

Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería Mecánica



TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

Análisis y mejora de los factores ambientales y tecnológicos de una Planta Solar Fotovoltaica de 13MWp para incrementar su producción de energía eléctrica

Para obtener el Título Profesional de Ingeniero Mecánico Electricista

Elaborado por

Anderson Alexis Telada Ricaldi

ID [0009-0003-4106-393X](#)

Asesor

Dr. Salome Gonzales Chavez

ID [0000-0003-2327-4621](#)

LIMA – PERÚ

2025

| | |
|--------------------------------|--|
| Citar/How to cite | (Telada, 2025) |
| Referencia/Reference | Telada, A. (2025). <i>Análisis y mejora de los factores ambientales y tecnológicos de una Planta Solar Fotovoltaica de 13MWp para incrementar su producción de energía eléctrica.</i> [Tesis, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio institucional Cybertesis UNI. |
| Estilo/Style: APA (7ma ed.) | |

Dedicatoria

Dedicado a mis padres, hermanos y tíos que
tanto me han apoyado durante la carrera

Resumen

En este trabajo se presenta la evaluación de las condiciones técnicas y ambientales de un proyecto solar fotovoltaico de 13MWp, para a partir de ello plantear mejoras que impacten en la capacidad de producción de energía eléctrica.

Se realizó un análisis del comportamiento de la irradiación en tres lugares en resolución horaria por cada mes; y, se evaluó las probabilidades de excedencia para el recurso. También se evaluó la temperatura para determinar el impacto en la producción de energía eléctrica fotovoltaica y analizar su influencia en los inversores y módulos fotovoltaicos.

El análisis del albedo permitió calcular la irradiación reflejada y el componente efectivo de irradiación reflejada que afecta a la irradiación global (irradiación reflejada efectiva). Finalmente se realiza un diagnóstico del impacto energético-ambiental de cada uno de los componentes de la planta fotovoltaica para luego proponer mejoras. A partir de ello, se propone modificar los componentes principales planteando cuatro escenarios de mejoras tecnológicas y dos de mejoras ambientales.

De los resultados obtenidos se determina que la ganancia de producción de energía eléctrica del escenario con las mejoras tecnológicas y ambientales representa 30.3%, con respecto al escenario inicial propuesto.

Palabras clave:

Planta Solar Fotovoltaica, Producción de Energía Eléctrica, Mejora tecnológica, Mejora Ambiental.

Abstract

This study evaluates the technical and environmental conditions of a 13 MWp photovoltaic solar project, aiming to identify opportunities for enhancing electricity generation capacity.

An analysis of irradiation patterns was conducted across three locations, using hourly resolution data for each month. The probability of exceeding specific resource thresholds was also assessed. Temperature impacts on photovoltaic generation were examined, focusing on their effects on inverters and photovoltaic modules.

The albedo analysis enabled the calculation of reflected irradiation and its effective contribution to the global irradiation (effective reflected irradiation). Additionally, an energy-environmental impact assessment was performed for each component of the photovoltaic plant, leading to the proposal of potential improvements.

Four scenarios for technological enhancements and two for environmental improvements were developed, focusing on modifying key components. The results indicate that the scenario combining both technological and environmental improvements achieves a 30.3% increase in energy production compared to the initial proposed scenario.

Key words:

Photovoltaic Solar Plant, Electricity Generation, Technological Improvement, Environmental Improvement.

Tabla de Contenido

| | Pág. |
|--|-----------|
| Resumen | iv |
| Abstract..... | v |
| Introducción..... | xv |
| Capítulo I: Generalidades..... | 1 |
| 1.1 Antecedentes Investigativos | 1 |
| 1.2 Descripción de la Realidad Problemática..... | 3 |
| 1.3 Formulación del Problema..... | 5 |
| 1.3.1 Problema General | 5 |
| 1.3.2 Problemas Específicos | 5 |
| 1.4 Justificación e Importancia de la Investigación | 6 |
| 1.5 Objetivos | 7 |
| 1.5.1 Objetivo General..... | 7 |
| 1.5.2 Objetivos Específicos | 7 |
| Capítulo II: Marco teórico y conceptual | 8 |
| 2.1 Bases teóricas | 8 |
| 2.1.1 Energía Solar..... | 8 |
| 2.1.2 Potencial solar en el Perú..... | 14 |
| 2.1.3 Coordenadas solares..... | 16 |
| 2.1.4 Efecto fotoeléctrico | 19 |
| 2.1.5 Efecto fotovoltaico y energía solar fotovoltaica | 20 |
| 2.1.6 Sistema fotovoltaico..... | 21 |
| 2.2 Marco Conceptual..... | 33 |
| Capítulo III: Hipótesis y Operacionalización de Variables | 35 |
| 3.1 Hipótesis..... | 35 |
| 3.1.1 Hipótesis General | 35 |

| | | |
|---|---|----|
| 3.1.2 | Hipótesis Específica..... | 35 |
| 3.2 | Operacionalización de variables | 36 |
| Capítulo IV: Metodología de la Investigación | 37 | |
| 4.1 | Unidad de Análisis | 37 |
| 4.2 | Tipo, enfoque, nivel y diseño de Investigación..... | 37 |
| 4.2.1 | Tipo de investigación | 37 |
| 4.2.2 | Enfoque de investigación..... | 37 |
| 4.2.3 | Nivel de investigación | 37 |
| 4.2.4 | Diseño de investigación..... | 37 |
| 4.3 | Periodo de análisis | 37 |
| 4.4 | Fuentes de información e instrumentos utilizados..... | 38 |
| 4.4.1 | Fuentes de información | 38 |
| 4.4.2 | Técnicas e instrumentos de recolección de datos..... | 38 |
| 4.5 | Población y muestra | 38 |
| 4.6 | Análisis y procesamiento de datos..... | 38 |
| Capítulo V: Desarrollo del Trabajo de Investigación..... | 40 | |
| 5.1 | Análisis de Factores Ambientales | 40 |
| 5.1.1 | Radiación solar superficial global..... | 40 |
| 5.1.2 | Temperatura..... | 53 |
| 5.1.3 | Nubosidad | 62 |
| 5.1.4 | Albedo | 70 |
| 5.2 | Análisis tecnológico de la planta solar fotovoltaica de 13MWp | 76 |
| 5.2.1 | Componentes principales | 77 |
| 5.3 | Selección y comparativa de componentes principales | 80 |
| 5.3.1 | Impacto en la producción de energía eléctrica de los módulos fotovoltaicos | |
| | 80 | |
| 5.3.2 | Impacto en la producción de energía eléctrica de los seguidores solares .. | 85 |
| 5.3.3 | Impacto en la producción de energía eléctrica de los inversores solares ... | 89 |

| | |
|---|------------|
| 5.4 Simulación de la mejora ambiental y tecnológica de la planta solar fotovoltaica de 13MWp..... | 89 |
| 5.4.1 Mejora tecnológica de la planta solar fotovoltaica..... | 90 |
| 5.4.2 Mejora ambiental de la planta solar fotovoltaica | 93 |
| Capítulo VI: Análisis y discusión de resultados | 97 |
| 6.1 Resultados | 97 |
| 6.2 Contrastación de la hipótesis..... | 99 |
| 6.2.1 Contrastación de Hipótesis General | 99 |
| 6.2.2 Contrastación de Hipótesis Específicas | 99 |
| 6.3 Discusión de resultados..... | 100 |
| Conclusiones | 102 |
| Recomendaciones | 104 |
| Referencias bibliográficas | 105 |
| Anexos..... | 107 |

Lista de tablas

| | Pág. |
|--|------|
| Tabla 1 <i>Variables e indicadores</i> | 36 |
| Tabla 2 <i>Ubicación y parámetros principales de irradiación de los tres lugares</i> | 41 |
| Tabla 3 <i>Irradiación global promedio para el lugar 1, 2005 – 2023 (Wh/m²)</i> | 42 |
| Tabla 4 <i>Irradiación global promedio para el lugar 2, 2005 – 2023 (Wh/m²)</i> | 43 |
| Tabla 5 <i>Irradiación global promedio para el lugar de la P.S.F., 2005 – 2023 (Wh/m²)</i> | 43 |
| Tabla 6 <i>Desviación estándar de la irradiación global para el lugar 1, 2005 – 2023 (Wh/m²)</i> | 44 |
| Tabla 7 <i>Desviación estándar de la irradiación global para el lugar 2, 2005 – 2023 (Wh/m²)</i> | 45 |
| Tabla 8 <i>Desviación estándar de la irradiación global para el lugar de la P.S.F., 2005 – 2023 (Wh/m²)</i> | 46 |
| Tabla 9 <i>Irradiación global en P99 para el lugar 1, 2005 – 2023 (Wh/m²)</i> | 47 |
| Tabla 10 <i>Irradiación global en P90 para el lugar 1, 2005 – 2023 (Wh/m²)</i> | 48 |
| Tabla 11 <i>Irradiación global en P75 para el lugar 1, 2005 – 2023 (Wh/m²)</i> | 49 |
| Tabla 12 <i>Irradiación global en P99 para el lugar 2, 2005 – 2023 (Wh/m²)</i> | 49 |
| Tabla 13 <i>Irradiación global en P90 para el lugar 2, 2005 – 2023 (Wh/m²)</i> | 50 |
| Tabla 14 <i>Irradiación global en P75 para el lugar 2, 2005 – 2023 (Wh/m²)</i> | 51 |
| Tabla 15 <i>Irradiación global en P99 para el lugar de la P.S.F., 2005 – 2023 (Wh/m²)</i> | 51 |
| Tabla 16 <i>Irradiación global en P90 para el lugar de la P.S.F., 2005 – 2023 (Wh/m²)</i> | 52 |
| Tabla 17 <i>Irradiación global en P75 para el lugar de la P.S.F., 2005 – 2023 (Wh/m²)</i> | 53 |
| Tabla 18 <i>Temperatura máxima y promedio para los tres lugares evaluados</i> | 54 |
| Tabla 19 <i>Temperatura ambiente máxima horaria para el lugar 1, 2005 – 2023 (°C)</i> | 54 |
| Tabla 20 <i>Temperatura ambiente máxima horaria para el lugar 2, 2005 – 2023 (°C)</i> | 55 |
| Tabla 21 <i>Temperatura ambiente máxima horaria para el lugar de la P.S.F., 2005 – 2023 (°C)</i> | 56 |

| | |
|---|----|
| Tabla 22 Datos de la ficha técnica de los coeficientes de temperatura | 57 |
| Tabla 23 Pérdidas por temperatura en el lugar 1 con el panel Trina Solar DE (%)..... | 58 |
| Tabla 24 Pérdidas por temperatura en el lugar 2 con el panel Trina Solar DE (%)..... | 59 |
| Tabla 25 Pérdidas por temperatura en el lugar de la P.S.F. con el panel Trina Solar DE (%) | 60 |
| Tabla 26 Parámetros de operación de inversores..... | 61 |
| Tabla 27 Índice de claridad para el lugar 1 | 65 |
| Tabla 28 Índice de claridad para el lugar 2 | 65 |
| Tabla 29 Índice de claridad para el lugar de la P.S.F..... | 66 |
| Tabla 30 Índice de nubosidad para el lugar 1 | 67 |
| Tabla 31 Índice de nubosidad para el lugar 2 | 68 |
| Tabla 32 Índice de nubosidad para el lugar de la P.S.F..... | 69 |
| Tabla 33 Albedo para los tres lugares evaluados en Ica..... | 70 |
| Tabla 34 Valores típicos de albedo para distintos suelos..... | 71 |
| Tabla 35 Irradiación reflejada para el lugar 1 (W/m ²)..... | 71 |
| Tabla 36 Irradiación reflejada para el lugar 2 (W/m ²)..... | 72 |
| Tabla 37 Irradiación reflejada para el lugar de la P.S.F. (W/m ²)..... | 72 |
| Tabla 38 Irradiación de albedo efectiva para una inclinación de 15 ° en el lugar 1 (W/m ²) | 74 |
| Tabla 39 Irradiación de albedo efectiva para una inclinación de 15 ° en el lugar 2 (W/m ²) | 75 |
| Tabla 40 Irradiación de albedo efectiva para una inclinación de 15 ° en el lugar de la P.S.F. (W/m ²)..... | 75 |
| Tabla 41 Parámetros generales para el diseño de la planta solar fotovoltaica de 13MWp | 77 |
| Tabla 42 Parámetros de los módulos fotovoltaicos monofaciales | 77 |
| Tabla 43 Parámetros de los inversores..... | 78 |
| Tabla 44 Parámetros de las estructuras fijas | 78 |

| | |
|---|----|
| Tabla 45 Parámetros de los centros de transformación | 79 |
| Tabla 46 Impacto en la producción de energía eléctrica de los componentes de la planta de solar fotovoltaica..... | 79 |
| Tabla 47 Eficiencia de conversión eléctrica de dos módulos fotovoltaicos..... | 81 |
| Tabla 48 Resultados de la conversión a energía eléctrica de la irradiación global con el módulo monofacial (Wh/m ²) | 81 |
| Tabla 49 Resultados de la conversión a energía eléctrica de la irradiación global con el módulo bifacial (Wh/m ²) | 82 |
| Tabla 50 Datos de la ficha técnica de los coeficientes de temperatura para el módulo bifacial | 83 |
| Tabla 51 Pérdidas de potencia por temperatura en el lugar de la P.S.F. con el panel Trina solar N-type (%)..... | 84 |
| Tabla 52 Ángulo de seguidor solar para el lugar de la P.S.F. (°)..... | 86 |
| Tabla 53 Altura solar para el seguidor solar para el lugar de la P.S.F (°) | 86 |
| Tabla 54 Factor de corrección de la irradiación para el lugar de la P.S.F..... | 87 |
| Tabla 55 Factor de corrección de la irradiación para el lugar de la P.S.F. limitado por el seguidor..... | 88 |
| Tabla 56 Comparativa de parámetros eléctricos de inversores..... | 89 |
| Tabla 57 Escenarios con las propuestas de mejoras tecnológicas para el lugar de la P.S.F. | |
| | 90 |
| Tabla 58 Parámetros de los módulos fotovoltaicos bifaciales | 90 |
| Tabla 59 Parámetros de las estructuras con seguidor | 91 |
| Tabla 60 Pérdidas y ganancias de producción de energía eléctrica para los escenarios evaluados | 91 |
| Tabla 61 Producción de energía eléctrica mensual para cada escenario de la mejora tecnológica (GWh) | 92 |
| Tabla 62 Parámetros generales para el escenario 4 de la planta solar fotovoltaica de 13MWp | 92 |

| | |
|---|----|
| Tabla 63 <i>Producción de energía eléctrica para distintas probabilidades de excedencia del escenario 4</i> | 93 |
| Tabla 64 <i>Escenarios con las propuestas de mejoras ambientales de la P.S.F.</i> | 93 |
| Tabla 65 <i>Pérdidas y ganancias de la producción de energía eléctrica para mejoras ambientales</i> | 93 |
| Tabla 66 <i>Irradiación de energía mensual en el plano de captación por escenarios (kWh/m²)</i> | 94 |
| Tabla 67 <i>Producción de energía eléctrica mensual para cada escenario de la mejora ambiental (GWh)</i> | 94 |
| Tabla 68 <i>Producción de energía eléctrica para distintas probabilidades de excedencia del escenario 6</i> | 95 |
| Tabla 69 <i>Mejora en el recurso solar aprovechable entre el escenario 1 y 6</i> | 95 |
| Tabla 70 <i>Mejora en la producción de energía eléctrica entre el escenario 1 y 6</i> | 96 |

Lista de figuras

| | Pág. |
|---|------|
| Figura 1 <i>Irradiación Solar Extraterrestre durante 26 años y el promedio de 1367 W/m²</i> | 9 |
| Figura 2 <i>Relación Geométrica entre el Sol y la Tierra que muestra los valores más importante geométricos de forma</i> | 10 |
| Figura 3 <i>Componentes de la Radiación Solar para conocer la Radiación Global</i> | 11 |
| Figura 4 <i>Componentes de la Radiación Solar Terrestre como vectores hacia un sistema de captación</i> | 12 |
| Figura 5 <i>Irradiación Global Horizontal en el Perú con promedios diarios y anuales en kWh/m²</i> | 15 |
| Figura 6 <i>Coordenadas Solares de acuerdo con la trayectoria solar vista desde un punto</i> | 16 |
| Figura 7 <i>Ángulos de Coordenadas Solares</i> | 17 |
| Figura 8 <i>Declinación Solar en los solsticios y equinoccios con el movimiento elíptico de la Tierra alrededor del sol</i> | 19 |
| Figura 9 <i>Efecto Fotoeléctrico: Proceso de liberación de electrones por impacto de radiación</i> | 19 |
| Figura 10 <i>Movimiento de electrones tras la incidencia de radiación en un material con dopaje tipo N y tipo P para dar lugar al efecto fotovoltaico</i> | 21 |
| Figura 11 <i>Componentes Principales de un Sistema Fotovoltaico Conectado a Red</i> | 23 |
| Figura 12 <i>Esquema de un Sistema Fotovoltaico Aislado</i> | 24 |
| Figura 13 <i>Esquema de un Sistema Fotovoltaico Híbrido y sus componentes trabajando en paralelo con un generador en la barra AC</i> | 26 |
| Figura 14 <i>Isométrico de inversor central Huawei</i> | 29 |
| Figura 15 <i>Vista frontal de inversor tipo String de 330 kW de Red Huawei</i> | 30 |
| Figura 16 <i>Vista isométrica de un Centro de Transformación Compacto (STS) de 3,3 MVA</i> | 32 |

| | |
|--|----|
| Figura 17 Vista isométrica de Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS) de 2 MWh | 33 |
| Figura 18 Potencial de Irradiación en el departamento peruano de Ica en kWh/m ² | 40 |
| Figura 19 Lugares analizados de potencial solar en el departamento de Ica | 41 |
| Figura 20 Cielo nublado, con sol y días de precipitación para Ica..... | 63 |

Introducción

El presente trabajo tiene como finalidad analizar y mejorar ambiental y tecnológicamente una planta solar fotovoltaica de 13MWp para poder incrementar su producción de energía eléctrica, para lo cual se ha estructura el contenido en seis partes que se presentan a continuación.

El Capítulo I se titula generalidades. En este se habla de los antecedentes investigativos, la descripción de la realidad problemática, la justificación e importancia de la investigación y los objetivos.

El Capítulo II, que se titula marcos teórico y conceptual, se describen los conceptos teóricos que fundamentan el presente trabajo; además, se precisa los términos más que se utilizan durante el desarrollo.

El Capítulo III, consiste en la hipótesis y la operacionalización de variables. Donde se formulan la hipótesis general y las hipótesis específicas, y que guardan relación con los objetivos; también, se caracterizan las propiedades de las variables.

En el Capítulo IV, metodología de la investigación, se aborda la unidad de análisis y el tipo, nivel, enfoque y diseño de la investigación.

