

VIABILIDAD TÉCNICO FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA
SOLAR FOTOVOLTAICO PARA UN ESTUDIO EN EL SECTOR RESIDENCIAL DE
LA CIUDAD DE IBAGUÉ.

LAURA MARCELA PÉREZ ACEVEDO
SARA MARIA VERJÁN RAMÍREZ

Proyecto integral de grado para optar por el título de:
INGENIERO EN ENERGÍAS

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA EN ENERGÍAS
BOGOTÁ, D.C.

2022

NOTA DE ACEPTACION

Jurado 1
Stefania Betancur

Jurado 2
Claudio Moreno

Bogotá D.C., junio de 2022

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA

Consejero Institucional

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Investigaciones

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO

Secretario General

Dr. JOSE LUIS MACIAS RODRIGUEZ

Decana de la Facultad de Ingenierías

Ing. NALINY PATRICIA GUERRA PRIETO

Director del programa de Ingeniería en Energías

Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables de los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

TABLA DE CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	10
1. ESTIMACIÓN DE LA VIABILIDAD TÉCNICA	14
1.1. Simulación en SAM	14
1.2 Simulación en PVSOL	17
2. MARCO LEGAL	24
2.1 Mercado local	24
2.2 Marco legal	24
3. VIABILIDAD FINANCIERA	33
3.1 Parámetros financieros	33
3.2 Venta o intercambio de energía	35
3.3 Simulación en SAM	35
3.4 Simulación en PVSOL	37
4. BENEFICIOS DEL PROYECTO	41
4.1 Proyección social	41
4.2 Proyección ambiental	42
5. CONCLUSIONES	46
BIBLIOGRAFÍA	48

LISTA DE FIGURAS

	pág
Figura 1. Distribución de la generación de energía eléctrica en el país	9
Figura 2. Características del módulo fotovoltaico Jinko Solar Co Ltd. JKM395M-72 HL-V.	14
Figura 3. Energía mensual producida	16
Figura 4. Diseño 3D zona de montaje de módulos solares	17
Figura 5. Efecto sombra sobre los paneles fotovoltaicos	18
Figura 6. Estructura de paneles solares	19
Figura 7. Conexión de los paneles fotovoltaicos.	20
Figura 8. Pronostico promedio mensual de rendimiento de energía	21
Figura 9. Curva de demanda eléctrica para el caso de estudio	34
Figura 10. Flujo acumulado en los 25 años.	38

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Resultados de instalación FV PvSol	22
Tabla 2. Costos de elementos para conexión FV	33
Tabla 3. Costos totales de personal necesario para la instalación	34
Tabla 4. Resultado de simulación del proyecto	36
Tabla 5. Flujo de caja acumulado a 25 años del proyecto	38
Tabla 6. Personal requerido para proyectos de instalación de paneles solares.	41
Tabla 7. Personal requerido para proyectos durante un mes	42
Tabla 8. Escenarios de estudio para la reducción de emisiones de CO ₂ .	43

LISTA DE ABREVIATURAS

°	Grados
%	Porcentaje
kWh	Kilovatios Hora
kWh/m ² /d	Kilo Vatio hora por cada metro cuadrado por día
m ²	Metro cuadrado
µg	Microgramo
DC	Corriente continua
AC	Corriente Alterna
V	Voltios
CO ₂	Dióxido de Carbono
OMS	Organización Mundial de la Salud

RESUMEN

La inclusión de las energías renovables no convencionales en Colombia lleva consigo grandes ventajas para el país, principalmente por la disponibilidad de recursos, la progresiva reducción en los costos de inversión asociados a su aprovechamiento y la evolución de estos en términos de rendimiento y tecnología.

Teniendo en cuenta el alto consumo de energía eléctrica en el sector residencial del país y cumpliendo con los objetivos del gobierno en términos de ampliar la canasta energética, el presente proyecto busca estimar la viabilidad de la implementación de la energía solar fotovoltaica en Ibagué, analizando tanto su viabilidad técnica por medio de softwares conocidos en la industria tales como SAM y PVSol, como su viabilidad financiera por medio de las simulaciones y analizando parámetros financieros importantes como el costo nivelado de energía y la tasa interna de retorno.

Adicionalmente, se realiza al análisis del marco legal referente al tema de energías renovables no convencionales en Colombia, trayendo consigo regulaciones y beneficios para los usuarios de estas fuentes de energía en el país. Asimismo, se realizó una estimación del impacto social y ambiental ante un posible desarrollo masivo de este tipo de tecnologías en la ciudad.

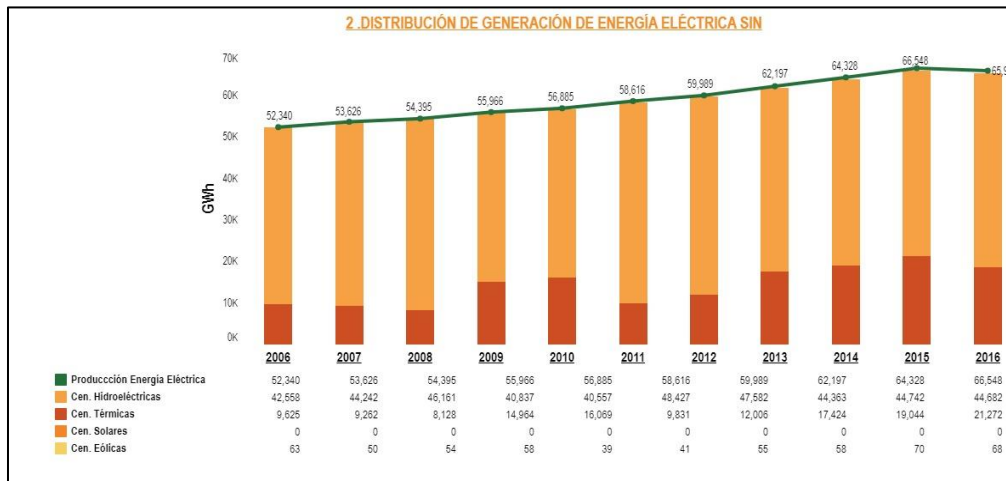
El análisis se realizó en un hogar estrato tres con consumo promedio de electrodomésticos y tecnología como computadores, celulares y televisores.

PALABRAS CLAVE: energía solar, energía eléctrica, Ibagué, emisiones de CO₂

INTRODUCCIÓN

La matriz energética en Colombia es considerada una de las más limpias del mundo debido a que se compone en un porcentaje mayor al 70% de energía hidráulica, específicamente, por centrales hidroeléctricas [1], siendo esta una energía renovable convencional. Sin embargo, el plan energético nacional busca diversificar la matriz con fuentes energías renovables no convencionales, pues a pesar del alto potencial hídrico del país existen temporadas de escasez de recursos y preocupaciones sociales por las fuentes de energía.

Figura 11.
Distribución de la generación de energía eléctrica en el país.



Nota. La figura representa la distribución de la generación de energía eléctrica en Colombia durante los últimos años. Tomado de: UPME (Unidad de Planeación Minero-Energética). Disponible en: https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Doc_Hemeroteca/Estudio_integracion_energias/Integracion_energias_renovables.pdf.

Como se menciona previamente y de acuerdo con la **Figura 11**, se evidencia la alta participación de la energía hidráulica en la canasta energética del país, seguido por las centrales térmicas, las cuales suplen la energía en épocas de escasez de recursos hídricos. Así mismo, se evidencia la baja participación de las fuentes de energías renovables no convencionales como la energía solar con un porcentaje menor al 1%.

Según estadísticas de la UPME (Unidad de Planeación Minero-Energética), el sector residencial es el que más energía eléctrica consume en el país, siendo este el 39% de toda la energía eléctrica del país seguido del sector comercial con el 22%. La alta dependencia de los recursos

hídricos hace que el sistema eléctrico colombiano sea vulnerable a escenarios hidrológicos críticos, como el fenómeno de El Niño, razón importante para implementar otras fuentes de energía como la solar. [2]

El uso de energía solar se ha convertido en una atractiva alternativa para generar electricidad en Colombia. Gómez et al. [3] mencionó el gran potencial de la energía solar fotovoltaica en Colombia especialmente en las regiones de la Costa Atlántica y Pacífica, la Orinoquía y la Región Central.

Es importante mencionar que la mayor parte del territorio de Colombia cuenta con un recurso considerable de horas de sol. Aproximadamente 4,8 y 12 horas de sol al día en un promedio diario anual, que son valores altos en comparación con países como Alemania que tiene solo 3 horas y es el país con el mayor uso de energía solar fotovoltaica a nivel mundial. Adicionalmente, las fuentes disponibles sobre información de energía solar indican que el país tiene una irradiación promedio de 4,5 kWh/m²/d que supera el promedio mundial de 3,9 kWh/m²/d. [4]

El IDEAM presentó el potencial de irradiación global promedio recibida en la superficie para algunas de las principales ciudades del país donde se incluye Ibagué con un promedio de 4,6632 kWh/m²/d, Medellín con 4,3351 kWh/m²/d, Cali con 4,3326 kWh/m²/d, y Bogotá con 4,0377 kWh/m²/d. [5]

De acuerdo con el sistema de información eléctrico colombiano [6], Ibagué cuenta con 22 proyectos solares registrados ante la UPME donde ninguno se encuentra en fase final, es decir fase 3, a diferencia de ciudades como Cali donde se encuentran registrados 38 proyectos solares y 13 de estos se encuentran en etapa final. El bajo desarrollo de la energía solar en algunas de las principales ciudades de Colombia con potencial significativo como Ibagué es el objetivo de este trabajo, el cual busca estudiar la factibilidad de la implementación de paneles solares en el sector residencial de la ciudad, tomando en cuenta que este sector es el que más energía eléctrica consume en el país. Además de evaluar y conocer a detalle la normatividad legal y la parte financiera que envuelve al sector solar en el país para la implementación de proyectos de esta índole.

En la actualidad, Ibagué cuenta con un porcentaje muy bajo en cuanto a proyectos solares fotovoltaicos, aun teniendo en cuenta que en dicha ciudad se reporta una radiación de 4,6632

kWh/m²/d, la cual puede ser totalmente aprovechable para la implementación de proyectos solares en sectores residenciales, y de esta manera lograr una disminución o ahorro con respecto al costo de energía de la red.

Adicionalmente, con la implementación de este proyecto en la ciudad de Ibagué se busca contribuir a ámbitos sociales y ambientales principalmente, entre los cuales se encuentran; la disminución de contaminación actual en la ciudad, dado que allí se reportan niveles de contaminación de PM10 (37.5 µg/m³), los cuales son superiores al objetivo intermedio III que tiene la OMS de PM10 (30 µg/m³), logrando de esta manera reducir las emisiones de CO₂ en el caso que un porcentaje mayor al 5% de las casas en Ibagué pudieran realizar la implementación de paneles solares.

