CONTRATO N° 057-2020

CONTRATANTE: IPSE

CONTRATISTA: CONSENER S.A.S

CONSTRUCCIÓN DE SISTEMAS INDIVIDUALES SOLARES FOTOVOLTAICOS PARA LAS UNIDADES COMUNITARIAS DE ATENCIÓN "UCAS" RURALES Y DISPERSAS DE LAS ZNI DEL MUNICIPIO DE MAICAO, DEPARTAMENTO DE LA GUAJIRA

DOCUMENTO TÉCNICO MGA

Elaborado por:

MAURICIO RODRIGUEZ RIAÑO

Experto MGA

Yopal, abril 2021

1 Datos básicos del proyecto 8
1.1 Nombre 8
1.2 Sector 8
1.3 Código BPIN 8
1.4 Datos del formulador 8
2 Contribución a la política pública 9
2.1 Contribución a Plan Nacional de Desarrollo 9
2.2 Plan de Desarrollo Departamental o Sectorial/Plan de vida 9
2.3 Plan de Desarrollo Distrital o Municipal 9
3 IDENTIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA 10
3.1 Planteamiento del problema 10
3.1.1 Problema central 10
3.1.2 Descripción de la situación existente con respecto al problema 10
3.1.3 Magnitud actual del problema – indicadores de referencia 11
3.1.4 Causas y efectos 12
3.1.4.1 Causas directas 12
3.1.4.2 Causas Indirectas 12
3.1.4.3 Identificación de los efectos del proyecto 13
3.1.4.4 Efectos Directos 13
3.1.4.5 Efectos Indirectos 13
3.2 Árbol de problemas 16
4 ANTECEDENTES 16
5 JUSTIFICACIÓN 19
5.1 Identificación y análisis de los participantes 22
5.1.1 Identificación de los participantes 22
5.1.2 Análisis de los participantes 22
5.2 Población afectada y objetivo 23
5.2.1 Población afectada por el problema 23
5.2.2 Población objetivo de la intervención 23
5.2.3 Características demográficas de la población objetivo 23
5.2.3.1 Población beneficiada del proyecto 23

5.2.3.2 Características demográficas de la población objetivo 23
6 OBJETIVOS GENERAL Y ESPECIFICO 27
6.1 Objetivos 27
6.1.1 Objetivo general 27
6.1.2 Objetivos específicos 28
6.2 PRODUCTOS 28
6.3 Indicadores de producto 28
6.4 Relaciones entre causas y objetivos 29
6.5 Árbol de objetivos 30
7 Alternativas de solución 31
7.1 Bien o servicio a entregar o demanda a satisfacer 31
7.2 Análisis técnico de alternativas 31
7.2.1 Redes de distribución eléctrica 31
7.2.1.1 Descripción técnica 31
7.2.1.2 Presupuesto 33
7.2.1.3 Ingresos 35
7.2.1.4 Beneficios 37
7.2.1.4.1 Generación de empleo 37
7.2.1.4.2 Reducción de CO2 37
7.2.1.4.3 Reducción de consumo energéticos 39
7.2.1.4.4 Incremento nutricional 40
7.2.1.5 Valor salvamento 40
7.2.1.6 Flujo de fondos 41
7.2.2 Alternativa eólica 43
7.2.2.1 Dimensionamiento 43
7.2.2.2 Presupuesto 45
7.2.2.3 Costos de inversión 45
7.2.2.3.1 Obras civiles 45
7.2.2.3.2 Equipos mecánicos 45
7.2.2.3.3 Equipos eléctricos 46
7.2.2.3.4 Costos indirectos 46

7.2.2.3.5 Costos propietario 46
7.2.2.3.6 Inversión consolidada 47
7.2.2.4 Costos de administración, operación y mantenimiento 50
7.2.2.5 Ingresos 51
7.2.2.5.1 Cargo de inversión 52
7.2.2.5.2 Gasto de administración 52
7.2.2.5.3 Gasto de operación y mantenimiento 52
7.2.2.5.4 Costo de monitoreo 52
7.2.2.5.5 Consumos propios y perdidas 52
7.2.2.5.6 Cargo de comercialización 52
7.2.2.5.7 Costo unitario de la prestación del servicio eléctrico 53
7.2.2.6 Beneficios 54
7.2.2.6.1 Generación de empleo 54
7.2.2.6.2 Reducción de emisiones de CO2 54
7.2.2.6.3 Reducción de consumo de sustitutos 56
7.2.2.6.4 Incremento nutricional 56
7.2.2.7 Valor salvamento 57
7.2.2.8 Flujo de fondos 58
7.3 Evaluación de las alternativas 60
7.4 Descripción de la alternativa seleccionada 60
7.5 PROGRAMACIÓN FINANCIERA 62
7.5.1 Los presupuestos 62
7.5.2 Presupuesto definitivo del proyecto 65
7.5.3 Análisis socioeconómico 66
7.5.3.1 Costos 66
7.5.3.2 Beneficios 66
7.5.3.2.1 Generación de empleo 67
7.5.3.2.2 Reducción de emisiones de CO2 67
7.5.3.2.3 Reducción de consumo de sustitutos energéticos 68
7.5.3.2.4 Incremento nutricional 68
7.5.3.2.5 Valor salvamento 68

7.5.4 Flujo económico sin RPC 69
7.5.5 Flujo de fondos 70
7.5.6 Cronograma de actividades 72
7.5.7 Flujo de fondos 72
7.5.8 Análisis de riesgos 73
8 BENEFICIOS DEL PROYECTO 74
8.1 Sistemas foto-voltaico 74
8.1.1 Componente máximo de generación 74
8.1.2 Componente máximo de comercialización 75
9 BIBLIOGRAFÍA 76

Ilustración 1. Árbol de problemas 16
Ilustración 2.Arbol de objetivos 30
Ilustración 3. Cronograma de actividades 72
Ilustración 4. Flujo de fondos 72

Tabla 1 Criterios para la implementación del modelo de diseño 22
Tabla 2 Análisis de participantes 22
Tabla 3. Población por edad centros poblados y veredas 23
Tabla 4. Distribución de los Usuarios por veredas 23
Tabla 5 Relaciones entre las causas y los objetivos 29
Tabla 6 Relación causa efecto 29
Tabla 7 Relación causas, objetivos y productos 29
Tabla 8 Bien o servicio a entregar o demanda a satisfacer 31
Tabla 3 Criterio para la selección de unidades constructivas 32
Tabla 4. Unidades constructivas redes de media y baja tensión. 32
Tabla 5. Unidades constructivas transformadores de distribución 33
Tabla 12. Costo de inversión Redes Eléctricas 34
Tabla 13. Inversión de acuerdo a la MGA. Alternativa Redes eléctricas. 34
Tabla 14. Distribución de costos de inversión. Alternativa redes. 35
Tabla 15. Distribución facturación para un usuario residencial estrato 1 con redes eléctricas del SIN 35
Tabla 16. Tarifas del servicio de energía eléctrica en diciembre de 2020 de la AIR-E S.A. E.S.P. 36
Tabla 17. Ingresos según MGA. Alternativa Redes Eléctricas. 36
Tabla 18. Generación de empleo. Alternativa redes eléctricas 37
Tabla 19. Reducción de emisiones de CO2 Redes 38
Tabla 20. Costo ponderado mensual de sustitutos energéticos por usuario. 39
Tabla 21. Reducción de consumo de sustitutos. 39
Tabla 22. Valor del incremento de la productividad 40
Tabla 23. Flujo del beneficio incremento de la productividad 40
Tabla 24. Valor de salvamento Redes 40
Tabla 25. Flujo de fondos. Alternativa Redes Eléctricas 42
Tabla 26. Inversión proyecto eólico 48
Tabla 27. Inversión de acuerdo a la MGA. Alternativa Eólica 48
Tabla 28. Categorías RPC. Alternativa eólica 49
Tabla 29. Costos AOM alternativa eólica 50
Tabla 30. AOM de acuerdo a MGA. Alternativa Eólica 50
Tabla 31. Gasto OM Eólica. 52
Tabla 32. Costo unitario de prestación del servicio alternativa Eólica 53
Tabla 33. Ingresos según MGA. Alternativa Eólica 53
Tabla 34. Generación de empleo. Alternativa Eólica 54
Tabla 35. Reducción de emisiones de CO2 Eólica 55
Tabla 36. Costo ponderado mensual de sustitutos energéticos por usuario. Eólica 56
Tabla 37. Reducción de consumo de sustitutos. Eólica 56
Tabla 38. Valor del incremento nutricional. Eólica 57

Tabla 39. Flujo del beneficio incremento nutricional Eólica 57
Tabla 40. Valor salvamento Eólica 57
Tabla 41. Flujo de fondos alternativa eólica 59
Tabla 42. Análisis ponderativo de las alternativas de acuerdo a metodología MGA 60
Tabla 43 Modelo de Presupuesto..... 63
Tabla 44 Modelo de Actividades 64
Tabla 45. Presupuesto definitivo del Proyecto 65
Tabla 46. Flujo económico sin RPC 69
Tabla 47. Flujo de fondos 71
Tabla 48 Análisis de riesgos..... 73
Tabla 49. Componente máximo de generación..... 75
Tabla 50. Componente máximo de comercialización 75

1 Datos básicos del proyecto

1.1 Nombre

CONSTRUCCIÓN DE SISTEMAS INDIVIDUALES SOLARES FOTOVOLTAICOS PARA LAS UNIDADES COMUNITARIAS DE ATENCIÓN "UCAS" RURALES Y DISPERSAS DE LAS ZNI DEL MUNICIPIO DE MAICAO, DEPARTAMENTO DE LA GUAJIRA.

1.2 Sector

Minas y energía

1.3 Código BPIN

Sin asignar

1.4 Datos del formulador

Nombre:	CONSORCIO CONSENER 2020
Identificación:	901389914-5
Teléfono:	(57) 8 633 3321- 310 7909507
Dirección:	Calle 17 #28-29
Email:	sigconsener@gmail.com

2 Contribución a la política pública

2.1 Contribución a Plan Nacional de Desarrollo

Programa:

2102 - Consolidación productiva del sector de energía eléctrica

Productos que tendrá disponibles en la cadena de valor para este programa:

Redes domiciliarias de energía eléctrica instaladas

Plan Nacional de Desarrollo

(*2018-2022) Pacto por Colombia, pacto por la equidad*

Pacto:

3008 - VIII. Pacto por la calidad y eficiencia de servicios públicos: agua y energía para promover la competitividad y el bienestar de todos

Línea:

300801 - 1. Energía que transforma: hacia un sector energético más innovador, competitivo, limpio y equitativo

2.2 Plan de Desarrollo Departamental o Sectorial/Plan de vida

Plan de Desarrollo Departamental o Sectorial/Plan de vida

PLAN DEPARTAMENTAL DE DESARROLLO DE LA GUAJIRA “Unidos por el Cambio 2020 – 2023”

Estrategia

LINEA ESTRATEGICA 2. HACIA UNA NUEVA ECONOMÍA DIVERSA Y SOSTENIBLE

Programa:

Sector Minas y Energías “Energías Renovables”

2.3 Plan de Desarrollo Distrital o Municipal

Plan de Desarrollo Distrital o Municipal
PLAN DE DESARROLLO 2020 – 2023 "MAICAO El verdadero Cambio "
Estrategia El verdadero cambio para el desarrollo
Programa: Energías alternativas: El verdadero cambio para aprovechar los recursos.

3 IDENTIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

3.1 Planteamiento del problema

3.1.1 Problema central

Bajo acceso al servicio de energía eléctrica en la zona rural dispersa en el municipio de Maicao.

3.1.2 Descripción de la situación existente con respecto al problema

Definir el problema de energía eléctrica en las zonas rurales de Colombia parte de unos arquetipos[1] al definir que dando soluciones energéticas a las zonas rurales se mejoran las condiciones de vida de sus habitantes. Quiere decir .Uno de los grandes retos que afronta la región para erradicar la pobreza y asegurar la prosperidad de sus habitantes es la electrificación de las comunidades rurales aisladas, propósito que hace parte de los objetivos de Desarrollo Sostenible. La meta propuesta por los Estados Miembros de la ONU es que para el año 2030 se debe garantizar el acceso universal a servicios de energía asequibles confiables y modernos, una labor que si bien es posible requiere de la ayuda y el compromiso de diversos actores para que se cumpla.

No obstante, en los últimos años ha comenzado a ser cuestionada considerar que es impreciso hablar indistintamente de zona urbana y rural, cabecera municipal y resto porque no todas las áreas urbanas corresponden a “un conglomerado de rascacielos y tugurios uno encima de otro” ni todas las rurales son “puras granjas”; sino que existen grados de ruralidad que dependen del acceso a servicios sociales y de infraestructura, la relación del empleo y los mercados. Por esta razón, la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico —OCDE— estableció tres tipos de áreas con el objetivo de lograr establecer un grado de “urbanidad” o “ruralidad” (predominantemente urbano, intermedias y predominantemente rural), a partir de los cuales se logra reconocer la interacción entre las áreas urbanas y rurales; identificar diferentes tipos de áreas rurales, de pueblos y de asentamientos rurales (OCDE, 2014).Ahora bien, entenderemos que Llevar energía a poblaciones rurales aisladas no ha sido una labor fácil y mucho menos ágil. [1]..en este sentido definir el problema no solo tiene que ver con la manera de pensar en el espacio

[1] En literatura se llama **arquetipo** a las palabras o frases que por el uso y costumbre representan una idea completa. ... Un arquetipo es el patrón ejemplar del cual se derivan otros objetos, ideas o conceptos. Es el modelo perfecto. En la filosofía de Platón se expresan las formas sustanciales de las cosas que existen eternamente en el pensamiento divino. Wikipedia

rural como un medio en el que sus habitantes suelen tener menor calidad de vida, entre otros aspectos, por las diferencias en la provisión de servicios de todo tipo, en comparación a la que presenta la población urbana.[2]

Este escenario ha favorecido históricamente los procesos migratorios del campo a la ciudad (e incluso los procesos de migración internacional), y la consiguiente creación de brechas de pobreza entre el medio urbano y el rural[2] y en el que el problema ha de ser el Limitado acceso al servicio de energía eléctrica en la zona rural de la entidad territorial.

Diversos estudios confirman lo anterior, apuntando los impactos positivos del acceso y uso de la electricidad en la calidad de vida de los hogares rurales[3] . Algunos autores destacan los efectos del desarrollo de la infraestructura y tecnología energética (la solar, por ejemplo)[4],en la calidad de educación, ya que mejoran las condiciones de estudio y la cantidad de tiempo dedicada por los estudiantes a las tareas escolares. Otros aportes [5]enfatizan la evolución de las condiciones de salud (recuperación de la capacidad respiratoria y problemas visuales) de las familias como resultado del empleo de electricidad y la disminución del uso de otras fuentes de energía como la leña o el carbón vegetal[6].

El acercamiento del suministro eléctrico a las poblaciones alejadas de los centros urbanos no sólo mejora sus condiciones de salud y educación, sino que estos servicios se apoyan directamente en la disponibilidad y accesibilidad a la electricidad[7].

Además, la energía eléctrica facilita el acceso a otros servicios como el agua potable y las comunicaciones. Estos servicios nuevos (o mejorados) provocan cambios en las formas de vida, y significan un incremento en las posibilidades y oportunidades de los individuos y los colectivos sociales[3]

El bajo acceso al servicio de energía eléctrica en el sector rural se explica, en parte, a partir de la escasa gestión e inversión realizada por el estado en la construcción de redes eléctricas, por el poco mantenimiento de las redes, por las deficiencias en la infraestructura, por la concentración de la inversión en la cabecera municipal, así como por la dispersión geográfica de las Ucas rurales, que incrementa el costo de conexión por hogar.

3.1.3 Magnitud actual del problema – indicadores de referencia

La población del municipio de Maicao, ubicada en la zona rural (35,8%), cuenta con una cobertura de energía eléctrica de tan solo el 17,5%, notándose un déficit del 18.3% que representan aproximadamente 12.328 hogares e instituciones en igual número de edificaciones, siendo un factor determinante para mejorar la calidad de vida de los habitantes.

En la actualidad existen 178 unidades comunitarias de atención "Ucas", que no cuentan con el servicio de energía eléctrica y se encuentran ubicadas en ciento cuarenta y dos (142) veredas (comunidades): Aluatachon, Amalitchi, Amarijuna, Amaripa, Aranaipa, Araparen, Atain, Atsaulia, Aulalia, Barranca, Buenos Aires, Campo Florido, Canasmana 2, Cardonal, Carrizal, Cementamana, Ceura, Chiuliapa, Curarir, El Salao, Flor De La Frontera, Flor De La Sabana, Guaitapa, Hiotshy, Ichimana, Ipakat, Irramasira, Irruain, Ishain, Jaichon, Jaika Kalichon, Jaipalijunay, Jalalao, Jamanare, Jarkusira, Jasaishiao (Jomosirra), Jasalima, Jaturruy, Jepchon, Jepein, Jerjet, Jitkal, Jomasira, Jotomana 1, Jotomana 3, Jujulimana, Juluwawain, Jupechimana, Juttial, Juyaratpana, Kaitimana, Kamushichipa, Kanaan, Kanasumana, Karaquita, Kasumana, Kasuto, Katzuo, Kawatayasmana, Kijotchon, Korralito, Kulinachi, Kulirrili, La Aventura, La Cruz Capilla, La Guayabita, La Habana, La Loma, La Playa, Loma Fresca, Machetsumana, Maicao, Maimajasai, Maku, Malangue, Mannayujaii, Mapuain, Marala, Marañamana, Masamana, Mouwausira, Mulamana, Musamana, Naranjito 2, Olokomana, Olonokiou, Orroko, Oukulemana, Pajankirru, Pakimana, Paliiawaain, Palusamana, Panamá, Paquimana, Paraujano, Parestut, Pasipamana, Patajatamana, Patalu, Pechimana, Perramana, Pesuapa, Piasapa, Pipamana, Potorkishimana, Pusirrairakat, Rancho Nuevo, Sainmaa, Sakalousain, San Luis, Santa Ana, Santa Fe, Santa Lucia, Sararao, Sequana, Shawaina, Shawantamana, Shulema, Sinamana, Tekia, Ulain, Ulipa, Upkapu, Urrain, Villa Esperanza, Wairratio, Wara Warao, Wararalain, Warruttamana, Wasimal, Wayachon, Wilijitsumana, Wuimpeshi, Wunuparat, Yaraliwou, Yawasiru, Yotojoroin, Yotojorotshi, Youlejunay, Youlemana, Yourepu y Zipumapepetshi.

3.1.4 Causas y efectos

3.1.4.1 *Causa directa*

Deficientes sistemas de distribución y provisión de energía eléctrica, en las comunidades asentadas en la zona rural y dispersa.

.

El contexto anterior define las siguientes

3.1.4.2 *Causas Indirectas*

1.1 Limitadas alternativas de provisión de energía eléctrica para la zona rural y dispersa.

2.1 Inadecuado funcionamiento de los sistemas de provisión de energías alternativas.

3.1.4.3 *Identificación de los efectos del proyecto*

El análisis de los efectos tiene como objetivo identificar y describir de manera cualitativa los efectos que este (o las alternativas de proyecto o política a evaluar) tendrá sobre los involucrados. A partir de este análisis se podrán determinar los costos y beneficios del proyecto para su posterior valoración. Los efectos pueden ser clasificados en cuatro tipos: efectos directos, efectos indirectos, externalidades (estos tres son efectos tangibles) y efectos intangibles.

3.1.4.4 *Efectos Directos*

1. Bajo acceso a las comunicaciones y sistemas de información.

2. Dependencia de combustibles tradicionales como combustibles líquidos, leña, carbón vegetal, velas, baterías

Efectos tangibles Efectos observados Beneficios y costos Efectos directos Efectos significativos que el proyecto genera de manera directa, afectando positiva o negativamente a los actores o participantes involucrados en la producción o consumo de bienes o servicios que el proyecto directamente genera (o induce directamente a que se generen) o en el de los insumos que utilice (o induce directamente a que se utilicen).

