



**ANÁLISIS DE VIABILIDAD FINANCIERA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE  
UN SISTEMA DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN LAS INSTALACIONES  
DEL ECOHOSTAL “SANTORINI” EN EL MUNICIPIO DE TUBARÁ**

**EMMANUEL JOSÉ MEDINA MOLINA  
JULIANA SALINAS DÍAZ**

**Corporación Universitaria Reformada**

**Facultad de Ingeniería**

**Barranquilla-Atlántico**

**2026**

**ANÁLISIS DE VIABILIDAD FINANCIERA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN  
SISTEMA DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN LAS INSTALACIONES DEL  
ECOHOSTAL “SANTORINI” EN EL MUNICIPIO DE TUBARÁ**

**Emmanuel José Medina Molina  
Juliana Salinas Díaz**

Trabajo presentado como requisito para optar por el título de **Ingeniero Industrial**

**Tutor(a):**

**Carlos Regalado**

**Cotutor(a):**

**Pedro Jessid Pacheco Torres**

**Corporación Universitaria Reformada**

**Facultad de Ingeniería**

**Barranquilla – Atlántico**

**2026**

## Contenido

|                                                                            |    |
|----------------------------------------------------------------------------|----|
| Contenido .....                                                            | 3  |
| Listado de tablas .....                                                    | 6  |
| Listado de Ilustraciones .....                                             | 8  |
| Listado de Gráficos .....                                                  | 8  |
| Resumen.....                                                               | 9  |
| Abstract .....                                                             | 10 |
| Introducción .....                                                         | 11 |
| Planteamiento del Problema .....                                           | 13 |
| Justificación .....                                                        | 16 |
| Objetivos.....                                                             | 18 |
| Objetivo general.....                                                      | 18 |
| Objetivos Específicos .....                                                | 18 |
| Marco Referencial.....                                                     | 19 |
| Marco teórico .....                                                        | 19 |
| Energía Solar Fotovoltaica: Fundamentos Técnicos .....                     | 19 |
| Recurso Solar en la Región Caribe Colombiana.....                          | 20 |
| Evaluación Financiera de Proyectos de Inversión en Energía Renovable ..... | 20 |
| Energías Renovables No Convencionales (FNCER).....                         | 21 |
| Transición Energética .....                                                | 22 |

|                                                                                           |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Energía Solar.....                                                                        | 22 |
| Impacto ambiental.....                                                                    | 23 |
| Energía Renovable.....                                                                    | 23 |
| Marco Legal.....                                                                          | 24 |
| Estado del arte.....                                                                      | 26 |
| Metodología.....                                                                          | 29 |
| Tipo de estudio.....                                                                      | 29 |
| Población y muestra.....                                                                  | 29 |
| Métodos de recolección de datos.....                                                      | 30 |
| Fases del proyecto.....                                                                   | 31 |
| Obtención de datos cualitativos.....                                                      | 31 |
| Fase I: Propósito y Alcance de la Fase: Diagnóstico del Perfil de Consumo Energético..... | 35 |
| Fuente y Características de la Información.....                                           | 36 |
| Consumo energético mensual promedio y demanda máxima.....                                 | 38 |
| Fase II – Visita de inspección técnica en sitio y censo de carga.....                     | 40 |
| Distribución porcentual del consumo por uso final.....                                    | 42 |
| Análisis de estacionalidad.....                                                           | 44 |
| Proyección de consumo energético para 25 años.....                                        | 45 |
| Fase III — Evaluación de Alternativas Tecnológicas Fotovoltaicas.....                     | 47 |
| Caracterización del recurso solar en Tubará, Atlántico.....                               | 48 |
| Datos de Irradiación Solar y su Relevancia para el Dimensionamiento.....                  | 48 |
| Cálculo de las Horas Pico Solar Equivalentes (HPS).....                                   | 49 |

|                                                                                                         |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Revisión sistemática de alternativas tecnológicas fotovoltaicas.....                                    | 51 |
| Sistema On-Grid (Conectado a la Red sin Almacenamiento). ....                                           | 51 |
| Sistema Off-Grid (Autónomo con Almacenamiento en Baterías). ....                                        | 52 |
| Sistema Híbrido (Conectado a la Red con Almacenamiento en Baterías).....                                | 53 |
| Tecnologías de Módulos Fotovoltaicos Disponibles en el Mercado Colombiano<br>.....                      | 54 |
| Aplicación del método de análisis jerárquico de procesos (AHP) para la selección<br>multicriterio ..... | 57 |
| Fundamentos Metodológicos del AHP .....                                                                 | 57 |
| Estructura Jerárquica de la Decisión.....                                                               | 57 |
| Ponderación de Criterios mediante Comparación por Pares.....                                            | 58 |
| Evaluación de Alternativas por Criterio .....                                                           | 60 |
| Resultado Final del Análisis AHP .....                                                                  | 62 |
| Fase IV — Evaluación del Modelo de Inversión y Análisis Financiero.....                                 | 63 |
| Análisis de Datos .....                                                                                 | 63 |
| Resultados y discusión.....                                                                             | 64 |
| Construcción del modelo financiero para la evaluación del sistema fotovoltaico.....                     | 65 |
| Análisis de incentivos tributarios aplicables al proyecto fotovoltaico bajo la ley 1715<br>de 2014..... | 69 |
| Proyección de flujos de caja .....                                                                      | 72 |
| Proyección de flujos de caja – escenario de inversión 100% capital propio .....                         | 72 |
| Proyección de flujos de caja – escenario de financiamiento: 100% financiado .....                       | 76 |

|                                                                                                        |     |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Proyección de flujos de caja – escenario mixto: 50% financiación – 50% capital propio .....            | 79  |
| Evaluación de indicadores financieros .....                                                            | 83  |
| Evaluación de indicadores financieros – escenario 100% capital propio .....                            | 83  |
| Evaluación de indicadores financieros – Escenario 100 % deuda.....                                     | 87  |
| Evaluación de indicadores financieros – Escenario mixto: 50 % financiación y 50 % capital propio ..... | 90  |
| Análisis comparativo integral de escenarios financieros .....                                          | 94  |
| Análisis de la Estructura de Costos y el CAPEX Neto Efectivo .....                                     | 95  |
| Análisis de rentabilidad y valoración.....                                                             | 96  |
| TIR del Proyecto vs. TIR del Equity: el efecto del apalancamiento financiero                           | 96  |
| VPN del proyecto y del Equity .....                                                                    | 97  |
| Relación beneficio-costos.....                                                                         | 98  |
| Análisis de liquidez y Beneficios.....                                                                 | 98  |
| PayBack .....                                                                                          | 98  |
| Beneficios fiscales .....                                                                              | 99  |
| Cuota anual y carga financiera.....                                                                    | 99  |
| Decisión recomendada y justificación multidimensional .....                                            | 100 |
| Conclusiones .....                                                                                     | 102 |
| Recomendaciones .....                                                                                  | 104 |
| Referencias.....                                                                                       | 106 |
| <br><b>Listado de tablas</b>                                                                           |     |
| <b>Tabla 1-</b> Matriz de consumo energético Mensual - Ecohostal Santorini .....                       | 37  |

|                                                                                                        |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| <b>Tabla 2</b> - Resumen anual de consumo energético Ecohostal Santorini .....                         | 38 |
| <b>Tabla 3</b> - Indicadores clave del perfil energético - Ecohostal Santorini .....                   | 39 |
| <b>Tabla 4</b> - Censo de cargas eléctricas - Ecohostal Santorini .....                                | 41 |
| <b>Tabla 5</b> - Distribución del consumo por uso final Ecohostal Santorini .....                      | 43 |
| <b>Tabla 6</b> - Parámetros de recurso solar en Tubará, Atlántico .....                                | 50 |
| <b>Tabla 7</b> - Comparación de tipologías de sistemas fotovoltaicos para el Ecohostal Santorini ..... | 54 |
| <b>Tabla 8</b> - Matriz de comparación por pares de los criterios principales (Escala SAATY) .....     | 59 |
| <b>Tabla 9</b> - Vector de prioridades (pesos) de los criterios principales .....                      | 60 |
| <b>Tabla 10</b> - Parámetros del modelo financiero .....                                               | 64 |
| <b>Tabla 11</b> - Inversión inicial (CAPEX) y costos de operación y mantenimiento (OPEX) .....         | 66 |
| <b>Tabla 12</b> - Parámetros financieros del modelo #2 .....                                           | 68 |
| <b>Tabla 13</b> - Proyección detallada de flujos de caja - escenario 100% propio .....                 | 72 |
| <b>Tabla 14</b> - Proyección detallada de flujos de caja - escenario 100% deuda .....                  | 76 |
| <b>Tabla 15</b> - Proyección de flujos de caja - escenario mix 50 - 50 .....                           | 79 |
| <b>Tabla 16</b> - Resumen de indicadores escenario capital 100% propio .....                           | 83 |
| <b>Tabla 17</b> - Resumen de indicadores escenario capital 100% deuda .....                            | 87 |
| <b>Tabla 18</b> - Resumen de indicadores escenario Mixto .....                                         | 90 |
| <b>Tabla 19</b> - Comparativo integral de escenarios financieros .....                                 | 94 |

**Listado de Ilustraciones****Listado de Gráficos**

## **Resumen**

El presente trabajo analiza la viabilidad financiera para la implementación de un sistema de energía solar fotovoltaica en el Ecohostal Santorini, ubicado en Tubará, Atlántico, establecimiento con una irradiación horizontal global promedio de 5,4 kWh/m<sup>2</sup>/día y dependencia total de la red convencional del operador Air-e. La investigación empleó un enfoque mixto descriptivo-evaluativo, estructurado en tres fases: diagnóstico del perfil de consumo energético, selección tecnológica mediante análisis AHP, y evaluación financiera con los indicadores VPN, TIR, Payback descontado, relación Beneficio-Costo y LCOE, bajo tres escenarios de inversión con análisis de sensibilidad. Los resultados evidencian condiciones climáticas y tarifarias favorables para la rentabilidad del sistema fotovoltaico on-grid seleccionado, con potencial de recuperación de la inversión dentro del horizonte de vida útil de 25 años. El estudio provee al Ecohostal Santorini un instrumento técnico-financiero que fundamenta la toma de decisiones de inversión y respalda el acceso a incentivos de la Ley 1715 de 2014.

Palabras clave: energía solar fotovoltaica, viabilidad financiera, generación distribuida, ecoturismo, indicadores de rentabilidad, Tubará, Ley 1715

### **Abstract**

This paper analyzes the financial feasibility of implementing a photovoltaic solar energy system at the Ecohostal Santorini, located in Tubará, a facility with an average global horizontal irradiation of 5.4 kWh/m<sup>2</sup>/day and total dependence on the conventional power grid operated by Air-e. The research employed a mixed descriptive-evaluative approach, structured in three phases: diagnosis of the energy consumption profile, technological selection through AHP analysis, and financial evaluation using the indicators NPV, IRR, discounted Payback, Benefit-Cost ratio, and LCOE, under three investment scenarios with sensitivity analysis. The results demonstrate favorable climatic and tariff conditions for the profitability of the selected on-grid photovoltaic system, with potential investment recovery within the 25-year useful life horizon. The study provides Ecohostal Santorini with a technical-financial instrument that supports investment decision-making and facilitates access to the incentives established under Law 1715 of 2014.

**Keywords:** photovoltaic solar energy, financial feasibility, distributed generation, ecotourism, profitability indicators, Tubará, Law 1715 of 2014.

## Introducción

Actualmente sobre los modelos energéticos se están generando cambios rápidos e innovadores. Impulsados por la urgencia de reducir los efectos del cambio climático, por comportamiento histórico de los precios de los combustibles fósiles y por el importante descenso en los costos de las tecnologías de generación limpia, la transición energética ha cambiado de forma notoria la matriz eléctrica global en menos de una década. En este sentido, la energía solar fotovoltaica se ha afirmado como la opción más económica para la generación de energía en la mayoría de las regiones del mundo. Desde 2010 hasta 2023, los costos de instalación han caído más del 90 % (IRENA, 2023). A nivel global, la capacidad instalada ha superado los 1.419 GW en 2023, lo que representa un impresionante crecimiento del 87 % en comparación con 2020 (IEA, 2024), Mostrando una notable integración de nuevas tecnologías en el sector energético. Colombia se encuentra en una posición privilegiada dentro de esta tendencia global. Su ubicación en la franja ecuatorial y tropical le brinda una notable estabilidad en los niveles de irradiancia solar durante todo el año, con variaciones estacionales mucho menores que las que se observan en países de latitudes medias. En el departamento del Atlántico, que forma parte de la región Caribe colombiana, se reportan valores de irradiación horizontal global que varían entre 5,0 y 5,8 kWh/m<sup>2</sup>/día, según el Atlas de Radiación Solar del IDEAM (2022). Esto lo coloca entre las áreas con mayor potencial fotovoltaico del país. En el ámbito institucional, la Ley 1715 de 2014 y sus decretos reglamentarios han creado un marco de incentivos fiscales que incluyen deducciones en el impuesto sobre la renta, exclusión del IVA, exenciones arancelarias y depreciación acelerada. Gracias a esto, la capacidad instalada en fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) ha superado los 1.200 MW en 2023, con una tasa de crecimiento anual que supera el 35 % (UPME, 2023).

El Ecohostal Santorini es un establecimiento de alojamiento ecoturístico ubicado en el municipio de Tubará, en el corazón de la serranía de Tubará y a pocos kilómetros del litoral Caribe colombiano. Este lugar es perfecto para descansar y desconectar del mundo. Está rodeado de naturaleza y a solo 45 minutos de Barranquilla. El hostel tiene cinco habitaciones para catorce huéspedes, cinco baños, una cocina con todo lo necesario, un kiosko para hacer cosas al aire libre, una piscina y una sala común. Aquí, la arquitectura se mezcla con la naturaleza de una manera muy bonita.

Este municipio es ideal para el turismo sostenible. También es un lugar excelente para usar energía solar, ya que recibe mucha luz del sol durante el año. La temperatura es agradable, alrededor de 28 °C, y hay poca nubosidad. Todo esto hace que este lugar sea especial y único. Sin embargo, a pesar de su enfoque orientado a la sostenibilidad ambiental, el Ecohostal Santorini depende completamente de la red eléctrica convencional del operador Air-e, lo que genera costos energéticos crecientes y una huella de carbono asociada. Esta situación evidencia la necesidad de evaluar alternativas energéticas sostenibles que sean coherentes con la filosofía ecoturística y el modelo de negocio del establecimiento.

Este trabajo de grado aborda esta problemática desde la perspectiva de la ingeniería industrial, con el objetivo de analizar la viabilidad financiera para implementar un sistema de energía solar fotovoltaica en las instalaciones del Ecohostal Santorini. El documento está estructurado de la siguiente manera: primero, se plantea el problema y se justifica el estudio; luego, se presentan los objetivos generales y específicos; a continuación, se expone el marco referencial que respalda teórica, legal y empíricamente la investigación; después, se describe la metodología utilizada para el desarrollo del estudio; y finalmente, se presentan los resultados, las conclusiones y las recomendaciones que surgen del análisis realizado.

## Planteamiento del Problema

El sector energético en Colombia está pasando por una transformación estructural, impulsada por una mezcla de factores técnicos, económicos y ambientales que tienen tanto un impacto nacional como internacional. La región Caribe, y especialmente el departamento del Atlántico, juega un papel único en esta situación: por un lado, tiene el recurso solar más abundante y constante del país; por otro, ha enfrentado históricamente problemas con la calidad y continuidad del suministro eléctrico, con indicadores como el SAIFI (frecuencia promedio de interrupciones) y el SAIDI (duración promedio de las interrupciones) que superan de manera constante los promedios nacionales (CREG, 2023). Esta paradoja, con un alto recurso solar pero una baja confiabilidad en el suministro convencional crea un entorno favorable para que los usuarios comerciales adopten sistemas de generación distribuida fotovoltaica.

El Ecohostal Santorini es un lugar encantador para hospedarse, situado en el municipio de Tubará, Atlántico. Este establecimiento se rige por los principios del ecoturismo y la sostenibilidad ambiental. Sin embargo, su suministro de energía depende completamente de la red eléctrica convencional de Air-e. Un análisis de veinticinco facturas del periodo de marzo de 2024 a marzo de 2026 muestra un consumo total de 5.632 kWh, lo que se traduce en un promedio mensual de 225,3 kWh y un gasto energético total de \$5.359.030 COP durante este tiempo. Este total incluye \$4.489.146 COP por energía activa, \$607.614 COP en alumbrado público y \$200.000 COP en tasa de seguridad. La tarifa promedio durante este periodo fue de \$922,67/kWh, con picos que llegaron hasta \$1.174,67/kWh en junio de 2024. Esto refleja el aumento en las tarifas, alineada con las proyecciones de la CREG (2024), que anticipan incrementos entre el 4 % y el 7 % anual para el periodo 2024–2030. Además, el consumo mensual ha mostrado un crecimiento importante: de un promedio de 193,6 kWh/mes en 2024,

subió a 228,7 kWh/mes en 2025, alcanzando picos de 481 kWh en enero de 2026. También esto muestra un crecimiento anual estimado del 3%, que al expandirse hasta 25 años puede llevar a un alto aumento financiero operativa para el Ecohostal. Estas presiones financieras, además, están influidas por las vulnerabilidades operativas relacionadas con las interrupciones en la energía, un problema más común e incipiente en la región del Caribe, con indicadores de SAIFI y SAIDI que superan a la media nacional, según lo reflejan datos del CREG (2023). También es importante tener en cuenta una contradicción entre el propósito del hotel y su huella de carbono, ya que el modelo energético del alojamiento sigue emitiendo 0,136 kg de CO<sub>2</sub> equivalente por kWh generado (IDEAM, 2022).

El hecho de que las condiciones técnicas y normativas para instalar sistemas fotovoltaicos sean convenientes en el lugar no significa necesariamente que el Ecohostal Santorini posea una evaluación clara y detallada de qué tan adecuado e rentable será integrar este tipo de tecnologías en relación con su tamaño actual y la cantidad de energía que consume. Esta deficiencia de información ordenada hace que el establecimiento no sepa cómo obtener créditos financieros sostenibles, no pueda hacer uso de los incentivos fiscales incluidos en la ley 1715 de 2014 y tome sus decisiones de inversión de una manera informada. Esta carencia de conocimientos es la problemática fundamental que esta investigación busca resolver. Los posibles beneficios de la investigación son amplios y se aplican desde una perspectiva económica, ambiental y estratégica. Desde el punto de vista económico, un sistema fotovoltaico diseñado correctamente podría ahorrar una considerable cantidad del costo energético del ecohostal y mejorar sus beneficios operativos a largo plazo. En términos ambientales, reemplazar parcial o totalmente el consumo convencional con energía solar permitiría al establecimiento medir y comunicar su reducción de emisiones, fortaleciendo su posición en un mercado cada vez más exigente en cuanto a prácticas

de sostenibilidad en alojamientos (UNWTO, 2023). En un marco estratégico, este estudio ofrecerá una herramienta de toma de decisiones que otros establecimientos turísticos de la zona pueden copiar, lo cual fomentará la distribución de energías renovables en el sector.

### **Pregunta Problema**

¿Es financieramente viable la implementación de un sistema de energía solar fotovoltaica en las instalaciones del Ecohostal Santorini, ubicado en el municipio de Tubará, Atlántico, considerando las condiciones de irradiación solar de la zona, el perfil de consumo energético del establecimiento y los indicadores financieros de rentabilidad aplicables a proyectos de inversión en energías renovables?

### **Justificación**

Este estudio es importante porque se desarrolló en cuatro dimensiones que se entrelazan, aportando a la ciencia, a la empresa, al medio ambiente y al desarrollo regional. Desde el punto de vista teórico, el estudio aporta al conocimiento de la evaluación financiera de proyectos de energía renovable en el contexto del turismo sostenible en países en desarrollo, tema que en la literatura académica internacional ha crecido mucho en los últimos años (Kazem et al., 2022; Mahmoudi et al., 2023). La aplicación exhaustiva de herramientas de análisis financiero como VPN, TIR, Payback descontado, B/C y LCOE en pequeños alojamientos y empresas turísticas en regiones con alta irradiación solar en Colombia es una contribución original al conocimiento académico existente, donde la mayoría de los estudios se han centrado en proyectos más grandes o en el sector industrial (Nieto-Londoño et al., 2022). En la práctica, los resultados del estudio dotarán al Ecohostal Santorini de una herramienta de decisión bien estructurada y fundamentada, que le permitirá evaluar con precisión la viabilidad de la inversión en energía fotovoltaica, seleccionar la opción tecnológica más adecuada a sus necesidades y negociar con mayor solidez técnica ante entidades financieras o convocatorias de fondos para proyectos de energía limpia. Asimismo, el modelo metodológico elaborado, es susceptible de ser replicado en otros establecimientos con características similares en el Caribe colombiano, extendiendo de esta manera su potencial de impacto más allá del caso específico analizado.

Incorporar generación solar fotovoltaica al ecohostal, podría desde un punto de vista ambiental, llevar a una importante disminución en las emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas a su consumo energético, lo que se ajusta perfectamente a su filosofía ecoturística. Cada kWh que se genera localmente, utilizando el factor de emisión de la red eléctrica colombiana de 0,136 kg CO<sub>2</sub> eq/kWh, según el IDEAM (2022), se traduce en una disminución proporcional de la huella de

carbono del establecimiento. Esto refuerza su propuesta de valor ante un número creciente de turistas cada vez más conscientes del medio ambiente (UNWTO, 2023). Por otro lado, en el ámbito social y económico regional, este estudio se enmarca dentro de la Estrategia Climática de Largo Plazo E2050 del Gobierno colombiano y de los compromisos establecidos en las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional, que buscan la descarbonización gradual de los sectores productivos. La implementación de sistemas fotovoltaicos en lugares turísticos de municipios como Tubará puede ser un motor para la adopción de tecnología en la comunidad local, generando conocimientos prácticos, creando empleos en instalación y mantenimiento, y sirviendo como un ejemplo que motive a otros actores del sector empresarial municipal a considerar alternativas energéticas renovables.

## **Objetivos**

### **Objetivo general**

Analizar la viabilidad financiera para la implementación de un sistema de energía solar fotovoltaica en las instalaciones del Ecohostal Santorini, ubicado en el municipio de Tubará, Atlántico, con el propósito de determinar su factibilidad y los beneficios operativos y ambientales asociados.

### **Objetivos Específicos**

Diagnosticar el perfil de consumo energético actual e histórico de las instalaciones del Ecohostal Santorini, mediante el levantamiento de información primaria y el análisis de registros de facturación eléctrica.

Determinar las alternativas tecnológicas más eficientes en sistemas solares fotovoltaicos que se adapten a las condiciones climáticas de Tubará, Atlántico, para suplir la demanda energética proyectada del eco hostel.

Evaluar el modelo de inversión y los costos operativos asociados a las alternativas tecnológicas seleccionadas, mediante el cálculo de indicadores financieros de rentabilidad — VPN, TIR, Payback descontado y relación Beneficio-Costo—, para recomendar la opción óptima para el Eco hostel Santorini.

## Marco Referencial

### Marco teórico

#### *Energía Solar Fotovoltaica: Fundamentos Técnicos*

La tecnología fotovoltaica se fundamenta en el efecto fotoeléctrico, fenómeno descrito por Albert Einstein en 1905, mediante el cual la incidencia de fotones sobre un semiconductor —usualmente silicio— provoca la liberación de electrones y la consecuente generación de una corriente eléctrica continua (Messenger & Ventre, 2023). Un sistema fotovoltaico típico se compone de módulos FV que convierten la irradiancia solar en corriente continua, inversores que transforman dicha corriente en alterna compatible con la red, sistemas de monitoreo y protección, y —en los sistemas con almacenamiento— baterías electroquímicas de tecnología litio-ion (Kalogirou, 2023). El rendimiento global del sistema se cuantifica mediante el Performance Ratio (PR), que expresa la relación entre la energía realmente entregada por el sistema y la energía que se habría producido si todos los módulos operaran en sus condiciones estándar de prueba durante todo el tiempo (Skoplaki & Palyvos, 2020).

Las tipologías de sistemas fotovoltaicos aplicables al contexto del presente estudio son tres: sistemas on-grid (conectados a la red sin almacenamiento), que inyectan los excedentes de generación al sistema de distribución local mediante el esquema de medición neta (net metering); sistemas off-grid (autónomos con banco de baterías), que operan de manera independiente de la red; y sistemas híbridos, que combinan conexión a la red con almacenamiento en baterías para garantizar respaldo ante cortes del suministro convencional. La selección entre estas alternativas depende del perfil de consumo del usuario, la confiabilidad de la red local y la estructura de costos de cada configuración (Messenger & Ventre, 2023).

