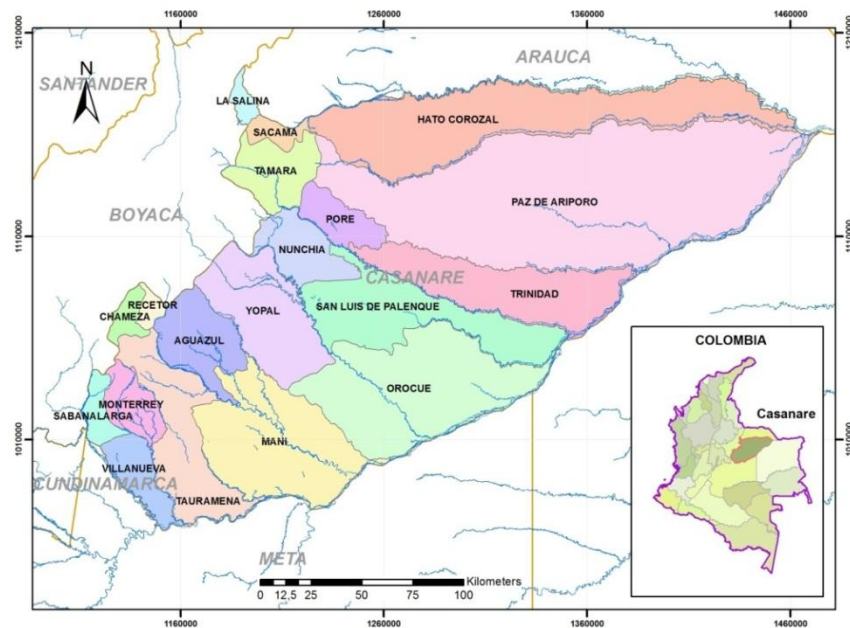
N° DE USUARIO	VEREDA	NORTE	ESTE	COTA	GEOREFERENCIA
Usuario 1	LA LAJA	1136128	882956	855	N5 49 34.3 W72 08 03.1
Usuario 2	LAS ISABELES	1133449	882683	634	N5 48 07.1 W72 08 11.8
Usuario 3	SAN PEDRO	1128627	876605	650	N5 45 29.8 W72 11 29.0
Usuario 4	LAS GARZAS	1126902	876057	614	N5 44 33.6 W72 11 46.7
Usuario 5	LAS GARZAS	1129015	874066	528	N5 45 42.2 W72 12 51.5
Usuario 6	GARZAS	1127277	873143	708	N5 44 45.6 W72 13 21.4
Usuario 7	SAN PEDRO	1126025	872892	723	N5 44 04.8 W72 13 29.5
Usuario 8	EL ALTON	1134640	874340	654	N5 48 45.3 W72 12 43.0
Usuario 9	SANTO DOMINGO	1133815	872612	972	N5 48 18.4 W72 13 39.1
Usuario 10	SANTO DOMINGO	1133453	872519	1066	N5 48 06.6 W72 13 42.1
Usuario 11	SAN CAYETANO	1145228	878468	1000	N5 54 30.2 W72 10 29.5
Usuario 12	SAN CAYETANO	1145087	877078	970	N5 54 25.5 W72 11 14.7
Usuario 13	SAN CAYETANO	1146670	878344	1294	N5 55 17.1 W72 10 33.7
Usuario 14	CIZAREQUE	1148645	882898	1121	N5 56 21.7 W72 08 05.7
Usuario 15	CIZAREQUE	1147617	882518	1099	N5 55 48.2 W72 08 18.0
Usuario 16	CIZAREQUE	1148708	881421	1228	N5 56 23.6 W72 08 53.7
Usuario 17	CAMPO HERMOSO	1147724	886512	598	N5 55 51.9 W72 06 08.2
Usuario 18	CIZAREQUE	1147959	886478	561	N5 55 59.6 W72 06 09.3
Usuario 19	CAMPO HERMOSO	1147091	886214	539	N5 55 31.3 W72 06 17.8
Usuario 20	BARRONEGRO	1155100	886065	879	N5 59 52.0 W72 06 23.2

El Departamento del Casanare está situado en el oriente del país, en la región de la Orinoquía, localizado entre los 04°17'25" y 06°20'45' de latitud norte y los 69°50'22" y 73°04'33" de longitud oeste. Con una extensión superficial de 44.640 km² la cual corresponde al 3,91% del total del área nacional y un poco menos de 1/5 de la región de la Orinoquia (17.55%) [18].

Limita por el Norte con el río Casanare, que lo separa del departamento de Arauca; por el Este con el río Meta que lo separa del departamento de Vichada; por el Sur con los ríos Upía y Meta, el último de los cuales los separa del departamento del Meta, y por el Oeste con los departamentos de Boyacá y Cundinamarca [19].

Administrativamente, el departamento está dividido en 19 municipios: Yopal (ciudad capital), Aguazul, Chámeza, Hato Corozal, La Salina, Maní, Monterrey, Nunchía, Orocué, Paz de Ariporo, Pore, Recetor, Sabanalarga, Sácama, San Luis de Palenque, Támara, Tauramena, Trinidad y Villanueva, como puede verse en la Figura 26.

Figura 26. Localización Departamento de Casanare y División Político-Administrativa.



Fuente [19]

El municipio de Támara se ubica al noroccidente del Departamento de Casanare, en el piedemonte llanero a 96 km de la capital departamental, con una extensión de 1181.81 Km² (118.200 Ha). Geográficamente se localiza entre los 5° 50' de Latitud Norte y 72° 10' de Longitud Oeste del Meridiano de Greenwich, a una altitud de 1157 msnm [20].

Támara se caracteriza por ser uno de los sectores en los cuales se encuentra bien marcado el levantamiento de la cordillera oriental, y limita al norte con el Municipio de Sacama, al Este con el Municipio de Paz de Ariporo y el Municipio de Pore, al Sur con el Municipio de Nunchia y al Oeste con el Departamento de Boyacá [20], ver Figura 26.

Las veredas el Bujio, el Chaparral, el Palmar, Llano Pérez, Teislandia, Cizareque, San Cayetano, se encuentran situadas al Nororiente del Municipio, mientras las veredas El Alton, San Pedro, Santo Domingo, La Primavera y Villa del Rosario se encuentran situadas al suroccidente del Municipio.

5.4.2 Descripción del problema

En el municipio de Támara (Casanare), existe una débil infraestructura para el servicio y cobertura de la energía eléctrica en el sector rural. Las veredas El Alton, San Pedro, San Cayetano, Santo Domingo, Cizareque, La Laja, Las Isabeles, Las Garzas, Campo Hermoso y Barro negro, presentan ausencia del sistema eléctrico. Las principales causas y efectos (o consecuencias) se pueden observar en el árbol de problemas que se presentan en la Figura 27.

Al geoposicionar las coordenadas de los beneficiarios mostradas en la Tabla 22, se observa que éstos se encuentran ampliamente separados (la distancia más corta se encontró alrededor de 700m), sumado a ello, la débil infraestructura eléctrica que caracteriza los sistemas de distribución regional en las zonas aisladas del país, genera la sensación de sobrecargar el sistema al extender la red para suplir las necesidades de la zona de influencia. Estas observaciones llevan a contemplar la opción de generación distribuida (microturbinas, paneles solares, aerogeneradores, celdas de combustible), que se ubican cerca de los sitios de consumo.

Así, se hace necesario analizar los recursos energéticos de la zona y junto a ello, realizar un análisis sociocultural y geográfico que permita visualizar las alternativas de solución, el impacto y sostenibilidad de las mismas.

5.4.2.1 Causas directas

- Pocos recursos financieros por parte del ente Departamental y Municipal para invertir en una nueva infraestructura eléctrica. Asimismo, existe poco incentivo de remuneración para que el operador de red formule alternativas de solución energética en los sectores rurales y en zonas de bajas demandas de energía.
- Difícil acceso a las zonas donde se presenta ausencia del servicio de energía eléctrica. Zonas rurales aisladas, en las cuales no resulta financieramente

viable el desarrollo de proyectos de electrificación, debido a la dispersión geográfica y a la baja capacidad de pago de sus habitantes.

5.4.2.2 Causas indirectas

- Municipio con alto grado de recepción de desplazados y damnificados, que requieren del Servicio de Energía Eléctrica. El asentamiento en el municipio, por parte de la población víctima del desplazamiento a causa del conflicto armado, ha incrementado la demanda del servicio, la cual supera la oferta que se proyecta año tras año. Igualmente la presencia de grupos al margen de la ley como el ELN y las FARC, dificulta la inversión para solucionar la problemática de cobertura eléctrica.
- Limitada capacidad técnica en los entes territoriales (Municipio) para estructurar proyectos que le apunten al plan de expansión energético rural. Los entes territoriales tienen como deber presentar proyectos de inversión pública para brindar alternativas de solución energética a diferentes zonas de interés. Infortunadamente no cuentan con los técnicos suficientes para estructurar proyectos de infraestructura eléctrica.

5.4.2.3 Efectos directos

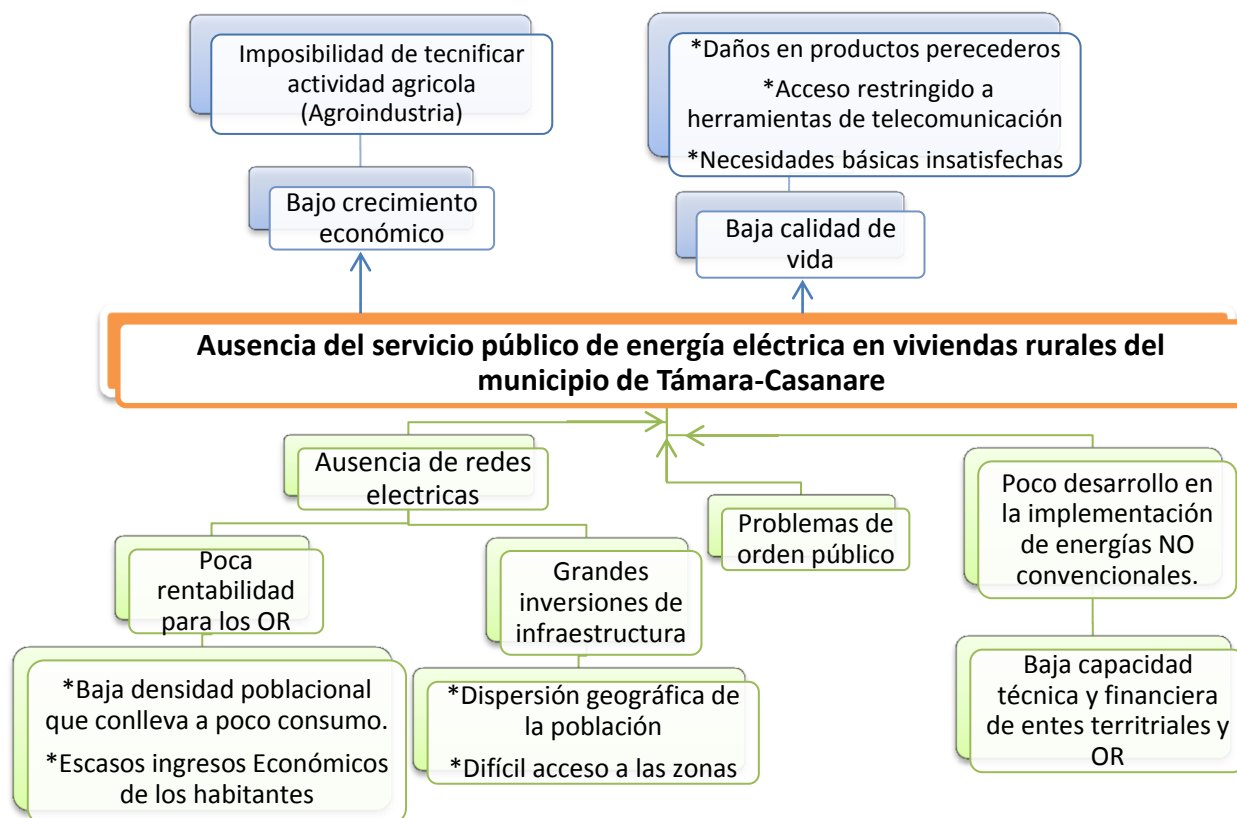
- Bajo crecimiento económico de la región. El crecimiento económico se puede medir con el Producto Interno Bruto (PIB) per cápita. Si las actividades económicas propias de la región dependen en buena medida del servicio de energía eléctrica, el PIB va a estar afectado negativamente por la ausencia del servicio. Cabe señalar que, obviamente, la electrificación no es el único factor que determina el crecimiento económico y el bienestar social. Existen otros factores como: accesos estables, mejoramiento de la producción, educación y salud, entre otros. Sin embargo, el servicio de energía eléctrica sí es uno de los más determinantes para el mejoramiento de la vida social en todos los aspectos.

- Daños en productos perecederos, así como en equipos y aparatos eléctricos. Las jornadas de racionamiento del servicio (plantas diesel privadas en funcionamiento que venden sus servicios) o su inexistencia, perjudican la conservación de los alimentos y no permite el buen funcionamiento de los equipos necesarios para la actividad productiva.

5.4.2.4 Efectos indirectos

- Incremento de costos en actividades comerciales. La actividad comercial en la zona se ve afectada por el elevado costo del combustible que se necesita para los artefactos de refrigeración (refrigeradoras a kerosene), para el alumbrado (velas) o para herramientas y diversos aparatos de trabajo.
- Restricciones en la disponibilidad de telecomunicaciones, esto es, el acceso a la información (radio, televisión, Internet), a la telefonía, etc., impidiendo la inserción de la población en un mundo cada vez más interconectado.
- Restricciones en la calidad de los servicios de salud y educación. La salud se han orientado sólo a servicios básicos, en los que no se requiere energía eléctrica y que pueden ser atendidos durante las horas de luz solar. Igualmente, los procesos de aprendizaje se ven limitados a actividades diurnas y actualmente la población no pueden acceder a cursos y/o formación virtual.

Figura 27. Árbol de Problemas, Causas y Efectos.



Fuente Autores

5.4.3 Análisis del entorno, población y costumbres – municipio de Támara.

5.4.3.1 Características geográficas.

Támara está compuesto en un 75% por paisaje montañoso con altitudes entre 600 y 3000 msnm, abarcando los 4 pisos térmicos, 20% del territorio por relieves de lomas y mesas ligeramente onduladas con pendientes de 3 a 12% con altitudes que no exceden los 600 msnm y un 5% en planicies con alturas entre 250 y 650 msnm [20].

El área objeto de intervención, se encuentra geográficamente ubicada dentro de la vertiente de los Andes Orientales, justamente en el piedemonte llanero.

La cabecera municipal es el punto terminal de la vía de acceso, siendo difícil la movilidad hacia la zona urbana para la población ubicada en las zonas rurales, el 50% de las carreteras existentes se encuentran en mal estado.

La zona rural está compuesta por 46 veredas caracterizadas por separaciones amplias entre los habitantes con gran dificultad para el desplazamiento que hace costoso el transporte de materiales hacia esas zonas por lo que la estructura de la vivienda y la prestación de servicios son precarias.

5.4.3.2 Características demográficas.

De acuerdo con el DANE en el censo de 2005, la población de Támara alcanza un tamaño de 7079 habitantes (87,57% rural y 12,43%urbano), frente a 7400 registrados en el Sistema de Información de Beneficiarios de los Programas Sociales (SISBEN).

La población de Támara presenta altas tasas de natalidad comparadas con el promedio nacional, sin embargo sus habitantes son inestables dada la problemática desplazamiento forzoso y el recrudecimiento de la violencia que enfrenta.

En el municipio existen tres grupos étnicos diferenciados que representan el 4,6% de la población, y su ubicación se puede observar en la Tabla 23.

Tabla 23. Sectores de asentamiento de grupos étnicos.
Tomado de [20]

Sectores	Habitantes	Familias
Guaraque	61	9
Campo Hermoso	122	22
Casirva	46	8
Chaparral	93	14

5.4.3.3 Características socioeconómicas.

La población rural de Támara tiene como principal motor económico la actividad agropecuaria, no obstante, el bajo nivel tecnológico es una de las causas de su poca competitividad.

El cultivo de café constituye la actividad central y se complementa con la producción extensiva de ganado de cría y ceba. Los productos de consumo auto suministrados como la yuca el maíz, el plátano y especies menores como los cerdos, cachamas y ovinos conforman la base económica de subsistencia al ser comercializados en la zona urbana.

El área municipal utilizada en actividades agropecuarias es de 47.919 Ha según el Censo Agropecuario de 1.998; las cuales se encuentran distribuidas como se indica en Tabla 24.

Tabla 24. Actividad agropecuaria.
Tomado de [20]

Producto	Ha.
Café	1.463,5
Plátano	455,
Maíz	555,0
Yuca	225,0
Caña	260,5
Pastos	44.960,0

Además de la ausencia de tecnología, la presencia de grupos al margen de la ley en todo el departamento, ha obstaculizado también el crecimiento económico de la región. Los bajos niveles de comercialización y la baja demanda de bienes de consumo por parte del municipio hacen notar una alta tasa de desempleo que acentúa las necesidades de la población.

Lo que caracteriza a la población rural de Támara es el aislamiento y los bajos niveles de desarrollo en las diferentes dimensiones, exceptuando las veredas que han logrado sustentarse en la actividad cafetera, de la cual derivan sus ingresos, pero que en términos generales no han tenido impacto en el mejoramiento de sus

estándares de calidad de vida. Posee altos niveles de necesidades básicas insatisfechas (Ver Tabla 25) y su población puede estratificarse como se indica en Tabla 26.