Cuantificación y valoración de los efectos identificados y observados sobre los mercados de los bienes directamente involucrados en el proyecto.

Efectos indirectos Efectos (positivos o negativos) que el proyecto genera sobre otros actores que no están directamente asociados al proyecto, como es el caso de los efectos significativos que se generan sobre aquellos que intervienen en la producción o consumo de bienes, servicios o insumos sustitutos o complementarios de los que el proyecto produce o genera (o induce a que se produzcan o generen) o utiliza (o induce a que se utilicen).

Cuantificación y valoración de los efectos identificados y observados en los mercados de bienes o insumos que son sustitutos o complementarios de los directamente afectados por el proyecto.

3.1.4.5 *Efectos Indirectos*

1.1 Limitadas horas de estudio en el hogar

1.3 Baja productividad en las tareas familiares diarias.

1.4 Disminución de las horas de trabajo y de actividades relacionadas con educación y cultura.

2.2 Transformación y daño ambiental

2.5 Gastos en que incurren las familias por la compra de combustibles líquidos, carbón vegetal, velas y baterías.

Nutricionales

Externalidades Efectos generados por el proyecto que no se reflejan en el sistema de precios de mercado, esto es, aquellos para los cuales no existen pagos o cobros del responsable de la inversión hacia o desde el agente al que afecta (externalidad negativa) o al que favorece (externalidad positiva). Los beneficios o costos asociados a externalidades no se pueden observar directamente en los mercados de los bienes producidos o insumos demandados por el proyecto, ni sus sustitutos o complementarios. Sus efectos no se reflejan en ningún mercado en particular. Por este motivo se valoran o cuantifican de forma indirecta.2

Respecto de los **efectos tangibles**, lo primero a determinar son los efectos directos e indirectos, los cuales expresan la relación del proyecto con el mercado primario (bienes o servicios que el proyecto genera o insumos que demanda) y con los mercados secundarios (bienes o servicios sustitutos y complementarios a los del mercado primario), respectivamente. El foco del ACB serán los efectos directos y, de ser posible, se tomarán en cuenta los efectos secundarios cuando estos sean lo suficientemente significativos.

Los efectos indirectos (que se dan en los mercados secundarios) pueden ser ignorados si y solo si los cambios en el excedente social en los mercados principales (efectos directos) son correctamente medidos y los precios en los mercados secundarios no cambian en respuesta a estos cambios (Boardman et al., 2011).

Para el caso de la implementación de un sistema de riego, los efectos directos serán, por ejemplo, el aumento de la demanda de agua y del rendimiento de los cultivos. En cuanto a los efectos indirectos de la implementación del sistema de riego, estos podrían ser un aumento en la demanda de fertilizantes y agroquímicos, en caso de afectar el precio de estos.

[2] Fuente: SNIP (2014).

Por otra parte, puede pensarse que los daños o beneficios ambientales causados por el proyecto de riego afecten el mercado primario; sin embargo, son efectos que ocurren por fuera del mercado y que, por tanto, deben ser considerados como externalidades.

Efectos intangibles Efectos observados Beneficios y costos Efectos directos, indirectos o externalidades intangibles

Por su naturaleza, los efectos intangibles son aquellos de muy difícil medición o incluso identificación, pero que ameritan ser incluidos en esta parte por su relevancia, existiendo para ello diversas técnicas disponibles.

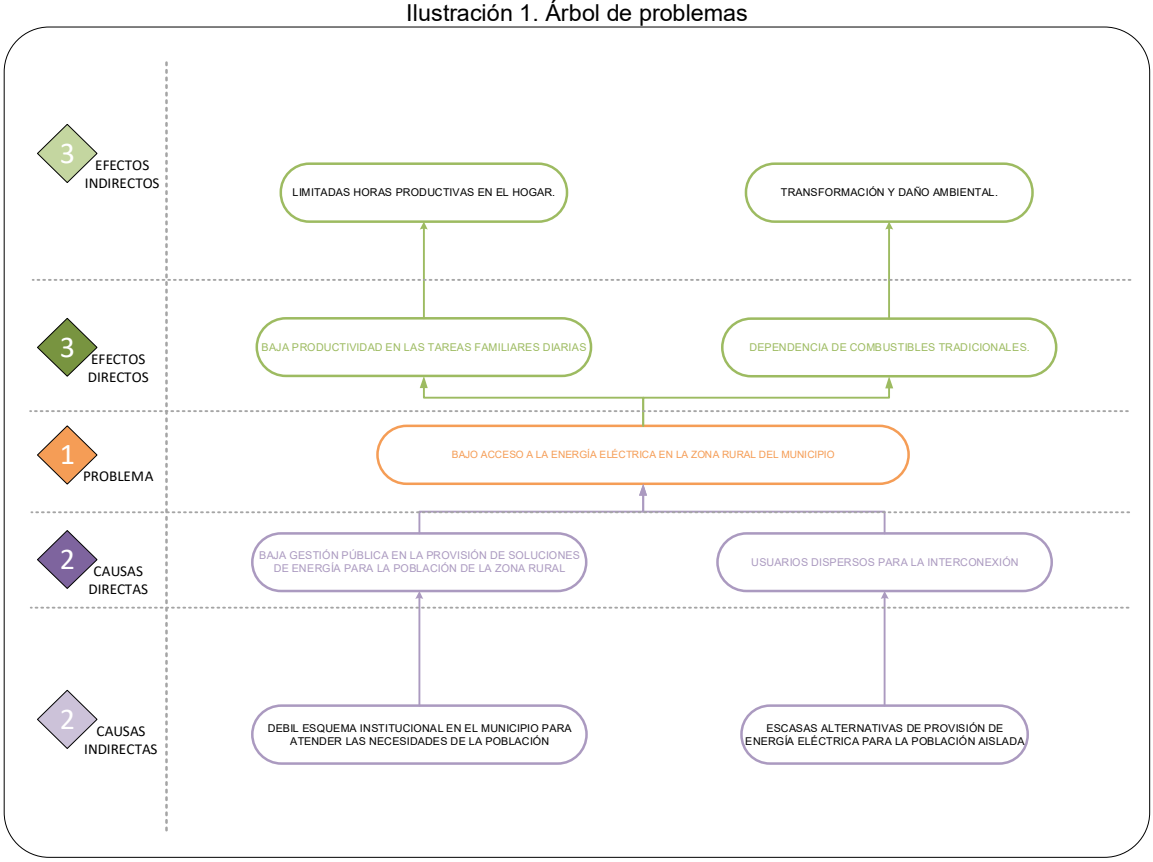
Al analizarlos, hay que aclarar en qué consisten, demostrar que se producen como consecuencia del proyecto, y tratar de cuantificar diversos aspectos de estos efectos, aunque no se llegue a valorarlos en términos monetarios.

Son de difícil valoración o medición, por lo que únicamente se pueden identificar sus efectos para tenerlos en cuenta en términos cualitativos, para incorporarlos en el análisis de riesgo, y pueden ser tenidos en cuenta en las conclusiones sobre la rentabilidad socioeconómica y la viabilidad del proyecto. Fuente: (SNIP, 2014).

Por su parte, los efectos intangibles podrán ser considerados como efectos directos e indirectos, y como externalidades. Dada su naturaleza de difícil medición, no podrán ser considerados dentro del ACB de manera cuantitativa, pero siempre deberán ser tenidos en cuenta de manera cualitativa como insumo para la toma de decisiones.

3.2 Árbol de problemas

Ilustración 1. Árbol de problemas



4 ANTECEDENTES

En Colombia existen dos tipos de zonas en lo que se refiere a la prestación del servicio de energía eléctrica:

a. Las Zonas del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Son las localidades donde se podrá construir, o ya se tiene construida, la infraestructura eléctrica que amplía la cobertura y procura la satisfacción de la demanda de energía, mediante las redes provenientes del Sistema Interconectado Nacional, SIN. Estas redes son un conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, incluyendo las interconexiones internacionales, que transportan la energía desde las plantas de generación a las subestaciones de transformación y finalmente al consumidor final.

b. Las Zonas No Interconectadas (ZNI), y de acuerdo con la normatividad vigente, son los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectados al SIN, ya sea por aspectos geográficos, técnicos o como sucede en muchos casos por los elevados costos de conexión por usuario. Las ZNI están ubicadas en lugares de difícil acceso, carecen de servicios públicos, de infraestructura y presentan dificultad para acceder a la comunicación.

El Gobierno de Colombia a través del El Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas – IPSE, Establecimiento Público del Orden Nacional, adscrito al Ministerio de Minas y Energía, ha identificado que el modelo actual de expansión del sector eléctrico presenta dificultades para llevar el servicio de electricidad a la población que vive en las zonas rurales y no interconectadas por diferentes aspectos como [1]:

▪ Zonas con características de difícil acceso, baja densidad de población, presencia de comunidades étnicas, restricciones ambientales, conflicto armado, bajo nivel de ingresos de sus pobladores, escaso desarrollo económico de los territorios, entre otros.

▪ Ineficiente operación y mantenimiento de los sistemas de generación de energía eléctrica implementados para la prestación del servicio en las zonas no Interconectadas.

▪ Difícil acceso a programas de capacitación y formación, por parte de las empresas prestadoras de servicio y de las comunidades de las ZNI.

▪ Carencia de integración con los programas de desarrollo regional.

▪ Elevados costos de prestación del servicio y bajos niveles de utilización del mismo.

▪ Baja o nula rentabilidad de las inversiones realizadas.

▪ Limitado aprovechamiento del potencial energético local, baja cobertura, reducido número de horas diarias de servicio y deficientes niveles de calidad y confiabilidad del servicio prestado.

Las Zonas No Interconectadas han sido definidas en la Ley 8121 de 2003[2], la cual establece en su artículo 1º que: “Para todos los efectos relacionados con la prestación del servicio público de energía eléctrica se entiende por Zonas no Interconectadas a los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectadas al sistema interconectado nacional, SIN”. Así mismo

lo establece el artículo 5 de la Ley 1715 de 2014. Estas zonas representan el 53% del territorio nacional y se encuentran ubicadas en 18 Departamentos, 78 Municipios, en las ZNI se encuentran, 5 Capitales Departamentales, 28 Cabeceras Municipales y 1.916 Localidades en operación.

Desde esta mirada y conforme al Plan Indicativo de Expansión de la Cobertura, PIEC 2019-2023[3]-, publicado en diciembre de 2019, por la Unidad de Planeación Minero-Energética, UPME, para la vigencia 2019, se estima que existen 338.383 viviendas ubicadas en las zonas aisladas o Zonas No Interconectas, ZNI del país, que no cuentan con el servicio de energía eléctrica, con una población total de 1.184.340 habitantes sin una solución energética sostenible.

Esta condición genera en la población entre otros aspectos:

▪ Incipiente acceso al servicio público de energía eléctrica

▪ Restricción en el acceso a oportunidades de educación, salud, productividad y a las tecnológicas de la información

▪ Limitada oferta laboral situación que genera desempleo, pobreza y desigualdad.

▪ Aumento en los costos de vida.

▪ Bajo aprovechamiento de las infraestructuras y servicios públicos.

Esta situación conlleva a plantear soluciones energéticas con fuentes no convencionales de energía, FNCE y de tipo Híbrido, de modo que se garantice un servicio de calidad, continuo, seguro, asequible, no contaminante, y que en la generación de energía eléctrica, se aprovechen los potenciales energéticos de las regiones donde sean implementados, e incluir como factor de sostenibilidad de dichos proyectos, la asistencia técnica a los prestadores del servicio y el fortalecimiento de las capacidades organizativas, además de capacitar a comunidades en eficiencia energética y en el uso racional de la energía.

Las constantes preocupaciones con el medio ambiente, la amenaza de escasez de combustible fósil, el inminente calentamiento global, los impactos generados por emisiones de gases de efecto invernadero y de dióxido de carbono son factores que impulsan el desarrollo de las energías renovables, limpias y sustentables. Es así como se plantea los sistemas solares Fotovoltaicos, las cuales minimizan el impacto ambiental.

Este tipo de energía, generada por el sol, no necesita ser extraída como el caso de la energía fósil, ni es necesario transportarla hasta el lugar que se requiere, no genera emisión de gases ni de ruido, ni precisa de combustibles para su funcionamiento, tampoco requiere de grandes construcciones para su implementación y tiene requerimientos mínimos de cuidado y mantenimiento. Su instalación puede llegar a ser más ventajosa que otras alternativas de solución desde el punto de vista económico, si se compara en muchos casos con la extensión de redes para conectarse al SIN;

Adicionalmente, Colombia es un país que cuenta con zonas que poseen un alto potencial energético solar por su ubicación y radiación, ya que se encuentra en la zona ecuatorial, lo que hace que se ubique en la zona tórrida o intertropical, región de bajas latitudes, ocasionando que cuente con la misma iluminación solar todo el año.

En términos generales, las Celdas Solares Fotovoltaicas consisten en instalaciones destinadas a convertir la radiación solar en energía eléctrica. Existen tres tipos de instalaciones fotovoltaicas dependiendo de su conexión:

a) Móviles, aquellas que pueden cargarse y utilizarse en diferentes lugares.

b) Aisladas de la red eléctrica, son estacionarias y autónomas.

c) Las interconectadas a la red eléctrica.

Por otro lado, estas soluciones pueden requerir el acoplamiento de elementos adicionales que se pueden desarrollar en los siguientes dos grupos:

• Soluciones integradas a una micro red.

• Soluciones individuales

5 JUSTIFICACIÓN

La energía es un factor fundamental para el desarrollo de las comunidades urbanas y rurales; en nuestro país es evidente que aquellas comunidades apartadas en la geografía colombiana, -en lo que algunos autores denominan la Colombia olvidada- presentan problemas de abastecimiento de agua, saneamiento básico, baja cobertura de luminosidad en la noche, falta de comunicaciones, lo cual repercute en los índices de calidad de vida y desarrollo por la falta de este servicio.

Es así que, con el desarrollo de programas y propuestas se busca generar proyectos que cubran estas falencias, mediante la utilización de energías alternativas (la eólica o la solar fotovoltaica), que pretenden de alguna manera, remediar algunos problemas de estas comunidades y contribuir con la disminución de efectos negativos ambientales y de salubridad, como la deforestación y la generación de gases de invernadero en las áreas rurales. Los sistemas solares fotovoltaicos para la generación de electricidad presentan un desarrollo en capacidad instalada

Por su parte, Dentro de los países que aportan a este desarrollo se encuentran China, la Unión Europea, Japón, Israel, India. En Latinoamérica Brasil posee 2,4Gw. Colombia presenta 15.000 sistemas fotovoltaicos con una capacidad instalada de 9 Mw 22[i] al año 2008. El potencial energético fotovoltaico colombiano es de 4,5 Kwh / m 2 , debido a su ubicación geográfica[3], a la posición en la región andina y a la variedad de climas y temperaturas, lo cual permite que se implemente en diferentes partes del país con condiciones favorables para la utilización de las energías solar[4]. Energía fotovoltaica 1995 a 2009 Gigawatios 26 térmica y fotovoltaica. Entidades como el Ministerio de Minas y Energía, la UPME y el IDEAM hacen aportes y suministran información de estudios realizados a nivel nacional sobre condiciones de brillo solar, radiación solar y radiaciones ultravioleta. Acorde con lo anterior y siguiendo a Dyner (2002), "(…) existen características especiales en Colombia donde se pueden dar soluciones energéticas alternas en buena parte de la geografía nacional"; Aunque sean energías renovables, según lo expresado por Forero en la Cumbre Iberoamericana de Energía, y son marginales en el contexto colombiano.[4]

La energía solar como fuente inagotable es un desafío para la técnica y la ingeniería; al captarla para fines de transformación busca elevar la calidad de vida para los habitantes citadinos y rurales, dejando un ambiente más amigable para las futuras generaciones. La radiación es la emisión de ondas electromagnéticas que se desplazan desde el sol y que llegan a la superficie terrestre en forma de rayos solares, los cuales tienen diferentes longitudes de onda; de acuerdo con Perales (2006)[5] la banda radiante visible es del 47% de la radiación total, los infrarrojos el 46% y los ultravioletas el 7%. De estos, los rayos solares que inciden directamente son los aprovechables mediante el brillo solar - número de horas en el cual el sol brilla en una zona determinada- y es medida través de la irradiación. La transformación de la radiación electromagnética en electricidad se logra a través de la célula fotovoltaica. Los materiales más utilizados son los semiconductores, siendo el silicio el más difundido en el efecto fotovoltaico. La célula fotovoltaica une dos

[3] UPME. Formulación de un plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia. Sep.2010. Pág. 161. 23
[4] UPME. Evaluación de la radiación solar en Colombia
5 PERALES, Tomas. Energías Renovables. Editorial Limusa. 2006.

semiconductores generando un campo eléctrico debido a la difusión de los electrones; esta célula transforma la energía de la radiación solar en corriente eléctrica. Las aplicaciones generales de este tipo de energía en zonas rurales tienen que ver con electrificación rural de viviendas, sistemas de abastecimiento de agua, comunicaciones, centros de salud, iluminación, refrigeración de medicinas y neveras.[5]

Es así como "Los sistemas de energía solar fotovoltaica, además de la energía eólica y otras aplicaciones de energía renovable, son la única solución técnicamente viable para suministrar la energía necesaria a las comunidades rurales aisladas" afirma Gustavo Best, Coordinador Principal de Energía de la FAO. "Pequeñas cantidades de energía pueden representar una gran diferencia al mejorar la vida rural, incrementar la productividad agrícola y crear nuevas oportunidades de ganar ingresos[6]

El limitado acceso al servicio de energía eléctrica en las zonas rurales genera dificultad para refrigerar alimentos perecederos y aumento en los gastos de transporte para la compra de alimentos. La comunidad afectada presenta, adicionalmente, menor calidad de vida, debido a las limitadas horas de estudio en el hogar, generando bajos rendimientos escolares.

Por eso es necesario que la población rural cuente con acceso a energía eléctrica, con el fin dar más oportunidades de desarrollo y así mejorar su calidad de vida.

Los usuarios deberán ser conscientes del cuidado del kit para el cumplimiento de los objetivos. Es importante tener en cuenta que el sistema necesita un mantenimiento periódico para alcanzar la vida útil de diseño.

Para el uso e implementación de este proyecto, se debe verificar el cumplimiento de las siguientes condiciones de entrada:

[6] BEST, Gustavo. CAMPEN Van. Energía solar fotovoltaica para la agricultura y desarrollo sostenibles. Documento de trabajo sobre medio Ambiente y recursos Naturales, No 3. FAO, Roma, 2000.

Tabla 1 Criterios para la implementación del modelo de diseño

Aspecto	Descripción	Requisito
Ubicación	Zona no interconectada o aislada	Se deberá verificar que no se encuentre en planes de interconexión de la empresa prestadora del servicio en los próximos 5 años.[7]
Dispersión	Distancia entre los hogares a atender	Se debe verificar mediante georreferenciación el nivel de concentración de las viviendas
Usuarios	Número Viviendas mínimas para ejecución del proyecto	El proyecto no exige un número mínimo de usuarios sin servicio. Este dependerá del cierre financiero del proyecto.
Demanda máxima de consumo	40 – kW-h/Mes	La demanda de servicio se proyecta para un máximo de consumo en diferentes elementos eléctricos como: Lámpara LED, Licuadora, Nevera, Toma multipropósito, Radio AM/FM, TV Led, Cargador de Celular. Ver tabla 2 carga tipo.

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

5.1 Identificación y análisis de los participantes

5.1.1 Identificación de los participantes

Tabla 2 Análisis de participantes

ACTOR	POSICIÓN	INTERESES O EXPECTATIVAS	CONTRIBUCIÓN O GESTIÓN
Uca	Beneficiario	Contar con el servicio de energía eléctrica y aprovechar todos los beneficios que este servicio trae consigo.	Realización de veedurías ciudadanas durante la implementación y ejecución del proyecto; hacer uso del servicio de energía eléctrica y cuidar de los bienes dispuestos para tal fin.
IPSE	Cooperante	Formular proyectos que propendan la ampliación de la cobertura energética en la región caribe y Antioquia.	Estructurador y gestor del proyecto para ser financiado
Municipio de MAICAO	Cooperante	Contribuir en la expansión de la infraestructura energética del municipio con el fin de proveer a más hogares este servicio público básico.	Ejecutor del proyecto y gestor de la solicitud de financiación
Empresa de servicios públicos ESPDELCA SAS EPS	Cooperante	Administración del servicio de energía eléctrica.	Prestación del servicio de energía, mantenimiento de los equipos y operación del servicio.

