CONTRATO N° 057-2020

CONTRATANTE: IPSE

CONTRATISTA: CONSENER S.A.S

CONSTRUCCIÓN DE SISTEMAS INDIVIDUALES SOLARES FOTOVOLTAICOS PARA LAS INSTITUCIONES EDUCATIVAS RURALES Y DISPERSAS DE LAS ZNI DEL MUNICIPIO DE RIOHACHA, DEPARTAMENTO DE LA GUAJIRA

DOCUMENTO TÉCNICO MGA

Elaborado por:

MAURICIO RODRIGUEZ RIAÑO

Director de consultoría

Yopal, diciembre del 2020

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 12
3.1.4.4 Efectos Directos 13
3.1.4.5 Efectos Indirectos 13
3.2 Árbol de problemas 15
4 ANTECEDENTES 16
5 JUSTIFICACIÓN 19
5.1 Identificación y análisis de los participantes 21
5.1.1 Identificación de los participantes 21
5.1.2 Análisis de los participantes 22
5.2 Población afectada y objetivo 22
5.2.1 Población afectada por el problema 22

5.2.2 Población objetivo de la intervención 22
5.2.3 Características demográficas de la población objetivo 22
5.2.3.1 Población beneficiada del proyecto 22
5.2.3.2 Características demográficas de la población objetivo 23
6 OBJETIVOS GENERAL Y ESPECIFICO 25
6.1 Objetivos 25
6.1.1 Objetivo general 25
6.1.2 Objetivos específicos 26
6.2 PRODUCTOS 26
6.3 Indicadores de producto 26
6.4 Relaciones entre causas y objetivos 27
6.5 Árbol de objetivos 28
7 Alternativas de solución 29
7.1 Bien o servicio a entregar o demanda a satisfacer 29
7.2 Análisis técnico de alternativas 29
7.2.1 Redes de distribución eléctrica 29
7.2.1.1 Presupuesto 31
7.2.1.2 Ingresos 33
7.2.1.3 Beneficios 35
7.2.1.3.1 Generación de empleo 35
7.2.1.3.2 Reducción de CO2 35
7.2.1.3.3 Reducción de consumo energéticos 37
7.2.1.3.4 Incremento nutricional 38
7.2.1.4 Valor salvamento 38
7.2.1.5 Flujo de fondos 39
7.2.2 Alternativa eólica 41
7.2.2.1 Dimensionamiento 41
7.2.2.2 Presupuesto 42
7.2.2.3 Costos de inversión 43
7.2.2.3.1 Obras civiles 43
7.2.2.3.2 Equipos mecánicos 43

7.2.2.3.3 Equipos eléctricos 43
7.2.2.3.4 Costos indirectos 44
7.2.2.3.5 Costos propietario 44
7.2.2.3.6 Inversión consolidada 45
7.2.2.4 Costos de administración, operación y mantenimiento 48
7.2.2.5 Ingresos 49
7.2.2.5.1 Cargo de inversión 50
7.2.2.5.2 Gasto de administración 50
7.2.2.5.3 Gasto de operación y mantenimiento 50
7.2.2.5.4 Costo de monitoreo 50
7.2.2.5.5 Consumos propios y perdidas 50
7.2.2.5.6 Cargo de distribución 50
7.2.2.5.7 Cargo de comercialización 51
7.2.2.5.8 Costo unitario de la prestación del servicio eléctrico 51
7.2.2.6 Beneficios 52
7.2.2.6.1 Generación de empleo 52
7.2.2.6.2 Reducción de emisiones de CO2 52
7.2.2.6.3 Reducción de consumo de sustitutos 54
7.2.2.6.4 Incremento nutricional 54
7.2.2.7 Valor salvamento 55
7.2.2.8 Flujo de fondos 56
7.3 Evaluación de las alternativas 58
7.4 Descripción de la alternativa seleccionada 58
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 67
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 ..... **¡Error! Marcador no definido.**
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 15
Ilustración 2.Arbol de objetivos 28
Ilustración 3. Cronograma de actividades 72
Ilustración 4. Flujo de fondo ..... **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla 1 Criterios para la implementación del modelo de diseño 21
Tabla 2 Análisis de participantes 21
Tabla 3. Población por edad centros poblados y veredas 22
Tabla 4. Distribución de la población por veredas 23
Tabla 5 Relaciones entre las causas y los objetivos 27
Tabla 6 Relación causa efecto 27
Tabla 7 Relación causas, objetivos y productos 27
Tabla 8 Bien o servicio a entregar o demanda a satisfacer 29
Tabla 3 Criterio para la selección de unidades constructivas 30
Tabla 4. Unidades constructivas redes de media y baja tensión. 30
Tabla 5. Unidades constructivas transformadores de distribución 31
Tabla 12. Costo de inversión Redes Eléctricas 32
Tabla 13. Inversión de acuerdo a la MGA. Alternativa Redes eléctricas. 32
Tabla 14. Distribución de costos de inversión. Alternativa redes. 33
Tabla 15. Distribución facturación para un usuario residencial estrato 1 con redes eléctricas del SIN 33
Tabla 16. Tarifas del servicio de energía eléctrica en diciembre de 2020 de la AIR-E S.A. E.S.P. 34
Tabla 17. Ingresos según MGA. Alternativa Redes Eléctricas. 34
Tabla 18. Generación de empleo. Alternativa redes eléctricas 35
Tabla 19. Reducción de emisiones de CO2 Redes 36
Tabla 20. Costo ponderado mensual de sustitutos energéticos por usuario. 37
Tabla 21. Reducción de consumo de sustitutos. 37
Tabla 22. Valor del incremento nutricional 38
Tabla 23. Flujo del beneficio incremento nutricional 38
Tabla 24. Valor de salvamento Redes 38
Tabla 25. Flujo de fondos. Alternativa Redes Eléctricas 40
Tabla 26. Inversión proyecto eólico 46
Tabla 27. Inversión de acuerdo a la MGA. Alternativa Eólica 46
Tabla 28. Categorías RPC. Alternativa eólica 47
Tabla 29. Costos AOM alternativa eólica 48
Tabla 30. AOM de acuerdo a MGA. Alternativa Eólica. 48
Tabla 31. Gasto OM Eólica. 50
Tabla 32. Costo unitario de prestación del servicio alternativa Eólica 51
Tabla 33. Ingresos según MGA. Alternativa Eólica 51
Tabla 34. Generación de empleo. Alternativa Eólica 52
Tabla 35. Reducción de emisiones de CO2 Eólica 53
Tabla 36. Costo ponderado mensual de sustitutos energéticos por usuario. Eólica 54

Tabla 37. Reducción de consumo de sustitutos. Eólica 54
Tabla 38. Valor del incremento nutricional. Eólica..... 55
Tabla 39. Flujo del beneficio incremento nutricional Eólica 55
Tabla 40. Valor salvamento Eólica 55
Tabla 41. Flujo de fondos alternativa eólica 57
Tabla 42. Análisis ponderativo de las alternativas de acuerdo a metodología MGA 58
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 INSTITUCIONES EDUCATIVAS RURALES Y DISPERSAS DE LAS ZNI DEL MUNICIPIO DE RIOHACHA, 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 RIOHACHA "cambia la historia " 2020 – 2023
Estrategia Riohacha construida y ambientalmente sostenible.
Programa: Consolidación productiva del sector de energía eléctrica.

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 Riohacha.

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 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 instituciones educativas, que incrementa el costo de conexión.

3.1.3 Magnitud actual del problema – indicadores de referencia

La población del municipio de Riohacha, ubicada en la zona rural (27%), cuenta con una cobertura de energía eléctrica de tan solo el 44.02%, notándose un déficit del 73% que representan aproximadamente 13.285 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 noventa y tres (93) instituciones educativas, que no cuentan con el servicio de energía eléctrica y se encuentran ubicadas en noventa (90) veredas (comunidades): Alainawao, Aljote, Amutkou, Angostura, Arroyito, Ballenetamana, Belen, Buenos Aires, Caimara, Camarones, Canewain, Cardonal, Cascabel, Charalito, Couchalan, Cucurumana, Curriamana, Dios Vera, Dividivi, El Mojan, El Paraiso, Etkishimana, Galilea, Gellupure, Guachaquero, Guayabal, Guayavital, Ichichon, Ipamana, Jaimana, Jasaishiao, Jepein, Jien, Jirrawaikat, Jokomao, Joncha, Jope, Juluaipa, Kachirain, Kaipa, Kalletamana, Kamuchasain, Kannnjapurumana, Kantimana, Kasutalain, Kemionmana, Koroyo, La Plazoleta, Limasirra, Limonal, Los Remedios, Makurema, Malawainkat, Manamon, Marian Gola, Marouyen, Montañita, Monteverde, Mulujuichon, Murrai, Ocho Palmas Wayuu, Pactain, Palmarito, Pasuan, Pulitchamana, Sabana, Sabana Piedra, Salarito, Santa Clara 2, Santa Cruz, Santa Lucia, Shuruinpa, Sinamaica, Solivita, Susulein, Tablazo, Toolinchi, Touretakat, Unaapuchon, Urrainchi, Urumashimana, Usimana, Wairrakat, Wararamana, Wasimo, Wayawikat, Woyotmana, Wualuain, Yawaaramana Y Villa Martín.

3.1.4 Causas y efectos

3.1.4.1 *Causas directas*

1. 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.

1.2 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.

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.

1.2 Baja productividad en las tareas familiares diarias.

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

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.