Tabla 25 Cuadro de necesidades básicas insatisfechas. Censo DANE 2005.
Tomado de [21]

MUNICIPIO	Unidades Familiares con NBI CABECERA	Unidades Familiares con NBI RESTO
Támara	42,01	84,03

Tabla 26. Población y nivel socioeconómico.
Tomado de la pág. 248 [20]

Nivel	%.
Estrato 1	48,31
Estrato 2	50,19
Estrato 3	1,5

El 70% del área rural no posee servicio de energía eléctrica y los servicios de telecomunicaciones son limitados a algunos sectores rurales. Tan sólo ocho veredas tienen instalación de la red eléctrica (La Picacha, La Fragua, Cruz verde, La Victoria, Guaseque, La Palma y Quebrada Honda), faltando la Instalación de las líneas de media y baja tensión para prestar el servicio en las zonas restantes [22].

5.4.4 Análisis del entorno energético en la región – enfoque “Cobertura y generación eléctrica”.

Para 2005 la cobertura de energía eléctrica se situaba tan solo en el 30% para el área rural de Támara, a causa principalmente de la insuficiente Oferta, la poca gestión local, el alto costo de combustible para uso de plantas eléctricas, la insuficiente inversión pública y el desconocimiento de otras alternativas de generación.

5.4.4.1 Recurso energético potencial en la zona

En el Capítulo 2, literal 2.3, desde la Figura 5 hasta la Figura 9 (Pág. 39) se presentan los mapas de recursos energéticos para Colombia, según los cuales la región de la Orinoquía (llanos orientales), se proyecta con fortalezas energéticas de tipo solar. (La información referente al Análisis de Radiación Solar se presenta en el [Anexo B.1](#)).

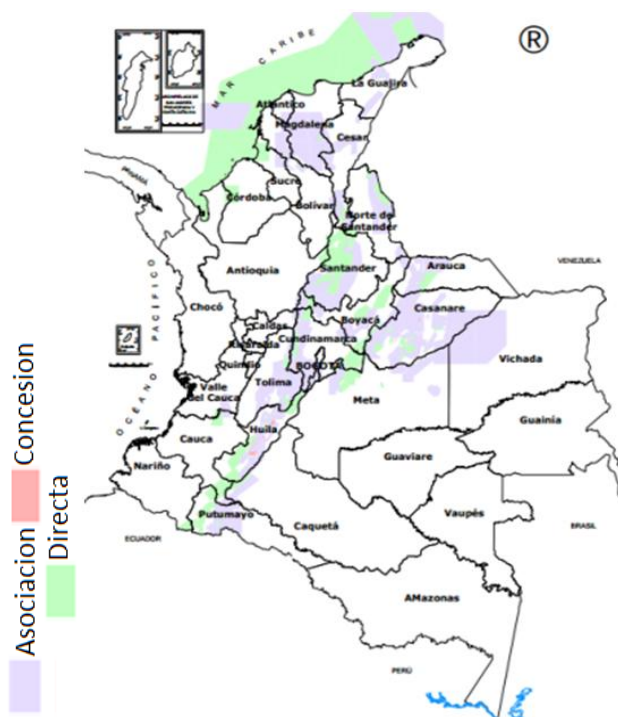
El departamento de Casanare en particular, constituye una zona viable para el desarrollo de proyectos de energía solar fotovoltaica ([Anexo B.1](#)), y aunque el departamento es rico en recursos fósiles (Figura 28), es el segundo productor de petróleo a nivel nacional con un 23% de participación (159.913 barriles al día)⁴⁰, se tiene evidencia de experiencias positiva [23], financieramente viables y sostenibles, enmarcadas en el compromiso regional en cuanto al aprovechamiento de sus recursos renovables y hacia el uso racional y eficiente de los mismos⁴¹.

Así el suministro energético a partir de energía solar, pese a las restricciones de diseño para abarcar una gran carga, constituye una posibilidad de mejorar notablemente la condición del servicio en la zona de intervención.

Figura 28 Áreas de explotación petrolera en Colombia. Recursos energéticos convencionales de Casanare.

⁴⁰ Revista Dinero primer trimestre 2013.

⁴¹ El municipio de Tamara es una zona de reserva forestal donde nacen más de 186 quebradas y ríos del departamento, la comunidad indígena “U’wa” y sus demás pobladores promueven el compromiso con el medioambiente. Por ello, aunque es una zona de reserva petrolera, no le ha sido posible a la industria del sector proceder a explorar y explotar el recurso. En la actualidad hay una fuerte disputa entre dirigentes comunales y petroleras por permitir o no, adelantar operaciones de sísmica en la región.



Fuente: Planeación Minero energética, 2008

- **Datos Importantes referentes a la radiación solar en la zona.**

Para evaluar el recurso disponible en la zona es necesario realizar mediciones durante varios años, sin embargo, considerando factores como la no disponibilidad de equipo de medida, el límite temporal del proyecto y dado que el Instituto de Hidrología, Meteorología y estudios Ambientales –IDEAM posee una estación meteorológica en la región (Estación “El Tablón” ubicada en Támara), se decide, dada la fisiología casi homogénea de la región y que los mecanismos atmosféricos que gobiernan la precipitación y la nubosidad son casi idénticos, tomar los datos necesarios de la información suministrada por la estación.

Se obtuvo acceso tan solo a los datos medios calculados para la región, sin poder contar con un historial del comportamiento registrado. Sin embargo, la ubicación del país en la región tropical, donde no hay estaciones, permite considerar poca variación en la variable medida y por tanto, suficiente estos datos.

Al cruzar la información suministrada con el mapa de energía solar disponible en el país (Figura 5), se encuentra acertado el valor promedio suministrado que corresponde a **5,25 kWh/m²** y **HSP=5,2**.

En la Tabla 27 se resumen los datos suministrados para el municipio de Támara (la información se encuentra detallada en el [Anexo B.1](#)), con base en los cuales se elaboran los diseños de generación fotovoltaica.

Tabla 27 Resumen características medioambientales importantes para el diseño de sistemas de generación a partir de energía solar.

Fuente: Autores

Municipio	Estación	Altitud	Precipitación mm/año	Temperatura C	Radiación kWh/m ²	HSP
Támara	El Tablón	350	3000	26	5,2	5,2

5.4.4.2 Forma como la población satisface sus requerimientos de energía eléctrica.

En particular en las zonas no interconectadas de Casanare, se encuentran que:

- Las zonas rurales y dispersas, se caracterizan por consumos bajos de energía haciendo que la prestación del servicio sea muy costosa y dificulta la cobertura.
- Bajos niveles de calidad y eficiencia en la prestación del servicio mediante FNCE debido fundamentalmente a la poca experiencia técnica y operativa parte de los operarios (OR) en cuanto a FNCE, y deficiencia en equipos requeridos.
- En algunas ocasiones, el servicio lo prestan privados que adquieren sus propias plantas (diesel) porque su actividad productiva lo requiere, y venden los excedentes de energía a vecinos de la localidad, los cuales, casi siempre, pagan altos costos por el servicio. Así por ejemplo, se encontró que de establecimientos comerciales encuestados, el 30% le venden energía a por lo menos un usuario.

- En los casos donde ninguna alternativa se ha planteado, los pobladores suplen su necesidad de iluminación en horarios nocturnos a partir del uso de lámparas a gasolina y velas de cera.

5.4.4.2.1 Suministro energético de manera convencional. Por extensión de la red existente del STR o SDL.

En la Zona Urbana del municipio de Támara y en los caseríos más significativos de la zona rural se presta el servicio de energía eléctrica mediante extensión del Sistema de Transmisión Regional (Red de Media Tensión) y del Sistema de Distribución Local –SDL.

Siempre y cuando el sistema tenga la opción de expandirse y no presente fallas por sobrecarga, ésta constituye una alternativa válida para el presente proyecto. Aunque el costo de la infraestructura pueda llegar a ser elevado, la adecuada y oportuna expansión de la red eléctrica permite garantizar no sólo la continuidad del servicio de energía eléctrica, sino también calidad, confiabilidad y seguridad, así como flexible a la hora de enfrentar grandes cargas.

5.4.4.2.2 Micro generación

En las ZNI del departamento de Casanare, la prestación del servicio se hace principalmente mediante planta de generación diesel [23]. Ésta no constituye una alternativa viable para el presente proyecto dado que las condiciones económicas de los pobladores no son suficientes para asumir el alto costo de la operación de dicho tipo de generación y los entes (gubernaciones, alcaldías, y empresas de servicios públicos) ante los cuales se debe gestionar el proyecto para su radicación no avalan proyectos financieramente no sostenibles [3]. Se cuenta con registros de experiencias negativas, plantas de éste tipo que no están en funcionamiento por la incapacidad de asumir los costos por parte de los usuarios [20].

5.4.5 Alternativas de solución al problema planteado.

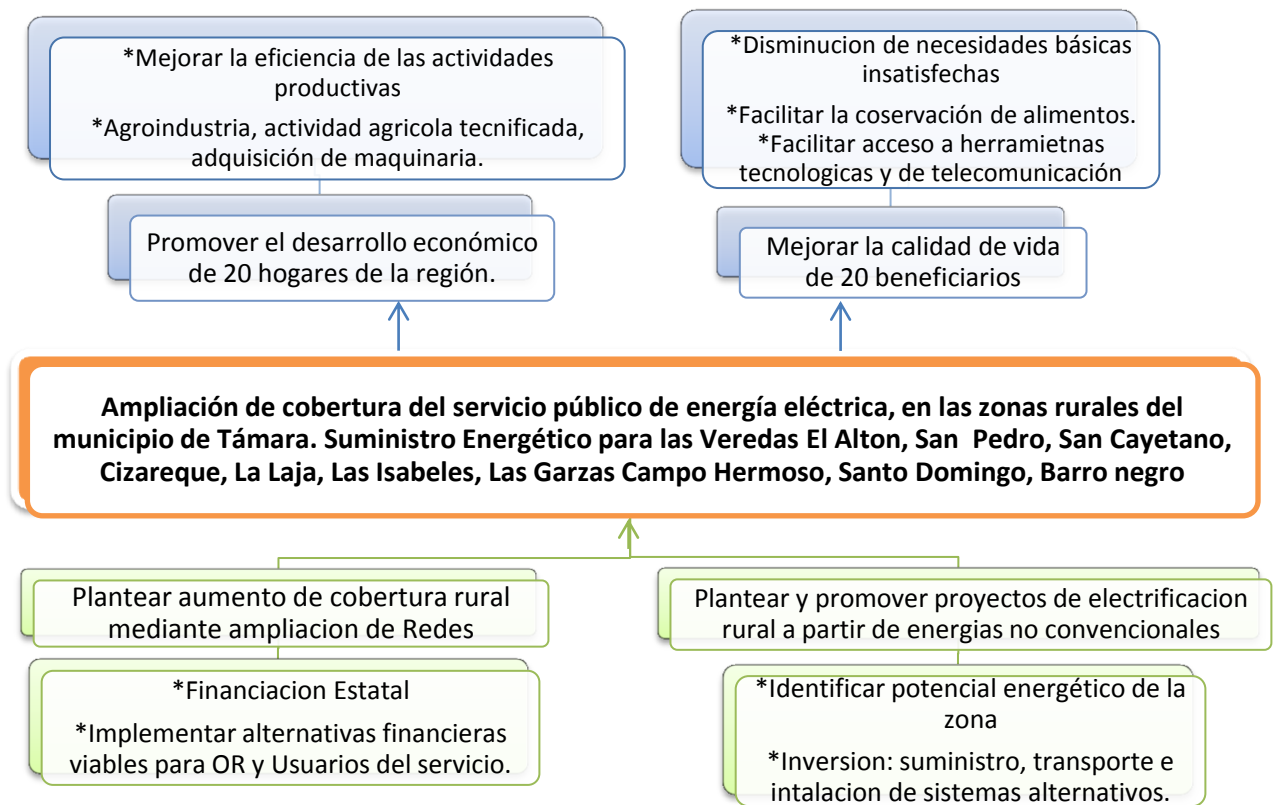
Por el análisis expuesto en el literal 5.4.3 y el literal 5.4.4, las soluciones que realmente pueden ser llevadas a cabo en la zona de influencia del proyecto corresponden a:

- Extensión de la red tradicional
- Sistemas de Generación Solar Fotovoltaico.

El desarrollo de estas alternativas (diseños técnicos), pueden presentarse de manera mixta o de forma independiente, y con las variantes de diseño que se consideren pertinentes para cada tecnología, dado que su conveniencia se escoge únicamente en cuanto al recurso disponible y la tradición de la zona.

Cualquiera que sea la opción, ésta debe responder a la situación esperada que se expone en la Figura 29, a través del árbol de objetivos.

Figura 29.Árbol de Objetivos- Situación esperada.



Fuente autores

En el [Anexo A1](#). Se presenta un resumen de la ficha de diagnóstico: el estado de avance del proyecto, junto con el presupuesto y cronograma estipulado para la estructuración⁴².

⁴² La ficha de diagnóstico, al igual que los documentos diligenciados durante esta práctica empresarial, es de estricta confidencialidad, y se presenta a manera de resumen la información relevante para el desarrollo de la presente tesis.

FASE II: ESTRUCTURACIÓN DEL PROYECTO SELECCIONADO

PROCESO 1: PLANTEAMIENTO Y PREPARACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN ENERGÉTICA

En este capítulo se desarrolla la Fase II: Estructuración del proyecto seleccionado. Para lo cual se plantean, preparan y comparan dos alternativas de solución, siendo una de ellas seleccionada para la formulación del proyecto (diligenciándose la documentación).

Este capítulo es de principal importancia ya que en él se obtiene el proyecto final que responde al problema planteado de electrificación y se abarca todo el componente técnico de la propuesta.

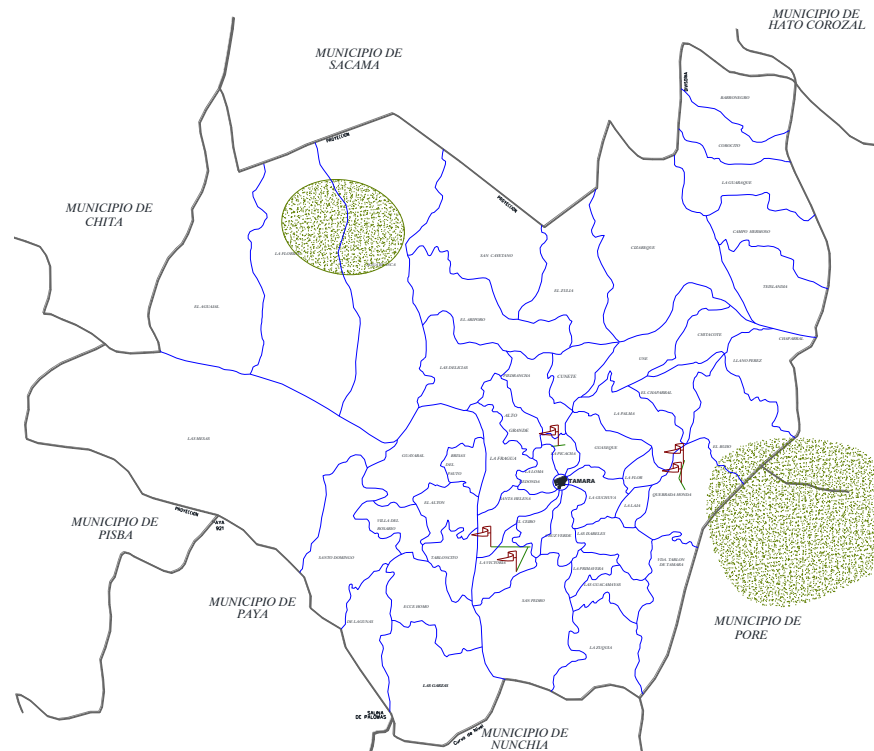
6.1 ALTERNATIVA 1: SUMINISTRO ENERGÉTICO DE MANERA CONVENCIONAL: DISTRIBUCIÓN AÉREA EN REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN.

El diseño propuesto se realiza siguiendo los criterios establecidos en la norma NTC2050, el RETIE y norma local que aplica según el Operador de Red.

6.1.1 Estudio técnico

Para evaluar la alternativa de extensión del sistema de distribución convencional es necesario conocer la red existente en media tensión, información que suministra la empresa de energía de la región ENERCA S.A. E.S.P; facilitando las coordenadas de los puntos con disponibilidad de conexión en media tensión en los municipios que se encuentran más cercanos a los usuarios que se quieren electrificar (Ver Figura 30).

Figura 30 Ubicación puntos de conexión en media tensión. Municipio de Támara.

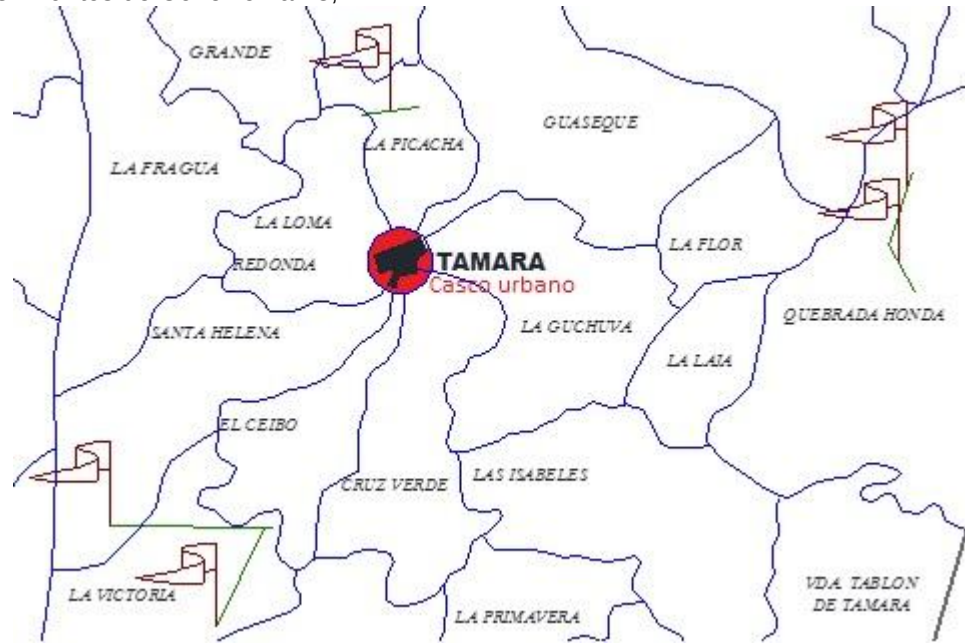


Fuente autores

Los puntos de conexión en media tensión de 13,2 kV se encuentran en los municipios de: Quebrada Honda, La Picacha, Santa Helena y La Victoria; por confidencialidad del proyecto y a petición de ENERCA S.A. E.S.P las coordenadas

de los puntos se omiten. Los puntos se señalan con una banderilla (Ver Figura 31).