El Capítulo V, titulado desarrollo del trabajo, aborda el análisis de los factores climáticos, el diseño de la planta con sus componentes principales, la selección y comparativa de componentes principales y la simulación de la mejora ambiental y tecnológica propuesta.

En adición a ello, el Capítulo VI, contiene el análisis y discusión de resultados de la investigación.

En el título conclusiones, se sustenta la validez de la hipótesis propuesta en esta investigación y se muestran las mejoras evaluadas para abordar la problemática del proyecto.

En el título recomendaciones, se propone enfoques nuevos de mejoras para la profundización del análisis en este tema.

Capítulo I: Generalidades

1.1 Antecedentes Investigativos

Según Rojas Bismarck (2017)¹ que realizó el diseño de una Central Fotovoltaica de 30MW, ubicado en Tacna, el problema aborda la problemática de la emisión de gases de efecto invernadero; menciona que la coyuntura en el año de su investigación eran las políticas enfocadas hacia una matriz de predominancia renovable. La justificación radica en la importancia de realizar este tipo de investigaciones ya que no se contaba con históricos técnicos para la construcción de este tipo de plantas. El objetivo general es analizar técnica, operativa y económicamente el diseño de una central fotovoltaica de 30MW. La metodología empleada tiene un enfoque analítico descriptivo, el diseño es experimental, la población es todas las Centrales de Generación que estaban generando energía en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante SEIN) y la muestra son las Centrales de Generación de tipo Fotovoltaicas que estaban evacuando energía en el SEIN. La investigación estudió el recurso solar en la ubicación proyectada para la construcción de la Central Fotovoltaica Taca y determinó que la irradiación global resultó 2,234 kWh/m². Se diseñó la Central Fotovoltaica y se obtuvo como resultados que la central tendrá 98,400 módulos fotovoltaicos de 315Wp, y 15 Inversores de 2 000kW, con esto la planta generaría 73,257MWh/año con un factor de rendimiento de 83%, y un factor de planta de 27,88%. Posteriormente se analizó y determinó mediante el software DigSILENT que la operación de la central solar no afectaría la operación ni seguridad del equipamiento del SEIN. Finalmente, se realizó un análisis económico de la planta el cual determinó que esta planta era viable económicaamente.

¹ Rojas Bismarck, J. (2017). "DISEÑO DE UNA CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA DE 30MW, PARA SU ANÁLISIS TÉCNICO, OPERATIVO Y ECONÓMICO EN EL SEIN; UBICADA EN TACNA – 2017". [*Tesis de titulación, UNIVERSIDAD SEÑOR DE SIPÁN*]. Obtenido de <https://hdl.handle.net/20.500.12802/4873>.

Además, Rojas Feris (2020)² llevó a cabo una investigación con el objetivo de optimizar el rendimiento de sistemas fotovoltaicos mediante la implementación de un prototipo de mecanismo seguidor con cuerdas para la orientación solar automática MSCOSA. En este estudio bajo el contexto colombiano, se justifica la necesidad de contar con sistemas fotovoltaicos con seguidores para ser competitivos frente a otras tecnologías de generación; además, menciona que investigaciones como la desarrollada aportan a que se reduzcan el LCOE (evelized cost of energy) de las plantas fotovoltaicas. El objetivo principal se enfoca en modelar el rendimiento energético de grupo generador FV – Mecanismo de seguidor con cuerdas para orientación solar automática. La investigación hace énfasis en que el sistema se evaluará usando módulos fotovoltaicos policristalinos, el prototipo está limitado a sostener un único módulo fotovoltaico y que está limitada al seguimiento; es decir, no contempla el consumo de energía de los elementos, accesorios y demás equipos que la componen. Los resultados determinan que el uso del prototipo obtiene una diferencia de producción de energía eléctrica de 0.231Wh del seguidor paralelo MSCOSA con respecto al serial; por lo que, se infiere que tiene una ganancia de energía neta mayor.

D'Angles Woolcott (2020)³ llevó a cabo una investigación, en el cual explica la influencia de ciertos factores en el diseño de una planta fotovoltaica de 40MW ubicado en el Valle del Mantaro. La justificación de esta investigación hace referencia a la necesidad de conocer estos factores para tener un mejor entendimiento e interpretación para impulsar este tipo de proyectos en la zona. El objetivo principal se enfoca en determinar cuáles son los factores que influyen en el diseño de una planta fotovoltaica, analizando los factores

² Rojas Feris, E. (2020). Optimización del rendimiento de sistemas fotovoltaicos mediante la implementación de un prototipo de mecanismo seguidor con cuerdas para la orientación solar automática MSCOSA. [Tesis de maestría, UNIVERSIDAD DEL NORTE]. Obtenido de <http://hdl.handle.net/10584/10161>.

³ D'Angles Woolcott, B. (2020). Análisis de los factores que influyen en el diseño de una planta fotovoltaica de 40MW ubicada en el valle del Mantaro. [Tesis de maestría, UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CENTRO DEL PERÚ]. Obtenido de <http://hdl.handle.net/20.500.12894/6031>.

ambientales, técnicos y económicos. La hipótesis propuesta sugiere que existen factores que tienen influencia en la operación de una planta fotovoltaica de 40MW. La metodología adopta un enfoque Descriptivo-Correlacional, cuya investigación es aplicada de corte longitudinal con un diseño experimental. La población y muestra que se consideran son una planta fotovoltaica de 40MW, un sistema fotovoltaico de 200Wp instalado en la azotea de la Universidad Continental de Huancayo y los datos registrados por este. El tratamiento de datos usó SPSS, Digsilent y Excel. Los resultados obtenidos subrayan que existen tres tipos de factores que incluyen en el diseño de la planta fotovoltaica; la radiación solar en un 83.78%, la nubosidad en un 94.22% y la temperatura en un 87.58%, así mismo se determina que la precipitación tiene poca relevancia teniendo un 5% de influencia., como la relevancia del consumo eléctrico, que compone el 16% de los costes totales del ciclo de vida, así como la importancia del sistema de elevación y la energía eléctrica, que representan el 46% del coste total. Además, se amplía la estructura de ingresos al considerar negociaciones por bonos de carbono y primas por subastas de energía. Finalmente, se determina que la mejor propuesta para la planta son los paneles monocristalinos y estructura con seguidor de un eje, la simulación muestra una producción uniforme donde los meses de febrero y diciembre son los más desfavorables pese a estar en el verano austral.

1.2 Descripción de la Realidad Problemática

En esta última década, la producción de energía eléctrica ha ido cada vez más de la mano de los recursos renovables, ya que el cambio climático y calentamiento global son uno de los principales problemas a afrontar en los siguientes años. Bajo este contexto, los países con mayor tecnología han desarrollado formas más eficientes de fabricar los componentes principales para plantas renovables y al mismo tiempo han optimizado sus costos. Por ejemplo, en el último quinquenio China ha liderado la fabricación de los equipos principales que forman parte de una planta solar fotovoltaica (módulos fotovoltaicos, inversores, centros de transformación, estructuras, conductores, etc.), lo que ha dado paso

a minimizar los costos de desarrollo de este tipo de plantas de generación y gracias a esto, se ha logrado masificar el uso de la tecnología fotovoltaica alrededor del mundo donde se ha pasado de tener plantas de mega watts a tener plantas de giga watts. Así mismo, la masificación de este tipo de tecnología ha diversificado las empresas productoras de estos equipos principales, lo cual a su vez ha dado paso al desarrollo tecnológico en cada una de estas empresas; por ejemplo, hasta hace 5 años se podía observar módulos fotovoltaicos de 200 a 300 watts, ahora por el contrario se observa potencias de hasta 700 watts. Es así, como la tendencia actual de producción de energía eléctrica está cada vez más encaminada por las fuentes renovables.

El Perú se ha destacado por ser uno de los países con una de las matrices eléctricas más limpias y de menor precio de energía de la región, gracias a la cantidad de centrales hidroeléctricas que forman la base de esta matriz. Este tipo de centrales al tener costos variable casi nulos hacen posible mantener el costo marginal (CMg). Sin embargo, los 3 últimos años se ha atravesado un incremento consistente de los costos marginales debido a la indisponibilidad de centrales hidroeléctricas en épocas de estiaje; y esto, sumado al cambio climático debido a las emisiones de gases de efecto invernadero que agravan las sequías a nivel nacional. Es por ello que, la producción de energía eléctrica renovable ha tenido un desarrollo más consistente y sostenible estos últimos años. La tecnología solar fotovoltaica en específico ha tenido un gran avance debido a que la importación directa de componentes principales desde China ha reducido considerablemente los costos de inversión y, además, esto permite tener la más reciente tecnología al alcance del mercado peruano. En este marco, Solarpack presenta el desarrollo y la construcción del proyecto San Martín que tiene una potencia de 300MW en el Perú, este proyecto permitirá la producción de energía eléctrica de alrededor de 830 GWh al año y evitara más de 564 000 toneladas de misiones de CO₂ al año; así mismo, se destaca la inversión de diferentes empresas peruanas con el fin de construir centrales solares fotovoltaicas que ayudarán al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante SEIN).

Las empresas distribuidoras y consumidoras de energía realizan negociaciones de contratos de potencia y energía para abastecer y cubrir respectivamente, su demanda. Los contratos de potencia y energía pueden ser negociados principalmente con las diferentes generadoras del país; sin embargo, en los últimos años ha habido un incremento sustancial en el precio de energía de estos contratos; por lo que, empresas de distribución y empresa con gran demanda han tenido que desarrollar proyectos de producción de energía eléctrica para abastecer parte de su demanda. Es así que una distribuidora ubicada en Ica desarrolló un proyecto solar fotovoltaico de 13MWp para abastecer parte de su demanda en el horario diurno, la principal economía de Ica se basa en la agricultura que tiene un consumo exhaustivo de energía durante el día, llegando a la demanda máxima entre las 10 horas y las 15 horas debido al uso de bombas de agua para el riego de cultivos. Es por ello que, surge la necesidad de mejorar tecnológicamente el diseño de la planta solar fotovoltaica de 13MWp con el fin de obtener la mayor cantidad de producción de energía eléctrica posible durante las horas solares. Finalmente, la modificatoria de la Ley N° 28832 que se aprobó en el 2024, permite la participación de la producción de energía eléctrica por fuente solar en las licitaciones eléctricas; es por ello, la necesidad de conocer la ganancia de producción de energía eléctrica mejorando tecnológica y ambientalmente una planta solar fotovoltaica convencional.

1.3 Formulación del Problema

1.3.1 Problema General

¿De qué manera se incrementa la producción de energía eléctrica de una planta solar fotovoltaica de 13MWp?

1.3.2 Problemas Específicos

- 1) ¿De qué manera se determina la influencia de factores ambientales y tecnológicos en la producción de energía eléctrica de una planta solar fotovoltaica de 13MWp?
- 2) ¿De qué manera se cuantifica la mejora ambiental y tecnológica de una planta solar fotovoltaica de 13MWp en su producción de energía eléctrica?

1.4 Justificación e Importancia de la Investigación

El presente trabajo contribuye a determinar el análisis y la mejora ambiental y tecnológica de una planta solar fotovoltaica de 13MWp, incrementando la producción de energía eléctrica para aumentar la competitividad de este tipo de instalaciones frente a otras tecnologías de producción de energía eléctrica en el bloque horario diurno. El principal beneficiario es la empresa propietaria del proyecto, ya que se incrementará la producción de energía eléctrica; por lo tanto, se tendrá más ahorro de lo proyectado inicialmente.

De igual forma, este trabajo es fundamental debido a qué se determinará los elementos más relevantes de una planta fotovoltaica y la influencia del avance tecnológico con respecto a estos. Es decir, a través de este trabajo los lectores, investigadores, profesionales del sector fotovoltaico, etc. tendrán una noción clara de cuanto influye en la producción de energía eléctrica el tipo de tecnología usada para el dimensionamiento de una planta solar fotovoltaica. Esto también, servirá como un indicador para las empresas que desarrollan equipos principales de un sistema fotovoltaico, ya que podrán observar cómo es el comportamiento y el rendimiento conjunto de estos elementos. Por otro lado, el trabajo sumará información valiosa para el desarrollo de próximas centrales solares fotovoltaicas de las distintas empresas en el sector de energía e industrias, ya que se conocerá qué aspectos de relevancia contribuyen al incremento de producción de energía eléctrica de una planta solar fotovoltaica; por lo que, no será necesario tener una optimización de diseño sino tener un diseño óptimo de la planta desde su concepción.

Este trabajo es de vital importancia en el lado económico para la empresa propietaria; debido a que, se determinará el impacto del incremento de energía generada a través de la mejora ambiental y tecnológica de la planta solar fotovoltaica; es decir, cuantificará la ganancia de energía que se usará para la comparación frente a la inversión asociada a esta, estos datos se incluirán en el flujo económico – financiero del proyecto

que determinará la viabilidad económica e indicadores financieros para la toma de decisión del comité de gerencias.

En el aspecto social y ambiental, este trabajo es relevante porque comprende un proceso de sostenibilidad ambiental, ya que se incrementará la producción de energía eléctrica sin aumentar el número de componentes principales; es así que, el balance de la disminución de emisiones de CO₂ respecto a la huella de carbono de la planta solar fotovoltaica será más sostenible. Así mismo, la inclusión del estado de arte de los componentes principales ayudará a que las universidades aledañas puedan tener conocimiento y referencia de este tipo de tecnologías, lo cual beneficiará directamente a los estudiantes y profesionales cercanas al área del proyecto.

1.5 Objetivos

1.5.1 Objetivo General

Analizar y mejorar ambiental y tecnológicamente una planta solar fotovoltaica de 13MWp para incrementar la producción de energía eléctrica.

1.5.2 Objetivos Específicos

- 1) Analizar los factores ambientales y tecnológicos de la planta solar fotovoltaica de 13MWp para determinar su influencia en la producción de energía eléctrica.
- 2) Determinar el incremento de la producción de energía eléctrica para cuantificar la mejora ambiental y tecnológica de la planta solar fotovoltaica de 13MWp.

Capítulo II: Marco teórico y conceptual

2.1 Bases teóricas

2.1.1 Energía Solar

La energía solar es una de las principales fuentes de energía que es catalogada como energía primaria y al mismo tiempo es una de las fuentes más abundantes que llega al planeta:

La energía solar es aquella que se obtiene de la radiación solar que llega a la Tierra en forma de luz, calor o rayos ultravioleta. Es un tipo de energía limpia y renovable, pues su fuente, el Sol, es un recurso ilimitado. (Significados, Equipo, 2023)⁴.

La energía solar puede aprovecharse principalmente para la conversión térmica y conversión fotovoltaica; es decir, la energía solar se transforma en energía térmica y además, se transforma en energía eléctrica. Algunos autores también clasifican la energía solar en 2 tipos. El primer tipo es la energía solar activa, que hace referencia al aprovechamiento de la luz para generar energía eléctrica y/o mecánica mediante el uso de equipamiento, y, el segundo tipo es la energía solar pasiva, que hace referencia al aprovechamiento de la luz de forma directa; es decir, sin necesidad de algún equipamiento adicional, como es el caso de la arquitectura bioclimática.

2.1.1.1 La constante solar

La constante solar, es la radiación solar que llega de forma constante al exterior de la atmósfera terrestre, tiene un valor aproximado de 1367 W/m², el cual es de utilidad en las investigaciones e ingeniería referentes a la energía solar. (Basurto Siuce & Torre Salazar, 2019, pág. 11)⁵.

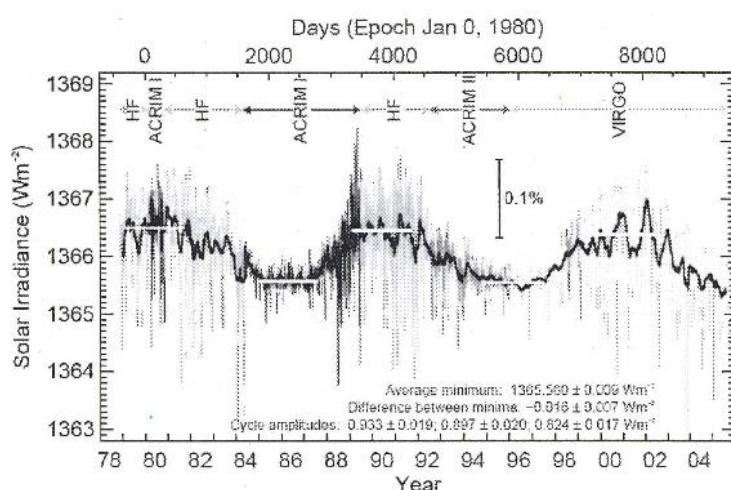
⁴ Significados, Equipo. (20 de 09 de 2023). Recuperado el 30 de 04 de 2024, de <https://www.significados.com/energia/>.

⁵ Woolcott, B. (2020). Análisis de los factores que influyen en el diseño de una planta fotovoltaica de 40MW ubicada en el valle del Mantaro. [*Tesis de maestría*,

El valor de la constante solar de 1367 W/m² ha sido adoptado según la World Radiation Center (WRC); sin embargo, existen pequeñas variaciones de la constante en el año, debido al movimiento elíptico de la órbita terrestre que a su vez está relacionado con las estaciones del año. Los valores de la irradiancia solar oscilan entre los 1395 W/m² en el perihelio y los 1308 W/m² en el afelio. La Figura 1 muestra la variación de la radiación solar extraterrestre entre los años 1978 y 2004.

Figura 1

Irradiación Solar Extraterrestre durante 26 años y el promedio de 1367 W/m²

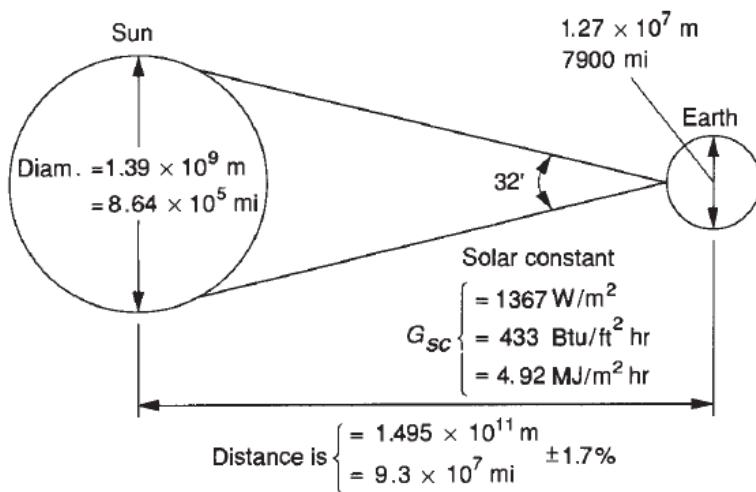


Fuente: Plasencia Sánchez E., Posadas, A., & Cabrera C. (2006). Estimación de la Irradiación Solar Total Extraterrestre en función del número de manchas solares.

Así mismo, la Figura 2 muestra esquemáticamente la relación geométrica entre el Sol y la Tierra. Además, se observa que la distancia varia en 1.7% lo que produce la pequeña variación de la constante solar antes mencionada.