Finalmente, es importante mencionar que la ciudad de Ibagué se encuentra en el puesto cuatro en el ranking de las 5 ciudades con mayor porcentaje de desempleo en Colombia con un valor de 21.7% al 2021, valor que aumentó en 2.3% respecto al año anterior. En este sentido, con la generación de nuevas tecnologías y proyectos solares es posible disminuir este porcentaje de desempleo generando nuevas oportunidades de trabajo. [7]

Es importante mencionar que el proyecto se realizó para un caso de estudio en el sector residencial de Ibagué, tomando los valores de referencia para una casa estrato 3 con un consumo de electricidad promedio de 190 kWh al mes donde residen 4 personas. Su principal uso de electricidad se basa en elementos tecnológicos como computadores, televisores, celulares, teléfonos, así como electrodomésticos como nevera, hornos, lavadora y plancha.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Determinar la viabilidad técnica financiera de la implementación de la energía solar fotovoltaica para un caso de estudio en el sector residencial de la ciudad de Ibagué

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Estimar la viabilidad técnica de la energía solar fotovoltaica para una casa ubicada en la ciudad de Ibagué, mediante la implementación diferentes softwares de la industria solar fotovoltaica como SAM y PVSol.
- Analizar los requisitos y beneficios legales existentes en Colombia de la implementación de fuentes de energías renovables no convencionales como la solar fotovoltaica.
- Estimar la viabilidad financiera del proyecto de estudio por medio de un análisis financiero en el cual se incluyan indicadores económicos energéticos.
- Estudiar el impacto social y ambiental que generaría la implementación de la energía solar fotovoltaica para el sector residencial en la ciudad de Ibagué

1. ESTIMACIÓN DE LA VIABILIDAD TÉCNICA

Con el propósito de evaluar de manera técnica el proyecto, se realizan simulaciones de energía solar fotovoltaica en dos softwares SAM y PVSOL, teniendo en cuenta datos básicos y claves como ubicación, clima, número de paneles, marcas, entre otros, con el propósito de obtener resultados esenciales que permitan entender y evaluar la viabilidad del proyecto.

Como se mencionó previamente, el proyecto se enfocará en un caso de estudio en la ciudad de Ibagué, el caso de estudio es una casa estrato tres con un consumo de electricidad promedio de 190 kWh al mes. El consumo se basa principalmente en 3 computadores, usados aproximadamente 5 horas al día, 3 celulares, los cuales se cargan una vez al día, 2 televisores, que son usados aproximadamente 4 horas al día, 1 lavadora usada día de por medio y 1 nevera la cual se requiere las 24 horas del día.

1.1. Simulación en SAM

SAM o System Advisor Model, es un software de energías renovables el cual emplea un modelo técnico financiero y de desempeño diseñado para facilitar la toma de decisiones a las personas involucradas en la industria de la energía renovable, desde gerentes de proyectos e ingenieros hasta diseñadores de programas de incentivos, desarrolladores de tecnología e investigadores. SAM realiza predicciones de rendimiento para sistemas fotovoltaicos solares conectados a la red, energía solar de concentración, eólica, biomasa y sistemas de energía geotérmica. Sus modelos de flujo de caja son apropiados para proyectos de energía distribuida que compran y venden electricidad a tarifas minoristas y para proyectos de generación de energía que venden energía a un precio negociado a través de un contrato de compra de energía. [8]

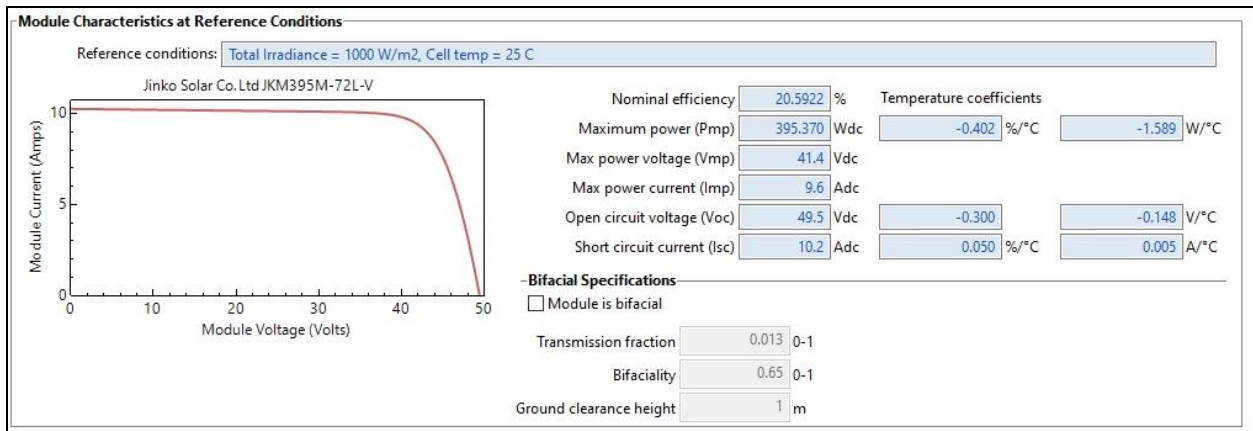
Inicialmente, se ingresaron datos relacionados con la ubicación y el clima cuya fuente fue The National Solar Radiation Database (NSRDB) incluida en SAM.

El segundo paso fue ingresar los datos relacionados con el panel o módulo solar. En este sentido, se realizó una intensa búsqueda de las mejores marcas de módulos en el mercado de la energía fotovoltaica y se comparó con las distribuidoras colombianas de paneles solares.

Según algunos informes hay muchos paneles solares disponibles en el mercado, algunas de las mejores marcas son Jinko Solar, Canadian Solar, LONGi Solar, Trina Solar, Panasonic y Sunpower. Entre los anteriores Jinko Solar es el único que tiene distribución minorista en Colombia; por lo que se eligió esta marca para la simulación considerando su mayor potencia mostrada en SAM (Jinko Solar Co Ltd. JKM395M-72 HL-V). En la **Figura 12** se muestran las especificaciones del módulo.

Figura 12.

Características del módulo fotovoltaico Jinko Solar Co Ltd. JKM395M-72 HL-V.



Nota: La figura expone las características del módulo fotovoltaico seleccionado para la simulación. Tomado del software SAM.

Se realizó un cálculo utilizando el consumo de energía del caso de estudio, la potencia y el área del módulo seleccionado con el objetivo de estimar el área del techo para el proyecto, que fue de 32 m².

Posteriormente, la capacidad de la matriz se determinó multiplicando el área del techo, el modelo de eficiencia y la irradiación total de 1000 W/m². Teniendo en cuenta que la irradiación solar para una superficie perpendicular a los rayos del sol al nivel del mar en un día despejado y soleado al mediodía en condiciones de prueba estándar (STC) es de aproximadamente 1000 W/m².

Ecuación 1. Cálculo de la potencia del sistema.

$$Total\ Power\ Output\ \frac{W}{m^2} = Total\ area\ (m^2) * Solar\ Irradiance\ \left(\frac{W}{m^2}\right) * Model\ efficiency\ (\%)$$

Es importante mencionar que el área del tejado para la instalación del proyecto fue de 37 m², y la eficiencia del módulo fue de 20.39%, así como la capacidad del sistema fue de 6.4 kW.

Adicionalmente, para elegir el inversor ideal para el proyecto fue necesario convertir la capacidad del arreglo DC a AC, asumiendo una relación de 1,2 DC a AC para obtener la capacidad del inversor. La relación de carga de 1,2 es una regla general, en otras palabras, indica una capacidad de potencia del módulo del 20% frente a la potencia nominal máxima del inversor. Dado que el resultado para este cálculo fue de 5576 AC W, fue necesario encontrar el inversor que manejará esa capacidad y era comercialmente accesible en Colombia. Por lo tanto, se eligió la marca SMA América: SB6000US-11 (208V) para la simulación en SAM. Teniendo en cuenta la tensión DC máxima, la tensión DC mínima del inversor y la tensión de circuito abierto del módulo (Voc) previamente elegida, se calcula el número de paneles que podrían estar en una entrada MPPT del inversor.

Ecuación 2. Cálculo del número de paneles

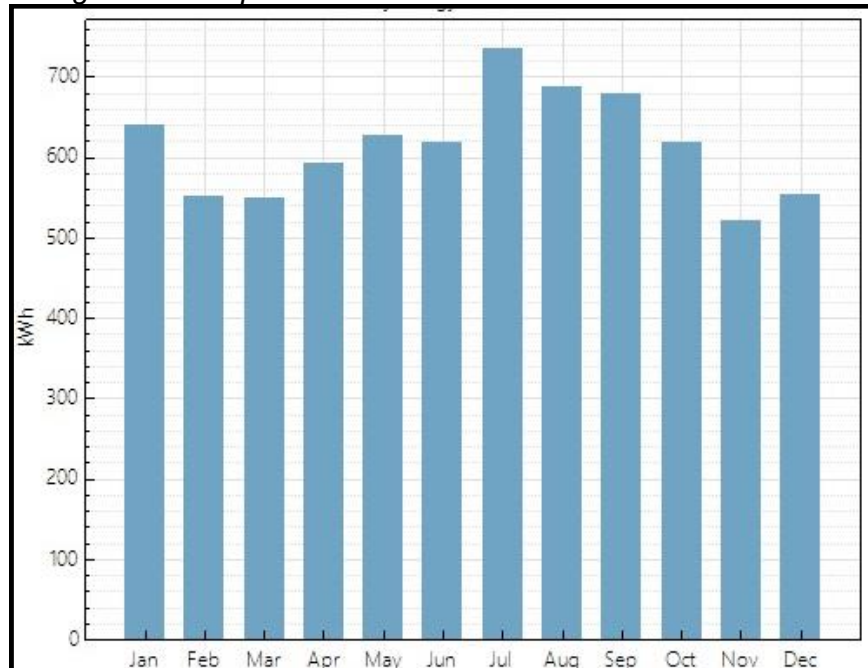
$$\# \text{ panels: } \frac{\textit{Maximum/Minimum DC Voltage (Inverter)}}{\textit{Open Circuit Voltage (Module)}}$$

En consecuencia, fue necesario seleccionar 2 entradas MPPT para el inversor ya que el número máximo de paneles permitidos en el sistema para 1 entrada MPPT fue de 9 y para este caso de estudio se requirieron 16 paneles, los cuales se distribuyeron 8 en cada subarreglo.

Por otro lado, la orientación del panel se definió de acuerdo con la dirección de la residencia, que es Este-Oeste. Asumiendo valores para un panel a 270° de azimut y el otro a 90°. Asimismo, inclinación de 15° para el techo del caso de estudio.

Finalmente, se ingresaron todos los datos mencionados anteriormente y se realizó la simulación en SAM para el caso de estudio, obteniendo los resultados presentados en la **Figura 13**.