Figura 31 Puntos de Conexión a 13,2 kV.



Fuente autores

Se realiza un diseño preliminar (Topológicos, Ver [Anexo D7.](#)) para todo el sistema en media y baja tensión, con los calibres mínimos permitidos y teniendo en cuenta la carga estipulada por la norma⁴³. Los parámetros para el diseño preliminar se muestran en la Tabla 28 y Tabla 29.

Tabla 28 Parámetros de diseño para sistema de suministro de energía eléctrica por extensión de la red aérea.

Fuente: Autores

Zona Rural / Estrato 1				
	Tensión	Factor de Potencia	Conductor	Tipo de Red
Red media tensión	13,2 KV	0,9	2 AWG ACSR	Bifásica
Red baja tensión	120 V - 240 V	0,9	1x2+2 AWG AAAC	Monofásica

⁴³ Los cálculos necesarios se realizan con ayuda del software desarrollado en el proyecto, para comprobar que el diseño cumple con los parámetros necesarios que aseguran la calidad y fiabilidad de la red

Tabla 29 Demanda máxima diversificada según estrato y número de usuarios alimentados desde el transformador.

Tomado[11] Pág. 104 (tabla 64)

Número de Usuarios por transformador	Dmax estrato 1 [kVA]
1	1,23
2	2,18
3	2,97

Se proyecta por usuario la carga instalada residencial, la cual se especifica de manera que cumpla con los requerimientos mínimos para una instalación eléctrica. La proyección y la propuesta de la instalación pueden verse en el [Anexo D1](#)

Es necesario evaluar la demanda máxima diversificada de los usuarios en baja tensión (ver Tabla 29) para definir la capacidad de los transformadores, se verifica que el diseño cumpla con la norma en lo referente a capacidad amperimétrica, regulación de tensión, perdidas de potencia y perdidas de energía, en baja y media tensión.

6.1.1.1 Cálculos eléctricos

Se inicia con el estudio de la demanda del sistema según el número de usuarios y estrato de los mismos (ver Tabla 29). El pre-diseño busca en baja tensión ubicar estratégicamente los transformadores de tal manera que se logren conectar el mayor número de usuarios por transformador y se garantice el suministro de energía eléctrica.

6.1.1.1.1 Red de baja tensión

La red en baja se diseña en cable trenzado AAAC XLPE

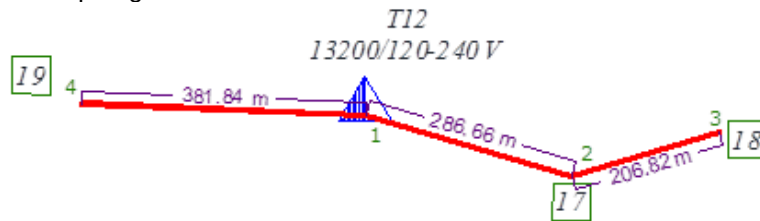
$$\% \Delta V = \frac{MKGf_c}{V_L^2}$$

$$f_c = 8 \text{ [11]}$$

$$KG = 83,15 \text{ (Ver } \text{Anexo D2})$$

Cálculo tipo Transformador 12

Figura 32 Diagrama topológico transformador 12.



Fuente: Autores

Se diseña con tres usuarios por transformador, por lo tanto la demanda máxima diversificada es 2,97 kVA para estrato 1[11]. Por lo tanto la capacidad del transformador debe ser de 3 kVA.

El sistema está compuesto de dos circuitos cuya $V_L = 240$ [V]. El circuito 1-4 con un usuario y el circuito 1-3 con 2 usuarios, cada circuito debe cumplir con las condiciones estipuladas en la norma. Los cálculos detallados a continuación se resumen en la Tabla 30.

Para el Circuito 1-4

$$D_{max} = 1,23 \text{ KVA}$$

$$I = \frac{D_{max}}{V} = \frac{1,23 \text{ KVA}}{240 \text{ V}} = 5,125 \text{ A}$$

Sobredimensionando al 115% la corriente del circuito se tiene:

$$I = 5,125(1.15) = 5,89 \text{ A}$$

Seleccionando el mínimo conductor permitido para redes en baja tensión 1x2+2 AWG AAAC XLPE, la capacidad de corriente del conductor es de 150 A y el factor de corrección por temperatura ambiente entre 36 °C y 40 °C para temperatura

máxima del conductor de 90 °C es de 0.91[11], por lo tanto la capacidad final del conductor es de:

$$I_c = 150(0,91) = 136,5 \text{ A}$$

Dado que el conductor soporta la carga, el siguiente paso es comprobar que cumple con la regulación.

$$M_{1-4} = (1,23)(381,84) = 469,66 \text{ kVAm}$$

$$\% \Delta V_{1-4} = \frac{(469,66)(83,15)(8)}{240^2}$$

$$\% \Delta V_{1-4} = 5,42 \%$$

El diseño cumple con regulación de tensión, puesto que el máximo permitido es de 7% para la zona rural [11].

Finalmente se comprueba que el diseño cumpla con los parámetros de pérdida de potencia y pérdida de energía.

$$\% \Delta P = \frac{2RI^2}{D_{max}fp}$$

$$E_p \% = \% \Delta P \frac{Cu_{rms}^2}{Cu_{ave}}$$

$$Cu_{rms} = 0,5469$$

$$Cu_{ave} = 0,5079$$

$$R = 0,3566 \Omega/Km$$

$$P_p \% = \frac{2(0,3566)(381,84)5,125^2}{1000(1230)(0,9)} = 0,0064\%$$

$$E_p \% = 0,0064 \left(\frac{0,5469^2}{0,5079} \right) = 0,0038\%$$

El circuito cumple con los requerimientos necesarios puesto que el porcentaje máximo de pérdidas de potencia y energía es de 3% y 5% respectivamente [11].

Para el Circuito 1-3

$$D_{max} = 2,18 KVA$$

$$I = \frac{D_{max}}{V} = \frac{2,18 KVA}{240 V} = 9,08 A$$

$$I = 9,08(1,15) = 10,45 A$$

$$I_c = 150(0,91) = 136,5 A$$

Cumple capacidad amperimétrica, por tanto se comprueba regulación de tensión.

$$M_{1-3} = (1,23)(286,66) + (1,23)(493,48) = 959,5722 kVAm$$

$$\% \Delta V_{1-4} = \frac{(959,5722)(83,15)(8)}{240^2} = 11,08\%$$

Para este caso el diseño no cumple regulación, por tal motivo es necesario aumentar el calibre del conductor, entonces el conductor sería 1x1/0+1/0 AWG AAAC XLPE y su nueva constante de regulación es igual a 52,33, por lo tanto la regulación sería igual a: $\% \Delta V_{1-4} = 6,97 \%$

Permitiendo que cumpla regulación, puesto que el máximo permitido es de 7% [11] para la zona rural, se comprueba que con el conductor nuevo cumpla por capacidad amperimétrica. $I_c = 210(0,91) = 191,1 [A]$

De igual forma con el nuevo conductor la capacidad amperimétrica se sigue cumpliendo, finalmente es necesario evaluar perdidas de potencia y energía.

$$\% \Delta P = 0,0132\%$$

$$E_p \% = 0,0078\%$$

Tabla 30 Cuadro de cálculos transformador 12.

T12	NODO		LONGITUD [m]	POTENCIA POR TRAMO [KVA]	CORRIENTE [A]	MOMENTO TRAMO [KVA.m]	CONDUCTOR TRAMO ACSR	REGULACION		PERDIDAS DE POTENCIA		PERDIDAS DE ENERGIA	
	ORIGEN	DESTINO						PARCIAL [%]	TOTAL [%]	PARCIAL [%]	TOTAL [%]	PARCIAL [%]	TOTAL [%]
	0	1	0	2.97	12.3750	0	2	0.00	0.00	0	0	0	0
	1	2	286.66	2.46	10.2500	705.1836	1/0	5.13	5.13	0.0092	0.0092	0.0054	0.0054
	2	3	206.82	1.23	5.1250	254.3886	1/0	1.85	6.97	0.0033	0.0125	0.0020	0.0074
	1	4	381.83	1.23	5.1250	469.6509	2	5.42	5.42	0.0065	0.0065	0.0038	0.0038

Fuente: Autores –Software desarrollado proyecto.

Todos los cuadros de regulación para la red en baja tensión del proyecto se elaboraron mediante el software desarrollado, siguiendo la metodología antes expuesta y se presentan en el [Anexo D3](#).

Luego de terminar el diseño en baja tensión para el sistema de distribución de energía para los usuarios, se conoce la carga de los transformadores empleados y se pueden iniciar los cálculos del sistema de media tensión. La distribución de transformadores se muestra en la Tabla 31.

Tabla 31 Distribución de transformadores para los usuarios de Támara.
Fuente: Autores

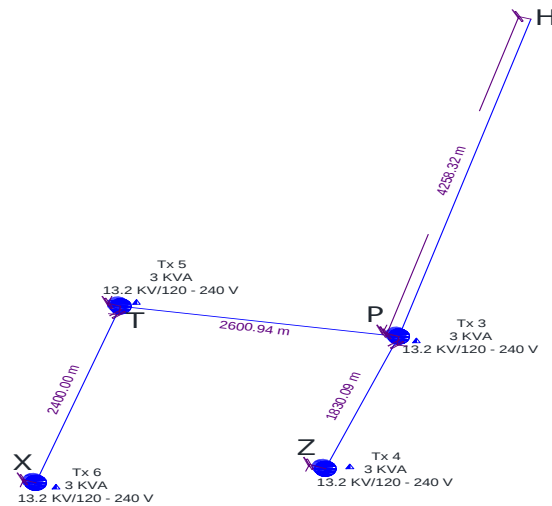
N° DE USUARIO	VEREDA	N° TRANS	POTENCIA [KVA]	GEOREFERENCIA
Usuario 1	LA LAJA	1	3	N5 49 34.3 W72 08 03.1
Usuario 2	LAS ISABELES	2	3	N5 48 07.1 W72 08 11.8
Usuario 3	SAN PEDRO	3	3	N5 45 29.8 W72 11 29.0
Usuario 4	LAS GARZAS	4	3	N5 44 33.6 W72 11 46.7
Usuario 5	LAS GARZAS	5	3	N5 45 42.2 W72 12 51.5
Usuario 6	GARZAS	6	3	N5 44 45.6 W72 13 21.4
Usuario 7	SAN PEDRO			N5 44 04.8 W72 13 29.5
Usuario 8	EL ALTON	7	3	N5 48 45.3 W72 12 43.0
Usuario 9	SANTO DOMINGO	8	3	N5 48 18.4 W72 13 39.1
Usuario 10	SANTO DOMINGO			N5 48 06.6 W72 13 42.1
Usuario 11	SAN CAYETANO	9	3	N5 54 30.2 W72 10 29.5
Usuario 12	SAN CAYETANO			N5 54 25.5 W72 11 14.7
Usuario 13	SAN CAYETANO	10	3	N5 55 17.1 W72 10 33.7
Usuario 14	CIZAREQUE	11	3	N5 56 21.7 W72 08 05.7
Usuario 15	CIZAREQUE			N5 55 48.2 W72 08 18.0
Usuario 16	CIZAREQUE			N5 56 23.6 W72 08 53.7
Usuario 17	CAMPO HERMOSO	12	3	N5 55 51.9 W72 06 08.2
Usuario 18	CIZAREQUE			N5 55 59.6 W72 06 09.3
Usuario 19	CAMPO HERMOSO			N5 55 31.3 W72 06 17.8
Usuario 20	BARRONEGRO	13	3	N5 59 52.0 W72 06 23.2

6.1.1.1.2 Red de media tensión

La carga va a estar estipulada por los transformadores de distribución, los cálculos eléctricos se hacen de manera similar a los de baja, pero la norma de la EBSA estipula unas constantes de regulación y hacen que la operación sea más sencilla.

Calculo tipo línea 2

Figura 33 Diagrama topológico línea 2.



Fuente: Autores

Ahora bien, la demanda máxima es la suma de todos los transformadores conectados a la Línea de 13,2 kV, igual a 12 kVA. Para las redes de media tensión se va a emplear el conductor 2 AWG ACSR ya que es el mínimo permitido para estas redes buscando un ahorro económico. Las redes son bifásicas en disposición horizontal.

$$I = \frac{12 \text{ kVA}}{13,2 \text{ kV}} = 0,91 \text{ A}$$

Sobredimensionando al 115%, la corriente del sistema es de: $I = 1,05 \text{ A}$

La capacidad amperimétrica del conductor es de 183 A (Ver [Anexo D2](#)), por lo tanto el conductor puede soportar la corriente y cumple este requisito. Seguido se busca revisar si el diseño cumple con los porcentajes permitidos para regulación de tensión, pérdidas de potencia y pérdidas de energía.

La regulación de tensión es igual a:

$$\% \Delta V = KM$$

$$\% \Delta V_{H-X} = 0,0953 \%$$

$$\% \Delta V_{P-Z} = 0,0071 \%$$

$$\% \Delta V_t = \% \Delta V_{H-X} + \% \Delta V_{P-Z}$$

$$\% \Delta V_t = 0,1024\%$$

El diseño cumple la regulación permitida, pues la máxima es de 3% [11]

$$P_p \% = \frac{2RI^2}{D_{max}fp}$$

$$E_p \% = P_p \% \frac{Cu_{rms}^2}{Cu_{ave}}$$

$$R = 0,3566 \Omega/Km \quad [\text{Ver } \text{Anexo D2}]$$

$$P_p \% = \frac{2(0,3566)(381,84)5,125^2}{1000(1230)(0,9)} = 0,0064\%$$

$$E_p \% = 0,0064 \left(\frac{0,5469^2}{0,5079} \right) = 0,0038\%$$

Tabla 32 Cuadro cálculos de regulación línea de media tensión 2.
Fuente: Autores

Línea T3-T4-T5-T6	NODO		LONGITUD [m]	POTENCIA POR TRAMO [KVA]	CORRIENTE [A]	MOMENTO TRAMO [KVA.m]	CONDUCTOR TRAMO ACSR	TIPO DE RED	REGULACION		PERDIDAS DE POTENCIA		PERDIDAS DE ENERGIA	
	ORIGEN	DESTINO							PARCIAL [%]	TOTAL [%]	PARCIAL [%]	TOTAL [%]	PARCIAL [%]	TOTAL [%]
	0	H	0	12	0.9091	0	2	FF	0.0000	0.0000	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
	H	P	4258.32	12	0.9091	51099.84	2	FF	0.0659	0.0659	6.60E-04	6.60E-04	3.88E-04	3.88E-04
	P	T	2600.94	6	0.4545	15605.64	2	FF	0.0201	0.0860	2.01E-04	8.61E-04	1.19E-04	5.07E-04
	T	X	2400	3	0.2273	7200	2	FF	0.0093	0.0953	9.29E-05	9.54E-04	5.47E-05	5.62E-04
	P	Z	1830.09	3	0.2273	5490.27	2	FF	0.0071	0.1024	7.09E-05	1.02E-03	4.17E-05	6.03E-04

El diseño cumple con las características eléctricas, el cálculo se hace de igual manera para las otras líneas de media tensión. Ver cuadros de regulación ([Anexo D4](#))

6.1.1.2 Cálculos mecánicos

La topología del terreno en Támara es la adecuada para que los vanos sean largos ya que Támara está compuesta en un gran porcentaje por terrenos montañosos. Por ello el diseño aprovecha esta característica para hacer uso del menor número de apoyos. A pesar de que el operador de red tiene una tabla con

vanos típicos y sus respectivas tensiones de tendido del conductor. Se realiza el cálculo de las tensiones de tendido para las diferentes hipótesis.

Cálculo tipo línea 3

Para las hipótesis se calculan los pesos aparentes y los factores de sobrecarga según la fundamentación teórica.