Figura 2

Relación Geométrica entre el Sol y la Tierra que muestra los valores más importantes geométricos de forma



Fuente: Duffie J. & Beckam W. (2013). Engineering of Thermal Processes.

2.1.1.2 Radiación Solar

La radiación solar, es el flujo de energía que recibe toda la Tierra proveniente del Sol y está conformada por las ondas electromagnéticas, radiación ultravioleta y radiación infrarroja. La radiación solar tarda 8 minutos aproximadamente en llegar a la Tierra (viaja a la velocidad de la luz, 300 000 km/s); en el trayecto, 31% se pierde como reflexión y 17.4% por absorción, haciendo un total de 48.4%. En conclusión, solo un 51.6% de toda la radiación solar llega a la superficie terrestre. (Larrea Luzuriaga & Bayas López, 2011, pág. 8)⁶.

Para el estudio de la radiación se tienen algunas definiciones importantes, a continuación:

- Radiación: es la energía que se emite en forma de ondas electromagnéticas.

⁶ Larrea Luzuriaga, G. F. & Bayas López, H. A. (2011). DISEÑO DE UN SISTEMA SOLAR TÉRMICO PARA LA PRODUCCIÓN DE QUESOS EN LAS COMUNIDADES: CHIMBORAZO, SANTA ISABEL-SAN JUAN-CHIMBORAZO. Escuela Superior Politécnica de Chimborazo.

- Radiación Solar: es la energía emitida por el Sol en forma de ondas electromagnéticas.
- Irradiancia: es la densidad de potencia que incide sobre la superficie, su unidad de medida es W/m².
- Irradiación: es la energía que incide sobre la superficie en el tiempo, su unidad de medida es kWh/m² o MJ/m².

La radiación solar que llega a la superficie terrestre puede subdividirse como se muestra en la Figura 3 y Figura 4.

Figura 3

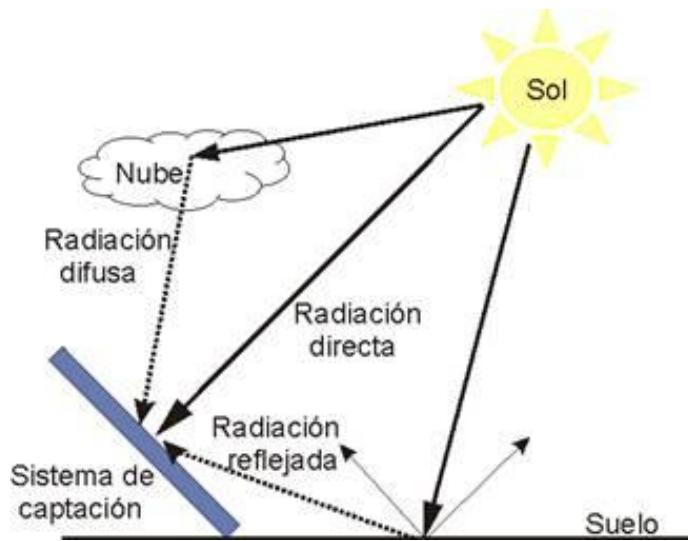
Componentes de la Radiación Solar para conocer la Radiación Global



Fuente: IDEAM (2024). Tiempo y clima: la radiación solar y su paso por la atmósfera.

Figura 4

Componentes de la Radiación Solar Terrestre como vectores hacia un sistema de captación



Fuente: Hernández, Pedro (2014). Arquitectura eficiente: Radiación Directa, Difusa y Reflejada.

2.1.1.3 Radiación directa

La radiación directa “Es la radiación solar sin haber sido esparcidos por la atmósfera. (La radiación de haz a menudo se denomina radiación solar directa; para evitar la confusión entre los subíndices de directo y difuso, usamos el término haz radiación)”. (Duffie & Beckman, 2013, pág. 10)⁷.

2.1.1.4 Radiación difusa

La radiación difusa “Es la radiación solar recibida luego de que su dirección haya sido cambiada por la dispersión en la atmósfera” (Duffie & Beckman, 2013, pág. 10)⁸. Se puede decir también que, es aquella que proviene de la atmósfera luego de ser absorbida y/o reflejada por las nubes, el aire, vapor, contaminantes, etc.

^{7 8} Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). Solar Engineering of Thermal Processes (Vol. 4). Editorial: Wiley.

2.1.1.5 Radiación reflejada

La radiación reflejada o de albedo “Es aquella fracción de radiación solar que es reflejada por la propia superficie terrestre, en un fenómeno conocido como efecto albedo.” (Iberdrola, 2024)⁹.

2.1.1.6 Radiación global

Según el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de Colombia: “La radiación global es toda la radiación solar que llega a la tierra y que se mide sobre una superficie horizontal en un ángulo de 180 grados, resultado de la componente vertical de la radiación directa más la radiación difusa.” (IDEAM, 2024)¹⁰. Sin embargo, algunos autores también incluyen la radiación reflejada como parte de la radiación global, y es la que se usará finalmente en el desarrollo de la tesis.

2.1.1.7 Radiación solar extraterrestre (S)

La radiación extraterrestre es la que llega a la Tierra directamente del Sol, puede ser reflejada al entrar a la atmósfera por la presencia de nubes principalmente, vapor de agua y otros componentes; y, es dispersada por el polvo en suspensión, moléculas de agua, contaminantes, etc.

Según el “Estudio de la Irradiancia Solar Total Extraterrestre en Función del Número de Manchas Solares”, la radiación solar extraterrestre también se puede definir como:

La irradiación Solar Total Extraterrestre (TSI) es la cantidad total de energía solar por unidad de área presente en cada momento fuera de la atmósfera terrestre; por lo tanto, varía a lo largo del año, sin embargo, para muchos fines prácticos se la

⁹ Iberdrola. (2024). Radiación solar. Obtenido de <https://www.iberdrola.com/compromiso-social/radiacion-solar>.

¹⁰ IDEAM. (2024). La radiación solar y su paso por la atmósfera. Obtenido de <http://www.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/la-radiacion-solar-y-su-paso-por-la-atmosfera>.

considera constante y se le asigna un valor llamado Constante Solar (1367 W/m²). (Plasencia Sánchez, Posadas, & Cabrera, 2006)¹¹.

2.1.2 Potencial solar en el Perú

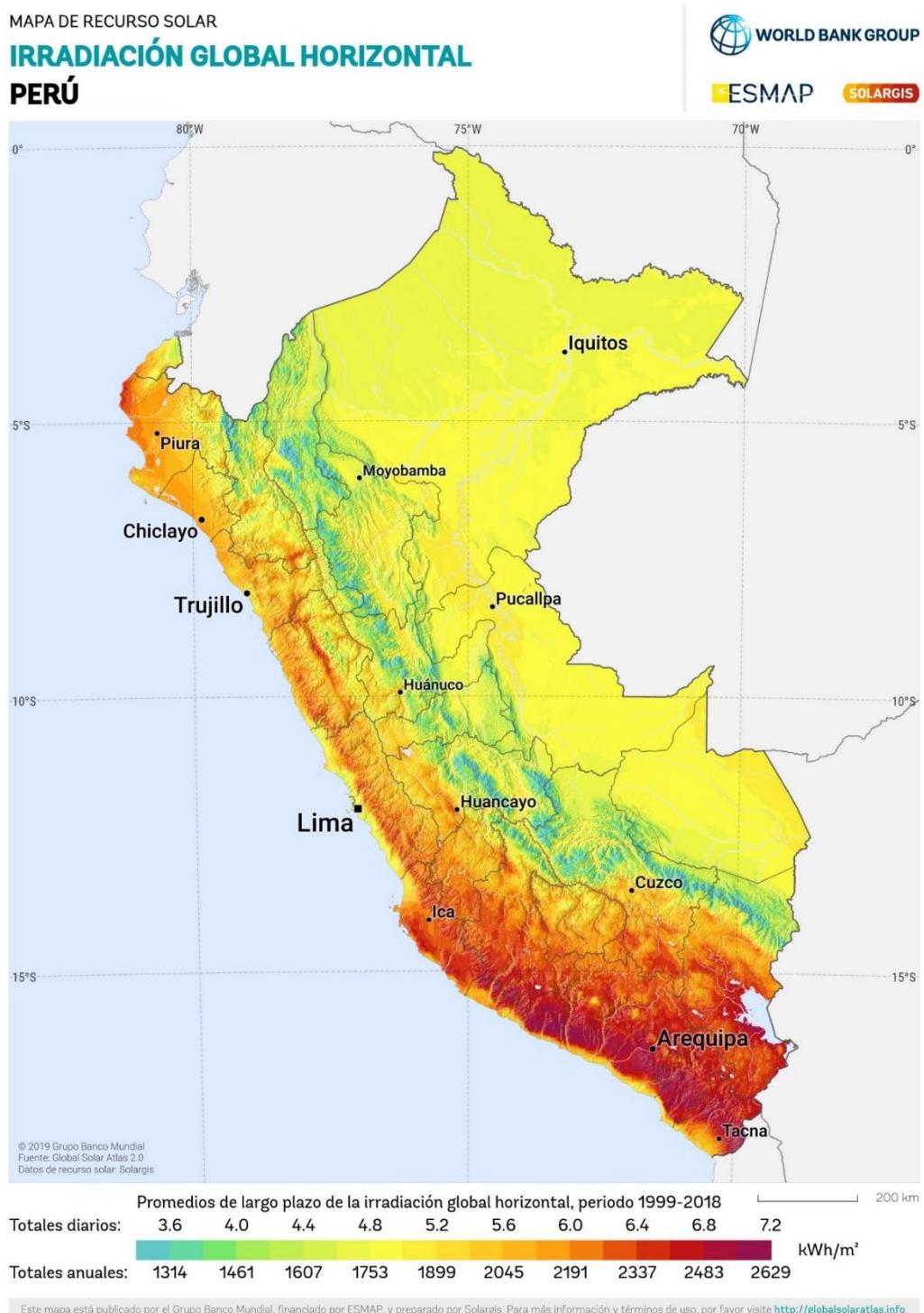
El Perú posee 3 grandes regiones marcadas que son la costa, sierra y selva; así mismo, presenta relieves con distintas altitudes que van desde los 0 msnm hasta más de los 6,768 msnm, este último perteneciente al Huascarán, esto influye y se refleja en el potencial solar que se encuentra en todo el Perú.

Según el mapa de recurso solar actualizado en el periodo de 1999 – 2018, “Irradiación global horizontal, Perú” (ver Figura 5), de SolarGis podemos observar que el mayor potencial solar se concentra en el sur del Perú entre los departamentos de Moquegua, Arequipa y Tacna, teniendo irradiancias superiores a los 5.6 kWh/m² hasta los 7.2 kWh/m². De igual forma, se observa que la costa peruana presenta una irradiación promedio superior a los 5.2 kWh/m², la sierra presenta irradiaciones inferiores a los 4.8 kWh/m² y la selva se mantiene constante con un promedio de 5 kWh/m².

¹¹ Plasencia Sánchez, E., Posadas, A., & Cabrera, C. (01 de 12 de 2006). Estimación de la Irradiancia Solar Total Extraterrestre en una función del número de manchas solares. TECNIA. doi: <https://doi.org/10.21754/tecnia.v16i2.388>.

Figura 5

Irradiación Global Horizontal en el Perú con promedios diarios y anuales en kWh/m²



Fuente: Solargis (2017). Mapas de Recursos Solares del Perú.

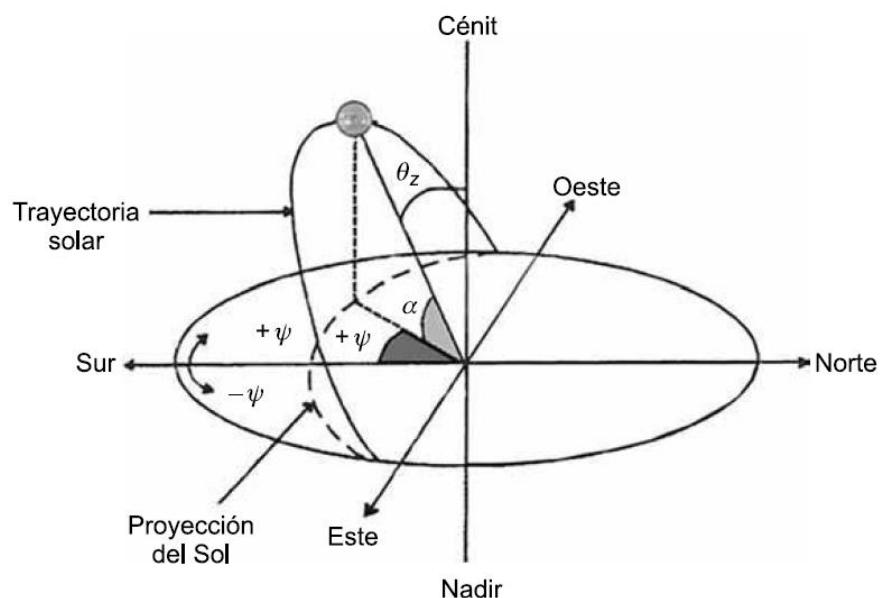
En conclusión, el Perú posee un potencial solar amplio a lo largo de todo su territorio siendo el óptimo en la zona sur, ya que posee niveles de irradiación cercanos a las 7 kWh/m² que son comparables a los más altos mundialmente; y, la costa peruana, ya que presenta niveles de irradiación por encima del promedio mundial.

2.1.3 Coordenadas solares

La posición del Sol respecto a su observador o punto de referencia, para este caso una central solar fotovoltaica, es de suma importancia. Por ello, es necesario suponer que es el sol quien se mueve alrededor de la tierra como se muestra en la Figura 6, ya que facilita la comprensión del sistema anteriormente mencionado. (Carta González, Calero Pérez, Colmenar Santos, & Castro Gil, 2009)¹².

Figura 6

Coordenadas Solares de acuerdo con la trayectoria solar vista desde un punto



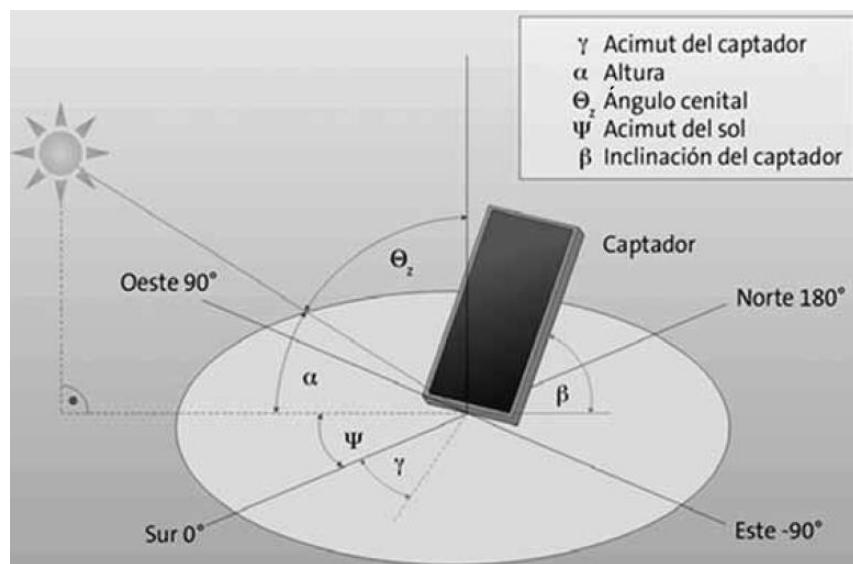
Fuente: Carta González, J. A., Calero Pérez, R., Colmenar Santos, A., & Castro Gil, M.A. (2009). Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables.

¹² Carta González, J. A., Calero Pérez, R., Colmenar Santos, A., & Castro Gil, M.-A. (2009). Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables. Madrid: Pearson Education S.A.

Para ubicar correctamente una central solar fotovoltaica, es importante conocer los ángulos más importantes de la posición del Sol, respecto de la tierra y los módulos fotovoltaicos. A continuación, se presenta las definiciones de los ángulos más importantes para la ubicación correcta de las coordenadas como se muestra en la Figura 7.

Figura 7

Ángulos de Coordenadas Solares



Fuente: Carta González, J. A., Calero Pérez, R., Colmenar Santos, A., & Castro Gil, M.A. (2009). Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables.

- **Ángulo acimutal o acimut (ψ):** Ángulo resultante de la proyección de la recta sol – tierra sobre la superficie horizontal del punto de observación con respecto a la recta Norte – Sur terrestre. El hemisferio norte se mide hacia el Sur y hacia el Oeste, mientras que el hemisferio sur es lo contrario. (Carta González, Calero Pérez, Colmenar Santos, & Castro Gil, 2009, pág. 157)¹³
- **Ángulo o distancia cenital (θ_z , θ):** Ángulo formado entre la línea Sol – Tierra con la vertical del punto de observación. El complemento de este

¹³ Carta González, J. A., Calero Pérez, R., Colmenar Santos, A., & Castro Gil, M.-A. (2009). Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables. Madrid: Pearson Education S.A.

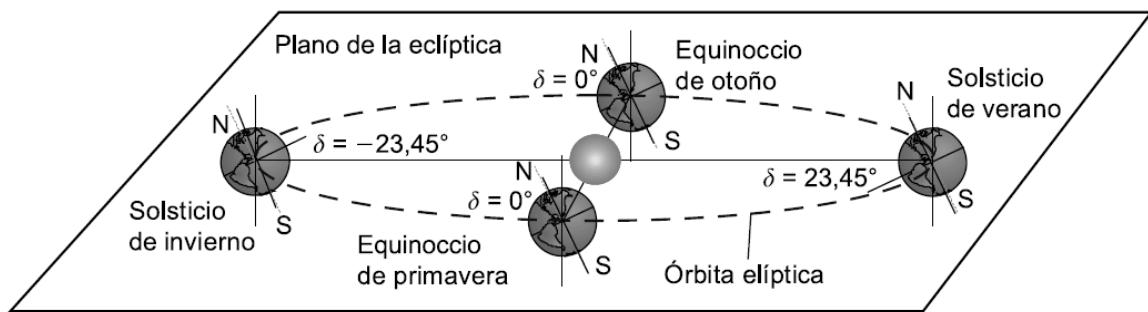
ángulo es la altura solar. (Carta González, Calero Pérez, Colmenar Santos, & Castro Gil, 2009, pág. 158)¹⁴

- **Altura solar (h):** Ángulo formado entre la recta Sol – Tierra con el plano que contiene la superficie del punto de observación. Es decir, se puede calcular la altura trazando un cuarto de círculo entre el céntit y el punto de salida del Sol y cruzándolo. (Carta González, Calero Pérez, Colmenar Santos, & Castro Gil, 2009, pág. 158)¹⁵
- **Ángulo de inclinación de la superficie captadora (β):** Ángulo formado por el plano del observador con el plano horizontal. La Figura 7 muestra la ubicación del observador (central fotovoltaica). (Carta González, Calero Pérez, Colmenar Santos, & Castro Gil, 2009, pág. 158)¹⁶
- **Acimut del panel (γ):** Ángulo formado entre la superficie del observador o colector y la línea norte – sur de la tierra. (Carta González, Calero Pérez, Colmenar Santos, & Castro Gil, 2009, pág. 158)¹⁷.
- **Declinación (δ):** Ángulo formado por el plano ecuatorial de la Tierra con la recta imaginaria que une los centros del Sol y la Tierra, este ángulo varía entre +23,45° (solsticio de verano) y -23,45° (solsticio de invierno). Además, en la Figura 8 podemos observar que en los equinoccios la declinación solar es 0°.