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

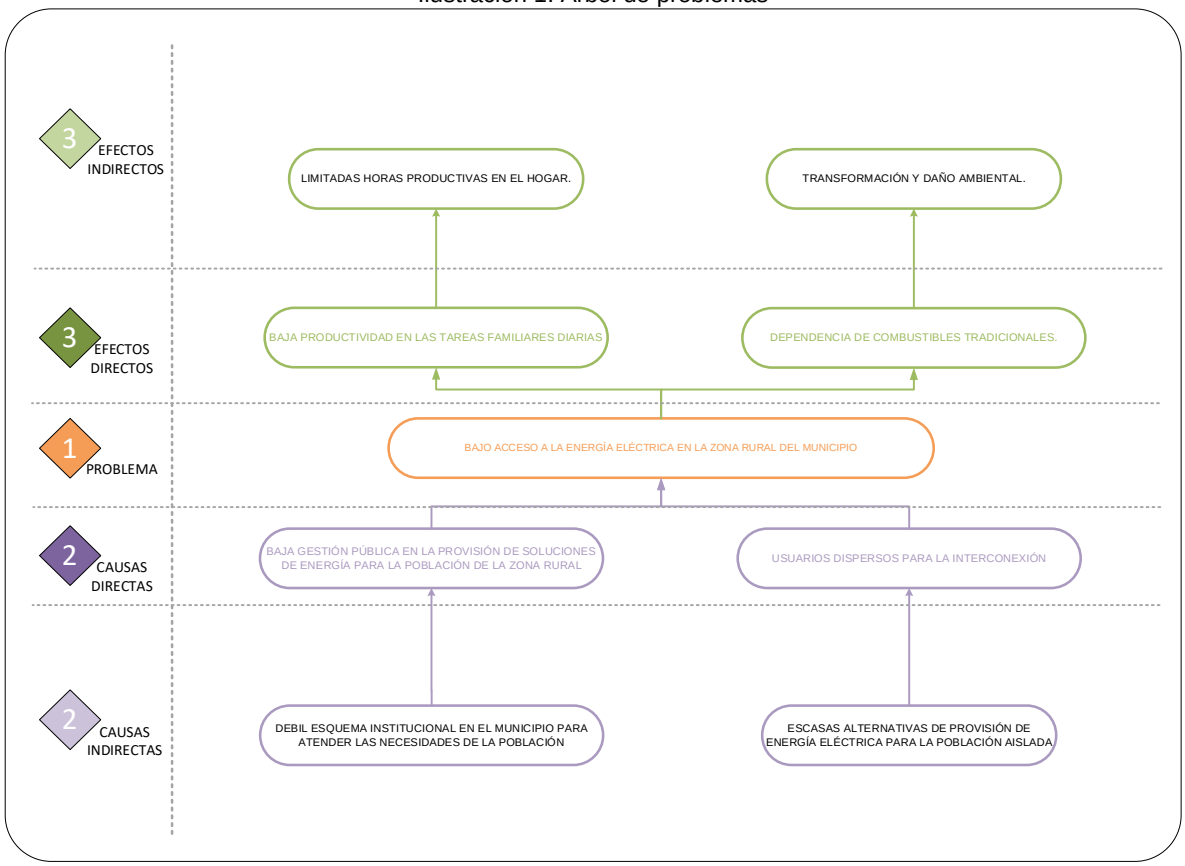
[2] Fuente: SNIP (2014).

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]

[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

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 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.

5 PERALES, Tomas. Energías Renovables. Editorial Limusa. 2006.

[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.

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:

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
IE	Beneficiario	Contar con el servicio de energía eléctrica y aprovechar todos los beneficios que este servicio trae consigo.	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 por medio del Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía -FENOGE-
Municipio de RIOHACHA	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 ante el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía -FENOGE-

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 Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía -FENOGE- 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 41.312 usuarios ubicados en 120 instituciones educativas del municipio de Riohacha.

5.2.2 Población objetivo de la intervención

En total se pretende beneficiar aproximadamente 7.102 habitantes localizados en 93 instituciones educativas del área rural del municipio de Riohacha.

5.2.3 Características demográficas de la población objetivo

5.2.3.1 *Población beneficiada del proyecto*

Fuente: Encuesta socioeconómica

Tabla 3. Población por edad centros poblados y veredas

IE Riohacha	0-14	4.908
	15-19	2.194

48%	Hombres	3.481
52%	Mujeres	3.621
	Total	7.102

5.2.3.2 *Características demográficas de la población objetivo*

Tabla 4. Distribución de la población por veredas

No.	Comunidad	No. Beneficiarios	Latitud	Longitud
1	ALAINAWAO	1	11.469555	-72.778626
2	ALJOTE	1	11.375923	-72.937717
3	AMUTKOU	1	11.480729	-72.765772
4	ANGOSTURA	1	11.320565	-72.822217
5	ARROYITO	1	11.386706	-72.955846
6	BALLENETAMANA	1	11.380980	-72.641776
7	BELEN	1	11.471073	-72.772366
8	BUENOS AIRES	1	11.420138	-73.028994
9	CAIMARA	1	11.445737	-72.898709
10	CAMARONES	2	11.502406	-72.971333
11	CANEWAIN	1	11.266862	-72.722033
12	CARDONAL	1	11.488798	-72.876843
13	CASCABEL	1	11.411144	-72.807654
14	CHARALITO	1	11.240858	-72.738072
15	COUCHALAN	1	11.359957	-72.708187
16	CUCURUMANA	1	11.468958	-72.811645
17	CURRIAMANA	1	11.251467	-72.701706
18	DIOS VERA	1	11.173095	-72.771563
19	DIVIDIVI	1	11.439169	-72.909978
20	EL MOJAN	1	11.425545	-72.895445
21	EL PARAISO	1	11.395358	-72.907646
22	ETKISHIMANA	1	11.410521	-72.884641
23	GALILEA	1	11.478593	-72.977377
24	GUACHAQUERO	1	11.377665	-72.916382
25	GUAYABAL	1	11.393844	-72.971100
26	GUAYAVITAL	1	11.374290	-72.900781

27	ICHICHON	1	11.332041	-72.824340
28	IPAMANA	1	11.439980	-72.891389
29	JAIMANA	1	11.268305	-72.624808
30	JASAISHIAO	1	11.476544	-72.721509
31	JEPEIN	1	11.468737	-72.751190
32	JIEN	1	11.408947	-72.733235
33	JIRRAWAIKAT	1	11.465270	-72.756624
34	JOKOMAO	1	11.414758	-72.994648
35	JONCHA	1	11.431668	-72.652196
36	JOPE	1	11.464466	-72.985841
37	JULUAIPA	1	11.438830	-72.873460
38	KACHIRAIN	1	11.252318	-72.706060
39	KAIPA	1	11.297254	-72.672828
40	KALLETAMANA	1	11.424568	-72.666975
41	KAMUCHASAIN	1	11.468475	-72.896797
42	KANNNJAPURUMANA	1	11.281956	-72.636143
43	KANTIMANA	1	11.401312	-72.806765
44	KASUTALAIN	1	11.376133	-72.766933
45	KEMIONMANA	1	11.449060	-72.737668
46	KOROYO	1	11.230980	-72.692028
47	LA PLAZOLETA	1	11.389008	-72.998607
48	LIMASIRRA	1	11.224027	-72.674581
49	LIMONAL	1	11.423045	-72.962817
50	LOS REMEDIOS	2	11.372023	-72.907138
51	MAKUREMA	1	11.443947	-72.748050
52	MALAWAINKAT	1	11.453730	-72.811118
53	MANAMON	1	11.217062	-72.687199
54	MARIAN GOLA	1	11.427380	-72.948217
55	MAROUYEN	1	11.405929	-72.662709
56	MONTAÑITA	1	11.413793	-72.978878
57	MONTEVERDE	1	11.358946	-72.889499
58	MULUJUICHON	1	11.416532	-72.660805
59	MURRAI	1	11.490594	-72.988310
60	OCHO PALMAS WAYUU	1	11.481258	-73.028016
61	PACTAIN	1	11.339851	-72.777450
62	PALMARITO	1	11.404770	-72.824938
63	PASUAN	1	11.299601	-72.717023
64	PULITCHAMANA	1	11.461409	-72.713137

65	SABANA	1	11.391817	-72.770488
66	SABANA PIEDRA	1	11.380003	-72.813426
67	SALARITO	1	11.248790	-72.688115
68	SANTA CLARA 2	1	11.480595	-72.916355
69	SANTA CRUZ	1	11.320695	-72.772386
70	SANTA LUCIA	1	11.455292	-72.922312
71	SHURUINPA	1	11.464480	-72.740505
72	SINAMAICA	1	11.257434	-72.665111
73	SOLIVITA	1	11.413321	-72.943336
74	SUSULEIN	1	11.356140	-72.779277
75	TABLAZO	1	11.484782	-72.824022
76	TOOLINCHI	1	11.377333	-72.846692
77	TOURETAKAT	1	11.274575	-72.690503
78	UNAAPUCHON	1	11.291642	-72.625304
79	URRAINCHI	1	11.444493	-72.809807
80	URUMASHIMANA	1	11.258722	-72.637095
81	USIMANA	1	11.466865	-72.861947
82	WAIRRAKAT	1	11.387328	-72.847405
83	WARARAMANA	1	11.313736	-72.715515
84	WASIMO	1	11.355454	-72.850859
85	WAYAWIKAT	1	11.417938	-72.917194
86	WOYOTMANA	1	11.277883	-72.804489
87	WUALUAIN	1	11.483578	-72.795728
88	YAWAARAMANA	1	11.429643	-72.961623
89	VILLA MARTÍN	3	11.303176	-72.752279
	Total general	**94**		

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 Riohacha 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 instituciones educativas 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

[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".