Figura 13.
Energía mensual producida



Nota: La figura representa la energía mensual producida en el caso de estudio de acuerdo con la simulación realizada. Tomado de: Software SAM

La anterior figura expone la energía mensual producida por el sistema solar fotovoltaico de acuerdo con la simulación realizada en el software, como se puede observar, el mes de julio es el mes con mayor energía producida, seguido por los meses de agosto y septiembre. Lo anterior coincide con los datos proporcionados por el IDEAM, donde el mes con mayor potencial solar en la ciudad de Ibagué es el mes de julio. Asimismo, se puede observar que el mes con menor generación de energía solar fotovoltaica es el mes de noviembre, donde probablemente se requiera comprar más energía de la red, al no lograr abastecerse completamente por la energía generada.

1.2 Simulación en PVSol

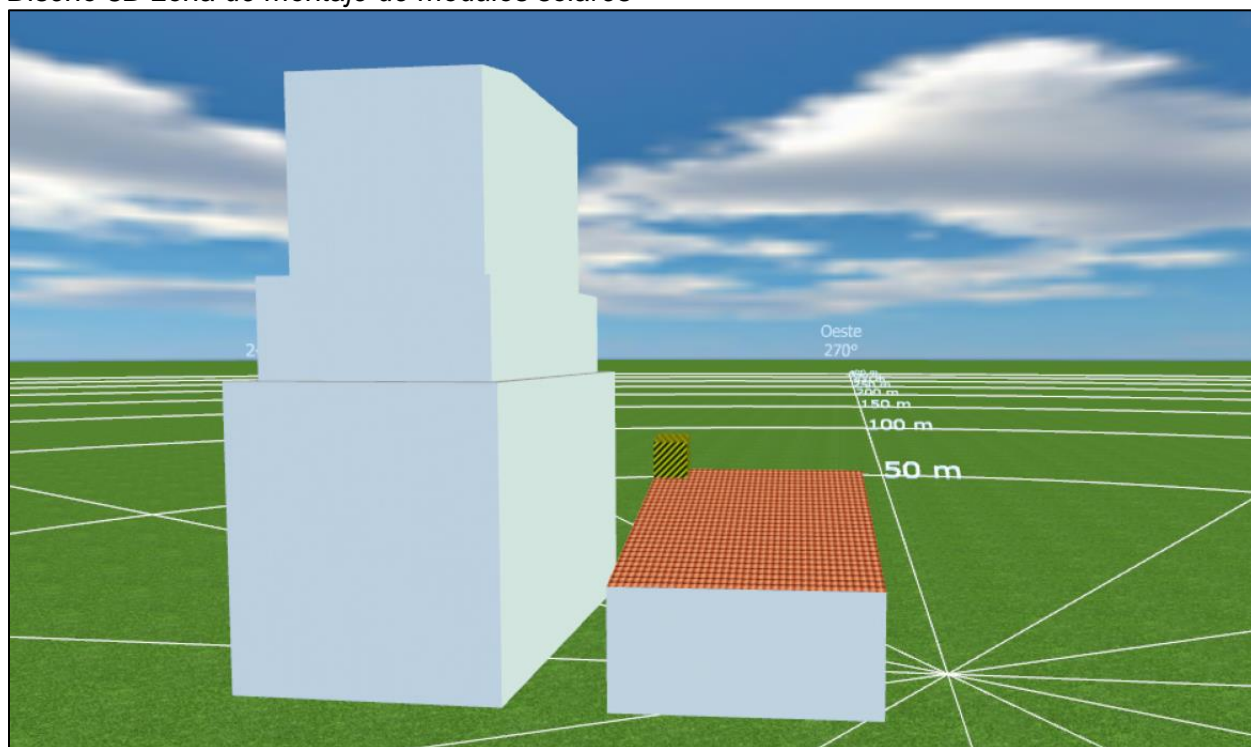
PVSOL es un programa de simulación dinámica con visualización 3D y análisis de sombreado detallado para el cálculo de sistemas fotovoltaicos en combinación con electrodomésticos, sistemas de baterías y vehículos eléctricos.

Para realizar este proyecto se inicia seleccionando el tipo de instalación, ubicación, clima y red (Sistema FV conectado a la red, Ibagué Colombia, Media Anual de 23°C, Tensión de 120 V).

Posteriormente se hace una planificación 3D como se muestra en la **Figura 14** en el cual se diseña el sistema solar fotovoltaico teniendo en cuenta el área de la edificación, tipo e inclinación del techo, orientación, edificios aledaños que puedan generar algún tipo de sombra sobre el sistema y restricciones que pueda tener la propia edificación (Skylight, ventanas, chimeneas, antenas, tubos de salida de aire, entre otros).

Figura 14.

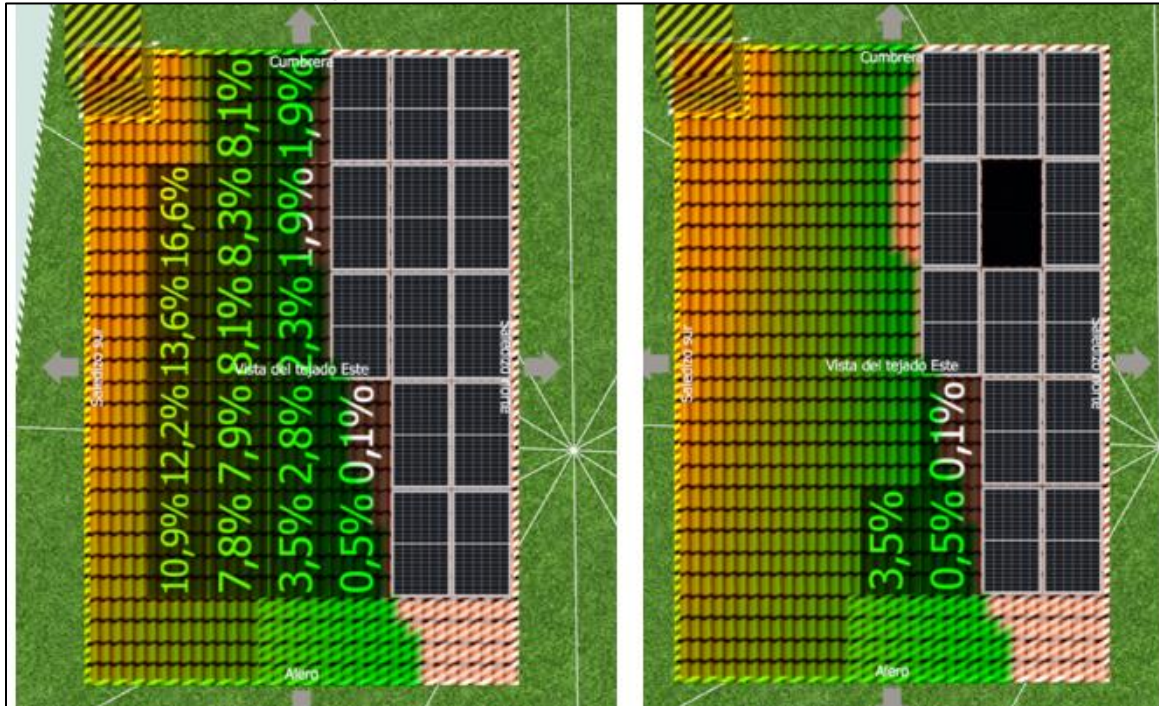
Diseño 3D zona de montaje de módulos solares



Nota: En la figura se puede observar el diseño 3D de la simulación realizada. Tomado de: Software PvSol

Después, el tipo panel fotovoltaico a usar (Jinko Solar Co Ltd. JKM395M-72 HL-V) se distribuye en la totalidad del área del techo, teniendo en cuenta las restricciones anteriormente estipuladas, esto con el fin de evidenciar la cantidad de sombra que se genera por los edificios aledaños y elementos que hay en el techo. En la **Figura 15** se evidencia cómo el edificio genera una gran cantidad de sombra a los paneles del lado izquierdo, por tal motivo se dispone a usar los 16 paneles necesarios para generar 6,32 kWp del lado derecho ya que las pérdidas por sombra no sobrepasan el 4,1%.

Figura 15.
Efecto sombra sobre los paneles fotovoltaicos



Nota: La figura expone el efecto de sombra sobre los paneles solares en el caso de estudio. Tomado de: Software PvSol

Para el montaje de los paneles fotovoltaicos se dispone de una estructura a cubierta tejas 1 de la empresa Auto solar, la cual es un tipo de estructura que se utiliza para poder situar los paneles solares sobre una cubierta de tejas ya con la inclinación y orientación especificada. Incluye un salva tejas para que se pueda anclar al tejado, a la superficie de hormigón por debajo de las filas de tejas. Se deben incluir los opresores para que queden bien sujetos (Ver **Figura 16**).

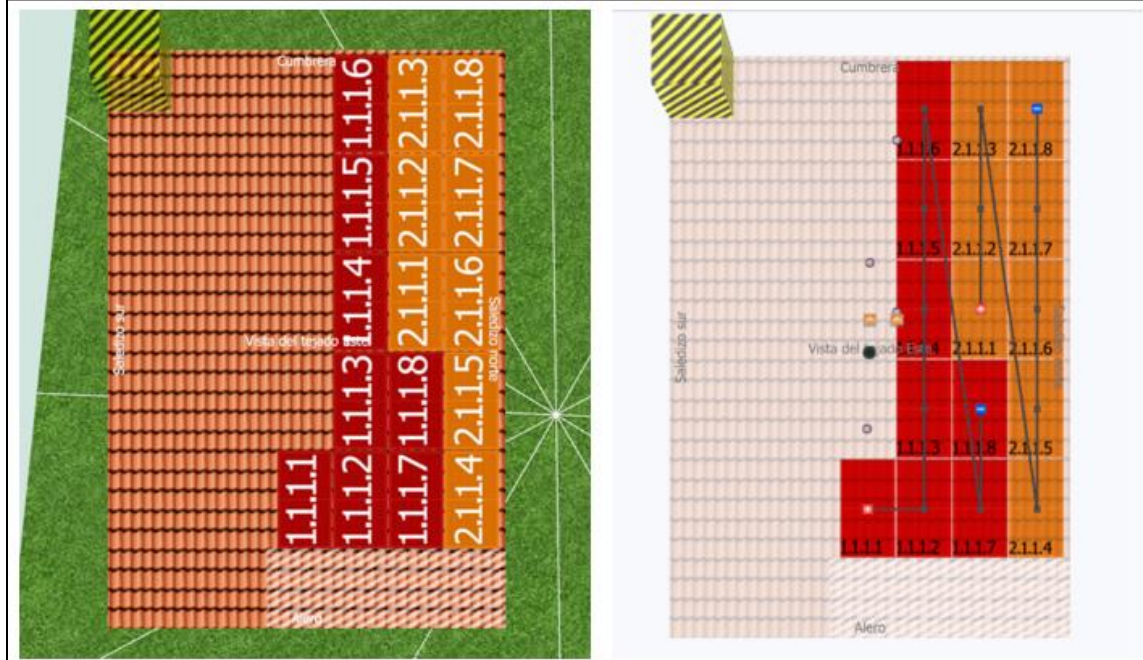
Figura 16.
Estructura de paneles solares



Nota: Representación gráfica de la estructura de los módulos fotovoltaicos. Tomado de: Autosolar kit solar. Disponible en: <https://autosolar.co/>

El paso para seguir es escoger los inversores y el tipo de conexión que se hará para distribuir la carga de forma correcta. A continuación, se muestra el plan de cableado para cada conjunto de paneles que estarán conectados a dos inversores (SMA América: SB6000US-11 (208 V)) con conexiones en cadena para disponer de una longitud de 37 m de cable (Sunny Boy 3000HFUS (USA)/240V/60Hz).