^{14 15 16 17} Carta González, J. A., Calero Pérez, R., Colmenar Santos, A., & Castro Gil, M.-A. (2009). Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables. Madrid: Pearson Education S.A.

Figura 8

Declinación Solar en los solsticios y equinoccios con el movimiento elíptico de la Tierra alrededor del sol



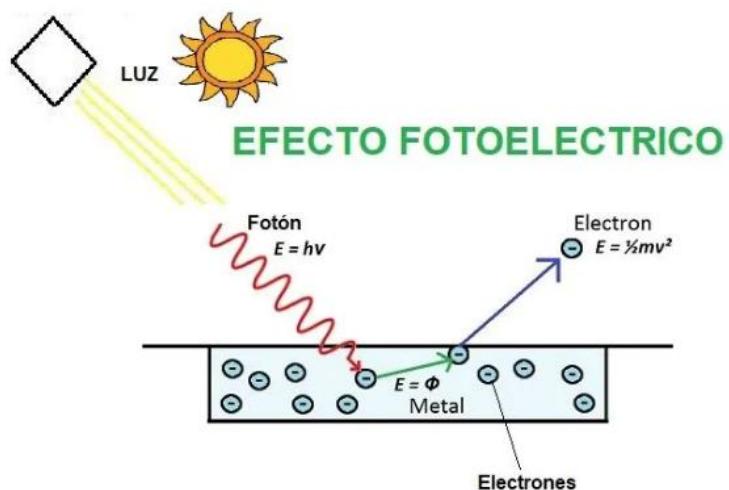
Fuente: Carta González, J. A., Calero Pérez, R., Colmenar Santos, A., & Castro Gil, M.A. (2009). Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables.

2.1.4 Efecto fotoeléctrico

Es el fenómeno por el cual existe una movilización de electrones de una superficie de algún material por la incidencia de la luz (fotones, portadores de radiación electromagnética). Es decir, los fotones ceden su energía a los electrones para impulsarlas hacia otros átomos, produciendo una corriente eléctrica. La Figura 9 ilustra el efecto fotoeléctrico anteriormente mencionado.

Figura 9

Efecto Fotoeléctrico: Proceso de liberación de electrones por impacto de radiación



Fuente: Suncore Solar Energy (2023). Diferencias entre efecto fotoeléctrico y efecto fotovoltaico.

Es importante mencionar algunas diferencias con el efecto fotovoltaico. En primer lugar, la energía de los fotones no depende de la intensidad de la radiación, sino de la longitud de su onda; así mismo, a pesar de la creación de corriente eléctrica, este efecto no es propiamente una producción de energía eléctrica utilizable, ya que no posee efectos externos. Sin embargo, el efecto fotoeléctrico es parte del efecto fotovoltaico y este no puede existir sin el primero.

2.1.5 Efecto fotovoltaico y energía solar fotovoltaica

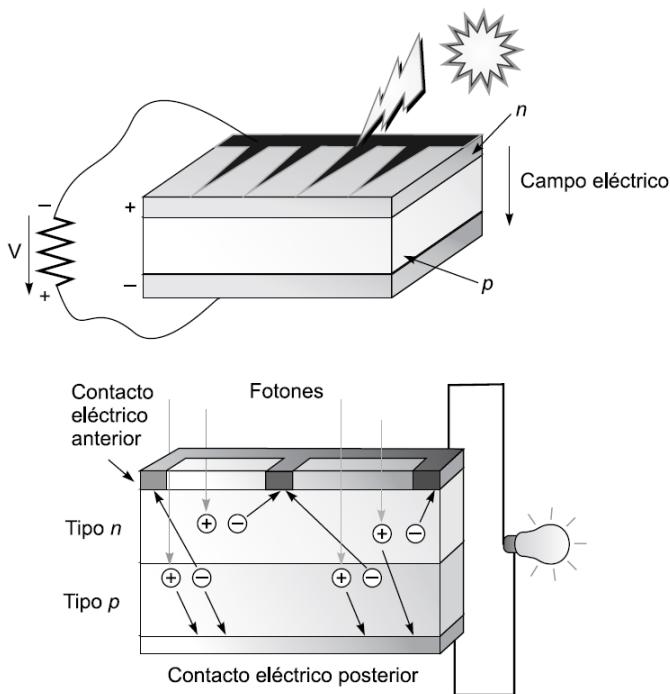
2.1.5.1 Efecto fotovoltaico

Este efecto se define como la generación de una diferencia de potencial cuando un material es impactado por radiación electromagnética. El efecto fotovoltaico tiene mayor relevancia al momento de la producción de energía eléctrica; además, tiene un proceso más complejo.

El efecto fotovoltaico se fundamenta en la unión de dos semiconductores, uno dopado con impurezas tipo N y el otro con las del tipo P. La radiación electromagnética produce la liberación de electrones, creando un campo eléctrico y generando una diferencia de potencial. Al conectar estos dos puntos, se crea una corriente eléctrica, y al incorporar una carga, se obtiene electricidad utilizable. La Figura 10, ilustra el campo eléctrico formado por los fotones para dar paso al efecto fotovoltaico.

Figura 10

Movimiento de electrones tras la incidencia de radiación en un material con dopaje tipo N y tipo P para dar lugar al efecto fotovoltaico



Fuente: Carta González, J. A., Calero Pérez, R., Colmenar Santos, A., & Castro Gil, M.A. (2009). Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables.

2.1.5.2 Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica se define como la transformación de la radiación solar en electricidad mediante el uso de módulos fotovoltaicos; es decir, usando la tecnología basada en el efecto fotovoltaico.

Para el IDAE (Instituto de la Diversificación y Ahorro de Energía de España), la energía solar fotovoltaica es aquella que aprovecha la radiación solar transformándola directamente en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico, que consiste en la emisión de electrones por un material semiconductor cuando se le ilumina con radiación electromagnética.

2.1.6 Sistema fotovoltaico

El sistema fotovoltaico es un conjunto de equipos (módulos fotovoltaicos, inversores, centros de transformación, conductores, etc.) que dan lugar a la transformación

de energía solar en energía eléctrica continua y posteriormente en energía eléctrica alterna, la cual es aprovechada por usuarios residenciales, industriales o puede ser inyectada a algún sistema interconectado eléctrico.

2.1.6.1 Tipos de sistemas fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos tradicionalmente se subdividen en los siguientes.

2.1.6.1.1 Sistemas fotovoltaicos conectados a red (On Grid)

Un sistema conectado a red es aquel que, como su nombre lo dice, está interconectado a la red eléctrica. Se caracteriza principalmente porque utiliza un inversor conectado a la red y no contempla almacenamiento; es decir, no tiene acumuladores o baterías.

Este tipo de sistemas son ideales para zonas residenciales e industrias que ya cuentan con conexión a la red eléctrica, ya que son simples de diseñar y bastante rentables porque no poseen baterías que tienden a encarecer la instalación. Por ende, los objetivos principales de los sistemas fotovoltaicos conectados a red son de reducir las facturas eléctricas y tener algún beneficio o incentivo por la producción de energía eléctrica verde.

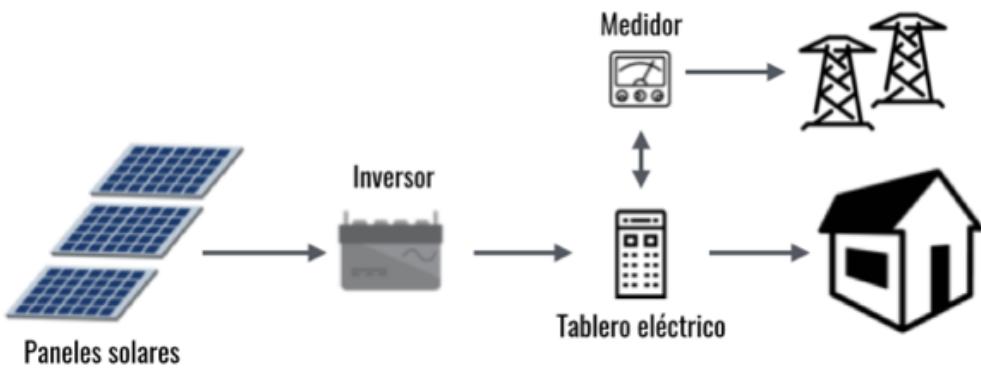
Los componentes principales de un sistema fotovoltaico conectado a red son:

- Módulos fotovoltaicos
- Inversor de red
- Estructuras de soporte
- Cables o conductores
- Protecciones
- Conectores
- Accesorios de conexionado

La Figura 11, muestra los componentes principales de un sistema fotovoltaico conectado a red.

Figura 11

Componentes Principales de un Sistema Fotovoltaico Conectado a Red



Fuente: SunSupply (2021). Tipos de sistemas solares fotovoltaicos y sus aplicaciones.

2.1.6.1.2 Sistemas fotovoltaicos aislados (Off Grid)

Un sistema fotovoltaico aislado, fuera de red o autónomo es aquel que no tiene interconexión a la red eléctrica. Se caracteriza principalmente por utilizar un sistema de acumuladores o baterías que brindan energía cuando los módulos fotovoltaicos no generen, específicamente fuera del horario solar y en días muy nublados.

Este tipo de sistemas son ideales para establecimientos que no cuenten con conexión a la red eléctrica, debido a las condiciones geográficas, zonas rurales o de difícil acceso o con altos costos de conexión. Por ende, el objetivo principal de los sistemas aislados es de proveer energía las veinticuatro horas del día a establecimientos que no cuenten con electrificación, especialmente para hospitales o escuelas rurales.

Por otro lado, los sistemas fotovoltaicos aislados pueden ser modulares; es decir, se puede incrementar la capacidad de producción de energía eléctrica y almacenamiento.

Los componentes principales de un sistema fotovoltaico conectado a red son:

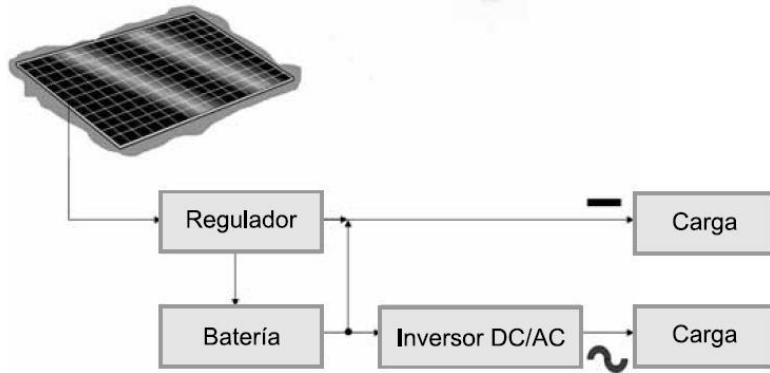
- Módulos fotovoltaicos

- Estructuras de soporte
- Regulador de carga
- Inversor solar
- Cables
- Protecciones
- Conectores
- Accesorios de conexionado

La Figura 12, muestra los componentes principales de un sistema off grid o aislado.

Figura 12

Esquema de un Sistema Fotovoltaico Aislado



Fuente: Carta González, J. A., Calero Pérez, R., Colmenar Santos, A., & Castro Gil, M.A. (2009). Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables.

2.1.6.1.3 Sistemas fotovoltaicos híbridos

Un sistema fotovoltaico híbrido es aquel que tiene interconexión a la red eléctrica y a la vez, usa baterías para acumular energía para los momentos de demanda. Se caracteriza principalmente por proveer energía en el horario solar tanto para la demanda energética como para almacenar energía en el sistema de acumuladores o baterías, el cual brinda energía cuando el establecimiento lo determine. Esta energía almacenada puede servir como respaldo ante cualquier caída de la red o para ser utilizada en el horario de

punta (desde las 18 horas hasta las 23 horas, en el caso peruano) que es cuando la energía tiene mayor costo.

Este tipo de sistemas son ideales para establecimientos que cuenten con una red eléctrica deficiente y para aquellos que tienen un gran consumo en el horario de punta. Por ende, el objetivo principal de los sistemas híbridos es proveer energía el horario de punta y ser el respaldo ante emergencias de la red eléctrica.

Cabe mencionar que, los sistemas fotovoltaicos híbridos también pueden ser considerados aquellos sistemas aislados que cuenten con una producción de energía eléctrica térmica. Este tipo de sistemas está enfocado para los establecimientos que tienen un consumo intensivo de energía las veinticuatro horas del día. Sin embargo, se ha de considerar la contaminación generada por la producción de energía eléctrica térmica en el ciclo de vida del sistema.

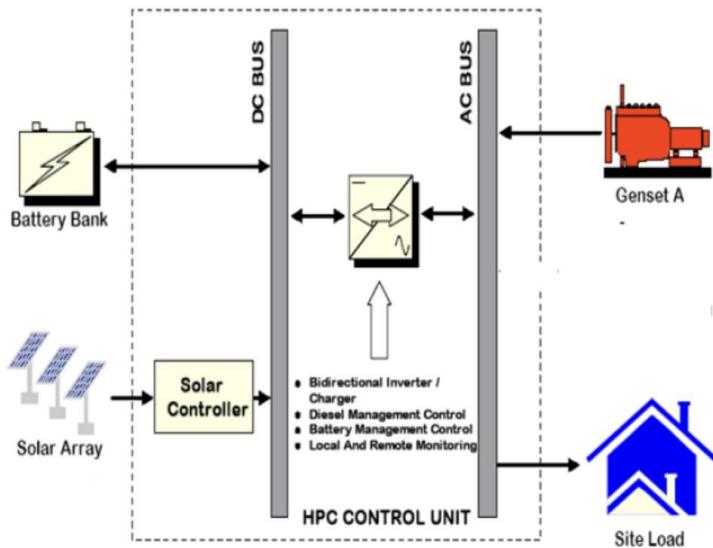
Los componentes principales de un sistema fotovoltaico híbrido son:

- Módulos fotovoltaicos
- Estructuras de soporte
- Inversor híbrido solar
- Baterías y/o generador eléctrico
- Cables
- Protecciones
- Conectores
- Accesorios de conexiónado

La Figura 13, muestra los componentes principales de un sistema fotovoltaico híbrido conectado a un generador térmico.

Figura 13

Esquema de un Sistema Fotovoltaico Híbrido y sus componentes trabajando en paralelo con un generador en la barra AC



Fuente: DS New Energy (2020). Sistema Híbrido Solar Fotovoltaico Y Diésel.

Adicionalmente, los sistemas fotovoltaicos también pueden subdividirse de la siguiente forma:

- Instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo: este tipo de instalaciones busca principalmente satisfacer parcial o totalmente el consumo eléctrico de un determinado establecimiento.
- Instalaciones fotovoltaicas para venta de energía: este tipo de instalaciones busca principalmente generar energía para ser inyectada a la red eléctrica y así poder generar la retribución de esta. Además, este tipo de instalaciones algunas veces cuentan con un sistema de baterías para su almacenamiento o la regulación de la energía inyectada a la red, ya que debe adaptarse a las necesidades de la red.

2.1.6.2 Componentes principales de una central solar fotovoltaica

2.1.6.2.1 Módulos fotovoltaicos

Son los componentes más importantes en la colección de energía solar de una central solar fotovoltaica, también conocidos como paneles solares. Estos, están diseñados para convertir la energía de la radiación solar en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico. Además, son el punto de partida en la cadena de conversión de energía solar en electricidad utilizable.

A lo largo de las últimas décadas, se han estado investigando acerca de la composición y tipo de los módulos fotovoltaicos, ya que se busca tener un rendimiento más elevado y una producción de energía eléctrica mayor.

a) Tipos de módulos fotovoltaicos

- **Módulos de silicio monocristalino (Mono-Si):** Este tipo de módulos son fabricados a partir de un solo cristal de silicio, su eficiencia está alrededor de 15 a 22%; además, es ideal para condiciones de baja luz y altas temperaturas.
- **Módulos de silicio policristalino (Poly-Si):** Este tipo de módulos son fabricados a partir de múltiples cristales de silicio, su eficiencia está alrededor de 13 a 18% y tiene un menor costo en comparación a los monocristalinos.
- **Módulos de película delgada (Thin film):** Este tipo de módulos presenta diferentes combinaciones Teluro de Cadmio (CdTe), Silicio amorfo (a-Si) y Cobre-Indio-Galio-Seleniuro (CIGS). La característica principal es que son flexibles y ligeros, su eficiencia está alrededor de 7 a 13%.
- **Módulos bifaciales:** Este tipo de módulos son capaces de captar energía tanto por el anverso como la reversa del panel, pueden aumentar la

producción de energía eléctrica entre un 10 a 30%; sin embargo, son más costosos en comparación a los módulos monofaciales.

- **Módulos híbridos (HIT o HJT):** Este tipo de módulos combinan capas de silicio cristalino con silicio amorfo, su eficiencia está alrededor del 20 a 22% y tienen mejor rendimiento en altas temperaturas.
- **Módulos de órgano-Perovskita:** Este tipo de módulos utiliza materiales orgánicos e inorgánicos para la captación de la energía solar, tienen altas eficiencias, y son flexibles y ligeros.

2.1.6.2.2 Inversores

Son dispositivos electrónicos fundamentales en una central solar fotovoltaica, ya que son los encargados de la conversión de la corriente continua (CC), generada por los módulos fotovoltaicos, en energía alterna (CA) (50 o 60 Hz, dependiendo del país o lugar de instalación) que es utilizada por los dispositivos eléctricos y compatible con la red eléctrica.

La conversión eléctrica no es un proceso ideal; por lo que, los inversores tienen un porcentaje de eficiencia que generalmente está por encima del 95% dependiendo de la marca, modelo y fabricante. Por otro lado, los armónicos están presentes en este proceso de conversión; sin embargo, cada fabricante propone un tipo de filtro para garantizar la calidad de la energía producida por toda la central.

En las centrales solares fotovoltaicas, se diferencian 2 tipos de inversores que generalmente son seleccionadas por el diseño y la ingeniería propuesta, los cuales se mencionan a continuación:

a) Inversores centrales

Son aquellos utilizados generalmente en centrales fotovoltaicas de gran potencia, ya que tienen la capacidad de poder convertir una mayor numero de cadenas de módulos

fotovoltaicos y, por ende, una mayor potencia. Este tipo de inversores son conocidos por su alta eficiencia y la capacidad de manejar grandes volúmenes de energía para su conversión. Sin embargo, tener un punto único de gestión de un gran volumen de módulos fotovoltaicos, puede conllevar a la interrupción de una gran potencia ante una falla; así mismo, dado su tamaño y complejidad, la operación y mantenimiento de este tipo de inversores son más difíciles, especializados y costosos. La Figura 14 ilustra la forma de un inversor comúnmente usado en plantas fotovoltaicas.