1.3 Unidades fotovoltaicas de energía eléctrica con mantenimiento

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	Baja gestión pública en la provisión de soluciones de energía para la población de la zona rural.	Aumentar la gestión pública en la provisión de soluciones de energía para la población de la zona rural.
1.1 Causa indirecta	Débil esquema institucional en el municipio para atender las necesidades en la población.	Fortalecer el esquema institucional en el municipio para atender las necesidades de la población.
2. Causa directa	Usuarios dispersos para la interconexión	Implementar sistemas de provisión de energía en las instituciones educativas de la zona rural y dispersa.
2.1 Causa indirecta	Escasas alternativas de provisión de energía eléctrica para la población aislada	Seleccionar la mejor fuente de energía para las comunidades

Tabla 6 Relación causa efecto

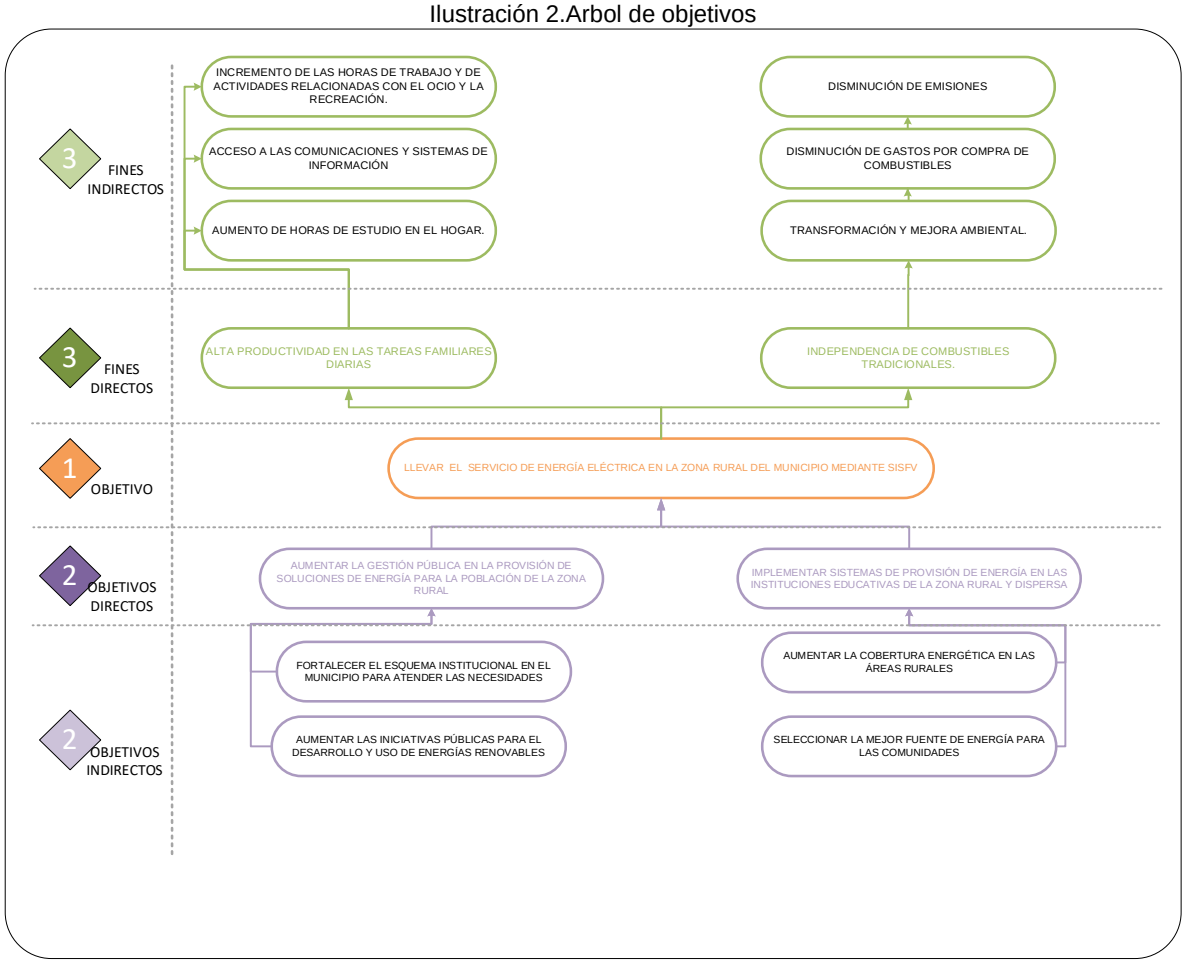
CAUSAS Y EFECTOS DEL PROBLEMA	
CAUSAS DIRECTAS	**EFECTOS DIRECTOS**
1. Baja gestión pública en la provisión de soluciones de energía para la población de la zona rural.	1. Baja productividad en las tareas familiares diarias.
2. Usuarios dispersos para la interconexión.	2. Dependencia de combustibles 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 instituciones educativas 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	Instituciones educativas 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

Los potenciales nuevos usuarios identificados en el municipio de Riohacha 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 Riohacha, 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 93 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	87
N2L47	KM	93
N1	KM	27,87

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

usuario y una distancia media entre transformadores de 1 km en instituciones educativas con hasta 75 estudiantes; para instituciones con más de 75 estudiantes se programa un transformador de 15 kVA[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	84
Accesorio e instalación transformador 1Ø aéreo	UN	84
Transformador 3Ø de 15 KVA	UN	10
Accesorio e instalación transformador 3Ø aéreo	UN	10
Puesta a tierra	UN	93

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.

7.2.1.1 *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 Riohacha.

[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/2021)
				Dic. 2007	Ene. 2021	
Número de Usuarios ZNI	Viviendas Rurales	UN	94			
Distancia del SIN más cercano	Punto Conexión a 1er. Usuario	KM	0,5			
Distancia promedio entre TRFS	Distancia entre transformadores	KM	1,00			
Unidades constructivas	N3EQ5	UN	0,00	$ 72.482.000	$ 114.443.794	$ 0
	N3L13	KM	0,00	$ 63.709.000	$ 100.591.867	$ 0
	N3S43	UN	0,00	$ 87.615.000	$ 138.337.698	$ 0
	N3T1	UN	0,00	$ 150.088.000	$ 236.978.011	$ 0
	N2EQ35	UN	3,00	$ 42.362.000	$ 66.886.510	$ 200.659.530
	N2L27	KM	87,00	$ 34.632.000	$ 54.681.403	$ 4.757.282.061
	N2L28	KM	0,00	$ 37.235.000	$ 58.791.351	$ 0
	N2L29	KM	0	$ 43.320.000	$ 68.399.122	$ 0
	N2L37	KM	0	$ 43.985.000	$ 69.449.109	$ 0
	N2L47	KM	93,00	$ 30.318.000	$ 47.869.912	$ 4.451.901.816
	N1	KM	27,87	$ 21.995.723	$ 34.729.643	$ 967.915.150
	Transformador 1Ø de 5 KVA	UN	84	$ 4.146.180	$ 6.546.516	$ 549.907.344
	Total Transformador 3Ø de 15 KVA	UN	10	$ 5.925.735	$ 9.356.304	$ 93.563.040
Costos directos Redes interconectadas						$ 11.021.228.941
AIU (30%)						$ 3.306.368.682
Interventoría (7%)						$ 1.002.931.834
Supervisión (1%)						$ 110.212.289
Inspección Retie (1%)						$ 110.212.289
Compensación Ambiental (5%)						$ 551.061.447
Valor Total Proyecto Redes SIN						$ 16.102.015.483
Costo Redes SIN / Usuario						$ 171.298.037

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 93 usuarios del municipio de Riohacha es de 171.139.951 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	$ 11.118.215.755
Equipo y herramienta	Equipo y herramienta	$ 358.189.941
Transporte	Transporte	$ 745.035.077
Mano de Obra	Mano de obra calificada	$ 1.529.069.873
	Mano de obra no calificada	$ 577.086.977
Interventoría	Mano de obra calificada	$ 1.002.931.834
Supervisión	Mano de obra calificada	$ 110.212.289
Inspección RETIE	Servicios prestados a las empresas y servicios de producción	$ 110.212.289
Compensación ambiental	Impuestos, pagos de derechos, contribuciones, multas y sanciones	$ 551.061.447
COSTO TOTAL		$ 16.102.015.483

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%

7.2.1.2 *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 15). 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	152.760	$ 609	$ 93.030.840
2	152.760	$ 627	$ 95.780.520
3	152.760	$ 646	$ 98.682.960
4	152.760	$ 665	$ 101.585.400
5	152.760	$ 685	$ 104.640.600
6	152.760	$ 706	$ 107.848.560
7	152.760	$ 727	$ 111.056.520
8	152.760	$ 749	$ 114.417.240
9	152.760	$ 771	$ 117.777.960
10	152.760	$ 794	$ 121.291.440

7.2.1.3 *Beneficios*

7.2.1.3.1 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	$ 1.620.120.654	$ 1.620.120.654
1	1	$ 11.390.807	$ 11.390.807
2	1	$ 11.732.531	$ 11.732.531
3	1	$ 12.084.507	$ 12.084.507
4	1	$ 12.447.042	$ 12.447.042
5	1	$ 12.820.454	$ 12.820.454
6	1	$ 13.205.067	$ 13.205.067
7	1	$ 13.601.219	$ 13.601.219
8	1	$ 14.009.256	$ 14.009.256
9	1	$ 14.429.534	$ 14.429.534
10	1	$ 14.862.420	$ 14.862.420

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.