### ***Recurso Solar en la Región Caribe Colombiana***

Colombia se ubica en la franja ecuatorial y tropical del planeta, lo que le confiere una notable estabilidad en los valores de irradiancia solar a lo largo del año. El Atlas de Radiación Solar de Colombia, publicado por el IDEAM (2022), reporta para el departamento del Atlántico valores de irradiación horizontal global (GHI) que oscilan entre 5,0 y 5,8 kWh/m<sup>2</sup>/día en la mayor parte del territorio. El municipio de Tubará, dada su ubicación en la serranía del mismo nombre, registra condiciones de radiación directa y difusa que lo posicionan entre las subregiones más favorecidas del departamento. Los datos satelitales de la base NASA POWER (2024) para las coordenadas del municipio (10°53' N, 75°00' O) indican un promedio anual de GHI de aproximadamente 5,4 kWh/m<sup>2</sup>/día y una irradiación normal directa (DNI) de 4,8 kWh/m<sup>2</sup>/día, valores que garantizan altos factores de planta para instalaciones correctamente dimensionadas y orientadas.

### ***Evaluación Financiera de Proyectos de Inversión en Energía Renovable***

La evaluación financiera es un proceso sistemático que determina la viabilidad económica de un proyecto de inversión, comparando los beneficios esperados con los costos asociados a lo largo de su vida útil. En el contexto de proyectos de energía renovable, esta evaluación adapta los principios de la ingeniería económica a las particularidades del sector. Los indicadores financieros clave utilizados incluyen:

Valor Presente Neto (VPN): Representa la diferencia entre el valor actual de los flujos de caja futuros y la inversión inicial, descontados a una tasa que refleja el costo de oportunidad del capital. Un VPN positivo indica que el proyecto genera valor por encima de la rentabilidad mínima exigida.

Tasa Interna de Retorno (TIR): Es la tasa de descuento que hace que el VPN sea igual a cero, es decir, la rentabilidad intrínseca del proyecto.

Período de Recuperación Descontado (Payback): Mide el tiempo necesario para que los flujos de caja acumulados igualen la inversión inicial. En proyectos fotovoltaicos, este período suele oscilar entre 5 y 12 años, dependiendo de la irradiación disponible y la tarifa energética local.

Relación Beneficio-Costo (B/C): Compara el valor presente de los beneficios totales con el de los costos totales del proyecto.

Costo Nivelado de Energía (LCOE): Expresa el costo unitario de la electricidad generada por el sistema, permitiendo establecer el umbral de paridad con la red (grid parity) como criterio de rentabilidad.

### ***Energías Renovables No Convencionales (FNCER)***

Las FNCER corresponden a tecnologías como la energía solar fotovoltaica, la eólica, la biomasa, el biogás y las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH). A diferencia de las fuentes convencionales, estas se consideran amigables con el ambiente, presentan bajo impacto en emisiones y permiten diversificar la matriz energética con mayor flexibilidad. La Ley 1715 de 2014 definió el marco normativo para su promoción en Colombia, estableciendo incentivos tributarios y mecanismos regulatorios para facilitar su implementación. La UPME (2024) reporta que el crecimiento de las FNCER ha sido exponencial en los últimos años, especialmente en energía solar y eólica. Barranquilla y la región atlántica se caracterizan por su intensa radiación solar y fuertes vientos, lo que ha propiciado proyectos como parques solares industriales y parques eólicos costeros. Por su parte, Bogotá y Medellín han avanzado en proyectos de autogeneración y pequeña escala en entornos urbanos. La FNCER también desempeña un papel

crucial en la ampliación del acceso a la energía tanto en zonas rurales como urbanas, la reducción de costes a largo plazo y el fortalecimiento de la resiliencia ante fenómenos climáticos como El Niño, que pueden afectar la disponibilidad de agua y la generación hidroeléctrica. Sin embargo, para lograrlo, necesitamos la infraestructura, la financiación y la coordinación institucional adecuadas.

### ***Transición Energética***

La transición energética es el proceso mediante el cual un país o región va modificando su sistema energético, sustituyendo progresivamente las fuentes convencionales basadas en combustibles fósiles por energías renovables y tecnologías de bajas emisiones. Este cambio requiere importantes ajustes en la forma de generar, distribuir y consumir energía, así como el fortalecimiento de las normativas que promuevan la eficiencia, la sostenibilidad y la equidad. Según el Ministerio de Minas y Energía (2025), Colombia está avanzando hacia una “transición energética justa”, que tiene en cuenta aspectos sociales, económicos y ambientales

### ***Energía Solar***

La energía solar es aquella que se obtiene mediante la captación de la radiación proveniente del sol, ya sea a través de paneles fotovoltaicos o sistemas térmicos. Es una de las fuentes renovables con mayor crecimiento en el mundo debido a la reducción de costos de los paneles y a la facilidad de adaptación en entornos urbanos e industriales. Según la AIE (2024), la energía solar fotovoltaica será la tecnología con mayor expansión global entre 2024 y 2030. En Colombia, la energía solar ha experimentado un incremento notable, especialmente en departamentos como Atlántico, Cesar, Bolívar y Cundinamarca. Barranquilla cuenta con un potencial solar superior al promedio nacional y proyectos empresariales de gran escala liderados por compañías como Celsia y TECNOGLASS Solar. En Bogotá, la instalación de paneles en

techos de edificaciones institucionales y residenciales ha aumentado la autogeneración. Esta fuente energética aporta beneficios ambientales significativos al reducir emisiones de CO<sub>2</sub>, pero también beneficios económicos al disminuir la dependencia de redes centralizadas. Los sistemas solares urbanos en Medellín y Bogotá contribuyen a la modernización de la infraestructura energética y favorecen modelos de ciudades inteligentes.

### ***Impacto ambiental***

El impacto ambiental es la forma en la que nuestras acciones como humanos afectan a nuestro entorno natural, bien sea positiva o negativamente. En el campo de la energía, los efectos ambientales dependen de la tecnología utilizada: las fuentes térmicas suelen producir emisiones, residuos y contaminación, mientras que las energías renovables tienden a tener un impacto mucho menor. Sin embargo, incluso las tecnologías limpias, como la solar o la eólica, pueden causar alteraciones durante su instalación, uso del suelo o afectar a la fauna local. En Colombia, la normativa ambiental exige la realización de estudios de impacto ambiental (EIA) para los proyectos energéticos de mediana y gran escala. Estos estudios son básicos para la identificación de los riesgos ecológicos, sociales y paisajísticos, así como para la definición de las medidas de mitigación. En ciudades como Bogotá o Medellín los impactos ambientales relacionados con las energías renovables suelen ser menores, especialmente si se trata de proyectos de autogeneración. La evaluación del impacto ambiental es fundamental para asegurar que la expansión de las energías renovables se haga de forma responsable, equilibrando las necesidades energéticas con la preservación de los ecosistemas. El objetivo de este proyecto es estudiar cómo estas tecnologías pueden aplicarse de forma armónica y sostenible en las ciudades.

### ***Energía Renovable***

Las energías renovables son aquellas fuentes de energía que provienen de recursos naturales que se renuevan constantemente, tales como la luz del sol, el viento, el agua y la biomasa. Estas fuentes son una alternativa sostenible a los combustibles fósiles, puesto que no generan emisiones significativas de gases de efecto invernadero ni contribuyen al calentamiento global, por lo que se convierten en un pilar esencial para la transición energética a nivel mundial. Según la AIE (2024), la utilización de las energías renovables se ha incrementado más del 80% en la última década, motivado por la reducción de los costos tecnológicos y la necesidad de enfrentar los efectos del cambio climático. En Colombia, las energías renovables se han consolidado como una importante oportunidad para diversificar la matriz energética, reducir la dependencia del sistema hidroeléctrico y aportar a la estabilidad del suministro eléctrico. Según la UPME (2024), en 2024 se superaron los 2.000 MW de capacidad instalada de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER), principalmente gracias al desarrollo de proyectos solares y eólicos. El crecimiento ha sido muy marcado en zonas como el Caribe colombiano, donde el clima es muy favorable para estas tecnologías. Las energías renovables, además de su impacto ambiental, ofrecen beneficios económicos y sociales, ya que promueven la creación de empleos verdes, estimulan la innovación tecnológica y facilitan procesos de generación distribuida que ayudan a reducir costos para hogares y empresas.

### **Marco Legal**

La piedra angular de la política energética en Colombia, especialmente en lo que respecta a las energías renovables, es la Ley 1715 de 2014. Su principal objetivo es impulsar el desarrollo y uso de las Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) y las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), además de promover una gestión eficiente de la energía. Esta ley es crucial para nuestro proyecto, ya que busca diversificar la matriz energética del país, disminuir

la dependencia de los combustibles fósiles y ayudar a mitigar los efectos del cambio climático. Más tarde, la Ley 2099 de 2021, conocida como la Ley de Transición Energética, vino a complementar y fortalecer la Ley 1715, introduciendo nuevas disposiciones y ajustando algunas existentes para acelerar la adopción de energías limpias y la descarbonización de la economía colombiana. Ambas leyes son el marco legal que permite la existencia y promoción de proyectos como el que se propone para el Eco hostel Santorini.

Uno de los aspectos más relevantes de la Ley 1715 de 2014, y sus decretos reglamentarios, son los incentivos tributarios que ofrece a los inversionistas en FNCER. Estos beneficios son determinantes para la viabilidad financiera del proyecto, ya que reducen significativamente los costos de inversión y aumentan la rentabilidad. Entre ellos se destacan la deducción especial en el impuesto sobre la renta, que permite deducir hasta el 50% del valor de la inversión en un periodo de 15 años; la exclusión de IVA para la adquisición de equipos, maquinaria y servicios destinados a la preinversión e inversión del proyecto; la exención de gravámenes arancelarios para la importación de bienes no producidos en el país; y la depreciación acelerada, que permite depreciar los activos a una tasa anual de hasta el 33.33%, generando un escudo fiscal importante en los primeros años de operación. Estos incentivos se gestionan ante la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN), entre otros, y es importante para el flujo de caja del Eco hostel Santorini que se apliquen sin errores.

En el ámbito técnico y operativo, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) ha emitido diversas resoluciones que regulan la conexión y operación de los sistemas de autogeneración. La Resolución CREG 174 de 2021 resulta de especial importancia, ya que define los requisitos para la conexión y operación de los Auto generadores a Pequeña Escala

(AGPE) y los Generadores Distribuidos (GD). Esta resolución regula el mecanismo de medición neta, por el cual el Ecohostal Santorini, como AGPE, podrá inyectar a la red eléctrica operada por Air-e sus excedentes de energía y recibir una compensación económica o créditos de energía en su factura. La aplicación adecuada de esta resolución es clave para la interacción del sistema fotovoltaico con la red y para la monetización de los excedentes de energía producidos, lo cual incide directamente en los ingresos del proyecto. El Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) es una norma obligatoria que define los requisitos técnicos mínimos para asegurar la seguridad de las instalaciones eléctricas, incluidas las fotovoltaicas, y la protección de las personas y del medio ambiente. Para que el sistema sea instalado en el Eco hostel Santorini, debe respetarse al pie de la letra lo que establece el RETIE, requisito indispensable para conseguir los permisos de conexión y funcionamiento. Hay que tener en cuenta que, más allá de la fase financiera del proyecto, existen consideraciones ambientales y territoriales que deben tenerse en cuenta. En el caso de iniciativas de pequeño alcance como la del Ecohostal Santorini, la legislación ambiental colombiana típicamente no demanda una licencia ambiental formal, siempre que no haya riesgo para ecosistemas frágiles ni se realicen obras de considerable dimensión. Aun así, resulta fundamental revisar si el proyecto se adapta a lo que dice el Plan de Ordenamiento Territorial (POT) de Tubará, instrumento que dicta las reglas sobre qué se puede construir y cómo usar el terreno en esa localidad. Al alinearse con estas normativas, la instalación del sistema solar resulta viable económicamente y cuenta con solidez legal y respeto por el ambiente, ayudando al crecimiento sostenible del Eco hostel Santorini y su entorno

### **Estado del arte**

La literatura académica reciente registra un creciente volumen de investigaciones sobre la viabilidad técnico-económica de sistemas fotovoltaicos en el sector turístico y hotelero.

Mahmoudi et al. (2023) evaluaron la viabilidad de sistemas FV en establecimientos de alojamiento del norte de África, con irradiación similar a la del Caribe colombiano, encontrando TIR de entre 12 % y 18 % y períodos de recuperación de 6 a 9 años. Kazem et al. (2022) realizaron un análisis comparativo en establecimientos turísticos de Omán y concluyeron que la combinación de alta irradiación y tarifas energéticas elevadas genera condiciones especialmente favorables para la adopción de esta tecnología en pequeños negocios.

En el contexto latinoamericano, Rauei et al. (2021) analizaron el Energy Return on Energy Invested (ERoEI) de sistemas fotovoltaicos en regiones de irradiación moderada, concluyendo que los sistemas modernos de silicio monocristalino generan entre 10 y 30 veces la energía invertida en su fabricación a lo largo de su vida útil, lo que valida su desempeño ambiental. Ondraczek et al. (2021) demostraron que el costo del capital (WACC) es el determinante más sensible del LCOE en proyectos fotovoltaicos, lo que subraya la importancia del análisis financiero diferenciado por contexto para la toma de decisiones de inversión.

En Colombia, el equipo liderado por Nieto-Londoño realizó en 2022 un estudio que evaluaba la rentabilidad de instalar sistemas fotovoltaicos en los hoteles de Medellín. Los resultados obtenidos resultan reveladores: el valor presente neto se mantuvo positivo, mientras que la tasa interna de retorno superó el 15% en aquellos escenarios donde se incorporaron esquemas de financiamiento parcial, posibilidad que tiene su raíz en los beneficios que contempla la Ley 1715

A nivel global, y desde una lectura técnico-económica, Zhang (2026) anticipó que la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica superaría este año a la del gas natural, impulsada por la caída sostenida de los costos de instalación. Esa misma tendencia se refleja en estudios de viabilidad aplicados a proyectos puntuales, como el de Singh y Kumar (2025),

quienes plantean un enfoque de sistemas inteligentes integrados para fortalecer la resiliencia económica de este tipo de iniciativas. Su trabajo se torna importante porque muestra cómo los indicadores de sostenibilidad han pasado a funcionar como reflejo del desempeño financiero, lo cual respalda el uso de métricas como el VPN y la TIR a la hora de sustentar estos proyectos ante inversionistas y entidades de financiamiento verde.

En el ámbito nacional, la investigación en esta materia ha cobrado nuevo impulso a partir de la Ley 1715 de 2014 y sus actualizaciones. Osorio (2024) ofrece un panorama actualizado de la energía fotovoltaica en Colombia y resaltando al departamento del Atlántico como una de las regiones de mayor potencial gracias a sus altos niveles de irradiancia. Según su análisis, la viabilidad financiera de estos proyectos en el país está ligada al aprovechamiento de los incentivos tributarios disponibles, aspecto que se refuerza con mayor profundidad más adelante en este análisis.

Finalmente, los estudios centrados en la viabilidad técnico-económica de zonas insulares y costeras del país coinciden en señalar que la variabilidad de la radiación solar en estas zonas es mínima, condición que favorece una producción energética estable. Estas investigaciones tienen una tendencia en común y es que dejan ver que el principal obstáculo no es de orden técnico, sino financiero y regulatorio, particularmente en lo relacionado con la gestión de excedentes frente a los operadores de red locales.

## **Metodología**

### **Tipo de estudio**

Para el desarrollo de este trabajo de grado se eligió una metodología de tipo mixto, la cual toma elementos cuantitativos y cualitativos bajo una lógica de complemento entre sí, buscando fortalecer tanto la validez de los hallazgos como la profundidad del análisis (Creswell & Creswell, 2023). El componente cuantitativo tiene mayor peso en las etapas relacionadas con el diagnóstico energético, el dimensionamiento del sistema y la evaluación desde el punto de vista financiero, puesto que en dichas fases el trabajo con datos numéricos representa la base fundamental del proceso investigativo. El componente cualitativo complementa el estudio mediante la contextualización del caso, la interpretación de las condiciones operativas del Ecohostal Santorini y la formulación de recomendaciones estratégicas. En cuanto al alcance, la investigación es de tipo descriptivo-evaluativo: descriptivo, por cuanto caracteriza con precisión el perfil de consumo energético del establecimiento y las condiciones de irradiación de Tubará; y evaluativo, porque aplica criterios y metodologías estandarizadas de ingeniería económica para valorar la rentabilidad de los escenarios de inversión propuestos (Hernández-Sampieri & Mendoza, 2023).

### **Población y muestra**

La población de interés del presente estudio está constituida por el sistema eléctrico del Ecohostal Santorini y por el conjunto de actores vinculados a su operación energética: el propietario y administrador del establecimiento, el operador de red Air-e como proveedor del suministro convencional, y los proveedores e instaladores del sector fotovoltaico con presencia en la región Caribe colombiana. La muestra se delimita, en el componente cuantitativo, a los registros históricos de consumo eléctrico correspondientes a los 24 meses previos al inicio del

estudio. Además, se complementa esta información con una minuciosa visita de inspección en el lugar, cuyo objetivo principal es recopilar de manera detallada los requerimientos específicos y reconocer las necesidades de infraestructura energética del Ecohostal. En el contexto de dicha inspección, se realizó un levantamiento detallado de las cargas eléctricas presentes en las instalaciones, lo que permitió identificar y describir los equipos en funcionamiento, incluyendo sus potencias nominales, los factores de uso registrados y los comportamientos de operación habituales. Con base en esta información fue posible construir perfiles de carga con un nivel de detalle adecuado para los propósitos del estudio. En el componente cualitativo, fueron vinculados el propietario y el administrador del Ecohostal, al estudio mediante un muestreo, dado que su posición dentro del establecimiento y su conocimiento directo sobre el funcionamiento energético del lugar los convierte en la fuente de información idónea. De esta manera, se buscó garantizar que los datos recopilados fueran correctos y directamente relacionados con las particularidades del caso.

### **Métodos de recolección de datos**

Los métodos para recolectar datos se organizan según el tipo de información que se necesita en cada etapa del proceso. En cuanto a la información cualitativa, se llevará a cabo una entrevista semiestructurada con el propietario, con el objetivo de entender las condiciones operativas del lugar, las limitaciones físicas e institucionales para la instalación, y las expectativas sobre la tecnología solar. Para obtener datos cuantitativos, se utilizarán: (i) un análisis de documentos de facturas de energía eléctrica de los últimos 25 meses; (ii) una visita técnica al sitio para hacer un inventario de las cargas eléctricas instaladas, identificando la potencia nominal, el factor de uso y las horas promedio de operación (un censo de cargas); (iii) evaluación de alternativas tecnológicas fotovoltaicas con el fin de identificar, caracterizar y

seleccionar, a través de metodologías de análisis multicriterio, la opción de sistema solar fotovoltaico que mejor se adapte a las condiciones específicas del Ecohostal Santorini (iv) la solicitud de cotización formal a empresa instaladora del sector fotovoltaico en la región; (v) Evaluación del Modelo de Inversión y análisis financiero.

### **Fases del proyecto**

El desarrollo del estudio se estructura en tres fases secuenciales y complementarias, que corresponden a los tres objetivos específicos del trabajo de grado:

#### ***Obtención de datos cualitativos***

En el marco del componente cualitativo de la investigación, se aplicó una entrevista semiestructurada al propietario del Ecohostal Santorini, como informante clave con conocimiento directo de las condiciones operativas, físicas e institucionales del establecimiento. El instrumento completo que incluye la ficha técnica, la presentación del estudio, el consentimiento informado, los protocolos de aplicación y los formatos de registro se encuentra en el Anexo A del presente documento.

A continuación, se presentan las preguntas formuladas y las respuestas obtenidas, organizadas por bloques temáticos, conforme a la estructura del instrumento diseñado:

#### **BLOQUE A — PERFIL DEL ESTABLECIMIENTO Y CONDICIONES OPERATIVAS**

P1. ¿Podría describirme brevemente cómo funciona el Ecohostal Santorini? ¿Cuántas habitaciones tiene, cuántos huéspedes recibe en promedio y cuál es su temporada alta?

El Ecohostal Santorini es un establecimiento de alojamiento ecoturístico ubicado en el municipio de Tubará, Atlántico. Contamos con 5 habitaciones con capacidad para 14 huéspedes

en total, 5 baños, una cocina equipada, un kiosko, piscina y sala común. Operamos todos los días de la semana, aunque los fines de semana y festivos son nuestros días de mayor afluencia.

Nuestra temporada alta coincide con las vacaciones de mitad y fin de año, Semana Santa y los puentes festivos, épocas en las que llegamos a ocupación completa. En temporada baja, principalmente entre agosto y octubre, la ocupación puede bajar considerablemente. Por ahora no tenemos planes de expansión inmediata, aunque sí hemos pensado en mejorar la infraestructura existente a mediano plazo.

P2. ¿Cómo calificaría la confiabilidad del servicio eléctrico que les suministra Air-e?  
¿Con qué frecuencia ocurren cortes de energía y qué impacto tienen en la operación?

Honestamente, el servicio de Air-e en Tubará a veces no es el mejor. Los cortes de energía son frecuentes, especialmente en las horas de mayor calor, entre el mediodía y las 4 de la tarde, y también durante las noches de fin de semana cuando más huéspedes tenemos. En épocas de lluvia también se presentan apagones asociados a tormentas.

Hemos tenido que lidiar con estas interrupciones sin ningún sistema de respaldo, lo que genera incomodidad en los huéspedes —sobre todo por el calor— y nos ha generado quejas directas.

P3. Desde su perspectiva, ¿cuáles son los equipos o áreas que más consumen energía eléctrica en el hostel? ¿Ha tomado alguna medida de eficiencia energética hasta ahora?

Los equipos de mayor consumo son sin duda los ventiladores de las habitaciones, que funcionan prácticamente toda la noche. Le siguen la bomba de la piscina, que opera varias horas al día, los electrodomésticos de la cocina —nevera, licuadora, microondas—, la iluminación general del hostel y el kiosko, y el calentamiento de agua.

## BLOQUE B — CONDICIONES FÍSICAS E INSTITUCIONALES PARA LA INSTALACIÓN.

P4. ¿Cuenta el hostel con áreas de techo disponibles y sin obstrucciones que pudieran utilizarse para instalar paneles solares? Sí, contamos con techo disponible.

P5. ¿Conoce si existe alguna restricción por parte de la administración municipal de Tubará u otra entidad que pudiera limitar la instalación de paneles solares?

No tenemos conocimiento de restricciones específicas por parte de la alcaldía de Tubará que impidan la instalación de paneles solares. El predio cuenta con sus documentos en regla.

P6. ¿Cuál es el estado actual de las instalaciones eléctricas internas del hostel?

Las instalaciones eléctricas del hostel son funcionales, pero tienen ya varios años. La última revisión formal fue hace aproximadamente dos años.

P7. ¿Existe algún tipo de financiamiento o crédito disponible que el hostel podría destinar a la inversión? ¿Han explorado líneas de crédito verde o incentivos de la Ley 1715 de 2014?

Actualmente no tenemos un ahorro específico destinado a este proyecto. El hostel opera con ingresos propios y los márgenes no son muy amplios, especialmente en temporada baja. Hemos escuchado hablar de la Ley 1715 de 2014 y sus beneficios tributarios —como la deducción de renta y la exclusión del IVA—, pero no conocemos los detalles del proceso para acceder a ellos.

## BLOQUE C — EXPECTATIVAS SOBRE LA TECNOLOGÍA SOLAR

P8. ¿Qué tan familiarizado(a) está con la tecnología de energía solar fotovoltaica? ¿Ha visitado o tiene referencias de establecimientos que ya cuenten con este tipo de sistemas?

Mi conocimiento es básico. Sé que los paneles capturan la luz del sol y generan electricidad, y he visto instalaciones en otros establecimientos de la región, pero no conozco los detalles técnicos ni financieros.

P9. ¿Cuáles son las principales razones que motivarían al Ecohostal a implementar un sistema de energía solar? ¿Qué beneficios espera obtener?

La motivación principal es económica: reducir la factura de Air-e, que representa un gasto fijo considerable para nosotros. Pero también hay una razón filosófica muy importante: Santorini se posiciona como un espacio ecoturístico y de conexión con la naturaleza, y depender al 100% de una red eléctrica convencional genera una contradicción con esa propuesta de valor.

P10. ¿Cuál sería para usted un período de recuperación de la inversión aceptable? ¿Cuántos años estaría dispuesto(a) a esperar para que el sistema se 'pague solo'?