Figura 14

Isométrico de inversor central Huawei



Fuente: Huawei (2020). Ficha técnica del inversor centralizado.

b) Inversores de cadena (string inverters)

Son aquellos utilizados generalmente en centrales fotovoltaicas de pequeña y mediana escala, ya que tienen una flexibilidad mayor a la hora del dimensionamiento de una planta, son fáciles de instalar, la operación y mantenimiento es mucho más simple en comparación a un inversor centralizado y las fallas solo afectan a una cantidad mínima de potencia; es decir, la producción de energía eléctrica no se ve afectada. Sin embargo, es necesario utilizar una gran cantidad de inversores de cadena si la potencia de la central es grande; así mismo, una mayor cantidad de cableado. La Figura 15 ilustra la vista frontal de un inversor de red tipo String.

Figura 15

Vista frontal de inversor tipo String de 330 kW de Red Huawei



Fuente: Huawei Technologies Co. (2025). Ficha técnica Inversor 330 kW.

2.1.6.2.3 Estructuras

Son los componentes fundamentales para la fijación o movimiento, soporte y estabilidad de los módulos fotovoltaicos, asegurando la posición correcta para el incremento de la captación de la irradiancia. Las estructuras están dimensionadas y diseñadas de acuerdo con las condiciones generales de la central solar fotovoltaica como: número de paneles en serie, número de cadenas, condiciones geomecánicas del suelo, condiciones de corrosividad del terreno y el ambiente.

Las centrales fotovoltaicas pueden tener estructuras fijas o con seguimiento solar dependiendo del diseño y las necesidades. A continuación, se presentan los tipos de estructuras.

a) Estructuras fijas

Este tipo de estructuras no presentan ningún movimiento de seguimiento. Se caracterizan por tener un ángulo de ajuste de diseño de acuerdo con la latitud del lugar de la instalación.

b) Estructuras con seguidores

Este tipo de estructuras son las más utilizadas cuando se requiere generar más energía por unidad de área. Generalmente están compuestos por tres elementos fundamentales: los postes que van directamente hincados sobre el suelo, estructura superior que se encarga de la sujeción de los módulos fotovoltaicos y el tubo de torque que permite el seguimiento a través de un motor.

- **Seguimiento de un eje:** Son aquellas estructuras que realizan el movimiento de seguimiento en un solo eje, generalmente siguiendo la trayectoria este – oeste del Sol.
- **Seguimiento de dos ejes:** Son aquellas estructuras que realizan un movimiento simultaneo de seguimiento Azimutal y Cenital.

2.1.6.2.4 Centros de transformación o MVS

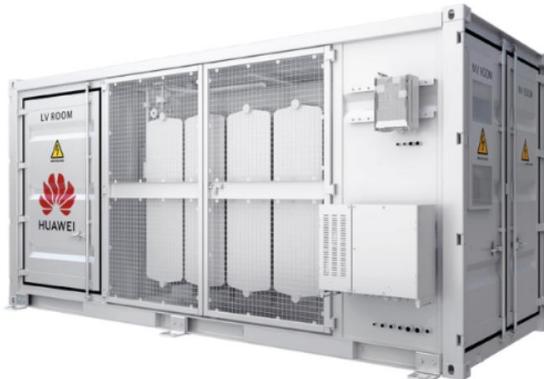
Son los componentes encargados de elevar la tensión de la energía convertida por los inversores y generada por los módulos fotovoltaicos a un voltaje adecuado para su transmisión y distribución. La función principal de los centros de transformación es elevar el voltaje de la corriente alterna (CA), se realiza mediante transformadores que son uno de los componentes principales dentro de este centro de transformación.

La Figura 16 muestra una vista isométrica de una STS (Sistema de Estación de Transformación). Generalmente los centros de transformación tienen los siguientes componentes:

- Transformadores
- Celdas de media tensión
- Protecciones y control
- Equipos auxiliares

Figura 16

Vista isométrica de un Centro de Transformación Compacto (STS) de 3,3 MVA



Fuente: Huawei Technologies Co. (2025). Ficha técnica de Centro de Transformación Compacto 3,3 MVA.

2.1.6.2.5 Sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS)

Son componentes complementarios (en la actualidad) en una central solar fotovoltaica que permiten almacenar la energía generada para su uso posterior.

Su principal característica es de mejorar la eficiencia y flexibilidad de la planta, ya que facilita su integración al sistema eléctrico porque pueden inyectar energía incluso fuera del horario solar. Este tipo de sistemas se usan también para reducción de picos de demanda y mejora de la estabilidad de red.

Actualmente, los sistemas de almacenamiento de energía en baterías o BESS no son requisitos para la construcción de una planta fotovoltaica; sin embargo, existen normativas en las cuales si se deben contemplar. Es así como, en este trabajo no formará parte del análisis. La Figura 17 muestra una vista isométrica de un sistema de energía en baterías.

Figura 17

Vista isométrica de Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS) de 2 MWh



Fuente: Huawei Technologies Co. (2024). Ficha técnica BESS 2MWh.

2.2 Marco Conceptual

- a) **Energía solar fotovoltaica:** Es la energía proveniente de la conversión de la luz (recurso solar) en electricidad por el uso de módulos fotovoltaicos y usando el efecto fotoeléctrico.
- b) **Planta solar fotovoltaica (PSF):** Es una instalación compuesta por una gran cantidad de módulos fotovoltaicos, estructuras, inversores y transformadores principalmente, donde se aprovecha el recurso solar para la producción de energía eléctrica.
- c) **Producción de energía eléctrica:** Es la cantidad de energía utilizable a partir de un diseño de planta y una fuente, en este caso el recurso solar.
- d) **Trackers o seguidores:** Son las estructuras encargadas de la sujeción de los módulos fotovoltaicos que a la vez dan el movimiento de seguimiento al Sol para tener una mejor eficiencia de producción de energía.
- e) **Módulos bifaciales:** Es un módulo fotovoltaico que tiene la capacidad de captar luz solar por ambos lados; es decir, puede captar la luz por la parte frontal y posterior del módulo con la finalidad de incrementar la energía generada.

- f) **Bloque horario:** Periodos del día en los cuales se realiza una proyección de mediano plazo de los bloques de Base, Media y Punta, los cuales tienen una demanda y un Costo de Operación diferenciados.
- g) **Contrato de respaldo de potencia y energía:** Es referido a los contratos entre generadoras y clientes; ya sean clientes libres o distribuidoras, los cuales tienen la condición de brindar una potencia acordada y una cantidad de energía asociada a esta.

Capítulo III: Hipótesis y Operacionalización de Variables

3.1 Hipótesis

3.1.1 Hipótesis General

El análisis y la mejora ambiental y tecnológica de una planta solar fotovoltaica de 13MWp influyen en el incremento de la producción de energía eléctrica.

3.1.2 Hipótesis Específica

- 1) El análisis de los factores ambientales y tecnológicos de una planta solar fotovoltaica de 13MWp determinan su influencia en la producción de energía eléctrica.
- 2) La determinación del incremento de producción de energía eléctrica define la cuantificación de la mejora ambiental y tecnológica de la planta solar fotovoltaica de 13MWp.

3.2 Operacionalización de variables

Tabla 1

Variables e indicadores

| Variables | Definición Conceptual | Definición Operacional | Operacionalización | | Escala |
|--|--|------------------------|---|--|---|
| | | | Dimensiones | Indicadores | |
| VI: Análisis y mejora ambiental y tecnológica una planta solar fotovoltaica de 13MWp | El análisis y la mejora ambiental y tecnológica del diseño de una planta solar fotovoltaica de 13MWp es el proceso de analizar, mejorar y perfeccionar la disposición, configuración y características técnicas y ambientales de la planta para incrementar su rendimiento, eficiencia y rentabilidad. | | 1. Capacidad de producción de energía eléctrica 2. Rendimiento de módulo 3. Perdida de potencia 4. Tipo de estructura 5. Tecnología | 1. Energía total generada 2. Eficiencia 3. Degradación anual 4. Incremento de captación 5. Tipo de material de los módulos | 1. En MWh/año 2. En % 3. En -%/año 4. En % 5. En capacidad de captación |
| VD: Incremento de la producción de energía eléctrica | El incremento de producción de energía eléctrica se refiere al objetivo de generar la mayor cantidad de energía posible a partir de la radiación solar incidente, teniendo en cuenta las características específicas de la planta, como su capacidad instalada, eficiencia de conversión, condiciones ambientales y limitaciones operativas. | | 1. Rendimiento 2. Capacidad de producción de energía eléctrica promedio diario 3. Capacidad de producción de energía eléctrica total | 1. Performance ratio 2. Producción específica 3. Producción de energía eléctrica anual | 1. En % 2. En kWh/m ² /día 3. En MWh/año |

Fuente: Elaboración propia.

Capítulo IV: Metodología de la Investigación

4.1 Unidad de Análisis

El presente trabajo se desarrollará entorno a las características de una planta solar fotovoltaica de 13MWp en Ica.

4.2 Tipo, enfoque, nivel y diseño de Investigación

4.2.1 Tipo de investigación

El presente trabajo es de tipo aplicado ya que resolverá un problema de la realidad y área de trabajo aplicando conocimientos científicos y el estado de arte disponible a la fecha.

4.2.2 Enfoque de investigación

El enfoque es cuantitativo ya que se analiza información objetiva y se manejará cantidades numéricas para plantear la hipótesis y su contrastación.

4.2.3 Nivel de investigación

El nivel es descriptivo y correlacional, ya que se basa en la medición y observación de las variables para determinar cuál es la influencia en la mejora planteada y correlacional porque hay relación entre las variables.

4.2.4 Diseño de investigación

El presente trabajo es de diseño no experimental debido a que se basa en el análisis detallado de variables y la aplicación de software de simulación; es decir, se recopilan datos y estos se modelan con herramientas de simulación especializadas para evaluar el resultado.

4.3 Periodo de análisis

El periodo de análisis comprende desde el primer trimestre del 2023 hasta el cuarto trimestre del 2024. Durante este periodo se ha analizado los antecedentes, recolección de datos, análisis y su procesamiento para dar lugar a este presente trabajo.

4.4 Fuentes de información e instrumentos utilizados

4.4.1 Fuentes de información

El trabajo se realizó predominantemente con datos primarios, estos provienen de la ingeniería realizada para la planta solar fotovoltaica de 13MWp y la información proporcionada por los fabricantes líderes mundiales de suministro de sistemas fotovoltaicos

4.4.2 Técnicas e instrumentos de recolección de datos

El presente trabajo se desarrolló principalmente con la información recopilada en el expediente técnico de desarrollo del proyecto de la Central Solar Fotovoltaica de 13MWp. Esta información contempla ingeniería prefactibilidad, ingeniería de factibilidad e ingeniería básica.

Se recopilaron los estudios preliminares de recurso, diseño preliminar de la planta solar fotovoltaica, ingeniería básica, cotizaciones previas y fichas técnicas de los equipos principales.

4.5 Población y muestra

La población comprende todas las especificaciones técnicas, recurso medido, dimensionamiento, configuración y equipos seleccionados para la ingeniería básica del proyecto de la central solar fotovoltaica de 13MWp.

4.6 Análisis y procesamiento de datos

Para el análisis y procesamiento de datos, se utilizaron herramientas avanzadas y especializadas como PVcase, PVsyst, PVGIS, Solargis, Atlas Solar Global, Meteonorm, NASA POWER y AutoCAD; además, se utilizó Microsoft Excel. En primer lugar, PVGIS, Solargis, Atlas Solar Global, Meteonorm y NASA POWER permitió la recopilación especializada del recurso solar. Luego, PVcase, PVsyst y AutoCAD permitió el dimensionamiento y simulación de la producción de energía eléctrica basado en los datos del recurso solar. Finalmente, Microsoft Excel permitió realizar análisis detallado de la

información procesada, soportó el análisis crítico de la información recopilada y ayudó en la preparación de datos.

Capítulo V: Desarrollo del Trabajo de Investigación

5.1 Análisis de Factores Ambientales

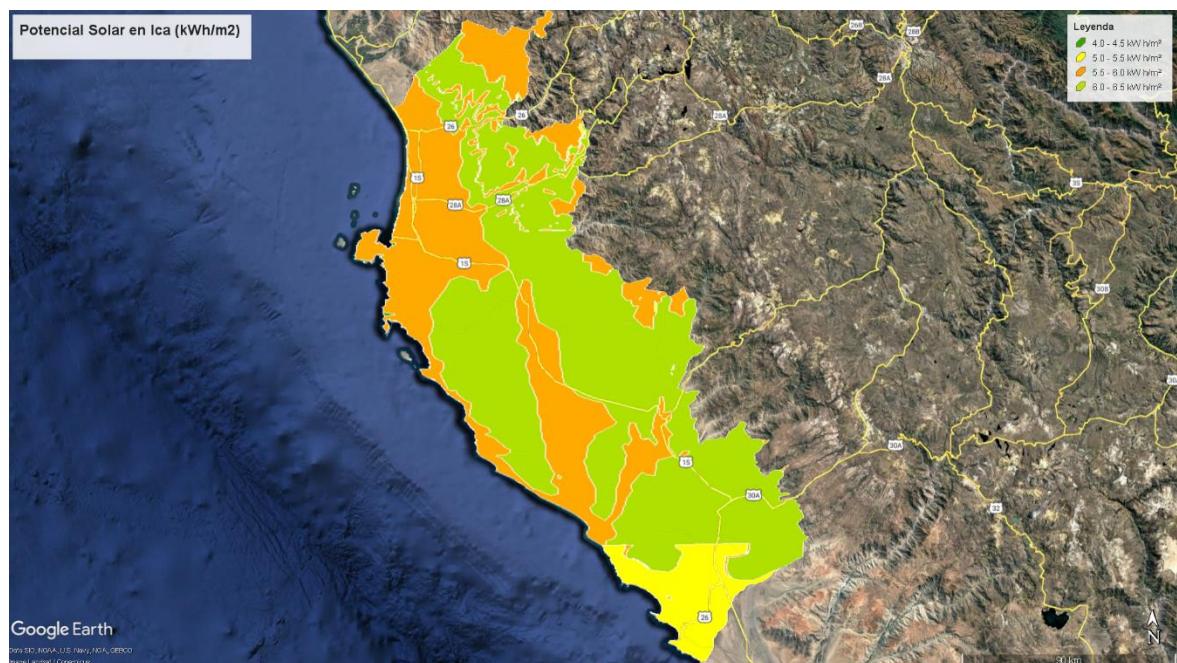
El presente trabajo analizó los factores climatológicos que pudieron tener influencia en la mejora de una planta solar fotovoltaica de 13MWp. Estos factores estaban directamente relacionados al lugar de estudio y su influencia en la mejora de la Planta Solar Fotovoltaica (P.S.F.). En este trabajo se consideró la radiación solar superficial, temperatura, nubosidad y el albedo.

5.1.1 Radiación solar superficial global

La irradiación solar superficial global se refiere a la suma de la irradiación directa, difusa y la reflejada o albedo que llega a la superficie, según el marco teórico. A continuación, se presenta un mapa de irradiación solar global promedio para el departamento de Ica.

Figura 18

Potencial de Irradiación en el departamento peruano de Ica en kWh/m²

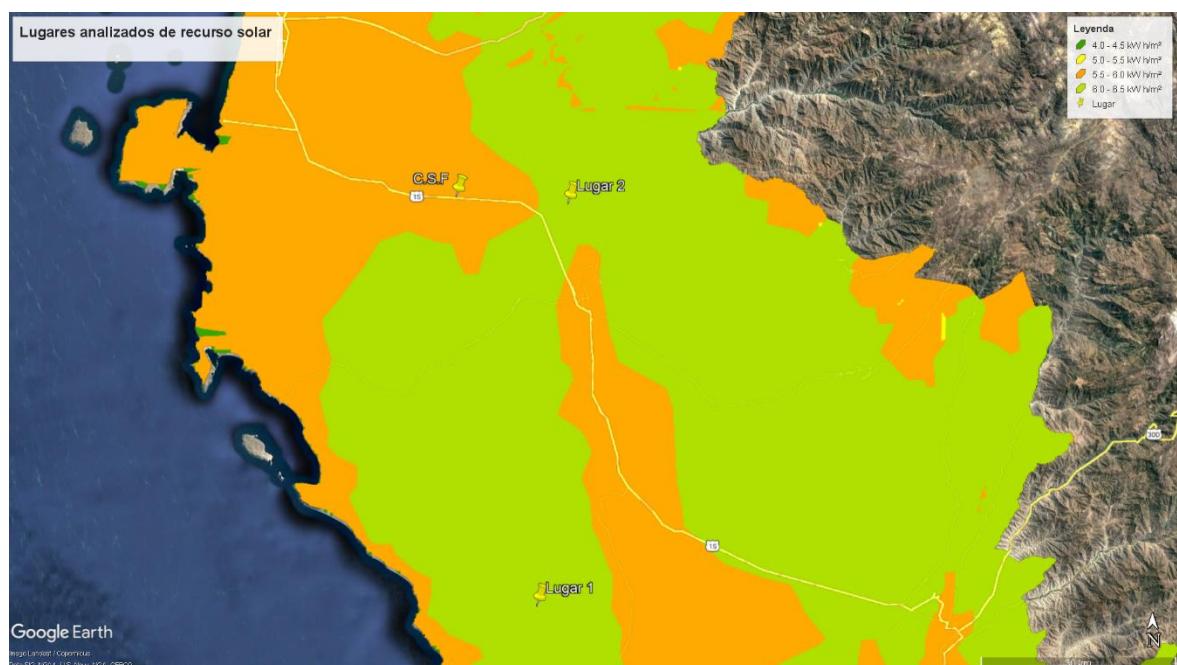


Fuente: Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú (2003). Atlas de energía solar.

De acuerdo con la Figura 19 se puede observar distintos valores de irradiación promedio anual a lo largo del departamento iqueño. Es por ello que, se analizó 3 lugares para obtener los datos de potencial solar específicos de estos. En la Figura 19, se muestra 2 lugares con diferente irradiación global y la ubicación seleccionada para la Planta Solar Fotovoltaica de 13MWp. Además, en la Tabla 2 se muestran los parámetros de irradiancia de estos lugares.

Figura 19

Lugares analizados de potencial solar en el departamento de Ica



Fuente: Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú (2003). Atlas de energía solar.