5.1.2 Análisis de los participantes

Los participantes se comprometen a aportar los recursos técnicos, financieros y humanos para la construcción, operación y mantenimiento de las soluciones individuales fotovoltaicas, en las comunidades que se localizan en las veredas objeto del proyecto; inicialmente se socializará por parte de los entes territoriales y las comunidades, el alcance y ejecución del proyecto que se realiza con el fin de brindar más beneficios a sus habitantes.

El municipio deberá asegurar la sostenibilidad del sistema fotovoltaico, por medio de un operador de red autorizado, quien será el encargado de mantener en funcionamiento y realizar los cobros por mantenimiento, estipulados para este servicio público vital de la población.

Por parte de IPSE se espera que gestione los recursos ante el SGR para la construcción de la infraestructura en la Guajira para el proyecto y que genere otros nuevos proyectos para ampliar esa cobertura con el fin de disminuir el déficit energético de la región.

5.2 Población afectada y objetivo

5.2.1 Población afectada por el problema

Un total de 4.000 usuarios ubicados en 178 unidades comunitarias de atención "Ucas" del municipio de la Maicao aproximadamente.

5.2.2 Población objetivo de la intervención

En total se pretende beneficiar aproximadamente 2.670 habitantes localizados en 178 unidades comunitarias de atención "ucas" del área rural del municipio de Maicao.

5.2.3 Características demográficas de la población objetivo

5.2.3.1 *Población beneficiada del proyecto*

Las unidades comunitarias de atención "ucas" buscan garantizar el servicio de educación inicial, cuidado y nutrición a niños y niñas menores de 5 años.

Fuente: ICBF

Tabla 3. Población por edad centros poblados y veredas

Ucas Maicao	0-14	2.670
	Total	2.670

5.2.3.2 *Características demográficas de la población objetivo*

Tabla 4. Distribución de los Usuarios por veredas

No.	COMUNIDAD	No. BENEFICIARIO	LATITUD	LONGITUD
1	ALUATACHON	2	11.51827809	-72.37868461
2	AMALITCHI	1	11.32188567	-72.37318595
3	AMARIJUNA	1	11.35838333	-72.1962915

4	AMARIPA	1	11.53021254	-72.07479815
5	ARANAIPA	1	11.2771167	-72.28307737
6	ARAPAREN	1	11.49817596	-72.17382423
7	ATAIN	2	11.65821147	-71.98331273
8	ATSAULIA	3	11.31592916	-72.37338531
9	AULALIA	2	11.32911514	-72.44272498
10	BARRANCA	1	11.56623058	-72.02762385
11	BUENOS AIRES	1	11.48531242	-72.33157843
12	CAMPO FLORIDO	1	11.48453032	-72.29798719
13	CANASMANA 2	1	11.47867362	-72.28842697
14	CARDONAL	1	11.31330467	-72.4128995
15	CARRIZAL	1	11.42712605	-72.27781039
16	CEMENTAMANA	1	11.41585977	-72.46254602
17	CEURA	1	11.42907445	-72.4915774
18	CHIULIAPA	2	11.47198772	-72.23790551
19	CURARIR	1	11.37600905	-72.44796045
20	EL SALAO	1	11.42022751	-72.25517131
21	FLOR DE LA FRONTERA	1	11.566164	-72.01615593
22	FLOR DE LA SABANA	1	11.52115159	-72.05387052
23	GUAITAPA	1	11.27058648	-72.26306721
24	HIOTSHY	1	11.45092943	-72.51713516
25	ICHIMANA	1	11.46305055	-72.41971408
26	IPAKAT	1	11.39286832	-72.62599841
27	IRRAMASIRA	1	11.41946369	-72.48881011
28	IRRUAIN	1	11.38243515	-72.46240798
29	ISHAIN	1	11.41047718	-72.31353513
30	JAICHON	1	11.38964004	-72.36830907
31	JAIKA KALICHON	1	11.65211508	-72.03300221
32	JAIPALIJUNAY	1	11.48348552	-72.36429465
33	JALALAO	1	11.43932147	-72.59306082
34	JAMANARE	1	11.37527778	-72.59578381
35	JARKUSIRA	1	11.44460018	-72.58286643
36	JASAISHIAO (JOMOSIRRA)	1	11.40788164	-72.61826625
37	JASALIMA	1	11.3347433	-72.26606155
38	JATURRUY	2	11.47690158	-72.40506797
39	JEPCHON	1	11.45198215	-72.39263686
40	JEPEIN	1	11.39535635	-72.17721008
41	JERJET	1	11.38132149	-72.33678427
42	JITKAL	1	11.42427497	-72.49788432

43	JOMASIRA	3	11.42149715	-72.60641211
44	JOTOMANA 1	1	11.35878065	-72.18537637
45	JOTOMANA 3	1	11.45046915	-72.30140617
46	JUJULIMANA	1	11.43306678	-72.34770903
47	JULUWAWAIN	1	11.45093429	-72.44206055
48	JUPECHIMANA	1	11.42893361	-72.58487292
49	JUTTIAL	1	11.46869802	-72.31481026
50	JUYARATPANA	1	11.37307583	-72.48978316
51	KAITIMANA	2	11.41176209	-72.44763537
52	KAMUSHICHIPA	1	11.5780728	-72.02406392
53	KANAAN	1	11.50220692	-72.38212747
54	KANASUMANA	1	11.47867292	-72.28826386
55	KARAQUITA	1	11.46151067	-72.32656272
56	KASUMANA	2	11.5036995	-72.31620311
57	KASUTO	1	11.33754543	-72.369971
58	KATZUO	1	11.6104531	-72.05973222
59	KAWATAYASMANA	1	11.49009275	-72.21540212
60	KIJOTCHON	2	11.56988806	-72.08117616
61	KORRALITO	1	11.45651172	-72.1402249
62	KULINACHI	1	11.34774762	-72.3525311
63	KULIRRILI	1	11.37053156	-72.46508287
64	LA AVENTURA	1	11.28005243	-72.18832039
65	LA CRUZ CAPILLA	1	11.39293831	-72.3307389
66	LA GUAYABITA	1	11.30414835	-72.24727258
67	LA HABANA	1	11.24774254	-72.34432194
68	LA LOMA	1	11.42871058	-72.37128117
69	LA PLAYA	1	11.37007658	-72.47690012
70	LOMA FRESCA	1	11.39503446	-72.44905014
71	MACHETSUMANA	1	11.43032221	-72.45526983
72	MAICAO	3	11.40089282	-72.28833388
73	MAIMAJASAI	1	11.28274662	-72.1722969
74	MAKU	1	11.41132444	-72.43562727
75	MALANGUE	1	11.26738197	-72.1872864
76	MANNAYUJAII	3	11.63673688	-71.99138526
77	MAPUAIN	1	11.51503846	-72.16733717
78	MARALA	1	11.42819297	-72.48487699
79	MARAÑAMANA	2	11.37528467	-72.37605866
80	MASAMANA	1	11.37686193	-72.44530279
81	MOUWAUSIRA	2	11.38532996	-72.42381301

82	MULAMANA	1	11.38450733	-72.11857557
83	MUSAMANA	1	11.41722582	-72.38274333
84	NARANJITO 2	2	11.40541203	-72.24156684
85	OLOKOMANA	1	11.38750448	-72.41197207
86	OLONOKIOU	1	11.39831099	-72.3941542
87	ORROKO	1	11.49432569	-72.37693467
88	OUKULEMANA	1	11.42723215	-72.47501371
89	PAJANKIRRU	4	11.26773422	-72.28309927
90	PAKIMANA	1	11.45417438	-72.24451328
91	PALIIAWAAIN	1	11.62824339	-71.99365517
92	PALUSAMANA	1	11.46293911	-72.46501959
93	PANAMÁ	1	11.27524462	-72.32724147
94	PAQUIMANA	1	11.40229216	-72.62680466
95	PARAUJANO	1	11.19881835	-72.36475923
96	PARESTUT	1	11.41992452	-72.41752161
97	PASIPAMANA	2	11.43869183	-72.26811307
98	PATAJATAMANA	2	11.345878	-72.16974559
99	PATALU	2	11.47360087	-72.24289063
100	PECHIMANA	1	11.19987624	-72.29594024
101	PERRAMANA	1	11.41497128	-72.38970542
102	PESUAPA	1	11.43171583	-72.4091826
103	PIASAPA	2	11.43957187	-72.5736627
104	PIPAMANA	1	11.39659214	-72.26392518
105	POTORKISHIMANA	1	11.40298282	-72.58378793
106	PUSIRRAIRAKAT	1	11.38924056	-72.58352713
107	RANCHO NUEVO	1	11.24021151	-72.39749185
108	SAINMAA	1	11.46204912	-72.289601
109	SAKALOUSAIN	1	11.44412085	-72.46451926
110	SAN LUIS	1	11.4016684	-72.12512344
111	SANTA ANA	1	11.36476459	-72.42170155
112	SANTA FE	1	11.33446227	-72.26391155
113	SANTA LUCIA	3	11.3071059	-72.19299797
114	SARARAO	1	11.43077599	-72.5364302
115	SEQUANA	1	11.30111882	-72.360232
116	SHAWAINA	1	11.54780822	-72.10598077
117	SHAWANTAMANA	1	11.6417259	-72.02942916
118	SHULEMA	1	11.45094125	-72.47194413
119	SINAMANA	1	11.41586836	-72.47392325
120	TEKIA	1	11.30657701	-72.45722953

121	ULAIN	3	11.4090241	-72.49233934
122	ULIPA	1	11.43470123	-72.34303038
123	UPKAPU	2	11.61916106	-71.98952931
124	URRAIN	1	11.42048128	-72.26242459
125	VILLA ESPERANZA	1	11.2374918	-72.2544308
126	WAIRRATIO	1	11.5532376	-72.03062645
127	WARA WARAO	2	11.38034893	-72.40487964
128	WARARALAIN	1	11.45281398	-72.52543467
129	WARRUTTAMANA	1	11.43896343	-72.38821227
130	WASIMAL	1	11.39452786	-72.19476633
131	WAYACHON	1	11.40333579	-72.32400161
132	WILIJITSUMANA	1	11.38487719	-72.32696101
133	WUIMPESHI	2	11.55581137	-72.02591838
134	WUNUPARAT	1	11.35999551	-72.45737507
135	YARALIWOU	1	11.40670178	-72.46066796
136	YAWASIRU	2	11.43671112	-72.28503097
137	YOTOJOROIN	1	11.59166138	-72.02620952
138	YOTOJOROTSHI	3	11.49657749	-72.2677125
139	YOULEJUNAY	1	11.43719908	-72.50256389
140	YOULEMANA	1	11.44437307	-72.58130873
141	YOUREPU	1	11.40240036	-72.407295
142	ZIPUMAPEPETSHI	1	11.47731487	-72.07163868
	TOTAL BENEFICIARIOS	178		

6 OBJETIVOS GENERAL Y ESPECIFICO

6.1 Objetivos

6.1.1 Objetivo general

Llevar el servicio de energía eléctrica a la zona rural del municipio de Maicao mediante SISFV

El acceso a la energía comprende servicios que se pueden clasificar en tres niveles: a) necesidades básicas humanas: Electricidad para iluminación, salud, educación, comunicación y servicios comunitarios. Tecnologías y combustibles modernos para calefacción y cocinado. b) usos productivos: Electricidad, combustibles modernos y otros servicios de energía para mejorar la productividad.- Agricultura: bombeo de agua para irrigación, fertilización,- Comercio: procesado agrícola, industrias domesticas o locales.- Transporte: Combustible. c) necesidades de una sociedad

moderna: Servicios de energía para aplicaciones (Educativos, recreacionales, suntuarios). [1](UN AGECC 2010)7

6.1.2 Objetivos específicos

Objetivo 1: Aumentar la gestión pública en la provisión de soluciones de energía para la población de la zona rural.

Objetivo 2: Implementar sistemas de provisión de energía en las ucas de la zona rural y dispersa del municipio

Objetivo 1.1: Fortalecer el esquema institucional en el municipio para atender las necesidades de la población.

Objetivo 1.2: Aumentar las iniciativas públicas para el desarrollo y uso de energías renovables.

Objetivo 2.1: Aumentar la cobertura energéticas en las áreas rurales

Objetivo 2.2: Seleccionar la mejor fuente de energía para las comunidades.

6.2 PRODUCTOS

1.1 Estudios de pre inversión

1.2 Unidades de generación fotovoltaica de energía eléctrica instaladas

1.3 Unidades de generación fotovoltaica de energía eléctrica con mantenimiento

1.4 Servicio de apoyo financiero para la financiación de infraestructura de energía eléctrica en las zonas no interconectadas

6.3 Indicadores de producto

.1 Número de estudios de preinversión desarrollados

1.2 Unidades fotovoltaicas de energía eléctrica instaladas

1.3 Unidades fotovoltaicas de energía eléctrica con mantenimiento

[7] En el documento "Energy for a Sustentable Future" (UN AGECC 2010), se define el acceso a la energía como "el acceso a servicios de energía limpios, fiables y asequibles para cocinado, calentamiento, iluminación, salud, comunicaciones y usos productivo".

1.1 financiación de infraestructura de energía eléctrica en las zonas no interconectadas

6.4 Relaciones entre causas y objetivos

Tabla 5 Relaciones entre las causas y los objetivos

Tipo de causa	Causa relacionada	Objetivos específicos
1. Causa directa	Deficientes sistemas de distribución y provisión de energía eléctrica, en las comunidades asentadas en la zona rural y dispersa.	Aumentar la gestión pública en la provisión de soluciones de energía para la población de la zona rural.
1.1 Causa indirecta	Limitadas alternativas de provisión de energía eléctrica para la zona rural y dispersa.	Fortalecer el esquema institucional en el municipio para atender las necesidades de la población.
2.1 Causa indirecta	Inadecuado funcionamiento de los sistemas de provisión de energías alternativas.	Fortalecer el uso de energías alternativas.

Tabla 6 Relación causa efecto

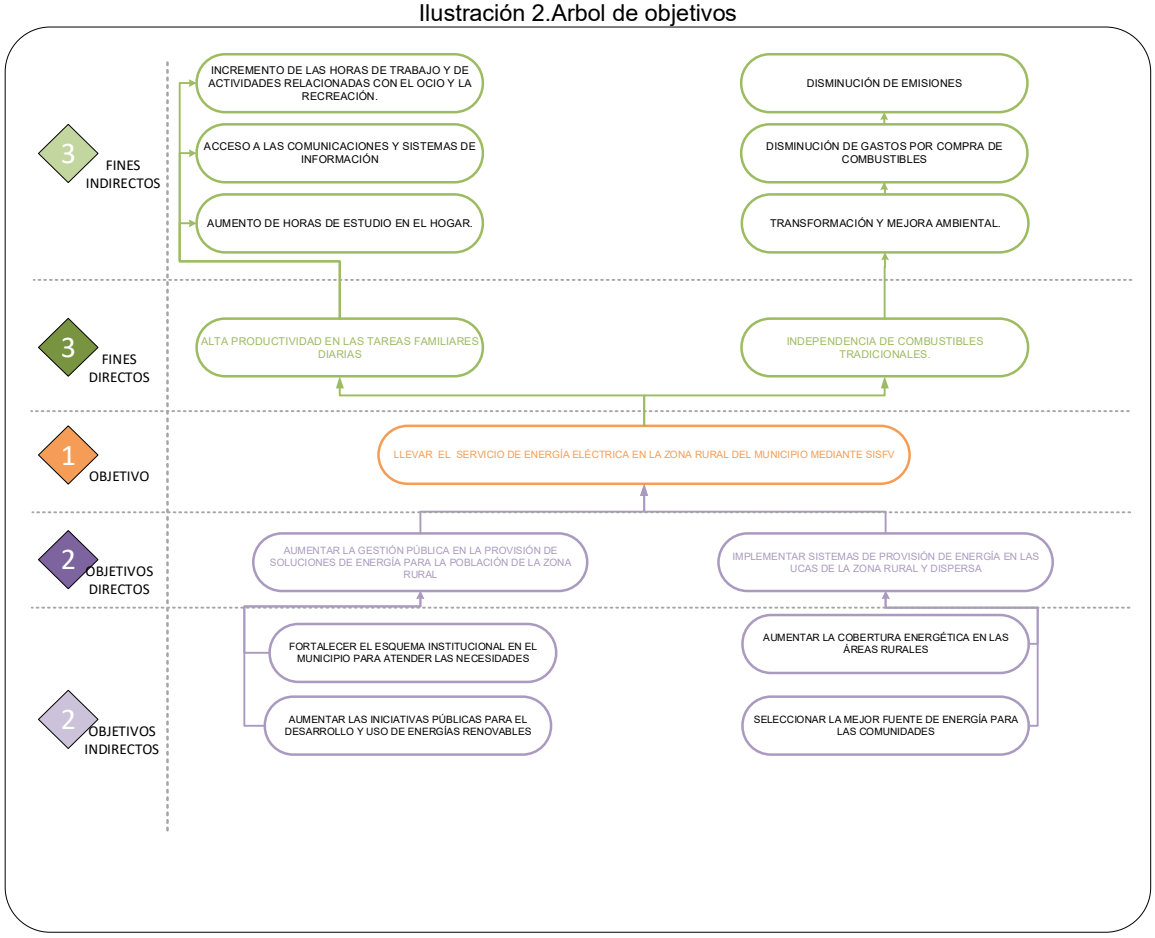
CAUSAS Y EFECTOS DEL PROBLEMA	
CAUSAS DIRECTAS	**EFECTOS DIRECTOS**
1. Baja gestión pública en la provisión de soluciones de energía para la población de la zona rural.	1. Baja productividad en las tareas familiares diarias.
2. Usuarios dispersos para la interconexión.	2. Dependencia de combustibles tradicionales como combustibles líquidos, leña, carbón vegetal, velas, baterías.

Tabla 7 Relación causas, objetivos y productos

CAUSAS DIRECTAS	OBJETIVOS	PRODUCTOS
1. Baja gestión pública en la provisión de soluciones de energía para la población de la zona rural.	Objetivo1: Aumentar la gestión pública en la provisión de soluciones de energía para la población de la zona rural.	1.1 Estudios de pre inversión 1.4 Servicio de apoyo financiero para la financiación de infraestructura de energía eléctrica en las zonas no interconectadas
2. Usuarios dispersos para la interconexión.	Objetivo 2 Implementar sistemas de provisión de energía en las ucas de la zona rural y dispersa	1.2 Unidades de generación fotovoltaica de energía eléctrica instaladas 1.3 Unidades de generación fotovoltaica de energía eléctrica con mantenimiento

6.5 Árbol de objetivos

Ilustración 2.Arbol de objetivos



7 Alternativas de solución

La metodología para la selección de alternativas se desarrolla mediante la evaluación ponderativa de las diferentes fuentes de energía. En primera instancia se realiza una ponderación general de todas las fuentes posibles en función del recurso, costo nivelado de la energía (LCOE), afectación de la dispersión de la población a los costos, tipo de tecnología (renovable, no renovable), reducción en emisiones de CO2 y dominancia tecnológica.

Las alternativas evaluadas son:

- Construcción de soluciones individuales fotovoltaicas
- Alternativa eólica
- Redes de distribución eléctrica

Según los distintos criterios de evaluación, se determinó que la alternativa más viable para energizar a la zona rural del municipio, es la Construcción de sistemas individuales solares fotovoltaicos para las comunidades rurales y dispersas de las ZNI. Razón por la cual es la única alternativa disponible en la ficha MGA.