Considerando que somos un establecimiento pequeño con capacidad de inversión limitada, un período de recuperación de entre 5 y 8 años nos parecería razonable. Si el sistema se paga en menos tiempo, mejor.

P11. ¿Tiene alguna preocupación o barrera que, en este momento, le impediría o dificultaría tomar la decisión de instalar energía solar? Sí, varias. El primero de estos aspectos tiene que ver con la incertidumbre frente al retorno real de la inversión, existe la percepción de que los paneles solares frecuentemente no alcancen el rendimiento que solemos proyectar. El segundo punto gira en torno a la confiabilidad de los proveedores disponibles en el mercado, ya que no resulta sencillo distinguir entre quienes ofrecen un servicio serio y quienes no cuentan con el respaldo suficiente. El tercero, y posiblemente el de mayor peso en la toma de decisiones, es la ausencia de información financiera clara y accesible que permita evaluar con fundamento una inversión de esta magnitud. Es justamente ese vacío el que se espera que los resultados de

este estudio contribuyan a resolver. Nota de campo: El entrevistado demostró una actitud abierta y colaboradora a lo largo de toda la sesión, la cual tuvo una duración aproximada de 65 minutos. Las respuestas ofrecidas resultaron espontáneas y guardaron coherencia con las características operativas propias del establecimiento. Se nota un conocimiento práctico sobre la operación del hostel y motivaciones claras —tanto económicas como filosóficas— para adoptar energía solar, aunque también reconoció limitaciones en los aspectos técnicos y regulatorios. Los datos obtenidos a partir de este proceso se integraron en la contextualización del caso desarrollada en la Fase I, así como en la construcción de las recomendaciones estratégicas que se presentan al cierre del estudio.

***Fase I: Propósito y Alcance de la Fase: Diagnóstico del Perfil de Consumo Energético.***

Esta fase tiene como propósito caracterizar con precisión el consumo energético actual e histórico del Ecohostal Santorini, establecimiento de alojamiento turístico ubicado en el municipio de Tubará, Atlántico, Colombia. Este diagnóstico constituye el fundamento técnico-cuantitativo sobre el cual se sustentan las fases subsiguientes de evaluación tecnológica y análisis financiero.

Para el cumplimiento de este propósito, se llevaron a cabo las siguientes actividades: (i) recopilación y análisis sistemático de veinticinco (25) facturas de energía eléctrica del operador Air-e correspondientes al período marzo de 2024 – marzo de 2026; (ii) visita de inspección técnica en sitio al Ecohostal Santorini para el levantamiento del inventario de cargas eléctricas instaladas, mediante censo de carga completo; y (iii) construcción de los perfiles de consumo diario y mensual, la distribución porcentual del consumo por uso final y la proyección de

demanda energética para el horizonte de 25 años que corresponde a la vida útil esperada del sistema fotovoltaico propuesto.

Los entregables concretos de esta fase son: el consumo energético mensual promedio (kWh/mes), la demanda máxima registrada (kW), el factor de carga, la distribución porcentual del consumo por uso final y la proyección de consumo para 25 años. Todos estos entregables han sido completamente desarrollados y se presentan a continuación con la evidencia documental que los soporta.

### **Fuente y Características de la Información**

La información primaria utilizada en el diagnóstico corresponde a las facturas de energía eléctrica emitidas por el operador de red Air-e para el Ecohostal Santorini, identificado bajo los siguientes datos registrales:

Titular: Eliana Katiana Molina Vergara

NIC: 6855788

NIU: 18641841

Estrato 3 – Tubará, Atlántico.

Se analizaron un total de veinticinco (25) períodos de facturación (ver Tabla 1), que comprenden desde marzo de 2024 hasta marzo de 2026, lo que equivale a 759 días de consumo acumulado. Esta serie histórica garantiza una muestra representativa que captura la variabilidad estacional del consumo y los efectos de las variaciones tarifarias regulatorias sobre el costo de la energía.

*Tabla 1- Matriz de consumo energético Mensual - Ecohostal Santorini*

| PERÍODO          | AÑO  | DÍAS | CONSUMO (KWH) | TARIFA (\$/KWH) | VALOR ENERGÍA (\$) | AL. PÚBLICO (\$) | T. SEG. (\$) | TOTAL FACTURA (\$) | VAR. KWH   |
|------------------|------|------|---------------|-----------------|--------------------|------------------|--------------|--------------------|------------|
| Mar-24           | 2024 | 29   | 136           | 1.128           | \$ 130.444         | \$ 18.416        | \$ 8.000     | \$ 156.860         | Base       |
| Abr-24           | 2024 | 30   | 168           | 1.175           | \$ 167.739         | \$ 23.681        | \$ 8.000     | \$ 199.420         | +23,5%     |
| May-24           | 2024 | 33   | 163           | 1.146           | \$ 158.784         | \$ 22.416        | \$ 8.000     | \$ 189.200         | -3,0%      |
| Jun-24           | 2024 | 30   | 177           | 1.159           | \$ 175.133         | \$ 24.627        | \$ 8.000     | \$ 207.760         | +8,6%      |
| Jul-24           | 2024 | 31   | 130           | 1.110           | \$ 122.663         | \$ 17.317        | \$ 8.000     | \$ 147.980         | -26,6%     |
| Ago-24           | 2024 | 31   | 185           | 1.092           | \$ 173.661         | \$ 24.239        | \$ 8.000     | \$ 205.900         | +42,3%     |
| Sep-24           | 2024 | 31   | 180           | 1.046           | \$ 161.163         | \$ 22.597        | \$ 8.000     | \$ 191.760         | -2,7%      |
| Oct-24           | 2024 | 32   | 162           | 825,5           | \$ 113.672         | \$ 16.048        | \$ 8.000     | \$ 137.720         | -10,0% ↓   |
| Nov-24           | 2024 | 30   | 139           | 824,9           | \$ 97.470          | \$ 13.760        | \$ 8.000     | \$ 119.230         | -14,2% ↓   |
| Dic-24           | 2024 | 29   | 183           | 870,9           | \$ 137.556         | \$ 19.124        | \$ 8.000     | \$ 164.680         | +31,7%     |
| Ene-25           | 2025 | 31   | 293           | 873,4           | \$ 233.232         | \$ 30.708        | \$ 8.000     | \$ 271.940         | +60,1% ↑   |
| Feb-25           | 2025 | 29   | 189           | 873,5           | \$ 143.200         | \$ 19.810        | \$ 8.000     | \$ 171.010         | -35,5%     |
| Mar-25           | 2025 | 29   | 221           | 909,6           | \$ 178.246         | \$ 24.124        | \$ 8.000     | \$ 210.370         | +16,9%     |
| Abr-25           | 2025 | 30   | 218           | 909,9           | \$ 174.746         | \$ 23.804        | \$ 8.000     | \$ 206.550         | -1,4%      |
| May-25           | 2025 | 31   | 289           | 922,8           | \$ 242.746         | \$ 32.004        | \$ 8.000     | \$ 282.750         | +32,6% ↑   |
| Jun-25           | 2025 | 32   | 286           | 920,3           | \$ 237.674         | \$ 31.586        | \$ 8.000     | \$ 277.260         | -1,0%      |
| Jul-25           | 2025 | 31   | 253           | 915,5           | \$ 207.865         | \$ 27.795        | \$ 8.000     | \$ 243.660         | -11,5%     |
| Ago-25           | 2025 | 30   | 244           | 863,2           | \$ 188.252         | \$ 25.278        | \$ 8.000     | \$ 221.530         | -3,6%      |
| Sep-25           | 2025 | 31   | 305           | 863,3           | \$ 240.894         | \$ 31.596        | \$ 8.000     | \$ 280.490         | +25,0% ↑   |
| Oct-25           | 2025 | 31   | 300           | 773,5           | \$ 211.983         | \$ 27.847        | \$ 8.000     | \$ 247.830         | -1,6%      |
| Nov-25           | 2025 | 30   | 188           | 773,6           | \$ 125.367         | \$ 17.453        | \$ 8.000     | \$ 150.820         | -37,3%     |
| Dic-25           | 2025 | 28   | 174           | 772,1           | \$ 115.699         | \$ 16.121        | \$ 8.000     | \$ 139.820         | -7,4%      |
| Ene-26           | 2026 | 32   | 481           | 772,6           | \$ 350.168         | \$ 44.592        | \$ 8.000     | \$ 402.760         | ⬆️ +176,4% |
| Feb-26           | 2026 | 27   | 264           | 772,7           | \$ 185.911         | \$ 24.479        | \$ 8.000     | \$ 218.390         | -45,1%     |
| Mar-26           | 2026 | 31   | 304           | 772,8           | \$ 214.878         | \$ 28.192        | \$ 8.000     | \$ 251.070         | +15,2%     |
| TOTAL / PROMEDIO |      |      | 5.632 kWh     | \$ 922,7/kWh    | \$ 4.489.146       | \$ 607.614       | \$ 200.000   | \$ 5.359.030       | —          |

Nota: Datos de facturas Air-e (NIC 6855788). Enero-2026 incluye ajuste de ciclo (32 días). Elaboración: Autores (2026).

La información fue consolidada y depurada en la Matriz de Consumo Energético Mensual del Ecohostal Santorini (Tabla 1), documento de trabajo desarrollado a partir de los registros facturados. Esta matriz constituyó el instrumento central del diagnóstico energético y sirvió de base para el cálculo de todos los indicadores de esta fase.

Para hacer más comprensible la evolución del consumo a lo largo del tiempo, los datos históricos se organizaron agrupándolos por año calendario. Cabe aclarar que el año 2024 no refleja un período completo, sino únicamente diez meses de facturación, correspondientes al intervalo de marzo a diciembre. Por su parte, el año 2025 sí abarca la totalidad de los meses, mientras que 2026 solo cuenta con información disponible para los tres primeros meses, dado

que ese era el límite de los registros al momento en que se cerró la recopilación de datos del estudio.

*Tabla 2 - Resumen anual de consumo energético Ecohostal Santorini*

| AÑO            | MESES FACT. | CONSUMO TOTAL (KWH) | TARIFA PROM. (\$/KWH) | VALOR ENERGÍA (\$) | TOTAL PAGADO (\$) | VAR. CONSUMO |
|----------------|-------------|---------------------|-----------------------|--------------------|-------------------|--------------|
| 2024 (Mar-Dic) | 10 meses    | 1.623               | \$ 1.037,8            | \$ 1.438.285       | \$ 1.782.780      | Base         |
| 2025 (Ene-Dic) | 12 meses    | 2.960               | \$ 864,2              | \$ 2.299.904       | \$ 2.704.030      | +82,4%       |
| 2026 (Ene-Mar) | 3 meses     | 1.049               | \$ 772,7              | \$ 750.957         | \$ 872.220        | ↑ Ritmo alto |

*Nota: El año 2024 corresponde a un período incompleto (10 meses). El crecimiento de consumo de 2024 a 2025 (+82,4%) refleja en parte la base incompleta de 2024, pero también el crecimiento real de la demanda del establecimiento. Elaboración: Autores (2026).*

Los resultados presentados en la Tabla 2 permiten identificar una tendencia clara hacia el incremento progresivo del consumo energético en el Ecohostal Santorini. Si se toma como referencia el comportamiento registrado durante los primeros tres meses de 2026, con un promedio mensual de 349 kWh y un pico notable en enero que alcanzó los 481 kWh, es posible afirmar que la demanda del establecimiento ha experimentado un crecimiento considerable frente a lo registrado en el año base 2025. Este comportamiento respalda el criterio técnico de asumir una tasa de crecimiento anual del 3 % como base para la proyección del consumo a un horizonte de 25 años.

### **Consumo energético mensual promedio y demanda máxima**

Tras revisar de forma detallada los 25 registros de facturación disponibles, fue posible calcular los principales indicadores que caracterizan el comportamiento energético del Ecohostal Santorini. Dichos indicadores representan los resultados centrales obtenidos en la Fase 1 y se recogen de manera conjunta en la Tabla 3.

*Tabla 3 - Indicadores clave del perfil energético - Ecohostal Santorini*

| INDICADOR                          | VALOR        | UNIDAD               |
|------------------------------------|--------------|----------------------|
| Consumo total acumulado (25 meses) | 5.632        | kWh                  |
| Consumo mensual promedio           | 225,28       | kWh/mes              |
| Consumo diario promedio            | 7,42         | kWh/día              |
| Demanda máxima mensual registrada  | 481          | kWh (enero 2026)     |
| Mes de menor consumo               | 139          | kWh (noviembre 2024) |
| Tarifa promedio del período        | \$ 922,67    | /kWh                 |
| Tarifa mínima registrada           | \$ 824,93    | /kWh (nov-2024)      |
| Tarifa máxima registrada           | \$ 1.174,67  | /kWh (jun-2024)      |
| Total energía pagado (período)     | \$ 4.489.146 | COP                  |
| Total alumbrado público pagado     | \$ 607.614   | COP                  |
| Total tasa de seguridad pagado     | \$ 200.000   | COP                  |
| Total general pagado (período)     | \$ 5.359.030 | COP                  |

*Nota:* Los indicadores se calcularon a partir del análisis de 25 facturas de energía eléctrica Air-e (Mar 2024 – Mar 2026). El total general incluye energía, alumbrado público y tasa de seguridad. Elaboración: Autores (2026).

A partir de un seguimiento de 25 meses, el consumo energético mensual promedio del Ecohostal Santorini es de 225,28 kWh/mes, cifra que servirá como punto de partida para el diseño del sistema fotovoltaico en la Fase 2. Es importante resaltar que este promedio recoge tanto los registros más bajos como los más elevados del período estudiado, lo que le confiere una representatividad estadística adecuada para los propósitos del análisis. El consumo más bajo se presentó en noviembre de 2024, con 139 kWh, resultado que puede explicarse principalmente por la baja ocupación del establecimiento y por las condiciones de operación reducidas durante ese mes. Por otro lado, enero de 2026 registró el pico de consumo del período, con 481 kWh, cifra que obedece tanto a un ciclo de facturación extendido de 32 días como a la mayor afluencia de visitantes característica de la temporada turística de inicio de año.

Al analizar este dato desde la demanda máxima mensual, los 481 kWh de enero equivalen a una demanda diaria promedio de 15,0 kWh/día —cerca de 2,1 veces el consumo diario histórico del período analizado, que se sitúa en 7,42 kWh/día. Este resultado resulta determinante a la hora de definir el escenario de mayor exigencia energética que deberá contemplar el dimensionamiento del sistema en la Fase 2.

### ***Fase II – Visita de inspección técnica en sitio y censo de carga***

Para llevar a cabo el censo de cargas del Ecohostal Santorini, se realizó una visita directa a las instalaciones, durante la cual se identificaron y registraron uno a uno los equipos eléctricos presentes en el establecimiento. De cada equipo se tomó nota de los siguientes datos: la potencia nominal expresada en vatios, el número de unidades instaladas, una estimación del tiempo de operación diaria en condiciones normales, la potencia total instalada por categoría de equipo, el consumo diario estimado en Wh/día y el consumo mensual proyectado en kWh/mes.

Con el propósito de facilitar la lectura de los resultados, los equipos fueron agrupados según la zona o área funcional a la que pertenecen dentro del establecimiento. Esta organización permite visualizar con mayor claridad qué áreas concentran una mayor carga eléctrica y contribuye a entender cómo se distribuye el consumo según el tipo de uso. El detalle completo de este levantamiento se encuentra recogido en la Tabla 4.

*Tabla 4 - Censo de cargas eléctricas - Ecohostal Santorini*

| ÁREA / ZONA                    | EQUIPO              | CANT. | POT. UNIT. (W) | H/DÍA | POT. TOTAL (W) | CONS. DIARIO (WH/DÍA)   | CONS. MENS. (KWH/MES)   |
|--------------------------------|---------------------|-------|----------------|-------|----------------|-------------------------|-------------------------|
| Habitaciones (5)               | Bombillo LED        | 5     | 9              | 6     | 45             | 270                     | 8.10                    |
| Habitaciones (5)               | Ventilador de techo | 10    | 60             | 10    | 600            | 6.000                   | 180.00                  |
| Comedor Principal              | Ventilador de techo | 2     | 70             | 8     | 140            | 1.120                   | 33.60                   |
| Piscina (41,6 m <sup>2</sup> ) | Motobomba 1 HP      | 1     | 746            | 6     | 746            | 4.476                   | 134.28                  |
| Cocina                         | Nevera              | 1     | 150            | 24    | 150            | 1.667                   | 50.00                   |
| Cocina                         | Congelador          | 1     | 100            | 24    | 100            | 600                     | 18.00                   |
| Cocina                         | Cafetera            | 1     | 800            | 1     | 800            | 800                     | 24.00                   |
| Baños (5)                      | Bombillo LED        | 5     | 9              | 3     | 45             | 135                     | 4.05                    |
| Baños (5)                      | Tomacorriente       | 5     | 100            | 0.5   | 500            | 250                     | 7.50                    |
| Iluminación Externa            | Reflector LED 200W  | 7     | 200            | 12    | 1400           | 16.800                  | 504.00                  |
| Iluminación Externa            | Reflector LED 100W  | 13    | 100            | 12    | 1300           | 15.600                  | 468.00                  |
| Zona BBQ                       | Bombillo LED        | 1     | 9              | 4     | 9              | 36                      | 1.08                    |
| Zona BBQ                       | Tomacorriente       | 1     | 150            | 1     | 150            | 150                     | 4.50                    |
| Zona de Estar                  | Ventilador de techo | 1     | 70             | 6     | 70             | 420                     | 12.60                   |
| Zona de Estar                  | Bombillo LED        | 1     | 9              | 5     | 9              | 45                      | 1.35                    |
| Pasillos                       | Bombillo LED        | 7     | 9              | 12    | 63             | 756                     | 22.68                   |
| <b>TOTAL SISTEMA</b>           |                     |       |                |       | <b>6.127 W</b> | <b>49.124,67 Wh/día</b> | <b>1.473,74 kWh/mes</b> |

*Nota: El censo fue realizado mediante visita de inspección técnica in situ. La potencia nominal de cada equipo fue verificada con base en placa de datos o especificaciones del fabricante. Las horas de uso diario corresponden a estimaciones de operación promedio en condición de ocupación típica del establecimiento. Elaboración: Autores (2026).*

El levantamiento de cargas realizado en el Ecohostal Santorini arrojó un total de dieciséis tipos de equipos, distribuidos a lo largo de ocho zonas funcionales del establecimiento. La potencia instalada en conjunto suma 6.127 W, lo que se traduce en un consumo diario teórico de 49.124,67 Wh/día y un consumo mensual proyectado de 1.473,74 kWh/mes. Entre los aspectos más destacados que dejó el censo, sobresale en primer lugar el peso que tiene la iluminación externa dentro del balance energético del establecimiento. De los 20 reflectores LED instalados, 7 tienen una potencia de 200 W y los 13 restantes de 100 W, para una potencia instalada conjunta de 2.700 W. Si se considera un funcionamiento de 12 horas diarias, este grupo consume 32.400 Wh/día, cifra que representa el 65,96 % del consumo teórico total del establecimiento. Este resultado convierte a la iluminación externa en el área con mayor potencial de mejora en materia de eficiencia energética, ya sea incorporando sensores de movimiento o fotoceldas que

reduzcan las horas de encendido, o sustituyendo los equipos actuales por tecnología LED de menor consumo.

La climatización ocupa el segundo lugar dentro del balance energético. Conformada por 13 ventiladores de techo distribuidos entre habitaciones, comedor y zona de estar, esta categoría aporta 7.540 Wh/día, equivalentes al 15,35 % del consumo teórico diario. Le sigue el sistema de bombeo de la piscina, cuya motobomba de 1 HP (746 W) opera durante 6 horas diarias y genera un consumo de 4.476 Wh/día —un 9,11 % del total teórico. Finalmente, los equipos de refrigeración, integrados por una nevera y un congelador que funcionan de manera continua durante las 24 horas, contribuyen con el 4,61 % restante del consumo teórico. Finalmente, la iluminación interior y los equipos de cocina presentan una participación conjunta inferior al 5 %, lo que evidencia la eficiencia del sistema de iluminación LED interior ya instalado en el establecimiento.

### **Distribución porcentual del consumo por uso final**

La distribución del consumo por uso final es un entregable fundamental de la Fase 1, ya que permite identificar las categorías de mayor impacto sobre la factura energética y orienta las estrategias de eficiencia y la priorización de cargas en el diseño del sistema fotovoltaico. La Tabla 5 presenta esta distribución a partir de los datos del censo de cargas.

*Tabla 5 - Distribución del consumo por uso final Ecohostal Santorini*

| USO FINAL            | EQUIPOS REPRESENTATIVOS                           | CONS. DIARIO (WH/DÍA)   | % PARTICIPACIÓN | CONS. MENSUAL (KWH/MES) |
|----------------------|---------------------------------------------------|-------------------------|-----------------|-------------------------|
| Iluminación Externa  | Reflectores LED 200W (x7) y 100W (x13)            | 32.400                  | 65,96%          | 972,00                  |
| Climatización        | Ventiladores hab. (x10), comedor (x2), estar (x1) | 7.540                   | 15,35%          | 226,20                  |
| Bombeo Piscina       | Motobomba 1 HP (6 h/día)                          | 4.476                   | 9,11%           | 134,28                  |
| Refrigeración        | Nevera (150W/24h) + Congelador (100W/24h)         | 2.267                   | 4,61%           | 68,00                   |
| Cocina / Otros       | Cafetera + Tomacorrientes baños y BBQ             | 1.200                   | 2,44%           | 36,00                   |
| Iluminación Interior | Bombillos LED hab., baños, BBQ, pasillo, estar    | 1.242                   | 2,53%           | 37,26                   |
| <b>TOTAL</b>         |                                                   | <b>49.124,67 Wh/día</b> | <b>100,00%</b>  | <b>1.473,74 kWh/mes</b> |

*Nota:* La distribución se basa en los datos teóricos del censo de cargas. Permite identificar las categorías de mayor impacto para orientar estrategias de eficiencia energética. Elaboración: Autores (2026).

El análisis de la distribución del consumo por uso final muestra que la iluminación externa concentra una porción desproporcionadamente alta de la carga total, al representar el 65,96 % del consumo teórico del establecimiento. Teniendo en cuenta lo anterior se puede evidenciar que por un lado, desde el punto de vista de la eficiencia energética, una intervención dirigida específicamente al sistema de iluminación externa podría generar reducciones considerables en el consumo global. Medidas como reducción de las horas de encendido podrían traducirse en ahorros que superarían el 30 % del consumo teórico total, sin que ello requiera necesariamente invertir en un sistema fotovoltaico. Por otro lado, desde la perspectiva del dimensionamiento solar, el hecho de que una fracción tan elevada del consumo corresponda a cargas nocturnas representa un condicionante técnico relevante. Teniendo en cuenta que un sistema fotovoltaico produce energía únicamente mientras hay luz solar disponible, se hace

necesario contemplar una estrategia adicional mediante almacenamiento en baterías, para poder suplir de manera efectiva esa demanda nocturna. En cuanto a la climatización, que ocupa el segundo lugar con el 15,35 % del consumo teórico, su comportamiento resulta más favorable para la integración con energía solar. Los ventiladores de techo funcionan principalmente durante el día, lo que genera una coincidencia natural con las horas de mayor generación fotovoltaica y ayuda en su abastecimiento directo desde el sistema. Esto favorece el autoconsumo directo y reduce la dependencia del almacenamiento en baterías para esta carga específica. El bombeo de piscina (9,11 %), de igual manera, puede programarse para funcionar preferentemente durante las horas solares, optimizando al máximo el uso de la generación fotovoltaica y reduciendo el costo de operación.

### **Análisis de estacionalidad**

El análisis mensual de la serie histórica de consumo nos ayuda a detectar patrones estacionales que son clave tanto para dimensionar el sistema fotovoltaico como para proyectar ahorros futuros. La información presentada en la Tabla 1 resalta algunos patrones importantes. La variabilidad mensual del consumo es bastante alta, con una desviación estándar de aproximadamente 73 kWh en relación al promedio de 225,28 kWh por mes. Los meses con mayor consumo se dan durante las temporadas altas de turismo: enero (con un pico absoluto de 481 kWh en 2026 y 293 kWh en 2025), mayo-junio (289-286 kWh en 2025) y septiembre-octubre (305-300 kWh en 2025). Este comportamiento se alinea con la dinámica turística de la región Caribe colombiana, que tiene dos temporadas altas principales: enero-febrero (Carnaval de Barranquilla y vacaciones de fin de año escolar) y mitad de año (junio-julio, vacaciones escolares de medio año). Por otro lado, los meses de menor consumo se registran en noviembre-diciembre, que corresponde a la temporada baja antes de las festividades de fin de año. Desde

2025, se ha notado una tendencia general al alza en los niveles de consumo en comparación con 2024. El consumo promedio mensual de 2025 (246,7 kWh/mes durante los 12 meses) es un 35,2 % más alto que el promedio mensual de 2024, que se calculó sobre la base del segundo semestre (162,3 kWh/mes promedio de julio a diciembre de 2024). Esta tendencia confirma el crecimiento real de la demanda del establecimiento y refuerza la validez del supuesto de un crecimiento del 3 % anual que se adoptó para la proyección.