Tabla 33 Hipótesis de Diseño

Hipótesis A [Máxima velocidad del viento]	
Va [Km/h]	80
Θ_a [°C]	15
fsa	2,5
Pva [Kg/m]	0,21573888
ma	1,87619319
Hipótesis B [Mínima temperatura]	
Vb [Km/h]	48
Θ_b [°C]	13
fsb	2,5
Pvb [Kg/m]	0,077666
mb	1.15178343
Hipótesis C [Condición diaria]	
Vc [Km/h]	11
Θ_c [°C]	19
fsc	5
Pvc [Kg/m]	0,00407881
mc	1
Hipótesis D [Máxima temperatura]	
Vd [Km/h]	0
Θ_d [°C]	26
Pvd [Kg/m]	0
md	1

Con el diseño final se procede a realizar los cálculos mecánicos de la línea de media tensión 2. (Ver Plano 2 **Anexo D7**)

Tabla 34 Vanos línea MT Línea 3.
Fuente: Autores

NODO		LONGITUD [m]	VANO REGULADOR [m]
ORIGEN	DESTINO		
O	AA	0	532,269238
AA	BB	501,51	
BB	CC	465,09	
CC	DD	541,87	
DD	EE	603,48	
EE	FF	518,91	
FF	GG	432,24	481,461499
GG	HH	519,97	
HH	II	514,79	
II	JJ	437,41	

Se evalúan las hipótesis y se realizan los cálculos de tensión con la ecuación de cambio de estado, con el fin de encontrar la tensión para la segunda condición y verificando el factor de seguridad; el conductor de la red es 2 AWG ACSR. ([Anexo D2](#))

Tabla 35 Características Mecánicas del Conductor.
Fuente: Autores

CÓDIGO	CALIBRE	No. HILOS		DIAMETRO NOMINAL [mm]	AREA SECCION TRANS [mm ²]		RMG [mm]	CARGA ROTURA [Kg]	PESO [Kg/Km]	CORRIENTE [A]	RESISTENCIA 50° [Ω/Km]	DIAMETRO DE CADA HILO [mm]	
		ALUMINIO	ACERO		ALUMINIO	TOTAL						ALUMINIO	ACERO
SPARROW	2	6	1	8.026	33.613	39.226	1.27406	1265.5	135.9	183	1.012	2.6721	2.6721
RAVEN	1/0	6	1	10.109	53.484	62.387	1.35941	1941.4	216.1	240	0.654	3.3706	3.3706
QUAIL	2/0	6	1	11.354	67.419	78.645	1.55448	2424.4	272.5	275	0.53	3.7846	3.7846
PENGUIN	4/0	6	1	14.3	107.226	125.097	2.48107	3819.2	433.2	360	0.354	4.7701	4.7701

La carga de rotura aparente para el conductor es:

$$tr [kg/mm^2] = 32,2618$$

El primer análisis es asumiendo como dominante la hipótesis A, siendo A la hipótesis 1.

Hipótesis A hasta Hipótesis B	
θ1 [°C]	15
m1	1,87619319
θ2 [°C]	13
m2	1,15178343
t1 [kg/mm ²]	12,9047061

Se determina el valor de la tensión en la hipótesis B, seguido se calcula el factor de seguridad de la condición B para diferentes vanos reguladores.

VANO REGULADOR	Hipótesis A hasta Hipótesis B	
	tb	fsb
400	9,24088898	3,49119714
460	8,94316742	3,60742046
490	8,82855451	3,65425225
550	8,64845875	3,7303485
580	8,57731005	3,76129171

Como el factor de seguridad de la hipótesis B es mayor que el planteado para dicha hipótesis, la hipótesis A sigue siendo la hipótesis dominante. Se procede a calcular las demás tensiones.

Hipótesis A hasta Hipótesis C	
$\theta 1$ [°C]	15
m1	1,876193188
$\theta 2$ [°C]	19
m2	1,000450299
t1 [kg/mm ²]	12,90470606

VANO REGULADOR	Hipótesis A hasta Hipótesis C	
	tc	fsc
400	8,075208211	3,995162021
460	7,796500182	4,137980427
490	7,690736727	4,194886173
550	7,526206853	4,286590282
580	7,461750991	4,323618571

De igual manera se calcula el factor de seguridad de la condición C a partir de la carga de rotura aparente. Debido a que el factor de seguridad de C es menor que el planteado para ésta hipótesis, la hipótesis C es dominando sobre A; entonces se realizan los cálculos nuevamente.

Hipótesis C hasta Hipótesis A	
$\theta 1$ [°C]	19
m1	1,000450299
$\theta 2$ [°C]	15
m2	1,876193188

t1 [kg/mm ²]	6,452353031	
VANO REGULADOR	Hipótesis C hasta Hipótesis A	
	ta	fsa
400	10,94883887	2,946592377
430	11,05923476	2,917178798
460	11,15578476	2,891931483
490	11,24051499	2,870132302
520	11,31513014	2,851205842
550	11,38106486	2,834687752
580	11,43952788	2,820200754

Se corroboro que la hipótesis dominante es la C ya que el factor de seguridad de la hipótesis A es mayor que la planteada inicialmente. Ahora se calculan las tensiones para la hipótesis D.

VANO REGULADOR	Hipótesis C hasta Hipótesis D
	td
400	6,266498282
430	6,287128197
460	6,304617386
490	6,319546025
520	6,332366351
550	6,343443504
580	6,353069061

Luego se calculan esfuerzos y cargas de rotura para garantizar la integridad mecánica del diseño (ver Tabla 36). El diseño contempla el uso de apoyos de concreto de 12 metros con una carga de rotura de 510 kg, se evidencia en la Tabla 36 que la carga de rotura ejercida sobre los diferentes apoyos debido a la tensión del tendido y la fuerza ejercida por los conductores es mayor, y por tanto es necesario el uso de templetes⁴⁴ directos a tierra en todas las estructuras de retención, arranques o terminales.

Tabla 36 Esfuerzos mecánicos para los diferentes vanos y carga de rotura (Cr).

⁴⁴ En tendido de redes rurales no hay restricción del uso de templetes a tierra, como puede suceder en una red urbana.

Fuente: Autores

VANO REGULADOR [m]	FLECHA MÁXIMA [m]	Máxima Velocidad del Viento	Temperatura del Conductor 70°C	Cr [Kg]
		Ta [Kg/mm2]	Td [Kg/mm2]	
400	11,59032	10,94883887	6,266498282	549,666116
430	13,1763448	11,05923476	6,287128197	555,343376
460	14,9058726	11,15578476	6,304617386	560,32816
490	16,801645	11,24051499	6,319546025	564,721801
520	18,8424357	11,31513014	6,332366351	568,609554
550	21,0245168	11,38106486	6,343443504	572,063172
580	23,3456617	11,43952788	6,353069061	575,143106
610	25,8047106	11,49153941	6,361478218	577,900381
640	29,9511556	11,53796238	6,368861891	580,378155
670	32,4358013	11,57952856	6,375376017	582,613025
700	35,101137	11,61685958	6,381148747	584,636082
730	37,9402925	11,65048739	6,386286021	586,473929
760	40,9482205	11,68086508	6,39087592	588,149227
790	44,1213086	11,70838203	6,394992081	589,681451
820	47,4571056	11,73337334	6,398696392	591,08736
850	50,9541054	11,75612825	6,402041127	592,381419
880	54,6115807	11,77689721	6,405071612	593,576155
910	58,4294554	11,79589769	6,407823831	594,682444
940	62,4082089	11,81331912	6,410331075	595,709759
970	66,5487987	11,82932697	6,412621212	596,666376
1000	70,8526055	11,84406615	6,414718306	597,559544
1030	75,3213905	11,85766399	6,416643215	598,395629
1060	79,9572658	11,87023259	6,418414085	599,180239
1090	84,7626728	11,88187096	6,420046759	599,918325
1120	89,7403692	11,89266674	6,421555115	600,614271
1150	94,8934221	11,90269771	6,422951345	601,271966

6.1.2 Estudio financiero

Para el análisis financiero, se desarrolla una herramienta en Excel, la cual permite cargar listados de equipo, insumos y maquinaria, actualizar precios de los mismos (en la ciudad de Bogotá) y proyectar el costo total (costo de transporte) en el lugar de instalación. El software desarrollado es importante como herramienta de trabajo para este tipo de proyectos dada la facilidad con que se pueden hacer sobre él modificaciones que facilitan reajustes propuestos por los fondos de financiación tras las revisiones del proyecto presentado.

El costo total de inversión para el proyecto de extensión de la red es de **\$813.420.599** el cual se evidencia en el anexo del Presupuesto y Análisis de Precios Unitarios⁴⁵ (Ver [Anexo D5](#)). Se proyecta a 20 años el costo del mantenimiento de la red (ver [Anexo D6](#)) cuyo valor corresponde a **\$ 955.982.772**

A continuación se presenta el resumen de obra para el sistema de suministro energético por extensión de la red (Ver Tabla 37).

Tabla 37 Resumen de obra del sistema de suministro energético tradicional: Extensión de la red.
Fuente: Autores

RESUMEN DE OBRA					
IDENTIFICACIÓN Y ESTRUCTURACIÓN DE UN PROYECTO DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA EN EL DEPARTAMENTO DE CASANARE					
MUNICIPIO TÁMARA					
DEPARTAMENTO CASANARE					
NÚMERO DE USUARIOS NUEVOS					20
TIPO DE USUARIO					
Residencial		ESTRATO		1	
TRIFÁSICO	0	TRIFILAR	0	MONOFÁSICO	20
RED EN MEDIA TENSIÓN					
APOYOS	85	ESTRUCTURAS	65	LONGITUD RED MT (km)	53.70
TEMPLETES MT	63		PUESTA A TIERRA MT	0	
RED EN BAJA TENSIÓN					
APOYOS	19	ESTRUCTURAS	27	LONGITUD RED BT (km)	6.24
TEMPLETES BT	22		PUESTA A TIERRA BT	20	
TRANSFORMADORES					
TIPO TRANSFORMADOR			FASES	CAPACIDAD kVA	CANTIDAD
Transformador Monofásico de 3 kVA 13.2kV 240-120V			2	3	13

⁴⁵ La consulta de precios de equipos, insumos e implementos se realiza en la página web (<http://www.ie.com.co/>).

6.2 ALTERNATIVA 2: SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICO.

Esta solución corresponde a un sistema alternativo de suministro de energía eléctrica, conformado por un sistema de generación distribuido que alimenta las cargas de forma aislada⁴⁶ (sin conectarse a la red) e independiente⁴⁷ (autoabastecimiento: cada carga posee su sistema generador). Se define esta arquitectura para el sistema dadas las distancias entre usuarios.

Así, se presenta el estudio técnico para un usuario tipo ya que todos los usuarios corresponden a uso domiciliario (no se tienen centros educativos, puestos de salud, ni requerimientos industriales), y finalmente en el estudio financiero de la alternativa se contempla el total de usuarios.

6.2.1 Estudio Técnico

6.2.1.1 Caracterización del Sistema de Suministro Energético – usuario tipo
Como ya se mencionó, consiste en un Sistema de suministro energético alternativo, cuya generación es distribuida, aislada e independiente. Básicamente el sistema de suministro se conforma por la unidad generadora y un sistema de almacenamiento para alimentar una carga proyectada.

En general, se tiene una carga que puede alimentarse directamente de la unidad generadora y/o a través del sistema de almacenamiento de energía en los siguientes escenarios:

- Cuando la energía consumida por la carga es menor a la producida en la unidad generadora, ésta debe además cargar las baterías.

⁴⁶ Aislada: Ya que región hace parte de las zonas no interconectadas del país.

⁴⁷ Independiente: Dada la localización geográfica y las considerables distancias entre usuarios, no es factible un diseño que involucre un parque de generación para abastecimiento local (usuarios alimentadas a través de una red de distribución). Trazar la red de distribución para los usuarios implicaría costos similares a los analizados en la alternativa de expansión de la red eléctrica tradicional, por tanto no se evidenciarían ventajas respecto a dicha alternativa.

- Cuando la energía producida por el sistema generador es menor a la demandada por la carga, las baterías deben suministrar el excedente energético.
- Se podrá operar únicamente con el sistema de almacenamiento durante el periodo de autonomía especificado.
- Se podrá operar únicamente con la unidad de generación, en cuyo caso la carga deberá ser inferior a la nominal y seguir la tendencia de la curva de generación. Este es un caso limite cuyo uso se restringe a las horas soleadas y cuando la unidad de almacenamiento necesita reparación.

Para los escenarios mencionados se aclara que la carga debe mantenerse dentro de los límites permitidos de carga proyectada (Ver 6.2.1.1.1).

El sistema de generación es fotovoltaico y no cuenta con ninguna unidad de respaldo. Se conforma únicamente por paneles solares estáticos cuya superficie se posiciona de forma horizontal (sin ángulo de inclinación), el diseño no contempla reflector, concentrador solar, ni seguidor solar.

Los paneles solares y el sistema de almacenamiento (baterías) procurarán guardar una configuración en paralelo de las unidades que los conforman, aumentando la confiabilidad del sistema general⁴⁸ y permitiendo el manejo del mismo en forma modular.

La topología de conexión de carga es AC. Muchos sistemas de este tipo usan topología de conexión de cargas mixta (en DC para carga de iluminación y AC para las cargas restantes), sin embargo, con miras a ofrecer mayor versatilidad en la gestión de carga, se plantea solo topología en AC.

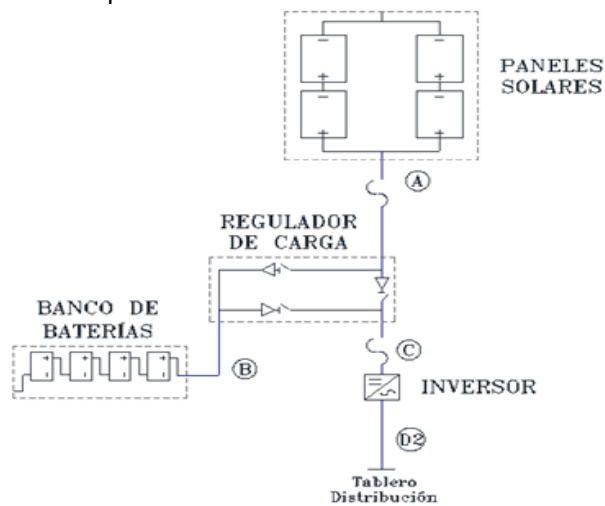
Para poder lograr los objetivos propuestos en los anteriores escenarios, el diseño contempla además de los paneles fotovoltaicos y las baterías, un sistema

⁴⁸ La configuración en paralelo permite reparaciones o manteniendo sin cortar totalmente el suministro.

regulador de carga, un inversor, así como protecciones y cableado que garantizan la conexión segura de la carga.

El diseño es convencional en cuanto a que los equipos se dimensionan para abastecer determinada carga (el consumo está limitado). Sin embargo, dado el carácter modular de los sistemas fotovoltaicos se permite proyectar aumentos de carga a través de la adición de módulos al sistema⁴⁹.

Figura 34 Diagrama Unifilar del Sistema Fotovoltaico de Suministro Energético Aislado. Diseño hasta la acometida –Usuario Tipo.



Fuente: Autores

6.2.1.1.1 Proyección de carga usuario tipo: Análisis de condiciones de carga.

Para la proyección de la carga del sistema de generación fotovoltaico se tiene en cuenta la carga mínima establecida por el operador de red en la región según el tipo de usuario y las encuestas aplicadas a los beneficiarios sobre proyección de consumo, para finalmente seleccionar la carga de diseño por usuario tipo.

El usuario tipo corresponde con una vivienda rural estrato uno. La carga mínima suficiente por usuario establecida por ENERCA para expansión de la red rural puede verse en la

⁴⁹ Deberá en todo caso, realizarse el dimensionamiento de los módulos requeridos para adicionar, que garanticen el funcionamiento del sistema (equipos, conductores y protecciones) para las nuevas condiciones de carga.

Tabla 38⁵⁰.

Tabla 38 Demanda máxima diversificada según estrato y número de usuarios alimentados desde el transformador. Adaptado de tablas de ENERCA.

Número de Usuarios	DmaxTrafo [kVA]	DmaxUsuario [kVA]	Cantidad transformadores instalados en diseño convencional
1	1,23	1,23	8
2	2,18	1,09	3
3	2,97	0,99	2

Según estas consideraciones, para el diseño fotovoltaico que opera de forma independiente, y siendo consecuentes con el planteamiento para el diseño de la alternativa convencional, la carga correspondería con **1,23 [kVA]**.

Por otro lado, se revisa la información obtenida a través de la encuesta aplicada a los beneficiarios, de donde se proyecta el consumo expuesto en la Tabla 39, la carga (equipos y electrodomésticos) es la considerada necesaria para mejorar la calidad de vida y las condiciones de trabajo en la región.

Tabla 39 Carga proyectada para mejoramiento de la calidad de vida en vivienda tipo de las Zonas Rurales No Interconectadas del municipio de Támara-Casanare. Proyección hecha en base a encuestas aplicadas a la población beneficiada

EQUIPO	POTENCIA [W]	CANTIDAD	TIEMPO [h]	CONSUMO DIARIO [Wh]
Lámpara	40	5	4	800
Refrigerador bajo consumo	170	1	24	4080
Licuada	400	1	0,2	80
Radio-grabadora	25	1	8	200
cerca eléctrica	50	1	24	1200
motobomba	450	1	0,5	225
Plancha	1200	1	0,3	360
Máquina cocer	125	1	2	250
Televisor	80	1	3	240
Cargador celular	20	1	3	60
Ventilador	60	1	5	300
TOTAL	2780			7795,00
La proyección de carga se hace desde un escenario de bajo consumo y las potencias de los aparatos son tomadas como el promedio de potencias citadas en diferentes catálogos de fabricantes. Ver: http://www.emsa-esp.com.co/index.php?id=512				

La proyección mostrada en la Tabla 39 con una potencia de 2780[W] para suplir una demanda energética de 7795 [Wh-día] es alta para generación fotovoltaico⁵¹,

⁵⁰ Esta tabla es la misma usada en el diseño convencional desarrollado en el literal 6.1

dimensionar el sistema bajo estas condiciones puede resultar no viable económicamente teniendo en cuenta que se trata de proyectos de interés social donde la inversión pública estipulada debe alcanzar la mayor cobertura posible⁵².

Por tal motivo, se replantea en la Tabla 40 la carga para la vivienda tipo, con aparatos únicamente de uso doméstico. Se considera constatare el dimensionamiento durante todo el año dado que no existen estaciones ni cambios drásticos que puedan generar incrementos en el consumo en determinadas épocas.