Tabla 2

Ubicación y parámetros principales de irradiación de los tres lugares

| Parámetro | Lugar 1 | Lugar 2 | Lugar de P.S.F. |
|---|------------|------------|-----------------|
| Latitud (°) | -14.496894 | -13.940000 | -13.930000 |
| Longitud (°) | -75.794369 | -75.750000 | -75.910000 |
| Irradiación normal directa (kWh/m ² -dia) | 4.686 | 4.736 | 4.903 |
| Irradiación global horizontal (kWh/m ² -dia) | 6.276 | 6.216 | 6.383 |
| Irradiación difusa horizontal (kWh/m ² -dia) | 1.591 | 1.480 | 1.480 |
| Elevación (m) | 652 | 495 | 358 |
| Temperatura promedio (°C) | 19.339 | 21.338 | 20.927 |

Fuente: PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM (2025). Datos horarios de radiación.

La irradiación global es el parámetro fundamental para la determinación de la producción de energía eléctrica de una planta solar fotovoltaica y existen diferentes fuentes verificadas que brindan los datos minutales, quinceminituales, horarios y promedios mensuales. En este trabajo se determinó el uso de los datos promedios horarios por cada mes para un mejor análisis y comparación. A continuación, se muestran la Tabla 3, Tabla 4 y Tabla 5 de irradiación para los 3 lugares seleccionados en la Figura 19.

Tabla 3

Irradiación global promedio para el lugar 1, 2005 – 2023 (Wh/m²)

| Hora | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Set | Oct | Nov | Dic |
|--------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|------|------|
| 00:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 01:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 02:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 03:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 04:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 05:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 8 | 1 |
| 06:00 | 74 | 48 | 37 | 30 | 17 | 5 | 1 | 16 | 52 | 104 | 129 | 110 |
| 07:00 | 238 | 208 | 202 | 184 | 141 | 104 | 100 | 137 | 204 | 283 | 315 | 281 |
| 08:00 | 443 | 414 | 414 | 385 | 310 | 250 | 249 | 310 | 409 | 515 | 551 | 501 |
| 09:00 | 655 | 622 | 638 | 605 | 505 | 427 | 430 | 527 | 649 | 767 | 790 | 727 |
| 10:00 | 831 | 794 | 809 | 780 | 690 | 605 | 619 | 728 | 851 | 949 | 969 | 903 |
| 11:00 | 933 | 899 | 911 | 877 | 798 | 721 | 743 | 849 | 961 | 1041 | 1055 | 997 |
| 12:00 | 950 | 915 | 920 | 884 | 814 | 750 | 777 | 876 | 974 | 1038 | 1047 | 1004 |
| 13:00 | 892 | 868 | 858 | 816 | 749 | 696 | 726 | 815 | 895 | 947 | 958 | 934 |
| 14:00 | 750 | 731 | 704 | 670 | 615 | 573 | 607 | 683 | 746 | 781 | 791 | 778 |
| 15:00 | 558 | 532 | 500 | 474 | 425 | 395 | 430 | 491 | 537 | 560 | 573 | 570 |
| 16:00 | 346 | 322 | 283 | 253 | 210 | 191 | 222 | 266 | 294 | 309 | 331 | 343 |
| 17:00 | 149 | 131 | 93 | 53 | 19 | 14 | 35 | 52 | 69 | 78 | 103 | 132 |
| 18:00 | 12 | 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 19:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 20:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 21:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 22:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 23:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Fuente: PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM (2025). Datos horarios de radiación.

Tabla 4*Irradiación global promedio para el lugar 2, 2005 – 2023 (Wh/m²)*

| Hora | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Set | Oct | Nov | Dic |
|-------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|------|-----|
| 00:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 01:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 02:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 03:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 04:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 05:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 8 | 1 |
| 06:00 | 91 | 54 | 29 | 20 | 14 | 8 | 2 | 14 | 79 | 149 | 179 | 143 |
| 07:00 | 284 | 230 | 230 | 236 | 207 | 165 | 161 | 209 | 298 | 386 | 415 | 355 |
| 08:00 | 507 | 448 | 454 | 465 | 419 | 362 | 362 | 430 | 537 | 637 | 663 | 590 |
| 09:00 | 705 | 645 | 664 | 678 | 621 | 553 | 559 | 647 | 763 | 856 | 872 | 784 |
| 10:00 | 831 | 774 | 789 | 818 | 775 | 707 | 722 | 815 | 918 | 990 | 998 | 912 |
| 11:00 | 870 | 818 | 831 | 864 | 844 | 789 | 814 | 903 | 986 | 1031 | 1031 | 938 |
| 12:00 | 826 | 780 | 785 | 820 | 826 | 791 | 825 | 906 | 962 | 993 | 982 | 888 |
| 13:00 | 726 | 681 | 664 | 712 | 746 | 723 | 762 | 834 | 871 | 881 | 869 | 784 |
| 14:00 | 564 | 527 | 501 | 545 | 596 | 586 | 627 | 687 | 711 | 702 | 686 | 618 |
| 15:00 | 391 | 353 | 327 | 365 | 409 | 404 | 446 | 492 | 504 | 498 | 485 | 430 |
| 16:00 | 233 | 206 | 179 | 191 | 201 | 197 | 232 | 268 | 277 | 273 | 274 | 251 |
| 17:00 | 99 | 83 | 60 | 41 | 19 | 12 | 37 | 54 | 66 | 69 | 83 | 96 |
| 18:00 | 8 | 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 19:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 20:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 21:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 22:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 23:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Fuente: PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM (2025). Datos horarios de radiación.

Tabla 5*Irradiación global promedio para el lugar de la P.S.F., 2005 – 2023 (Wh/m²)*

| Hora | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Set | Oct | Nov | Dic |
|-------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 00:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 01:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 02:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 03:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 04:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 05:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 0 |
| 06:00 | 84 | 50 | 40 | 36 | 17 | 6 | 1 | 20 | 72 | 137 | 166 | 134 |
| 07:00 | 267 | 217 | 218 | 220 | 189 | 146 | 143 | 189 | 274 | 361 | 390 | 338 |
| 08:00 | 481 | 428 | 435 | 440 | 390 | 330 | 330 | 398 | 506 | 607 | 635 | 568 |
| 09:00 | 684 | 628 | 651 | 655 | 589 | 518 | 524 | 616 | 737 | 837 | 854 | 775 |

| | | | | | | | | | | | | |
|--------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|------|-----|
| 10:00 | 833 | 774 | 803 | 810 | 753 | 681 | 696 | 795 | 909 | 991 | 1001 | 921 |
| 11:00 | 903 | 848 | 880 | 883 | 836 | 774 | 799 | 895 | 994 | 1056 | 1059 | 983 |
| 12:00 | 894 | 845 | 868 | 870 | 834 | 785 | 818 | 907 | 987 | 1036 | 1033 | 965 |
| 13:00 | 816 | 770 | 773 | 781 | 760 | 722 | 760 | 839 | 902 | 934 | 930 | 875 |
| 14:00 | 658 | 621 | 606 | 625 | 617 | 590 | 631 | 699 | 746 | 760 | 753 | 712 |
| 15:00 | 472 | 432 | 410 | 432 | 428 | 408 | 449 | 502 | 534 | 542 | 540 | 508 |
| 16:00 | 286 | 255 | 228 | 228 | 212 | 200 | 235 | 275 | 295 | 298 | 307 | 301 |
| 17:00 | 123 | 104 | 76 | 49 | 22 | 17 | 38 | 58 | 70 | 76 | 94 | 115 |
| 18:00 | 10 | 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 19:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 20:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 21:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 22:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 23:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Fuente: PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM (2025). Datos horarios de radiación.

De la Tabla 3, Tabla 4 y Tabla 5, se puede deducir que el lugar de la P.S.F. es el que cuenta con mayor irradiación. No obstante, los lugares 1 y 2, presentan promedios anuales muy cercanos.

Debido a que el recurso solar es intermitente, a pesar de los promedios mostrados, no se puede saber con certeza el valor final de la irradiación para cada lugar en cada hora. Es por ello que, se muestra la desviación estándar (σ) para estos tres lugares por cada hora en cada mes en la Tabla 6, Tabla 7 y Tabla 8; estos valores describen la variación que puede tener la irradiación mostrada en la Tabla 3, Tabla 4 y Tabla 5.

Tabla 6

Desviación estándar de la irradiación global para el lugar 1, 2005 – 2023 (Wh/m²)

| Hora | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Set | Oct | Nov | Dic |
|--------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 00:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 01:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 02:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 03:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 04:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 05:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 3 |
| 06:00 | 25 | 15 | 8 | 6 | 6 | 4 | 2 | 8 | 18 | 25 | 25 | 27 |
| 07:00 | 68 | 59 | 48 | 40 | 31 | 21 | 20 | 33 | 47 | 56 | 56 | 62 |
| 08:00 | 109 | 102 | 85 | 73 | 61 | 49 | 45 | 62 | 79 | 86 | 84 | 95 |
| 09:00 | 136 | 133 | 102 | 90 | 83 | 76 | 70 | 85 | 93 | 90 | 92 | 110 |
| 10:00 | 141 | 145 | 112 | 88 | 84 | 81 | 81 | 81 | 79 | 75 | 78 | 110 |

| | | | | | | | | | | | | |
|--------------|-----|-----|-----|----|----|----|----|----|----|----|----|-----|
| 11:00 | 140 | 145 | 103 | 82 | 71 | 68 | 69 | 60 | 58 | 52 | 64 | 103 |
| 12:00 | 137 | 145 | 102 | 76 | 63 | 52 | 57 | 47 | 44 | 42 | 63 | 98 |
| 13:00 | 122 | 127 | 96 | 71 | 53 | 44 | 48 | 39 | 41 | 41 | 55 | 85 |
| 14:00 | 121 | 115 | 87 | 62 | 40 | 29 | 34 | 34 | 30 | 40 | 62 | 84 |
| 15:00 | 108 | 102 | 79 | 52 | 31 | 22 | 27 | 26 | 26 | 39 | 58 | 82 |
| 16:00 | 83 | 76 | 55 | 36 | 20 | 14 | 18 | 17 | 17 | 30 | 42 | 64 |
| 17:00 | 41 | 37 | 23 | 15 | 9 | 4 | 6 | 6 | 5 | 10 | 19 | 33 |
| 18:00 | 2 | 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 19:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 20:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 21:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 22:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 23:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Fuente: PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM (2025). Datos horarios de radiación.

Tabla 7

Desviación estándar de la irradiación global para el lugar 2, 2005 – 2023 (Wh/m²)

| Hora | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Set | Oct | Nov | Dic |
|--------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 00:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 01:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 02:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 03:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 04:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 05:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 3 |
| 06:00 | 27 | 16 | 12 | 4 | 2 | 4 | 4 | 3 | 25 | 26 | 25 | 32 |
| 07:00 | 66 | 57 | 49 | 33 | 27 | 19 | 16 | 30 | 42 | 47 | 51 | 65 |
| 08:00 | 103 | 93 | 84 | 54 | 46 | 34 | 31 | 46 | 57 | 63 | 69 | 89 |
| 09:00 | 128 | 122 | 104 | 69 | 56 | 44 | 44 | 55 | 61 | 66 | 78 | 108 |
| 10:00 | 139 | 136 | 115 | 77 | 55 | 44 | 48 | 57 | 58 | 72 | 86 | 114 |
| 11:00 | 141 | 144 | 113 | 86 | 55 | 46 | 46 | 52 | 60 | 85 | 103 | 123 |
| 12:00 | 141 | 142 | 120 | 98 | 62 | 46 | 45 | 50 | 72 | 98 | 120 | 133 |
| 13:00 | 143 | 148 | 124 | 101 | 61 | 45 | 46 | 49 | 75 | 107 | 127 | 137 |
| 14:00 | 133 | 129 | 109 | 95 | 57 | 42 | 42 | 49 | 71 | 99 | 114 | 127 |
| 15:00 | 111 | 103 | 86 | 77 | 45 | 35 | 34 | 38 | 59 | 85 | 100 | 109 |
| 16:00 | 76 | 68 | 51 | 45 | 25 | 18 | 22 | 23 | 36 | 55 | 65 | 73 |
| 17:00 | 35 | 30 | 19 | 12 | 9 | 1 | 6 | 7 | 8 | 14 | 22 | 31 |
| 18:00 | 2 | 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 19:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 20:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 21:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 22:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 23:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Fuente: PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM (2025). Datos horarios de radiación.

Tabla 8

*Desviación estándar de la irradiación global para el lugar de la P.S.F., 2005 – 2023
(Wh/m²)*

| Hora | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Set | Oct | Nov | Dic |
|-------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 00:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 01:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 02:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 03:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 04:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 05:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 0 |
| 06:00 | 26 | 15 | 9 | 6 | 9 | 4 | 3 | 11 | 22 | 24 | 22 | 29 |
| 07:00 | 68 | 60 | 51 | 33 | 26 | 19 | 17 | 28 | 40 | 45 | 49 | 61 |
| 08:00 | 109 | 101 | 91 | 57 | 47 | 38 | 35 | 47 | 57 | 67 | 68 | 87 |
| 09:00 | 139 | 132 | 113 | 73 | 60 | 53 | 50 | 60 | 64 | 67 | 75 | 103 |
| 10:00 | 151 | 154 | 125 | 77 | 58 | 52 | 55 | 59 | 58 | 61 | 77 | 109 |
| 11:00 | 150 | 164 | 119 | 81 | 54 | 47 | 49 | 48 | 48 | 53 | 78 | 105 |
| 12:00 | 147 | 158 | 121 | 83 | 52 | 41 | 41 | 40 | 46 | 53 | 80 | 107 |
| 13:00 | 141 | 152 | 119 | 83 | 47 | 37 | 41 | 35 | 44 | 61 | 83 | 108 |
| 14:00 | 141 | 138 | 110 | 79 | 41 | 31 | 31 | 31 | 37 | 59 | 83 | 108 |
| 15:00 | 120 | 116 | 93 | 66 | 32 | 24 | 25 | 24 | 33 | 57 | 77 | 100 |
| 16:00 | 88 | 81 | 59 | 43 | 19 | 15 | 17 | 15 | 21 | 41 | 54 | 71 |
| 17:00 | 41 | 37 | 23 | 14 | 9 | 7 | 6 | 7 | 5 | 12 | 20 | 33 |
| 18:00 | 2 | 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 19:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 20:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 21:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 22:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 23:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Fuente: PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM (2025). Datos horarios de radiación.

Conocer la incertidumbre sobre los datos de irradiación es de suma importancia, ya que cuando la desviación sea mayor, mayor será el riesgo de tener valores altos de irradiación que no necesariamente ocurran. Es por ello que, en esta sección se analiza el comportamiento y riesgo de acuerdo a la probabilidad de que un evento ocurra, esto se conoce como probabilidad de excedencia (p).

Para calcular esta probabilidad se ha optado por usar la distribución normal. En la ecuación (1) se describe el cálculo seguido para evaluar distintos escenarios del comportamiento de la irradiación solar. Las excedencias evaluadas son P99, P90, P75 y

P50, que corresponden a $p = 0.99; p = 0.90, p = 0.75$ y $p = 0.50$, respectivamente. Este último corresponde al promedio que ya se mostró en esta sección (Penn State, 2023).

$$I_{GHI(p)} = \mu + \sigma \cdot \Phi^{-1}(1 - p) \quad (1)$$

Donde:

$I_{GHI(p)}$ es el valor de la irradiación solar global de acuerdo a la probabilidad de excedencia deseada.

μ es el promedio de la irradiación solar global.

σ es la desviación estándar.

Φ^{-1} es la función de distribución normal inversa, se muestra la distribución normal en la ecuación (20) (Penn State, 2023).

$$\Phi(1 - p) = \int_{-\infty}^{1-p} \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{u^2}{2}} du \quad (2)$$

A continuación, se muestran los resultados para los tres lugares a tres niveles de probabilidad de excedencia en la Tabla 9, Tabla 10, Tabla 11, Tabla 12, Tabla 13, Tabla 14, Tabla 15, Tabla 16 y Tabla 17.

Tabla 9

Irradiación global en P99 para el lugar 1, 2005 – 2023 (Wh/m²)

| Hora | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Set | Oct | Nov | Dic |
|--------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 00:00 | | | | | | | | | 10 | 46 | 70 | 48 |
| 01:00 | | | | | | | | | 95 | 152 | 185 | 138 |
| 02:00 | | | | | | | | | 226 | 314 | 356 | 281 |
| 03:00 | | | | | | | | | | | | |
| 04:00 | | | | | | | | | | | | |
| 05:00 | | | | | | | | | | | | |
| 06:00 | 17 | 13 | 17 | 16 | 2 | | | | 10 | 46 | 70 | 48 |
| 07:00 | 80 | 72 | 90 | 91 | 70 | 54 | 54 | 60 | 95 | 152 | 185 | 138 |
| 08:00 | 190 | 177 | 216 | 215 | 167 | 136 | 143 | 165 | 226 | 314 | 356 | 281 |

| | | | | | | | | | | | | |
|--------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 09:00 | 339 | 314 | 400 | 396 | 312 | 250 | 267 | 329 | 432 | 557 | 577 | 471 |
| 10:00 | 504 | 457 | 549 | 576 | 495 | 416 | 429 | 539 | 667 | 775 | 787 | 648 |
| 11:00 | 607 | 562 | 672 | 686 | 634 | 563 | 583 | 710 | 825 | 920 | 907 | 759 |
| 12:00 | 631 | 578 | 684 | 706 | 666 | 631 | 645 | 767 | 872 | 941 | 901 | 775 |
| 13:00 | 607 | 573 | 634 | 651 | 624 | 594 | 614 | 725 | 800 | 852 | 830 | 737 |
| 14:00 | 468 | 464 | 501 | 525 | 522 | 504 | 527 | 604 | 675 | 689 | 648 | 583 |
| 15:00 | 307 | 295 | 316 | 354 | 352 | 343 | 367 | 430 | 477 | 469 | 439 | 379 |
| 16:00 | 152 | 145 | 156 | 170 | 164 | 158 | 181 | 225 | 254 | 240 | 232 | 194 |
| 17:00 | 54 | 45 | 39 | 18 | | 4 | 22 | 38 | 57 | 55 | 59 | 57 |
| 18:00 | 7 | | | | | | | | | | | |
| 19:00 | | | | | | | | | | | | |
| 20:00 | | | | | | | | | | | | |
| 21:00 | | | | | | | | | | | | |
| 22:00 | | | | | | | | | | | | |
| 23:00 | | | | | | | | | | | | |