7.1 Bien o servicio a entregar o demanda a satisfacer

Tabla 8 Bien o servicio a entregar o demanda a satisfacer

Bien o servicio	Medido a través de	Descripción	Año inicial histórico	Año final histórico	Año final proyectado
Energía eléctrica	Número de usuarios	unidades comunitarias de atención "ucas" con el servicio de energía eléctrica en la zona rural de la entidad territorial	2021	2020	2031

7.2 Análisis técnico de alternativas

7.2.1 Redes de distribución eléctrica

7.2.1.1 *Descripción técnica*

Los potenciales nuevos usuarios identificados en el municipio de Maicao se encuentran mayoritariamente en zonas rurales y de difícil acceso, alejados de las redes de interconexión eléctrica existentes del SIN. Ante este escenario, el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica “PIEC” 2013-2017

elaborado por la UPME, establece los criterios para la selección de las unidades constructivas para las redes eléctricas de estas comunidades (Tabla 3).

Tabla 9 Criterio para la selección de unidades constructivas
Fuente: PIEC 2013-2017

Tipo	Criterio	Nivel de tensión	Unidad constructiva
1	Proyecto ubicado a una distancia inferior a 20 km y entre 1 y 100 usuarios	2	N2L27
2	Proyecto ubicado a una distancia inferior a 20 km y más de 100 usuarios	2	N2L28
3	Proyecto ubicado a una distancia entre 20 y 40 km y entre 20 y 100 usuarios	2	N2L29
4	Proyecto ubicado a una distancia entre 20 y 40 km y más de 100 usuarios	2	N2L37
5	Proyecto ubicado a más de 40 km y más de 100 usuarios	3	N3L13

La alternativa a evaluar considera la construcción de una red de distribución que parte de las redes del municipio de Maicao, conectado al sistema de distribución existente de AIR-E S.A. E.S.P. Para determinar los trazados preliminares de estas líneas se utilizó la distancia desde los usuarios hasta la cabecera municipal. Los resultados de estas estimaciones determinan que el usuario más cercano se ubica a aproximadamente 0.5 km de la cabecera municipal y, en total, se cuenta con 178 usuarios.

Considerando la distribución de los potenciales usuarios en el municipio, la Tabla 10 presenta un aproximado de las unidades constructivas para las redes de media y baja tensión del proyecto. Es importante acotar que únicamente se considera un (1) reconectador por cada troncal de media tensión.

Tabla 10. Unidades constructivas redes de media y baja tensión.

Unidad Constructiva	Unidad	Cantidad
N2EQ35	UN	3
N2L28	KM	75
N2L47	KM	132
N1	KM	52,78

Para el dimensionamiento de los transformadores de distribución se asume un transformador tipo de 5 kVA con un promedio de un (1) transformador por cada 2 usuarios y una distancia media entre transformadores de 1,5 km[8]. Dado lo anterior, la Tabla 11 presenta las unidades constructivas para los transformadores de distribución

Tabla 11. Unidades constructivas transformadores de distribución

Ítem	Unidad	Cantidad
Transformador 1Ø 5 kVA -13.2 kV/ 240-120 V	UN	89
Accesorio e instalación transformador 1Ø aéreo	UN	89
Puerta a tierra	UN	89

Adicionalmente a las unidades constructivas, también es necesario tener en cuenta las siguientes consideraciones que pueden llegar a influir directamente sobre la viabilidad técnica del proyecto.

- El mantenimiento del tendido eléctrico debido a la presencia de árboles implicaría que se deba mantener una franja de servidumbre que oscile entre los 25 y 30 metros a cada lado de la red de distribución.
- Es posible que se presenten problemas de regulación de tensión y perdidas de energía en los usuarios conectados a las colas de los circuitos, puede darse solución a estas problemáticas con la instalación de conductores de mayor calibre, aunque esto implicaría elevar los costos de construcción.
- El terreno al ser desértico, arenoso y con alta salinidad, representa un riesgo para la infraestructura eléctrica, lo que puede derivar en la caída de postes y consecuentemente, fallas en el suministro de la energía eléctrica.

7.2.1.2 *Presupuesto*

La Tabla 12 presenta el costo de electrificar con redes eléctricas a los usuarios aislados y dispersos levantados en las ZNI del municipio de Ucas Maicao.

[8] El dimensionamiento de los transformadores se realiza en base a la distribución geográfica de los usuarios, determinando la cantidad de usuarios promedio que se encuentran concentrados en un radio de 200 a 300 m; si dicho valor es menor o igual a 5 usuarios, se programa un transformador de 5kVA (asumiendo una carga por usuarios de 1 kVA/usuario), en caso de presentarse más de 5 usuarios se programaran transformadores de acuerdo a la carga típica de las concentraciones de usuarios, la distancia entre transformadores se calcula al considerar la distancia promedio que existe entre las nubes de usuarios con radios de 200 a 300 m, dicho valor puede variar desde 0.5 km hasta 2 km o más, dependiendo de la dispersión de los usuarios, típicamente existe una relación inversamente proporcional entre la cantidad de usuarios por nube y la distancia entre nubes. Es importante anotar que la anterior distribución se realiza mediante un análisis visual de los mapas y por lo tanto únicamente representa un dimensionamiento aproximado.

Tabla 12. Costo de inversión Redes Eléctricas

Costo Redes Eléctricas						
Descripción	Tipo	Unidad	Cantidad	Vr. Unitario		Vr. Parcial (enero/2020)
				Dic. 2007	Ene. 2020	
Número de Usuarios ZNI	Viviendas Rurales	UN	178			
Distancia del SIN más cercano	Punto Conexión a 1er. Usuario	KM	0,5			
Distancia promedio entre TRFS	Distancia entre transformadores	KM	1,50			
Unidades constructivas	N3EQ5	UN	0,00	$ 72.482.000	$ 120.376.086	$ 0
	N3L13	KM	0,00	$ 63.709.000	$ 105.806.132	$ 0
	N3S43	UN	0,00	$ 87.615.000	$ 145.508.551	$ 0
	N3T1	UN	0,00	$ 150.088.000	$ 249.261.969	$ 0
	N2EQ35	UN	3,00	$ 42.362.000	$ 70.353.629	$ 211.060.887
	N2L27	KM	0,00	$ 34.632.000	$ 57.515.861	$ 0
	N2L28	KM	75,00	$ 37.235.000	$ 61.838.851	$ 4.637.913.825
	N2L29	KM	0	$ 43.320.000	$ 71.944.649	$ 0
	N2L37	KM	0	$ 43.985.000	$ 73.049.063	$ 0
	N2L47	KM	132,00	$ 30.318.000	$ 50.351.290	$ 6.646.370.280
	N1	KM	52,78	$ 21.995.723	$ 36.529.884	$ 1.928.047.278
	Transformador 1Ø de 5 KVA	UN	89	$ 4.146.180	$ 6.885.860	$ 612.841.540
	Total Transformador 3Ø de 15 KVA	UN	0	$ 5.925.735	$ 9.841.296	$ 0
Costos directos Redes interconectadas						$ 14.036.233.810
AIU (30%)						$ 4.210.870.143
Interventoria (7%)						$ 1.277.297.277
Supervisión (1%)						$ 140.362.338
Inspección Retie (1%)						$ 140.362.338
Compensación Ambiental (5%)						$ 701.811.690
Valor Total Proyecto Redes SIN						$ 20.506.937.596
Costo Redes SIN / Usuario						$ 115.207.515

Los precios expresados en la tabla anterior corresponden al valor presente para unidades constructivas según la resolución CREG 097 del 2008 y que pueden ser utilizados para la valoración de proyectos de expansión de cobertura eléctrica según el *plan indicativo de expansión de cobertura de energía eléctrica* presentado por la UPME.

El costo estimado de electrificación con redes eléctricas para 178 usuarios del municipio de Maicao es de 115.207.515 COP/usuario.

A continuación, se presentan los principales componentes de la inversión en la alternativa de redes eléctricas, de acuerdo a los parámetros de entrada de la ficha MGA WEB.

Tabla 13. Inversión de acuerdo a la MGA. Alternativa Redes eléctricas.

INVERSIÓN	TIPO DE INSUMO	COSTO
Redes eléctricas		
Materiales	Materiales	$ 14.159.752.667
Equipo y herramienta	Equipo y herramienta	$ 456.177.599
Transporte	Transporte	$ 948.849.405
Mano de Obra	Mano de obra calificada	$ 1.947.367.428
	Mano de obra no calificada	$ 734.956.853
Interventoría	Mano de obra calificada	$ 1.277.297.277
Supervisión	Mano de obra calificada	$ 140.362.338
Inspección RETIE	Servicios prestados a las empresas y servicios de producción	$ 140.362.338
Compensación ambiental	Impuestos, pagos de derechos, contribuciones, multas y sanciones	$ 701.811.690
COSTO TOTAL		$ 20.506.937.595

La Tabla 14 presenta la distribución porcentual del presupuesto.

Tabla 14. Distribución de costos de inversión. Alternativa redes.

Categoría	Porcentaje
Materiales	77.6%
Equipo y herramienta	2.5%
Transporte	5.2%
Mano de Obra	14.7%
Total	100%

7.2.1.3 *Ingresos*

La tarifa de prestación del servicio se calcula acorde a las tarifas aprobadas de AIR-E S.A. E.S.P para usuarios residenciales de estrato uno (1) en el SIN (Tabla 17). Siendo esta 590.96 COP/kWh para marzo de 2021.

La Tabla 15 detalla la distribución de la facturación por el servicio de energía eléctrica para un usuario residencial estrato uno (1) con redes interconectadas al SIN en La Guajira, especificando la distribución de la tarifa entre el usuario y el subsidio estatal, de acuerdo con las tarifas aprobadas por la CREG.

Tabla 15. Distribución facturación para un usuario residencial estrato 1 con redes eléctricas del SIN

Distribución Facturación	%	Tarifa Mensual marzo 2021 (COP/kWh)
Valor que asume el usuario	40.00%	$ 236.39
Subsidio SIN	60.00%	$ 354.57
Valor total	100%	$ 590.96

Para este cálculo se considera únicamente el crecimiento en la demanda.

Tabla 16. Tarifas del servicio de energía eléctrica en diciembre de 2020 de la AIR-E S.A. E.S.P.

AIR-E S.A.S E.S..P
Departamentos de : ATLANTICO, MAGDALENA Y LA GUAJIRA
TARIFAS -RES 031-119/07, 097/08, 110/09, 173/11, 083/12, 108/12, 010/13,180/14, 191/14, 036/15,104/20, 010/20 y 188/20
Costo unitario Marzo de 2021

Costos Marzo		Generación	STN	PR: G y T	D: STR SDL	Restricciones	C/cialización	Cu Mes
Nivel 1 OR propietario activos		248,65	41,18	46,85	146,33	15,91	92,04	590,96
Nivel 1 propiedad activos compartida					127,59			572,22
Nivel 1 cliente propietario activos					108,86			553,49
A. P Nivel 1					108,86			553,49
SN nivel 2 medio Nivel 1					96,74			541,37
A P. Nivel 2 censado Nivel 1					96,74			541,37
Nivel 2				16,11	88,01			501,90
A. P. Nivel 2					88,01			501,90
Nivel 3				14,47	65,66			477,91
Nivel 4				6,38	29,10			433,26
Cargo Comercialización		$Cf_{m,l}$	11155,29		$CUf_{m,l}$	0	$Cv_{m,l}$	92,04

Estratos	Activos propiedad del OR		Activos propiedad Compartida		Activos propiedad Cliente	
	0 - 173	>173	0 - 173	>173	0 - 173	>173
1	236,39	590,96	228,89	572,22	221,39	553,49
2	295,48	590,96	286,11	572,22	276,74	553,49
3	502,32	590,96	486,39	572,22	470,46	553,49
4	590,96	590,96	572,22	572,22	553,49	553,49
5 y 6	709,16	709,16	686,67	686,67	664,18	664,18

Estratos	SN Nivel 2 medido N1		SN Nivel 2		Nivel 3 medido N1	
	0 - CS	>CS	0 - 184	>184	0 - 184	>184
1 - Subnormal	216,55	541,37	200,76	501,90	207,18	480,64

A continuación, se presentan los ingresos de la alternativa de redes eléctrica a partir del año 1(2021), teniendo en cuenta el 3 % de inflación anual.

Tabla 17. Ingresos según MGA. Alternativa Redes Eléctricas.

Año	Cantidad (kWh)	Valor Unitario	Valor Total
1	111.072	$ 609	$ 67.642.848
2	111.072	$ 627	$ 69.642.144
3	111.072	$ 646	$ 71.752.512
4	111.072	$ 665	$ 73.862.880
5	111.072	$ 685	$ 76.084.320
6	111.072	$ 706	$ 78.416.832
7	111.072	$ 727	$ 80.749.344
8	111.072	$ 749	$ 83.192.928
9	111.072	$ 771	$ 85.636.512
10	111.072	$ 794	$ 88.191.168

7.2.1.4 *Beneficios*

7.2.1.4.1 Generación de empleo

La generación de empleo corresponde a la mano de obra empleada durante la implementación de la alternativa, así como la mano de obra requerida para la administración y el mantenimiento.

A continuación, se presenta el flujo de este beneficio para la alternativa de redes eléctricas.

Tabla 18. Generación de empleo. Alternativa redes eléctricas

Año	Cantidad (Pesos)	Costo unitario	Total
0	1	$ 2.063.326.370	$ 2.063.326.370
1	1	$ 8.370.380	$ 8.370.380
2	1	$ 8.621.492	$ 8.621.492
3	1	$ 8.880.137	$ 8.880.137
4	1	$ 9.146.541	$ 9.146.541
5	1	$ 9.420.937	$ 9.420.937
6	1	$ 9.703.565	$ 9.703.565
7	1	$ 9.994.672	$ 9.994.672
8	1	$ 10.294.512	$ 10.294.512
9	1	$ 10.603.348	$ 10.603.348
10	1	$ 10.921.448	$ 10.921.448

Nótese que, dado que la mano de obra directa se corresponde a un compendio de diferentes profesionales, con diferentes cargos, y que en muchos casos el costo de mano de obra es calculado en base a precios unitarios; no es posible establecer una unidad homogénea de medida, más allá del hecho que este beneficio corresponde a la mano de obra directa. Por lo tanto, no existe una unidad de medida, sino que se deja esta casilla como 1, siendo el costo unitario el valor directo de gasto por este concepto.

7.2.1.4.2 Reducción de CO2

Corresponde a la reducción de emisiones totales y potenciales presentes por concepto de consumo energético, para este beneficio se toma como base la generación diésel, y partir de este punto se calcula la reducción en emisiones de CO_2 para cada alternativa.

A continuación, se presenta la formula bajo la cual se calcula la reducción de emisiones de CO_2

$$Re_i = E_{diesel,i} - E_{a,i}$$

Donde,

Re = Reducción de emisiones

E_{diesel}= Emisiones de CO_2 anuales con diésel en kilogramos equivalentes.

Ea= Emisiones de CO_2 anuales de la alternativa en kilogramos equivalentes.

I= año i.

La anterior fórmula queda de la siguiente manera.

$$Re_i = E_{diesel,i} - 0$$

$$Re_i = E_{diesel,i}$$

Para calcular las emisiones anuales de diésel se usa la siguiente fórmula.

$$E_{diesel,i} = D_u * U * FC$$

Donde,

Du =demanda anual por usuario dado en kWh

U = Número de usuarios

FC = factor de emisiones típico para generadores con motores de combustión interna, dado en kgCO2eq/kWe. Se utiliza un valor típico de 1.3050 kgCO2eq/kWe [5].

De este modo, la unidad de medida para este beneficio será kilogramos de CO2, mientras que el costo unitario será 160.000 COP/tonCO2eq, de acuerdo a las estimaciones de los precios de bonos de carbono del Banco Mundial, para el año 2020

A continuación, se presenta el flujo del beneficio.

Tabla 19. Reducción de emisiones de CO2 Redes

Año	Cantidad (kilogramos)	Costo unitario	Total
1	144.892	$ 165	$ 23.907.180
2	144.892	$ 170	$ 24.631.640
3	144.892	$ 175	$ 25.356.100
4	144.892	$ 180	$ 26.080.560
5	144.892	$ 185	$ 26.805.020
6	144.892	$ 191	$ 27.674.372
7	144.892	$ 197	$ 28.543.724

8	144.892	$ 203	$ 29.413.076
9	144.892	$ 209	$ 30.282.428
10	144.892	$ 215	$ 31.151.780

7.2.1.4.3 Reducción de consumo energéticos

Corresponde al ahorro por uso de sustitutos energéticos del que se verían beneficiados los usuarios una vez se implemente la solución energética. Este valor se obtiene del diagnóstico socioeconómico y es igual para todas las alternativas

A continuación, se presenta el ahorro mensual en sustitutos por usuario y el flujo del beneficio.

Tabla 20. Costo ponderado mensual de sustitutos energéticos por usuario.

ÍTEM	COSTO MENSUAL
Baterías	$ 16.730
Alcohol	$ -
Diésel	$ -
Gasolina	$ 1.124
Kerosene	$ 1.691
Petróleo	$ 1.730
Velas	$ 1.652
Otro	$ 225

Tabla 21. Reducción de consumo de sustitutos.

Año	Cantidad (Usuarios)	Costo unitario	Total
1	178	$ 277.824	$ 49.452.672
2	178	$ 286.159	$ 50.936.302
3	178	$ 294.743	$ 52.464.254
4	178	$ 303.586	$ 54.038.308
5	178	$ 312.693	$ 55.659.354
6	178	$ 322.074	$ 57.329.172
7	178	$ 331.736	$ 59.049.008
8	178	$ 341.688	$ 60.820.464
9	178	$ 351.939	$ 62.645.142
10	178	$ 362.497	$ 64.524.466

7.2.1.4.4 Incremento nutricional

El incremento nutricional considera que dada la oferta de energía eléctrica que se pretende dar con las alternativas, los usuarios podrán contar con mayor calidad en los alimentos disponibles. Se asume que, por institución, en promedio, quince niños se verán beneficiados de esta mejora en los alimentos.

Con la finalidad de cuantificar el valor de esta mejora en la calidad de los alimentos, se considera que el coste diario de alimentación, por niño, es de 10.000 COP, correspondiente a dos jornadas de alimentación diaria durante cinco días a la semana. Del valor anteriormente dado, se toma un 5% como la mejora directa a la calidad de los alimentos y bajo este último, se cuantifica el incremento nutricional.

Tabla 22. Valor del incremento de la productividad

ÍTEM	VALOR
VALOR DIARIO POR NIÑO	$ 10,000
% DE INCREMENTO	5%
BENEFICIO ANUAL POR NIÑO	$ 121.000

Tabla 23. Flujo del beneficio incremento de la productividad

Año	Unidad (Número)	Costo unitario	BENEFICIO TOTAL
1	2670	$ 121.000	$ 323.070.000
2	2670	$ 124.630	$ 332.762.100
3	2670	$ 128.369	$ 342.745.230
4	2670	$ 132.220	$ 353.027.400
5	2670	$ 136.187	$ 363.619.290
6	2670	$ 140.272	$ 374.526.240
7	2670	$ 144.480	$ 385.761.600
8	2670	$ 148.815	$ 397.336.050
9	2670	$ 153.279	$ 409.254.930
10	2670	$ 157.878	$ 421.534.260

7.2.1.5 *Valor salvamento*

De acuerdo al manual de la MGA, los equipos y accesorios de generación cuentan con una vida útil de 25 años, con lo que al año 10 el valor de salvamento es igual al 60% del valor de los materiales.

A continuación, se presentan los valores de salvamento para la alternativa de redes eléctricas.

Tabla 24. Valor de salvamento Redes

Alternativa	Valor materiales	% Salvamento	Valor de salvamento
Redes	$ 10.892.117.436	60%	$ 6.535.270.462

7.2.1.6 *Flujo de fondos*

A continuación, se presenta el flujo de fondos para la alternativa de redes eléctricas, teniendo en cuenta la inflación y los razones precio cuenta que se aplican a cada componente.