Hablando de la evolución de las tarifas, se observó una notable disminución en la tarifa que se aplicará a partir de octubre de 2024, bajando de \$1.046,16 a \$825,50 por kWh, lo que representa una caída del 21%. Esta reducción se debe a la intervención regulatoria de la CREG en el marco del debate sobre las tarifas de energía en la Costa Caribe colombiana. Sin embargo, desde 2025, la tarifa ha mantenido una estabilidad relativa, oscilando entre \$863 y \$923 por kWh, con indicios de una recuperación gradual que apoya la suposición de un crecimiento tarifario del 4% anual que se utilizó en la proyección financiera.

### **Proyección de consumo energético para 25 años**

El análisis mensual de la serie histórica de consumo permite identificar patrones de comportamiento estacional que son fundamentales tanto para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico como para la proyección de ahorros futuros. La información de la Tabla 1 evidencia los siguientes patrones relevantes.

La variabilidad mensual del consumo es elevada, con una desviación estándar aproximada de 73 kWh respecto al promedio de 225,28 kWh/mes. Los meses de mayor consumo se concentran en los períodos de temporada alta turística: enero (pico absoluto: 481 kWh en 2026, 293 kWh en 2025), mayo-junio (289-286 kWh en 2025) y septiembre-octubre (305-300 kWh en 2025). Este patrón es consistente con la dinámica turística de la región Caribe

colombiana, que presenta dos temporadas altas principales: la temporada de enero-febrero (Carnaval de Barranquilla y vacaciones de fin de año escolar) y la temporada de mitad de año (junio-julio, vacaciones escolares de mitad de año). Los meses de menor consumo se registran en noviembre-diciembre, período que corresponde a la temporada baja turística previa a las festividades de fin de año.

La proyección de consumo energético para el horizonte de 25 años correspondiente a la vida útil esperada del sistema fotovoltaico fue construida utilizando como año base el consumo real de 2025 (2.960 kWh/año), que representa el primer año completo de datos con la mayor densidad de información disponible.

Tasa de crecimiento de la demanda: 3 % anual, que contempla el crecimiento de la operación del ecohostal y la potencial expansión de servicios o infraestructura en el horizonte de 25 años.

Tarifa base de energía: \$ 772,69/kWh (promedio de las tres últimas facturas disponibles, enero-marzo 2026), con una tasa de crecimiento tarifario del 4 % anual, consistente con la inflación energética histórica de Colombia y las proyecciones tarifarias de la CREG para el período 2024–2028.

Capacidad del sistema fotovoltaico supuesto: 8 kWp, valor que será ajustado en la Fase 2 del estudio según el dimensionamiento técnico.

Horas Pico Solar (HPS): 4,5 h/día, derivado de los datos de irradiación horizontal global de Tubará (NASA POWER, 2024) con un factor de corrección conservador de eficiencia del sistema.

Tasa de degradación de los módulos fotovoltaicos: 0,5 % anual, consistente con los estándares de garantía de la industria para módulos de silicio monocristalino de primera marca.

Factor de emisión de CO<sub>2</sub> de la red eléctrica colombiana: 0,289 kgCO<sub>2</sub>/kWh (UPME, 2023), aplicado para la estimación de emisiones evitadas por el sistema fotovoltaico.

### ***Fase III — Evaluación de Alternativas Tecnológicas Fotovoltaicas***

La Fase III del proyecto de grado constituye el núcleo tecnológico del estudio y el eslabón de enlace indispensable entre el diagnóstico energético desarrollado en las Fases I y II y la evaluación financiera que será abordada en la Fase IV. Su principal objetivo es identificar, caracterizar y seleccionar, mediante metodologías de análisis multicriterio y validación ambiental, la alternativa de sistema solar fotovoltaico más adecuada para las condiciones específicas del Ecohostal Santorini en el municipio de Tubará, Atlántico.

La necesidad de esta fase se basa en un hallazgo clave de las etapas anteriores: el Ecohostal Santorini tiene un consumo energético mensual promedio de 225,28 kWh, con un pico máximo de 481 kWh en enero de 2026. El perfil de consumo del establecimiento está justificado principalmente por tres categorías: la iluminación externa nocturna, que representa el 65,96 % del total, seguida de la climatización con el 15,35 % y el bombeo de la piscina con el 9,11 %. Estas características hacen necesario que la selección tecnológica se adapte a las condiciones específicas del Ecohostal Santorini. Por el contrario, debe partir de un proceso de análisis riguroso y debidamente documentado que garantice que la tecnología adoptada aproveche al máximo el recurso solar disponible y reduzca al mínimo los riesgos tanto técnicos como financieros asociados a la inversión.

Las actividades que conforman esta fase se basan en torno a tres ejes que se complementan entre sí. El primero consiste en una revisión de literatura, a partir de la cual se construye el sustento conceptual del análisis y se establecen los parámetros de referencia para caracterizar las alternativas disponibles en el mercado colombiano. El segundo eje corresponde a

la aplicación del Método de Análisis Jerárquico de Procesos (AHP), una herramienta de decisión multicriterio que permite comparar las distintas opciones tecnológicas de forma ordenada, transparente y reproducible, integrando al mismo tiempo criterios de orden técnico, económico y ambiental. El tercer eje se enfoca en la validación ambiental de la tecnología seleccionada, a través del cálculo del Carbon Payback Period y el Energy Payback Time, indicadores que permiten estimar el tiempo que el sistema requiere para compensar, respectivamente, las emisiones de CO<sub>2</sub> y la energía que fue necesaria para su fabricación.

Los entregables concretos de esta fase son: (i) la energía anual generada por el sistema seleccionado (kWh/año), calculada a partir de los datos de irradiación de Tubará y los parámetros técnicos del sistema dimensionado; (ii) las Horas Pico Solar (HPS); y (iii) el Factor de Planta del sistema propuesto, indicador que expresa la eficiencia global de aprovechamiento de la capacidad instalada a lo largo del año.

### **Caracterización del recurso solar en Tubará, Atlántico**

#### ***Datos de Irradiación Solar y su Relevancia para el Dimensionamiento***

La caracterización precisa del recurso solar disponible en el emplazamiento es el punto de partida técnico de cualquier proyecto fotovoltaico. Para el municipio de Tubará ubicado a las coordenadas aproximadas 10°53' N, 74°58' O, en la serranía del mismo nombre en el departamento del Atlántico, los datos satelitales de la base NASA POWER (2024) reportan un promedio anual de irradiación horizontal global (GHI) de 5,4 kWh/m<sup>2</sup>/día. Este valor supera notablemente el promedio nacional colombiano, que se sitúa entre 4,5 y 5,0 kWh/m<sup>2</sup>/día, según el Atlas de Radiación Solar del IDEAM (2022). Un aspecto que realmente destaca del recurso solar en Tubará es su consistencia a lo largo del año. A diferencia de las regiones de latitudes

medias o altas, donde la irradiación puede variar drásticamente y reducir la producción fotovoltaica en un 60-70 % durante los meses de invierno, Tubará presenta una variabilidad mensual de la radiación solar horizontal total bastante moderada. Los datos de NASA POWER para las coordenadas del municipio permiten estimar los siguientes rangos mensuales aproximados: entre 4,8 y 5,0 kWh/m<sup>2</sup>/día en los meses de menor radiación (octubre-noviembre, que coinciden con la temporada de lluvias del Caribe colombiano) y entre 5,8 y 6,2 kWh/m<sup>2</sup>/día en los meses de mayor radiación (enero-marzo, durante la temporada seca o de vientos alisios). Esta variabilidad moderada es muy favorable para la planificación de sistemas fotovoltaicos, ya que asegura una producción energética relativamente estable durante todo el año, lo que reduce la necesidad de sobredimensionar para cubrir los meses de menor generación.

### ***Cálculo de las Horas Pico Solar Equivalentes (HPS)***

Las Horas Pico Solar equivalentes (HPS) representan el número de horas diarias durante las cuales la irradiancia solar sería constante e igual a 1.000 W/m<sup>2</sup> (condición estándar de prueba, STC) para generar la misma cantidad de energía que la irradiación real diaria. Su cálculo a partir del GHI es directo:

$$\text{HPS} = \text{GHI (kWh/m}^2\text{/día)} / 1 \text{ (kW/m}^2\text{)}$$

Para Tubará: HPS teóricas = 5,4 kWh/m<sup>2</sup>/día / 1 kW/m<sup>2</sup> = 5,4 h/día. Sin embargo, para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos es práctica estándar de la ingeniería aplicar un factor de reducción que incorpora las pérdidas reales del sistema en operación, incluyendo: pérdidas por temperatura (los módulos FV reducen su eficiencia aproximadamente un 0,4 % por cada grado Celsius por encima de 25 °C, y Tubará registra temperaturas de celda que pueden superar los 60 °C en condiciones de alta irradiación); pérdidas por suciedad y sombreado parcial (relevantes en un eco hostel con entorno natural que puede generar acumulación de polvo y

partículas); pérdidas en el cableado y conexiones; pérdidas por mis match entre módulos; y pérdidas en el inversor. El conjunto de estas pérdidas se cuantifica mediante el Performance Ratio (PR), que para sistemas bien diseñados en la región Caribe colombiana oscila entre 0,75 y 0,85.

Para el presente estudio se adopta un PR conservador de 0,83, lo que resulta en las HPS de diseño finales:

$$\text{HPS de diseño} = 5,4 \text{ h/día} \times 0,83 = 4,48 \text{ h/día} \approx 4,5 \text{ h/día}$$

Este valor de 4,5 HPS/día es el parámetro fundamental de recurso solar utilizado en todo el dimensionamiento técnico del sistema fotovoltaico y en el cálculo de la energía anual generada presentados en las secciones subsiguientes. Es un valor conservador y técnicamente defendible que garantiza que los resultados del análisis financiero no sobreestimen la producción del sistema.

*Tabla 6 - Parámetros de recurso solar en Tubará, Atlántico*

| PARÁMETRO SOLAR                               | VALOR                        | FUENTE            |
|-----------------------------------------------|------------------------------|-------------------|
| GHI Promedio Anual                            | 5,4 kWh/m <sup>2</sup> /día  | NASA POWER (2024) |
| GHI Mínimo Mensual (oct-nov)                  | ~4,8 kWh/m <sup>2</sup> /día | NASA POWER (2024) |
| GHI Máximo Mensual (ene-mar)                  | ~6,2 kWh/m <sup>2</sup> /día | NASA POWER (2024) |
| Irradiación Normal Directa (DNI)              | ~4,8 kWh/m <sup>2</sup> /día | NASA POWER (2024) |
| HPS equivalentes (con factor corrección 0,83) | 4,5 h/día                    | Cálculo propio    |
| Temperatura media anual                       | 28 °C                        | IDEAM (2022)      |
| Horas de sol promedio diario                  | ~8,5 h/día                   | IDEAM (2022)      |

### **Revisión sistemática de alternativas tecnológicas fotovoltaicas**

La selección del tipo de sistema fotovoltaico a implementar en el Ecohostal Santorini requiere la evaluación comparativa de las tres tipologías de sistemas disponibles en el mercado colombiano, considerando sus características técnicas, sus implicaciones económicas y su adecuación al perfil de consumo del establecimiento identificado en las Fases I y II.

#### ***Sistema On-Grid (Conectado a la Red sin Almacenamiento).***

El sistema on-grid, es la configuración más ampliamente instalada a nivel mundial y en Colombia para proyectos de autogeneración comercial. En esta configuración, el sistema fotovoltaico se conecta directamente a la red de distribución eléctrica sin incorporar almacenamiento en baterías. Durante las horas de generación solar, la energía producida se utiliza preferentemente para cubrir las cargas del establecimiento en tiempo real, y los excedentes de generación sobre la demanda instantánea se inyectan a la red eléctrica del operador Air-e. Por el contrario, durante las horas nocturnas o cuando la generación solar es insuficiente para cubrir la demanda, el establecimiento se abastece normalmente de la red convencional.

Bajo el marco regulatorio colombiano, específicamente la Resolución CREG 174 de 2021, el Ecohostal Santorini como Auto generador a Pequeña Escala (AGPE) tiene derecho a recibir una compensación económica por la energía excedente inyectada a la red, la cual se descuenta de la factura mensual de energía mediante el mecanismo de medición neta. Este mecanismo transforma los excedentes en créditos de energía que reducen el pago a Air-e, aunque actualmente en Colombia la compensación por excedentes se realiza a la tarifa de compra del operador, que es inferior a la tarifa de venta al usuario final.

Las principales ventajas del sistema on-grid para el caso del Ecohostal Santorini son: menor costo de inversión inicial, al eliminar el banco de baterías; mayor simplicidad de operación y mantenimiento; mayor vida útil del sistema en su conjunto; y posibilidad de inyectar excedentes a la red durante las horas de alta generación solar. Sus limitaciones principales son la dependencia de la red para operar (el inversor on-grid se desconecta automáticamente ante cortes del suministro convencional, por seguridad del personal de mantenimiento de la red), lo que implica que el sistema no provee respaldo energético ante apagones; y la imposibilidad de cubrir directamente las cargas nocturnas mayoritarias del establecimiento (iluminación externa), que deberán seguir abastecidas desde la red.

#### ***Sistema Off-Grid (Autónomo con Almacenamiento en Baterías).***

El sistema off-grid o sistema autónomo opera de manera completamente independiente de la red eléctrica convencional. Requiere un banco de baterías dimensionado para almacenar la energía generada durante las horas solares y suministrarla durante la noche y los períodos de baja irradiación. En el contexto del Ecohostal Santorini, esta configuración permitiría cubrir las cargas nocturnas —incluidos los reflectores LED externos que representan el 65,96 % del consumo teórico— directamente con energía solar almacenada.

Sin embargo, la opción off-grid presenta limitaciones significativas que la hacen técnica y económicamente desfavorable. En primer lugar, el dimensionamiento del banco de baterías para cubrir las cargas nocturnas del ecohostal (estimadas en hasta 32,4 kWh/noche de iluminación externa) implicaría una inversión en almacenamiento que, al precio actual de las baterías de litio-ion en el mercado colombiano (entre \$1.200.000 y \$1.800.000/kWh de capacidad instalada), resultaría en un costo adicional prohibitivo para el tamaño del proyecto. En segundo lugar, el Ecohostal Santorini tiene acceso a la red del operador Air-e, lo que hace

económicamente ineficiente prescindir de esta infraestructura ya existente. En tercer lugar, los sistemas off-grid requieren mayor sofisticación en la gestión de la carga y en el mantenimiento del banco de baterías, lo que aumenta los costos operativos y la complejidad de la operación para un establecimiento sin personal técnico especializado.

***Sistema Híbrido (Conectado a la Red con Almacenamiento en Baterías)***

El sistema híbrido combina la conexión a la red eléctrica convencional con un banco de baterías de capacidad moderada. Esta configuración permite que el establecimiento aproveche la generación solar durante el día para consumo directo y carga de baterías, y utilice la energía almacenada durante las primeras horas de la noche, complementándose con la red cuando el almacenamiento se agota. Ante cortes del suministro convencional, el sistema puede operar en modo isla, utilizando la generación solar más las baterías para mantener los servicios esenciales del ecohostal

*Tabla 7 - Comparación de tipologías de sistemas fotovoltaicos para el Ecohostal Santorini*

| CRITERIO                        | ON-GRID               | OFF-GRID                  | HÍBRIDO                   |
|---------------------------------|-----------------------|---------------------------|---------------------------|
| Costo inversión relativo        | Bajo (referencia)     | Muy alto                  | Medio-Alto                |
| Cobertura cargas nocturnas      | No (vía red)          | Sí (total)                | Parcial                   |
| Respaldo ante apagones          | No                    | Sí                        | Sí (parcial)              |
| Complejidad de O&M              | Baja                  | Alta                      | Media                     |
| Adecuación al perfil de consumo | Alta (cargas diurnas) | Baja (sobredimensionado)  | Alta (balance)            |
| Vida útil del sistema           | 25 años (módulos)     | 25 años / 8-12 (baterías) | 25 años / 8-12 (baterías) |

*Nota:* O&M = Operación y Mantenimiento. Los costos relativos corresponden a estimaciones de mercado para sistemas de 2-10 kWp en Colombia. Elaboración: Autores (2026).

Para el Ecohostal Santorini, la configuración híbrida representaría la solución técnicamente más completa, al abordar tanto la reducción de la factura energética diurna como la cobertura parcial de las cargas nocturnas y la provisión de respaldo ante apagones. No obstante, el mayor costo de inversión respecto al sistema on-grid (estimado entre un 40 % y un 70 % adicional por la inclusión del banco de baterías y el inversor híbrido) se ha determinado que el sistema on-grid ofrece la mejor relación beneficio-costos para las necesidades actuales del establecimiento.

### ***Tecnologías de Módulos Fotovoltaicos Disponibles en el Mercado Colombiano***

Independientemente de la tipología del sistema (on-grid, off-grid o híbrido), el elemento central de cualquier instalación fotovoltaica es el módulo o panel solar. La selección de la tecnología de módulo adecuada impacta directamente la eficiencia del sistema, su productividad a largo plazo, los requerimientos de área de instalación y los costos de inversión. A continuación, se caracterizan las tres tecnologías principales disponibles en el mercado colombiano al momento del estudio:

**Silicio Monocristalino:** Los módulos de silicio monocristalino representan actualmente la tecnología de mayor eficiencia comercial masiva, con rendimientos que oscilan entre el 20 % y el 23 % para los productos de primera línea disponibles en Colombia (Jinko Solar, Canadian Solar, LONGi Solar, Risen Energy). Esta tecnología se caracteriza por un coeficiente de temperatura de potencia negativo de aproximadamente  $-0,35 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$  a  $-0,38 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$ , lo que implica que a temperaturas de celda elevadas —condición habitual en Tubará— la pérdida de potencia por temperatura es relativamente menor que en tecnologías más antiguas. Los módulos monocristalinos modernos de media celda (half-cell) y tecnología PERC (Passivated Emitter and Rear Cell) o TOPCon son la opción predominante en proyectos comerciales en Colombia por su balance óptimo entre eficiencia, costo y disponibilidad de garantías técnicas y comerciales. Para el rango de potencia requerido en el Ecohostal Santorini (2-6 kWp), los módulos disponibles tienen potencias nominales típicas de 400-550 Wp por unidad.

**Silicio policristalino (Poli-Si):** Los módulos policristalinos han sido históricamente los más difundidos en el mercado mundial por su menor costo de fabricación. Sin embargo, su menor eficiencia (16-18 %) y sus desventajas en condiciones de alta temperatura respecto al monocristalino han llevado a que, al momento del estudio, su participación de mercado esté en retroceso frente al monocristalino, cuyo costo ha caído significativamente. Para proyectos en la región Caribe colombiana, donde la temperatura es un factor limitante relevante, los módulos policristalinos presentan una desventaja técnica que se traduce en mayor área requerida para la misma capacidad instalada y menor productividad energética por kWp instalado.

**Películas delgadas (Thin-Film, CdTe y CIGS):** Las tecnologías de película delgada, principalmente el telururo de cadmio (CdTe) de First Solar y el diseleniuro de cobre-indio-galio (CIGS), presentan coeficientes de temperatura inferiores (en módulo absoluto) a los del silicio

cristalino, lo que les confiere ventajas en climas cálidos. Sin embargo, su eficiencia es generalmente menor (12-17 %) y su disponibilidad en el mercado colombiano para proyectos de pequeña escala es limitada, con opciones de garantía y servicio postventa más restringidas que las tecnologías de silicio cristalino. Por estas razones, la tecnología de película delgada no es la opción más pertinente para el contexto del Ecohostal Santorini.

**Inversores:** El inversor es el componente electrónico del sistema fotovoltaico responsable de convertir la corriente continua (CC) generada por los módulos en corriente alterna (CA) compatible con las cargas del establecimiento y con la red eléctrica. La selección del inversor es crítica tanto para el rendimiento del sistema como para su compatibilidad con la normativa colombiana. Para el rango de potencia del sistema del Ecohostal Santorini se consideran dos tipos principales de inversores:

**Inversores de cadena (string inverters):** Son la tecnología más ampliamente empleada en sistemas de pequeña y mediana escala (1-20 kWp). En esta configuración, varios módulos se conectan en serie formando una cadena (string), y el conjunto se conecta al inversor central. Son económicamente más eficientes y tienen menor costo de inversión inicial, pero presentan la limitación de que el rendimiento de toda la cadena se ve afectado si uno de los módulos tiene menor producción por sombreado o suciedad. Fabricantes con presencia consolidada en Colombia incluyen Fronius, SMA, Sungrow, Huawei y Growatt. Para el sistema del Ecohostal Santorini, un inversor de cadena de 2-5 kW de potencia nominal sería adecuado.

**Microinversores (microinverters):** En esta configuración, cada módulo cuenta con su propio microinversor que optimiza la conversión de CC a CA de manera individual. Esta tecnología ofrece ventajas en situaciones de sombreado parcial o instalaciones con orientaciones múltiples, a costa de un mayor costo de inversión por watt instalado. Para la instalación del

Ecohostal Santorini, donde se asume una orientación predominantemente uniforme, esta tecnología no presenta ventajas determinantes respecto al inversor de cadena que justifiquen su sobrecosto.

### ***Aplicación del método de análisis jerárquico de procesos (AHP) para la selección multicriterio***

#### **Fundamentos Metodológicos del AHP**

El Método de Análisis Jerárquico de Procesos (Analytic Hierarchy Process, AHP), desarrollado por Thomas L. Saaty en la década de 1970 y ampliamente documentado en la literatura académica de ingeniería y ciencias de la decisión (Saaty, 1990; Vaidya & Kumar, 2006), es una metodología de toma de decisiones multicriterio que permite estructurar y resolver problemas complejos de selección mediante la descomposición del problema en una jerarquía de criterios y la comparación por pares de las alternativas respecto a cada criterio.

El AHP ha sido reconocido como una de las metodologías más robustas y transparentes para la selección de tecnologías energéticas renovables, con aplicaciones documentadas en la selección de sistemas fotovoltaicos para proyectos en diversas condiciones climáticas y socioeconómicas (Al-Yahyai et al., 2012; Sindhu et al., 2017). Su aplicación en el presente estudio se justifica porque la selección de la tecnología fotovoltaica para el Ecohostal Santorini no puede basarse en un único criterio (por ejemplo, el costo o la eficiencia en aislamiento), sino que requiere ponderar simultáneamente múltiples dimensiones técnicas, económicas y ambientales que pueden tener pesos relativos diferentes según los objetivos del establecimiento.

#### **Estructura Jerárquica de la Decisión**

La estructura jerárquica del problema de selección tecnológica para el Ecohostal Santorini se organiza en tres niveles. El nivel superior es el objetivo general: seleccionar el

sistema solar fotovoltaico óptimo para el Ecohostal Santorini. El nivel intermedio está compuesto por los criterios de evaluación agrupados en cuatro dimensiones. El nivel inferior corresponde a las tres alternativas tecnológicas definidas para el análisis: Alternativa A (Sistema On-Grid con módulos monocristalinos PERC/TOPCon e inversor de cadena), Alternativa B (Sistema Híbrido con módulos monocristalinos PERC, inversor híbrido y banco de baterías de litio-ion) y Alternativa C (Sistema Off-Grid completo con módulos monocristalinos, inversor de carga y banco de baterías de gran capacidad).

Los cuatro criterios principales definidos para la evaluación, con sus respectivos subcriterios, son los siguientes:

1. Criterio Técnico (CT): eficiencia de conversión de los módulos, degradación anual esperada, compatibilidad con la normativa RETIE y la Resolución CREG 174/2021, y facilidad de integración con la infraestructura existente del ecohostal.
2. Criterio Económico (CE): costo de inversión inicial (CAPEX), costo nivelado de energía (LCOE), período de recuperación esperado (Payback) y potencial de ahorro en la factura de energía eléctrica.
3. Criterio Ambiental (CA): Energy Payback Time (EPBT), Carbon Payback Period (CPBP), reducción anual de emisiones de CO<sub>2</sub> equivalente y alineación con la filosofía ecoturística del establecimiento.
4. Criterio Operativo y de Confiabilidad (CO): facilidad de operación y mantenimiento, disponibilidad de servicio técnico en la región Caribe, confiabilidad del suministro energético, y escalabilidad del sistema ante futuras expansiones del ecohostal.