Tabla 40 Carga para Diseño. Vivienda Tipo Municipio Támara-Casanare

Distribución de la instalación			Potencia Instalada	EQUIPO	Demanda [W]	CANTIDAD	TIEMPO [h]-día	CONSUMO DIARIO [Wh]
Ubicación	iluminación	Tomas	200	Lámpara	40	5	4	800
Cocina	1	1	1500	Refrigerador bajo consumo	170	1	8	1360
		1		Licuada	400	1	0,2	80
Baño-pasillo	1	1	100	Radio-grabadora	20	1	8	160
sala	1	1	100	Televisor	80	1	3	240
		1	1500	plancha	900	1	0,024	21,6
Habitacio1	1	1	100	ventilador	50	1	5	250
Habitacion 2	1	1	100	ventilador	50	1	5	250
Total	5	7	3600		1870			3161,60
					1230			3161,60

Finalmente, considerando lo expuesto en la

⁵¹ Los modelos comercialmente más usados de paneles fotovoltaicos tienen 100[W] y 180[W] que bajo las condiciones de la región podrían alcanzar entre 485 [Wh-día] y 870 [Wh-día].

⁵² El fondo ante el cual se solicitan los recursos para la implementación del proyecto tiene un rublo fijo destinado para proyectos de infraestructura eléctrica. Entre más elevado sea costo por beneficiario, menor cobertura se alcanzará y el fondo preferirá otras alternativas que, aunque inferiores en su capacidad, permitan mejorar un poco la condición de más habitantes.

Tabla 38 , Tabla 39 y la Tabla 40, **se plantea como carga nominal una potencia de 1230 [W] para suplir una demanda de 3161,6 [Wh-día] (ver Tabla 41)**, dicha proyección satisface los requerimientos energéticos de la población, cumple con lo establecido por la norma (ENERCA) y se asemeja a las condiciones de la opción tradicional (con miras a poder comparar los dos sistemas).

Es importante para sistemas aislados hacer una buena gestión de la carga buscando el mayor beneficio y versatilidad para el usuario sin comprometer la instalación. Por ello se presenta a continuación un análisis para expresar la capacidad nominal en función de horas nominales y [Ah-día] nominales:

ILAC: Corriente por carga total en lado CA [A]

ILTG: Corriente de carga total en el lado de generación del sistema [A]

LTCG: Carga total dimensionada, del lado del generador [Ah-día]

$$I_{LAC} = \frac{1230[W]}{120[V]} = 10,25 [A]$$

$$I_{LTG} = 25,625 [A]$$

$$H_N = \frac{3162[Wh - dia]}{48[V] * 25,625[A]} = \frac{3162[Wh - dia]}{1230[W]} = 2,57 [h - dia]$$

$$L_{TCG} = 2,57[h] * 25,625[A] = 65,86[Ah - dia]$$

Tabla 41 Resumen de condiciones nominales proyectadas para la carga

E_N	3161,6	Energía al día demandada por la carga [Wh-día]
P_N	1230	Potencia instalada (Carga) [W]
V_{CC}	48	Nivel de tensión en el lado de generación del sistema [V]
V_{CA}	120	Nivel de tensión lado de conexión de carga AC [V]
H_N	2,57	Horas Nominal [h] (horas de funcionamiento con toda la demanda)
L_{TCG}	65,86	[Ah-día] (Nomina)

A partir del cálculo anterior, se plantea en la Tabla 42 diferentes escenarios de carga en los que puede operar el sistema (escenarios subrayados) cumpliendo con la generación estipulada en términos de energía y potencia.

Así, se tiene una condición de consumo limitada con diferentes opciones de carga, (Ver Tabla 42⁵³).

Tabla 42 Diferentes escenarios de carga.

[Wh-día]	[Ah-día]	Horas	ILTG[A]	Potencia
3162	66	1	65,8666667	3161,6
3162	66	2	32,9333333	1580,8
3162	66	3	21,9555556	1053,86667
3162	66	4	16,4666667	790,4
3162	66	5	13,1733333	632,32
3162	66	6	10,9777778	526,933333
3162	66	7	9,40952381	451,657143
3162	66	8	8,23333333	395,2
3162	66	9	7,31851852	351,288889
3162	66	10	6,58666667	316,16
3162	66	11	5,98787879	287,418182
3162	66	12	5,48888889	263,466667
3162	66	13	5,06666667	243,2
3162	66	14	4,7047619	225,828571
3162	66	15	4,39111111	210,773333
3162	66	16	4,11666667	197,6
3162	66	17	3,8745098	185,976471
3162	66	18	3,65925926	175,644444
3162	66	19	3,46666667	166,4
3162	66	20	3,29333333	158,08
3162	66	21	3,13650794	150,552381
3162	66	22	2,99393939	143,709091
3162	66	23	2,86376812	137,46087
3162	66	24	2,74444444	131,733333

Condición máxima

Para considerar las pérdidas del sistema, se asume una eficiencia total alrededor de 90% se tendría que el total de energía a suministrar está dada por la siguiente expresión:

$$L_T = \frac{66 [Ah - dia]}{0,90} = 73,3 [Ah - dia]$$

⁵³ En el cálculo de conductores, protecciones y otros equipos se debe tener en cuenta la versatilidad con que se está diseñando al considerando estos escenarios.

$$I_{LN} = \left[\frac{73,3[Ah - dia]}{2,57[h_N]} \right] = 28,5[A]$$

LT: Carga total en el lado de generación del sistema, asumiendo perdidas del mismo [Ah – dia]

ILN: Corriente de carga nominal, asumiendo perdidas en el lado de generación del sistema [A]

La condición de consumo se limita, siendo el escenario de carga máxima el que corresponde con:

$$I_{Lmax} = \left[\frac{73,3[Ah - dia]}{2[h_{max}]} \right] = 36,6[A]$$

ILMax: Corriente de carga máxima, asumiendo perdidas en el lado de generación del sistema [A]

Se garantiza el dimensionamiento de equipos, conductores y protecciones para operar bajo dicha condición máxima.

Los escenarios propuestos en la Tabla 42, corresponden a un planteamiento sencillo de gestión de la carga⁵⁴. Para una mejor gestión, los escenarios deben analizarse con ventanas de tiempo de alimentación de la carga desde la batería y/o desde el generador.

6.2.1.2 Dimensionamiento de los elementos que conforman el sistema de suministro energético y selección de equipos disponibles en el mercado

Una vez estimado el consumo y proyectando en él las perdidas dadas por la eficiencia de equipos, y con base en las características ambientales de la zona, se procede a dimensionar cada elemento y seleccionarlo según sus especificaciones técnicas.

⁵⁴ Básicamente se plantea que el sistema pueda aumentar sus horas de suministro bajo esquemas de carga menor. Diversificación.

Dado que no se plantea instalar paneles solares con seguimiento del punto de máxima potencia –MPP, se sigue para el dimensionamiento el criterio de amperes hora [Ah] expuesto en [24], siendo la batería la que marca la tensión del sistema independientemente de alcanzar o no el punto de máxima potencia de los módulos empleados.

Las especificaciones técnicas se establecen de forma genérica dado que la compra de equipos para proyectos de inversión pública en infraestructura eléctrica se hace a través de licitación pública. Se podrán presentar diversos modelos disponibles en el mercado que sean compatibles con las especificaciones genéricas estipuladas⁵⁵.

Así, la selección planteada en esta propuesta de estructuración responde a criterios de calidad técnica y balance costos/beneficio de cada equipo⁵⁶. Sin embargo, puede darse que las propuestas presentadas en la licitación se limiten en función de las disponibilidades y restricciones locales.

En el [Anexo C](#) se incluyen tablas en que se resume información sobre características y precios de los principales equipos, estos datos corresponden con los catálogos encontrados al hacer una revisión bibliográfica de las páginas web de fabricantes y distribuidores de los mismos. El costo no se encuentra en pesos colombianos y debe hacerse su conversión según la tasa de cambio, en todo caso, se intenta escoger modelos que puedan ser adquiridos por su distribuidor en Colombia para no realizar la importación directa y reducir costos de impuestos. Se plantea la selección de equipos con vida útil igual o superior a 10 años.

⁵⁵ Las hojas técnicas, “datasheet” y especificaciones de operación de los equipos deberá exigirse en las propuestas que se presenten a licitación, y en la fase de implementación del proyecto deberán anexarse a los planos “como construido” del mismo.

⁵⁶ Se presenta una propuesta lo más ajustada posible a la realidad, ya que el costo total del proyecto estipulado en el análisis financiero (Ver 6.2.2) es el principal parámetro para evaluar la viabilidad de esta alternativa de suministro energético.

6.2.1.2.1 Acumulador o batería

Las baterías son recargadas desde los paneles solares a través del regulador de carga. El sistema de almacenamiento debe entregar la corriente necesaria a la salida para el correcto funcionamiento de la carga.

El acumulador se selecciona según dos criterios, capacidad amperimétrica que puede suministrar y capacidad de almacenamiento de energía. El almacenamiento energético se relaciona directamente con la autonomía de la batería, pero también es necesario garantizar el suministro dado por la capacidad amperimétrica

Los niveles de voltaje DC utilizados generalmente en sistemas FV son 12, 24 o 48[V]⁵⁷. En este caso, se escoge trabajar con un voltaje DC de 48 V. La principal ventaja que representa este nivel de voltaje es que al aumentar la tensión disminuye la corriente en los conductores que conectan el generador FV, el regulador y la batería, por lo que pueden emplearse cables de sección más pequeña manteniendo la regulación de voltaje dentro de límites aceptables y se reduce la corriente máxima que deberá manejar el regulador, con lo que se reducen los costos asociados a la compra de este tipo de equipos.

Para la proyección de la autonomía del sistema de almacenamiento se considera:

- Condiciones climáticas de la región: es necesario garantizar el suministro de la carga proyectada bajo las menores condiciones de radiación de la zona.

Para el caso de este diseño, el historial de mediciones que posee la central meteorológica El Tablón, evidencia un índice de radiación sin variabilidad durante el año, por lo que se sugiere de la Tabla 43 el menor número de días de autonomía.

⁵⁷ Potencias demandadas de las cargas menores a 1500 [W] usan tensiones de 12[V], entre 1500 y 5000[W] entre 24 y 48 [V] y mayores de 5000[W] 120 o 300[V]. [24]

Tabla 43 Días de autonomía recomendados según las condiciones climáticas de la región. Tomado de [25]

Estado del tiempo	Uso domestico	Usos críticos industrial
Muy nublado	5	10
Variable	4	8
Soleado	3	6

- Condiciones Geográficas de la región: el aislamiento del punto de instalación del sistema a centros poblados, dificulta que el usuario pueda adquirir combustible para abastecer de otra forma sus requerimientos energéticos.
- Condiciones Socioeconómicas de los beneficiarios: En caso de ausencia de suministro por el sistema fotovoltaico, los usuarios deberán suplir de otras formas sus necesidades energéticas. La población rural Tamareña evidencia un índice bajo de recursos.

Según estas condiciones sería aceptable considerar 3 días de autonomía. Sin embargo, bajo la lógica de diseñar el sistema fotovoltaico lo más cercano posible al comportamiento del sistema convencional (para poder establecer comparaciones reales a la hora de seleccionar la alternativa más apropiada), se presenta un criterio más a consideración, el cual permite asociar la autonomía del sistema FV con parámetros de confiabilidad del sistema tradicional.

- Parámetros de Calidad (Confiabilidad): Por medio de los indicadores de Duración Equivalente del Servicio –DES y Frecuencia Equivalente del Servicio –FES (relacionados con los cortes superiores a 3 minutos, se definen metas de confiabilidad que se utilizan para verificar el cumplimiento de los niveles mínimos de calidad del servicio en el SIN y STR. Esos indicadores se reportan cada mes por parte del operador de red.

Actualizaciones de la resolución CREG 091 de 1999, indican los valores máximos de los índices en función del número de habitantes servidos, y puede verse en la Tabla 44.

Para la el municipio de Villanueva Casanare, en el corregimiento de Flor Amarillo (red tradicional trazada en zona rural con características similares a Támara, a cuyos datos se accedió en el desarrollo de ésta práctica), los valores de los indicadores corresponden a: DES= 6,5 y FES=7,9.

Dado el número de veces que el servicio es interrumpido (FES) y el tiempo de las interrupciones (DES) que se presentan en la zona en el sistema tradicional, puede disminuirse la autonomía del sistema fotovoltaico, para igualarlo a estas condiciones de operación que presentaría el sistema tradicional.

Tabla 44 Límites establecidos en Colombia para indicadores de calidad DES y FES.
Tomado de [26] Pág. 29 y de [27]

Grupo	DES (Horas por año)	FES (Cortes por año)
1: habitantes>100000	19	38
2: 100000<habitantes>50000	29	58
3: Menos de 50000 habitantes	39	68
4: Zona Rural	61	84

Finalmente, analizando todas las consideraciones antes expuestas y entendiendo que el diseño del acumulador constituye un compromiso entre la confiabilidad del sistema y el presupuesto del mismo (las baterías son uno de los componentes más costos), se plantea bajo criterio del diseñador **1 día (24 horas) de autonomía** del sistema de almacenamiento⁵⁸.

⁵⁸ Es común que sistemas de generación alternativo a partir de fuentes variables incorporen generación de respaldo, ello disminuye las especificaciones del sistema de almacenamiento. Cuando las condiciones socioeconómicas de los beneficiarios son bajas y limitan la compra de combustible, se plantea un diseño robusto del sistema de almacenamiento que actúe en cierta forma como sistema de respaldo. Sin embargo, para este caso pese a que no se considera generación de respaldo, tampoco se

Se aclara que para un mejor dimensionamiento de la batería, al igual que sucede con la gestión de carga y la generación, se requiere poder establecer curvas de demanda y ventanas de tiempo de suministro que me permitan visualizar los flujos de potencia en el tiempo y así dimensionar de forma más eficiente el sistema.

$$C[\text{Ah}] = \frac{L_T[\text{Ah-día}]N}{PD * F_{TB}}$$

$$C_{dB} = PD * C$$

C: Capacidad nominal batería

PD: Profundidad de descarga, depende de la batería seleccionada

L_T: carga diaria asumiendo las pérdidas del sistema; *L_T* = 73,3[Ah – día]

N: número de días de autonomía de la batería; *N* = 1

F_{TB}: Factor de corrección por temperatura para funcionamiento del electrolito; *F_{TB}* = 1

C_{dB}: Capacidad real nominal de la batería (conservando el PD)

Del [Anexo C1](#) y [Anexo C2](#) se escoge, para realizar el cálculo, dos tipos específicos de baterías: AGM y SLI modificada. Se seleccionan para dos configuraciones diferentes, para igual dimensionamiento de capacidad y se compara cual resulta financieramente favorable.

Los resultados del cálculo para los datos de la ecuación anterior se muestran en la Tabla 45.

Tabla 45 Cálculo de baterías seleccionadas para N=1 día
(Fabricante Rolls), SLI (Fabricante Effekta)

Dimensionamiento				
Tipo Batería	PD	C requerida [Ah en 24h]	Tensión	C nominales [Ah en 100h] Requeridos
AGM	1	73,3	12	18,325
SLI	0,7	104,71429	12	26,178571

dimensiona alta la autonomía de la batería con miras a acercar el sistema FV a la operación esperada del sistema tradicional contra el cual se comparará para evaluar la alternativa financieramente viable.

Selección												
Datos fabricante					Cálculos							
Fabricante/Distribuidor/Modelo	Eficiencia [%]	C Ah en 100h	PD	Intensidad de descarga [A]	CdB [Ah en 100h]	C requerida [Ah en 100h]	Cantidad requerida en Serie	Cantidad requerida Paralelo		Cantidad requerida total	Costo por unidad €	Costo Total €
								Criterio C	Criterio A			
AGM Enervolt Solar	98	12	1	18,5	12	73,3	4	2,11	1,98	8	38,6	308,8
SLI-Effekta (Enersol-40)	93	40	0,7	38	28	104,7143	4	-0,26	0,96	4	67,86	271,5

Se escoge la batería tipo SLI ya que resulta mas economica que la opcion AGM contra la que se compara. El diseño se proyecta con la batería tipo SLI (eficiencia 93%) para 1 días de autonomía (opción subrayada en la Tabla 45)⁵⁹.

6.2.1.2.2 Sistema de generación fotovoltaica

La unidad de generación de este diseño no dispondrá de concentrador solar, reflector ni seguidor solar. Se planea la instalación de paneles estáticos, lo cual representa que cada panel deja de recibir un porcentaje de energía al día⁶⁰ (paneles con seguidores solares eliminan esta ineficiencia), igualmente el panel a seleccionar no necesita cumplir con la condición de seguidor del punto máximo de potencia.

Con el método usado[24], la potencia máxima de la instalación se calcula con base en la radiación solar del lugar (expresada como HSP), las necesidades de energía eléctrica del usuario y la superficie disponible para la instalación de los paneles solares. La potencia máxima de la instalación fotovoltaica se indica en kilovatios pico W_{PFV} [kW].

⁵⁹ La capacidad del sistema, así constituido, queda sobredimensionada: con flujo de carga en condiciones nominales: $L_{TCG} = 66$ [Ah – día] o $L_T = 73,3$ [Ah – día] alcanza 1,9 veces los días de autonomía proyectados.

⁶⁰ En este proyecto no se considera el factor de distorsión de radiación que involucra la instalación de un panel estático. No es posible determinar este factor dado que no se cuenta con registros de medición de la radiación para diferentes ángulos de incidencia en la zona.

El requerimiento de generación se determina considerando la carga proyectada junto con las pérdidas en equipos y por efecto Joule en conductores, que deben suministrarse desde el sistema generador.

Para el presente diseño se aplica un factor de seguridad a la generación proyectada⁶¹, $F_S = 10\%$ para contrarrestar la disminución de la generación por variabilidad de condiciones ambientales y dado que se contempla seguidor solar.