Tabla 25. Flujo de fondos. Alternativa Redes Eléctricas

FLUJO DE FONDOS ECONÓMICO CON INFLACIÓN Y RPC											
AÑO	**0**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
INGRESO POR FACTURACIÓN	$ 0,00	$ 53.437.849,92	$ 55.017.293,76	$ 56.684.484,48	$ 58.351.675,20	$ 60.106.612,80	$ 61.949.297,28	$ 63.791.981,76	$ 65.722.413,12	$ 67.652.844,48	$ 69.671.022,72
GENERACIÓN DE EMPLEO	$ 2.063.326.370,00	$ 8.370.380,00	$ 8.621.492,00	$ 8.880.137,00	$ 9.146.541,00	$ 9.420.937,00	$ 9.703.565,00	$ 9.994.672,00	$ 10.294.512,00	$ 10.603.348,00	$ 10.921.448,00
REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CO2	$ 0,00	$ 19.125.744,00	$ 19.705.312,00	$ 20.284.880,00	$ 20.864.448,00	$ 21.444.016,00	$ 22.139.497,60	$ 22.834.979,20	$ 23.530.460,80	$ 24.225.942,40	$ 24.921.424,00
REDUCCIÓN DE CONSUMO DE SUSTITUTOS	$ 0,00	$ 39.067.610,88	$ 40.239.678,58	$ 41.446.760,66	$ 42.690.263,32	$ 43.970.889,66	$ 45.290.045,88	$ 46.648.716,32	$ 48.048.166,56	$ 49.489.662,18	$ 50.974.328,14
INCREMENTO DE LA PRODUCTIVIDAD	$ 0,00	$ 193.842.000,00	$ 199.657.260,00	$ 205.647.138,00	$ 211.816.440,00	$ 218.171.574,00	$ 224.715.744,00	$ 231.456.960,00	$ 238.401.630,00	$ 245.552.958,00	$ 252.920.556,00
VALOR DE SALVAMENTO	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 7.465.428.464,45
TOTAL INGRESOS Y BENEFICIOS	**$ 2.063.326.370,00**	**$ 313.843.584,80**	**$ 323.241.036,34**	**$ 332.943.400,14**	**$ 342.869.367,52**	**$ 353.114.029,46**	**$ 363.798.149,76**	**$ 374.727.309,28**	**$ 385.997.182,48**	**$ 397.524.755,06**	**$ 7.874.837.243,31**
COSTOS AOM & REPOSICIÓN	$ 0,00	$ 11.885.940,31	$ 12.242.518,64	$ 12.609.793,83	$ 12.988.088,22	$ 13.377.730,54	$ 13.779.062,30	$ 14.192.434,24	$ 14.618.207,04	$ 15.056.753,45	$ 15.508.456,16
INVERSIÓN	$ 16.020.127.644,03	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00
TOTAL COSTOS	**$ 16.020.127.644,03**	**$ 11.885.940,31**	**$ 12.242.518,64**	**$ 12.609.793,83**	**$ 12.988.088,22**	**$ 13.377.730,54**	**$ 13.779.062,30**	**$ 14.192.434,24**	**$ 14.618.207,04**	**$ 15.056.753,45**	**$ 15.508.456,16**
UTILIDAD TOTAL E IMPREVISTOS	**-$ 13.956.801.274,03**	**$ 301.957.644,49**	**$ 310.998.517,70**	**$ 320.333.606,31**	**$ 329.881.279,30**	**$ 339.736.298,92**	**$ 350.019.087,46**	**$ 360.534.875,04**	**$ 371.378.975,44**	**$ 382.468.001,61**	**$ 7.859.328.787,15**
VPN (12%)	**-$ 9.650.014.677,21**										
TIR	**-3%**										
RBC	**0,40**										

7.2.2 Alternativa eólica

La presente alternativa contempla la instalación de aerogeneradores para los potenciales usuarios identificados en el municipio de Maicao.

7.2.2.1 *Dimensionamiento*

El dimensionamiento del sistema se realiza a través del modelo no financiero del software SAM® desarrollado por el NREL.

Para la distribución de Weibull se utiliza como velocidad promedio, aquella provista por el IDEAM, con un factor de forma k de 3, de acuerdo con el atlas de vientos del IDEAM. La Figura 1 presenta la distribución de Weibull para el proyecto.

Figura 1. Factor de forma de la distribución de Weibull
Fuente: Atlas de vientos. IDEAM (2020)

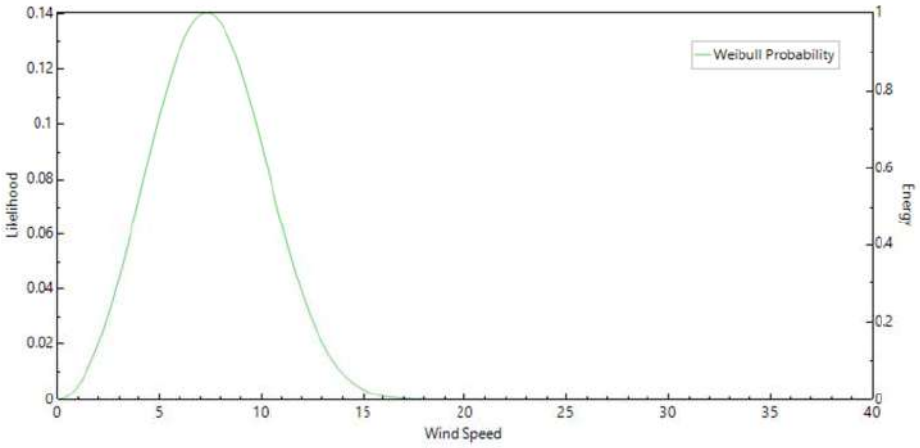


Figura 2. Distribución de Weibull
Fuente: Elaboración propia a través del software SAM.

Teniendo en cuenta la demanda máxima al año 10, es decir 120,432 kWh/año, se considera un sistema con capacidad de 30.4 kW, compuesto por dos (2) aerogeneradores C&F Green Energy CF15e 13.1m 15.2kW, de acuerdo con el listado de aerogeneradores y capacidades comerciales dispuestas en el software SAM para la demanda establecida. La producción de energía del parque sería de 136.063 kWh/año al 90%, con lo que se suple completamente la demanda de energía. La Figura 3 presenta la generación de energía mensual para el sistema.

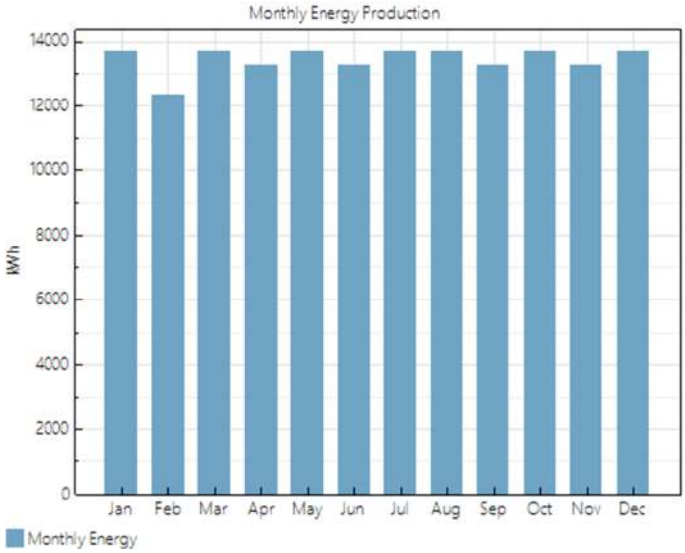


Figura 3. Generación de energía eólica

7.2.2.2 *Presupuesto*

El análisis económico del proyecto es realizado a través de la plataforma GeoLCEO, dado que el módulo de energía eólica contempla sistemas mayores a 10 MW, se usará esta potencia para el cálculo de costos unitarios, los cuales serán posteriormente ajustados a la capacidad definida en el apartado de dimensionamiento.

7.2.2.3 *Costos de inversión*

Los costos CAPEX del proyecto involucran los siguientes componentes

1. Obras civiles: Incluye vías de acceso, campamentos y adecuaciones del terreno
2. Equipos mecánicos: Corresponde a los aerogeneradores
3. Equipos eléctricos: Incluye la subestación, el colector y las tomas
4. Costos indirectos: Incluye comisiones e imprevistos, ingeniería, puesta en marcha y el factor de escala de la gestión de la construcción.

7.2.2.3.1 Obras civiles

A. *Vías de acceso.*
   Este rubro incluye una distancia de vías de acceso de 5 km. El costo por kW instalado es entonces de 724.7 USD/kW.

B. *Campamentos*
   Este rubro corresponde a los costes de instalación de campamentos durante la construcción de la obra. Se mantienen los parámetros del modelo de GeoLCEO, con un área de 50 m2 y un costo de área de 400 USD/m2. De este modo, el costo por kW es de 2.38 USD/kW.

C. *Adecuación del terreno*
   Este rubro corresponde a los costes por adecuación del terreno donde se instalará el parque eólico, se mantiene el coste del modelo de GeoLCEO de 152.06 USD/kW.

7.2.2.3.2 Equipos mecánicos

Se mantienen los precios y especificaciones del modelo de GeoLCEO para los aerogeneradores, con un precio nivelado de 2.757,63 USD/kW.

7.2.2.3.3 Equipos eléctricos

A. *Subestación*
Corresponde a la subestación de la central de generación. Se mantiene el valor estimado en el modelo de GeoLCEO de 108.12 USD/kW.

B. *Colector*
Corresponde al colector eólico. Se mantienen los precios y especificaciones del modelo de GeoLCEO, con un precio nivelado de 40.50 USD/kW.

C. *Tomas*
Corresponde a las tomas eléctricas. Se mantienen los precios y especificaciones del modelo de GeoLCEO, con un precio nivelado de 5.09 USD/kW.

7.2.2.3.4 Costos indirectos

A. *Comisiones e imprevistos.*
Se mantienen los precios y especificaciones del modelo de GeoLCEO, con un precio nivelado de 718.8 USD/kW y un porcentaje de 6.1% para este rubro.

B. *Ingeniería*
Corresponden a los costes de diseños y personal calificado en la obra. Se mantienen los precios del modelo de GeoLCEO, con un precio nivelado de 6.57 USD/kW.

C. *Puesta en marcha*
Corresponden a los costes requeridos para la energización y puesta en marcha del parque eólico. Se mantienen los precios del modelo de GeoLCEO, con un precio nivelado de 117.04 USD/kW.

D. *Factor de escala gestión de construcción*
Se mantienen los precios y especificaciones del modelo de GeoLCEO, con un precio nivelado de 8.15 USD/kW.

7.2.2.3.5 Costos propietario

A. *Predios*
Corresponde a los costes por concepto de adquisición o arrendamiento de predios para el parque eólico. Se mantienen los precios del modelo de

GeoLCEO, con un precio nivelado de 4 USD/kW y una tasa de uso de 0.8 ha/MW.

B. *Inversiones socio-económicas*
Corresponde a los costes por concepto capacitaciones, campañas ambientales y demás actividades de este componente. Se mantienen los precios del modelo de GeoLCEO, con un precio nivelado de 72.98 USD/kW.

C. *Interconexiones a red.*
Este rubro incluye los costos de la redes de distribución auxiliares requeridas. Se estima un coste de red de estructura N2L29 a 17.924,05 USD/km y se asume un tendido de 83.62 km (de acuerdo a los 296.52 m/usuario de red de baja tensión establecido en el PIEC).

D. *Seguros preoperativos*
Corresponde a los costes por concepto de seguros. Se mantienen los precios del modelo de GeoLCEO, con un precio nivelado de 147.92 USD/kW y una tasa del 1.5%.

E. *Financieros*
Corresponde a los costes financieros en la etapa de construcción. Se mantienen los precios del modelo de GeoLCEO, con un precio nivelado de 634.45 USD/kW y una tasa del 6.6%.

F. *Ley preoperativos.*
Corresponde a la tasa impositiva sobre el proyecto. Se mantienen los precios del modelo de GeoLCEO, con un precio nivelado de 1.69 USD/kW y un porcentaje del 25% sobre el valor del predial, una tarifa del impuesto de 16, un periodo de construcción de 9 meses y una tasa predial de 150%.

7.2.2.3.6 Inversión consolidada
La Tabla 26 presenta los costos de inversión para la alternativa, teniendo en cuenta una tasa representativa del mercado de 3.900 COP/USD.

Tabla 26. Inversión proyecto eólico

Actividad	Descripción	Unidad	Cantidad	Valor unitario	Vr. Parcial (COP)
Número de usuarios	Vivienda rural dispersa	UN	178		
Capacidad instalada	Capacidad del parque eólico	kW	30,4		
Construcción de obras civiles	Vías de acceso	USD/kW	30,4	$ 724,70	$ 85.920.432
	Campamentos	USD/kW	30,4	$ 2,38	$ 282.173
	Adecuación del terreno	USD/kW	30,4	$ 152,06	$ 18.028.234
Adquisición, transporte e instalación de equipos mecánicos	Aerogeneradores	USD/kW	30,4	$ 2.757,63	$ 326.944.613
Adquisición, transporte e instalación de equipos eléctricos	Subestación	USD/kW	30,4	$ 108,12	$ 12.818.707
	Colector	USD/kW	30,4	$ 40,50	$ 4.801.680
	Tomas	USD/kW	30,4	$ 5,09	$ 603.470
	Banco de baterías	USD/kWh	277328,825	$ 0,25	$ 270.395.604
Costos indirectos	Comisiones e imprevistos	USD/kW	30,4	$ 718,80	$ 85.220.928
	Ingeniería	USD/kW	30,4	$ 6,57	$ 778.939
	Puesta en marcha	USD/kW	30,4	$ 117,04	$ 13.876.262
	Factor de escala gestión de construcción	USD/kW	30,4	$ 8,15	$ 966.264
Costos propietario	Predios	USD/kW	30,4	$ 4,00	$ 474.240
	Inversiones socio-ambientales	USD/kW	30,4	$ 72,98	$ 8.652.509
	Interconexiones a red	USD/km	52,78	$ 18.447,35	$ 3.797.238.574
	Seguros preoperativos	USD/kW	30,4	$ 147,92	$ 17.537.395
	Financieros	USD/kW	30,4	$ 634,45	$ 75.220.392
	Ley preoperativos	USD/kW	30,4	$ 1,69	$ 200.366
		Valor total del proyecto			$ 4.719.960.782
		Valor del proyecto por usuario			$ 26.516.634

El costo de inversión total del proyecto es de $ 4.719.960.782, con un costo por usuario de 26.507.822 COP/usuario.

A continuación, se presentan los principales componentes de la inversión en la alternativa Eólica, de acuerdo a los parámetros de entrada de la ficha MGA WEB.

Tabla 27. Inversión de acuerdo a la MGA. Alternativa Eólica

INVERSIÓN	TIPO DE INSUMO	COSTO
Parque eólico		
Materiales	Materiales	$ 4.412.802.648
Mano de obra	Mano de obra calificada	$ 118.886.040
Terreno	Terreno	$ 474.240
Servicios para la comunidad, sociales y personales	Servicios para la comunidad, sociales y personales	$ 8.652.509
Servicios financieros y conexos	Servicios financieros y conexos	$ 17.537.395
Adquisición de activos financieros	Adquisición de activos financieros	$ 75.220.392
Impuestos, pagos de derechos, contribuciones, multas y sanciones	Impuestos, pagos de derechos, contribuciones, multas y sanciones	$ 200.366
Gastos imprevistos	Gastos imprevistos	$ 86.187.192
COSTO TOTAL		$ 4.719.960.782

Dada la distribución de costos presentada por GeoLCOE, es necesario categorizar cada uno de los ítems de acuerdo a las categorías admitidas por la ficha MGA WEB para la cadena de valor. De este modo, la Tabla 28 presenta la categorización del presupuesto para la alternativa eólica.

Tabla 28. Categorías RPC. Alternativa eólica

ítem	Categoría RPC
Vías de acceso	Mano de obra calificada
Campamentos	Mano de obra calificada
Adecuación del terreno	Mano de obra calificada
Aerogeneradores	Materiales
Subestación	Materiales
Colector	Materiales
Tomas	Materiales
Comisiones e imprevistos	Gastos imprevistos
Ingeniería	Mano de obra calificada
Puesta en marcha	Mano de obra calificada
Factor de escala gestión de construcción	Gastos imprevistos
Predios	Terrenos
Inversiones socio-ambientales	Servicios para la comunidad, sociales y personales
Interconexiones a red	Mano de obra calificada
Seguros preoperativos	Servicios financieros y conexos
Financieros	Adquisición de activos financieros
Ley preoperativos	Impuestos, pagos de derechos, contribuciones, multas y sanciones

.

7.2.2.4 *Costos de administración, operación y mantenimiento*

Los costos de operación y mantenimiento son tomados en base a los parámetros y valores establecidos en el modelo GeoLCEO. La Tabla 29 presenta los costes anuales de administración, operación y mantenimiento

Tabla 29. Costos AOM alternativa eólica

Actividad	Descripción	Unidad	Cant	Vr U	Vr. Anual (COP/año)
Costos fijos	Operación y mantenimiento fijo principal	USD/kW*año	30,4	480	$ 56.908.800
	Salarios	USD/kW*año	30,4	111,8	$ 13.260.000
	Mantenimiento de líneas y subestaciones	USD/kW*año	30,4	49,34	$ 5.850.000
	Costos por conexión	USD/kW*año	30,4	4,67	$ 553.675
	Mantenimiento de vías	USD/kW*año	30,4	21,8	$ 2.584.608
Manejo ambiental	PMA Operativo	USD/kW*año	30,4	0,53	$ 62.837
Seguros	Seguro operativo	USD/kW*año	30,4	12,1	$ 1.434.576
Cargos de ley	ICA	USD/kW*año	30,4	0,11	$ 13.042
	Predial	USD/kW*año	30,4	0,1	$ 11.856
	Sobretasa	USD/kW*año	30,4	0,02	$ 2.371
		Costos AOM total del proyecto			$ 80.681.765
		Costos AOM por usuario			$ 453.268

A continuación, se presentan los principales componentes del AOM en la alternativa Eólica, de acuerdo a los parámetros de entrada de la ficha MGA WEB.

La Tabla 30 presenta los costos anuales de AOM para la alternativa.

Tabla 30. AOM de acuerdo a MGA. Alternativa Eólica.

Año	AOM y reposición
1	$ 83.102.218
2	$ 85.595.284
3	$ 88.163.143
4	$ 90.808.037
5	$ 93.532.278
6	$ 96.338.247
7	$ 99.228.394
8	$ 102.205.246
9	$ 105.271.403
10	$ 108.429.545

7.2.2.5 *Ingresos*

Los ingresos de la alternativa Eólica se basan en los estimativos de la regulación CREG 002-2014. La siguiente formula presenta el esquema de compensación para el componente de generación de la energía eólica.

$$G_m = \frac{I_m + TM_m}{1 - PG_m} + A_m + OM_m$$

Donde:

G_m= Cargo máximo de generación, correspondiente al mes m de prestación del servicio ($/kWh), para cada mercado relevante.

I_m= Costo de inversión promedio correspondiente al mes m de prestación del servicio ($/kWh)

A_m = Gasto de administración promedio correspondiente al mes m de prestación del servicio ($/kWh)

OM_m = Gasto de operación y mantenimiento promedio correspondiente al mes m de prestación del servicio ($/kWh)

TM_m = Cargo de monitoreo correspondiente al mes m de prestación del servicio ($/ kWh)

PG_m = Consumos propios y pérdidas de transformación de la conexión del generador al sistemas de distribución (%)

Todos los componentes son actualizables con el IPP, el valor de referencia esta dado para diciembre del año 2012.

De igual forma, el costo unitario del servicio está dado por la siguiente formula

$$CU_{nm} = \frac{G_m}{1 - p_v} + D_{m,n} + C_m + CPRP_m$$

Donde,

Cu_{nm}= Costo unitario de la prestación del servicio

Gm= Cargo de generación en el mes de prestación del servicio

1-pv=Fracción (o porcentaje expresado como fracción) de pérdidas técnicas y no técnicas reconocidas en distribución. Las pérdidas eficientes reconocidas serán del

10% para el sistema de distribución a menos que el prestador del servicio tenga un plan aprobado de pérdidas, más las pérdidas reconocidas en la línea de interconexión en caso que exista.