Figura 17.
Conexión de los paneles fotovoltaicos.

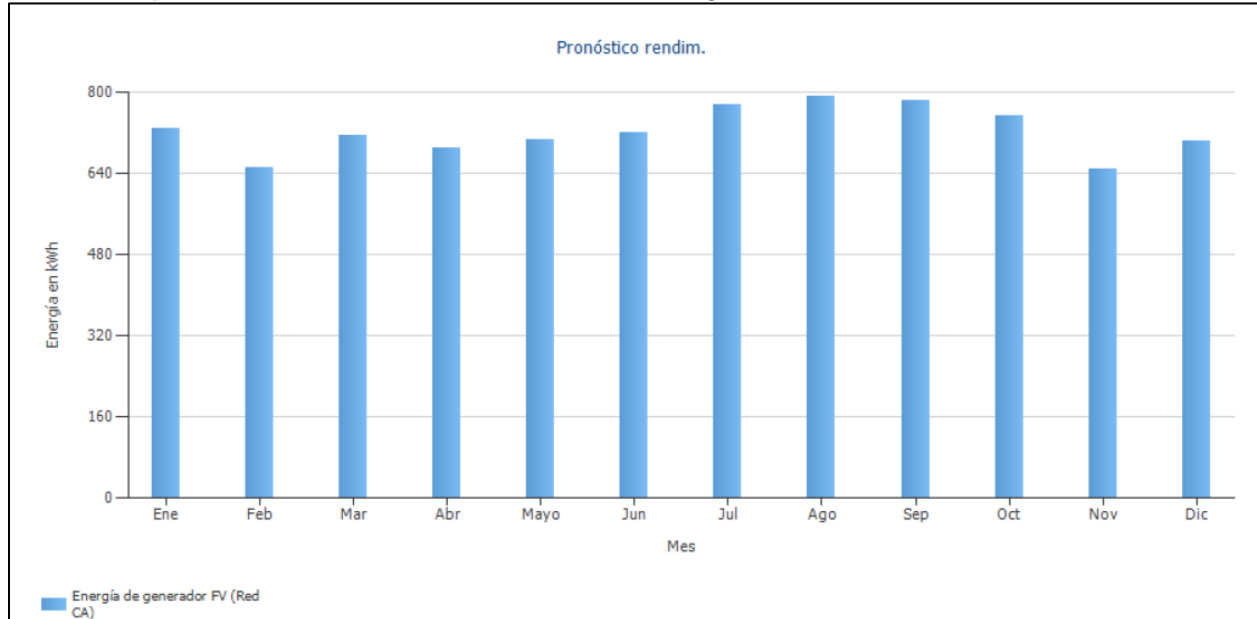


Nota: La figura representa la conexión de los módulos de acuerdo a la simulación realizada. Tomado de: Software PvSol.

Por último, se introducen los parámetros de precio de energía, tarifas de inyección, demanda mensual del sitio a llevar a cabo el proyecto. Con esto se puede parametrizar cuál es el mes en el que se tiene un mayor consumo, para este caso se da que en el mes de septiembre se tiene un rendimiento de cercano a los 800 kWh (Ver **Figura 18**), el cual cumpliría la base del consumo de este mes, y se suministraría a la red eléctrica la generación sobrante.

Figura 18.

Pronostico promedio mensual de rendimiento de energía.



Nota: Representación grafica del pronóstico de rendimiento de energía en el tiempo. Tomado de: Software PvSol

Los resultados finales que genera el software se muestran en la **Tabla 1**, donde se puede evidenciar una potencia generada de 6,32 kWp, suficiente para suplir las necesidades del hogar, y el excedente se suministra a la red eléctrica en horas bajo consumo. Gracias a la ubicación del proyecto en Ibagué y la alta irradiancia (1606,1 kWh/m²) se da un alto coeficiente de rendimiento de 85.4% en la instalación.

Tabla 1.

Resultados de instalación FV PvSol

Instalación FV		
Potencia generador FV	6.3	kWp
Rendimiento anual espec.	1370.98	kWh/kWp
Coeficiente de rendimiento de la instalación (PR)	85.3	%
Reducción de rendimiento por sombreado	4.8	%/Año
Inyección en la red	8.671	kWh/Año
Inyección en la red en el primer año (Incl. degradación del módulo)	8.671	kWh/Año
Consumo Standby (inversor)	6	kWh/Año
Emisiones de CO2 evitadas	4072	kg/año

Nota: La tabla expone los resultados de la instalación del proyecto. Tomado de: Software PvSol

Gracias a este proyecto se estaría evitando una generación de 4072 kg/año de CO₂ en el ambiente de Ibagué, que llevado a los 20 años de vida del proyecto sería un total de 81.4 ton de CO₂. Esto demuestra uno de los beneficios de este tipo de proyectos para el medio ambiente y la contribución a disminuir los gases de efecto invernadero.

De acuerdo con la simulación realizada por los softwares SAM y PVSol, donde se ingresaron los parámetros de entrada requeridos por los diferentes programas, relacionados con el caso de estudio y el mercado local, se evidencia la viabilidad técnica para la implementación de la energía solar fotovoltaica en la ciudad de Ibagué, teniendo en cuenta que se logra observar el potencial solar que presenta el proyecto, logrando abastecer la demanda energética del caso de estudio y la inyección a la red.

2. MARCO LEGAL

A pesar de que la parte técnica es indispensable para el desarrollo de cualquier proyecto, es importante entender la normatividad y los agentes que están involucrados en el sector energético para de esta forma lograr la implementación del proyecto sin contratiempos.

2.1 Mercado local

Los agentes del mercado son los encargados de producir, transportar, operar y comercializar la energía al usuario final. Estos se clasifican en cinco categorías: Generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores y administradores. Por esto es importante entender los agentes que rigen el mercado energético en la ciudad de Ibagué, donde el agente comercializador y distribuidor de energía es la empresa Celsia.

2.2 Marco legal

De acuerdo con la resolución 281 de 2015 [9] se determina que si la potencia generada es menor o igual 1 MW se considera una planta autogeneradora de pequeña escala. En la Ley 1715 [10] del 13 de mayo de 2014: “*Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético Nacional*” se establecen los marcos legales para el uso de fuentes de energías renovables no convencionales como la fotovoltaica para nuestro caso.

En el Capítulo III: *Incentivos a la inversión en proyectos de fuentes no convencionales* se mencionan los beneficios tributarios a los que se pueden acceder al realizar esta clase de proyectos.

- **Artículo 11:** Los obligados a declarar renta que realicen directamente inversiones en este sentido, tendrán derecho a reducir anualmente su renta, por los 5 años siguientes al año gravable en que hayan realizado la inversión, el cincuenta por ciento (50 %) del valor total de la inversión realizada.
- **Artículo 12:** Los equipos, elementos, maquinaria y servicios nacionales o importados que se destinen a la pre-inversión e inversión, para la producción y utilización de energía a partir de

las fuentes no convencionales, así como para la medición y evaluación de los potenciales recursos estarán excluidos de IVA.

- **Artículo 13:** Exención del pago de los derechos arancelarios de importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para labores de preinversión y de inversión de proyectos con dichas fuentes. Aplicable para recursos que no sean producidos por la industria nacional y su único medio de adquisición sea mediante importación.
- **Artículo 14:** Incentivo contable depreciación acelerada de activos para el titular del proyecto, la tasa de depreciación no puede superar el 20% anual.

En el Capítulo II: Disposiciones para la generación de electricidad con FNCE (Fuentes no convencionales de energía) y la gestión eficiente de la energía, de la ley anteriormente mencionada y como describe el artículo 8 a continuación descrito, la CREG (Comisión de regulación de energía y Gas) reconocerá los excedentes energéticos provenientes de los autogeneradores de pequeña escala.

- **Artículo 8:** Promoción de la autogeneración a pequeña y gran escala y la generación distribuida. El gobierno promoverá la autogeneración a pequeña y gran escala y la generación distribuida por medio de los siguientes mecanismos:
 - Entrega de excedentes. Se autoriza a los autogeneradores a pequeña y gran escala a entregar sus excedentes a la red de distribución y/o transporte.
 - Sistemas de medición bidireccional y mecanismos simplificados de conexión y entrega de excedentes a los autogeneradores de pequeña escala.
 - Venta de energía por parte de los generadores distribuidos.
 - Venta de créditos de energía.
 - Programas de divulgación masiva.
 - Programas de divulgación focalizada.

Para conocer estos excedentes reconocidos la CREG emite la resolución “*Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional*”; Resolución No. 030 de 2018 y Resolución No. 002 de 2021 versión actual que se encuentra en consulta. En los Artículos 4 y 5 del Capítulo II: “*Integración a la red de la autogeneración y la generación distribuida*”, de esta resolución se mencionan los parámetros que se deben cumplir para poder conectarse al sistema de transmisión regional o local. [11]

- **Artículo 5.** Estándares técnicos de disponibilidad del sistema en el nivel de tensión 1. Con anterioridad a efectuar una solicitud de conexión de un GD o un AGPE a un SDL en el nivel de tensión 1, el solicitante deberá verificar, en la página web del OR, que la red a la cual desea conectarse tenga disponibilidad para ello y cumpla con los siguientes parámetros:
 - a. La sumatoria de la potencia máxima declarada de los GD o AGPE que entregan energía a la red debe ser igual o menor al 50% de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación donde se solicita el punto de conexión. La capacidad nominal de una red está determinada por la capacidad del transformador. Cuando la capacidad nominal esté en unidades de kVA o MVA, se asume un factor de potencia igual a 1.
 - b. La cantidad de energía en una hora que pueden entregar los GD o los AGPE que entregan energía a la red, cuyo sistema de producción de energía sea distinto al compuesto por un sistema fotovoltaico sin capacidad de almacenamiento, conectados al mismo circuito o transformador del nivel de tensión 1, no debe superar el 50% del promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registradas para el año anterior al de solicitud de conexión.
 - c. La cantidad de energía que un GD o un AGPE puede entregar a la red en una hora, se asume como el valor de la potencia máxima declarada durante el período de una hora.
 - d. La cantidad de energía en una hora que pueden entregar los GD o los AGPE que entregan energía a la red, cuyo sistema de producción de energía sea el compuesto por un sistema fotovoltaico sin capacidad de almacenamiento, conectados al mismo circuito o transformador del nivel de tensión 1, no debe superar el 50% del promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registradas para el año anterior al de solicitud de conexión en la franja horaria comprendida entre 6 a.m. y 6 p.m.
 - e. La cantidad de energía que un GD o un AGPE puede entregar a la red en una hora, se asume como el valor de la potencia máxima declarada durante el período de una hora.