### **Ponderación de Criterios mediante Comparación por Pares**

La determinación de los pesos relativos de los cuatro criterios principales se realiza mediante la escala de comparación de Saaty (1990), que asigna valores numéricos de 1 a 9 para expresar la importancia relativa de un criterio respecto a otro. Considerando el perfil del Ecohostal Santorini —un pequeño establecimiento de ecoturismo con recursos de inversión limitados, alta sensibilidad al retorno económico de la inversión y un posicionamiento de sostenibilidad ambiental como parte de su propuesta de valor— se establecieron las siguientes relaciones de importancia entre criterios:

El criterio Económico (CE) se considera el más determinante para la decisión de inversión del establecimiento, dado que la viabilidad financiera del proyecto es el objeto central del estudio y la principal preocupación del propietario. Le sigue en importancia el criterio Técnico (CT), que garantiza que el sistema seleccionado sea funcional, eficiente y compatible con el entorno regulatorio colombiano. El criterio Ambiental (CA) tiene una importancia destacada, coherente con el posicionamiento ecoturístico del establecimiento, aunque subordinada a la viabilidad económica. Finalmente, el criterio Operativo (CO) tiene un peso relevante pero menor que los anteriores, pues se asume que cualquiera de las alternativas evaluadas ofrece niveles de confiabilidad aceptables para el tipo de operación del eco hostel.

*Tabla 8 - Matriz de comparación por pares de los criterios principales (Escala SAATY)*

| CRITERIO       | CT (TÉCNICO) | CE (ECONÓMICO) | CA (AMBIENTAL) | CO (OPERATIVO) |
|----------------|--------------|----------------|----------------|----------------|
| CT (Técnico)   | 1,00         | 1/3 = 0,33     | 2,00           | 3,00           |
| CE (Económico) | 3,00         | 1,00           | 4,00           | 5,00           |
| CA (Ambiental) | 1/2 = 0,50   | 1/4 = 0,25     | 1,00           | 2,00           |
| CO (Operativo) | 1/3 = 0,33   | 1/5 = 0,20     | 1/2 = 0,50     | 1,00           |
| SUMA COLUMNA   | 4,83         | 1,78           | 7,50           | 11,00          |

*Nota:* Los valores representan la importancia relativa de un criterio sobre otro según la escala fundamental de Saaty (1-9). Elaboración: Autores (2026).

*Tabla 9 - Vector de prioridades (pesos) de los criterios principales*

| CRITERIO       | PESO CALCULADO | PESO (%) | INTERPRETACIÓN         |
|----------------|----------------|----------|------------------------|
| CT – Técnico   | 0,218          | 21,8 %   | Importancia media-alta |
| CE – Económico | 0,495          | 49,5 %   | Criterio dominante     |
| CA – Ambiental | 0,179          | 17,9 %   | Importancia media      |
| CO – Operativo | 0,108          | 10,8 %   | Importancia menor      |
| TOTAL          | 1,000          | 100,0 %  |                        |

*Nota: El vector de prioridades se obtiene mediante la normalización de la matriz de comparación por pares. El Criterio Económico es el de mayor peso en la decisión. Elaboración: Autores (2026).*

### Evaluación de Alternativas por Criterio

Una vez establecidos los pesos de los criterios, se procede a la evaluación de las tres alternativas tecnológicas respecto a cada criterio mediante matrices de comparación por pares. Los resultados de estas matrices, expresados como vectores de prioridad local de cada alternativa respecto a cada criterio, se presentan a continuación con su justificación técnica:

Respecto al Criterio Técnico (CT — Peso: 21,8 %); las tres alternativas utilizan la misma tecnología de módulos monocristalinos PERC/TOPCon, por lo que se diferencian principalmente en la configuración del sistema. El sistema on-grid y el sistema híbrido emplean inversores de alta eficiencia con certificación para conexión a red según RETIE y CREG 174/2021, mientras que el sistema off-grid utiliza un controlador de carga e inversor de carga independiente. En términos de eficiencia global del sistema, el on-grid presenta el PR más alto al no tener pérdidas en el almacenamiento de baterías ( $PR \approx 0,83-0,85$ ). El híbrido tiene un PR ligeramente inferior ( $PR \approx 0,78-0,82$ ) por las pérdidas de carga y descarga de baterías. El off-grid registra el PR más bajo ( $PR \approx 0,70-0,75$ ) por las pérdidas adicionales en el almacenamiento. En términos de

compatibilidad normativa, el on-grid y el híbrido son plenamente compatibles con la regulación colombiana vigente, mientras que el off-grid no aplica el esquema de medición neta de la CREG 174/2021.

Respecto al Criterio Económico (CE — Peso: 49,5 %); el criterio económico es el más determinante en la decisión y es donde las alternativas presentan las diferencias más marcadas. El sistema on-grid tiene el menor CAPEX estimado, dado que elimina el costo del banco de baterías y del inversor híbrido. Adicionalmente, el on-grid tiene el menor LCOE de las tres alternativas, al no requerir el reemplazo periódico del banco de baterías (cada 8-12 años para tecnología litio-ion). El Payback descontado del sistema on-grid se estima en el rango de 6-9 años para las condiciones tarifarias de Air-e y la irradiación de Tubará, mientras que para el híbrido el Payback se extiende a 10-15 años y para el off-grid supera los 15-18 años, todos dentro del horizonte de vida útil de 25 años.

Respecto al Criterio Ambiental (CA — Peso: 17,9 %): desde la perspectiva ambiental, las tres alternativas generan reducciones de CO<sub>2</sub> similares en términos de la energía producida anualmente (dado que usan la misma tecnología de módulos). La diferencia reside en la energía incorporada en la fabricación de las baterías (para los sistemas híbrido y off-grid), que incrementa la huella de carbono del ciclo de vida del sistema y extiende el Carbon Payback Period. Los módulos monocristalinos modernos tienen un EPBT de aproximadamente 1,0-1,5 años en condiciones de irradiación similares a Tubará (Raugei et al., 2021). La adición de baterías litio-ion incrementa el EPBT del sistema híbrido en 0,5-1,0 años adicionales, y del sistema off-grid en 2,0-3,5 años adicionales, debido a la significativamente mayor energía incorporada en la fabricación de celdas de litio. En coherencia con la filosofía ecoturística del

Ecohostal Santorini, la alternativa con menor huella de carbono de ciclo de vida (on-grid) presenta un resultado más directo con los valores de sostenibilidad del establecimiento.

Respecto al Criterio Operativo (CO — Peso: 10,8 %), el sistema on-grid es el más fácil de manejar y mantener (operativamente hablando). En cuanto al sistema híbrido, este requiere un manejo constante del estado de carga de las baterías, de los ciclos de carga y descarga, y, eventualmente, del reemplazo del banco de baterías cada 8 a 12 años, lo cual implica de alguna forma mucha complejidad operativa y puede verse reflejado en mayores costos de mantenimiento a largo plazo. El sistema off-grid, por su parte, es el que concentra la mayor complejidad de las tres alternativas consideradas.

En lo relacionado a la confiabilidad del suministro, el off-grid ofrece la máxima autonomía posible, el híbrido brinda un respaldo parcial ante apagones, mientras que el on-grid no posee de esta capacidad. No obstante, si se tiene en cuenta que las interrupciones del servicio en Tubará suelen tener una duración entre 4 y 8 horas, aunque con una frecuencia mayor a la observada en el promedio nacional, el respaldo energético no resulta un factor tan trascendental para el funcionamiento básico del eco hostel.

### **Resultado Final del Análisis AHP**

Los resultados del análisis AHP seleccionan al sistema On-Grid como la alternativa más adecuada para las condiciones presentadas en el Ecohostal. La razón principal de esta selección se basa en el desempeño económico de la configuración, ya que la ausencia de un banco de baterías se refleja directamente en un CAPEX menor, un LCOE más reducido y un período de recuperación de la inversión en menos tiempo comparado con las demás opciones evaluadas. A este resultado se suma que la alternativa On-Grid también señaló un comportamiento favorable en los criterios técnico y ambiental, al registrar tanto el mejor rendimiento como los valores más

bajos de EPBT (Energy Payback Time) y CPBT (Carbon Payback Time) entre las tres configuraciones analizadas.

Las cargas nocturnas, utilizadas principalmente por la iluminación externa, el ecohostal continuará haciendo uso de la energía suministrada de la red de Air-e durante la noche, aunque a un costo neto más bajo gracias a los créditos de energía acumulados en las horas de excedente solar.

#### ***Fase IV — Evaluación del Modelo de Inversión y Análisis Financiero.***

Esta fase tiene en cuenta el cálculo de la inversión y los costos operativos con el cálculo de los indicadores de rentabilidad. En la primera parte, se estima el CAPEX mediante cotizaciones formales a instaladores de la región, incluyendo módulos, inversores, estructura, cableado, protección eléctrica, medidor bidireccional, sistema de monitoreo, ingeniería, trámites y puesta en marcha. El OPEX considera los costos anuales de operación, mantenimiento preventivo, seguros y reemplazos programados, actualizados con el Índice de Precios al Productor (IPP) del DANE. Los beneficios económicos modelados comprenden el ahorro en factura de energía, los ingresos por excedentes según la Resolución CREG 174 de 2021 y los incentivos fiscales de la Ley 1715. En la segunda parte, se construyen los flujos de caja proyectados para un horizonte de 25 años bajo tres escenarios (base, optimista y pesimista) y se calculan los indicadores VPN, TIR, Payback, relación B/C y LCOE.

#### **Análisis de Datos**

El procesamiento de los datos cuantitativos se realizará mediante las siguientes herramientas computacionales: Microsoft Excel (versión 365) para la construcción del modelo financiero y el cálculo de los indicadores de rentabilidad, además se utilizan herramientas de inteligencia artificial como Claude AI & Google studio AI para la modelación de los análisis y

resultados financieros. Los datos de irradiación solar se obtendrán de NASA POWER y Meteonorm y serán verificados contra las estaciones meteorológicas del IDEAM más próximas al área de estudio. El análisis seguirá tres etapas: depuración y verificación de consistencia de los datos; procesamiento de datos para la caracterización del perfil de consumo y el recurso solar; y modelado financiero con cálculo de indicadores. Los resultados se presentarán mediante tablas, gráficas y matrices que faciliten su interpretación y comunicación. La validez de los instrumentos cuantitativos se garantiza mediante triangulación de fuentes; la de los cualitativos, mediante la aplicación de prueba piloto de la entrevista y revisión por pares expertos.

### Resultados y discusión

La evaluación financiera del sistema solar fotovoltaico propuesto para el Ecohostal Santorini se estructuró a partir de un modelo de simulación de flujos de caja descontados, construido con base en parámetros técnicos, energéticos y económicos obtenidos mediante el diagnóstico de consumo energético, el análisis del recurso solar disponible en el municipio de Tubará y las cotizaciones comerciales suministradas por proveedores especializados del sector fotovoltaico colombiano. El modelo tuvo como objetivo la determinación de la rentabilidad y sostenibilidad económica de la inversión en condiciones operativas reales del establecimiento.

*Tabla 10 - Parámetros del modelo financiero*

| Parámetro                           | Valor  | Unidad   | Notas / Fuente                           |
|-------------------------------------|--------|----------|------------------------------------------|
| Potencia del sistema                | 12,65  | kWp      | Cotización ESF-2026-001                  |
| Número de paneles                   | 22     | unidades | 22 paneles × 575 W monocristalino tipo N |
| Potencia por panel                  | 575    | W        | Panel monocristalino tipo N              |
| Potencia inversor                   | 12     | kW       | Trifásico / Monofásico                   |
| Producción diaria estimada (media)  | 55     | kWh/día  | Rango 52–58 kWh/día; media usada         |
| Producción mensual estimada (media) | 1.625  | kWh/mes  | Rango 1550–1700; media usada             |
| Producción anual estimada           | 19.500 | kWh/año  |                                          |
| Cobertura energética esperada       | 100%   | %        | Hasta 100% de la demanda                 |

|                               |           |         |                                                     |
|-------------------------------|-----------|---------|-----------------------------------------------------|
| Demanda mensual del hostel    | 1473,74   | kWh/mes | Datos históricos, matriz consumo energético mensual |
| Demanda anual del hostel      | 17.684,88 | kWh/año |                                                     |
| HSP (Horas Sol Pico) – Tubará | 5,20      | h/día   | IDEAM – Atlántico, zona Caribe - NasaPower          |
| Degradación anual del panel   | 0,50%     | %/año   | Garantía lineal 30 años                             |

*Nota. Elaboración propia con base en la cotización ESF-2026-001 y datos históricos.*

### **Construcción del modelo financiero para la evaluación del sistema fotovoltaico**

El sistema fotovoltaico evaluado corresponde a una capacidad instalada de 12,65 kWp, conformada por veintidós (22) módulos monocristalinos tipo N de 575 W cada uno y un inversor inteligente trifásico/monofásico de 12 kW. La selección de esta configuración tecnológica responde a criterios de eficiencia energética, confiabilidad operativa y disponibilidad comercial en el mercado nacional. Los módulos monocristalinos tipo N fueron priorizados debido a su mayor eficiencia de conversión, menor degradación anual y mejor desempeño térmico en condiciones climáticas de alta irradiación y temperatura, características predominantes en la región Caribe colombiana.

A partir de los datos de irradiación horizontal global obtenidos de la plataforma NASA POWER y de los parámetros de corrección aplicados al sistema, se estimó una producción promedio diaria de 55 kWh/día, equivalente a una generación mensual aproximada de 1.625 kWh y una producción anual cercana a 19.500 kWh. Estos valores se calcularon considerando unas Horas Pico Solar equivalentes de 5,2 h/día para el municipio de Tubará y una tasa de degradación anual de los módulos fotovoltaicos de 0,5 %, consistente con las garantías lineales ofrecidas por fabricantes de tecnología monocristalina de última generación.

Los resultados energéticos obtenidos evidencian que el sistema propuesto tiene la capacidad técnica de cubrir el 100 % de la demanda energética proyectada del Ecohostal Santorini, cuya demanda mensual promedio fue estimada en 1.473,74 kWh/mes, equivalente a un

consumo anual de 17.684,88 kWh. Esta relación entre generación y demanda indica que el sistema presenta un margen favorable de cobertura energética, permitiendo no solo compensar el consumo actual del establecimiento, sino también absorber parcialmente futuros incrementos en la demanda asociados al crecimiento operativo del Ecohostal.

*Tabla 11 - Inversión inicial (CAPEX) y costos de operación y mantenimiento (OPEX)*

| Parámetro                            | Valor        | Unidad  | Notas / Fuente                                              |
|--------------------------------------|--------------|---------|-------------------------------------------------------------|
| Suministro de paneles solares        | \$28.600.000 | COP     | Cotización ESF-2026-001                                     |
| Inversor solar inteligente           | \$9.800.000  | COP     | Cotización ESF-2026-001                                     |
| Estructura y soportes                | \$4.200.000  | COP     | Aluminio anodizado + acero inoxidable                       |
| Protecciones eléctricas AC/DC        | \$3.400.000  | COP     | Cotización ESF-2026-001                                     |
| Cableado y accesorios                | \$2.100.000  | COP     | Cotización ESF-2026-001                                     |
| Instalación y puesta en marcha       | \$6.900.000  | COP     | Cotización ESF-2026-001                                     |
| Ingeniería, diseño y legalización    | \$3.000.000  | COP     | Cotización ESF-2026-001                                     |
| CAPEX TOTAL (sin IVA)                | \$58.000.000 | COP     |                                                             |
| O&M anual (% del CAPEX)              | 1,0%         | % CAPEX | Andres, A., et al. (2016). Estándar industria FV: 0.5%–1.5% |
| O&M año 1 (calculado)                | \$580.000    | COP/año |                                                             |
| Incremento anual del O&M             | 4,0%         | % E.A.  | Inflación proyectada Colombia                               |
| Seguro anual del sistema             | \$300.000    | COP/año | Prima anual estimada 0,5117% (CREG, 2024)                   |
| Costo de reemplazo inversor (año 12) | \$9.800.000  | COP     | Al final de garantía                                        |
| Tasa de descuento (WACC/TIO)         | 10,93%       | % E.A.  | CREG (2023) / TIO bancos Colombia                           |

*Nota. Elaboración propia con base en la Cotización ESF-2026-001, CREG (2023, 2024) y literatura técnica.*

En términos económicos, la inversión inicial o CAPEX del proyecto fue estimada en cincuenta y ocho millones de pesos colombianos (\$58.000.000 COP), excluyendo IVA, valor que incluye el suministro de paneles solares, inversor inteligente, estructuras de soporte, protecciones eléctricas AC/DC, cableado especializado, instalación, puesta en marcha e ingeniería del

proyecto. Del total de la inversión, la participación más significativa corresponde al suministro de módulos fotovoltaicos, con un valor de \$28.600.000 COP, equivalente aproximadamente al 49,3 % del CAPEX total. Le siguen el inversor solar inteligente y la instalación del sistema, con correspondientes alrededor al 17 % y 12 % respectivamente.

Además de la inversión inicial, se considera con detalle los costos de operación y mantenimiento (OPEX) que el sistema generará a lo largo de su vida útil. Para ello, estimamos un costo anual equivalente al 1% del CAPEX. Este monto está destinado a cubrir actividades esenciales como la limpieza regular, inspecciones eléctricas, monitoreo constante y el mantenimiento general del sistema. En otras palabras, es el presupuesto para que todo funcione a la perfección y se mantenga en óptimas condiciones.

Inicialmente, este gasto se traduce en aproximadamente \$580.000 COP al año. Es importante tener en cuenta que este valor crecerá anualmente alrededor del 4%. Este incremento se debe a la inflación proyectada y al aumento esperado en los costos de los servicios técnicos especializados que garantizan el buen funcionamiento del sistema a largo plazo. Asimismo, se consideró un costo anual de aseguramiento del sistema de \$300.000 COP y un costo de reemplazo del inversor en el año 12 equivalente a \$9.800.000 COP, debido a que la vida útil de este componente es inferior a la de los módulos fotovoltaicos.

Desde la perspectiva financiera, el modelo fue desarrollado bajo una tasa de descuento del 10,93 % E.A., calculada a partir del costo promedio ponderado de capital (WACC) y alineada con los rangos de referencia establecidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y entidades financieras colombianas para proyectos de infraestructura energética. Esta tasa representa el costo de oportunidad del capital invertido y permite traer a valor presente los flujos futuros de ahorro generados por el sistema fotovoltaico.

*Tabla 12 - Parámetros financieros del modelo #2*

| <b>Parámetro</b>                     | <b>Valor</b> | <b>Unidad</b> | <b>Notas / Fuente</b>                |
|--------------------------------------|--------------|---------------|--------------------------------------|
| Tarifa eléctrica actual (kWh)        | \$850,00     | COP/kWh       | Tarifa promedio ELECTRICARIBE/AIR-E  |
| Incremento anual tarifa eléctrica    | 4%           | % E.A.        | Histórico Colombia IPC + regulatorio |
| Horizonte de evaluación              | 5            | años          | Vida útil garantizada paneles        |
| Año de inicio operación              | 2026         | año           | Cotización abril 2026                |
| Tasa de impuesto de renta (simplif.) | 0%           | % E.A.        | Hostal en régimen simplificado       |
| Inflación base proyectada            | 4,0%         | % E.A.        | Meta inflación Banco de la República |

*Nota. Elaboración propia.*

En cuanto a las variables macroeconómicas utilizadas en la simulación, se adoptó una tarifa eléctrica inicial de \$850 COP/kWh y una tasa de incremento tarifario anual del 4 %, sustentada en el comportamiento histórico de las tarifas eléctricas en la región Caribe y en las proyecciones regulatorias de inflación energética para Colombia. Este supuesto resulta particularmente relevante en el análisis, debido a que los ahorros económicos del proyecto están directamente relacionados con la evolución futura del costo de la energía convencional suministrada por el operador Air-e.

Finalmente, el horizonte de evaluación financiera fue establecido en 5 años teniendo en cuenta el contexto en el que se desarrolla el marco del proyecto y que para estos se espera un retorno de la inversión anticipado, y para estos proyectos se tiene en cuenta que la vida útil esperada de los módulos fotovoltaicos es de 25 años, incorporando además un valor residual equivalente al 10 % del CAPEX al final del período de análisis. Este supuesto reconoce que, aun después del horizonte financiero evaluado, el sistema conserva capacidad operativa y valor económico residual, especialmente en componentes estructurales y módulos que continúan generando energía con eficiencias superiores al 80 % de su capacidad nominal inicial.

**Análisis de incentivos tributarios aplicables al proyecto fotovoltaico bajo la ley 1715 de 2014**

| <b>Parámetro</b>                                | <b>Valor</b> | <b>Unidad</b> | <b>Notas / Fuente</b>                          |
|-------------------------------------------------|--------------|---------------|------------------------------------------------|
| INCENTIVO A — Tasa de impuesto de renta empresa | 35%          | %             | Tarifa general 2024–2026 = 35%                 |
| % CAPEX deducible (Ley 1715 Art.11)             | 50%          | %             | Hasta el 50% del valor de la inversión — año 1 |
| Base de deducción                               | \$29.000.000 | COP           | CAPEX × % deducible                            |
| Ahorro tributario en renta                      | \$10.150.000 | COP           | Base deducción × tasa renta — beneficio año 1  |
| Año en que aplica la deducción                  | 1            | año           | Declaración del año de puesta en operación     |
| INCENTIVO B — % Depreciación acelerada anual    | 33,33%       | %             | Ley 1715 hasta 33.33% anual                    |
| Años de depreciación acelerada                  | 3            | años          | Vida útil mínima 3 años                        |
| Depreciación anual                              | \$19.331.400 | COP           | CAPEX × % anual                                |
| Ahorro tributario anual por depreciación        | \$6.765.990  | COP           | Depreciación anual × tasa renta                |
| Ahorro tributario TOTAL depreciación            | \$20.297.970 | COP           | Beneficio acumulado                            |

*Nota. Elaboración propia con base en la Ley 1715 y cálculos financieros.*

Uno de los factores de mayor incidencia sobre la viabilidad financiera del sistema fotovoltaico propuesto para el Ecohostal Santorini corresponde al aprovechamiento de los incentivos tributarios establecidos en la Ley 1715 de 2014 y fortalecidos posteriormente mediante la Ley 2099 de 2021. Estos mecanismos regulatorios fueron incorporados dentro del

modelo financiero con el propósito de evaluar de manera realista el impacto que tienen sobre la recuperación de la inversión y sobre la rentabilidad global del proyecto.

Los incentivos analizados en esta investigación corresponden específicamente a la deducción especial en el impuesto de renta y a la depreciación acelerada de activos asociados a proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER). Ambos mecanismos generan beneficios fiscales directos que reducen la carga tributaria de la empresa durante los primeros años de operación del sistema, mejorando significativamente los flujos de caja del proyecto.

Primero que nada, se analizó el impacto de la deducción especial del 50% sobre el valor de la inversión, tal como se menciona en el artículo 11 de la Ley 1715 de 2014. Este incentivo permite deducir hasta la mitad del total invertido en proyectos de generación con FNCER en la declaración del impuesto sobre la renta, distribuyéndose a lo largo de un máximo de quince años fiscales. Para este estudio, se asumió que la aplicación se realizaría de inmediato en el primer año de operación del sistema fotovoltaico. Según los resultados obtenidos, el proyecto tiene un CAPEX total estimado en cincuenta y ocho millones de pesos colombianos (\$58.000.000 COP). En este contexto, el 50% deducible se traduce en una base tributaria de veintinueve millones de pesos (\$29.000.000 COP). Con una tarifa corporativa del impuesto de renta del 35%, el beneficio tributario directo que se genera a partir de esta deducción alcanza los diez millones ciento cincuenta mil pesos (\$10.150.000 COP). Este resultado demuestra que el incentivo fiscal permite recuperar, de manera indirecta, alrededor del 17,5% de la inversión inicial total solo a través de la reducción de obligaciones fiscales. Desde un punto de vista financiero, este mecanismo aligera el esfuerzo de capital que necesita el inversionista y mejora los indicadores de rentabilidad del proyecto en los primeros años de operación, especialmente el Valor Presente Neto (VPN) y el

período de recuperación descontado. Además, el modelo incluyó el beneficio relacionado con la depreciación acelerada de los activos fotovoltaicos, como se establece en el artículo 14 de la Ley 1715. Este incentivo permite depreciar los activos del proyecto a una tasa máxima anual del 33,33%, lo que facilita completar la depreciación contable en un mínimo de tres años, en comparación con los plazos tradicionales de depreciación para activos energéticos convencionales.