E_{RFV} : *Energía requerida del sistema fotovoltaico*

F_S : *Factor de seguridad por generación dependiente de condiciones variables*

L_{RT} : *Carga total diaria asumiendo pérdidas y considerando el factor de seguridad de generación*

$$L_T = 73,3 \text{ [Ah – día]}$$

$$L_{RT} = L_T * F_S = 73,3 * 1,1 = 80,63 \text{ [Ah – día]}$$

$$V_{BAT} = 48 \text{ [V]}$$

$$E_{RFV} = L_{RT} * V_{CC} = 80,63 * 48 = 3870 \text{ [Wh – día]}$$

Entonces, para el dimensionamiento del panel se tiene:

$$HSP = 5,2$$

$$W_{PFV} = \frac{E_{RFV}[\text{Wh – día}]}{HSP} = \frac{3870}{5,2} = 744,2[\text{W}]$$

W_{PFV} : Valor calculado necesario de potencia máxima del sistema generador

Del listado de unidades presentado en el [Anexo C1](#) y [Anexo C2](#) se evalúan los siguientes criterios para seleccionar el panel, la metodología para el proceso de selección de los paneles se toma de [28]:

⁶¹ Es común para sistemas fotovoltaicos aplicar un margen de seguridad (alrededor del 10%) a la proyección de la generación, con el fin de involucrar la variabilidad de las condiciones ambientales que ocasionan niveles inferiores al indicado por el panel.

1. Composición poli-cristalino o mono-cristalino ya que su eficiencia está en el orden del 12% el cual es aceptable para el diseño y su valor comercial es más competitivo.
2. Valor de tensión de salida nominal igual entre 24[V] y 48[V], mayor valor para limitar la corriente nominal
3. Potencia nominal alta (mayor a 180 [W]) que permitan reducir el número de paneles para el requerimiento energético.
4. Valor de tensión de circuito abierto V_{oc} considerablemente alto, con el fin de reducir el número de conexiones en serie para alcanzar la tensión de y por tanto disminuir el área de ocupación del sistema.
5. Menor costo: evaluando éste como el factor entre el precio comercial del módulo y su potencia nominal [\$/W]. Se considera a criterio del diseñador como aceptable valores por debajo de 11000 [\$/W]⁶².

Aplicado uno tras otro los filtros anteriores, se escoge como modulo fotovoltaico el modelo SW 250 cuyas características se especifican en la Tabla 46.

Tabla 46 Características del panel solar fotovoltaico seleccionado.

Modelo	Distribuidor	Descripción	[W]	Vn [V]	n [%]	Voc [V]	Isc [A]	largo [m]	ancho [m]	peso [Kg]	Costo unidad €
SOLAR WORLD SW 220	JHRoerden	Policristalino	220	24	13,64	37	15	1,644	1	23	730

$$N_{\text{total}} = \frac{744,2[\text{W}]}{220[\text{W}]} \approx 4$$

$$220[\text{W}] * 4 = 880[\text{W}]$$

$$880 * 5,2 = 4578 [\text{Wh} - \text{dia}]$$

⁶² El criterio se toma observando la tendencia en los precios de catálogos de diferentes modelos y fabricantes e intenta ajustarse a los valores sugeridos por la UPME para este tipo de generación.

De este modo, la configuración del sistema generador tendrá 4 módulos, conexión en paralelo de dos grupos de a dos unidades en serie cada grupo, quedando contemplada la instalación en generación de $W_{PFVr} = 880$ [W], además, se contempla la instalación de un controlador que mantenga a un nivel fijo de 48 [V] la tensión de salida sistema generador.

Los módulos fotovoltaicos deben instalarse sobre estructuras de soporte que los protejan mecánicamente, faciliten su conexión serie-paralelo y faciliten su mantenimiento y limpieza. Se escogen para tal fin las mostradas en la Tabla 47.

Tabla 47 Estructuras de soporte para módulos fotovoltaicos

Descripción	Distribuidor	Cantidad	Valor unidad €	Valor total €
Estructura coplanar para 2 módulos, 4m X 2m, $W_p=250$ [W], ajustable, inclinable, movable. Estructura para suelo en acero galvanizado	Agridrovert Solar	2	88,39	265,17

6.2.1.2.3 Regulador de carga

El regulador de carga es un equipo fundamental en este diseño, tiene a su cargo la gestión de la carga: debe permitir el suministro energético desde el generador a cualquier condición de carga admitida. Si la energía generada supera la necesidad de la carga, el regulador debe gestionar la carga de la batería, en el caso contrario, si la energía generada no es suficiente, el regulador debe permitir el suministro a la carga desde el generador y desde la batería.

El dimensionamiento del regulador se realiza con base en la batería seleccionada, la corriente de corto circuito del generador fotovoltaico y la proyección máxima de la carga, Los cálculos para los parámetros eléctricos mostrados a continuación se hacen con base en las ecuaciones presentadas en el literal 4.1.1.3.

Especificaciones genéricas:

$$V_{CarFin} = 55,2 \text{ [V]}$$

$$V_{\text{CarRep}} = 51,6 \text{ [V]}$$

$$I_{\text{BCar}} = 1,15 * I_{\text{GFVsc}} = 1,15 * (15 * 2) = 34,5 \text{ [A]}$$

$$V_{\text{DesC}} = PD * V_N = 0,7 * 48 = 33,6$$

$$V_{\text{RecC}} = V_{\text{DesC}} + 0,08 \text{ V/vaso} = 33,6 + 1,92 \text{ [V]} = 35,52 \text{ [V]}$$

$$I_{\text{BDes}} = 1,15 * I_{\text{Lmax}} = 1,15 * \left[\frac{73[Ah - dia]}{2,5[h_{max}]} \right] \text{ [A]} = 33,58 \text{ [A]}$$

$$V_{\text{OutReg}} \leq 1,3 * V_N; \quad 48 \leq V_{\text{OutReg}} \leq (48 * 1.1) = 52,8$$

Además debe cumplirse que:

- Dado que el sistema es aislado y que no cuentan con sistema de generación de respaldo, el regulador debe incluir elementos de señalización y alarma previos a la desconexión, previniendo al usuario sobre el riesgo de desconexión, para que este pueda regular su consumo y evitar la interrupción del suministro eléctrico. El “voltaje de alarma” (estado de carga bajo) debe ser 0.7 V (para sistemas de 48 V) superior a la tensión de desconexión del consumo.
- Las caídas internas de tensión del regulador, entre los terminales de la batería y los del generador, deben ser inferiores al 4% de la tensión nominal, en las peores condiciones de operación (todas las cargas apagadas y máxima corriente procedente del generador fotovoltaico).
- Entre los terminales de la batería y los del consumo, la caída de tensión deben ser inferior al 4% del voltaje nominal en las peores condiciones de operación (todas las cargas encendidas y sin corriente alguna procedente del generador fotovoltaico).

- El consumo energético parásito diario del regulador en condiciones normales de operación no debe exceder el 3% del consumo diario considerado en el diseño.

Se escoge el modelo STECA SOLARIX 4401 del catálogo presentado en el [Anexo C](#). Las características técnicas del dispositivo electrónico se pueden revisar en el mismo anexo y en la

Tabla 48 se encuentra su distribuidor y precio.

Tabla 48 Regulador de carga seleccionado para el diseño.

Modelo	Distribuidor	η [%]	Corriente [A]	Voltaje [V]	Precio €
STECA SOLARIX 4401 ⁶³	JHRoerden	97%	40	48	269

6.2.1.2.4 Sistema de adaptación de corriente (Inversor)

Dado que la función del sistema de adaptación de corriente es adecuar las características de la energía generada a las demandadas por las aplicaciones de la instalación, se debe instalar un inversor (CC-CA) para alimentar la carga proyectada, cuyas características genéricas cumplan lo estipulado en la Tabla 49 .

Además, dado que la red es aislada, la tecnología de diseño del inversor debe corresponder con los tipos sinusoidal y grid-off mencionados en la parte conceptual de este documento (Ver 4.1.1.4).

Se aclara, que el factor de potencia de la carga disminuye la potencia real del inversor, por tanto se limita en este diseño el uso de cargas inductivas y motores, en caso permitir este tipo de carga, lo primero que debe replantearse es el inversor.

⁶³ Para mayor información del modelo ver: http://www.steca.com/index.php?Steca_Solarix_24_44_es

Tabla 49 Especificaciones genéricas para el inversor

Tensión nominal entrada CC	48 VDC
Potencia nominal a 25°C	1368VA
Tensión AC / Frecuencia	120 VAC / 60 Hz
Corriente nominal salida CA	11,4 A
Eficiencia	Superior al 90%
Distorsión armónica máxima	Inferior al 5%
Corriente máxima de salida (5 horas)	8,27 [A]
Capacidad de sobrecarga ⁶⁴ (30 min)	Alrededor de 4000
Rango de tensión de entrada en CC	45-55 VDC

Se elige el Inversor Phoenix distribuido por Victron Energy, que cumple las especificaciones genéricas y cuyas hojas de datos se muestran en el **Anexo C**, se resumen en la Tabla 50 las principales características.

Tabla 50 Características inversor Phoenix 48/1500

Tensión nominal entrada CC	48 VDC
Potencia nominal a 25°C	1440
Tensión AC / Frecuencia	120 VAC / 60 Hz
Corriente nominal salida CA	12,5 A
Eficiencia	94%
Pico de potencia	4400VA
Tipo	Senoidal
Costo Unidad €	520 ⁶⁵

6.2.1.2.5 Instalación: Selección de cableado, protecciones, medidor y tablero

La selección de los conductores deben ser tal que las caídas de tensión en ellos sean menores al 5% entre el generador y el regulador, menores de 1% entre el regulador y las baterías (por lo que se deben poner lo más próximos posibles), e inferiores a 5% entre el regulador de carga y las cargas, para condiciones de

⁶⁴ Para el presente diseño, la capacidad de sobrecarga del inverso es la que finalmente me limita el pico de corriente que le puedo exigir al sistema (según este parámetro debe realizarse la mejor gestión posible en el uso de la energía, dado que además de imponerme el pico, la eficiencia de él depende del equipo depende de trabajar cerca de sus condiciones nominales).

⁶⁵ Costo consultado en la página web: <http://www.sumsol.es/wp-content/uploads/clearspace/one/2012/12/001-Tarifa-fotovoltaica-PVP-ED1211.pdf>

máxima corriente. Estos valores son independientes de las caídas internas del regulador [17].

La **sección 690 de la NTC-2050 (Sistemas solares fotovoltaicos)** indica que el cálculo de la corriente del circuito de la fuente fotovoltaica, usada para dimensionar conductores y protecciones, debe hacerse con el valor nominal de la corriente de cortocircuito.

Dado que la temperatura ambiente y la radiación de la zona aumentan con respecto a las condiciones estándar (SCT) y que estas variaciones producen un incremento de la corriente de corto circuito, se considera un factor de corrección por temperatura f_{TR} para tener en cuenta dicho efecto.

Se toma a criterio del diseñador un $f_{TR} = 1,25$ de manera que para el cálculo se tiene:

$$I_{SCC} = f_{TR} * I_{SC} = 1,25 * I_{SC} = 1,25 * (2 * 15) = 37,5 [A]$$

El valor dimensionado abarca entonces también el escenario de carga máxima, cuya corriente máxima corresponde a $I_{Lmax} = 36,6 [A]$ durante 2 horas.

Para este tipo de sistemas no es necesario utilizar el método tradicional de regulación para seleccionar el calibre del conductor, debido a que las características del regulador y el convertidor, garantizan que la tensión de operación se mantenga siempre y cuando la tensión del tramo varíe en los rangos apropiados. Además, las distancias de los tramos son suficientemente cortas como para que estos rangos se cumplan adecuadamente.

Se han estipulado los valores de las distancias con el fin de realizar la proyección económica. En todo caso, en la fase de implementación del proyecto deberán revisarse las distancias para cada instalación en particular.

Las pérdidas por efecto Joule se calculan a través de la siguiente ecuación:

$$P_{Joule} = \frac{200 * R * I}{S * V} = \frac{200 * \rho * l * I}{S * V}$$

ρ : resistividad del material [$\Omega * mm^2/m$]

l : longitud tramo [m]

S : superficie del conductor [mm^2]

El artículo 690-4 b, sección 690 de la NTC-2050 indica que “los circuitos de las fuentes fotovoltaicas y los circuitos de salida fotovoltaica no deben instalarse en las mismas canalizaciones, bandejas porta cables, cajas de salida, etc. junto a alimentadores de otros sistemas excepto cuando estos estén conectados entre sí”.

En este caso, se conectarán mediante un ducto el panel y el regulador (sección A), se emplea otro ducto del regulador al tablero de carga (sección D) que (Ver Fuente: Autores)

Se resumen en la Tabla 51 la selección de conductores a partir del dimensionamiento de corriente para cada tramo siguiendo las condiciones impuestas, al igual que los tamaños de los ductos de acuerdo a la tabla C1 del apéndice C de la NTC-2050.

Tabla 51 Dimensionamiento y selección de conductores y ductos hasta la acometida

Parámetros						Conductor				Escenarios de carga desde batería		Ductos	
Tramo	Señal	Longitud [m]	Imax dim. Carga	Imax	δv %	Aisl	Calibre	S[mm²]	δv%			Diámetro [mm]	PVC-Tipo A
A	DC	8	31,5	39,38	4	Cu-THW	#8	8,36	2,81	1	1	18,54	1"
B	DC	2	26,6	36,225	1	Cu-THW	#8	8,36	0,76	2	2	22,71	1"
C	DC	0,5	26,6	36,225	1	Cu-THW	#8	8,36	0,18	1	1	18,54	1"
D	AC	0,5	26,6	36,225	1	Cu-THW	#8	8,36	0,18		1		
pp%										4,49	4,61		

Resistividad del cobre ρ_{cu} [$\Omega mm^2/m$]: 1/51,3 Vcc=48[V]; Vac=120[V]

Capacidad Amperimétrica y especificaciones de conductores tomadas de la tabla 5 capítulo de la NTC-2050

El sistema debe protegerse contra sobrecorriente tanto en la línea del generador fotovoltaico como en la línea de las cargas. Para ello pueden implementarse fusibles, diodos, disyuntores u otros; y pueden o no estar incluidas dentro de la

caja del regulador, considerándose en cualquier caso parte del regulador en lo relativo a caídas de tensión en las mismas.

Para este diseño, el regulador seleccionado incluye una protección de flujo inverso (diodo de bloqueo) para evitar flujos de energía de la batería hacia el generador (por baja radiación que haga percibir el panel como una carga). Se selecciona protección contra sobrecorriente del lado del generador y al lado de la carga, teniendo en cuenta la corriente de dimensionamiento de cada tramo (ver Tabla 52).

Tabla 52 Selección de Protecciones

Tramo	Señal	I _{max}	Protección sobrecorrientes		
			Dispositivo		
A	DC	39,38	Breaker	40 A	ABB S280
C	DC	36,225	Breaker	40 A	ABB S280

Se propone la instalación domiciliaria basada en: Tabla 40 Carga para Diseño. Vivienda Tipo Municipio Támara-Casanare y Tabla 41 Resumen de condiciones nominales proyectadas para la carga. La instalación contempla cuatro circuitos ramales: uno para iluminación, otro para tomacorrientes generales, el tercero para pequeños artefactos, otro para lavado y plancha, junto con dos circuitos de reserva (Ver Figura 35).

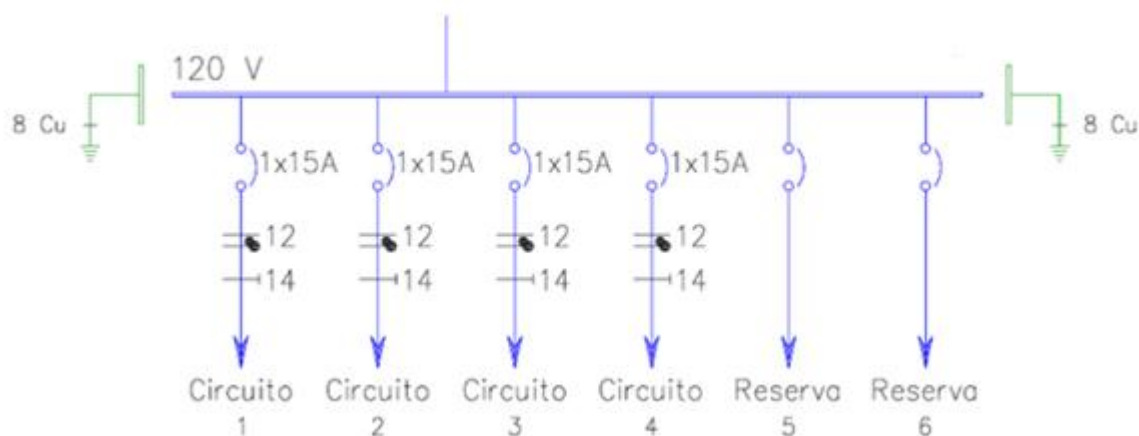


Figura 35 Diagrama propuesto para el tablero de distribución (Diagrama completo [Anexo D1](#)). Fuente los Autores.

La financiación de proyectos de inversión a través de los fondos dispuestos no contempla la instalación interna domiciliaria, por lo que no se hace la proyección en el presupuesto, sin embargo la selección de conductores de la instalación se presenta en el [Anexo D1](#) y se sugiere un tablero de 6 puestos.

Se entienden estos costos como cofinanciación por parte del beneficiario y del ente territorial o entidad que finalmente opere el servicio.