7.2.1.3.2 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	196602	$ 165	$ 32.439.330
2	196602	$ 170	$ 33.422.340
3	196602	$ 175	$ 34.405.350
4	196602	$ 180	$ 35.388.360
5	196602	$ 185	$ 36.371.370
6	196602	$ 191	$ 37.550.982
7	196602	$ 197	$ 38.730.594

8	196602	$ 203	$ 39.910.206
9	196602	$ 209	$ 41.089.818
10	196602	$ 215	$ 42.269.430

7.2.1.3.3 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	$ 21.379
Alcohol	$ -
Diésel	$ -
Gasolina	$ -
Kerosene	$ 1.628
Petróleo	$ 479
Velas	$ 7.191
Otro	$ -

Tabla 21. Reducción de consumo de sustitutos.

Año	Cantidad (Usuarios)	Costo unitario	Total
1	93	$ 370.764	$ 34.481.052
2	93	$ 381.887	$ 35.515.491
3	93	$ 393.344	$ 36.580.992
4	93	$ 405.144	$ 37.678.392
5	93	$ 417.298	$ 38.808.714
6	93	$ 429.817	$ 39.972.981
7	93	$ 442.712	$ 41.172.216
8	93	$ 455.993	$ 42.407.349
9	93	$ 469.673	$ 43.679.589
10	93	$ 483.763	$ 44.989.959

7.2.1.3.4 Incremento nutricional

El incremento nutricional considera la mejora en la calidad de los alimentos que se pueden dar a los niños en las instituciones educativas producto de los equipos de refrigeración y procesamiento de alimentos a los que podrán tener acceso los restaurantes escolares. Se asume que, por institución, en promedio 5% del valor de los alimentos escolares como beneficio y se asume un valor de alimentación diaria de 10.000 COP/estudiante*día.

Tabla 22. Valor del incremento nutricional

ÍTEM	VALOR
VALOR ALIMENTOS DIARIOS	$ 10,000
% BENEFICIO	5%
VALOR AÑO 0	$ 89,000

Tabla 23. Flujo del beneficio incremento nutricional

Año	Unidad (Número)	Costo unitario	BENEFICIO TOTAL
1	7102	$ 89.000	$ 632.078.000
2	7102	$ 91.670	$ 651.040.340
3	7102	$ 94.420	$ 670.570.840
4	7102	$ 97.253	$ 690.690.806
5	7102	$ 100.171	$ 711.414.442
6	7102	$ 103.176	$ 732.755.952
7	7102	$ 106.271	$ 754.736.642
8	7102	$ 109.459	$ 777.377.818
9	7102	$ 112.743	$ 800.700.786
10	7102	$ 116.125	$ 824.719.750

7.2.1.4 *Valor salvamento*

De acuerdo con el 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 88% 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	$ 8.552.473.658	60%	$ 5.131.484.195

7.2.1.5 *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	$ 72.720.738,72	$ 74.870.120,16	$ 77.138.911,68	$ 79.407.703,20	$ 81.795.904,80	$ 84.303.516,48	$ 86.811.128,16	$ 89.438.149,92	$ 92.065.171,68	$ 94.811.603,52
GENERACIÓN DE EMPLEO	$ 1.620.120.654,00	$ 11.390.807,00	$ 11.732.531,00	$ 12.084.507,00	$ 12.447.042,00	$ 12.820.454,00	$ 13.205.067,00	$ 13.601.219,00	$ 14.009.256,00	$ 14.429.534,00	$ 14.862.420,00
REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CO2	$ 0,00	$ 26.031.984,00	$ 26.820.832,00	$ 27.609.680,00	$ 28.398.528,00	$ 29.187.376,00	$ 30.133.993,60	$ 31.080.611,20	$ 32.027.228,80	$ 32.973.846,40	$ 33.920.464,00
REDUCCIÓN DE CONSUMO DE SUST	$ 0,00	$ 27.336.888,24	$ 28.157.015,68	$ 29.001.723,18	$ 29.871.753,34	$ 30.767.923,02	$ 31.690.974,82	$ 32.641.651,34	$ 33.620.917,96	$ 34.629.517,28	$ 35.668.414,68
INCREMENTO DE LA PRODUCTIVIDAD	$ 0,00	$ 380.581.800,00	$ 391.999.254,00	$ 403.758.804,00	$ 415.873.278,60	$ 428.346.954,00	$ 441.196.935,00	$ 454.436.050,20	$ 468.068.575,80	$ 482.111.616,60	$ 496.573.725,00
VALOR DE SALVAMENTO	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 5.861.842.811,00
TOTAL INGRESOS Y BENEFICIOS	**$ 1.620.120.654,00**	**$ 518.062.217,96**	**$ 533.579.752,84**	**$ 549.593.625,86**	**$ 565.998.305,14**	**$ 582.918.611,82**	**$ 600.530.486,90**	**$ 618.570.659,90**	**$ 637.164.128,48**	**$ 656.209.685,96**	**$ 6.537.679.438,20**
COSTOS AOM & REPOSICIÓN	$ 0,00	$ 16.174.945,94	$ 16.660.194,73	$ 17.159.999,94	$ 17.674.800,35	$ 18.205.043,97	$ 18.751.195,85	$ 19.313.731,69	$ 19.893.143,52	$ 20.489.937,57	$ 21.104.635,69
INVERSIÓN	$ 12.578.979.292,77	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00
TOTAL COSTOS	**$ 12.578.979.292,77**	**$ 16.174.945,94**	**$ 16.660.194,73**	**$ 17.159.999,94**	**$ 17.674.800,35**	**$ 18.205.043,97**	**$ 18.751.195,85**	**$ 19.313.731,69**	**$ 19.893.143,52**	**$ 20.489.937,57**	**$ 21.104.635,69**
UTILIDAD TOTAL E IMPREVISTOS	**-$ 10.958.858.638,77**	**$ 501.887.272,02**	**$ 516.919.558,11**	**$ 532.433.625,92**	**$ 548.323.504,79**	**$ 564.713.567,85**	**$ 581.779.291,05**	**$ 599.256.928,21**	**$ 617.270.984,96**	**$ 635.719.748,39**	**$ 6.516.574.802,51**
VPN (12%)	**-$ 5.908.245.124,92**										
TIR	**1%**										
RBC	**0,53**										

7.2.2 Alternativa eólica

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

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 2, de acuerdo con el atlas de vientos del IDEAM. La Figura 2 presenta la distribución de Weibull para el proyecto.

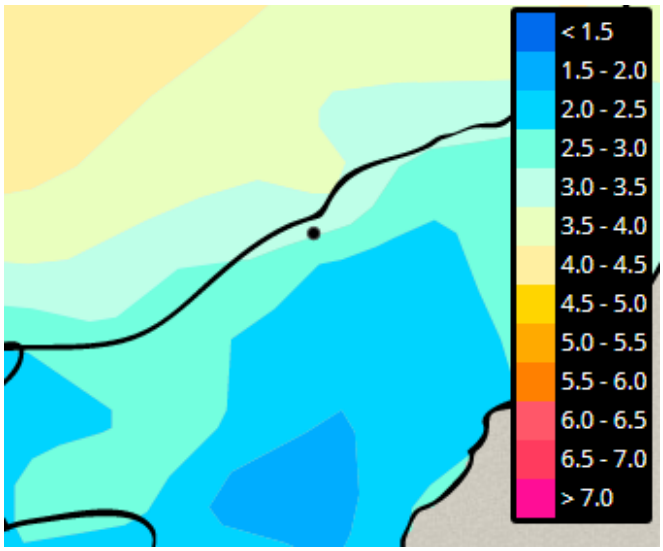


Figura 1. Factor de forma de la distribución de Weibull
Fuente: Atlas de vientos. IDEAM (2020)

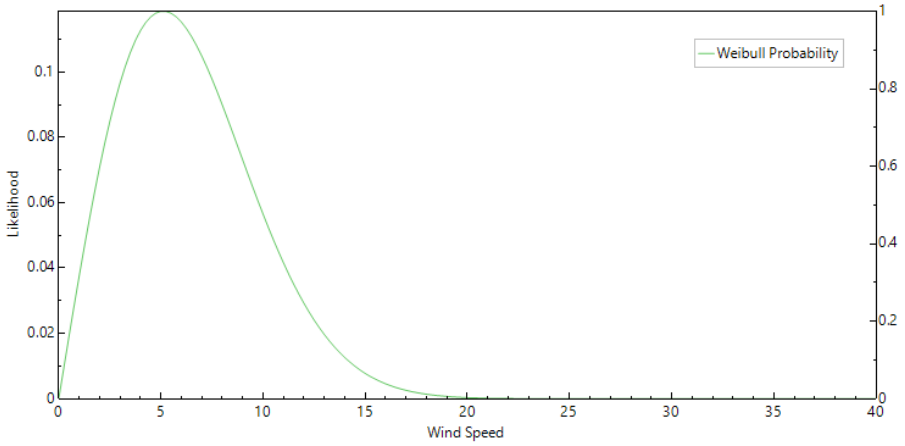


Figura 2. Distribución de Weibull
Fuente: Elaboración propia a través del software SAM.