Bajo los parámetros establecidos en el estudio, se ha calculado que la depreciación anual del sistema fotovoltaico asciende a diecinueve millones trescientos treinta y un mil cuatrocientos pesos (\$19.331.400 COP) durante tres años consecutivos. Si se aplica nuevamente la tarifa de renta empresarial del 35 %, el ahorro tributario anual llega a seis millones setecientos sesenta y cinco mil noventa pesos (\$6.765.090 COP). En conjunto, el beneficio fiscal total generado por la depreciación acelerada en los primeros tres años del proyecto se aproxima a veinte millones doscientos noventa y siete mil novecientos setenta pesos (\$20.297.970 COP). Este resultado muestra claramente que la depreciación acelerada es uno de los mecanismos más importantes para mejorar la liquidez financiera de proyectos fotovoltaicos de pequeña y mediana escala, en la medida en que incrementa los escudos fiscales durante la etapa inicial de operación, momento en el cual el inversionista enfrenta la mayor presión financiera asociada a la recuperación del capital invertido. Al observar el panorama, es claro que los beneficios tributarios contemplados en la Ley 1715 constituyen un factor determinante para la viabilidad financiera del proyecto solar del Ecohostal Santorini. Faltando este respaldo normativo, el período de recuperación de la inversión se extendería considerablemente y los indicadores financieros ya no serían tan atractivos para cualquier inversionista.

Este análisis permite constatar que las políticas de transición energética implementadas en Colombia van más allá del plano normativo y generan un impacto financiero real sobre los proyectos que se acogen a ellas. Gracias a este marco de incentivos, las energías limpias se posicionan hoy como una alternativa competitiva, particularmente para negocios turísticos y comerciales interesados en generar su propia electricidad. En este sentido, el aprovechamiento de dichos incentivos constituye una estrategia orientada a reducir riesgos financieros y a acelerar la transición hacia un modelo de negocio más moderno y sostenible.

En definitiva, el municipio de Tubará reúne condiciones particularmente favorables para la autogeneración solar: incentivos fiscales vigentes, niveles de irradiancia privilegiados y tarifas de energía con una tendencia sostenida al alza, factores que en conjunto posicionan a la zona como un entorno propicio para este tipo de inversiones.

### Proyección de flujos de caja

#### *Proyección de flujos de caja – escenario de inversión 100% capital propio*

*Tabla 13 - Proyección detallada de flujos de caja - escenario 100% propio*

| Concepto                           | Año0           | Año1           | Año2          | Año3          | Año4          | Año5          |
|------------------------------------|----------------|----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Producción energía anual (kWh)     |                | \$ 19.500      | \$ 19.403     | \$ 19.305     | \$ 19.209     | \$ 19.113     |
| Tarifa eléctrica vigente (COP/kWh) | \$ 850         | \$ 850         | \$ 901        | \$ 955        | \$ 1.012      | \$ 1.073      |
| Total ingresos                     |                | \$ 16.575.000  | \$ 17.481.653 | \$ 18.437.899 | \$ 19.446.452 | \$ 20.510.173 |
| O&M anual                          |                | \$ 580.000     | \$ 603.200    | \$ 627.328    | \$ 652.421    | \$ 678.518    |
| Seguro anual                       |                | \$ 300.000     | \$ 312.000    | \$ 324.480    | \$ 337.459    | \$ 350.958    |
| Reemplazo inversor                 |                |                |               |               |               |               |
| Total OPEX                         |                | \$ 880.000     | \$ 915.200    | \$ 951.808    | \$ 989.880    | \$ 1.029.476  |
| Flujo neto operacional             |                | \$ 15.695.000  | \$ 16.566.453 | \$ 17.486.091 | \$ 18.456.572 | \$ 19.480.697 |
| Inversión inicial                  | -\$ 58.000.000 |                |               |               |               |               |
| Cuota anual crédito                |                |                |               |               |               |               |
| Ahorro renta intereses             |                |                |               |               |               |               |
| Ahorro renta depreciación          |                | \$ 6.765.990   | \$ 6.765.990  | \$ 6.765.990  |               |               |
| Ahorro renta deducción 50%         |                | \$ 10.150.000  |               |               |               |               |
| Total ahorro impuestos             |                | \$ 16.915.990  | \$ 6.765.990  | \$ 6.765.990  |               |               |
| Flujo de caja neto                 | -\$ 58.000.000 | \$ 32.610.990  | \$ 23.332.443 | \$ 24.252.081 | \$ 18.456.572 | \$ 25.280.697 |
| Flujo de caja acumulado            | -\$ 58.000.000 | -\$ 25.389.010 | -\$ 2.056.568 | \$ 22.195.513 | \$ 40.652.085 | \$ 65.932.782 |

Para entender qué tan rentable es este proyecto por sí solo, decidimos analizar un escenario de inversión 100% propia. Esto significa que se evalúa el sistema sin deudas externas

ni préstamos bancarios, confiando únicamente en la capacidad del sol y los beneficios de la Ley 1715 para generar valor. Es una forma de medir la fuerza real del proyecto con base en el ahorro directo en la factura de luz y los alivios tributarios.

Aunque se ha proyectado este análisis a 25 años —que es el tiempo esperado que los paneles funcionen a pleno rendimiento—, se muestra con detalle los primeros cinco años. ¿Por qué? Porque es en este periodo donde ocurre lo más importante: se recupera la inversión inicial y aprovecha al máximo los incentivos fiscales.

Todo comienza con una inversión inicial de \$58 millones de pesos (COP), realizada en el "año cero" para poner en marcha el sistema. Este monto representa el CAPEX total necesario para la adquisición, instalación y puesta en marcha del sistema fotovoltaico propuesto para el Ecohostal Santorini. Al ser un escenario 100 % equity, todo el capital es aportado directamente por el inversionista, lo que significa que no se registran cuotas de deuda ni costos financieros relacionados con el servicio de crédito durante el período analizado.

En términos operativos, la proyección estima que la producción de energía comenzará en 19.500 kWh al año durante el primer año de funcionamiento. Sin embargo, esta generación irá disminuyendo gradualmente en los años siguientes debido a la degradación natural de los módulos fotovoltaicos, que se calcula en una tasa anual del 0,5%. Así, para el quinto año, se espera una producción de aproximadamente 19.113 kWh al año, lo que sigue siendo un nivel de generación muy competitivo y suficiente para satisfacer la demanda energética proyectada del ecohostal. Al mismo tiempo, el modelo considera una tarifa eléctrica inicial de \$850 COP por kWh, con un aumento anual del 6%, basado en el comportamiento histórico de las tarifas energéticas en la región Caribe colombiana y las proyecciones regulatorias del sector eléctrico nacional. Este supuesto resulta especialmente beneficioso para el proyecto, ya que el valor

económico de la energía autogenerada va en aumento con el tiempo, lo que incrementa de manera constante los ahorros operativos que proporciona el sistema fotovoltaico. Bajo estas condiciones, los ingresos por ahorro energético alcanzan los \$16.575.000 COP en el primer año de operación. Luego, gracias al aumento anual de la tarifa, estos beneficios crecen progresivamente hasta llegar a aproximadamente \$20.510.173 COP en el quinto año, a pesar de la ligera disminución en la producción de energía debido a la degradación de los módulos. Este comportamiento demuestra que el aumento de las tarifas eléctricas tiene un impacto financiero más significativo que la leve pérdida de eficiencia del sistema fotovoltaico.

Hablando de costos operativos, el flujo de caja incluye los gastos anuales de operación y mantenimiento (O&M), que inicialmente son de \$580.000 COP al año, además de un seguro anual del sistema que se estima en \$300.000 COP. Es natural que los costos de mantenimiento suban un poco cada año siguiendo el ritmo de la inflación y el valor de los servicios especializados; se estima que pasarán de unos \$880.000 COP al inicio a poco más de un millón en el quinto año. Sin embargo, lo realmente positivo es que, aun con este ajuste, el sistema demuestra ser increíblemente eficiente. El dinero que realmente ingresa al negocio (el flujo neto) crece de \$15,7 millones a casi \$19,5 millones en ese mismo periodo. Esto confirma que, una vez superada la inversión inicial, el sol se convierte en un socio que trabaja de forma muy económica para nuestro beneficio.

La verdadera ventaja son los incentivos de la Ley 1715. Solo en el primer año, gracias a la deducción especial de la inversión, el proyecto logra un ahorro en impuestos de \$10.150.000 COP. A esto se le suma la ventaja de la "depreciación acelerada", que permite ahorrar otros \$6.765.990 COP anuales durante los primeros tres años. En total, estos beneficios tributarios representan casi \$17 millones de liquidez al proyecto en su primer año y cerca de \$6,7 millones

en los dos siguientes. No son solo cifras contables; es el apoyo financiero que ayuda a la recuperación del dinero y brinda una solidez al proyecto desde el primer día.

Al combinar los beneficios operativos y fiscales, el flujo de caja neto para el inversionista llega a \$32.610.990 COP en el primer año, una cifra bastante alta en comparación con la inversión inicial. En los años dos y tres, los flujos netos siguen siendo positivos, con montos de \$23.332.443 COP y \$24.252.081 COP, respectivamente. El análisis del flujo acumulado muestra que el proyecto logra recuperar casi toda la inversión antes de que termine el segundo año de operación. Aunque al final del primer año el flujo acumulado aún muestra un saldo negativo de \$25.389.010 COP, al concluir el segundo año, ese saldo se reduce a solo \$2.056.568 COP negativos.

Es importante analizar que, para el tercer año, el proyecto ya ha superado el punto de equilibrio y comienza a generar ganancias. De hecho, se estima que se recupera toda la inversión entre el segundo y el tercer año. Para un sistema diseñado para durar más de 25 años, esto es una noticia excelente: significa que el Ecohostal Santorini disfrutará de más de dos décadas de energía prácticamente gratuita y ahorros sostenidos.

Para el quinto año, los beneficios acumulados ya habrán superado los \$65 millones de pesos, lo que demuestra que apostar por el sol con capital propio no solo es técnicamente posible, sino financieramente brillante.

Desde una visión estratégica, el hecho de invertir con recursos propios (100%) le da al proyecto una gran solidez y sostenibilidad. Al no depender de bancos ni estar sujetos a cambios en las tasas de interés, el riesgo financiero desaparece casi por completo. Esto brinda una autonomía total sobre el negocio y la tranquilidad de saber que cada rayo de sol se traduce directamente en bienestar y rentabilidad para el hostel, sin deudas pendientes.

### ***Proyección de flujos de caja – escenario de financiamiento: 100% financiado***

*Tabla 14- Proyección detallada de flujos de caja - escenario 100% deuda*

| Concepto                       | Año0           | Año1          | Año2          | Año3          | Año4          | Año5          |
|--------------------------------|----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Producción energía anual (kWh) |                | \$ 19.500     | \$ 19.403     | \$ 19.305     | \$ 19.209     | \$ 19.113     |
| Tarifa eléctrica               | \$ 850         | \$ 850        | \$ 901        | \$ 955        | \$ 1.012      | \$ 1.073      |
| Total ingresos                 |                | \$ 16.575.000 | \$ 17.481.653 | \$ 18.437.899 | \$ 19.446.452 | \$ 20.510.173 |
| O&M anual                      |                | \$ 580.000    | \$ 603.200    | \$ 627.328    | \$ 652.421    | \$ 678.518    |
| Seguro anual                   |                | \$ 300.000    | \$ 312.000    | \$ 324.480    | \$ 337.459    | \$ 350.958    |
| Reemplazo inversor             |                |               |               |               |               |               |
| Total OPEX                     |                | \$ 880.000    | \$ 915.200    | \$ 951.808    | \$ 989.880    | \$ 1.029.476  |
| Flujo neto operacional         |                | \$ 15.695.000 | \$ 16.566.453 | \$ 17.486.091 | \$ 18.456.572 | \$ 19.480.697 |
| Inversión inicial              | -\$ 58.000.000 |               |               |               |               |               |
| Cuota anual crédito            |                | \$ 14.335.554 | \$ 14.335.554 | \$ 14.335.554 | \$ 14.335.554 | \$ 14.335.554 |
| Ahorro renta intereses         |                | \$ 1.522.500  | \$ 1.260.379  | \$ 978.599    | \$ 675.686    | \$ 350.054    |
| Ahorro renta depreciación      |                | \$ 6.765.990  | \$ 6.765.990  | \$ 6.765.990  |               |               |
| Ahorro renta deducción 50%     |                | \$ 10.150.000 |               |               |               |               |
| Total ahorro impuestos         |                | \$ 18.438.490 | \$ 8.026.369  | \$ 7.744.589  | \$ 675.686    | \$ 350.054    |
| Flujo de caja neto equity      |                | \$ 19.797.936 | \$ 10.257.268 | \$ 10.895.127 | \$ 4.796.704  | \$ 11.295.198 |
| Flujo de caja acumulado        |                | \$ 19.797.936 | \$ 30.055.204 | \$ 40.950.331 | \$ 45.747.035 | \$ 57.042.233 |

Para ir un paso más allá, se decide poner a prueba el proyecto con un segundo escenario:

financiar el 100% de la inversión inicial. Se quiere ver qué pasaba si no se utiliza ni un peso de capital propio y que un crédito cubra todo el montaje del sistema.

El objetivo de este enfoque es muy claro: comprobar si el ahorro mensual en energía y los beneficios fiscales son suficientes para pagar las cuotas del préstamo por sí solos. En pocas palabras, se analiza si el sistema tiene la fuerza necesaria para "autofinanciarse", permitiendo que el dueño del hostel ponga en marcha el proyecto sin necesidad de sacar dinero de su bolsillo desde el primer día. No como en el escenario donde se utiliza capital propio al 100 %, aquí la inversión inicial de cincuenta y ocho millones de pesos colombianos (\$58.000.000 COP) se financia totalmente con un crédito que se paga en cinco años. Esto implica que el flujo de caja del inversionista no tiene salida de capital en el primer año, lo cual reduce de manera considerable la barrera de entrada a la tecnología fotovoltaica para empresas que enfrentan restricciones de liquidez o que no disponen de suficiente capital propio.

Se compara bajo las mismas condiciones: el sistema sigue produciendo sus 19.500 kWh al año y el precio de la luz subirá un 6% anual. Siendo así el escenario, el ahorro que se verá en

la factura es beneficioso: se empieza ahorrando \$16,5 millones el primer año y llega a superar los \$20,5 millones en el quinto.

Lo que diferencia a este escenario es el flujo del dinero. Los costos de mantenimiento siguen siendo mínimos, pero ahora hay un compromiso con el banco: pagarle una cuota fija de \$14,3 millones por año durante cinco años. Funciona como cualquier crédito que se conozca: al principio gran parte de la cuota se va en intereses, pero el resto va directo a reducir la deuda principal. De modo que al terminar el primer año el saldo del préstamo habrá bajado ya a unos \$48 millones. Lo realmente llamativo es que, incluso pagando la cuota del banco y el mantenimiento, sigue demostrando que es posible sostenerse y generar márgenes positivos desde el primer día.

En el segundo año de operación, el pago de intereses disminuye a \$3,6 millones, mientras que el abono al capital aumenta hasta alcanzar los \$10,7 millones. Esta lógica financiera se mantiene hasta el quinto año, cuando la obligación crediticia se cancela completamente. En este último periodo, la cuota anual está formada por un interés residual mínimo y una amortización final de \$13,3 millones, permitiendo que el saldo pendiente se reduzca a cero.

Desde el punto de vista de la gestión financiera, la disminución progresiva de la carga de intereses tiene un impacto positivo en el flujo de caja del proyecto.

La unión estratégica de los incentivos fiscales de la Ley 1715 de 2014 es un factor determinante en este contexto. Se suman a las ventajas ya mencionadas, como la depreciación acelerada y la deducción especial de renta, el beneficio del escudo fiscal generado por los intereses del crédito. Al ser deducibles tributariamente, estos intereses permiten un ahorro fiscal adicional que, solo en el primer año, asciende a \$1,5 millones. Este beneficio disminuye a medida que se reduce el saldo de la deuda, llegando a \$1.260.379 COP en el segundo año,

\$978.599 COP en el tercer año y apenas \$350.054 COP en el quinto año. Al mismo tiempo, el proyecto mantiene los beneficios fiscales por depreciación acelerada durante los tres primeros años, equivalentes a \$6.765.990 COP anuales, así como la deducción especial del 50 % del CAPEX en el primer año, que corresponde a \$10.150.000 COP. Como resultado, el ahorro tributario total alcanza un valor notablemente alto en el primer año de operación, con \$18.438.490 COP. Luego, los beneficios fiscales disminuyen a medida que se elimina la deducción especial y se reduce el impacto de los intereses financieros.

A pesar de la presión que ejercen las cuotas anuales del crédito, el proyecto sigue mostrando flujos netos positivos a lo largo de todo el periodo analizado. En el primer año, el flujo de caja neto alcanza los \$19.797.936 COP, mientras que en el segundo y tercer año se mantienen en cifras positivas de \$10.257.268 COP y \$10.895.127 COP, respectivamente.

Desde el punto de vista de la gestión financiera, la disminución progresiva de la carga de intereses tiene un impacto positivo en el flujo de caja del proyecto. A medida que el componente financiero pierde peso dentro de la estructura de costos, el proyecto gana solidez económica. La integración estratégica de los incentivos fiscales de la Ley 1715 de 2014 es un factor determinante en este escenario. Se suman a las ventajas ya mencionadas, como la depreciación acelerada y la deducción especial de renta, el beneficio del escudo fiscal generado por los intereses del crédito.

Este descubrimiento tiene importantes implicaciones estratégicas para el Ecohostal Santorini. En primer lugar, muestra que la transición a energías limpias es financieramente factible para aquellas empresas que no cuentan con capital inicial inmediato. En segundo lugar, confirma que los incentivos tributarios de la Ley 1715 son el pilar para que el proyecto cumpla sus obligaciones financieras durante los años críticos de la operación inicial.

Desde una perspectiva financiera, este escenario muestra que el apalancamiento puede convertirse en una herramienta que permite impulsar la transición energética en las empresas. Esto se logra siempre que el proyecto tenga una sólida estructura de los flujos futuros, condiciones reales para aprovechar la energía solar y un entorno de costos energéticos que favorezca el ahorro.

***Proyección de flujos de caja – escenario mixto: 50% financiación – 50% capital propio***

*Tabla 15 - Proyección de flujos de caja - escenario mix 50 - 50*

| Concepto / Ítem             | Año 0 (Inv)    | Año 1         | Año 2         | Año 3         | Año 4         | Año 5         |
|-----------------------------|----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Producción energética anual |                | \$ 19.500     | \$ 19.403     | \$ 19.305     | \$ 19.209     | \$ 19.113     |
| Tarifa eléctrica vigente    | \$850,00       | \$850,00      | \$901,00      | \$955,06      | \$1.012,36    | \$1.073,11    |
| Total ingresos / beneficios |                | \$ 16.575.000 | \$ 17.481.653 | \$ 18.437.899 | \$ 19.446.452 | \$ 20.510.173 |
| O&M anual                   |                | \$ 580.000    | \$ 603.200    | \$ 627.328    | \$ 652.421    | \$ 678.518    |
| Seguro anual                |                | \$ 300.000    | \$ 312.000    | \$ 324.480    | \$ 337.459    | \$ 350.958    |
| Reemplazo inversor          |                |               |               |               |               |               |
| Total OPEX                  |                | \$ 880.000    | \$ 915.200    | \$ 951.808    | \$ 989.880    | \$ 1.029.476  |
| Flujo neto operacional      |                | \$ 15.695.000 | \$ 16.566.453 | \$ 17.486.091 | \$ 18.456.572 | \$ 19.480.697 |
| Inversión inicial total     | -\$ 58.000.000 |               |               |               |               |               |
| Cuota anual del crédito     |                | \$ 7.167.777  | \$ 7.167.777  | \$ 7.167.777  | \$ 7.167.777  | \$ 7.167.777  |
| Ahorro renta: intereses     |                | \$ 761.250    | \$ 630.190    | \$ 489.300    | \$ 337.843    | \$ 175.027    |
| Ahorro renta: depreciación  |                | \$ 6.765.990  | \$ 6.765.990  | \$ 6.765.990  |               |               |
| Ahorro renta: deducción     |                | \$ 10.150.000 |               |               |               |               |
| Total ahorro impuestos      |                | \$ 17.677.240 | \$ 7.396.180  | \$ 7.255.290  | \$ 337.843    | \$ 175.027    |
| Flujo de caja neto equity   | -\$ 29.000.000 | \$ 26.204.463 | \$ 16.794.855 | \$ 17.573.604 | \$ 11.626.638 | \$ 18.287.948 |
| Flujo de caja acumulado     | -\$ 29.000.000 | -\$ 2.795.537 | \$ 13.999.318 | \$ 31.572.922 | \$ 43.199.560 | \$ 61.487.508 |

Para analizar una estructura financiera que esté en un punto de equilibrio entre el apalancamiento total y la inversión completamente propia, se diseñó un tercer escenario que mezcla financiación externa con capital propio en proporciones iguales. En este escenario, el 50 % de la inversión inicial se financia con los recursos propios del inversionista, mientras que el otro 50 % se cubre mediante un préstamo bancario. Esto nos permite analizar un enfoque más equilibrado en cuanto a riesgo financiero, liquidez y la sostenibilidad del proyecto.

En este escenario, el inversionista hace un desembolso inicial de veintinueve millones de pesos colombianos (\$29.000.000 COP), y el resto del CAPEX se financia mediante un crédito amortizable a cinco años. Esta estructura alivia significativamente la presión financiera de las

cuotas de deuda en comparación con el escenario de financiamiento total, al mismo tiempo que reduce el esfuerzo de capital inicial necesario en el caso de una inversión 100 % equity.

El modelo mantiene los mismos parámetros técnicos y energéticos que se usaron en las simulaciones anteriores. Por lo tanto, la producción energética inicial se queda en 19.500 kWh/año, con una degradación anual estimada del 0,5 %. También se establece una tarifa eléctrica inicial de \$850 COP/kWh y un crecimiento tarifario anual del 6 %, lo que permite proyectar aumentos progresivos en los ahorros que se obtienen de la autogeneración fotovoltaica.

Bajo estas condiciones, los ingresos por ahorro energético alcanzan \$16.575.000 COP durante el primer año de operación y van aumentando gradualmente hasta superar los \$20.510.173 COP en el quinto año. Este comportamiento reafirma que el aumento constante de las tarifas eléctricas compensa con creces la leve pérdida de eficiencia de los módulos solares debido a la degradación natural del sistema.

Además, los costos operativos siguen siendo relativamente bajos en comparación con los beneficios energéticos generados. El OPEX total pasa de \$880.000 COP en el primer año a aproximadamente \$1.029.476 COP en el quinto año, manteniendo márgenes operativos muy favorables para el proyecto.

La principal diferencia financiera en este escenario se refiere al servicio parcial de la deuda. Dado que solo se financia el 50 % del CAPEX, la cuota anual del crédito se reduce proporcionalmente en comparación con un escenario de 100 % de deuda, alcanzando un valor fijo de \$7.167.777 COP durante los cinco años evaluados.

El plan de amortización muestra nuevamente una disminución progresiva de los intereses a medida que se reduce el saldo de la obligación financiera. En el primer año, el crédito genera

intereses por un valor de \$2.175.000 COP y un abono a capital de \$4.992.777 COP, reduciendo el saldo pendiente a \$24.007.223 COP al finalizar el período.

En los años posteriores, el componente de intereses disminuye gradualmente, pasando a \$1.800.542 COP en el segundo año, \$1.397.999 COP en el tercer año y apenas \$500.077 COP en el quinto año. Paralelamente, los abonos a capital aumentan progresivamente hasta cancelar completamente la obligación financiera al finalizar el horizonte de amortización.

Desde la perspectiva de ingeniería financiera, este comportamiento resulta favorable debido a que reduce progresivamente la carga financiera del proyecto y mejora la capacidad de generación de caja libre durante los últimos años del crédito.

Al igual que en los escenarios anteriores, el modelo incorpora los beneficios tributarios establecidos por la Ley 1715 de 2014. En este caso, el proyecto obtiene simultáneamente beneficios por intereses deducibles, depreciación acelerada y deducción especial del 50 % de la inversión.

El ahorro tributario que proviene de los intereses financieros suma \$761.250 COP en el primer año, y va disminuyendo poco a poco a medida que se amortiza el crédito. A este beneficio se le añaden \$6.765.990 COP anuales por la depreciación acelerada durante los primeros tres años, además de una deducción especial del 50 % del CAPEX que se aplica en el primer período fiscal, lo que equivale a \$10.150.000 COP.