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 10

Irradiación global en P90 para el lugar 1, 2005 – 2023 (Wh/m²)

| Hora | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Set | Oct | Nov | Dic |
|--------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 00:00 | | | | | | | | | | | | |
| 01:00 | | | | | | | | | | | | |
| 02:00 | | | | | | | | | | | | |
| 03:00 | | | | | | | | | | | | |
| 04:00 | | | | | | | | | | | | |
| 05:00 | | | | | | | | | | | | 3 |
| 06:00 | 43 | 29 | 26 | 22 | 9 | | | 6 | 29 | 72 | 97 | 76 |
| 07:00 | 151 | 133 | 140 | 133 | 102 | 76 | 75 | 95 | 144 | 211 | 244 | 202 |
| 08:00 | 304 | 283 | 305 | 292 | 231 | 187 | 190 | 230 | 308 | 404 | 443 | 380 |
| 09:00 | 481 | 452 | 507 | 490 | 399 | 330 | 340 | 418 | 530 | 651 | 673 | 586 |
| 10:00 | 651 | 608 | 666 | 668 | 582 | 501 | 514 | 624 | 750 | 853 | 869 | 762 |
| 11:00 | 754 | 713 | 779 | 772 | 708 | 634 | 655 | 773 | 886 | 975 | 973 | 866 |
| 12:00 | 774 | 730 | 790 | 786 | 733 | 684 | 704 | 816 | 918 | 985 | 966 | 878 |
| 13:00 | 735 | 705 | 735 | 725 | 680 | 640 | 664 | 765 | 843 | 895 | 888 | 825 |
| 14:00 | 595 | 584 | 592 | 590 | 564 | 535 | 563 | 639 | 707 | 730 | 712 | 670 |
| 15:00 | 420 | 402 | 399 | 408 | 385 | 366 | 396 | 457 | 504 | 510 | 499 | 465 |
| 16:00 | 239 | 225 | 213 | 207 | 184 | 172 | 199 | 243 | 272 | 271 | 276 | 261 |
| 17:00 | 97 | 84 | 63 | 34 | 7 | 9 | 28 | 44 | 63 | 66 | 79 | 91 |
| 18:00 | 9 | | | | | | | | | | | |
| 19:00 | | | | | | | | | | | | |
| 20:00 | | | | | | | | | | | | |
| 21:00 | | | | | | | | | | | | |
| 22:00 | | | | | | | | | | | | |
| 23:00 | | | | | | | | | | | | |

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 11*Irradiación global en P75 para el lugar 1, 2005 – 2023 (Wh/m²)*

| Hora | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Set | Oct | Nov | Dic |
|--------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|------|-----|
| 00:00 | | | | | | | | | | | | |
| 01:00 | | | | | | | | | | | | |
| 02:00 | | | | | | | | | | | | |
| 03:00 | | | | | | | | | | | | |
| 04:00 | | | | | | | | | | | | |
| 05:00 | | | | | | | | | | | | 5 |
| 06:00 | 58 | 38 | 31 | 26 | 12 | 2 | | 11 | 40 | 87 | 112 | 92 |
| 07:00 | 192 | 168 | 170 | 157 | 120 | 89 | 87 | 115 | 173 | 245 | 278 | 240 |
| 08:00 | 370 | 345 | 357 | 336 | 268 | 217 | 218 | 268 | 356 | 456 | 494 | 437 |
| 09:00 | 563 | 533 | 569 | 544 | 449 | 376 | 382 | 469 | 587 | 706 | 728 | 653 |
| 10:00 | 736 | 696 | 734 | 721 | 633 | 550 | 564 | 673 | 798 | 898 | 917 | 829 |
| 11:00 | 839 | 801 | 841 | 822 | 751 | 675 | 697 | 809 | 922 | 1006 | 1012 | 928 |
| 12:00 | 857 | 818 | 852 | 832 | 771 | 716 | 739 | 845 | 945 | 1010 | 1005 | 938 |
| 13:00 | 810 | 783 | 793 | 768 | 713 | 666 | 693 | 789 | 867 | 920 | 921 | 877 |
| 14:00 | 668 | 654 | 645 | 628 | 588 | 553 | 584 | 660 | 725 | 754 | 749 | 721 |
| 15:00 | 485 | 463 | 447 | 440 | 404 | 380 | 412 | 473 | 520 | 534 | 534 | 515 |
| 16:00 | 290 | 271 | 247 | 229 | 196 | 181 | 210 | 254 | 283 | 289 | 302 | 300 |
| 17:00 | 121 | 106 | 78 | 43 | 13 | 11 | 31 | 48 | 66 | 72 | 90 | 110 |
| 18:00 | 10 | 3 | | | | | | | | | | |
| 19:00 | | | | | | | | | | | | |
| 20:00 | | | | | | | | | | | | |
| 21:00 | | | | | | | | | | | | |
| 22:00 | | | | | | | | | | | | |
| 23:00 | | | | | | | | | | | | |

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 12*Irradiación global en P99 para el lugar 2, 2005 – 2023 (Wh/m²)*

| Hora | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Set | Oct | Nov | Dic |
|--------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 00:00 | | | | | | | | | | | | |
| 01:00 | | | | | | | | | | | | |
| 02:00 | | | | | | | | | | | | |
| 03:00 | | | | | | | | | | | | |
| 04:00 | | | | | | | | | | | | |
| 05:00 | | | | | | | | | | | | |
| 06:00 | 29 | 16 | 1 | 12 | 9 | | | 6 | 20 | 88 | 120 | 67 |
| 07:00 | 131 | 96 | 115 | 159 | 145 | 121 | 123 | 140 | 200 | 277 | 296 | 204 |
| 08:00 | 267 | 232 | 258 | 340 | 313 | 282 | 289 | 323 | 403 | 491 | 501 | 384 |
| 09:00 | 407 | 362 | 421 | 517 | 491 | 450 | 457 | 518 | 621 | 703 | 691 | 532 |
| 10:00 | 507 | 458 | 521 | 639 | 646 | 604 | 611 | 682 | 782 | 823 | 798 | 647 |
| 11:00 | 542 | 484 | 567 | 664 | 717 | 683 | 706 | 781 | 846 | 834 | 792 | 653 |

| | | | | | | | | | | | | |
|--------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 12:00 | 499 | 450 | 506 | 591 | 683 | 685 | 720 | 790 | 793 | 766 | 704 | 578 |
| 13:00 | 394 | 336 | 376 | 477 | 605 | 617 | 655 | 720 | 697 | 633 | 572 | 465 |
| 14:00 | 253 | 226 | 248 | 324 | 462 | 488 | 528 | 574 | 546 | 471 | 420 | 323 |
| 15:00 | 134 | 114 | 126 | 186 | 304 | 324 | 367 | 402 | 366 | 301 | 252 | 178 |
| 16:00 | 56 | 49 | 60 | 85 | 144 | 155 | 182 | 215 | 194 | 145 | 123 | 80 |
| 17:00 | 18 | 13 | 15 | 13 | | 9 | 24 | 38 | 47 | 35 | 31 | 23 |
| 18:00 | 4 | | | | | | | | | | | |
| 19:00 | | | | | | | | | | | | |
| 20:00 | | | | | | | | | | | | |
| 21:00 | | | | | | | | | | | | |
| 22:00 | | | | | | | | | | | | |
| 23:00 | | | | | | | | | | | | |

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 13

Irradiación global en P90 para el lugar 2, 2005 – 2023 (Wh/m²)

| Hora | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Set | Oct | Nov | Dic |
|--------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 00:00 | | | | | | | | | | | | |
| 01:00 | | | | | | | | | | | | |
| 02:00 | | | | | | | | | | | | |
| 03:00 | | | | | | | | | | | | |
| 04:00 | | | | | | | | | | | | |
| 05:00 | | | | | | | | | | | | 2 |
| 06:00 | 57 | 33 | 13 | 15 | 11 | 2 | | 10 | 47 | 116 | 146 | 101 |
| 07:00 | 200 | 156 | 167 | 193 | 173 | 141 | 140 | 171 | 244 | 326 | 349 | 272 |
| 08:00 | 375 | 329 | 346 | 396 | 361 | 318 | 322 | 371 | 463 | 557 | 574 | 476 |
| 09:00 | 541 | 489 | 530 | 590 | 549 | 496 | 503 | 576 | 685 | 772 | 772 | 645 |
| 10:00 | 652 | 600 | 641 | 719 | 704 | 651 | 661 | 742 | 843 | 898 | 888 | 766 |
| 11:00 | 689 | 634 | 685 | 754 | 774 | 731 | 755 | 836 | 909 | 922 | 899 | 781 |
| 12:00 | 646 | 598 | 631 | 693 | 747 | 732 | 767 | 842 | 869 | 868 | 829 | 717 |
| 13:00 | 543 | 491 | 506 | 583 | 668 | 665 | 703 | 771 | 775 | 744 | 705 | 608 |
| 14:00 | 393 | 361 | 362 | 423 | 522 | 532 | 573 | 625 | 620 | 575 | 539 | 456 |
| 15:00 | 249 | 222 | 216 | 267 | 351 | 360 | 403 | 442 | 428 | 390 | 357 | 291 |
| 16:00 | 136 | 119 | 113 | 133 | 170 | 174 | 205 | 239 | 231 | 202 | 190 | 157 |
| 17:00 | 54 | 45 | 35 | 25 | 8 | 11 | 30 | 45 | 55 | 50 | 55 | 56 |
| 18:00 | 6 | | | | | | | | | | | |
| 19:00 | | | | | | | | | | | | |
| 20:00 | | | | | | | | | | | | |
| 21:00 | | | | | | | | | | | | |
| 22:00 | | | | | | | | | | | | |
| 23:00 | | | | | | | | | | | | |

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 14*Irradiación global en P75 para el lugar 2, 2005 – 2023 (Wh/m²)*

| Hora | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Set | Oct | Nov | Dic |
|--------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 00:00 | | | | | | | | | | | | |
| 01:00 | | | | | | | | | | | | |
| 02:00 | | | | | | | | | | | | |
| 03:00 | | | | | | | | | | | | |
| 04:00 | | | | | | | | | | | | |
| 05:00 | | | | | | | | | | | | 5 |
| 06:00 | 73 | 43 | 21 | 18 | 12 | 5 | | 12 | 62 | 132 | 162 | 121 |
| 07:00 | 240 | 191 | 196 | 213 | 189 | 152 | 150 | 189 | 269 | 354 | 380 | 311 |
| 08:00 | 437 | 386 | 397 | 429 | 388 | 339 | 341 | 399 | 498 | 595 | 616 | 530 |
| 09:00 | 619 | 563 | 593 | 632 | 583 | 523 | 529 | 610 | 722 | 812 | 819 | 711 |
| 10:00 | 737 | 682 | 711 | 766 | 737 | 677 | 690 | 776 | 878 | 942 | 940 | 836 |
| 11:00 | 775 | 721 | 754 | 806 | 808 | 759 | 783 | 867 | 945 | 974 | 962 | 856 |
| 12:00 | 731 | 684 | 704 | 753 | 785 | 760 | 794 | 872 | 913 | 927 | 901 | 798 |
| 13:00 | 630 | 581 | 581 | 644 | 705 | 692 | 731 | 801 | 820 | 809 | 783 | 692 |
| 14:00 | 474 | 440 | 428 | 481 | 557 | 557 | 599 | 655 | 663 | 635 | 609 | 533 |
| 15:00 | 316 | 284 | 269 | 313 | 379 | 381 | 423 | 466 | 464 | 441 | 417 | 357 |
| 16:00 | 182 | 160 | 144 | 160 | 185 | 185 | 218 | 253 | 253 | 236 | 230 | 201 |
| 17:00 | 75 | 63 | 47 | 33 | 13 | 11 | 33 | 49 | 60 | 59 | 68 | 75 |
| 18:00 | 7 | 1 | | | | | | | | | | |
| 19:00 | | | | | | | | | | | | |
| 20:00 | | | | | | | | | | | | |
| 21:00 | | | | | | | | | | | | |
| 22:00 | | | | | | | | | | | | |
| 23:00 | | | | | | | | | | | | |

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 15*Irradiación global en P99 para el lugar de la P.S.F., 2005 – 2023 (Wh/m²)*

| Hora | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Set | Oct | Nov | Dic |
|--------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 00:00 | | | | | | | | | | | | |
| 01:00 | | | | | | | | | | | | |
| 02:00 | | | | | | | | | | | | |
| 03:00 | | | | | | | | | | | | |
| 04:00 | | | | | | | | | | | | |
| 05:00 | | | | | | | | | | | | |
| 06:00 | 23 | 15 | 19 | 23 | | | | | 21 | 80 | 114 | 66 |
| 07:00 | 109 | 78 | 100 | 143 | 129 | 102 | 103 | 123 | 181 | 256 | 275 | 195 |
| 08:00 | 226 | 193 | 224 | 308 | 281 | 241 | 249 | 288 | 374 | 452 | 477 | 365 |
| 09:00 | 361 | 321 | 388 | 485 | 450 | 396 | 407 | 478 | 588 | 682 | 679 | 535 |
| 10:00 | 483 | 416 | 512 | 631 | 618 | 560 | 567 | 659 | 775 | 849 | 822 | 666 |
| 11:00 | 554 | 466 | 603 | 695 | 711 | 664 | 685 | 783 | 881 | 933 | 877 | 738 |

| | | | | | | | | | | | | |
|--------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 12:00 | 551 | 477 | 587 | 677 | 714 | 691 | 722 | 814 | 880 | 912 | 847 | 716 |
| 13:00 | 488 | 417 | 495 | 587 | 650 | 636 | 664 | 758 | 799 | 793 | 737 | 624 |
| 14:00 | 330 | 300 | 350 | 441 | 521 | 518 | 558 | 626 | 660 | 623 | 561 | 461 |
| 15:00 | 192 | 162 | 193 | 278 | 354 | 352 | 391 | 448 | 457 | 409 | 360 | 276 |
| 16:00 | 83 | 68 | 89 | 129 | 168 | 166 | 195 | 240 | 247 | 203 | 181 | 134 |
| 17:00 | 27 | 18 | 23 | 17 | | 1 | 25 | 40 | 58 | 48 | 47 | 38 |
| 18:00 | 5 | | | | | | | | | | | |
| 19:00 | | | | | | | | | | | | |
| 20:00 | | | | | | | | | | | | |
| 21:00 | | | | | | | | | | | | |
| 22:00 | | | | | | | | | | | | |
| 23:00 | | | | | | | | | | | | |

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 16

Irradiación global en P90 para el lugar de la P.S.F., 2005 – 2023 (Wh/m²)

| Hora | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Set | Oct | Nov | Dic |
|--------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 00:00 | | | | | | | | | | | | |
| 01:00 | | | | | | | | | | | | |
| 02:00 | | | | | | | | | | | | |
| 03:00 | | | | | | | | | | | | |
| 04:00 | | | | | | | | | | | | |
| 05:00 | | | | | | | | | | | | |
| 06:00 | 50 | 30 | 28 | 29 | 7 | 1 | | 5 | 44 | 106 | 137 | 96 |
| 07:00 | 180 | 140 | 153 | 177 | 156 | 122 | 121 | 152 | 223 | 303 | 327 | 259 |
| 08:00 | 341 | 299 | 319 | 367 | 330 | 281 | 285 | 337 | 433 | 522 | 548 | 456 |
| 09:00 | 506 | 459 | 506 | 561 | 512 | 451 | 460 | 540 | 655 | 751 | 758 | 642 |
| 10:00 | 640 | 577 | 643 | 711 | 679 | 614 | 625 | 720 | 835 | 913 | 902 | 781 |
| 11:00 | 711 | 637 | 727 | 779 | 768 | 713 | 736 | 833 | 932 | 988 | 958 | 848 |
| 12:00 | 705 | 642 | 714 | 763 | 768 | 734 | 765 | 856 | 928 | 968 | 931 | 828 |
| 13:00 | 635 | 575 | 620 | 674 | 700 | 675 | 707 | 794 | 845 | 856 | 824 | 737 |
| 14:00 | 477 | 444 | 465 | 523 | 564 | 550 | 590 | 659 | 699 | 685 | 648 | 574 |
| 15:00 | 318 | 283 | 291 | 347 | 387 | 377 | 417 | 472 | 492 | 469 | 441 | 380 |
| 16:00 | 174 | 152 | 152 | 174 | 188 | 181 | 213 | 256 | 268 | 246 | 238 | 209 |
| 17:00 | 70 | 57 | 47 | 31 | 10 | 9 | 31 | 48 | 63 | 60 | 68 | 73 |
| 18:00 | 7 | | | | | | | | | | | |
| 19:00 | | | | | | | | | | | | |
| 20:00 | | | | | | | | | | | | |
| 21:00 | | | | | | | | | | | | |
| 22:00 | | | | | | | | | | | | |
| 23:00 | | | | | | | | | | | | |

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 17*Irradiación global en P75 para el lugar de la P.S.F., 2005 – 2023 (Wh/m²)*

| Hora | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Set | Oct | Nov | Dic |
|--------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|------|-----|
| 00:00 | | | | | | | | | | | | |
| 01:00 | | | | | | | | | | | | |
| 02:00 | | | | | | | | | | | | |
| 03:00 | | | | | | | | | | | | |
| 04:00 | | | | | | | | | | | | |
| 05:00 | | | | | | | | | | | | 2 |
| 06:00 | 66 | 39 | 34 | 33 | 13 | 3 | | 12 | 57 | 121 | 151 | 114 |
| 07:00 | 221 | 177 | 184 | 197 | 171 | 134 | 131 | 170 | 247 | 331 | 357 | 297 |
| 08:00 | 407 | 360 | 374 | 402 | 358 | 304 | 307 | 366 | 467 | 562 | 589 | 509 |
| 09:00 | 590 | 539 | 575 | 605 | 549 | 483 | 490 | 576 | 694 | 792 | 804 | 705 |
| 10:00 | 732 | 671 | 719 | 758 | 714 | 645 | 659 | 756 | 870 | 950 | 949 | 847 |
| 11:00 | 802 | 737 | 800 | 828 | 800 | 742 | 766 | 863 | 961 | 1021 | 1006 | 912 |
| 12:00 | 795 | 738 | 787 | 814 | 799 | 758 | 791 | 880 | 956 | 1000 | 979 | 893 |
| 13:00 | 721 | 668 | 692 | 725 | 728 | 697 | 732 | 816 | 872 | 893 | 874 | 802 |
| 14:00 | 563 | 528 | 532 | 571 | 589 | 569 | 609 | 678 | 721 | 721 | 698 | 639 |
| 15:00 | 391 | 354 | 347 | 388 | 406 | 392 | 432 | 487 | 512 | 504 | 488 | 441 |
| 16:00 | 227 | 201 | 188 | 200 | 199 | 190 | 223 | 265 | 281 | 270 | 271 | 252 |
| 17:00 | 95 | 79 | 61 | 40 | 15 | 13 | 35 | 53 | 67 | 68 | 81 | 93 |
| 18:00 | 9 | 2 | | | | | | | | | | |
| 19:00 | | | | | | | | | | | | |
| 20:00 | | | | | | | | | | | | |
| 21:00 | | | | | | | | | | | | |
| 22:00 | | | | | | | | | | | | |
| 23:00 | | | | | | | | | | | | |

Fuente: Elaboración propia.

El lugar de la P.S.F. tiene mayores valores de irradiación con las probabilidades de excedencia evaluadas. El lugar 1, tiene en promedio valores de 4.58, 5.34 y 5.78 kWh/m²-dia, para P99, P90 y P75, respectivamente; el lugar 2 con 4.39, 5.21 y 5.69 kWh/m²-dia, para P99, P90 y P75, respectivamente y; el lugar de la P.S.F. con 4.68, 5.44 y 5.89 kWh/m²-dia, para P99, P90 y P75, respectivamente.