Teniendo en cuenta la demanda máxima al año 10, es decir 119,880 kWh/año, se considera un sistema con capacidad de 25 kW, compuesto por cuatro (4) aerogeneradores Aventa AV-7 12.9 6.5 kW, 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 122.263 kWh/año, con lo que se suple completamente la demanda de energía. La Figura 3 presenta la generación de energía mensual para el sistema.

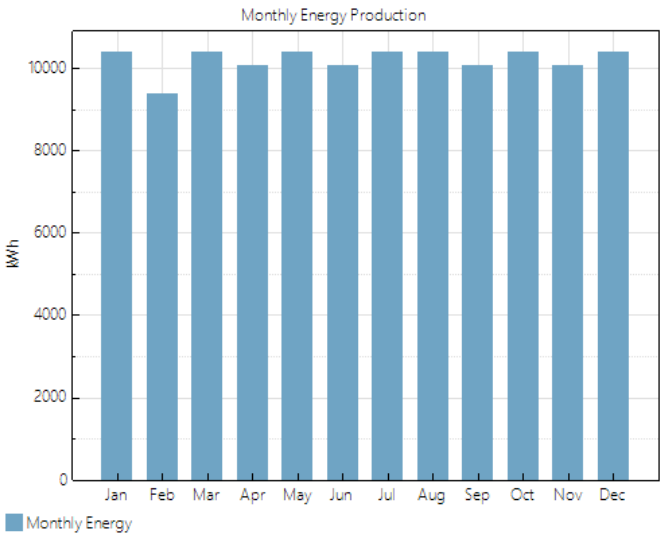


Figura 3. Generación de energía eólica

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	Instituciones educativas	UN	94		
Capacidad instalada	Capacidad del parque eólico	kW	38		
Construcción de obras civiles	Vías de acceso	USD/kW	38	$ 724,70	$ 107.400.540
	Campamentos	USD/kW	38	$ 2,38	$ 352.716
	Adecuación del terreno	USD/kW	38	$ 152,06	$ 22.535.292
Adquisición, transporte e instalación de equipos mecánicos	Aerogeneradores	USD/kW	38	$ 2.757,63	$ 408.680.766
Adquisición, transporte e instalación de equipos eléctricos	Subestación	USD/kW	38	$ 108,12	$ 16.023.384
	Colector	USD/kW	38	$ 40,50	$ 6.002.100
	Tomas	USD/kW	38	$ 5,09	$ 754.338
	Banco de baterías	USD/kWh	801703,4698	$ 0,25	$ 781.660.883
Costos indirectos	Comisiones e imprevistos	USD/kW	38	$ 718,80	$ 106.526.160
	Ingeniería	USD/kW	38	$ 6,57	$ 973.674
	Puesta en marcha	USD/kW	38	$ 117,04	$ 17.345.328
	Factor de escala gestión de construcción	USD/kW	38	$ 8,15	$ 1.207.830
Costos propietario	Predios	USD/kW	38	$ 4,00	$ 592.800
	Inversiones socio-ambientales	USD/kW	38	$ 72,98	$ 10.815.636
	Interconexiones a red	USD/km	114,9	$ 17.538,24	$ 7.857.007.144
	Seguros preoperativos	USD/kW	38	$ 147,92	$ 21.921.744
	Financieros	USD/kW	38	$ 634,45	$ 94.025.490
	Ley preoperativos	USD/kW	38	$ 1,69	$ 250.458
		Valor total del proyecto			$ 9.454.076.283
		Valor del proyecto por usuario			$ 100.575.280

El costo de inversión total del proyecto es de $ 9.454.076.283, con un costo por usuario de 101.656.734 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	$ 9.070.128.615
Mano de obra	Mano de obra calificada	$ 148.607.550
Terreno	Terreno	$ 592.800
Servicios para la comunidad, sociales y personales	Servicios para la comunidad, sociales y personales	$ 10.815.636
Servicios financieros y conexos	Servicios financieros y conexos	$ 21.921.744
Adquisición de activos financieros	Adquisición de activos financieros	$ 94.025.490
Impuestos, pagos de derechos, contribuciones, multas y sanciones	Impuestos, pagos de derechos, contribuciones, multas y sanciones	$ 250.458
Gastos imprevistos	Gastos imprevistos	$ 107.733.990
COSTO TOTAL		$ 9.454.076.283

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	38	480	$ 71.136.000
	Salarios	USD/kW*año	38	89,5	$ 13.260.000
	Mantenimiento de líneas y subestaciones	USD/kW*año	38	39,47	$ 5.850.000
	Costos por conexión	USD/kW*año	38	4,67	$ 692.094
	Mantenimiento de vías	USD/kW*año	38	21,8	$ 3.230.760
Manejo ambiental	PMA Operativo	USD/kW*año	38	0,53	$ 78.546
Seguros	Seguro operativo	USD/kW*año	38	12,1	$ 1.793.220
Cargos de ley	ICA	USD/kW*año	38	0,11	$ 16.302
	Predial	USD/kW*año	38	0,1	$ 14.820
	Sobretasa	USD/kW*año	38	0,02	$ 2.964
		Costos AOM total del proyecto			$ 96.074.706
		Costos AOM por usuario			$ 1.022.071

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	$ 98.956.947
2	$ 101.925.656
3	$ 104.983.425
4	$ 108.132.928
5	$ 111.376.916
6	$ 114.718.223
7	$ 118.159.770
8	$ 121.704.563
9	$ 125.355.700
10	$ 129.116.371

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	1.511.520	$ 280,80

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 distribución
De acuerdo a las tablas 6, 7 y 8 de la resolución CREG 004 de 2014, el valor reconocible por inversión para la distribución en el nivel de tensión 2 para conductor 2 con cable de guarda es de 5.96 COP_{2012}/kWh, y el componente de operación y

mantenimiento es de 46.688.400 COP/kWh*año, de manera similar al costo de operación y mantenimiento para la generación, este valor corresponde a 308,88 COP_{2012}/kW.

7.2.2.5.7 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 24 horas, para localidades menores es de 3.395.520 COP_{2012}/kWh*año; de manera similar a los costos de operación y mantenimiento, es valor se corresponde a 22,46 COP_{2012}/kWh.

7.2.2.5.8 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	$ 280,80	$ 366,00
Inversión	$ 0,00	$ 0,00
Administración	$ 0,00	$ 0,00
Operación y mantenimiento	$ 280,80	$ 366,00
Monitoreo	$ 0,00	$ 0,00
Consumos propios y perdidas	0,50%	0,50%
Perdidas técnicas y no técnicas	10%	10%
Distribución	$ 308,88	$ 403,00
Inversión	$ 0,00	$ 0,00
Administración	$ 0,00	$ 0,00
Operación y mantenimiento	$ 308,88	$ 403,00
Comercialización	$ 22,46	$ 29,00
Costo unitario de prestación del servicio	**$ 643,35**	**$ 839,00**

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	151.152	$ 864	$ 130.595.328
2	151.152	$ 890	$ 134.525.280
3	151.152	$ 917	$ 138.606.384
4	151.152	$ 944	$ 142.687.488
5	151.152	$ 973	$ 147.070.896
6	151.152	$ 1.002	$ 151.454.304

7	151.152	$ 1.032	$ 155.988.864
8	151.152	$ 1.063	$ 160.674.576
9	151.152	$ 1.095	$ 165.511.440
10	151.152	$ 1.128	$ 170.499.456

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	$ 973.674	$ 973.674
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	196602	$ 165	$ 32.439.330
2	196602	$ 170	$ 33.422.340
3	196602	$ 175	$ 34.405.350
4	196602	$ 180	$ 35.388.360
5	196602	$ 185	$ 36.371.370
6	196602	$ 191	$ 37.550.982

7	196602	$ 197	$ 38.730.594
8	196602	$ 203	$ 39.910.206
9	196602	$ 209	$ 41.089.818
10	196602	$ 215	$ 42.269.430

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	$ 21.379
Alcohol	$ -
Diésel	$ -
Gasolina	$ -
Kerosene	$ 1.628
Petróleo	$ 479
Velas	$ 7.191
Otro	$ -

Tabla 37. Reducción de consumo de sustitutos. Eólica

Año	Cantidad (Usuarios)	Costo unitario	Total
1	93	$ 370.764	$ 34.481.052
2	93	$ 381.887	$ 35.515.491
3	93	$ 393.344	$ 36.580.992
4	93	$ 405.144	$ 37.678.392
5	93	$ 417.298	$ 38.808.714
6	93	$ 429.817	$ 39.972.981
7	93	$ 442.712	$ 41.172.216
8	93	$ 455.993	$ 42.407.349
9	93	$ 469.673	$ 43.679.589
10	93	$ 483.763	$ 44.989.959

7.2.2.6.4 Incremento nutricional

El incremento nutricional considera la mejora en la calidad de los alimentos que se pueden dar a los niños en las instituciones educativas producto de los equipos de refrigeración y procesamiento de alimentos a los que podrán tener acceso los

restaurantes escolares. Se asume que, por institución, en promedio 5% del valor de los alimentos escolares como beneficio y se asume un valor de alimentación diaria de 10.000 COP/estudiante*día.

A continuación, se presenta el incremento de la productividad por vivienda al año y el flujo de la alternativa.