6.2.2 Estudio financiero alternativa fotovoltaica

El costo total de la inversión para el suministro de energía eléctrica a partir de generación fotovoltaica corresponde a **\$353.390.305**, en el [ANEXO C3](#) se presenta el presupuesto y análisis de precios unitarios –APU correspondiente a dicha alternativa. Como ya se mencionó, los precios de las unidades que conforman la alternativa están dados por los catálogos de fabricantes y proyectados según la tasa de cambio de la divisa.

Se proyecta en el [Anexo C4](#) el costo de mantenimiento de la instalación a 20 años, involucrando el cambio por vida útil de los equipos, el valor corresponde a **\$927.803.024**

6.3 SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA MÁS FAVORABLE, EVALUACION EXANTE

Las alternativas son calificadas atendiendo a: Beneficios del proyecto, Permisos y autorizaciones requeridas y costos asociados al proyecto. Los resultados de la evaluación pueden verse en Tabla 53.

Cada uno de los ítems de calificación se mide a través de los criterios de evaluación mostrados en el [ANEXO E](#). En este anexo se presentan los rangos de calificación y el puntaje asignado para cada rango. La calificación asignada para todos los casos tiene una escala de 1 a 10, siendo 1 el menos favorable y 10 el más favorable.

Tabla 53 Evaluación de las alternativas de diseño según criterios establecidos para seleccionar la mejor opción.

CRITERIOS DE EVALUACIÓN	SISTEMA CONVENCIONAL	SISTEMA FOTOVOLTAICO
Beneficios Proyecto		
Vida Útil	6	2
Cobertura Alcanzada	10	10
Aceptación de la propuesta por parte de la comunidad	6	6
Permisos y Autorizaciones Requeridas		
Permiso CORPORINOQUIA	7	10
Autorización Cruce de Líneas	8	10
Manejo de Servidumbres	8	10
Puntos de Conexión	10	10
Permiso Comunidades Indígenas	8	10
Impacto Ambiental	5	10
Costos Proyecto		
Costo Proyecto	1	7
Costo de Mantenimiento	1	1
VIABILIDAD DEL PROYECTO		

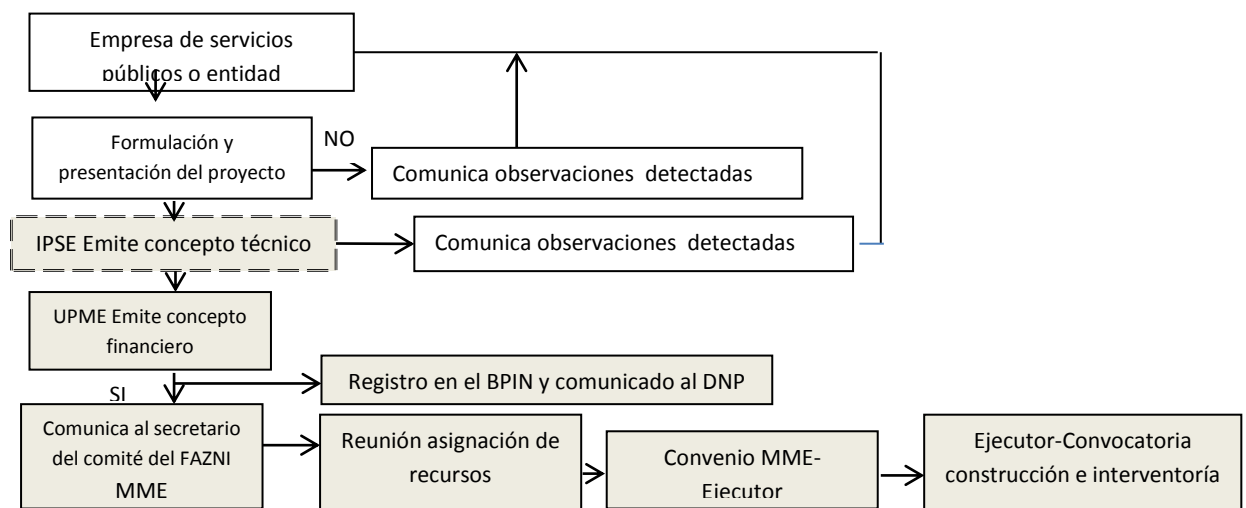
Un punto de partida para la selección de la alternativa de energización, es la ubicación del usuario identificando la distancia a la que se encuentra del punto más cercano de conexión en media tensión, bien sea para una posible expansión de la red o si está muy alejado optar por una solución alternativa. El costo del sistema fotovoltaico para un usuario es de \$17.669.516. Si se tiene en cuenta que el punto de conexión en media tensión más cercano al mismo usuario se encuentre a 5 Km de distancia la extensión de la red tendría un valor de \$70.164.704. De tal manera que es posible asegurar, bajo las condiciones de diseño tenidas en cuenta para ambas alternativas, que para usuarios en Casanare a más de 5 km del punto de conexión se descarta la posibilidad de extensión de la red y se procede inmediatamente a la estructuración de la solución fotovoltaica.

La alternativa seleccionada corresponde con la Alternativa 2 “**Suministro de Energía Eléctrica a partir de un Sistema de Generación Solar Fotovoltaico**”.

El fondo dispuesto para financiación de esta alternativa es el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas No Interconectadas –**FAZNI**.

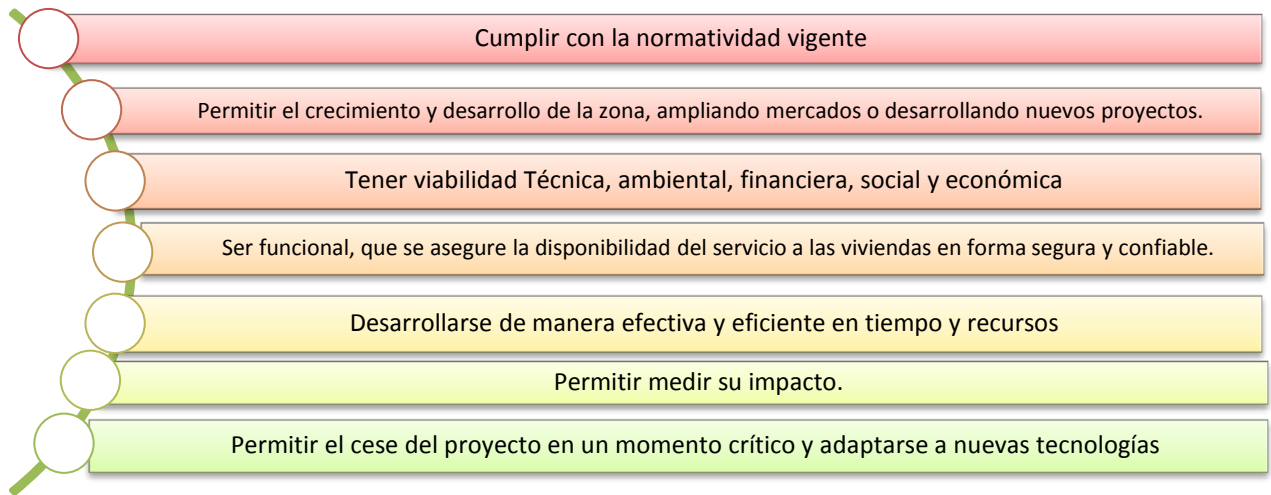
Los proyectos siguen el flujo mostrado en la Figura 36 y son evaluados según los criterios mostrados en la Figura 37.

Figura 36 Diagrama de flujo para la solicitud de recursos ante el administrador del FAZNI, para proyectos formulados por el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas - IPSE.



Tomado de[8].

Figura 37 Aspectos Claves para la evaluación de proyectos de inversión en infraestructura presentados ante los Fondos de Financiación.



Tomado de [8].

6.3.1 Beneficios de la ejecución del proyecto con generación solar fotovoltaica.

6.3.1.1 Medio ambientales

- 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.
- Al igual que el resto de las energías limpias, contribuye a la reducción de emisión de gases de efecto invernadero, especialmente de CO₂, ayudando a cumplir los compromisos establecidos por el protocolo de Kioto y a proteger el planeta del cambio climático.
Disminución de las emisiones de CO₂. Por cada 20 kWh de electricidad producida a partir de la energía solar se dejan de emitir unos 10 kg de CO₂ al año. Las emisiones de CO₂ provocan el efecto invernadero que produce el cambio climático.
- El impacto ambiental es nulo, ya que la instalación es domiciliaria. Por este mismo motivo es de fácil gestión los certificados expedidos por la corporación Ambiental regional.

6.3.1.2 Implementación del sistema

- Infraestructura poco exigente
- Su instalación es simple
- Acta para zonas rurales de difícil acceso que no cuenten con posibilidad de extensión en del STR, y es apropiada para potencializar el uso de recursos de la región.
- Apto para lugares de bajo consumo
- Requiere de poco mantenimiento
- Tienen una vida útil media (dada por el equipo instalado, aproximadamente 10 años)
- Resiste a condiciones climáticas extremas
 - Viento
 - Temperatura
 - Humedad
- Tolera aumentar la potencia mediante la incorporación de nuevos módulos.

6.3.1.3 Canasta energética del país.

- La generación eléctrica a partir de formas no convencionales de energía permite abastecer parte de la demanda energética sin aumentar la dependencia de recursos fósiles (zonas no interconectadas satisfacen sus requerimientos mayormente con combustible), permitiendo un mayor control sobre las variables económicas del mercado del sector eléctrico dada la independencia de otros sectores y/o otros países productores de combustible.
- A futuro puede incorporarse con otros sistemas de generación local, o evolucionar hacia microrredes permitiendo una canasta energética variada y distribuida para el país.
- Evita sobrecargas del sistema de transmisión Regional

6.4 PROCESO 2: FORMULACIÓN COMPLETA DEL PROYECTO ACORDE A LA ALTERNATIVA SELECCIONADA

Para la formulación del proyecto, se integra a los estudios y diseños presentados para el sistema fotovoltaico (Literal 6.2 del presente libro), el estudio ambiental y socioeconómico completo; con esta información se diligencia la ficha EBI Fase Estructuración del proyecto junto con los formatos de presentación ante el fondo de financiación (FAZNI). Estos documentos se presentan, en la medida en que el convenio celebrado por el IPSE y la UIS lo permite, en [Anexo A2](#) - [Anexo A3](#).

OBSERVACIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 OBSERVACIONES

- ❖ La responsabilidad del estado de cumplir con las metas fijadas de ampliación de la cobertura del servicio de energía eléctrica a nivel nacional, se ve obstruida en el departamento de Casanare ya que en los planes de desarrollo departamental y municipal, en muchas ocasiones, se registran proyectos cuyos diseños no cumplen con las exigencias de las normas vigentes (ello imposibilita el aval técnico por el OR) y en la mayoría de los casos, no se han estructurado dentro del esquema de planeación del ente territorial, lo que dificulta la evaluación ante los fondos de financiación dispuestos por el estado.
- ❖ El software de la MGA no es tan preciso a la hora de evaluar costo-beneficio de proyectos de inversión de este tipo, dado que los beneficios, principalmente sociales, son difícilmente medibles bajo las variables estipuladas. Tiende a parecer que estos proyectos no son viables ya que tienen una tasa de retorno negativa, es decir nunca se recupera el costo de la inversión. (Por ello precisamente requieren del estado como promotor, ya que no son atractivos para los OR, y deben argumentarse bajo el valor social agregado).
- ❖ Es necesario, para mitigar riesgos de la inversión realizada en infraestructura y para garantizar un óptimo funcionamiento de los sistemas, definir un plan de manejo, desde el IPSE, de la generación distribuida instalada para aumento de la cobertura.

7.2 RECOMENDACIONES

7.2.1 Selección de equipo

La selección de tensión de desconexión (y/o profundidad de descarga de baterías) representa un compromiso entre la satisfacción de los usuarios por la

disponibilidad de energía, y la protección de las cargas, baterías y otros componentes. Experiencias de campo revelan que criterios sobreprotectores conducen a prácticas indeseables, como el puenteo de los terminales del regulador.

7.2.2 Medición de la radiación en el área de instalación del sistema

Las diferencias en las condiciones meteorológicas entre la localización de la estación de referencia (El Tablón) y el punto de instalación del sistema, son factores que influyen principalmente en el comportamiento de la unidad de generación fotovoltaica, por tanto se requiere para futuros diseños corroborar esta medida o poder por lo menos, acceder al historial de medidas realizadas por la estación y hacer a partir de ello una abstracción que involucre las variables que cambian respecto al área de instalación.

La Escuela de Ingeniería Eléctrica Electrónica y de Telecomunicaciones de la Universidad Industrial de Santander (E3T), cuenta con la unidad “VANTAGE-PRO2 DAVIS”, un avanzado módulo con sensores para medida de diferentes variables meteorológicas, que permite el almacenamiento y visualización de la medición histórica de las variables, recepción inalámbrica de datos y software para análisis de los mismos.

Dada la importancia de la radiación sobre el comportamiento de los sistemas fotovoltaicos, se cree conveniente considerar el uso de la unidad con que cuenta la E3T para realizar mediciones en las regiones de estructuración y diseño de futuros proyectos de este tipo.

A partir de un historial de medición confiable, se podría por ejemplo, determinar ángulos de inclinación del colector para lograr captar mayor cantidad de energía[29].

7.2.3 Estudio de influencia de la temperatura sobre variables en equipos instalados

Se recomienda para la fase de construcción, presentar el análisis del comportamiento del panel solar seleccionado en cuanto a la dependencia de la radiación solar y la temperatura ambiente, sobre parámetros como tensión, corriente y potencias generadas por los paneles.

Este análisis es necesario ya que el panel no trabajará bajo las condiciones especificadas por el fabricante (SCT), y aunque se mantenga bajo operación normal, las condiciones ambientales cambian la temperatura del panel y ello afecta las características del mismo⁶⁶.

Para dicho análisis se sugiere la metodología usada en [13] (literal 6.1.6 Modelado del Panel Solar Páginas 90 a 106), donde se plantea un modelo matemático del panel fotovoltaico que expresa las características del mismo en función de las variables temperatura ambiente, radiación incidente y los parámetros del panel entregados por el fabricante en sus hojas de datos técnicos.

Aunque las características de todos los equipos se ven influenciadas por variables medioambientales, solo se hace necesario realizar el análisis para el panel fotovoltaico ya que los materiales semiconductores que lo conforman tienen una alta dependencia de la temperatura y su efecto no debe despreciarse.

⁶⁶ La naturaleza del material semiconductor de que están compuestos los paneles, ocasiona que ante variaciones de temperatura se produzcan cambios en las variables eléctricas del dispositivo. La temperatura de operación nominal de una célula corresponde a la temperatura que alcanza la célula en condiciones estándar (radiación $0,8 \text{ [kW/m}^2\text{]}$, 20°C de temperatura ambiente, velocidad media del viento 1[m/s] , con la célula o modulo en estado de circuito abierto) y su valor suele oscilar entre 45°C y 49°C . [13]

7.2.4 Prospectiva de los sistemas alternativos de suministro de energía eléctrica, con generación distribuida que alimenta las cargas de forma aislada e independiente en las ZNI.

El aumento de la cobertura en las ZNI, Generación distribuida aislada y usando FNCE, debe evolucionar, proyectándose bajo un esquema que involucre un sistema centralizado de monitoreo y gestión. Las ZNI deben entenderse como parte de la matriz energética del país y su sistema de gestión deberá contener como unidad fundamental, estaciones de medición distribuida que permitan la adquisición de datos climáticos de tipo meteorológico y la evaluación del comportamiento de los sistemas de generación instalados.

Se pretende anticipar, desde el criterio del diseñador, los aspectos en que es necesario trabajar para lograr la operación óptima de este tipo de sistemas. Los desarrollos planteados implican en todo caso, el uso racional y eficiente de la energía.

○ Gestión de las cargas

Dado que para estos sistemas de suministro energético la generación se proyecta en función de la carga dimensionada, es fundamental realizar estudios de diferentes escenarios de carga, que manteniendo un bajo consumo, permitan involucrar electrodomésticos y maquinaria de producción, para elevar potencialmente las condiciones socioeconómicas de las regiones rurales aisladas, evitando el sobredimensionamiento del sistema de generación y almacenamiento (componentes más costosos).

Para ello, se contemplan acciones como:

- Estudiar diversos escenarios de carga, lo que implica la evaluación del porcentaje máximo hasta donde es posible el aumento de las cargas por determinados periodos de tiempo y cuáles son los perfiles y horas adecuados

para obtener el mayor aprovechamiento de las fuentes de generación. Deben generarse ventanas de tiempo que muestren la interacción entre cargas y los sistemas de abastecimiento (sistema de almacenamiento y directamente desde las fuentes de generación).

- Involucrar una Interfaz sistema-usuario, que permita de una manera sencilla planear el uso de la energía buscando reducir los picos en el consumo, informando sobre la posibilidad de usar uno u otro escenario que contempla el diseño.
- Involucrar en el diseño electrodoméstico y maquinaria de producción especialmente diseñada para este tipo de sistemas (se encontró en la revisión bibliográfica realizada cercas eléctricas, motobombas y neveras fotovoltaicas fabricadas por ABB), y con criterios altos de eficiencia energética (lámparas ahorradoras)
- Evaluación de la relación entre el beneficio económico y los perfiles de consumo para la gestión de la carga. Es decir, se plantea que pueden implementarse sistemas de control automático que permitan suplir la mayor carga posible desde la alternativa más económica y que además en caso de ser escasa la generación, se priorice en las actividades productivas o que generen mayor beneficio económico para el usuario⁶⁷.

○ *Gestión de la generación: Integrar diversos sistemas*

La dependencia de sistemas de generación alternativos con base en recursos energéticos asociados a condiciones climáticas evidentemente cambiantes, requiere la integración de otras fuentes de energía constante como parte del

⁶⁷ El SIN, gracias a los avances en Telemedida y comunicación, implementa estrategias de control de consumo energético para priorizar en casos donde no hay disponibilidad para todos los usuarios, con la posibilidad de cambiar estas prioridades según la actividad de los usuarios y su desempeño. Además, en su filosofía, busca siempre abastecer el mayor consumo desde la forma de generación más económica del mercado.

sistema, para garantizar que sin importar las condiciones meteorológicas se abastezca confiablemente de energía las cargas sin necesidad de aumentar las características del sistema de almacenamiento.