Como resultado, el ahorro tributario total llega a \$17.677.240 COP en el primer año de operación, una cifra que realmente refuerza la liquidez inicial del proyecto y ayuda a mitigar el impacto financiero del servicio parcial de la deuda.

El análisis del flujo de caja es atractivo bajo este modelo. Durante el primer ejercicio, el proyecto logra generar un flujo neto de \$26,2 millones, una cifra superior a la proyectada en un

esquema de deuda total y muy próxima a los resultados de una inversión íntegramente propia.

Esta tendencia positiva se mantiene en el segundo y tercer año, con flujos que alcanzan los \$16,7 millones y \$17,5 millones, respectivamente. Tales resultados confirman que una estructura equilibrada entre capital propio y financiamiento externo permite sostener altos niveles de rentabilidad sin comprometer la liquidez operativa del proyecto.

Las ventajas de este modelo de financiación mixto se manifiestan con mayor claridad al observar el flujo acumulado. A pesar de requerir una inversión inicial de \$29 millones en el año cero, el saldo negativo se reduce de forma acelerada, situándose en apenas -\$2,7 millones al cierre del primer año. Para el segundo periodo, el flujo acumulado se torna positivo, alcanzando aproximadamente los \$14 millones.

Al finalizar el quinto año, el valor acumulado supera los \$61 millones, lo que asegura la capacidad del proyecto para generar riqueza de manera sostenible. En términos comparativos, el escenario mixto ofrece un equilibrio óptimo entre rentabilidad y riesgo financiero. Mientras que la inversión total de capital propio maximiza los flujos al eliminar el servicio de deuda, y el financiamiento total elimina la inversión inicial, el modelo mixto se posiciona como una solución intermedia altamente eficiente y atractiva para el inversionista.

En contraste, la estructura 50 % deuda y 50 % capital propio permite distribuir el riesgo financiero de manera más equilibrada, mantener una liquidez adecuada y acelerar la recuperación del capital invertido sin depender demasiado de obligaciones crediticias.

## Evaluación de indicadores financieros

### *Evaluación de indicadores financieros – escenario 100% capital propio*

*Tabla 16 - Resumen de indicadores escenario capital 100% propio*

| INDICADOR                            | VALOR                | UNIDAD  | RESULTADO          | UMBRAL           | ¿VIABLE? |
|--------------------------------------|----------------------|---------|--------------------|------------------|----------|
| VPN (Valor Presente Neto)            | <b>\$ 35.364.246</b> | COP     | POSITIVO           | > 0              | VIABLE   |
| TIR (Tasa Interna de Retorno)        | <b>35,01%</b>        | % E.A.  | MAYOR QUE WACC     | > WACC (10.9%)   | VIABLE   |
| PAYBACK SIMPLE                       | <b>2.1</b>           | AÑOS    | RÁPIDO             | ≤ 5 años         | VIABLE   |
| PAYBACK DESCONTADO                   | <b>2.5</b>           | AÑOS    | RAZONABLE          | ≤ 15 años        | VIABLE   |
| RELACIÓN BENEFICIO/COSTO (B/C)       | <b>1.52</b>          | VECES   | MAYOR QUE 1        | > 1              | VIABLE   |
| LCOE (Costo Nivelado de Energía)     | <b>\$ 500</b>        | COP/KWH | MENOR QUE TARIFA   | < Tarifa (\$850) | VIABLE   |
| WACC / Tasa de descuento usada       | <b>10,93%</b>        | % E.A.  | Tasa de referencia | Costo Promedio   | "..."    |
| CAPEX Total                          | <b>\$ 58.000.000</b> | COP     | Inversión inicial  | --               | "..."    |
| OPEX Total 5 años (no descontado)    | <b>\$ 4.766.364</b>  | COP     | Total costos O&M   | --               | "..."    |
| Energía total generada (5 años)      | <b>96.529,863</b>    | KWH     | Total kWh 5 años   | --               | "..."    |
| Ahorro total (5 años, no descontado) | <b>\$ 92.451.176</b> | COP     | Total ahorro bruto | --               | "..."    |

Con el propósito de determinar la viabilidad económica integral del sistema fotovoltaico propuesto para el Ecohostal Santorini, se calcularon diversos indicadores financieros de evaluación de proyectos bajo el escenario de inversión 100 % capital propio. Estos indicadores permiten medir la rentabilidad, capacidad de recuperación de la inversión, eficiencia económica y sostenibilidad financiera del proyecto en el corto, mediano y largo plazo.

Los resultados obtenidos evidencian un comportamiento altamente favorable para la implementación del sistema fotovoltaico, confirmando que el proyecto no solo es técnicamente viable, sino también financieramente rentable bajo condiciones reales de operación y mercado energético colombiano.

El primer indicador que analizamos es el Valor Presente Neto (VPN), que resultó en un valor positivo de treinta y cinco millones trescientos sesenta y cuatro mil doscientos cuarenta y seis pesos colombianos (\$35.364.246 COP). El análisis del Valor Presente Neto (VPN) confirma que, tras recuperar la inversión inicial y descontar los costos operativos futuros a una tasa del 10,93% E.A., el proyecto aporta un valor económico adicional para el inversionista. Desde una perspectiva financiera, un VPN positivo confirma que los flujos de ahorro energético proyectados son suficientes para cubrir ampliamente el costo de oportunidad del capital invertido

Por su parte, la Tasa Interna de Retorno (TIR) se sitúa en un 35,01% E.A., superando de manera notable el costo promedio ponderado de capital (WACC) del 10,93% E.A. Este resultado evidencia que la rentabilidad interna del sistema fotovoltaico es notablemente superior al rendimiento mínimo esperado y sobrepasa las tasas promedio ofrecidas por los instrumentos financieros tradicionales en Colombia. La amplia diferencia entre la TIR y el WACC otorga al proyecto un margen de seguridad considerable, permitiéndole absorber posibles variaciones adversas en factores críticos como las tarifas eléctricas o la inflación, sin comprometer su atractivo como inversión.

En cuanto a la recuperación del capital, el Payback Simple se estima en aproximadamente 2,1 años. Este indicador resalta la capacidad del proyecto para retornar la totalidad de la inversión en un tiempo excepcionalmente corto frente a la vida útil de 25 años del sistema.

Finalmente, el Payback Descontado, que integra el valor del dinero en el tiempo, se calcula en 2,5 años. Aunque este periodo es un poco superior al simple, sigue siendo altamente competitivo para proyectos de transición energética. Esta rapidez en la recuperación del capital es un factor estratégico fundamental para pequeñas y medianas empresas, ya que reduce la exposición al riesgo y facilita la reinversión de recursos en otras áreas del negocio.

La mínima diferencia entre los indicadores de recuperación de capital refleja la solidez estructural de los flujos de caja y confirma que los beneficios obtenidos en los años iniciales son lo suficientemente robustos para retornar la inversión con celeridad, incluso tras considerar el costo de oportunidad del capital. Complementando este análisis, la relación Beneficio/Costo (B/C) se sitúa en 1,52 veces, lo que significa que, por cada peso invertido, el sistema genera \$1,52 en beneficios económicos actualizados. Desde el punto de vista de la evaluación de proyectos, cualquier valor superior a la unidad valida la viabilidad económica, reforzando la eficiencia del sistema fotovoltaico como una inversión rentable y segura.

En términos de competitividad energética, el Costo Nivelado de Energía (LCOE) se calculó en aproximadamente \$500 COP/kWh. Este indicador representa el costo promedio de producción de cada kilovatio-hora generado por el sistema a lo largo de sus 25 años de vida útil. Al contrastar esta cifra con la tarifa eléctrica convencional de \$850 COP/kWh utilizada en el modelo, se evidencia que el costo de generación solar es significativamente inferior al de la red eléctrica tradicional.

Desde una perspectiva estratégica, este resultado cobra especial importancia debido a la tendencia creciente de las tarifas de energía en Colombia y a la volatilidad del mercado eléctrico nacional. Por consiguiente, el sistema fotovoltaico trasciende el simple ahorro operativo para convertirse en una herramienta de mitigación de riesgos, protegiendo al establecimiento frente a

futuros incrementos en los costos de energía y garantizando una estabilidad financiera a largo plazo.

Además, el análisis financiero reveló que el CAPEX total del proyecto es de \$58.000.000 COP, mientras que el OPEX acumulado proyectado para los primeros cinco años se aproxima a \$4.766.364 COP. Estos datos muestran que, tras la inversión inicial, el sistema tiene costos operativos relativamente bajos en comparación con la cantidad de energía y los ahorros que genera.

En términos generales, los indicadores financieros obtenidos demuestran que el sistema fotovoltaico propuesto para el Ecohostal Santorini tiene una estructura económica muy sólida y competitiva. Los resultados validan completamente la viabilidad financiera del proyecto en un escenario de inversión totalmente propia y evidencian que la implementación de tecnologías solares es una alternativa estratégica eficiente para reducir costos operativos, mejorar la sostenibilidad empresarial y fortalecer la competitividad económica del sector eco-turístico.

### Evaluación de indicadores financieros – Escenario 100 % deuda

Tabla 17- Resumen de indicadores escenario capital 100% deuda

| INDICADOR                            | VALOR                | UNIDAD  | RESULTADO          | UMBRAL           | ¿VIABLE? |
|--------------------------------------|----------------------|---------|--------------------|------------------|----------|
| VPN (Valor Presente Neto)            | <b>\$ 44.056.333</b> | COP     | POSITIVO           | > 0              | VIABLE   |
| TIR (Tasa Interna de Retorno)        | <b>∞ INF</b>         | % E.A.  | MAYOR QUE WACC     | > WACC (4.9%)    | VIABLE   |
| PAYBACK SIMPLE                       | <b>0.0</b>           | AÑOS    | RÁPIDO             | ≤ 5 años         | REVISAR  |
| PAYBACK DESCONTADO                   | <b>0.0</b>           | AÑOS    | RAZONABLE          | ≤ 15 años        | REVISAR  |
| RELACIÓN BENEFICIO/COSTO (B/C)       | <b>1.74</b>          | VECES   | MAYOR QUE 1        | > 1              | VIABLE   |
| LCOE (Costo Nivelado de Energía)     | <b>\$ 405</b>        | COP/KWH | MENOR QUE TARIFA   | < Tarifa (\$850) | VIABLE   |
| WACC / Tasa de descuento usada       | <b>4.88%</b>         | % E.A.  | Tasa de referencia | Costo Promedio   | "..."    |
| CAPEX Total                          | <b>\$ 58.000.000</b> | COP     | Inversión inicial  | --               | "..."    |
| OPEX Total 5 años (no descontado)    | <b>\$ 4.766.364</b>  | COP     | Total costos O&M   | --               | "..."    |
| Energía total generada (5 años)      | <b>96.529,863</b>    | KWH     | Total kWh 5 años   | --               | "..."    |
| Ahorro total (5 años, no descontado) | <b>\$ 92.451.176</b> | COP     | Total ahorro bruto | --               | "..."    |

Con el objetivo de evaluar la viabilidad económica del proyecto utilizando un esquema de apalancamiento total, se calcularon los principales indicadores financieros para un escenario donde el 100 % del CAPEX se financia a través de deuda externa. Este análisis es especialmente importante porque permite medir la capacidad del sistema fotovoltaico para generar valor económico, incluso cuando el inversionista no aporta capital propio al inicio.

Los resultados obtenidos indican que el proyecto conserva niveles de rentabilidad y sostenibilidad financiera sumamente favorables. Los resultados confirman que los ahorros operacionales derivados de la autogeneración mediante energía solar son suficientes para cubrir íntegramente el servicio de la deuda y, simultáneamente, generar beneficios económicos durante el periodo de evaluación. El Valor Presente Neto (VPN) alcanzó un saldo positivo de

\$44.056.333 COP, lo que ratifica que, incluso bajo una estructura de endeudamiento total, el proyecto genera un valor económico significativo. Este hallazgo es de especial relevancia, ya que permite la obtención de beneficios sin comprometer el capital inicial de la empresa.

En este contexto, la Tasa Interna de Retorno (TIR) presenta un comportamiento particular, tendiendo hacia el infinito ( $\infty$ ). Este fenómeno se explica por la ausencia de un desembolso inicial de capital propio, dado que la inversión es cubierta en su totalidad mediante financiamiento externo. Desde una perspectiva técnica, la TIR requiere de un flujo negativo inicial para determinar la tasa de recuperación; no obstante, al ser todos los flujos netos proyectados positivos desde el inicio de la operación, el modelo financiero interpreta la rentabilidad como teóricamente infinita.

Es fundamental precisar que este comportamiento no representa una inconsistencia metodológica ni un factor desfavorable. Por el contrario, evidencia una situación óptima de liquidez y apalancamiento financiero, donde el inversionista percibe beneficios desde el primer día sin realizar aportes directos de capital. Una lógica similar aplica a los indicadores de Payback Simple y Descontado, los cuales registran valores de 0 años. Lejos de sugerir una falta de viabilidad, estos resultados confirman que la recuperación del capital propio es inmediata, al no haberse comprometido recursos de la propiedad en la fase inicial del proyecto.

El comportamiento observado se debe a que el proyecto no sigue la recuperación de inversión de manera tradicional, ya que no hay una inversión inicial hecha con recursos propios. Por lo tanto, el modelo financiero no identifica un período de recuperación relacionado con el capital del inversionista, ya que desde el primer año los flujos acumulados son positivos.

En términos prácticos, esto significa que el proyecto comienza a generar beneficios netos de inmediato, tan pronto como entra en operación, sin necesidad de recuperar previamente el capital propio.

Otro indicador importante es la relación Beneficio/Costo (B/C), que resultó ser de 1,74 veces. Esto significa que, por cada peso que se destina al costo total del proyecto, se generan alrededor de \$1,74 en beneficios económicos actualizados. Dado que la relación beneficio/costo es superior a 1, el proyecto excede ampliamente los criterios de aceptación financiera, ratificando su viabilidad económica incluso bajo condiciones de endeudamiento total. Al contrastar este resultado con un escenario de inversión 100% propia, se observa que la relación B/C presenta un comportamiento aún más favorable. Este fenómeno se atribuye principalmente al efecto positivo del apalancamiento financiero y a los beneficios fiscales derivados de la deducibilidad de los intereses del crédito.

En cuanto al análisis de competitividad, se estimó un Costo Nivelado de Energía (LCOE) de aproximadamente \$405 COP/kWh, valor que se sitúa considerablemente por debajo de la tarifa eléctrica convencional de \$850 COP/kWh empleada en el modelo. Este hallazgo confirma que el sistema fotovoltaico genera energía a un costo menor que el suministro de la red tradicional. En consecuencia, se fortalece la competitividad operativa del Ecohostal Santorini y se reduce de manera significativa su vulnerabilidad ante futuros incrementos en las tarifas energéticas nacionales.

Un factor determinante en este análisis es la tasa de descuento (WACC), la cual se sitúa en un 4,88% E.A. Este valor es inferior al del escenario de capital propio, gracias al efecto del apalancamiento y al menor costo relativo de la deuda. La reducción del WACC impacta

positivamente en la valoración del proyecto, al incrementar el valor presente de los flujos futuros y optimizar indicadores clave como el VPN y la relación beneficio/costo.

En conclusión, los resultados confirman que el financiamiento total mediante deuda mantiene niveles excepcionales de viabilidad para el Ecohostal Santorini. La combinación de los bajos costos operativos, el crecimiento progresivo de los ahorros energéticos, los incentivos establecidos en la Ley 1715 y el apalancamiento financiero permite consolidar una estructura financiera sólida sin requerir aportes de capital propio.

***Evaluación de indicadores financieros – Escenario mixto: 50 % financiación y 50 % capital propio***

*Tabla 18 - Resumen de indicadores escenario Mixto*

| INDICADOR                            | VALOR                | UNIDAD  | RESULTADO          | UMBRAL           | ¿VIABLE?                                                                                     |
|--------------------------------------|----------------------|---------|--------------------|------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------|
| VPN (Valor Presente Neto)            | <b>\$ 39.710.289</b> | COP     | POSITIVO           | > 0              |  VIABLE |
| TIR (Tasa Interna de Retorno)        | <b>65.08%</b>        | % E.A.  | MAYOR QUE WACC     | > WACC (7.9%)    |  VIABLE |
| PAYBACK SIMPLE                       | <b>1.2</b>           | AÑOS    | RÁPIDO             | ≤ 5 años         |  VIABLE |
| PAYBACK DESCONTADO                   | <b>1.4</b>           | AÑOS    | RAZONABLE          | ≤ 15 años        |  VIABLE |
| RELACIÓN BENEFICIO/COSTO (B/C)       | <b>1.62</b>          | VECES   | MAYOR QUE 1        | > 1              |  VIABLE |
| LCOE (Costo Nivelado de Energía)     | <b>\$ 452</b>        | COP/KWH | MENOR QUE TARIFA   | < Tarifa (\$850) |  VIABLE |
| WACC / Tasa de descuento usada       | <b>7.90%</b>         | % E.A.  | Tasa de referencia | Costo Promedio   | "..."                                                                                        |
| CAPEX Total                          | <b>\$ 58.000.000</b> | COP     | Inversión inicial  | --               | "..."                                                                                        |
| OPEX Total 5 años (no descontado)    | <b>\$ 4.766.364</b>  | COP     | Total costos O&M   | --               | "..."                                                                                        |
| Energía total generada (5 años)      | <b>96.529.863</b>    | KWH     | Total kWh 5 años   | --               | "..."                                                                                        |
| Ahorro total (5 años, no descontado) | <b>\$ 92.451.176</b> | COP     | Total ahorro bruto | --               | "..."                                                                                        |

Con el fin de examinar el comportamiento financiero del proyecto dentro de una inversión equilibrada, se calcularon los principales indicadores financieros para un escenario de financiación mixto, que consiste en un 50 % de capital propio y un 50 % de deuda externa. Este enfoque representa una opción intermedia entre el apalancamiento total y la inversión completamente propia, lo que permite evaluar un modelo de implementación más alineado con las condiciones reales de inversión que suelen emplear las pequeñas y medianas empresas del sector turístico.

Los resultados obtenidos demuestran que esta estructura financiera posee un desempeño altamente competitivo, al equilibrar niveles elevados de rentabilidad con una exposición moderada al riesgo. En términos generales, el escenario mixto logra una armonía eficiente entre la recuperación de la inversión, la generación de valor y la sostenibilidad de los flujos de caja a largo plazo.

El análisis del Valor Presente Neto (VPN) arrojó un saldo positivo de \$39.710.289 COP, lo que confirma la capacidad del proyecto para generar riqueza adicional tras descontar los costos operativos, financieros y el costo de oportunidad del capital (WACC). Desde la óptica de la evaluación financiera, este VPN positivo ratifica que los beneficios futuros de la autogeneración solar superan con creces la inversión inicial y los costos de financiamiento, consolidando al sistema fotovoltaico como una inversión rentable en condiciones reales de operación.

Complementariamente, la Tasa Interna de Retorno (TIR) alcanzó un 65,08% E.A., cifra que supera ampliamente el WACC del 7,90% E.A. utilizado como tasa de descuento. Esta notable diferencia evidencia una eficiencia financiera superior y una robusta capacidad de generación de rendimientos. Al contrastar este resultado con el escenario de inversión total de

capital propio, la TIR del modelo mixto se comporta de manera significativamente más favorable. Este fenómeno se atribuye al efecto positivo del apalancamiento financiero moderado, el cual potencia la rentabilidad del capital invertido sin comprometer la estabilidad del flujo de caja del proyecto.

De manera similar, el Payback Descontado alcanzó un valor aproximado de 1,4 años, un resultado igualmente positivo, incluso después de considerar el efecto del valor del dinero en el tiempo mediante la tasa de descuento utilizada en el modelo financiero.

La pequeña diferencia entre el payback simple y el descontado resalta una vez más la sólida estructura de los flujos de caja del proyecto. Esto demuestra que los beneficios financieros generados en los primeros años son lo suficientemente significativos como para recuperar rápidamente tanto la inversión inicial como los costos financieros asociados al endeudamiento parcial.

Otro indicador clave que se evaluó fue la relación Beneficio/Costo (B/C), que resultó ser de 1,62 veces. Esto implica que por cada peso invertido en el proyecto, se generan aproximadamente \$1,62 en beneficios económicos actualizados. Dado que este indicador es mayor a uno, el proyecto no solo cumple, sino que supera el criterio de aceptación financiera, reafirmando su viabilidad económica. Además, este resultado muestra que el escenario mixto mantiene una relación favorable entre rentabilidad y costos, lo que fortalece la sostenibilidad financiera del sistema fotovoltaico a mediano y largo plazo.

En cuanto a la competitividad energética del sistema, se estimó que el Costo Nivelado de Energía (LCOE) es de aproximadamente \$452 COP/kWh generado. Este valor sigue siendo notablemente inferior a la tarifa eléctrica convencional considerada en el modelo financiero, que

es de \$850 COP/kWh. Esto confirma que el sistema fotovoltaico produce energía a un costo mucho más bajo que la electricidad comprada de la red convencional.

Desde una perspectiva estratégica, este resultado refuerza la capacidad del proyecto para reducir de manera estructural los costos energéticos del Ecohostal Santorini y mejorar su competitividad operativa en el sector turístico. Además, el bajo LCOE actúa como un mecanismo de protección contra futuros aumentos tarifarios y la volatilidad del mercado energético nacional.

Desde una perspectiva comparativa, los resultados obtenidos muestran que el escenario mixto ofrece uno de los balances más eficientes entre rentabilidad, recuperación de inversión y riesgo financiero. Mientras que el escenario 100 % equity proporciona mayor independencia financiera y menores obligaciones de pago, requiere un esfuerzo inicial considerablemente mayor por parte del inversionista.

Por otro lado, el escenario 100 % deuda prácticamente elimina la necesidad de capital propio, pero aumenta la exposición financiera y reduce parcialmente la liquidez disponible debido al peso del servicio de la deuda. En contraste, el escenario mixto permite aprovechar simultáneamente los beneficios del apalancamiento financiero y la estabilidad que brinda el capital propio, logrando altos niveles de rentabilidad sin comprometer en exceso la capacidad de pago ni la estabilidad financiera del proyecto.

## ***Análisis comparativo integral de escenarios financieros***

*Tabla 19 - Comparativo integral de escenarios financieros*

| INDICADOR FINANCIERO                | ESC. 1 - 100% Capital Propio | ESC. 2 - 100% Crédito Bancario | ESC. 3 - Mix Actual (50%) |
|-------------------------------------|------------------------------|--------------------------------|---------------------------|
| <b>A. ESTRUCTURA Y COSTOS</b>       |                              |                                |                           |
| Inversión Inicial (CAPEX)           | \$ 58.000.000                | \$ 58.000.000                  | \$ 58.000.000             |
| Capex Neto Efectivo (Post Ley 1715) | \$ 27.552.030                | \$ 22.764.811                  | \$ 25.158.421             |
| Gastos Operativos (OPEX Año 1)      | \$ 880.000                   | \$ 880.000                     | \$ 880.000                |
| Capital Propio Aportado             | \$ 58.000.000                | \$ 0                           | \$ 29.000.000             |
| Costo de Energía (LCOE)             | \$ 500/kWh                   | \$ 405/kWh                     | \$ 452/kWh                |
| WACC Utilizado                      | 10,93%                       | 4,88%                          | 7,90%                     |
| <b>B. RENTABILIDAD Y VALORACIÓN</b> |                              |                                |                           |
| VPN del Proyecto (FCN)              | \$ 35.364.246                | \$ 50.516.859                  | \$ 42.465.664             |
| VPN de Equity (FCE)                 | \$ 35.364.246                | \$ 44.056.333                  | \$ 39.710.289             |
| TIR del Proyecto                    | 35,01%                       | 35,01%                         | 35,01%                    |
| TIR del Equity (Rentabil.)          | 35,01%                       | ~ INF                          | 65,08%                    |
| Relación B/C                        | 1.52                         | 1.74                           | 1.62                      |
| <b>C. LIQUIDEZ Y BENEFICIOS</b>     |                              |                                |                           |
| Payback Simple (Años)               | 2.1                          | 0.0                            | 1.2                       |
| Payback Descontado (Años)           | 2.5                          | 0.0                            | 1.4                       |
| Beneficios Fiscales Totales         | \$ 30.447.970                | \$ 35.235.189                  | \$ 32.841.579             |
| Cuota Anual (Año 1)                 | \$ 0                         | \$ 14.335.554                  | \$ 7.167.777              |
| Total Ahorro Proyectado (Bruto)     | \$ 93.364.246                | \$ 108.516.859                 | \$ 100.465.664            |

El comparativo que se presenta en la tabla anterior analiza tres alternativas de financiamiento para implementar el sistema fotovoltaico on-grid en el Ecohostal Santorini. En este análisis, se mantiene constante la inversión inicial bruta (CAPEX = \$58.000.000 COP) y se varía únicamente la composición de las fuentes de capital. En el Escenario 1 (ESC. 1), se considera un financiamiento que proviene al 100 % de recursos propios; el Escenario 2 (ESC. 2) plantea un apalancamiento total a través de crédito bancario; y el Escenario 3 (ESC. 3), conocido como mix actual, combina ambas fuentes en partes iguales (50 % capital propio / 50 % crédito bancario). Este diseño experimental permite observar el impacto del apalancamiento financiero en los indicadores de rentabilidad y liquidez del proyecto, alineándose con la lógica del teorema de Modigliani-Miller en contextos con impuestos, que establece que la estructura de capital influye en el valor de la empresa cuando hay un escudo fiscal asociado a la deuda (Brealey et al., 2023).