Tabla 38. Valor del incremento nutricional. Eólica

ÍTEM	VALOR
VALOR ALIMENTOS DIARIOS	$ 10,000
% BENEFICIO	5%
VALOR AÑO 0	$ 89,000

Tabla 39. Flujo del beneficio incremento nutricional Eólica

Año	Unidad (Número)	Costo unitario	BENEFICIO TOTAL
1	7102	$ 89.000	$ 632.078.000
2	7102	$ 91.670	$ 651.040.340
3	7102	$ 94.420	$ 670.570.840
4	7102	$ 97.253	$ 690.690.806
5	7102	$ 100.171	$ 711.414.442
6	7102	$ 103.176	$ 732.755.952
7	7102	$ 106.271	$ 754.736.642
8	7102	$ 109.459	$ 777.377.818
9	7102	$ 112.743	$ 800.700.786
10	7102	$ 116.125	$ 824.719.750

7.2.2.7 *Valor salvamento*

De acuerdo con el 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 88% 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	$ 1.213.121.471 [9]	60%	$ 727.872.883

[9] No incluye costos de interconexión a red

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	$ 103.170.309,12	$ 106.274.971,20	$ 109.499.043,36	$ 112.723.115,52	$ 116.186.007,84	$ 119.648.900,16	$ 123.231.202,56	$ 126.932.915,04	$ 130.754.037,60	$ 134.694.570,24
GENERACIÓN DE EMPLEO	$ 973.674,00	$ 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	$ 26.031.984,00	$ 26.820.832,00	$ 27.609.680,00	$ 28.398.528,00	$ 29.187.376,00	$ 30.133.993,60	$ 31.080.611,20	$ 32.027.228,80	$ 32.973.846,40	$ 33.920.464,00
REDUCCIÓN DE CONSUMO DE SUSTITI	$ 0,00	$ 27.336.888,24	$ 28.157.015,68	$ 29.001.723,18	$ 29.871.753,34	$ 30.767.923,02	$ 31.690.974,82	$ 32.641.651,34	$ 33.620.917,96	$ 34.629.517,28	$ 35.668.414,68
INCREMENTO DE LA PRODUCTIVIDAD	$ 0,00	$ 507.442.400,00	$ 522.665.672,00	$ 538.345.072,00	$ 554.497.704,80	$ 571.129.272,00	$ 588.262.580,00	$ 605.914.733,60	$ 624.091.434,40	$ 642.815.488,80	$ 662.098.300,00
VALOR DE SALVAMENTO	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 772.778.229,10
TOTAL INGRESOS Y BENEFICIOS	**$ 973.674,00**	**$ 677.639.381,36**	**$ 697.986.024,88**	**$ 718.945.078,54**	**$ 740.415.348,66**	**$ 762.642.552,86**	**$ 785.569.581,58**	**$ 809.176.325,70**	**$ 833.469.867,20**	**$ 858.474.182,08**	**$ 1.656.980.309,02**
COSTOS AOM Y REPOSICIÓN	$ 0,00	$ 70.259.432,37	$ 72.367.215,76	$ 74.538.231,75	$ 76.774.378,88	$ 79.077.610,36	$ 81.449.938,33	$ 83.893.436,70	$ 86.410.239,73	$ 89.002.547,00	$ 91.672.623,41
INVERSIÓN	$ 7.542.801.797,85	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00
TOTAL COSTOS	**$ 7.542.801.797,85**	**$ 70.259.432,37**	**$ 72.367.215,76**	**$ 74.538.231,75**	**$ 76.774.378,88**	**$ 79.077.610,36**	**$ 81.449.938,33**	**$ 83.893.436,70**	**$ 86.410.239,73**	**$ 89.002.547,00**	**$ 91.672.623,41**
UTILIDAD TOTAL E IMPREVISTOS	**-$ 7.541.828.123,85**	**$ 607.379.948,99**	**$ 625.618.809,12**	**$ 644.406.846,79**	**$ 663.640.969,78**	**$ 683.564.942,50**	**$ 704.119.643,25**	**$ 725.282.889,00**	**$ 747.059.627,47**	**$ 769.471.635,08**	**$ 1.565.307.685,61**
VPN (12%)	**-$ 3.464.478.817,47**										
TIR	**0%**										
RBC	**0,57**										

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	SISFV			REDES			PCHS		
		VALOR	PUNTAJE	PONDERADO	VALOR	PUNTAJE	PONDERADO	VALOR	PUNTAJE	PONDERADO
VPN	37.50%	-$ 3.291.692.643	2,6	0,97	-$ 15.836.202.438	1,0	0,38	-$ 9.280.378.132	1,8	0,69
TIR	37.50%	-37%	3,0	1,13	-39%	2,9	1,07	-38%	2,9	1,10
AMBIENTAL	25%	3	3,0	0,75	2,6	2,6	0,65	2,59	2,6	0,65
TOTAL	100%			2,84			2,10			2,43

La alternativa más viable para el proyecto de energización en el municipio de Riohacha es el sistema solar fotovoltaico, soportado en un esquema de subsidios a la tarifa de energía que se ha fortalecido desde la emisión de la regulación CREG 091 de 2007 hasta la actualidad, y lo que permite, para el actual proyecto, un cobro de a los 113.866 COP/usuario*mes. Por otra parte, la inversión de alrededor de 35.738.008 COP/usuario, no configura un precio elevado al considerar la demanda de las instituciones.

7.4 Descripción de la alternativa seleccionada

La alternativa consiste en la instalación de 93 soluciones de energía solar fotovoltaica autónomas en veredas del municipio de Riohacha. Se estructuración nueve (9) soluciones en función de la necesidad de las instituciones educativas, siendo las siguientes:

1. Sistema **Tipo I** para cuarenta y un (41) instituciones educativas (hasta 35 estudiantes por institución): Instalación de dos (2) paneles solares de 400 W cada uno, un inversor de 1000 W, un regulador de carga de 40 A – 24 V y una

batería de ion litio de 120 Ah – 25,6 V sellada libre de mantenimiento, en cada una de las instituciones educativas beneficiadas, con capacidad total de 800W.

2. Sistema **Tipo II** para veinticuatro (24) instituciones educativas (entre 36 y 55 estudiantes por institución): Instalación de tres (3) paneles solares de 400 W cada uno, un inversor de 1500 W, un regulador de carga de 60 A – 24 V y una batería de ion litio de 200 Ah – 25,6 V cada una, selladas libres de mantenimiento, en cada una de las instituciones educativas beneficiadas, con capacidad total de 1200W.
3. Sistema **Tipo III** para quince (15) instituciones educativas (entre 56 y 75 estudiantes por institución): Instalación de cuatro (4) paneles solares de 400 W cada uno, un inversor de 2000 W, un regulador de carga de 60 A – 48 V y una batería de ion litio de 120 Ah – 25,6 V cada una, selladas libres de mantenimiento, en cada una de las instituciones educativas beneficiadas, con capacidad total de 1600W.
4. Sistema **Tipo IV** para tres (3) instituciones educativas (entre 76 y 100 estudiantes por institución): Instalación de seis (6) paneles solares de 400 W cada uno, un inversor de 2500 W, un regulador de carga de 80 A – 48 V y dos baterías de ion litio de 200 Ah – 25,6 V selladas libres de mantenimiento, en cada una de las instituciones educativas beneficiadas, para una capacidad total de 2400W.
5. Sistema **Tipo V** para una (1) institución educativa (entre 101 y 150 estudiantes por institución): Instalación de ocho (8) paneles solares de 400 W cada uno, un inversor de 3000 W, un regulador de carga de 80 A – 48 V y cuatro baterías de ion litio de 120 Ah – 25,6 V selladas libres de mantenimiento, en cada una de las instituciones educativas beneficiadas, para una capacidad total de 3200W.
6. Sistema **Tipo VI** para tres (3) instituciones educativas (entre 151 y 200 estudiantes por institución): Instalación de diez (10) paneles solares de 400 W cada uno, un inversor de 4000 W, un regulador de carga de 80 A – 48 V y cuatro baterías de ion litio de 200 Ah – 25,6 V selladas libres de mantenimiento, en cada una de las instituciones educativas beneficiadas, para un total de 4000W.
7. Sistema **Tipo VIII** para dos (2) instituciones educativas (entre 301 y 450 estudiantes): Instalación de veinte (20) paneles solares de 400 W cada uno, un inversor 1Φ de 7,6 KW enlazado a la red, un regulador de carga de 120 A – 48 V y un banco de baterías compuesto por quince (15) baterías de ion litio de 700Ah – 3,2V con gabinete metálico para albergarlas, cableado, protecciones y gabinete DC desde baterías hasta inversores bidireccionales y dos inversores bidireccional cargador de baterías, 1Φ de 4,5 KW, en cada una de las instituciones educativas beneficiadas, para un total 8000W
8. Sistema **Tipo IX** para dos (2) instituciones educativas (entre 451 y 600 estudiantes): Instalación de treinta y dos (32) paneles solares de 400 W cada

uno, dos inversores 1Φ de 6 KW enlazado a la red, dos inversores bidireccionales cargador de baterías 1Φ de 5,75KW y un banco de baterías compuesto por quince (15) baterías de ion litio de 1000Ah – 3,2V con gabinete metálico para albergarlas, cableado, protecciones y gabinete DC desde baterías hasta inversores bidireccionales, en cada una de las instituciones educativas beneficiadas, para un total 12800W

9. Sistema **Tipo X** para dos (2) instituciones educativas (entre 601 y 750 estudiantes): Instalación de cuarenta y dos (42) paneles solares de 400 W cada uno, tres (3) inversores 1Φ de K KW enlazado a la red, un banco de baterías compuesto por treinta (30) baterías de ion litio de 700Ah – 3,2V con gabinete metálico para albergarlas, cableado, protecciones y gabinete DC desde baterías hasta inversores bidireccionales y tres (3) inversores bidireccional cargador de baterías, 1Φ de 5,75 KW, en cada una de las instituciones educativas beneficiadas, para un total 16.800W