Para tales sistemas (Fotovoltaicos, Eólicos, Térmicos, Geotérmicos) debe contemplarse en el diseño, generación a través unidades de respaldo, las cuales pueden consistir en mini y micro centrales hidráulicas, generación a partir de biomasa y generación diésel⁶⁸ (en la menor medida posible), entre otros, que permiten suplir suministros y disminuir las especificaciones de almacenamiento.

La generación así constituida, implica adaptar el sistema para poder gestionar eficientemente el suministro de energía desde la fuente más apropiada y evaluar los escenarios de falla de cada sistema. El equipo de gestión automática puede aumentar considerablemente el costo del sistema⁶⁹.

Por otro lado, en cuanto a la generación a partir de energía solar, es apropiado integrar diseños Térmicos-Fotovoltaicos que permitan mejorar la eficiencia energética del colector o panel (foto-térmico)⁷⁰, mientras se suple por el sistema térmico parte de la carga (normalmente en relación a climatización y actividades o procesos industriales o productivos).

Se encuentran también desarrollos de generación eléctrica a partir de energía térmica (Principio Motor Stirling): Publicaciones grupo INTEGRAR de la

⁶⁸ Cuando la Generación Diésel es de baja especificación no se recomienda trabajar en periodos largos. El número de horas de funcionamiento del generador diésel es determinado mediante las recomendaciones de óptimo funcionamiento del fabricante

⁶⁹ Equipo Regulador con control de carga para sistema con dos fuentes de generación (Fotovoltaica $W_p = 1000$ y un generador diesel $P_N = 3KVA$ con encendido automático del generador, tiene un costo alrededor de 3800000. Tomado de: <http://www.ie.com.co/>

⁷⁰ Para un módulo típico comercial fotovoltaico operando a su máxima capacidad, solamente de un 10% a 15% de la luz incidente es convertida a electricidad, y mucha de la sobrante convertida en calor (cerca del 60%). Los factores que afectan el calentamiento del módulo son: La reflexión desde la superficie superior del módulo, El punto de operación eléctrica del módulo, Absorción de luz solar por el módulo en regiones donde no hay celdas solares, Absorción de radiación infrarroja en el módulo o en las celdas solares y La densidad de empaque de las celdas solares [33]

Universidad de Pamplona, cuyos estudios se centran principalmente en generación geotérmica bajo las condiciones de la ciudad de Paipa, y extensión de los resultados allí obtenidos hacia generación térmica solar.

Finalmente, en cuanto a sistemas solares en general, es de gran importancia que el diseño involucre la instalación de elementos que permitan que dichos sistemas sigan los perfiles de radiación solar y operen en sus condiciones más óptimas.

- *Medición y monitorización de variables climáticas y parámetros de funcionamiento de los sistemas de abastecimiento energético en las (ZNI).*

Es inminente la necesidad de incorporar en este tipo de sistemas, elementos de medición y monitorización tanto de variables climáticas (nubosidad, iluminación, irradiancia, velocidad del viento) como de los parámetros propios del sistema eléctrico (tensión, corriente, potencia consumida por cargas, comportamiento cambiante de los sistemas de generación y como se distribuye la energía dentro del sistema).

Los objetivos de medición estarán enfocados entonces en dos aspectos: El primero de ellos corresponde a generar un sistema de monitoreo distribuido (a nivel local o regional) de variables climáticas que influyen en los en los sistemas de generación eléctrica (FNCE), con alto grado de confiabilidad, lográndose con ello seleccionar equipos según las características regionales reales.

Por otro lado, implica medir variables meteorológicas locales y los parámetros del sistema para poder efectuar un control automático, de modo que el sistema siga el comportamiento de estas variables y permita que los equipos trabajen en las condiciones más eficientes⁷¹.

⁷¹ En este sentido, integrar sistemas de medición va de la mano de integrar sistema de gestión de carga y varias fuentes de generación. Por ejemplo, el sistema de gestión de carga debe actuar, cuando por ejemplo, la

Por tanto es necesario ahondar en temas de investigación que permitan diseñar y construir prototipos funcionales de medición (para medición local distribuida y de relativo bajo costo), que permitan monitoreo a larga distancia y que sean compatibles con sistemas de medida usados para energía eléctrica⁷².

Los esfuerzos hechos en medición son desde todos los puntos recompensados, mucho más si se considera su instalación como herramienta de monitoreo para operación mantenimiento y recobro por parte de futuros operadores de este tipo de sistemas.

nubosidad es alta por un periodo de tiempo mayor al establecido, y transferir la carga a otro sistema de generación que no se vea afectado por dicha variable.

⁷² El Grupo Halley de la universidad industrial de Santander desarrolla un proyecto piloto “Prototipo de Estación Meteorológica Portable para Adquisición de Datos Climáticos de Tipo Meteorológico” cuyos costos se proyectan en rangos muy inferiores al costo de unidades similares encontradas en el mercado.

CONCLUSIONES

- ❖ El desarrollo del proyecto en sus fases de identificación y estructuración implicó aplicar conceptos referentes a Sistemas de distribución, Protecciones eléctricas, Energías renovables y Gestión de Proyectos en la solución a la problemática de cobertura eléctrica del municipio de Tamara-Casanare.
La formación técnica permitió elaborar diseños ajustados a las características de la región. Sin embargo, el trabajo de campo evidenció como los agentes socioculturales y económicos inmersos en un proyecto determinan en mayor porcentaje la estructuración del mismo; no es posible evaluar alternativas únicamente bajo criterios técnicos y de eficiencia energética, aisladas del contexto regional.
- ❖ Para este tipo de proyectos (inversión pública de carácter social), el dimensionamiento más favorable de un sistema será aquel que, en función de la aplicación que se requiera, logre optimizar el factor económico de la instalación en su conjunto (infraestructura y mantenimiento), aun cuando la eficiencia de cada una de sus partes no sea la más óptima.
- ❖ La energía solar fotovoltaica es la principal opción (dentro de las FNCE) para energizar las zonas rurales del departamento de Casanare.
- ❖ Según los costos de inversión proyectados, se puede afirmar que para usuarios rurales en Casanare a más de 5 Km del punto de conexión, se justifica la estructuración de proyectos con la alternativa fotovoltaica, sin necesidad de evaluar la alternativa tradicional (bajo criterios estipulados en el diseño presentado en este trabajo).

Este criterio se estipula considerando:

- Las condiciones de diseño de las alternativas planteadas (Fotovoltaica y Extensión de la Red): Carga proyectada, condiciones climatológicas y geográficas de la zona, dimensionamiento: PD-Batería, protecciones,

eficiencia y calidad de equipo. (Ambas se encuentran diseñadas para operar bajo las mismas condiciones)

- El costo del sistema fotovoltaico para un usuario corresponde a \$17.669.516.

Este mismo valor, llevado a suministro, trenzado y tendido de red monofásica en media tensión ACSR2 corresponde con 4,8 Km (5Km valdrían \$18296250)

- ❖ Con la ejecución del proyecto (Etapa Inversión), se calcula un aumento de la cobertura eléctrica en el municipio de Tamara del 1,52%, alcanzando un total del 23,7%.
- ❖ Durante la fase de diagnóstico, el 25% de los beneficiarios manifestó usar planta diesel para satisfacer sus requerimientos energéticos, asumiendo el consumo proyectado en el diseño de la alternativa fotovoltaica, se infiere que se deja de emitir 14,4 kg de CO₂ al año.
Soluciones con beneficios ambientales adicionales, adquieren gran relevancia y facilitan su gestión ante otras organizaciones (organizaciones internacionales por ejemplo) para beneficio de comunidades o proyectos empresariales puntuales.
- ❖ Finalmente, atendiendo al criterio social que origina estos proyectos, ya que la expansión de la cobertura de energía eléctrica en las zonas rurales no interconectadas se plantea como una estrategia de crecimiento socioeconómico y cultural en miras de remover las barreras hacia el desarrollo; se evidencia que para elevar las oportunidades y las condiciones de vida de los habitantes, es necesario incorporar en la proyección de la carga, maquinaria y equipo necesario para desarrollo de procesos productivos, de lo contrario, el suministro contribuirá limitadamente al mejoramiento de condiciones de confort, dificultando el esquema de sostenimiento de la prestación del servicio.

CITAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Minimas, Ministerio de Minas y Energía. Memorias al Congreso de la Republica, Colombia 2012-2013, Sector Energético: Energía Eléctrica. Bogota DC. 2012.
- [2] J. M. Santos. Plan Nacional de Desarrollo, Colombia 2010-2014 ‘Prosperidad para todos’, Resumen Ejecutivo. Bogota DC. 2010.
- [3] UPME, Unidad de Planeación Minero Energética. *Plan Indicativo de Expansion de Cobertura del Servicio de Energía Eléctrica*. 2010, pp. 1–98.
- [4] UPME, Unidad de Planeación Minero Energética. *PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DE COBERTURA DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2013-2017*, no. 57. 2013, pp. 1–160.
- [5] UPME, Unidad de Planeación Minero Energética. Resultados de la estimación del Índice de Cobertura de Energía Eléctrica – ICEE-,” 2012.
- [6] Minimas, Ministerio de Minas y Energía. Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y Fuentes no Convencionales, PROURE. 2010.
- [7] CORPOEMA, Consorcio Energetico. Formulacion de un Plan de Desarrollo para las Fuentes no Convencionales de Energía en Colombia, PDFNCE. Volumen 2: Diagnóstico,” vol. 2, p. 367, 2010.
- [8] Minimas, Ministerio de Minas y Energía. *Guía para Formulación y presentación de proyectos fondos FAER, FAZNI, SGR, FECF y programa PRONE*. 2011, p. 40.
- [9] Congreso de la Republica, Colombia. *Ley 1117 de 2006*. Por la cual se expiden normas sobre normalización de redes eléctricas y de subsidios para estratos 1 y 2. Bogota 2006, pp. 1–3.
- [10] DNP, Departamento Nacional de Planeación. Manual de Soporte Conceptual y Metodología General para la Formulación y Evaluación de Proyectos de inversion publica. Bogotá DC. 2013.
- [11] EBSA, Empresas de Energía de Boyacá SA ESP. *Norma de Diseño de Redes de Distribución Electrica*. Boyacá 2010.
- [12] Palacios Pérez, R. y Suárez Caballero, C. A. Propuesta de normas para contrucción de redes aéreas en sistemas de distribución en media y baja tensión. Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero Electricista. Bucaramanga. Universidad

Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas, Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. 2006.

- [13] Vergara Barrios, Pedro Pablo, y Rey López, Juan Manuel. DISEÑO DE UNA MICRORED DE BAJA TENSIÓN PARA EL LABORATORIO DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA DEL PARQUE TECNOLÓGICO DE GUATIGUARÁ. Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero Electricista. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander. 2012.
- [14] “Esquema Celda Fotovoltaic.” [Online]. Available: http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/homehttp://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/03_celula/01_basico/images/func_cel.gif. [Accessed: 03-Apr-2014].
- [15] Badilla Carvajal, S. Sistemas de caracterización de sistemas fotovoltaicos informe de proyecto de graduación para optar el título de ingeniero en electrónica. Instituto Tecnológico de Costa Rica. 2010.
- [16] La Batería de Plomo-Ácido. [Online]. Available: http://www.olajedatos.com/documentos/baterias_plomo.pdf. [Accessed: 03-Apr-2014].
- [17] Prado Mora, C. R. Diseño de un sistema eléctrico fotovoltaico para una comunidad aislada. Trabajo presentado para obtener el título de Bachiller en Ingeniería Eléctrica. Universidad de Costa Rica, Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. 2008.
- [18] Ruíz, M. T. “*La que Gana es la Gente*” Plan de Desarrollo Departamental 2012-2015. Casanare 2012.
- [19] Gobernación de Casanare, *Esquema de Ordenamiento Territorial-EOT, Departamento de Casanare*. 2010.
- [20] Tamara, Alcaldía Municipal, *Esquema de Ordenamiento Territorial*. 2007.p. 563.
- [21] Alcaldía de Támara, Informe: Diagnóstico de Salud de Támara. 2008.
- [22] Gómez Riscanevo, F. A. “*Para Trabajar con Justicia y Participacion.*” Plan de Desarrollo Municipal 2012-2015. Támara 2012. p. 104.
- [23] CORPOEMA, Consorcio Energetico, Formulacion de un Plan de Desarrollo para las Fuentes no Convencionales de Energía en Colombia, PDFNCE. Volumen 1.,” vol. 1, p. 173, 2010.

- [24] Europe, Sunfields. Boletín Solar Fotovoltaica Autónoma SunFields Europe. 2011. Retrieved: (http://www.sfe-solar.com/wp-content/uploads/2011/09/Sunfields_Boletin_Fotovoltaica_Autonomas.pdf).
- [25] UPME, Unidad de Planeación Minero Energética. Energías Renovables: Descripción, tecnologías y usos finales. Bogotá DC. 2014
- [26] Universidad politécnica Salesiana y E. E. R. CENTROSUR C.A, “Energía no suministrada.”
- [27] Comisión Reguladora de Energía y Gas, CREG. *Resolución CREG 091 de 2007. Remuneración, Generación, Distribución, Comercialización para las ZNI*. Por la cual se establecen las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica y las tarifas generales para establecer el costo unitario de la prestación del servicio público en las ZNI. Bogotá DC. 2007.
- [28] OSMA PINTO, G. A. Uso racional de la energía a partir del diseño de aplicaciones sostenibles en el edificio eléctrica II de la Universidad Industrial de Santander. Trabajo de investigación para optar por el título de Magister en Ingeniería Eléctrica,” Universidad Industrial de Santander., 2011.
- [29] Pérez, L. B. and Álvarez González, M. Influencia del ángulo de inclinación de una superficie captadora solar sobre la radiación incidente. 2012
- [30] Congreso de la República, Colombia. *Ley 855 de 2003*. Por la cual se definen las zonas no interconectadas. Bogotá DC. Diciembre 18. 2003.
- [31] Congreso de la República, Colombia. *Ley 143 de 1994*. Por la cual se establece el régimen para la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional. Septiembre 11 de 1994.
- [32] Congreso de la República, Colombia. *Ley 1539 de 2012*, por la cual se regula organización y el funcionamiento del sistema general de regalías. no. 48. 2012.
- [33] Isaza Roldán, C. A. Energía solar Térmica y Fotovoltaica. 2009, pp. 1–53.
- [34] IPSE, Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas. Energía social para la Prosperidad. (Diapositivas). Bucaramanga Junio de 2013.
- [35] UPME, Unidad de Planeación Minero Energética, y IDEAM, Instituto de Hidrología Meteorología y Estudios Ambientales. Capítulo 5 Mapas de Índice UV para Colombia. Pp. 95–112 En Atlas de Radiación Solar en Colombia. Bogotá D.C. 2005.

Puede verse en: <http://www.si3ea.gov.co/Home/EnergiaSolar/tabid/74/language/en-US/Default.aspx>.

- [36] UPME, Unidad de Planeación Minero Energética, y IDEAM, Instituto de Hidrología Meteorología y Estudios Ambientales. Capítulo 4 Densidad de Energía Eólica 20 y 50 Metros de Altura En *Atlas del Viento y Energía Eólica en Colombia*, 2007, pp. 169–175.
- [37] UPME, Unidad de Planeación Minero Energética, IDEAM, Instituto de Hidrología Meteorología y Estudios Ambientales y Colciencias, Departamento Administrativo de Ciencia, *Atlas del Potencial Energético de la Biomasa Residual en Colombia*. 2010, p. 180.
- [38] Minimas, Ministerio de Minas y Energía, and UPME, Unidad de Planeación Minero Energética. Diagnóstico y Plan de Acción para las Zonas no Interconectadas. Bogotá D.C. 2011.

REFERENCIAS

Badilla Carvajal, S. Sistemas de caracterización de sistemas fotovoltaicos informe de proyecto de graduación para optar el título de ingeniero en electrónica. Instituto Tecnológico de Costa Rica. 2010.

EBSA, Empresas de Energía de Boyacá SA ESP. Norma de Diseño de Redes de Distribución Eléctrica. Boyacá 2010.

Europe, Sunfields. Boletín Solar Fotovoltaica Autónoma SunFields Europe. 2011. Retrieved:(http://www.sfe-solar.com/wp-content/uploads/2011/09/Sunfields_Boletin_Fotovoltaica_Autonomas.pdf).

Miniminas, Ministerio de Minas y Energía, and UPME, Unidad de Planeación Minero Energética. Diagnóstico y Plan de Acción para las Zonas no Interconectadas. Bogotá D.C. 2011.

UPME, Unidad de Planeación Minero Energética. PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DE COBERTURA DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2013-2017. Bogotá D.C. 2013

UPME, Unidad de Planeación Minero Energética, y IDEAM, Instituto de Hidrología Meteorología y Estudios Ambientales. Capítulo 5 Mapas de Índice UV para Colombia. Pp. 95–112. En Atlas de Radiación Solar en Colombia. Bogotá D.C. 2005. Puede verse en: <http://www.si3ea.gov.co/Home/EnergiaSolar/tabid/74/language/en-US/Default.aspx>.

Vergara Barrios, Pedro Pablo, y Rey Lopez, Juan Manuel. DISEÑO DE UNA MICRORED DE BAJA TENSIÓN PARA EL LABORATORIO DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA DEL PARQUE TECNOLÓGICO DE GUATIGUARÁ. Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero Electricista. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander. 2012.