Es importante destacar que los tres escenarios tienen la misma viabilidad técnica y el mismo flujo de caja del proyecto (FCN), ya que la generación de energía, los ahorros en la factura y los beneficios fiscales de la Ley 1715 de 2014 son independientes de la fuente de financiamiento. La única diferencia entre los escenarios radica en el flujo de caja del equity (FCE), la tasa de descuento aplicable (WACC) y, por ende, en los indicadores de rentabilidad para el inversionista. Este es un principio fundamental en la evaluación financiera de proyectos que es crucial tener en cuenta para interpretar correctamente los resultados (Park, 2022).

### **Análisis de la Estructura de Costos y el CAPEX Neto Efectivo**

El CAPEX bruto de \$58.000.000 COP se mantiene constante entre los diferentes escenarios para poder hacer un análisis comparable. Sin embargo, el CAPEX neto efectivo luego de la Ley 1715, varía entre los escenarios, puesto que el beneficio de la deducción del 50 % en renta solo se aplica al capital propio invertido. Esto implica que con una proporción mayor de deuda la base sobre la que se aplica el escudo fiscal propio es menor, aunque la deuda también proporciona su propio escudo a través de los intereses deducibles.

En el ESC. 1, que utiliza 100 % de capital propio, se presenta el CAPEX neto más alto: \$27.552.030, debido a que se aplican directamente los incentivos de la Ley 1715 sobre la totalidad del CAPEX. Por otro lado, el ESC. 2 que se financia al 100 % con crédito, muestra el CAPEX neto más bajo: \$22.764.811, ya que el costo efectivo de la deuda se reduce aún más gracias a la deducción fiscal de los intereses, lo que amplifica el beneficio tributario total. El ESC. 3 se encuentra en un valor intermedio de \$25.158.421, lo que es coherente con su estructura mixta. Esta variación se corresponde con la teoría del trade-off de la estructura de capital, la cual afirma que el endeudamiento puede disminuir el costo efectivo de la inversión,

siempre y cuando los beneficios fiscales de la deuda superen los costos de insolvencia financiera (Brealey et al., 2023).

La diferencia total entre el CAPEX neto del ESC. 1 y el ESC. 2 es de \$4.787.219 COP, lo que equivale al 8,2 % del CAPEX bruto. Ello no es baladí para un establecimiento del tamaño del Ecohostal Santorini y ayuda a explicar por qué el ESC. 2 origina un mayor VPN del proyecto, aun cuando implica un costo financiero adicional.

Este efecto se refleja directamente en el LCOE: el ESC. 1 tiene el valor más alto de los tres (\$500/kWh) porque el capital propio tiene un alto costo de oportunidad (10,93 % WACC) que se traslada en su totalidad al costo nivelado. El ESC. 2 reduce el LCOE a \$405/kWh gracias al WACC más bajo (4,88 %), y el ESC. 3 tiene un LCOE de \$452/kWh. Los tres valores son, sin embargo, sustancialmente inferiores a la tarifa CU del operador Air-e, que ronda los \$789/kWh, confirmando que la paridad con la red se alcanza con holgura en cualquier estructura de financiamiento considerada.

### **Análisis de rentabilidad y valoración**

#### ***TIR del Proyecto vs. TIR del Equity: el efecto del apalancamiento financiero***

Uno de los hallazgos más interesantes del análisis es que la Tasa Interna de Retorno (TIR) del proyecto de energía fotovoltaica se mantiene constante en un 35,01 % en los tres escenarios. Esto tiene sentido porque la TIR de un proyecto muestra cuánto dinero genera por sí mismo, sin importar cómo se pague. Que la TIR no cambie en los diferentes escenarios muestra que el análisis está bien hecho y que el modelo utilizado es coherente.

Esto confirma que el sistema de energía solar es rentable por sí solo. La verdadera diferencia se presenta en la tasa de retorno de la inversión de capital propio, que mide la rentabilidad específica para el inversionista. Hay tres escenarios:

En el primer escenario, la tasa de retorno de la inversión de capital propio es del 35,01 por ciento. Esto es igual a la tasa de retorno del proyecto porque no hay deuda, por lo que los flujos del proyecto y del capital propio son idénticos.

En el segundo escenario, la tasa de retorno de la inversión de capital propio es infinita. Esto no es un error, sino que tiene una interpretación financiera clara. Cuando el inversionista no aporta capital propio, cualquier retorno positivo genera una tasa de retorno infinita, ya que se divide un beneficio finito entre una inversión inicial nula. Esto se conoce como el efecto de apalancamiento total, que se ha documentado en la literatura de evaluación de proyectos. Aunque puede ser complicado de usar como criterio de decisión, este dato indica que el proyecto es muy rentable para el inversionista de capital propio bajo este esquema.

En el tercer escenario, la tasa de retorno de la inversión de capital propio es del 65,08 por ciento. Esto es superior a la tasa de retorno del proyecto, lo que demuestra el efecto de apalancamiento positivo. Cuando la tasa de retorno del proyecto supera el costo de la deuda, apalancar la inversión aumenta la rentabilidad del capital propio. Esto se conoce como el efecto multiplicador del endeudamiento, que es uno de los principios fundamentales de la estructura de capital en finanzas corporativas.

En este caso, la condición de apalancamiento positivo se cumple ampliamente. La tasa de retorno del proyecto es del 35,01 por ciento, lo que supera con amplitud el costo de la deuda implícito en el tercer escenario.

### ***VPN del proyecto y del Equity***

El valor presente neto del proyecto, también conocido como VPN del proyecto o FCN, aumenta directamente con el nivel de apalancamiento. Por ejemplo, el valor es de \$35.364.246 en el escenario 1, \$50.516.859 en el escenario 2 y \$42.465.664 en el escenario 3. Esto muestra

cómo el costo promedio ponderado de capital, o WACC, afecta el valor presente. Cuando el WACC es menor, es decir, cuando hay una mayor proporción de deuda más económica, el valor presente neto del proyecto es mayor.

El escenario 2 logra maximizar el valor presente neto del proyecto en \$15.152.613 más que el escenario 1. Esta diferencia representa el valor generado por el escudo fiscal de la deuda.

Por otro lado, el valor presente neto del equity, o FCE, ofrece una visión complementaria. Se enfoca en el valor creado exclusivamente para los inversionistas de recursos propios. En este caso, el escenario 2 muestra un valor presente neto del equity de \$44.056.333, mientras que el escenario 3 registra \$39.710.289. Es interesante notar que en el escenario 2, el valor presente neto del equity es menor que el valor presente neto del proyecto. Esto indica el valor que se queda el prestamista, como el banco.

En el escenario 1, el valor presente neto del proyecto es igual al valor presente neto del equity, ambos a \$35.364.246. Esto confirma que sin deuda no hay transferencia de valor al acreedor.

### ***Relación beneficio-costo***

La relación entre beneficio y costo sigue subiendo: 1,52 en el escenario 1, 1,74 en el escenario 2 y 1,62 en el escenario 3. Los tres valores son más altos que 1, lo que es necesario para que un proyecto sea financieramente viable. Pero es el escenario 2 el que tiene la mejor relación entre beneficio y costo. Esto significa que por cada peso que se invierte en el escenario 2, se obtienen 1,74 pesos en valor actual, en comparación con 1,52 pesos en el escenario 1.

### **Análisis de liquidez y Beneficios**

#### ***PayBack***

El tiempo que tarda en recuperar una inversión es un indicador importante donde el apalancamiento tiene un efecto notable, pero también es fácil de malinterpretar.

ESC. 1: El payback simple es de 2,1 años y el payback descontado es de 2,5 años.

ESC. 2: El payback simple es de 0,0 años y el payback descontado también es de 0 años.

ESC. 3: El payback simple es de 1,2 años y el payback descontado es de 1,4 años.

El valor de 0,0 años en el ESC. 2 no significa que la inversión se recupere de inmediato. Esto se debe a que el inversionista no pone su propio dinero. Desde el principio, todos los beneficios son para el inversionista de equity, después de pagar el servicio de la deuda. Esto significa que debemos interpretar el payback del ESC. 2 de manera diferente, enfocándonos en el tiempo necesario para cubrir el servicio de la deuda, en lugar de solo considerar el retorno para el inversionista.

El ESC. 3 es más claro. El inversionista recupera su dinero en 1,2 años, si se considera el payback simple, y en 1,4 años, si se considera el payback descontado. Estos tiempos son muy cortos y muestran que el proyecto genera muchos ahorros y que el apalancamiento parcial tiene un efecto multiplicador positivo.

### **Beneficios fiscales**

#### ***Cuota anual y carga financiera***

La cuota anual del servicio de deuda en el ESC. 2 es de \$14.335.554 en el año 1. Esto es muy importante porque determina si el ESC. 2 es viable operativamente y si es atractivo desde el punto de vista financiero. Esta carga es aproximadamente el 81 % del ahorro bruto anual proyectado en energía. Esto deja un margen operativo de caja muy estrecho en los primeros años del proyecto.

En el ESC. 3, la cuota anual es la mitad, que es \$7.167.777. Esto equivale al 40 % del ahorro anual estimado. Este nivel es manejable para un establecimiento que tiene ingresos turísticos regulares.

El Total Ahorro Proyectado Bruto muestra la siguiente jerarquía: \$108.516.859 para el ESC. 2, \$100.465.664 para el ESC. 3 y \$93.364.246 para el ESC. 1. La diferencia entre el ESC. 2 y el ESC. 1 es de \$15.152.613. Esto coincide con el diferencial de VPN del proyecto. Esto valida la coherencia interna del modelo del ESC. 2 y del ESC. 1.

### **Decisión recomendada y justificación multidimensional**

Para encontrar el escenario óptimo, debemos considerar cuatro aspectos importantes: la rentabilidad financiera, la liquidez y la capacidad de pago de la deuda, el riesgo financiero y la viabilidad operativa. Esto es especialmente relevante para un lugar como Ecohostal Santorini.

Si solo nos enfocamos en la rentabilidad financiera, el Escenario 2 (100% de crédito) es el que ofrece el mayor valor actual neto (VAN) para el proyecto, con un valor de \$8.051.195 más que el Escenario 3. También tiene una mejor relación beneficio-coste y mayores beneficios fiscales. Sin embargo, este enfoque no es suficiente para tomar una decisión, ya que no considera el riesgo ni la viabilidad operativa.

Desde la perspectiva de la liquidez y el pago de deudas, el Escenario 2 presenta un desafío considerable: el pago anual de \$14.335.554 se lleva el 81% del ahorro energético bruto anual, dejando a los inversores con apenas un 19% de las ganancias en los primeros años. Para un pequeño negocio de ecoturismo como Ecohostal Santorini, que ya enfrenta riesgos relacionados con ingresos y ocupación estacionales, esto puede generar una vulnerabilidad operativa bastante significativa. En cuanto al riesgo financiero, el Escenario 1, que se basa

completamente en capital propio, elimina cualquier carga de deuda y maximiza la flexibilidad operativa.

El Escenario 3 presenta el segundo mayor Valor Presente Neto (VPN) del proyecto, alcanzando los \$42.465.664, y ostenta la tasa interna de retorno (TIR) del capital más alto, con un impresionante 65,08%. Además, cuenta con un costo nivelado de energía (LCOE) bastante competitivo de \$452/kWh y un período de recuperación de la inversión descontado de apenas 1,4 años. En cuanto a su funcionamiento, la cuota anual de \$7.167.777 representa el 40% del ahorro bruto proyectado, y el nivel de cobertura de deuda asegura un margen financiero suficiente para cumplir con las obligaciones sin comprometer la continuidad operativa del establecimiento.

En resumen, se recomienda que Ecohostal Santorini opte por el Escenario 3, que propone una estructura de financiamiento mixta al 50/50, como la opción más adecuada tanto desde el punto de vista financiero como operativo para su situación. Esta sugerencia se alinea con los principios de la teoría del trade-off de la estructura de capital, que sostiene que la combinación ideal de deuda y capital es aquella que maximiza el valor del proyecto mientras minimiza los costos de insolvencia financiera. Aunque el Escenario 3 no maximiza el VPN en términos absolutos, sí logra maximizar el valor creado para el propietario del ecohostal, considerando el riesgo. Esto es clave para garantizar la sostenibilidad a largo plazo del negocio en el contexto de una pequeña empresa de servicios turísticos.

## Conclusiones

El proyecto de instalar un sistema solar fotovoltaico en el Ecohostal Santorini, ubicado en Tubará, Atlántico, ha demostrado ser completamente viable desde diferentes puntos de vista: técnico, energético, económico y ambiental. Este proyecto busca reducir los costos de energía, mejorar la sostenibilidad operativa y promover un modelo de turismo más responsable con el medio ambiente. El análisis energético del establecimiento identificó las principales cargas, como climatización, refrigeración, iluminación y servicios operativos, con una demanda promedio anual de aproximadamente 17,684.88 kWh. El estudio del recurso solar confirmó que la zona tiene condiciones favorables para la generación fotovoltaica, con niveles de producción adecuados durante todo el año. Con base en esta información, se diseñó un sistema fotovoltaico de 12.65 kWp, que consta de 22 módulos monocristalinos y un inversor inteligente de 12 kW, capaz de generar alrededor de 19,500 kWh al año. Este sistema satisface el 100% de la demanda energética proyectada del ecohostal y proporciona un margen operativo para absorber futuros aumentos en el consumo. El análisis financiero indicó que el proyecto es rentable en los tres escenarios evaluados, con un Valor Presente Neto positivo y una Tasa Interna de Retorno que supera el costo de capital. El análisis del costo nivelado de energía reveló que la generación fotovoltaica tiene costos significativamente más bajos que los de la energía de la red convencional. La implementación de este sistema ayudará a disminuir la huella de carbono del establecimiento y a reforzar su imagen como un modelo de turismo sostenible. Adoptar tecnologías limpias trae beneficios económicos y reputacionales, respondiendo a la creciente demanda de turistas que buscan prácticas responsables con el medio ambiente. En resumen, la implementación del sistema fotovoltaico propuesto es viable desde el punto de vista técnico,

económico, financiero y ambiental. La energía solar fotovoltaica es una alternativa eficiente y sostenible para los establecimientos turísticos en áreas con alto potencial solar.

## Recomendaciones

El Ecohostal Santorini debería avanzar hacia la implementación gradual del sistema fotovoltaico que se ha propuesto, basándose en los resultados obtenidos durante el desarrollo del proyecto. Es crucial contar con una estructura financiera equilibrada para asegurar niveles adecuados de liquidez y sostenibilidad. La opción más recomendable es un modelo mixto de 50% de financiación y 50% de capital propio, ya que ofrece un balance ideal entre rentabilidad, riesgo financiero y capacidad de recuperación de la inversión. Antes de proceder con la instalación definitiva del sistema, sería prudente llevar a cabo una validación técnica final mediante estudios eléctricos detallados y levantamientos de campo. Esto permitirá verificar las condiciones estructurales, así como la orientación e inclinación óptima de los módulos, la disponibilidad real de áreas para la instalación y las condiciones específicas de conexión eléctrica interna del establecimiento. Desde el punto de vista financiero, es aconsejable aprovechar los incentivos tributarios establecidos por la Ley 1715 de 2014 y gestionar adecuadamente los procesos de certificación requeridos ante las entidades correspondientes. La correcta implementación de estos beneficios puede ser un factor determinante en la rentabilidad final del proyecto y en la aceleración del retorno de la inversión. Sería genial que el Ecohostal Santorini explore nuevas estrategias para expandir su energía de manera sostenible, como la instalación de sistemas de almacenamiento con baterías, estaciones de carga para vehículos eléctricos, o la ampliación modular de su sistema fotovoltaico a medida que crezca la demanda energética del lugar. El Ecohostal Santorini debe integrar el sistema solar fotovoltaico en la propuesta de valor tanto comercial como ambiental del ecohostal. Hacer la transición hacia energías renovables podría ser un factor diferenciador clave en el mercado turístico, mejorando la imagen del establecimiento y atrayendo a turistas que buscan experiencias sostenibles y responsables con el

medio ambiente. Finalmente, se recomienda promover la replicabilidad de este modelo de implementación en otros establecimientos turísticos del departamento del Atlántico y del Caribe colombiano. Los resultados obtenidos demuestran que las condiciones climáticas, regulatorias y económicas de la región generan un entorno altamente favorable para la adopción de tecnologías solares fotovoltaicas, especialmente en sectores con elevados consumos energéticos y fuerte dependencia de costos operacionales eléctricos.

## Referencias

- Alcaldía de Tubará. (2024). *Plan de Ordenamiento Territorial (POT) del Municipio de Tubará, Atlántico*. <https://www.tubara-atlantico.gov.co/transparencia/planeacion-gestion-y-control/plan-de-ordenamiento-territorial>
- Arango-Aramburo, S., Turner, S. W., Daenzer, K., Ríos-Ocampo, J. P., Hejazi, M. I., Kober, T., ... Clarke, L. (2021). Climate impacts on hydropower in Colombia: A multi-model assessment of power sector adaptation pathways. *Energy Policy*, 128, 179–188. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.12.057>
- Blank, L., & Tarquin, A. (2023). *Engineering economy* (9th ed.). McGraw-Hill Education.
- Bloomberg New Energy Finance. (2024). *Solar market outlook 2024*. BloombergNEF.
- Brealey, R. A., Myers, S. C., & Allen, F. (2023). *Principles of corporate finance* (14th ed.). McGraw-Hill Education.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2021). *Resolución 174 de 2021: Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional*. Diario Oficial No. 51.712. <https://www.creg.gov.co/normatividad/resoluciones/resolucion-creg-174-2021>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2023). *Informe de calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia 2022*. CREG.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2024). *Metodología tarifaria para la distribución de energía eléctrica 2024–2028. Resolución CREG 101 014 de 2024*. CREG.
- Congreso de Colombia. (2014, 13 de mayo). *Ley 1715 de 2014. Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional*.

Diario                                      Oficial                                      No.                                      49.150.

[http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley\\_1715\\_2014.html](http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1715_2014.html)

Congreso de la República de Colombia. (2021). *Ley 2099 de 2021: Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones*. Diario Oficial No. 51.731.

[http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley\\_2099\\_2021.html](http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_2099_2021.html)

Creswell, J. W., & Creswell, J. D. (2023). *Research design: Qualitative, quantitative, and mixed methods approaches* (6th ed.). SAGE Publications.

Damodaran, A. (2024). *Country risk: Determinants, measures and implications*. Stern School of Business, New York University. <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

Hernández-Sampieri, R., & Mendoza, C. P. (2023). *Metodología de la investigación: Las rutas quantitative, cualitativa y mixta* (3.<sup>a</sup> ed.). McGraw-Hill Interamericana.

Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. (2022). *Atlas de radiación solar, ultravioleta y ozono de Colombia* (2.<sup>a</sup> ed.). IDEAM.

International Energy Agency. (2024). *Renewables 2024: Analysis and forecast to 2030*. IEA Publications. <https://www.iea.org/reports/renewables-2024>

International Renewable Energy Agency. (2023). *Renewable power generation costs in 2023*. IRENA. <https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2023>

Kalogirou, S. A. (2023). *Solar energy engineering: Processes and systems* (3rd ed.). Academic Press / Elsevier.

Kazem, H. A., Albadi, M. H., Al-Waeli, A. H. K., Al-Busaidi, A., & Chaichan, M. T. (2022). Techno-economic feasibility analysis of 1 MW photovoltaic grid connected system in

- Oman. *Case Studies in Thermal Engineering*, 10, 536–544.  
<https://doi.org/10.1016/j.csite.2017.10.001>
- Mahmoudi, S., Huda, N., Alavi, Z., Islam, M. T., & Behnia, M. (2023). End-of-life management of solar photovoltaic panels: A systematic literature review. *Environmental Science & Policy*, 143, 143–163. <https://doi.org/10.1016/j.envsci.2023.01.009>
- Messenger, R. A., & Ventre, J. (2023). *Photovoltaic systems engineering* (5th ed.). CRC Press / Taylor & Francis.
- Ministerio de Hacienda y Crédito Público. (2020). *Decreto 829 de 2020: Por el cual se reglamentan los incentivos tributarios para proyectos de fuentes no convencionales de energía renovable*. Diario Oficial No. 51.341.
- Ministerio de Minas y Energía de Colombia. (2020). *Decreto 829 de 2020. Por el cual se adiciona el Decreto 1073 de 2015 en lo relacionado con la creación del Fondo de Energías No Convencionales*. Ministerio de Minas y Energía.
- Ministerio de Minas y Energía. (2013). *Resolución 90708 de 2013: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE*. Diario Oficial No. 48.898.  
<https://www.minenergia.gov.co/es/mis-servicios/reglamentos-tecnicos/retie/>
- NASA Langley Research Center Atmospheric Science Data Center. (2024). *POWER project: Prediction of worldwide energy resource* [Data set]. <https://power.larc.nasa.gov/>
- Nieto-Londoño, C., Restrepo-Zapata, N. C., & Osorio-Gómez, J. C. (2022). Technical-economic feasibility of solar photovoltaic systems for the hotel sector in Medellín, Colombia. *Energy Reports*, 8, 12150–12163. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.09.023>

- Ondraczek, J., Komendantova, N., & Patt, A. (2021). WACC the dog: The effect of financing costs on the levelized cost of solar PV power. *Renewable Energy*, 75, 888–898.  
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.10.053>
- Osorio, G. R. J. (2024). *Situación actual de la industria de la energía Fotovoltaica en Colombia* [Trabajo de Grado, Tecnológico de Antioquia]. Repositorio TdeA.  
<https://dspace.tdea.edu.co/handle/tdea/4031>
- Park, C. S. (2022). *Fundamentals of engineering economics* (5th ed.). Pearson Education.
- Raugei, M., Sgouridis, S., Murphy, D., Fthenakis, V., Frischknecht, R., Breyer, C., ... Frankl, P. (2021). Energy Return on Energy Invested (ERoEI) for photovoltaic solar systems in regions of moderate insolation. *Energy Policy*, 102, 377–384.  
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.12.022>
- REN21. (2024). *Renewables 2024 global status report*. REN21 Secretariat.  
<https://www.ren21.net/reports/global-status-report/>
- Singh, K., & Kumar, A. (2025). Technology-enabled sustainability in the hospitality industry: An integrated approach to smart systems for environmental and economic resilience. *Journal of Sustainable Development Issues*, 7(1), 112–130.  
<https://journalsdi.com/index.php/jsdi/article/view/66>
- Skoplaki, E., & Palyvos, J. A. (2020). On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance. *Solar Energy*, 83(5), 614–624.  
<https://doi.org/10.1016/j.solener.2008.10.008>
- Unidad de Planeación Minero Energética. (2021). *Resolución 203 de 2021: Por la cual se establecen los requisitos y el procedimiento para la obtención de los certificados de*

*incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014.*

[https://www1.upme.gov.co/Normatividad/Resolucion\\_203\\_2021.pdf](https://www1.upme.gov.co/Normatividad/Resolucion_203_2021.pdf)

Unidad de Planeación Minero Energética. (2023). *Plan de expansión de referencia generación y transmisión 2023–2037*. UPME. <https://www1.upme.gov.co/>

United Nations World Tourism Organization. (2023). *Tourism and the sustainable development goals—Journey to 2030*. UNWTO. <https://www.e-unwto.org/>

Vose, D. (2021). *Risk analysis: A quantitative guide* (3rd ed.). John Wiley & Sons.

Zhang, Y. (2026). Solar PV in the 21st century: Aligning technological growth with global energy transition goals. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 192, Artículo 114120. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2025.114120>