En caso de que en el punto de conexión deseado no se cumpla alguno de los parámetros, se deberá seguir el proceso de conexión descrito en el Artículo 15 de esta Resolución.

- **Artículo 13.** Procedimiento simplificado de conexión al SDL para el AGPE o GD con capacidad instalada o nominal menor o igual a 100 kW (0.1 MW), y con entrega de excedentes de energía a la red.

Se tendrán los siguientes dos procedimientos de conexión simplificados:

A. El AGPE que declare entrega de excedentes y el GD, con capacidad instalada o nominal menor a 10 kW (0.01 MW), y que use tecnología de inversores para conexión a red, deberá cumplir los siguientes pasos:

1. Verificar la disponibilidad de red con la potencia máxima declarada conforme el Artículo 5 de la presente resolución. Solo aplica si la conexión se realiza en nivel de tensión 1.
2. Realizar la solicitud de conexión al OR en el sistema de trámite en línea de que trata el Artículo 10 de la presente resolución.
3. Radicación de la solicitud en el sistema de trámite en línea
 - a. Formulario de conexión simplificado de que trata el Artículo 11 de la presente Resolución.
 - b. La empresa encargada de la instalación, o el instalador, deben certificar al menos seis (6) meses de experiencia específica acorde con el tipo de tecnología a instalar, o adjuntar un certificado de capacitación del personal en la instalación tipo que se llevará a cabo.
 - c. Manual del dispositivo que controla la inyección a red en algún nivel fijo de potencia o energía. Si el inversor cuenta con dicha función, se debe entregar el manual del inversor.
 - d. Requisitos del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, RETIE: Diseño Detallado, Certificado de Conformidad de Producto de los equipos que conforman la planta, Declaración de cumplimiento RETIE y Matrícula Profesional del Instalador.
4. El OR deberá verificar la entrega de la información del numeral 3 de este artículo en un término de dos (2) días hábiles. El proceso de verificación de la documentación es operativo, y solo se verifica que se encuentre completa la información, sin que esto

implique una revisión detallada ni que se revisen aspectos técnicos de la misma. En este sentido, no se emitirá ningún juicio sobre el contenido de los documentos presentados.

5. El OR deberá verificar:

- a.** Para los inversores, el cumplimiento de normas internaciones IEEE 1547 o UL 1741. Estas podrán ser verificadas mediante el Certificado de Conformidad de Producto RETIE.
- b.** La condición de que no se sobrepase el nivel de exportación declarado o potencia máxima declarada, y que la red tenga la disponibilidad de recibir el nuevo recurso de generación.
- c.** Que el diseño cumpla con los requisitos de protecciones definidos mediante el Acuerdo del CNO.
- d.** Que el personal de instalación tiene la experiencia mínima específica, o un certificado de capacitación, conforme lo señalado en el numeral 3 de este artículo.

Para la verificación de que trata este numeral, el OR tendrá un plazo máximo, así:

- i.** Si la conexión es en el nivel de tensión 1, el OR tiene cinco (5) días hábiles para la verificación.
- ii.** Si la conexión es en nivel de tensión 2 o 3, el OR tiene diez (10) días hábiles para la verificación.

Luego de la verificación, el OR deberá dar su aceptación y aprobación. Esto debe quedar registrado en el sistema de trámite en línea, y dar aviso mediante correo electrónico al representante del AGPE o el GD.

- 6.** Únicamente en el caso del no cumplimiento de los literales a), b), c) o d) del numeral anterior, por una única vez, y con el fin de aclarar aspectos de la solicitud de conexión, el OR deberá solicitar aclaración al usuario autogenerador, a partir de la documentación entregada. Esto significa que el OR deberá solicitar la totalidad de las aclaraciones, y no se podrán solicitar aclaraciones adicionales en ninguna de las otras etapas del proceso.
- 7.** Si luego de las aclaraciones dadas por el solicitante, el OR solicita nuevas aclaraciones, este último deberá realizar ajustes del diseño por su cuenta y asumir el costo de los

mismos. Adicionalmente, deberá informar al solicitante de estos ajustes y, a la vez, cargar los documentos con los ajustes en el sistema de trámite en línea.

8. Una vez se obtenga la aprobación, el AGPE o el GD tendrá un plazo de conexión o de vigencia de la aprobación de seis (6) meses.
9. Cuando el AGPE o el GD esté listo para entrar a operar, se deberá realizar la solicitud de entrada en operación al OR mediante el sistema de trámite en línea. Luego de dicha solicitud, el OR tiene un plazo de máximo cinco (5) días hábiles para presentarse en el sitio para la energización.

- B.** Procedimiento de conexión para el AGPE que se declare con entrega de excedentes con capacidad nominal o instalada menor o igual a 100 kW (0.1 MW), y que tenga condiciones diferentes a la alternativa A de este Artículo.

El procedimiento de conexión simplificado de que trata el presente literal es igual al procedimiento del literal A de este artículo, con excepción de: los tiempos de verificación de completitud de la información por parte del OR de que trata el numeral 4, y la revisión de las normas que aplican a inversores cuando no se conecte a la red a través de estos.

Para este caso, los tiempos que tendrá el OR para verificación en el numeral 4 de este Artículo serán los siguientes:

- a. Si la capacidad instalada o nominal es menor a 10 kW (0.01 MW), el OR tiene dos (2) días hábiles para la verificación.
 - b. Si la capacidad instalada o nominal es mayor o igual a 10 kW (0.01 MW) y menor o igual a 100 kW (0.1 MW), el OR tiene tres (3) días hábiles para la verificación.
- **Artículo 19.** Alternativas de entrega de los excedentes de AGPE. Los AGPE podrán vender o entregar sus excedentes de acuerdo con las siguientes alternativas:
 - Si es un usuario AGPE que utiliza FNCER
 - a. A generadores o comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de usuarios no regulados. En este caso, el precio de venta es pactado libremente.

- b. Al comercializador que atiende el consumo del usuario, quien podrá estar o no estar integrado con el OR. En este caso: i) el comercializador está obligado a recibir los excedentes ofrecidos, ii) el precio de venta es el precio definido en el Artículo 21 de esta resolución, y iii) la energía es destinada a la atención exclusiva de usuarios regulados.
- **Artículo 21.** Reconocimiento de excedentes de AGPE que utiliza FNCER. Al cierre de cada período de facturación, una parte o fracción de los excedentes se reconocerán como créditos de energía al AGPE que utiliza FNCER, y el valor restante se valorará al Precio de Bolsa horario. Lo anterior, de acuerdo con las siguientes reglas:

Para AGPE con capacidad instalada o nominal menor o igual a 100 kW (0.1 MW):

- a. Las exportaciones de energía que sean menores o iguales a su importación de energía de la red serán permutadas, en la misma cantidad, por su importación de energía eléctrica de la red en el período de facturación.

Para la anterior cantidad de energía, el comercializador cobrará al AGPE por cada kWh el costo de comercialización que corresponde al componente $C_{v,m,i,j}$, de la Resolución 119 de 2007 ó aquella que la modifique o sustituya.

- b. Para las cantidades de exportación de energía que sobrepasen su importación de energía eléctrica de la red en el período de facturación se liquidarán al precio horario de bolsa de energía correspondiente. El precio definido en este literal también aplica para usuarios no regulados.

Como se mencionó anteriormente la CREG por medio de la Resolución No. 119 de 2017 “Por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los comercializadores minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional”, establece las tarifas, para este caso el valor al cuál se vendería la energía a la red local.

- **Artículo 11. Costos de Comercialización** $C_{v,m,i,j}$ y $C_{f,m,j}$: Los costos de comercialización del servicio de electricidad se determinarán conforme la siguiente expresión:

Ecuación 3. Costos de comercialización de energía

$$Cv_{m,i,j} = C *_{m,j} + \frac{CER_{m,i} + CCD_{m-1,i} + CG_{m-1,i}}{V_{m-1,i}}$$

Donde:

m: Es el mes para el cual se calcula el Costo Unitario de Prestación del servicio.

$Cv_{m,i,j}$: Margen de Comercialización para el Comercializador Minorista i, del Mercado de Comercialización j, que incluye los costos variables de la actividad de comercialización, correspondiente al mes m, expresado en (\$/kWh),

$Cf_{m,j}$: Costo Base de Comercialización (\$/factura), para el Mercado de Comercialización j, correspondiente al mes m, conforme se establezca en la resolución que fije la metodología para la remuneración de la actividad de comercialización.

$C *_{m,j}$: Costos variables de la actividad de comercialización, para el Mercado de Comercialización j, en el mes m, conforme se establezcan en la resolución que fije la metodología para la remuneración de la actividad de comercialización.

$CER_{m,i}$: Costo mensual de las Contribuciones a las Entidades de Regulación (CREG) y Control (SSPD) liquidado al Comercializador Minorista i, conforme a la regulación vigente. El costo mensual de las contribuciones corresponderá a una doceava parte del pago anual que se efectúa a la CREG y a la SSPD.

$V_{m-1,i}$: Ventas Totales a Usuarios Finales, regulados y no regulados del Comercializador Minorista i, expresadas en kWh, en el mes m-1.

$CCD_{m-1,i}$: Costos de los servicios del Centro Nacional de Despacho y ASIC expresados en Pesos (\$) asignados al Comercializador Minorista i, correspondientes al mes m-1, de acuerdo con la regulación vigente.

$CG_{m-1,i}$: Costos de Garantías en el Mercado Mayorista expresado en Pesos (\$), que se asignen al Comercializador Minorista i, correspondientes al mes m-1, conforme con la regulación vigente.

Teniendo en cuenta lo anteriormente expuesto en términos de regulación y mercado local, se observan los diferentes beneficios presentados por el gobierno para proyectos autogeneradores de pequeña escala como lo es el caso de estudio. Aquí no solo se evidencian beneficios económicos al entregar excedentes de energía a la red y luego ser intercambiados en la factura, si no también se exponen los beneficios legales brindados por la ley 1715 del 2014.