Dmn=Cargo de distribución en el mes de prestación de servicio

Cm=Cargo máximo de comercialización del mes m, $/kWh

CPRPm= Cargo del plan de reducción de pérdidas no técnicas. Este cargo será cero a menos que sea aprobado un plan de reducción de pérdidas no técnicas de energía eléctrica al prestador del servicio.

7.2.2.5.1 Cargo de inversión
Este cargo no aplica, ya que la inversión es realizada por el estado.

7.2.2.5.2 Gasto de administración
Se considera el cargo de administración para las actividades de generación, distribución y comercialización en localidades menores, para un sistema de 24 horas y una potencia menor a 500 kW, es decir, 0 COP.

7.2.2.5.3 Gasto de operación y mantenimiento
De acuerdo a la Tabla 3 de la resolución CREG 004 de 2014, el cargo de operación y mantenimiento en generación sin combustible, para un sistema menos a 500 kW en localidades menores es de 42.444.000 COP2012/año. Este valor es multiplicado entre la vida útil del proyecto y dividido entre el total de energía generada durante el mismo periodo, para obtener el costo unitario de este gasto. La Tabla 31 presenta el costo por kilovatio de operación y mantenimiento.

Tabla 31. Gasto OM Eólica.

Valor base	Valor a lo largo de la vida útil	Energía generada a lo largo de la vida útil	Valor unitario [COP/kW]
$ 42.444.000,00	$ 424.440.000,00	$ 1.228.656,00	$ 345,45

7.2.2.5.4 Costo de monitoreo
Se considera el valor incluido entre los costes operaciones y de administración.

7.2.2.5.5 Consumos propios y perdidas
De acuerdo a la Tabla 4 de la resolución CREG 004 de 2014, el valor por consumos propios para sistemas de generación hidráulicos es de 0.5%.

7.2.2.5.6 Cargo de comercialización
De acuerdo a la Tabla 9 de la resolución CREG 004 de 2014, la remuneración por concepto de administración y operación en comercialización para un sistema con

24 horas de servicio y capacidad menor a 500 kW, para localidades menores es de 3.395.520 COP2012/año; por lo que el costo unitario es de 111.77 COP2012/kWh.

7.2.2.5.7 Costo unitario de la prestación del servicio eléctrico
La Tabla 32 presenta la conformación del costo unitario de prestación del servicio para la alternativa Eólica.

Tabla 32. Costo unitario de prestación del servicio alternativa Eólica

Componentes	Diciembre - 2012	Enero - 2021
Generación	$ 345,45	$ 450,00
Inversión	$ 0,00	$ 0,00
Administración	$ 0,00	$ 0,00
Operación y mantenimiento	$ 345,45	$ 450,00
Monitoreo	$ 0,00	$ 0,00
Consumos propios y perdidas	0,50%	0,50%
Perdidas técnicas y no técnicas	10%	10%
Distribución	$ 380,00	$ 495,00
Inversión	$ 0,00	$ 0,00
Administración	$ 0,00	$ 0,00
Operación y mantenimiento	$ 380,00	$ 495,00
Comercialización	$ 27,64	$ 36,00
Costo unitario de prestación del servicio	**$ 791,47**	**$ 1.032,00**

A continuación, se presentan los ingresos de la alternativa de Eólica.

Tabla 33. Ingresos según MGA. Alternativa Eólica

Año	Cantidad (kWh)	Valor Unitario	Valor Total
1	111.072	$ 1.068	$ 118.624.896
2	111.072	$ 1.100	$ 122.179.200
3	111.072	$ 1.133	$ 125.844.576
4	111.072	$ 1.167	$ 129.621.024
5	111.072	$ 1.202	$ 133.508.544
6	111.072	$ 1.238	$ 137.507.136
7	111.072	$ 1.275	$ 141.616.800
8	111.072	$ 1.314	$ 145.948.608
9	111.072	$ 1.353	$ 150.280.416
10	111.072	$ 1.394	$ 154.834.368

7.2.2.6 *Beneficios*

7.2.2.6.1 Generación de empleo

La generación de empleo corresponde a la mano de obra empleada durante la implementación de la alternativa, así como la mano de obra requerida para la administración y el mantenimiento.

Tabla 34. Generación de empleo. Alternativa Eólica

Año	Cantidad (Pesos)	Costo unitario	Total
0	1	$ 118.886.040	$ 118.886.040
1	1	$ 13.657.800	$ 13.657.800
2	1	$ 14.067.534	$ 14.067.534
3	1	$ 14.489.560	$ 14.489.560
4	1	$ 14.924.247	$ 14.924.247
5	1	$ 15.371.974	$ 15.371.974
6	1	$ 15.833.133	$ 15.833.133
7	1	$ 16.308.127	$ 16.308.127
8	1	$ 16.797.371	$ 16.797.371
9	1	$ 17.301.292	$ 17.301.292
10	1	$ 17.820.331	$ 17.820.331

Nótese que, dado que la mano de obra directa se corresponde a un compendio de diferentes profesionales, con diferentes cargos, y que en muchos casos el costo de mano de obra es calculado en base a precios unitarios; no es posible establecer una unidad homogénea de medida, más allá del hecho que este beneficio corresponde a la mano de obra directa. Por lo tanto, no existe una unidad de medida, sino que se deja esta casilla como 1, siendo el costo unitario el valor directo de gasto por este concepto.

7.2.2.6.2 Reducción de emisiones de CO2

Corresponde a la reducción de emisiones totales y potenciales presentes por concepto de consumo energético, para este beneficio se toma como base la generación diésel, y partir de este punto se calcula la reducción en emisiones de CO_2 para cada alternativa.

A continuación, se presenta la formula bajo la cual se calcula la reducción de emisiones de CO_2

$$Re_i = E_{diesel,i} - E_{a,i}$$

Donde,

Re = Reducción de emisiones

E_{diesel}= Emisiones de CO_2 anuales con diésel en kilogramos equivalentes.

Ea= Emisiones de CO_2 anuales de la alternativa en kilogramos equivalentes.

I= año i.

La anterior fórmula queda de la siguiente manera.

$$Re_i = E_{diesel,i} - 0$$

$$Re_i = E_{diesel,i}$$

Para calcular las emisiones anuales de diésel se usa la siguiente fórmula.

$$E_{diesel,i} = D_u * U * FC$$

Donde,

Du =demanda anual por usuario dado en kWh

U = Número de usuarios

FC = factor de emisiones típico para generadores con motores de combustión interna, dado en kgCO2eq/kWe. Se utiliza un valor típico de 1.3050 kgCO2eq/kWe [5].

De este modo, la unidad de medida para este beneficio será kilogramos de CO2, mientras que el costo unitario será 160.000 COP/tonCO2eq, de acuerdo a las estimaciones de los precios de bonos de carbono del Banco Mundial, para el año 2020

A continuación, se presenta el flujo del beneficio.

Tabla 35. Reducción de emisiones de CO2 Eólica

Año	Cantidad (kilogramos)	Costo unitario	Total
1	144.892	$ 165	$ 23.907.180
2	144.892	$ 170	$ 24.631.640
3	144.892	$ 175	$ 25.356.100
4	144.892	$ 180	$ 26.080.560
5	144.892	$ 185	$ 26.805.020
6	144.892	$ 191	$ 27.674.372
7	144.892	$ 197	$ 28.543.724
8	144.892	$ 203	$ 29.413.076
9	144.892	$ 209	$ 30.282.428
10	144.892	$ 215	$ 31.151.780

7.2.2.6.3 Reducción de consumo de sustitutos

Corresponde al ahorro por uso de sustitutos energéticos del que se verían beneficiados los usuarios una vez se implemente la solución energética. Este valor se obtiene del diagnóstico socioeconómico y es igual para todas las alternativas.

A continuación, se presenta el ahorro mensual en sustitutos por usuario y el flujo del beneficio.

Tabla 36. Costo ponderado mensual de sustitutos energéticos por usuario. Eólica

ÍTEM	COSTO MENSUAL
Baterías	$ 16.730
Alcohol	$ -
Diésel	$ -
Gasolina	$ 1.124
Kerosene	$ 1.691
Petróleo	$ 1.730
Velas	$ 1.652
Otro	$ 225

Tabla 37. Reducción de consumo de sustitutos. Eólica

Año	Cantidad (Usuarios)	Costo unitario	Total
1	178	$ 277.824	$ 49.452.672
2	178	$ 286.159	$ 50.936.302
3	178	$ 294.743	$ 52.464.254
4	178	$ 303.586	$ 54.038.308
5	178	$ 312.693	$ 55.659.354
6	178	$ 322.074	$ 57.329.172
7	178	$ 331.736	$ 59.049.008
8	178	$ 341.688	$ 60.820.464
9	178	$ 351.939	$ 62.645.142
10	178	$ 362.497	$ 64.524.466

7.2.2.6.4 Incremento nutricional

El incremento nutricional considera que dada la oferta de energía eléctrica que se pretende dar con las alternativas, los usuarios podrán contar con mayor calidad en los alimentos disponibles. Se asume que, por institución, en promedio, quince niños se verán beneficiados de esta mejora en los alimentos.

Con la finalidad de cuantificar el valor de esta mejora en la calidad de los alimentos, se considera que el coste diario de alimentación, por niño, es de 10.000 COP, correspondiente a dos jornadas de alimentación diaria durante cinco días a la semana. Del valor anteriormente dado, se toma un 5% como la mejora directa a la calidad de los alimentos y bajo este último, se cuantifica el incremento nutricional.

Tabla 38. Valor del incremento nutricional. Eólica

ÍTEM	VALOR
VALOR DIARIO POR NIÑO	$ 10,000
% DE INCREMENTO	5%
BENEFICIO ANUAL POR NIÑO	$ 121.000

Tabla 39. Flujo del beneficio incremento nutricional Eólica

Año	Unidad (Número)	Costo unitario	BENEFICIO TOTAL
1	2670	$ 121.000	$ 323.070.000
2	2670	$ 124.630	$ 332.762.100
3	2670	$ 128.369	$ 342.745.230
4	2670	$ 132.220	$ 353.027.400
5	2670	$ 136.187	$ 363.619.290
6	2670	$ 140.272	$ 374.526.240
7	2670	$ 144.480	$ 385.761.600
8	2670	$ 148.815	$ 397.336.050
9	2670	$ 153.279	$ 409.254.930
10	2670	$ 157.878	$ 421.534.260

7.2.2.7 *Valor salvamento*

De acuerdo al manual de la MGA, los equipos y accesorios de generación cuentan con una vida útil de 25 años, con lo que al año 10 el valor de salvamento es igual al 60% del valor de los materiales.

A continuación, se presentan los valores de salvamento para la alternativa Eólica.

Tabla 40. Valor salvamento Eólica

Alternativa	Valor materiales	% Salvamento	Valor de salvamento
Eólica	$ 615.564.074 [9]	60%	$ 369.338.444

[9] No incluye coste de interconexión a redes.

7.2.2.8 *Flujo de fondos*

A continuación se presenta el flujo de fondo de la alternativa eólica.

Tabla 41. Flujo de fondos alternativa eólica

FLUJO DE FONDOS ECONÓMICO CON INFLACIÓN Y RPC											
AÑO	**0**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
INGRESO POR FACTURACIÓN	$ 0,00	$ 93.713.667,84	$ 96.521.568,00	$ 99.417.215,04	$ 102.400.608,96	$ 105.471.749,76	$ 108.630.637,44	$ 111.877.272,00	$ 115.299.400,32	$ 118.721.528,64	$ 122.319.150,72
GENERACIÓN DE EMPLEO	$ 118.886.040,00	$ 13.657.800,00	$ 14.067.534,00	$ 14.489.560,00	$ 14.924.247,00	$ 15.371.974,00	$ 15.833.133,00	$ 16.308.127,00	$ 16.797.371,00	$ 17.301.292,00	$ 17.820.331,00
REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CO2	$ 0,00	$ 19.125.744,00	$ 19.705.312,00	$ 20.284.880,00	$ 20.864.448,00	$ 21.444.016,00	$ 22.139.497,60	$ 22.834.979,20	$ 23.530.460,80	$ 24.225.942,40	$ 24.921.424,00
REDUCCIÓN DE CONSUMO DE SUSTITUTO	$ 0,00	$ 39.067.610,88	$ 40.239.678,58	$ 41.446.760,66	$ 42.690.263,32	$ 43.970.889,66	$ 45.290.045,88	$ 46.648.716,32	$ 48.048.166,56	$ 49.489.662,18	$ 50.974.328,14
INCREMENTO DE LA PRODUCTIVIDAD	$ 0,00	$ 193.842.000,00	$ 199.657.260,00	$ 205.647.138,00	$ 211.816.440,00	$ 218.171.574,00	$ 224.715.744,00	$ 231.456.960,00	$ 238.401.630,00	$ 245.552.958,00	$ 252.920.556,00
VALOR DE SALVAMENTO	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 392.124.387,36
TOTAL INGRESOS Y BENEFICIOS	**$ 118.886.040,00**	**$ 359.406.822,72**	**$ 370.191.352,58**	**$ 381.285.553,70**	**$ 392.696.007,28**	**$ 404.430.203,42**	**$ 416.609.057,92**	**$ 429.126.054,52**	**$ 442.077.028,68**	**$ 455.291.383,22**	**$ 861.080.177,22**
COSTOS AOM Y REPOSICIÓN	$ 0,00	$ 59.002.574,78	$ 60.772.651,64	$ 62.595.831,53	$ 64.473.706,27	$ 66.407.917,38	$ 68.400.155,37	$ 70.452.159,74	$ 72.565.724,66	$ 74.742.696,13	$ 76.984.976,95
INVERSIÓN	$ 3.788.034.245,12	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00
TOTAL COSTOS	**$ 3.788.034.245,12**	**$ 59.002.574,78**	**$ 60.772.651,64**	**$ 62.595.831,53**	**$ 64.473.706,27**	**$ 66.407.917,38**	**$ 68.400.155,37**	**$ 70.452.159,74**	**$ 72.565.724,66**	**$ 74.742.696,13**	**$ 76.984.976,95**
UTILIDAD TOTAL E IMPREVISTOS	**-$ 3.669.148.205,12**	**$ 300.404.247,94**	**$ 309.418.700,94**	**$ 318.689.722,17**	**$ 328.222.301,01**	**$ 338.022.286,04**	**$ 348.208.902,55**	**$ 358.673.894,78**	**$ 369.511.304,02**	**$ 380.548.687,09**	**$ 784.095.200,27**
VPN (12%)	**-$ 1.649.446.173,44**										
TIR	**1%**										
RBC	**0,60**										

7.3 Evaluación de las alternativas

Se realiza una evaluación de los flujos económicos teniendo en cuenta los tres criterios principales de la ficha MGA WEB: VPN, TIR y RBC, al VPN y el RBC se le asigna un peso de 35%, mientras que a la TIR se le asigna un puntaje de 30%. Los parámetros de evaluación se mantienen igual a los descritos en la metodología.

A continuación, se presenta la evaluación de los flujos económicos de las tres alternativas.

Tabla 42. Análisis ponderativo de las alternativas de acuerdo a metodología MGA

CRITERIO	PESO	SSIFV			REDES			EÓLICA		
		VALOR	PUNTAJE	PONDERADO	VALOR	PUNTAJE	PONDERADO	VALOR	PUNTAJE	PONDERADO
VPNe	35.00%	$ 544.922.310	3,0	1,05	-$ 9.650.014.677	1,0	0,35	-$ 1.649.446.173	2,7	0,93
TIRe	30.00%	17%	3,0	0,90	-3%	1,0	0,31	1%	1,4	0,41
RBCe	35%	1,15	3,0	1,05	0,40	1,5	0,53	0,60	1,9	0,67
TOTAL	100%			3,00			1,18			2,01

Los resultados de la evaluación de los flujos económicos concuerdan con la evaluación financiera, al determinar la alternativa solar como la de mayor valor para el estado y las comunidades beneficiadas, con un VPN económico a una tasa de oportunidad de 12% de $ 551.398.482 y una relación costo beneficio de 1,15

7.4 Descripción de la alternativa seleccionada

El proyecto que se describe consiste en la instalación de ciento setenta y ocho (178) soluciones individuales solares fotovoltaicas autónomas para las Unidades Comunitarias de Atención en la zona rural del municipio de Maicao. Estas soluciones estarán conformadas por 2 módulos solares de 400 watt conectados en serie, con capacidad total de 800 watt pico. Los módulos fotovoltaicos estarán soportados en una estructura metálica, estarán elevadas 2,5 metros del suelo por un poste metálico de 4m x 510kgf sobre una base en concreto de 3000 p.s.i. Esta estructura estará a una distancia de aproximadamente 2 metros de la vivienda. El sistema también cuenta con un controlador MMPT de 40 amperios, haciéndolos trabajar siempre en el punto de máxima potencia; este se encargará de regular la energía que los paneles solares envían a la batería y que controla la carga y la descarga de forma eficiente. Se utilizará una batería de Ion-litio tipo fosfato de hierro

de ciclo profundo con capacidad de 120 Ah – 25,6 VDC ±mínimo 3650 ciclos al 80% DOD, con MBS integrado. La corriente que sale de la batería pasa por el inversor de 1000 watt, de onda completa sinusoidal, el cual transforma la corriente continua que le llega del banco de baterías a 24v en corriente alterna a 120v para poder alimentar los electrodomésticos y luminarias que se conecten. Puesta a Tierra: una varilla de cobre de mínimo 2,4 m de longitud.

Todos los equipos electrónicos y acumuladores estarán protegidos dentro de un gabinete metálico diseñado para interior. La acometida interna de las Ucas consta de un tablero de distribución de una fase, de tres hilos de cuatro circuitos, donde se ubican las protecciones; la cantidad de salidas eléctricas de la vivienda serán: 3 tomacorrientes, 4 porta bombillos con su respectivo interruptor, conectados por cableado de calibre AWG 12 dentro de tubería EMT.

Talleres de sensibilización: se realizarán talleres de sensibilización en las Ucas en los horarios concertados, en el buen uso y cuidado de los dispositivos fotovoltaicos y el buen uso del recurso energético.

Además,

a. Relación y descripción

b. Temporalidad de aplicación

c. Estudio previo

i. Sobre el servicio o bien a proveer en la intervención (unidad de medida,

descripción base, año histórico de inicio, año histórico final, año final de proyección)

ii. Sobre la intervención (año, oferta, demanda y déficit)

iii. Capacidad de impacto y beneficiarios

iv. Localización de la alternativa de intervención

v. Condiciones del mercado y transporte requerido

7.5 PROGRAMACIÓN FINANCIERA

7.5.1 Los presupuestos

Los valores que le son referenciados aquí tienen como base proyectos ejecutados en el país. No son los valores reales o finales. Porque que las necesidades reales de cada entidad territorial difieren de acuerdo a su ubicación y zona y muchos no incluyan actividades aquí descritas.