Los módulos fotovoltaicos estarán soportados en una estructura metálica, estarán elevadas 2,5 metros del suelo por un poste metálico (con capacidad para tres módulos fotovoltaicos) de 4mx510gkf sobre una base en concreto de 3000 p.s.i. Distribuyéndose de la siguiente manera según el tipo de sistema:

1. Sistema Tipo I, un poste metálico que soportara los dos (2) paneles del sistema.
2. Sistema Tipo II, un poste metálico que soportara los tres (3) paneles del sistema.
3. Sistema Tipo III, dos postes metálicos que soportaran dos (2) paneles cada uno, para el total de cuatro (4) paneles del sistema.
4. Sistema Tipo IV, dos postes metálicos que soportaran tres (3) paneles cada uno, para el total de seis (6) paneles del sistema.
5. Sistema Tipo V, dos postes metálicos que soportaran tres (3) paneles cada uno y un poste metálico que soportara dos (2) paneles, para el total de ocho (8) paneles del sistema.
6. Sistema Tipo VI, dos postes metálicos que soportaran dos (2) paneles cada uno y dos postes metálicos que soportaran tres (3) paneles cada uno, para el total de diez (10) paneles del sistema.
7. Sistema Tipo VII, cuatro postes metálicos que soportaran tres (3) paneles cada uno y dos postes metálicos que soportaran dos (2) paneles cada uno, para el total de dieciséis (16) paneles del sistema.
8. Sistema Tipo VIII, seis postes metálicos que soportaran tres (3) paneles cada uno y un poste metálico que soportara dos (2) paneles cada uno, para el total de veinte (20) paneles del sistema.

9. Sistema Tipo X, catorce postes metálicos que soportaran tres (3) paneles cada uno, para el total de cuarenta y dos (42) paneles del sistema.

Estas estructuras estarán a una distancia de aproximadamente 2 metros de la institución. Cada tipo de sistema cuenta con un controlador MMPT de 40A a 80A (según tipo de sistema), haciéndolos trabajar siempre en el punto de máxima potencia; este se encargará de regular la energía que los paneles solares envían al banco de Baterías y que controla la carga y la descarga de forma eficiente. Se utilizarán baterías de Ion-litio tipo fosfato de hierro de ciclo profundo con capacidad de 120 Ah a 1000Ah (según tipo de sistema)- 25,6 a 3,2VDC ±mínimo 3650 ciclos al 80% DOD, con BMS integrado. La corriente que sale del banco de baterías pasa por inversores de 1000 a 6000watt (según tipo de sistema), 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 instituciones educativas consta de una caja eléctrica o tablero de circuitos, donde se ubican las protecciones.

Talleres de sensibilización: se realizarán talleres de sensibilización en las instituciones educativas 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	$ 1,830,536,799						$ 1,830,536,799
2	Embarque y transporte marítimo de los equipos de los sistemas solares fotovoltaicos a puerto de Colombia			$ 99,485,695				$ 99,485,695
3	Trámites de importación, legalización y nacionalización de los equipos de los sistemas solares fotovoltaicos						$ 59,691,416	$ 59,691,416
4	Instituciones educativas tipo I	$ 234,930,987	$ 11,548,474	$ 17,239,079	$ 39,598,254	$ 28,887,138		$ 332,203,932
5	Instituciones educativas tipo II	$ 169,060,624	$ 7,344,668	$ 11,968,685	$ 26,010,539	$ 18,974,827		$ 233,359,343
6	Instituciones educativas tipo III	$ 135,578,096	$ 7,387,883	$ 11,416,077	$ 23,887,173	$ 17,425,821		$ 195,695,050
7	Instituciones educativas tipo IV	$ 34,602,050	$ 1,698,367	$ 2,814,943	$ 5,876,902	$ 4,287,231		$ 49,279,493
8	Instituciones educativas tipo V	$ 15,688,546	$ 819,933	$ 1,264,589	$ 2,662,843	$ 1,942,557		$ 22,378,468
9	Instituciones educativas tipo VI	$ 57,759,534	$ 3,365,500	$ 4,930,059	$ 10,269,309	$ 7,491,516		$ 83,815,918
10	Instituciones educativas tipo VII	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -		$ -
11	Instituciones educativas tipo VIII	$ 155,704,028	$ 4,130,811	$ 5,711,425	$ 14,083,799	$ 10,274,207		$ 189,904,270
12	Instituciones educativas tipo IX	$ 91,600,030	$ 5,969,588	$ 8,554,400	$ 19,993,637	$ 14,585,464		$ 140,703,119
13	Instituciones educativas tipo X	$ 128,287,211	$ 8,199,464	$ 11,046,060	$ 27,897,910	$ 20,351,674		$ 195,782,319
14	Interventoría integral						$ 310,201,927	$ 310,201,927
15	Gerencia de proyecto						$ 162,596,097	$ 162,596,097
16	Fiducia						$ 40,734,060	$ 40,734,060
17	Rubro contingente						$ 288,640,517	$ 288,640,517
18	Capacitación y asistencia técnica						$ 4,045,149	$ 4,045,149
19	Póliza contribuyente						$ 39,056,339	$ 39,056,339
	Total	**$ 2,853,747,905**	**$ 50,464,688**	**$ 174,431,012**	**$ 170,280,366**	**$ 124,220,435**	**$ 904,965,505**	**$ 4,278,109,911**

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: CUATRO MIL DOSCIENTOS SETENTA Y OCHO MILLONES CIENTO NUEVE MIL NOVECIENTOS ONCE PESOS M/L ($ 4,278,109,911)

Distribuido por cada una de las 93 instituciones educativas nos da un valor por unidad fotovoltaica aproximado de CUARENTA Y SEIS MILLONES UN MIL CIENTO OCHENTA Y DOS PESOS M/L ($ 46,001,182.00)

7.5.3 Análisis socioeconómico

7.5.3.1 *Costos*

RPC COSTOS DE INVERSIÓN			
ÍTEM	INVERSIÓN	RPC	COSTO A PRECIO DE CUENTA
Materiales	$ 2,853,747,905	0.79	$ 2,254,460,845
Equipo y herramienta	$ 50,464,688	0.77	$ 38,857,810
Transporte	$ 174,431,012	0.8	$ 139,544,810
Mano de Obra Calificada	$ 170,280,366	1	$ 170,280,366
Mano de Obra No Calificada	$ 124,220,435	0.6	$ 74,532,261
Trámites Importación	$ 59,691,416	1	$ 59,691,416
Interventoría	$ 310,201,927	1	$ 310,201,927
Gerencia de proyecto	$ 162,596,097	1	$ 162,596,097
Fiducia	$ 40,734,060	0.8	$ 32,587,248
Rubro contingente	$ 288,640,517	1	$ 288,640,517
Capacitación	$ 4,045,149	0.8	$ 3,236,119
Póliza contribuyente	$ 39,056,339	0.8	$ 31,245,071
	$ 4,278,109,911	**TOTAL**	**$ 3,565,874,487**

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 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 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 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**
Venta 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	$ 170,280,366	1	$ 1,320,003
Mano de obra no calificada rural durante la Implementación	$ 124,220,435	1	$ 962,949
Mano de obra Administración	$ 7,056,027	1	$ 54,698
Mano de obra Mantenimiento preventivo	$ 3,182,412	1	$ 24,670
Mano de obra Mantenimiento correctivo	$ 1,368,779	1	$ 10,611
		TOTAL AÑO 0 CON RPC	**$ 212,314,536**
		TOTAL AÑO 1 CON RPC	**$ 8,368,047**

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**
1620	0.0013	2.114	$ 348,810
		TOTAL AÑO 1 SIN RPC	**$ 32,439,330**
		TOTAL AÑO 1 CON RPC	**$ 25,951,464**

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	$ 21,501	0.79	$ 258,012
Alcohol	$ -	0.79	$ -
Diésel	$ -	0.79	$ -
Gasolina	$ -	0.79	$ -
Kerosene	$ 1,645	0.79	$ 19,740
Petróleo	$ 483	0.79	$ 5,796
Velas	$ 7,268	0.79	$ 87,216
Otro	$ -	0.79	$ -
		TOTAL USUARIO SIN RPC	**$ 370,764**
		TOTAL AÑO 1 CON RPC	**$ 27,240,031**

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 estudiante de $ 10.000. Los días hábiles de estudio al			
ÍTEM	**COSTO DIARIO / ESTUDIANTE**	**% INCREMENTO NUTRICIONAL**	**BENEFICIO ANUAL POR ESTUDIANTE**
Alimentación	$ 10,000	5%	$ 89,000
		TOTAL CON RPC / ESTUD.	**$ 71,200**
		TOTAL AÑO 1 CON RPC	**$ 505,662,400**

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	$ 2,853,747,905	60%	$ 1,712,248,743
		TOTAL AÑO 10 SIN RPC	**$ 2,301,119,131**
		TOTAL AÑO 10 CON RPC	**$ 1,817,884,113**