3. VIABILIDAD FINANCIERA

Una vez estimada la viabilidad técnica del proyecto se realiza un análisis financiero donde se concluyera la posibilidad de la instalación de paneles solares en el caso de estudio. Allí se estimaron parámetros financieros estudiados durante la asignatura de mercados energéticos tales como, el costo nivelado de energía, valor presente neto, demanda energética, costos asociados a las políticas de mercados de energía en Colombia y se analizaron los parámetros financieros arrojados por las diferentes simulaciones.

3.1. Parámetros financieros

Con el fin de realizar un aproximado de los parámetros financieros de manera teórica fue necesario encontrar los costos totales del proyecto, teniendo en cuenta la inversión inicial, el costo por mantenimiento y operación, la mano de obra, los accesorios, los pagos por electricidad, entre otros. En la **Tabla 2** se describen uno a uno los costos relacionados con el proyecto en toda su vida útil.

Tabla 2.
Costos de elementos para conexión FV

COSTOS	VALOR COP
PANELES	\$ 7'392.000,00
INVERSOR	\$ 5'274.300,00
MANO DE OBRA	\$ 1'645.000,00
CABLE CONEXIONADO	\$ 1'200.000,00
MEDIDOR BIDIRECCIONAL	\$ 907.000,00
CAJA DE CONEXIONES Y PROTECCIONES	\$ 522.000,00
OTROS	\$ 400.000,00
O&M	\$ 2'610.000,00
PAGO ELECTRICIDAD	\$ 2'321.548,11
TOTAL, COSTOS	\$ 22'271.848,11

Nota: La tabla expone los costos relacionados con el proyecto

Los costos de los paneles y del inversor se asumieron de acuerdo con precios establecidos en el mercado actual, donde el costo de un panel con similares características esta alrededor de \$462.000 por unidad, mientras que el inversor tiene un costo de \$ 5'274.300. De igual manera, se tuvieron en cuenta costos con respecto al cable, el medidor bidireccional, la caja de

conexiones, entre otros accesorios necesarios para el correcto funcionamiento de los paneles solares.

Con respecto al costo por mano de obra, se tuvo en cuenta la cantidad de personal necesario para un proyecto, el costo por día trabajado y el total de días laborados, con el fin de obtener el valor correspondiente (\$ 1'645.000) (Ver **Tabla 3**).

Tabla 3.
Costos totales de personal necesario para la instalación

<i>Personal</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Costo por día \$</i>	<i>Costo personal \$</i>	<i>Días trabajados</i>	<i>Costo total</i>
Técnicos	3	\$ 46.000,00	\$ 138.000,00	5	\$ 690.000,00
Ingenieros	1	\$ 68.000,00	\$ 68.000,00	10	\$ 680.000,00
HSE	1	\$ 55.000,00	\$ 55.000,00	5	\$ 275.000,00
				Costo Mano de obra	\$ 1'645.000,00

Nota: La tabla muestra los costos totales del personal requerido para la instalación del proyecto.

Adicionalmente, se asumió un 15 % de la inversión inicial con el fin de obtener los costos de mantenimiento y de operación. La literatura propone un 25 % de la inversión de un parque solar para determinar los costos O&M, sin embargo, al ser el caso de estudio una casa se asumió una reducción de este porcentaje entendiendo que los costos para este proyecto serían mucho menores. Es importante mencionar que los costos del proyecto se estimaron en un pago único.

El costo por pago en electricidad se calculó teniendo en cuenta la curva de demanda de electricidad, donde se calculó el balance en la energía entregada a la red y la energía consumida, encontrando una diferencia de 12 kWh en promedio al mes por consumir de la red. Por lo anterior, durante la vida útil del proyecto (25 años) el usuario deberá pagar alrededor de \$2'321.548 por energía, lo cual se asume como un costo del proyecto.

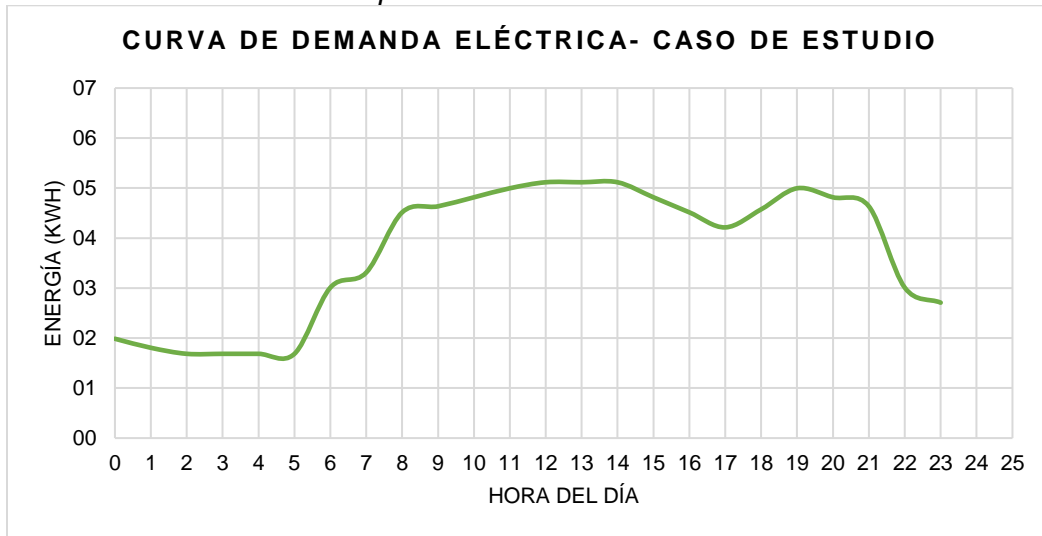
De acuerdo con lo anterior, se calculó el LCOE (sigla en inglés de Costo Nivelado de la Energía) teórico del proyecto donde fue necesario encontrar valores de generación y costos de operación y mantenimiento, con respecto al cálculo de la generación se tuvo en cuenta el comportamiento típico de un panel solar asumiendo la degradación en el primer año del 2 % y para los siguientes años del 0,05 %. Obteniendo finalmente un valor de LCOE de 256,4 \$COP/kWh

3.2. Venta o intercambio de energía

Con el objetivo de determinar la energía a intercambiar o vender de acuerdo con el consumo del caso de estudio, se estimó una curva de demanda de electricidad con el comportamiento actual en el sector residencial, es decir contemplando la coyuntura actual de la pandemia del Covid-19 (Ver **Figura 19**).

Figura 19.

Curva de demanda eléctrica para el caso de estudio



Nota: La figura representa la curva de demanda eléctrica para el caso de estudio.

Con base en los resultados obtenidos y tras comparar la energía generada para suministrar a la red y el consumo de energía diario y mensual. Se evidenció que existe una diferencia estimada entre la energía a suministrar y la energía a consumir de la red de 12,6 kWh, generando un ahorro en la factura de electricidad de aproximadamente \$114,114. No obstante, en días donde la generación sobrepase el autoconsumo, este excedente de energía puede ser suministrado a la red con un pago para esta energía estipulado por el operador Celsia y la CREG bajo la resolución 030 del 2018.

3.3. Simulación en SAM

Con respecto a la parte financiera, el software SAM generó los costos de implementación asociados con los paneles y el inversor seleccionados asumiendo valores estándar que trae

consigo el software. Además, en esta sección se ingresó el costo de la energía por kWh, el cual es el establecido actualmente en la ciudad de Ibagué, aproximadamente de 627 \$COP/kWh (0,164 USD/kWh).

Teniendo en cuenta que luego de la implementación del proyecto, se tendrá generación de energía para abastecer el autoconsumo y posiblemente se logró generar más de lo necesario, se asume una tarifa de venta por kWh, puesto que según el operador Celsia y bajo la resolución 030 del 2018, el excedente de energía generado puede ser suministrado a la red con un precio establecido por los operadores, el cual para el presente caso de estudio se asumió en 627 \$COP/kWh (0,164 USD/kWh).

Finalmente, el software arrojó datos indispensables para evaluar la viabilidad del proyecto en términos financieros (Ver Tabla 4), como es el Valor Presente Neto (VPN) de \$30'976.400 (8.372 USD), el cual nos indica cuánto se puede llegar a maximizar la inversión con el paso del tiempo, el LCOE de 230 \$COP/kWh (0,0621 USD/kWh) que nos indica el costo total actual de construir y operar el proyecto a lo largo de la vida útil del mismo (25 años) y adicional, nos indica el tiempo de retorno de la inversión el cual es de aproximadamente 6 años y medio.

Tabla 4.
Resultados de simulación del proyecto

Medida	Valor	Unidades
Energía anual (1 año)	7.373	kWh
Factor de capacidad (1 año)	13.3	%
Energía del campo (1 año)	1.166	kWh/Kw
Relación (1 año)	0.74	
LCOE (nominal)	7.77	c/kWh
LCOE (real)	6.21	c/kWh
Factura de electricidad sin el sistema (1 año)	1954	\$
Factura de electricidad con el sistema (1 año)	757	\$
Ahorro neto con el sistema	1198	\$
Valor presente neto	8372	\$
Periodo simple de retorno	6.4	años
Periodo descontado de retorno	8.6	años
Costo de capital neto	10438	\$
Equidad	0	\$
Deuda	10438	\$

Nota: La tabla expone los resultados de la simulación en SAM del proyecto

3.4. Simulación en PVSol

El software al final de la simulación muestra una evaluación económica aproximada teniendo en cuenta valores predeterminados del sistema y otros anteriormente mencionados que se adicionan de forma manual. Como resultado se tiene un costo total de inversión de \$35'076.000 con una rentabilidad del activo de 8,85 %, la duración de amortización es de 12,4 años sin contar los beneficios de la factura eléctrica y costos de producción de energía de 222 \$COP/kWh.