Las actividades que se utilizan para la implementación de un proyecto tipo de celdas solares fotovoltaicas, parte de una carga de consumo aproximado de 40kWh/mes y un día de autonomía con lo cual se ha desarrollado; a continuación, se relacionan las actividades generales:

Fuente Elaboración propia: Dnp ,Ipse y Min Energía
Tabla 43 Modelo de Presupuesto

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD
1	Implementación y puesta en funcionamiento de equipos para la operación fotovoltaica	
1.1	Replanteo de obra	UN
1.2	Suministro e instalación de Módulos solares fotovoltaicos monocristalinos 740Wp (2 paneles de 370 W) cada uno con las siguientes características: η=18,8% +5% condiciones STC. Garantía de producción a 12 años del 90% y del 80% a 25 años, temperatura de trabajo de -40°C +80°C, IEC61205. Certificación de Conformidad de Producto Internacional incluye acometida subterránea desde módulos hasta gabinete	UN
1.3	Suministro e instalación de estructura de soporte de paneles. Incluye poste galvanizado de 4", altura de 3m, incluye base en ángulo y cimentación en concreto con resistencia mínima de 21MPa	UN
1.4	Suministro e instalación de Regulador de Carga, 40A/12/24V MPPTSolar, eficiencia mínima del 96%, debe ser apto para cargar baterías tipo LiFePO4	UN
1.5	Suministro e Instalación Batería de ión - litio tipo fosfato de hierro (LiFePO4) de ciclo profundo de 120 Ah - 25,6 VDC -3.650 ciclos hasta el 80% DOD	UN
1.6	Suministro, transporte e instalación de inversor tipo "off-grid" onda senoidal de onda pura, potencia de 1000 W, 24 VDC input - 120 VAC output, f=60 Hz, debe garantizar protección y desconexión por bajo voltaje en la batería, protección contra sobrecarga	UN
1.7	Suministro e instalación de gabinete en lámina galvanizada, accesorios, conexionado, cableado, canalización, fijación y protecciones eléctricas incluye DPS, para el alojamiento de equipos y accesorios, tipo interior.	UN
2	Sistema de medición y gestión de energía	
2.1	Medidor prepago monofásico bifilar 5 (80) A, 120 V, calibrado. Sistema de gestión de recaudo, Incluye equipos de comunicación offline **Nota: este valor de medidor aplica para una cantidad de 1.000 unidades**	UN
2.2	Sistema de puesta a tierra con varilla de cobre 2,4m x 5/8", bajante en alambre desnudo cobre No 2, con terminales en cobre y tratamiento de suelos	UN
3	Instalaciones Internas	
3.1	**Instalaciones Internas** que incluyan cuatro salidas de alumbrado y tres tomacorrientes. Se considera implementación de hasta 20 metros de tubería EMT de 3/4" y hasta 80 mts de cable AWG12.	GL

Los Presupuestos se toman como referencia del estudio de precios de mercado para una unidad de generación fotovoltaica individual de 740 a 800 watt pico suministrada por Min energía y de los datos base que presenta como modelo tipo

Tabla 44 Modelo de Actividades

Objetivo General Proyecto	AUMENTAR ACCESO AL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA ZONA RURAL DEL MUNICIPIO			
Objetivos específicos	**Productos**		**Actividades**	Costo Total (No incluye costos de Interventoría o supervisión)
	Producto	**Unidad de Medida**		
Mejorar sistemas de provisión de energía en las viviendas de la zona rural	Unidades de generación fotovoltaica de energía eléctrica instaladas	Número de Unidades	1.2.1Replanteo de Obra *Incluye AIU 29%*	$77.030
			1.2.2 Realizar la implementación y puesta en funcionamiento de equipos para la operación fotovoltaicas. *Incluye AIU 29%*	$ 11.487.486
			1.2.3 Instalar el Sistema de medición y gestión de energía. *Incluye AIU 29%*	$ 1.151.453
			1.2.4 Construir las Instalaciones Internas. *Incluye AIU 29%*	$ 1.101.300
			1.2.5 interventoría integral	$ 1.247.699
			1.2.6 Apoyo a la Supervisión	$ 138.173
			1.2.7 Realizar Capacitaciones	$ 38.420
			Valor del producto	$ 19.248.569
VALOR TOTAL DEL PROYECTO: Inversión				**$ 19.248.569**

Fuente: Elaboración propia, DNP – Ministerio de Minas y Energía – IPSE

Para la programación financiera se toman como referencia el estudio de precios de mercado para una unidad de generación fotovoltaica individual de 740 a800 watt pico suministrada por Min energía

Se desarrollan las actividades por separado de:

Se realizaron los estudios de mercado de materiales, Mano de Obra, Materiales y Equipo, Transporte, factor prestacional, AIU, Interventoría y Capacitación[10]

Se realizaron los Análisis y precios unitarios.

Con estos prerrequisitos se establece el presupuesto definitivo

[10] Fuente: Estudio de mercado realizado por el Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas - IPSE. Proyectos estructuración ampliación de la cobertura 2020. Precios a junio de 2020.

7.5.2 Presupuesto definitivo del proyecto

Tabla 45. Presupuesto definitivo del Proyecto
Fuente elaboración propia

Actividad	Descripción	Materiales	Maquinaria y Equipo	Transporte	Mano de Obra		Importación, Interv. y Capac.	Total
					Calificada	No Calificada		
1	Compra y fabricación en el exterior de los equipos de los sistemas solares fotovoltaicos	$ 1,295,242,273						$ 1,295,242,273
2	Embarque y transporte marítimo de los equipos de los sistemas solares fotovoltaicos a puerto de Colombia			$ 70,393,602				$ 70,393,602
3	Trámites de importación, legalización y nacionalización de los equipos de los sistemas solares fotovoltaicos						$ 42,236,161	$ 42,236,161
4	Replanteo de obra	$ -	$ 301,814	$ 923,424	$ 1,586,201			$ 2,811,439
5	Suministro e instalación de módulos solares fotovoltaicos monocristalinos 800Wp (2 paneles de 400 Wp cada uno) con las siguientes características: η=18,8%; +3% condiciones STC. Garantía de producción a 12 años del 90% y del 80% a 25 años, temperatura de trabajo de -40ºC +80ºC, IEC61205. Certificación de Conformidad de Producto Internacional incluye acometida subterránea desde módulos hasta gabinete	$ 42,560,931	$ 2,621,641	$ 8,345,918	$ 11,896,155	$ 8,678,309		$ 74,102,954
6	Suministro e instalación de estructura de soporte de paneles. Incluye poste reforzado en fibra de vidrio de 4 m x 510 Kgf., altura libre de 3 m, incluye base en ángulo y cimentación en concreto con resistencia mínima de 21MPa	$ 223,349,065	$ 17,605,725	$ 33,650,168	$ 39,487,192	$ 28,806,118		$ 342,898,268
7	Suministro e instalación de regulador (controlador) de carga, 40A/12/24V MPPT Solar, eficiencia mínima del 96%, debe ser apto para cargar baterías tipo LiFePO4	$ -	$ 1,310,820	$ 834,592	$ 5,948,078	$ 4,339,154		$ 12,432,644
8	Suministro e Instalación de batería de ión - litio tipo fosfato de hierro (LiFePO4) de ciclo profundo de 120 Ah - 25,6 VDC - 3.650 ciclos hasta el 80% DOD, con BMS integrado	$ -	$ 2,621,641	$ 4,868,452	$ 11,896,155	$ 8,678,309		$ 28,064,557
9	Suministro e instalación de inversor tipo "off-grid" onda senoidal pura, potencia de 1000 W, 24 VDC input - 120 VAC output, f=60 Hz, debe garantizar protección y desconexión por bajo voltaje en la batería, protección contra sobrecarga	$ -	$ 1,747,833	$ 1,669,184	$ 7,930,811	$ 5,785,570		$ 17,133,398
10	Suministro e instalación de gabinete en lámina galvanizada, accesorios, conexionado, cableado, canalización, fijación y protecciones eléctricas incluye DPS, para el alojamiento de equipos y accesorios, tipo interior	$ 359,236,725	$ 5,243,282	$ 9,736,904	$ 23,792,435	$ 17,356,709		$ 415,366,055
11	Suministro e instalación de medidor prepago monofásico bifilar 5 (80) A, 120 V, calibrado	$ 60,409,754	$ 1,048,656	$ 139,099	$ 4,758,462	$ 3,471,324		$ 69,827,295
12	Suministro e instalación de sistema de gestión de recaudo, incluye equipos de comunicación "on-line y off-line" para medición prepago	$ 19,773,672	$ 209,731	$ 139,099	$ 951,592	$ 694,192		$ 21,768,286
13	Suministro e instalación de sistema de puesta a tierra con varilla de cobre 2,4m x 5/8", bajante en cable de cobre desnudo temple duro No. 4 AWG, con terminales en cobre y tratamiento de suelo	$ 100,625,291	$ 5,754,610	$ 5,563,945	$ 11,896,155	$ 8,678,309		$ 132,518,310
14	Instalaciones Internas que incluyan cuatro salidas de alumbrado y tres tomacorrientes. Se considera implementación de hasta 20 metros de tubería EMT de 3/4" y hasta 80 mts de cable de cobre aislado THHN No. 12 AWG	$ 100,199,762	$ 5,243,282	$ 6,954,930	$ 23,792,435	$ 17,356,709		$ 153,547,118
15	Interventoría integral						$ 291,932,185	$ 291,932,185
16	Gerencia de proyecto						$ 177,757,770	$ 177,757,770
17	Fiducia						$ 45,473,629	$ 45,473,629
18	Rubro contingente						$ 220,038,296	$ 220,038,296
19	Capacitación y asistencia técnica						$ 4,150,756	$ 4,150,756
20	Póliza contribuyente						$ 31,480,323	$ 31,480,323
	Total	**$ 2,201,397,473**	**$ 43,709,035**	**$ 143,219,317**	**$ 143,935,671**	**$ 103,844,703**	**$ 813,069,120**	**$ 3,449,175,319**

Los valores de materiales, maquinaria y equipo, transporte y mano de obra calificada detallados en la Tabla 45, tienen incluido el valor del AIU (29%)

El valor total del proyecto es

SON: TRES MIL CUATROCIENTOS CUARENTA Y NUEVE MILLONES CIENTO SETENTA Y CINCO MIL TRESCIENTOS DIECINUEVE PESOS M/L ($3,449,175,319.00)

Distribuido por cada una de las 178 Ucas nos da un valor por unidad fotovoltaica aproximado de DIECINUEVE MILLONES TRESCIENTOS SETENTA Y SIETE MIL TRESCIENTOS OCHENTA Y NUEVE PESOS ($19,377,389.00)

7.5.3 Análisis socioeconómico

7.5.3.1 *Costos*

RPC COSTOS DE INVERSIÓN			
ÍTEM	INVERSIÓN	RPC	COSTO A PRECIO DE CUENTA
Materiales	$ 2,201,397,473	0.79	$ 1,739,104,004
Equipo y herramienta	$ 43,709,035	0.77	$ 33,655,957
Transporte	$ 143,219,317	0.8	$ 114,575,454
Mano de Obra Calificada	$ 143,935,671	1	$ 143,935,671
Mano de Obra No Calificada	$ 103,844,703	0.6	$ 62,306,822
Trámites Importación	$ 42,236,161	1	$ 42,236,161
Interventoría	$ 291,932,185	1	$ 291,932,185
Gerencia de proyecto	$ 177,757,770	1	
Fiducia	$ 45,473,629	0.8	
Rubro contingente	$ 220,038,296	1	
Capacitación	$ 4,150,756	0.8	$ 3,320,605
Póliza contribuyente	$ 31,480,323	0.8	$ 25,184,258
	$ 3,449,175,319	**TOTAL**	**$ 2,431,066,858**

7.5.3.2 *Beneficios*

Ahorro en costos ambientales por reducción de la generación de CO2 por quema de combustibles fósiles: la cantidad corresponde a toneladas de CO2 y el valor a la compensación por quema de combustible.

Costos evitados a las familias en la compra de diésel para la generación de energía eléctrica: La cantidad es el número de litros; el valor es precio del litro del diésel para Colombia.

Costos evitados a las familias en la compra de velas para iluminación: La cantidad es el número de velas; el valor corresponde al precio a pagar por vela.

Costos evitados a las familias en la compra de pilas para la generación de energía: La cantidad es el número de pilas; el valor corresponde al precio a pagar por cada pila.

Se tienen otros ingresos cuando las comunidades están organizadas y que se referencian en el análisis de sostenibilidad

Con la llegada de la electricidad surgen también otras opciones en el largo plazo para mejorar la vida de las personas, y además crear nuevas fuentes de empleo.

RPC BENEFICIOS			
ÍTEM	**RPC**	**TIPO**	**CONCEPTO**
Ventra de energía eléctrica	0.79	BIENES	Energía eléctrica servicios
Préstamo	0.8	INSUMOS	Otros
Ingreso subsidio último trimestre	0.79	BIENES	Energía eléctrica servicios
Generación de empleo	1	INSUMOS	Mano de obra calificada
	1	INSUMOS	Mano de obra no calificada rural
Reducción de emisiones de CO_2	0.8	BIENES	Otro
Reducción de consumo de sustitutos energéticos	0.79	BIENES	Insumos varios
Incremento nutricional	0.8	INSUMOS	Otro
Valor de salvamento	0.79	DEPRECIACIÓN	Equipo y accesorios de generación, transmisión, distribución, producción, conducción, tratamiento, etc.

7.5.3.2.1 Generación de empleo

GENERACIÓN DE EMPLEO			
*Este Item contempla la generación de empleo durante la ejecución de la obra, así como por la administración y mantenimiento de la misma			
ÍTEM	**BENEFICIO**	**RPC**	**BENEFICIO / USUARIO SIN RPC**
Mano de obra calificada durante la Implementación	$ 143,935,671	1	$ 808,627
Mano de obra no calificada rural durante la Implementació	$ 103,844,703	1	$ 583,397
Mano de obra Administración	$ 60,384,000	1	$ 339,236
Mano de obra Mantenimiento preventivo	$ 6,091,069	1	$ 34,219
Mano de obra Mantenimiento correctivo	$ 2,600,681	1	$ 14,611
		TOTAL AÑO 0 CON RPC	**$ 247,780,272**
		TOTAL AÑO 1 CON RPC	**$ 69,075,748**

7.5.3.2.2 Reducción de emisiones de CO2

REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CO_2			
*Este ítem contempla la reducción actual y potencial de emisiones de gases de efecto invernadero por concepto de generación eléctrica a traves de diésel. Se asume un valor de compensación por tonelada de CO_2 de $ 160.000 COP de acuerdo a las estimaciones de los bonos de carbono para el año 2020 del Banco Mundial			
Consumo Usuario Año 1 [kWh/usuario*año]	**Factor de conversión [Ton CO_2/kWh]**	**Emisiones [Ton CO_2/usuario*año]**	**Valor COP/usuario*año**
624	0.0013	0.814	$ 134,310
		TOTAL AÑO 1 SIN RPC	**$ 23,907,180**
		TOTAL AÑO 1 CON RPC	**$ 19,125,744**

7.5.3.2.3 Reducción de consumo de sustitutos energéticos

REDUCCIÓN DEL CONSUMO DE SUSTITUTOS			
Este ítem es igual al gasto promedio en diferentes susitutos energéticos para iluminación y electrodomésticos manifestado por los usuarios a través de la encuesta socioeconómica			
ÍTEM	**COSTO MENSUAL**	**RPC**	**COSTO ANUAL POR USUARIO SIN RPC**
Baterías	$ 16,730	0.79	$ 200,760
Alcohol	$ -	0.79	$ -
Diésel	$ -	0.79	$ -
Gasolina	$ 1,124	0.79	$ 13,488
Kerosene	$ 1,691	0.79	$ 20,292
Petróleo	$ 1,730	0.79	$ 20,760
Velas	$ 1,652	0.79	$ 19,824
Otro	$ 225	0.79	$ 2,700
		TOTAL USUARIO SIN RPC	**$ 277,824**
		TOTAL AÑO 1 CON RPC	**$ 39,067,611**

7.5.3.2.4 Incremento nutricional

INCREMENTO NUTRICIONAL			
*Este beneficio considera un incremento nutricional, asumiendo un mejoramiento en la nutrición del 5% al poder refrigerar y procesar los alimentos en sitio. Se considera un costo diario de alimentación (desayuno y almuerzo) por niño de $ 10.000. Los días hábiles de cuidado de los niños son de lunes a viernes, o sea 52 semanas al año por 5 días semanales daría 260 días en el año menos 18 días festivos al año, daría un total de 242 días hábiles al año. Además cada UCA maneja en promedio quince (15) niños.			
ÍTEM	**COSTO DIARIO / NIÑO**	**% INCREMENTO NUTRICIONAL**	**BENEFICIO ANUAL POR NIÑO**
Alimentación	$ 10,000	5%	$ 121,000
		TOTAL CON RPC / NIÑO	**$ 96,800**
		TOTAL AÑO 1 CON RPC	**$ 258,456,000**

7.5.3.2.5 Valor salvamento

VALOR DE SALVAMENTO			
*De acuerdo al manual MGA, los equipos y accesorios de generación cuentan con una vida útil de 25 años, con lo que al año 10 el valor de salvamento es igual al 60% del valor de los materiales			
ÍTEM	**INVERSIÓN**	**% SALVAMENTO**	**VALOR**
Materiales	$ 2,201,397,473	60%	$ 1,320,838,484
		TOTAL AÑO 10 SIN RPC	**$ 1,775,096,473**
		TOTAL AÑO 10 CON RPC	**$ 1,402,326,214**

7.5.4 Flujo económico sin RPC

El flujo de fondos detallado en la Tabla 46 hace referencia a costos y beneficios del esquema de sostenibilidad del proyecto sin la aplicación de los respectivos RPC

Tabla 46. Flujo económico sin RPC

		FLUJO ECONÓMICO SIN RPC										
Beneficios	**RPC**	**AÑO 0**	**AÑO 1**	**AÑO 2**	**AÑO 3**	**AÑO 4**	**AÑO 5**	**AÑO 6**	**AÑO 7**	**AÑO 8**	**AÑO 9**	**AÑO 10**
Unidad (Número usuarios)			178	178	178	178	178	178	178	178	178	178
Costo unitario total			$ 1,196,133	$ 1,569,448	$ 1,616,532	$ 1,665,027	$ 1,714,978	$ 1,766,427	$ 1,819,420	$ 1,874,003	$ 1,930,223	$ 1,988,130
Total ingresos por facturación energía	0.79		$ 212,911,674	$ 279,361,744	$ 287,742,696	$ 296,374,806	$ 305,266,084	$ 314,424,006	$ 323,856,760	$ 333,572,534	$ 343,579,694	$ 353,887,140
Préstamo	0.80		$ 58,313,334									
Ingreso subsidio último trimestre	0.79											$ 78,368,245
Unidad (Número usuarios)		178	178	178	178	178	178	178	178	178	178	178
Costo unitario		$ 1,392,024	$ 388,066	$ 399,708	$ 411,699	$ 424,050	$ 436,772	$ 449,875	$ 463,371	$ 477,272	$ 491,590	$ 506,338
Generación de empleo	1.00	$ 247,780,272	$ 69,075,748	$ 71,148,024	$ 73,282,422	$ 75,480,900	$ 77,745,416	$ 80,077,750	$ 82,480,038	$ 84,954,416	$ 87,503,020	$ 90,128,164
Consumo anual energía / usuario			624	624	624	624	624	624	624	624	624	624
Unidad (Kilogramos)			144,892	144,892	144,892	144,892	144,892	144,892	144,892	144,892	144,892	144,892
Costo unitario			$ 165	$ 170	$ 175	$ 180	$ 185	$ 191	$ 197	$ 203	$ 209	$ 215
Reducción de emisiones de CO_2	0.80		$ 23,907,180	$ 24,631,640	$ 25,356,100	$ 26,080,560	$ 26,805,020	$ 27,674,372	$ 28,543,724	$ 29,413,076	$ 30,282,428	$ 31,151,780
Unidad (Número usuarios)			178	178	178	178	178	178	178	178	178	178
Costo unitario			$ 277,824	$ 286,159	$ 294,744	$ 303,586	$ 312,694	$ 322,075	$ 331,737	$ 341,689	$ 351,940	$ 362,498
Reducción de consumo de sustitutos energéticos	0.79		$ 49,452,672	$ 50,936,302	$ 52,464,432	$ 54,038,308	$ 55,659,532	$ 57,329,350	$ 59,049,186	$ 60,820,642	$ 62,645,320	$ 64,524,644
Unidad (Número niños)			2,670	2,670	2,670	2,670	2,670	2,670	2,670	2,670	2,670	2,670
Costo unitario			$ 121,000	$ 124,630	$ 128,369	$ 132,220	$ 136,187	$ 140,273	$ 144,481	$ 148,815	$ 153,279	$ 157,877
Incremento nutricional	0.80		$ 323,070,000	$ 332,762,100	$ 342,745,230	$ 353,027,400	$ 363,619,290	$ 374,528,910	$ 385,764,270	$ 397,336,050	$ 409,254,930	$ 421,531,590
Valor de salvamento	0.79											$ 1,775,096,473
Total Beneficios		$ 247,780,272	$ 736,730,608	$ 758,839,810	$ 781,590,880	$ 805,001,974	$ 829,095,342	$ 854,034,388	$ 879,693,978	$ 906,096,718	$ 933,265,392	$ 2,814,688,036
Costos												
Inversión												
Materiales	0.79	$ 2,201,397,473										
Equipo y herramienta	0.77	$ 43,709,035										
Transporte	0.80	$ 143,219,317										
Mano de obra calificada	1.00	$ 143,935,671										
Mano de obra no calificada	0.60	$ 103,844,703										
Trámites importación	1.00	$ 42,236,161										
Interventoría	1.00	$ 291,932,185										
Gerencia de proyecto	1.00	$ 177,757,770										
Fiducia	0.80	$ 45,473,629										
Rubro contingente	1.00	$ 220,038,296										
Capacitación	0.80	$ 4,150,756										
Póliza contribuyente	0.80	$ 31,480,323										
Total Inversión		$ 3,449,175,319										
Administración (Mano de obra calificada)	1.00		$ 139,260,436	$ 143,438,274	$ 147,741,424	$ 152,173,624	$ 156,738,790	$ 161,441,016	$ 166,284,218	$ 171,272,668	$ 176,410,816	$ 181,703,112
Comercialización (Servicio de venta y distribución)	0.80		$ 46,952,662	$ 48,361,176	$ 49,812,054	$ 51,306,364	$ 52,845,530	$ 54,430,976	$ 56,063,948	$ 57,745,870	$ 59,478,166	$ 61,262,438
Mantenimiento (Maquinaria y equipo)	0.71		$ 55,660,600	$ 57,330,418	$ 59,050,254	$ 60,821,710	$ 62,646,388	$ 64,525,712	$ 66,461,462	$ 68,455,240	$ 70,508,826	$ 72,624,178
Abono préstamo	0.80		$ 14,578,334	$ 14,578,334	$ 14,578,334	$ 14,578,334						
Intereses de financiación	0.80		$ 10,070,713	$ 7,553,035	$ 5,035,356	$ 2,517,678						
Disposición de baterías (Mano de obra calificada)	1.00											$ 30,985,793
Total Costos		$ 3,449,175,319	$ 266,522,745	$ 271,261,236	$ 276,217,422	$ 281,397,710	$ 272,230,708	$ 280,397,704	$ 288,809,628	$ 297,473,778	$ 306,397,808	$ 346,575,521
Utilidad		-$ 3,201,395,047	$ 470,207,864	$ 487,578,574	$ 505,373,458	$ 523,604,264	$ 556,864,634	$ 573,636,684	$ 590,884,350	$ 608,622,940	$ 626,867,584	$ 2,468,112,515

7.5.5 Flujo de fondos

El flujo de fondos detallado en la Tabla 47 se calculó con base en el estudio del esquema de sostenibilidad del proyecto.