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)			93	93	93	93	93	93	93	93	93	93
Costo unitario			$ 1,523,736	$ 1,569,448	$ 1,616,531	$ 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		$ 141,707,448	$ 145,958,664	$ 150,337,383	$ 154,847,511	$ 159,492,954	$ 164,277,711	$ 169,206,060	$ 174,282,279	$ 179,510,739	$ 184,896,090
Préstamo	0.80		$ -									
Ingreso subsidio último trimestre	0.79											$ -
Unidad (Número usuarios)		93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93
Costo unitario		$ 2,282,952	$ 89,979	$ 92,678	$ 95,458	$ 98,322	$ 101,272	$ 104,310	$ 107,439	$ 110,662	$ 113,982	$ 117,401
Generación de empleo	1.00	$ 212,314,536	$ 8,368,047	$ 8,619,054	$ 8,877,594	$ 9,143,946	$ 9,418,296	$ 9,700,830	$ 9,991,827	$ 10,291,566	$ 10,600,326	$ 10,918,293
Consumo anual energía / usuario			1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620
Unidad (Kilogramos)			196,602	196,602	196,602	196,602	196,602	196,602	196,602	196,602	196,602	196,602
Costo unitario			$ 165	$ 170	$ 175	$ 180	$ 185	$ 191	$ 197	$ 203	$ 209	$ 215
Reducción de emisiones de CO_2	0.80		$ 32,439,330	$ 33,422,340	$ 34,405,350	$ 35,388,360	$ 36,371,370	$ 37,550,982	$ 38,730,594	$ 39,910,206	$ 41,089,818	$ 42,269,430
Unidad (Número usuarios)			93	93	93	93	93	93	93	93	93	93
Costo unitario			$ 370,764	$ 381,887	$ 393,344	$ 405,144	$ 417,298	$ 429,817	$ 442,712	$ 455,993	$ 469,673	$ 483,763
Reducción de consumo de sustitutos energéticos	0.79		$ 34,481,052	$ 35,515,491	$ 36,580,992	$ 37,678,392	$ 38,808,714	$ 39,972,981	$ 41,172,216	$ 42,407,349	$ 43,679,589	$ 44,989,959
Unidad (Número estudiantes)			7,102	7,102	7,102	7,102	7,102	7,102	7,102	7,102	7,102	7,102
Costo unitario			$ 89,000	$ 91,670	$ 94,420	$ 97,253	$ 100,171	$ 103,176	$ 106,271	$ 109,459	$ 112,743	$ 116,125
Incremento nutricional	0.80		$ 632,078,000	$ 651,040,340	$ 670,570,840	$ 690,690,806	$ 711,414,442	$ 732,755,952	$ 754,736,642	$ 777,377,818	$ 800,700,786	$ 824,719,750
Valor de salvamento	0.79											$ 2,301,119,131
Total Beneficios		$ 212,314,536	$ 849,073,877	$ 874,555,889	$ 900,772,159	$ 927,749,015	$ 955,505,776	$ 984,258,456	$ 1,013,837,339	$ 1,044,269,218	$ 1,075,581,258	$ 3,408,912,653
Costos												
Inversión												
Materiales	0.79	$ 2,853,747,905										
Equipo y herramienta	0.77	$ 50,464,688										
Transporte	0.80	$ 174,431,012										
Mano de obra calificada	1.00	$ 170,280,366										
Mano de obra no calificada	0.60	$ 124,220,435										
Trámitos importación	1.00	$ 59,691,416										
Interventoría	1.00	$ 310,201,927										
Gerencia de proyecto	1.00	$ 162,596,097										
Fiducia	0.80	$ 40,734,060										
Rubro contingente	1.00	$ 288,640,517										
Capacitación	0.80	$ 4,045,149										
Póliza contribuyente	0.80	$ 39,056,339										
Total Inversión		$ 4,278,109,911										
Administración (Mano de obra calificada)	1.00		$ 63,776,703	$ 65,690,004	$ 67,660,704	$ 69,690,525	$ 71,781,241	$ 73,934,678	$ 76,152,718	$ 78,437,300	$ 80,790,419	$ 83,214,132
Comercialización (Servicio de venta y distribución)	0.80		$ 16,354,329	$ 16,844,959	$ 17,350,308	$ 17,870,817	$ 18,406,942	$ 18,959,150	$ 19,527,925	$ 20,113,763	$ 20,717,176	$ 21,338,691
Mantenimiento (Maquinaria y equipo)	0.71		$ 58,018,608	$ 59,759,166	$ 61,551,941	$ 63,398,499	$ 65,300,454	$ 67,259,468	$ 69,277,252	$ 71,355,570	$ 73,496,237	$ 75,701,124
Abono préstamo	0.80		$ -	$ -	$ -	$ -						
Intereses de financiación	0.80		$ -	$ -	$ -	$ -						
Disposición de baterías (Mano de obra calificada)	1.00											$ 19,710,341
Total Costos		$ 4,278,109,911	$ 138,149,640	$ 142,294,129	$ 146,562,953	$ 150,959,841	$ 155,488,637	$ 160,153,296	$ 164,957,895	$ 169,906,633	$ 175,003,832	$ 199,964,288
Utilidad		-$ 4,065,795,375	$ 710,924,237	$ 732,261,760	$ 754,209,206	$ 776,789,174	$ 800,017,139	$ 824,105,160	$ 848,879,444	$ 874,362,585	$ 900,577,426	$ 3,208,948,365

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 Riohacha se detallan a continuación:

- Tasa de descuento: 12%
- Valor Presente Neto (VPN): $ 762,162,374
- Tasa interna de retorno (TIR): 16.4%
- Razón Beneficio Costo (RBC): 1.18

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		$ 111,948,883.92	$ 115,307,344.56	$ 118,766,532.57	$ 122,329,533.69	$ 125,999,433.66	$ 129,779,391.69	$ 133,672,787.40	$ 137,683,000.41	$ 141,813,483.81	$ 146,067,911.10
Préstamo		$ -									
Ingreso subisido último trimestre											$ -
Generación de empleo	$ 212,314,536.00	$ 8,368,047.00	$ 8,619,054.00	$ 8,877,594.00	$ 9,143,946.00	$ 9,418,296.00	$ 9,700,830.00	$ 9,991,827.00	$ 10,291,566.00	$ 10,600,326.00	$ 10,918,293.00
Reducción de emisiones de CO_2		$ 25,951,464.00	$ 26,737,872.00	$ 27,524,280.00	$ 28,310,688.00	$ 29,097,096.00	$ 30,040,785.60	$ 30,984,475.20	$ 31,928,164.80	$ 32,871,854.40	$ 33,815,544.00
Reducción de consumo de sustitutos energéticos		$ 27,240,031.08	$ 28,057,237.89	$ 28,898,983.68	$ 29,765,929.68	$ 30,658,884.06	$ 31,578,654.99	$ 32,526,050.64	$ 33,501,805.71	$ 34,506,875.31	$ 35,542,067.61
Incremento nutricional		$ 505,662,400.00	$ 520,832,272.00	$ 536,456,672.00	$ 552,552,644.80	$ 569,131,553.60	$ 586,204,761.60	$ 603,789,313.60	$ 621,902,254.40	$ 640,560,628.80	$ 659,775,800.00
Valor de salvamento											$ 1,817,884,113.49
TOTAL BENEFICIOS	**$ 212,314,536.00**	**$ 679,170,826.00**	**$ 699,553,780.45**	**$ 720,524,062.25**	**$ 742,102,742.17**	**$ 764,305,263.32**	**$ 787,304,423.88**	**$ 810,964,453.84**	**$ 835,306,791.32**	**$ 860,353,168.32**	**$ 2,704,003,729.20**
COSTOS											
Inversión	$ 3,565,874,486.71										
Administración (Mano de obra calificada)		$ 63,776,703.00	$ 65,690,004.00	$ 67,660,704.00	$ 69,690,525.00	$ 71,781,241.00	$ 73,934,678.00	$ 76,152,718.00	$ 78,437,300.00	$ 80,790,419.00	$ 83,214,132.00
Comercialización (Servicio de venta y distribución)		$ 13,083,463.20	$ 13,475,967.20	$ 13,880,246.40	$ 14,296,653.60	$ 14,725,553.60	$ 15,167,320.00	$ 15,622,340.00	$ 16,091,010.40	$ 16,573,740.80	$ 17,070,952.80
Mantenimiento (Maquinaria y equipo)		$ 41,193,211.68	$ 42,429,007.86	$ 43,701,878.11	$ 45,012,934.29	$ 46,363,322.34	$ 47,754,222.28	$ 49,186,848.92	$ 50,662,454.70	$ 52,182,328.27	$ 53,747,798.04
Abono préstamo		$ -	$ -	$ -	$ -						
Intereses de financiación		$ -	$ -	$ -	$ -						
Disposición de baterías (Mano de obra calificada)											$ 19,710,341.00
Reposición											
TOTAL COSTOS	**$ 3,565,874,486.71**	**$ 118,053,377.88**	**$ 121,594,979.06**	**$ 125,242,828.51**	**$ 129,000,112.89**	**$ 132,870,116.94**	**$ 136,856,220.28**	**$ 140,961,906.92**	**$ 145,190,765.10**	**$ 149,546,488.07**	**$ 173,743,223.84**
UTILIDAD	**-$ 3,353,559,950.71**	**$ 561,117,448.12**	**$ 577,958,801.39**	**$ 595,281,233.74**	**$ 613,102,629.28**	**$ 631,435,146.38**	**$ 650,448,203.60**	**$ 670,002,546.92**	**$ 690,116,026.22**	**$ 710,806,680.25**	**$ 2,530,260,505.36**
Tasa de Descuento	**12%**										
Valor Presente Neto (VPN)	**$ 762,162,374**										
Tasa Interna de Retorno (TIR)	**16.4%**										
Razón Beneficio Costo (RBC)	**1.18**										

7.5.6 Cronograma de actividades y flujo de fondos

Ilustración 3. Cronograma de actividades y flujo de fondos

7.5.7 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 perdida 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

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]