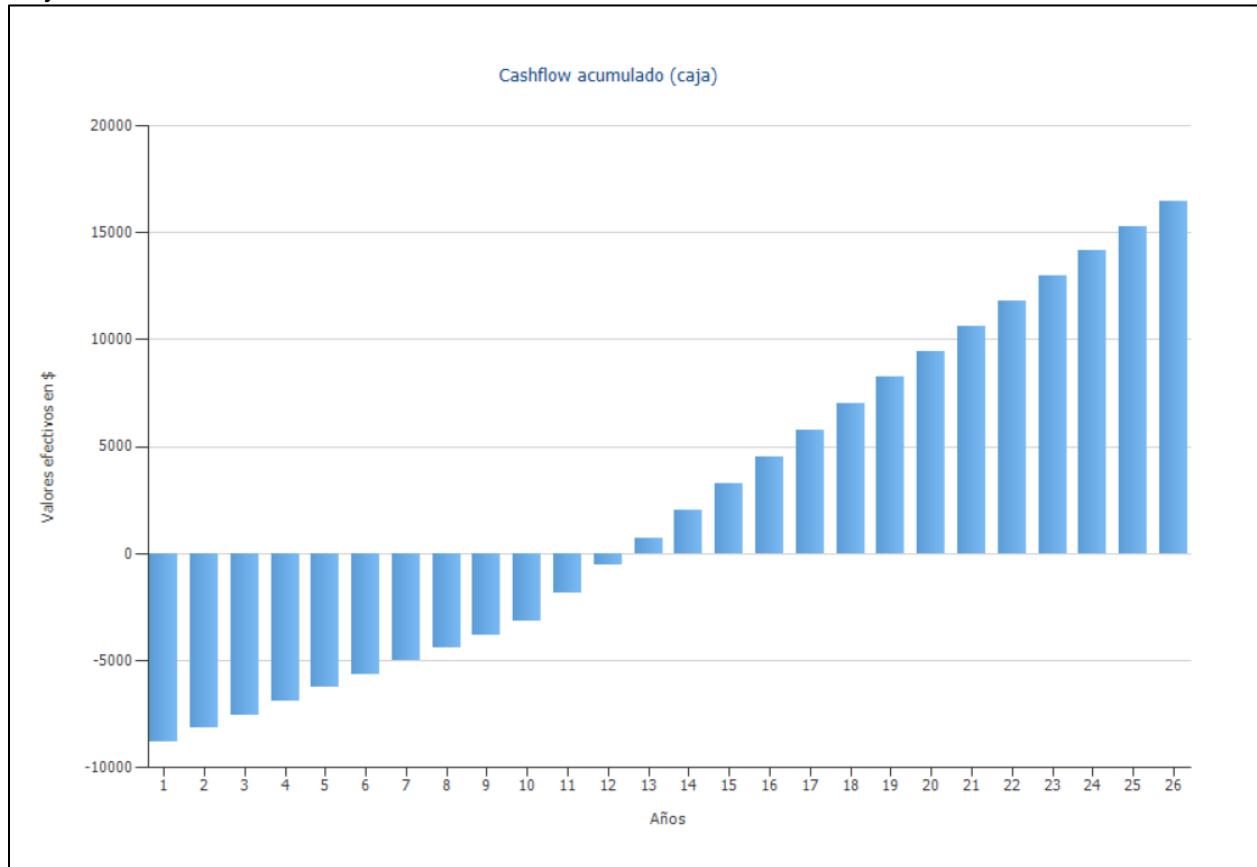
La remuneración por energía inyectada a la red es de 284,16 \$COP/kWh el cual genera una remuneración anual de 2'463.460 \$/año. Una vez especificada la inversión y las remuneraciones, se dispone a realizar el flujo de caja donde se tiene un acumulado de \$60'834.290, como se en la Tabla 5 y la Figura 20

Tabla 5.*Flujo de caja acumulado a 26 años del proyecto*

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Inversiones	\$ (9,480.00)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Remuneración por energía inyectada en la red	\$ 638.44	\$ 652.68	\$ 646.22	\$ 639.02	\$ 633.49
Flujo de caja anual	\$ (8,841.56)	\$ 652.68	\$ 646.22	\$ 639.82	\$ 633.49
Cashflow acumulado (caja)	\$ (8,841.56)	\$ (8,188.88)	\$ (7,542.66)	\$ (6,902.84)	\$ (6,269.35)
	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Inversiones	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Remuneración por energía inyectada en la red	\$ 627.21	\$ 621.00	\$ 614.86	\$ 608.77	\$ 602.74
Flujo de caja anual	\$ 627.21	\$ 621.00	\$ 614.86	\$ 608.77	\$ 602.74
Cashflow acumulado (caja)	\$ (5,642.14)	\$ 5,021.13	\$ (4,406.28)	\$ (3,797.51)	\$ (3,194.77)
	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
Inversiones	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Remuneración por energía inyectada en la red	\$ 1,320.98	\$ 1,307.90	\$ 1,294.95	\$ 1,282.13	\$ 1,269.44
Flujo de caja anual	\$ 1,320.98	\$ 1,307.90	\$ 1,294.95	\$ 1,282.13	\$ 1,269.44
Cashflow acumulado (caja)	\$ (1,873.79)	\$ (565.88)	\$ 729.07	\$ 2,011.20	\$ 3,280.64
	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversiones	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Remuneración por energía inyectada en la red	\$ 1,256.87	\$ 1,244.42	\$ 1,232.10	\$ 1,219.90	\$ 1,207.83
Flujo de caja anual	\$ 1,256.87	\$ 1,244.42	\$ 1,232.10	\$ 1,219.90	\$ 1,207.83
Cashflow acumulado (caja)	\$ 4,537.51	\$ 5,781.93	\$ 7,014.03	\$ 8,233.94	\$ 9,441.76
	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
Inversiones	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Remuneración por energía inyectada en la red	\$ 1,195.87	\$ 1,184.03	\$ 1,172.30	\$ 1,160.70	\$ 1,149.20
Flujo de caja anual	\$ 1,195.87	\$ 1,184.03	\$ 1,172.30	\$ 1,160.70	\$ 1,149.20
Cashflow acumulado (caja)	\$10,637.63	\$11,821.66	\$12,993.96	\$14,154.66	\$15,303.86
	Año 26				
Inversiones	\$ -				
Remuneración por energía inyectada en la red	\$ 1,137.83				
Flujo de caja anual	\$ 1,137.83				
Cashflow acumulado (caja)	\$16,441.69				

Nota: en la tabla se puede observar el flujo de caja para los 26 años del proyecto.

Figura 20.
Flujo acumulado en los 25 años.



Nota: La figura representa el flujo de caja acumulado de acuerdo a los resultados de la simulación. Tomado de: Software PVSol.

De acuerdo con los resultados anteriormente presentados donde el retorno de la inversión se ve en un periodo de 8 años en promedio. En este sentido, es importante analizar que un proyecto solar fotovoltaico presenta una vida útil de entre 20 a 30 años, donde generalmente los paneles solares tienen garantía de 30 años sobre la generación de energía y 10 años contra defectos de fábrica, según especificación de los fabricantes.

Lo anterior indica que los consumidores retornaran su inversión cuando los módulos fotovoltaicos hayan cumplido un 25% de su vida útil aproximadamente, desde ese punto se podrá aprovechar del sistema aproximadamente 20 años sin costo alguno. No obstante, es importante mencionar la alta inversión que se requeriría para el cliente, teniendo en cuenta que, en el caso de estudio, es decir una casa estrato 3 con consumo de electricidad de 190 kWh mes promedio, se tendrían

que pagar aproximadamente 96 facturas de electricidad como cuota inicial del proyecto, lo que indica un alto costo para una familia estrato 3 en Colombia.

Para aquellos casos donde se requiere una alta inversión y no se cuentan con los recursos inmediatos, se podría recurrir a diferentes entidades dispuestas a la financiación de dichos proyectos. En Colombia, existen entidades como el Banco Agrario, el cual propone un crédito verde para la financiación de proyectos que contribuyan con la sostenibilidad ambiental a partir de acciones enmarcadas en la conservación del medio ambiente y la mitigación y adaptación al cambio climático. Este crédito cuenta con una tasa de interés del 5.71% EA [12].

Adicionalmente, es importante mencionar que se podrían plantear diferentes alternativas ante la alta inversión que requiere el proyecto, una de estas sería aplicar a bonos verdes, los cuales son un mecanismo financiero que promueve proyectos ambientales a un modelo de desarrollo económico y crecimiento bajo de emisiones de carbono. En Colombia, Celsia se encuentra autorizado para emitir el financiamiento de dichos programas. Asimismo, se podría contemplar la posibilidad de reducir la capacidad del sistema solar fotovoltaico en el caso de estudio, reduciendo de esta manera el alto costo de inversión.

En este sentido, el cliente será quien decida si vale la pena o no correr con la alta inversión del proyecto, ya sea con sus fondos privados, recurriendo a entidades financiadoras o reduciendo la capacidad del sistema.

En el presente capítulo se expuso la viabilidad financiera, la cual, a través del cálculo realizado y los diferentes softwares implementados, generó un resultado favorable para la implementación del proyecto, teniendo en cuenta que se registraron costos de energía inferiores al costo de energía cancelado al operador de red local. Asimismo, a pesar de la alta inversión inicial que requiere el proyecto, se observa un periodo de retorno de inversión menor a los 10 años del proyecto.

4. BENEFICIOS DEL PROYECTO

Además de evaluar de manera técnica y financiera el proyecto es indispensable tener en cuenta los efectos secundarios y/o beneficios que pueden llegar a presentarse gracias a la implementación de los paneles solares fotovoltaicos en la ciudad de Ibagué. Por lo anterior, se evaluarán tres ámbitos sociales y ambientales que pueden llegar a beneficiarse con el desarrollo de esta tecnología.

4.1. Proyección social

Respecto a la empleabilidad en la ciudad de Ibagué es importante mencionar las cifras del DANE (Departamento Administrativo Nacional de Estadística), donde Ibagué se posiciona como la cuarta tasa de desempleo más alta en el país para el primer trimestre del 2021 con una tasa de desempleo del 21,7 % alrededor de 51,000 personas desempleadas al mes, aumentando 2,3 % respecto al mismo periodo del año anterior.

En este sentido la creación de una empresa de instalación de paneles solares en la ciudad mejoraría las condiciones para los residentes de la ciudad, teniendo en cuenta que se requiere de personal para la operación descrita en la **Tabla 6**

Tabla 6.
Personal requerido para proyectos de instalación de paneles solares.

Personal por Proyecto	Labor	Duración Estimada por Proyecto
Ingeniero en Energías/Eléctrico/Mecánico o afines	Visita técnica Diseño Viabilidad Técnica Viabilidad Financiera	10 – 15 días
Técnicos Electricistas (2-3)	Instalación de los paneles	5 días
Profesional en Salud y seguridad	Protocolos y verificación de prácticas laborales adecuadas	5 días (tiempo de la instalación de la obra)
Ingeniero Supervisor	Gerenciamiento del proyecto tanto en obra como en diseño	15-20 días (duración del proyecto)

Nota: La tabla muestra el personal requerido para los proyectos de instalación de proyectos fotovoltaicos en la ciudad de Ibagué

Es importante mencionar que la información previamente presentada corresponde a un análisis experimental de diferentes empresas a fines. No obstante, a medida que exista un crecimiento en la empresa, se requeriría más personal e instalaciones físicas para la empresa. La tabla 7 expone el personal requerido para un mes de proyectos.

Tabla 7.
Personal requerido para proyectos durante un mes

Cantidad de personal	Personal	Cantidad de Proyectos Trabajados
2	Ingeniero en Energías/Eléctrico/Mecánico o afines	4
2-3	Técnicos Electricistas	4
1	Profesional en Salud y Seguridad en el Trabajo	4
2	Ingeniero Supervisor	4

Nota: La tabla expone el personal requerido para la instalación de proyectos fotovoltaicos durante un mes en el caso de estudio.