Los indicadores que arroja el flujo de fondos del esquema de sostenibilidad para el proyecto en el municipio de Maicao se detallan a continuación:

- Tasa de descuento: 12%
- Valor Presente Neto (VPN): $ 185,931,606
- Tasa interna de retorno (TIR): 13.4%
- Razón Beneficio Costo (RBC): 1.04

Tabla 47. Flujo de fondos

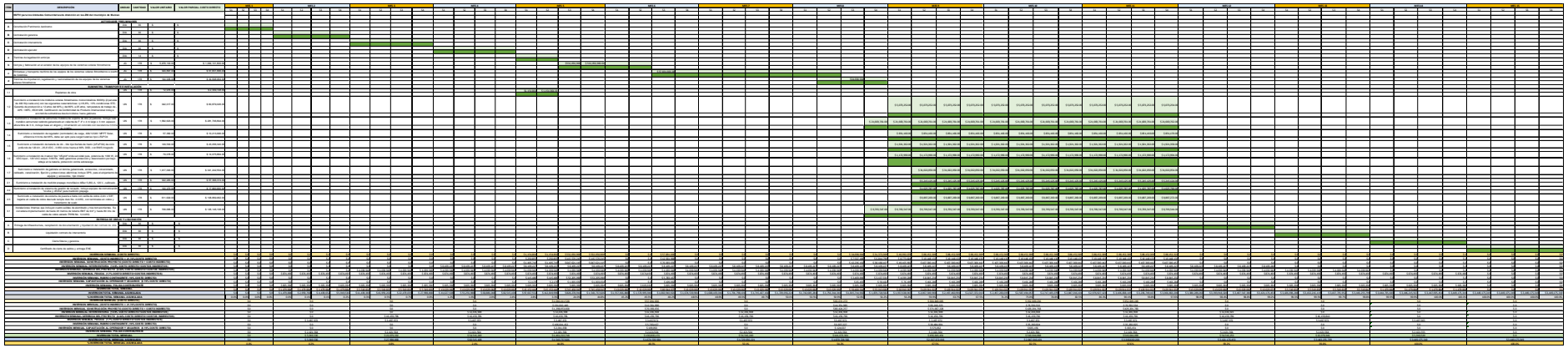
FLUJO SOCIO-ECONÓMICO CON RPC											
ÍTEM	**AÑO 0**	**AÑO 1**	**AÑO 2**	**AÑO 3**	**AÑO 4**	**AÑO 5**	**AÑO 6**	**AÑO 7**	**AÑO 8**	**AÑO 9**	**AÑO 10**
BENEFICIOS											
Venta de energía eléctrica		$ 168,200,222.46	$ 220,695,777.76	$ 227,316,729.84	$ 234,136,096.74	$ 241,160,206.36	$ 248,394,964.74	$ 255,846,840.40	$ 263,522,301.86	$ 271,427,958.26	$ 279,570,840.60
Préstamo		$ 46,650,667.20									
Ingreso subisido último trimestre											$ 61,910,913.55
Generación de empleo	$ 247,780,272.00	$ 69,075,748.00	$ 71,148,024.00	$ 73,282,422.00	$ 75,480,900.00	$ 77,745,416.00	$ 80,077,750.00	$ 82,480,038.00	$ 84,954,416.00	$ 87,503,020.00	$ 90,128,164.00
Reducción de emisiones de CO_2		$ 19,125,744.00	$ 19,705,312.00	$ 20,284,880.00	$ 20,864,448.00	$ 21,444,016.00	$ 22,139,497.60	$ 22,834,979.20	$ 23,530,460.80	$ 24,225,942.40	$ 24,921,424.00
Reducción de consumo de sustitutos energéticos		$ 39,067,610.88	$ 40,239,678.58	$ 41,446,901.28	$ 42,690,263.32	$ 43,971,030.28	$ 45,290,186.50	$ 46,648,856.94	$ 48,048,307.18	$ 49,489,802.80	$ 50,974,468.76
Incremento nutricional		$ 258,456,000.00	$ 266,209,680.00	$ 274,196,184.00	$ 282,421,920.00	$ 290,895,432.00	$ 299,623,128.00	$ 308,611,416.00	$ 317,868,840.00	$ 327,403,944.00	$ 337,225,272.00
Valor de salvamento											$ 1,402,326,213.67
TOTAL BENEFICIOS	**$ 247,780,272.00**	**$ 600,575,992.54**	**$ 617,998,472.34**	**$ 636,527,117.12**	**$ 655,593,628.06**	**$ 675,216,100.64**	**$ 695,525,526.84**	**$ 716,422,130.54**	**$ 737,924,325.84**	**$ 760,050,667.46**	**$ 2,247,057,296.58**
COSTOS											
Inversión	$ 2,890,426,085.42										
Administración (Mano de obra calificada)		$ 139,260,436.00	$ 143,438,274.00	$ 147,741,424.00	$ 152,173,624.00	$ 156,738,790.00	$ 161,441,016.00	$ 166,284,218.00	$ 171,272,668.00	$ 176,410,816.00	$ 181,703,112.00
Comercialización (Servicio de venta y distribución)		$ 37,562,129.60	$ 38,688,940.80	$ 39,849,643.20	$ 41,045,091.20	$ 42,276,424.00	$ 43,544,780.80	$ 44,851,158.40	$ 46,196,696.00	$ 47,582,532.80	$ 49,009,950.40
Mantenimiento (Maquinaria y equipo)		$ 39,519,026.00	$ 40,704,596.78	$ 41,925,680.34	$ 43,183,414.10	$ 44,478,935.48	$ 45,813,255.52	$ 47,187,638.02	$ 48,603,220.40	$ 50,061,266.46	$ 51,563,166.38
Abono préstamo		$ 11,662,666.80	$ 11,662,666.80	$ 11,662,666.80	$ 11,662,666.80						
Intereses de financiación		$ 8,056,570.40	$ 6,042,427.67	$ 4,028,285.11	$ 2,014,142.56						
Disposición de baterías (Mano de obra calificada)											$ 30,985,793.00
Reposición											
TOTAL COSTOS	**$ 2,890,426,085.42**	**$ 236,060,828.80**	**$ 240,536,906.05**	**$ 245,207,699.45**	**$ 250,078,938.66**	**$ 243,494,149.48**	**$ 250,799,052.32**	**$ 258,323,014.42**	**$ 266,072,584.40**	**$ 274,054,615.26**	**$ 313,262,021.78**
UTILIDAD	**-$ 2,642,645,813.42**	**$ 364,515,163.74**	**$ 377,461,566.29**	**$ 391,319,417.67**	**$ 405,514,689.40**	**$ 431,721,951.16**	**$ 444,726,474.52**	**$ 458,099,116.12**	**$ 471,851,741.44**	**$ 485,996,052.20**	**$ 1,933,795,274.80**
Tasa de Descuento	**12%**										
Valor Presente Neto (VPN)	**$ 185,931,606**										
Tasa Interna de Retorno (TIR)	**13.4%**										
Razón Beneficio Costo (RBC)	**1.04**										

7.5.6 Cronograma de actividades

Ilustración 3. Cronograma de actividades

7.5.7 Flujo de fondos

Ilustración 4. Flujo de fondos



7.5.8 Análisis de riesgos

Tabla 48 Análisis de riesgos

01 - Análisis de riesgo

	Tipo de riesgo	Descripción del riesgo	Probabilidad e impacto	Efectos	Medidas de mitigación
1-Propósito (Objetivo general)	Administrativos	Falta de pago de los usuarios del servicio de energía eléctrica.	Probabilidad: 4. Probable Impacto: 4.Mayor	No prestación del servicio de energía eléctrica e indisponibilidad del sistema ante fallas operativas.	Actas de concertación con la comunidad en donde se hace socialización del proyecto y de los compromisos que se adquieren por el pago de administración y mantenimiento de las soluciones instaladas, como la prestación del servicio público de energía eléctrica
	Operacionales	Mal uso de los sistemas solares fotovoltaicos por parte de los usuarios.	Probabilidad: 4. Probable Impacto: 4. Mayor	No continuidad del servicio de energía eléctrica.	Actas de concertación con la comunidad en donde se hace socialización del proyecto y capacitaciones en el buen uso del sistema solar fotovoltaico y realización de visitas periódicas para verificar el estado de los equipos.
2-Componente (Productos)	Asociados a fenómenos de origen tecnológico: químicos, eléctricos, mecánicos, térmicos	Mala calidad de los equipos o defectos de fabrica.	Probabilidad: 3. Moderado Impacto: 4. Mayor	Daño de los equipos o pérdida de su capacidad instalada.	Constitución de pólizas de calidad y realización de mantenimiento preventivo para la identificación de fallas en los equipos.
	Asociados a fenómenos de origen natural: atmosféricos, hidrológicos, geológicos, otros	Los sistemas solares fotovoltaicos instalados podrían ser destruidos por ráfagas de viento, tormentas, caída de árboles o deslizamientos.	Probabilidad: 4. Probable Impacto: 5. Catastrófico	Las familias quedarían sin el servicio de energía eléctrica.	Seleccionar un espacio de instalación del sistema, lejos de grandes árboles, lejos de pendientes o laderas con su debida certificación de zona libre de riesgo no mitigable.
3-Actividad	Operacionales	Poca disponibilidad de inventarios de los materiales y equipos en el mercado local.	Probabilidad: 4. Probable Impacto: 3. Moderado	Retrasos en el cronograma de ejecución del proyecto.	Realizar procesos de compra efectivos.
	Legales	Incumplimiento por parte de los contratistas	Probabilidad: 2. Improbable Impacto: 4. Mayor	Retrasos injustificados, obras inconclusas o de mala calidad.	Seguimiento, control y establecimiento de pólizas de cumplimiento y calidad
	Operacionales	Acceso limitado a las viviendas por mal estado de las vías/dificultad de acceso a la zona.	Probabilidad: 4. Probable Impacto: 4. Mayor	Retrasos en el cumplimiento del cronograma del proyecto.	Alquilar vehículos con capacidad de carga y aptos para transitar en la región.

Página 1

8 BENEFICIOS DEL PROYECTO

Aunque los beneficios de la electricidad son importantes y conocidos, al analizar la perspectiva de la población en cuanto a los aspectos más valorados a partir de la llegada de este servicio, se entiende como la visión rural le denota de un significado más profundo de lo que podríamos haber imaginado en un principio. Una cosa es sin la electricidad y otra es con ella. Lo que deja entre ver, que son más los beneficios de la electricidad, así observada, dado que sirve para favorecer el desarrollo humano, el tejido social y el progreso económico del medio rural en armonía con la naturaleza. (reduciendo la tala indiscriminada de bosque por el uso de la leña) con la valorización y aprovechamiento de los potenciales agrícolas, agroindustriales, artesanales, turísticos, etc., existentes en cada una de las zonas rurales del país, por tanto, generando alternativas de empleo y mitigando así uno de los principales problemas de estos municipios. Como se demuestra al atender a los testimonios dados por los usuarios del servicio, y sus descripciones acerca de la vida rural antes y después de la disponibilidad de la electricidad, para entender que su importancia radica en lo que las personas pueden hacer y ser a partir de su uso.

8.1 Sistemas foto-voltaico

Dentro de las fases de instalación y operación de un sistema foto-voltaico se deben tomar en cuenta las siguientes consideraciones, las cuales son capaces de afectar el ambiente sino se maneja adecuadamente: Cuando se utilizan fuente de respaldo en estos sistemas, se debe manejar adecuadamente el lubricante y combustible, porque de lo contrario puede contaminar el área donde se encuentre el equipo. El sistema foto voltaico es absolutamente silencioso; sin embargo, cuando se utilizan fuentes de respaldo, la generación de ruido va a depender de las horas uso del equipo y por ende de la demanda energética del lugar.

El suelo necesario para instalar un sistema foto voltaico de dimensión media, no representa una cantidad significativa como para producir un grave impacto; sin embargo, se pueden integrar en los tejados de las viviendas, para aprovechar al máximo la radiación solar y para evitar que represente un obstáculo en el área donde se encuentre la vivienda.

8.1.1 Componente máximo de generación

La tarifa máxima a facturar mensualmente por el componente de generación para un SISFV de acuerdo a la normatividad transitoria = Componente de AOM = $ 86.525 por factura a $ de junio de 2020 y se actualiza en base al IPP (Oferta Interna).

Tabla 49. Componente máximo de generación

Fuente DANE: IPP (Oferta Interna) Junio 2020 =	122,59	
IPP (Oferta Interna) Actual	Mes-Año*	Valor IPP (Oferta Interna)
	mar-21	131,04

SISFV > 500 Wp	Tarifa Generación / Usuario	
	jun-20	mar-21
Valor mensual a facturar / usuario	$ 86.525	$ 92.489

8.1.2 Componente máximo de comercialización

Para un SISFV se reconoce un valor máximo de comercialización mensual de $ 23.181 por factura a $ de junio de 2020 y se actualiza en base al IPC.

Tabla 50. Componente máximo de comercialización

Fuente DANE:

IPC Junio 2020 =	104,97	
IPC Actual	Mes-Año*	Valor IPC
	mar-21	107,12

SISFV > 500 Wp	Tarifa Comercialización / Usuario	
	jun-20	mar-21
Valor mensual a facturar / usuario	$ 23.181	$ 23.656

9 BIBLIOGRAFÍA

[1] C. H. Londoño, «CUENCAS HIDROGRÁFICAS: BASES CONCEPTUALES – CARACTERIZACIÓN- PLANIFICACIÓN-ADMINISTRACIÓN», Ibagué, 2001. Accedido: dic. 18, 2020. [En línea]. Disponible en: https://www.academia.edu/29394172/CUENCAS_HIDROGRÁFICAS_BASES_CONCEPTUALES_CARACTERIZACIÓN_PLANIFICACIÓN_ADMINISTRACIÓN.

[2] C. H. Londoño, «CUENCAS HIDROGRÁFICAS: BASES CONCEPTUALES – CARACTERIZACIÓN- PLANIFICACIÓN-ADMINISTRACIÓN», Ibagué, 2001.

[1] C. H. Londoño, «CUENCAS HIDROGRÁFICAS: BASES CONCEPTUALES – CARACTERIZACIÓN- PLANIFICACIÓN-ADMINISTRACIÓN», Ibagué, 2001. Accedido: dic. 18, 2020. [En línea]. Disponible en: https://www.academia.edu/29394172/CUENCAS_HIDROGRÁFICAS_BASES_CONCEPTUALES_CARACTERIZACIÓN_PLANIFICACIÓN_ADMINISTRACIÓN.

[2] C. H. Londoño, «CUENCAS HIDROGRÁFICAS: BASES CONCEPTUALES – CARACTERIZACIÓN- PLANIFICACIÓN-ADMINISTRACIÓN», Ibagué, 2001.

[2] Collantes, et al., 2014.

[3] Cook, 2011; Twomlow, O'Neill y Ellis-Jones, 2002.

[4] Gustavsson, 2007. En Cook, 2011.[5] Cherni y Hill, 2009; Pereira, Freitas y Silva, 2010.

[6] Silwal y McKay, 2014 [7] Pereira, Freitas y Silva, 2010.

---

[9] ALFSTAD, T (2004). "Meeting South African Renewable Energy Targets. Energy Research Centre" in Electricity Recommend. V1. Ed 2. 2004

[10] ALFSTAD, T (2004a). "Applications of energy Models in the South. Energy Research Centre. LEAP & MARKAL," in Recommend. V1. Ed 2. 2004

[11] TELL, I (2004). " Form Economic Input to Human Right. ETC Foundation. Energy," in Recommend. V1. Ed 2. 2004. [Links]

[12] LANDAVERI, R & SBROIAVACCA, N (2004). " A Model of the Household Sector. Institute for energy economics / Fundación Bariloche (IDEE/FB). Energy Susbstitution". Recommend. V1. Ed 2. 2004.

[13] SMITH, R. & PULGARÍN, A. (2002). "Optimización multiobjetivo con algoritmos genéticos: desarrollo de un modelo para electrificación rural," en XI – Congreso latino-iberoamericano de investigación de operaciones Chile 2002.

[14] SMITH, R & MESA J. (1996). "A rural electrification expansion model. Internacional" in Transactions in Operacional Reseach, vol 3, 319-325. 1996

[15] SANTOS& LINARES (2003). "Favouring the convergence of the renewable energy support," Directive 01/77/EC Comisión Europea. 2003. [Links]

[16] HAGLER BAILLY & AENE CONSULTORÍA. (2001) documentos ANC-375-10,13,16,17,20,21,22,23,24,27,28 y 29 del trabajo "Establecimiento de un plan estructural, institucional y financiero, que permita el abastecimiento energético de las zonas no interconectadas, con participación de las comunidades y el sector privado. Santafé de Bogotá. Enero de 2001.

[17] UPME. Unidad de Planeación Minero Energética. (1999). "Línea base georeferenciada para la formulación del plan de suministro de energía para las ZNI de Colombia. Metodología". Santafé de Bogotá. 1999.

[18] UPME. Unidad de Planeación Minero Energética. (2001). "Potencialidades y restricciones técnicas, económicas y ambientales para el desarrollo minero y energético del país. Informe de avance Nº1, capitulo 2.7. INTEGRAL S.A.

[19] GARCÍA, C. (1997). "Metodología para evaluación de oferta y demanda de energía en ZNI," en UPME.1997. [Links]

[20] Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas (IPSE). (2001)."Manual metodológico para la formulación, evaluación y priorización de proyectos de soluciones energéticas para las ZNI,"en centro de documentación IPSE. Santafé de Bogotá. 2001. [Links]