Como se puede observar en la **Tabla 7** en un mes se podrían realizar cuatro proyectos y se requeriría de 8 personas para su cumplimiento. Considerando la implementación de paneles solares para el 5 % de las viviendas en Ibagué en 5 años, es decir 5294 casas, se requeriría como mínimo 176 trabajadores trabajando en 88 proyectos al mes.

De acuerdo a lo anterior, se mejoraría en un 0.3% el desempleo de la ciudad, si bien es cierto, es un porcentaje bajo, mediante la implementación de un porcentaje mayor de proyectos en los hogares de Ibagué, esta reducción puede llegar a ser mucho mayor.

4.2. Proyección ambiental

Ahora bien, con relación a la reducción de emisiones de CO₂ y por ende la contaminación en la ciudad, es necesario mencionar que en Colombia el factor de emisión de CO₂ por generación eléctrica es de 164,38 gramos por kWh, este dato es el resultado del trabajo conjunto entre el Ministerio de Minas y Energía, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y XM. En este sentido, y de acuerdo a los datos de consumo generados en el caso de estudio, se evidencia

un consumo promedio mensual de 190 kWh para mayo 2021. En este sentido las emisiones de CO₂ tanto mensuales como anuales se observan en las Ecuaciones 1 y 2.

Ecuación 4. Emisiones de CO₂ por generación eléctrica mensual

$$\text{Emisiones CO}_2 \text{ mensuales} = \text{Consumo mensual} \times 164,38 \text{ g} \frac{1 \text{ kg}}{1000 \text{ g}}$$

$$\text{Emisiones CO}_2 \text{ mensuales} = 31,23 \text{ kg CO}_2 \text{ mensual}$$

Ecuación 5. Emisiones de CO₂ por generación eléctrica anual.

$$\text{Emisiones CO}_2 \text{ anual} = \text{Consumo anual} \times 164,38 \text{ g} \frac{1 \text{ kg}}{1000 \text{ g}}$$

$$\text{Emisiones CO}_2 \text{ anual} = 374,79 \text{ kg CO}_2 \text{ anual}$$

Finalmente, para analizar la reducción de CO₂ en emisiones por la instalación de paneles solares se evaluaron 3 escenarios, el primero de estos contempla la instalación de paneles solares en la ciudad para el 10% de las viviendas, el segundo el 20% de instalación y el último el 50%.

Considerando la información del DANE en cuanto a la participación de viviendas en Ibagué, donde se indica que la cantidad de casas en la ciudad es de 105.873 el caso base sería la emisión de CO₂ sin ningún tipo de instalación de energía renovable, se obtienen los resultados presentados en la **Tabla 8** para los diferentes escenarios de estudio.

Tabla 8.

Escenarios de estudio para la reducción de emisiones de CO₂.

Escenario de Estudio	Emisiones de CO₂ anuales (kg)	Reducción de Emisiones (kg CO₂ anuales)	Reducción de Emisiones (Ton CO₂ anuales)
105.873 (Caso base)	39'680.101,67	0,00	0,00
95.286 (10% de las viviendas con energía solar)	35'712.127,50	3'967.974,17	3.967,97
84.698 (20% de las viviendas con energía solar))	31'744.113,34	7'935.988,33	7.935,99

52.936 (50% de las viviendas con energía solar))	19'839.883,44	19'840.218,23	19.840,22
---	---------------	---------------	-----------

Nota: La tabla resume los escenarios de estudio para la reducción de emisiones de dióxido de carbono tras la implementación de la energía solar fotovoltaica en el caso de estudio.

De acuerdo con los resultados obtenidos se evidencia una importante reducción en emisiones de CO₂ tras la implementación de la energía solar en el sector residencial en Ibagué, y por ende una reducción en el material particulado, teniendo en cuenta que este parámetro contiene contaminantes como el dióxido de carbono en una relación directamente proporcional.

Según la ONU (Organización de Naciones Unidas), “las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) del ciclo biológico relativas a la energía fotovoltaica se sitúan actualmente entre 25 y 32 g/kWh. Comparativamente, una central eléctrica de ciclo combinado emite unos 400 g/kWh” [13], esto es un gran indicio para indicar que, cambiando el sistema de generación energía eléctrica en el hogar por solar fotovoltaica, se están reduciendo de manera significativa las emisiones de CO₂.

Estos resultados obtenidos previamente son extrapolables principalmente para hogares en la ciudad de Ibagué donde vivan alrededor de 2 a 4 personas en una vivienda de estrato 3, el cual fue el ejercicio para el presente proyecto. Es importante tener en cuenta que, si se requiere un análisis de reducción de CO₂ para un edificio u otro tipo de viviendas, se debe tener en cuenta el consumo de energía establecido por cada uno de acuerdo a sus condiciones y necesidades.

Es importante destacar que el CO₂ o dióxido de carbono es un gas incoloro con consecuencias muy importantes tanto en la calidad del aire interior que se respira como en la contaminación atmosférica y la emisión de gases efecto invernadero.

Es importante tener en cuenta que a pesar que la implementación de paneles solares en cualquier proyecto es una alternativa viable como se evidenció anteriormente, también es vital entender y conocer el impacto que puede llevar también a nivel ambiental los paneles solares. Debido a que los principales materiales para la construcción de los paneles son el Silicio y el cobre, productos que provienen principalmente de la minería; actividad que se conoce altamente por su contaminación de aguas, destrucción de la corteza terrestre, efectos negativos en la salud del personal que labora en esta área, entre otros.

Adicional, al ser los paneles solares una alternativa no convencional relativamente nueva, en Colombia no se cuentan con suficientes formas de disposición de residuos generados de los

paneles luego de culminar su vida útil, por lo que esto puede llegar a ser un impacto significativo principalmente para los proyectos a grande escala. Estos aspectos mencionados previamente deben ser tenidos en cuenta para cualquier proyecto de energía renovable donde se pretenda disminuir el impacto ambiental de otras formas de energía.

En el presente capítulo se presentaron los beneficios y los impactos que traerían la implementación de masa de proyectos de energía solar fotovoltaica en la ciudad de Ibagué, dado que se comprobó la fomentación de empleo tras la generación de empresas que gestionen estos proyectos, y se comprueba la reducción de emisiones de dióxido de carbono en una ciudad donde los índices de calidad de aire superan los límites permitidos por la Organización Mundial de la Salud (OMS).

5. CONCLUSIONES

La implementación de la energía solar en el sector residencial de Ibagué presenta una clara viabilidad, explotando de esta manera el potencial solar de dicha ciudad y contribuyendo así con las metas del gobierno nacional de diversificar la matriz energética.

El desarrollo de proyectos de energía solar fomentaría el progreso en ámbitos sociales, económicos y ambientales, dado que traería consigo la generación de empleo (al menos 176 empleos para la implementación del 5 % de viviendas en la ciudad) y la reducción importante de emisiones de dióxido de carbono (3.900 toneladas de CO₂ con la implementación del 10 % de viviendas en Ibagué)

La instalación de paneles solares en una vivienda del sector residencial en Ibagué generaría un importante ahorro mensual en la factura de electricidad (mayor a \$100.000 mensuales) considerando los altos costos de electricidad para la región del Tolima.

La implementación de un circuito bidireccional es beneficioso para ambas partes (la red nacional y el consumidor) ya que se está generando energía que es vendida a la red cuando se genera más de lo que la casa consume, y esto se equilibra en la noche cuando se dispone a tomar la energía de la red que en varias ocasiones tendrá un costo en cero.

El proyecto es viable porque genera un valor presente neto positivo y tiene una tasa de retorno de 6 años y medio aproximadamente, lo cual, para un proyecto de 25 años, genera ganancias netas a partir del séptimo año.

Los paneles fotovoltaicos tienen una garantía de 20 a 30 años, motivo por el cual, aunque se tenga que hacer una inversión inicial alta, será duradera a lo largo de los años, además de su bajo costo de mantenimiento el cual puede ser asumido por el propio consumidor.

Para proyectos de generación con energía renovable los bancos disponen de financiamientos con tasas preferenciales para así impulsar a los pequeños consumidores a entrar a este tipo de negocios.

Se debe tener en cuenta que las energías renovables no convencionales como la solar fotovoltaica, también generan impactos negativos a nivel ambiental y deben ser tomados a consideración para cualquier proyecto que se quiera llevar a cabo con el fin de balancear los beneficios contra los impactos.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] A. C. d. G. d. E. Eléctrica. [En línea]. Available: <https://acolgen.org.co/>. [Último acceso: 07 Julio 2022].
- [2] U. d. P. Minero-Energética, 2020. [En línea]. Available: https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Doc_Hemeroteca/Estudio_integracion_energias/Integracion_energias_renovables.pdf. [Último acceso: 07 Julio 2022].
- [3] M. J. C. I. Gomez Jonnatan, «La energía solar fotovoltaica en Colombia: Potenciales, antecedentes, y perspectivas,» p. 19, 2017.
- [4] IDEAM, «Mapa de brillo solar,» p. 18, 2017.
- [5] IDEAM, «Atlas Climatológico, radiación y viento,» 2018. [En línea]. Available: http://www.ideam.gov.co/documents/24277/72007220/PDF_ATLAS/83b33ddd-09ef-4fa6-9419-cdf8b26db260. [Último acceso: 07 07 2022].
- [6] U. d. P. Minero-Energética, «Sistema de información eléctrico colombiano,» 25 Junio 2022. [En línea]. Disponible: <http://www.siel.gov.co/Inicio/Generaci%C3%B3n/Inscripci%C3%B3ndeProyectosdeGeneraci%C3%B3n/tabid/113/Default.aspx>. [Último acceso: 08 Julio 2022].
- [7] DANE, "Departamento Administrativo Nacional de Estadística," 03 2021. [Online]. Available: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/mercado-laboral/empleo-y-desempleo#:~:text=En%20mayo%20de%202022%2C%20la,53%2C%25%2C%20respectivamente..> [Accessed 08 Julio 2022].
- [8] N. R. E. Laboratory, "System Advisor Model," [En línea]. Disponible: <https://sam.nrel.gov/forum.html>. [Accessed 03 Marzo 2022].
- [9] *Resolucion 281 de 2015*, 2015.
- [10] *Ley 1715*, 2014.
- [11] *Resolucion No. 030*, 2018.
- [12] B. A. d. Colombia, «Credito Verde. Tasas de Interés,» 2021. [En línea]. Disponible: <https://www.bancoagrario.gov.co/documents/tasastarifas/credito.pdf>. [Último acceso: 08 Julio 2022].
- [13] Naciones Unidas, La promesa de la energía solar: Estrategia energética para reducir las emisiones de carbono en el siglo XXI, Global: ONU, 2021.