5.1.2 Temperatura

La temperatura es un factor fundamental en el rendimiento de una planta solar fotovoltaica, ya que influye directamente en el funcionamiento de los equipos principales;

sin embargo, en este trabajo analizaremos principalmente el efecto que tiene este factor sobre los módulos fotovoltaicos e inversores. Para ello, se muestra en la Tabla 18 la temperatura máxima y promedio de cada lugar.

Tabla 18

Temperatura máxima y promedio para los tres lugares evaluados

| Parámetro | Lugar 1 | Lugar 2 | Lugar de P.S.F. |
|---------------------------|------------|------------|-----------------|
| Latitud (°) | -14.496894 | -13.940000 | -13.930000 |
| Longitud (°) | -75.794369 | -75.750000 | -75.910000 |
| Temperatura máxima (°C) | 31.84 | 32.40 | 33.20 |
| Temperatura promedio (°C) | 19.339 | 21.338 | 20.927 |

Fuente: PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM (2025). Datos horarios de radiación.

5.1.2.1 Influencia sobre los módulos fotovoltaicos

En línea con las fichas técnicas y manuales de los fabricantes, el rendimiento de los módulos fotovoltaicos tiene como uno de los principales condicionantes la temperatura. A través del coeficiente de temperatura, dado por el fabricante, se pudo cuantificar las pérdidas que se presentan por este factor. Entonces, para el análisis de la influencia de la temperatura en la mejora en factores ambientales y tecnológicos de la planta solar fotovoltaica de 13MWp, se evaluó la afección de la temperatura máxima de la zona respecto del coeficiente de temperatura para el modelo de módulo fotovoltaico usado en la P.S.F. para los 3 lugares descritos en la sección 5.1.1.

Se presenta la temperatura máxima para las 3 ubicaciones seleccionadas (ver Tabla 19, Tabla 20 y Tabla 21).

Tabla 19

Temperatura ambiente máxima horaria para el lugar 1, 2005 – 2023 (°C)

| Hora | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Set | Oct | Nov | Dic |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 00:00 | 23.64 | 24.20 | 23.87 | 23.28 | 20.27 | 17.26 | 17.12 | 16.93 | 17.24 | 19.61 | 18.83 | 20.70 |
| 01:00 | 23.14 | 23.80 | 23.66 | 22.78 | 20.43 | 17.27 | 17.28 | 16.99 | 16.80 | 18.91 | 18.23 | 20.40 |
| 02:00 | 22.99 | 23.40 | 23.29 | 22.17 | 19.93 | 17.30 | 16.55 | 16.50 | 16.54 | 18.22 | 17.65 | 20.38 |
| 03:00 | 22.92 | 23.13 | 23.07 | 21.94 | 19.58 | 17.13 | 16.16 | 16.63 | 16.44 | 17.74 | 17.47 | 20.23 |
| 04:00 | 22.83 | 23.17 | 23.13 | 21.97 | 19.20 | 17.36 | 16.41 | 16.61 | 16.59 | 17.42 | 17.50 | 20.17 |

| | | | | | | | | | | | | |
|--------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 05:00 | 22.71 | 23.17 | 23.13 | 22.11 | 19.09 | 17.60 | 16.29 | 16.42 | 16.48 | 17.32 | 17.69 | 20.00 |
| 06:00 | 22.70 | 23.17 | 23.06 | 22.22 | 19.13 | 17.13 | 15.65 | 16.02 | 16.28 | 17.39 | 17.68 | 20.06 |
| 07:00 | 22.99 | 23.58 | 23.30 | 22.48 | 19.16 | 16.61 | 15.53 | 15.83 | 16.84 | 18.70 | 19.02 | 20.94 |
| 08:00 | 24.05 | 23.99 | 24.40 | 24.06 | 20.53 | 17.48 | 16.69 | 17.32 | 17.88 | 20.79 | 21.36 | 22.62 |
| 09:00 | 25.72 | 25.99 | 26.10 | 26.24 | 23.03 | 20.46 | 19.20 | 19.70 | 20.52 | 23.09 | 23.64 | 24.29 |
| 10:00 | 27.79 | 27.98 | 28.05 | 28.30 | 25.18 | 22.28 | 21.04 | 22.18 | 22.82 | 25.22 | 25.67 | 26.17 |
| 11:00 | 29.39 | 29.53 | 29.56 | 29.72 | 26.54 | 24.25 | 22.86 | 24.13 | 24.81 | 26.94 | 27.15 | 27.76 |
| 12:00 | 30.86 | 30.81 | 30.78 | 30.53 | 27.87 | 25.64 | 24.27 | 25.91 | 26.34 | 28.06 | 27.88 | 28.57 |
| 13:00 | 31.35 | 31.36 | 31.44 | 30.56 | 28.64 | 26.93 | 25.06 | 26.96 | 27.11 | 29.24 | 28.42 | 29.58 |
| 14:00 | 30.91 | 31.64 | 31.84 | 30.23 | 28.21 | 26.76 | 24.92 | 26.50 | 27.39 | 27.95 | 27.60 | 29.80 |
| 15:00 | 29.82 | 30.76 | 31.16 | 29.53 | 27.67 | 26.24 | 24.48 | 25.91 | 26.51 | 27.08 | 26.93 | 29.24 |
| 16:00 | 29.25 | 29.90 | 29.83 | 28.69 | 26.41 | 26.15 | 23.59 | 24.69 | 25.25 | 25.46 | 25.87 | 28.25 |
| 17:00 | 28.30 | 28.69 | 28.58 | 27.20 | 24.95 | 24.03 | 22.08 | 22.91 | 23.41 | 23.86 | 24.43 | 26.80 |
| 18:00 | 26.85 | 26.91 | 26.88 | 25.76 | 23.48 | 21.17 | 19.85 | 20.89 | 21.27 | 21.69 | 22.64 | 24.89 |
| 19:00 | 25.62 | 25.68 | 25.44 | 25.18 | 22.70 | 20.29 | 18.52 | 19.44 | 19.80 | 20.56 | 21.36 | 23.33 |
| 20:00 | 24.93 | 25.12 | 24.87 | 24.64 | 21.99 | 19.69 | 18.25 | 18.50 | 19.18 | 20.15 | 20.51 | 22.44 |
| 21:00 | 24.71 | 24.80 | 24.47 | 24.25 | 21.44 | 19.01 | 18.03 | 18.16 | 18.84 | 20.49 | 20.05 | 21.66 |
| 22:00 | 24.52 | 24.47 | 24.20 | 23.95 | 21.00 | 18.53 | 17.69 | 17.64 | 18.38 | 20.57 | 19.74 | 21.28 |
| 23:00 | 24.18 | 24.37 | 24.05 | 23.63 | 20.64 | 17.91 | 17.55 | 16.98 | 17.88 | 20.22 | 19.35 | 20.99 |

Fuente: PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM (2025). Datos horarios de radiación.

Tabla 20

Temperatura ambiente máxima horaria para el lugar 2, 2005 – 2023 (°C)

| Hora | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Set | Oct | Nov | Dic |
|--------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 00:00 | 22.90 | 23.76 | 23.57 | 23.68 | 23.14 | 21.50 | 22.33 | 21.71 | 21.24 | 23.21 | 22.02 | 23.32 |
| 01:00 | 22.75 | 23.49 | 23.40 | 23.44 | 22.81 | 21.11 | 21.44 | 21.57 | 20.81 | 22.67 | 21.62 | 22.78 |
| 02:00 | 23.58 | 23.48 | 23.24 | 23.28 | 22.42 | 20.98 | 21.73 | 20.80 | 20.91 | 22.49 | 21.92 | 22.71 |
| 03:00 | 22.87 | 23.61 | 23.46 | 22.93 | 22.33 | 21.11 | 21.44 | 20.80 | 20.35 | 22.26 | 21.64 | 22.61 |
| 04:00 | 22.43 | 23.75 | 23.37 | 22.66 | 21.58 | 20.97 | 21.43 | 20.67 | 20.21 | 21.89 | 21.22 | 22.48 |
| 05:00 | 22.24 | 23.41 | 23.53 | 22.76 | 21.52 | 20.59 | 21.12 | 20.44 | 20.55 | 21.65 | 21.05 | 22.34 |
| 06:00 | 22.47 | 22.96 | 23.23 | 22.71 | 21.44 | 20.31 | 20.94 | 20.12 | 20.53 | 21.32 | 21.36 | 22.53 |
| 07:00 | 23.21 | 23.23 | 23.37 | 22.69 | 21.64 | 20.50 | 20.91 | 20.19 | 21.34 | 22.82 | 22.10 | 23.46 |
| 08:00 | 24.53 | 24.64 | 24.56 | 24.53 | 23.54 | 23.00 | 22.18 | 21.79 | 22.97 | 25.09 | 24.39 | 24.81 |
| 09:00 | 26.41 | 26.01 | 26.00 | 26.39 | 25.38 | 24.12 | 24.21 | 24.03 | 24.26 | 27.17 | 26.50 | 26.32 |
| 10:00 | 28.15 | 27.58 | 27.74 | 28.16 | 26.95 | 25.53 | 25.44 | 25.90 | 26.00 | 28.87 | 28.20 | 27.65 |
| 11:00 | 29.24 | 29.23 | 29.07 | 29.59 | 28.02 | 27.16 | 26.49 | 27.31 | 27.65 | 30.45 | 29.37 | 29.33 |
| 12:00 | 30.31 | 30.49 | 30.32 | 30.67 | 29.09 | 28.07 | 27.88 | 28.56 | 28.72 | 31.64 | 29.84 | 30.62 |
| 13:00 | 31.12 | 32.07 | 31.28 | 31.26 | 29.74 | 28.65 | 28.65 | 29.30 | 29.55 | 32.30 | 30.23 | 31.41 |
| 14:00 | 31.02 | 31.91 | 31.80 | 30.84 | 29.68 | 28.64 | 28.87 | 28.97 | 29.25 | 32.40 | 29.77 | 31.04 |
| 15:00 | 30.95 | 31.94 | 31.48 | 30.91 | 29.44 | 28.36 | 29.55 | 28.82 | 29.21 | 32.11 | 29.44 | 30.57 |
| 16:00 | 30.59 | 31.12 | 30.81 | 30.04 | 28.66 | 27.30 | 28.39 | 27.75 | 28.33 | 31.08 | 28.47 | 30.00 |
| 17:00 | 28.87 | 29.64 | 29.41 | 28.54 | 27.98 | 26.02 | 25.37 | 26.06 | 26.84 | 29.23 | 27.04 | 28.82 |
| 18:00 | 27.08 | 27.55 | 27.33 | 26.58 | 25.66 | 23.71 | 23.69 | 24.28 | 24.91 | 27.04 | 25.04 | 26.77 |

| | | | | | | | | | | | | |
|--------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 19:00 | 25.32 | 26.05 | 26.26 | 25.66 | 23.86 | 22.30 | 22.85 | 23.06 | 23.34 | 25.58 | 23.39 | 25.07 |
| 20:00 | 24.28 | 25.18 | 25.18 | 25.22 | 23.44 | 21.74 | 22.57 | 22.55 | 22.84 | 24.59 | 22.58 | 23.98 |
| 21:00 | 23.93 | 24.91 | 24.85 | 24.65 | 23.22 | 21.57 | 22.19 | 22.64 | 21.78 | 24.28 | 22.23 | 23.57 |
| 22:00 | 23.70 | 24.64 | 24.16 | 24.01 | 23.07 | 21.76 | 22.19 | 22.56 | 21.67 | 23.78 | 22.21 | 23.42 |
| 23:00 | 23.48 | 24.21 | 23.90 | 23.74 | 23.14 | 21.05 | 22.30 | 22.05 | 21.55 | 23.22 | 21.97 | 23.65 |

Fuente: PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM (2025). Datos horarios de radiación.

Tabla 21

Temperatura ambiente máxima horaria para el lugar de la P.S.F., 2005 – 2023 (°C)

| Hora | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Set | Oct | Nov | Dic |
|--------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 00:00 | 23.13 | 24.73 | 24.09 | 24.09 | 22.95 | 18.90 | 19.28 | 20.01 | 19.67 | 21.68 | 20.43 | 23.07 |
| 01:00 | 22.67 | 24.49 | 23.72 | 23.82 | 22.09 | 18.50 | 18.83 | 19.17 | 19.36 | 21.20 | 19.92 | 22.51 |
| 02:00 | 22.75 | 24.25 | 23.88 | 23.20 | 21.44 | 18.60 | 19.00 | 18.69 | 18.95 | 20.14 | 19.61 | 21.75 |
| 03:00 | 22.34 | 23.80 | 23.39 | 23.18 | 20.85 | 18.41 | 17.96 | 18.47 | 18.36 | 19.55 | 19.41 | 21.28 |
| 04:00 | 22.58 | 23.27 | 23.44 | 23.14 | 20.15 | 18.33 | 17.66 | 18.19 | 18.73 | 19.51 | 19.66 | 21.03 |
| 05:00 | 22.48 | 23.16 | 23.15 | 22.83 | 20.06 | 18.19 | 17.72 | 17.77 | 18.52 | 19.21 | 19.65 | 21.24 |
| 06:00 | 22.43 | 22.91 | 23.40 | 22.81 | 20.24 | 17.83 | 17.66 | 17.53 | 17.56 | 19.30 | 19.38 | 21.25 |
| 07:00 | 22.92 | 23.20 | 23.47 | 22.99 | 20.45 | 19.65 | 19.09 | 17.66 | 18.77 | 21.17 | 20.40 | 21.97 |
| 08:00 | 24.58 | 24.99 | 24.76 | 24.99 | 22.86 | 20.05 | 18.96 | 19.64 | 20.68 | 24.07 | 23.28 | 23.98 |
| 09:00 | 26.93 | 27.10 | 26.81 | 26.80 | 25.23 | 21.74 | 21.06 | 22.37 | 22.93 | 26.88 | 25.91 | 25.98 |
| 10:00 | 29.07 | 28.96 | 28.72 | 28.61 | 27.25 | 24.34 | 23.06 | 24.82 | 25.40 | 29.09 | 27.96 | 27.85 |
| 11:00 | 30.67 | 30.75 | 30.20 | 30.42 | 28.52 | 26.21 | 25.58 | 26.92 | 27.47 | 31.09 | 29.17 | 29.42 |
| 12:00 | 31.73 | 32.08 | 31.47 | 31.56 | 29.30 | 27.03 | 26.73 | 28.49 | 28.91 | 32.40 | 30.22 | 30.80 |
| 13:00 | 32.82 | 32.81 | 32.23 | 32.10 | 30.35 | 27.94 | 27.77 | 29.42 | 29.73 | 33.13 | 30.85 | 31.52 |
| 14:00 | 32.23 | 33.20 | 32.69 | 31.94 | 29.88 | 28.08 | 28.94 | 29.00 | 29.85 | 33.09 | 30.55 | 31.57 |
| 15:00 | 31.73 | 32.92 | 32.46 | 31.62 | 29.29 | 27.74 | 29.41 | 28.76 | 29.81 | 32.60 | 30.16 | 30.95 |
| 16:00 | 30.88 | 31.80 | 31.59 | 30.86 | 29.18 | 26.78 | 27.28 | 28.02 | 29.00 | 31.25 | 28.89 | 30.15 |
| 17:00 | 29.45 | 30.32 | 30.46 | 29.54 | 28.01 | 25.53 | 25.07 | 26.55 | 27.14 | 28.88 | 27.30 | 28.72 |
| 18:00 | 27.91 | 28.47 | 28.96 | 27.84 | 25.50 | 23.27 | 23.44 | 24.69 | 24.92 | 26.25 | 25.27 | 27.10 |
| 19:00 | 26.06 | 27.43 | 27.43 | 26.96 | 24.93 | 21.92 | 22.17 | 23.17 | 23.03 | 24.78 | 23.40 | 25.14 |
| 20:00 | 25.23 | 26.68 | 26.39 | 26.60 | 24.43 | 21.08 | 21.41 | 22.04 | 21.66 | 23.98 | 22.47 | 24.01 |
| 21:00 | 24.86 | 26.26 | 25.65 | 26.20 | 23.99 | 20.25 | 20.81 | 21.24 | 20.73 | 23.44 | 21.95 | 23.64 |
| 22:00 | 24.54 | 25.91 | 25.25 | 25.57 | 23.40 | 19.71 | 19.81 | 20.53 | 20.02 | 23.07 | 21.66 | 23.56 |
| 23:00 | 24.12 | 25.38 | 24.67 | 24.82 | 23.15 | 19.22 | 19.54 | 20.64 | 19.90 | 22.44 | 20.89 | 23.38 |

Fuente: PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM (2025). Datos horarios de radiación.

A continuación, en la Tabla 22, se presenta los datos de la ficha técnica del módulo fotovoltaico monofacial (Trina Solar DE).

Tabla 22*Datos de la ficha técnica de los coeficientes de temperatura*

| Parámetro Denominación | BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE |
|---|----------------------------------|
| Temperatura nominal de operación de la célula (NOCT) (°C) | Trina Solar DE 43 |
| Coeficiente de temperatura de potencia máxima γ (%/°C) | -0.34 |
| Coeficiente de temperatura de tensión en circuito abierto β (%/°C) | -0.25 |
| Coeficiente de temperatura de corriente de cortocircuito α (%/°C) | 0.04 |

Fuente: Trinasolar (2025). hojas de datos los módulos fotovoltaicos.

De la Tabla 19, Tabla 20, Tabla 21 y Tabla 22, podemos calcular las pérdidas de potencia de acuerdo al coeficiente mostrado. Para ello, primero se estimará la temperatura del panel con la ecuación (3). Luego, el incremento de temperatura respecto a las condiciones estándar (STC) como se observa en la ecuación (4). Y finalmente, se usará el coeficiente γ para el cálculo de pérdidas de potencia tal como se ve en la ecuación (5) (Green Solutions, 2023).

$$T_{módulo} = T_{amb} + \left(\frac{I_{GHI}}{800 \frac{W}{m^2}} \right) \cdot (NOCT - T_{NOCT_{amb}}) \quad (3)$$

Dónde:

 $T_{módulo}$ es la temperatura del módulo, en °C. T_{amb} es la temperatura ambiente, en °C I_{GHI} es la irradiancia solar, en W/m² $NOCT$ es la temperatura nominal de operación de la celda, en °C $T_{NOCT_{amb}}$ es la temperatura ambiente nominal de operación, en °C

$$\Delta T = T_{módulo} - T_{STC} \quad (4)$$

Dónde:

ΔT es el incremento de temperatura respecto de T_{STC} , en °C

$T_{módulo}$ es la temperatura del módulo, en °C.

T_{STC} es la temperatura a condiciones estándar, en °C

$$P_{\%Pérdida} = \gamma \cdot \Delta T \quad (5)$$

Dónde:

ΔT es el incremento de temperatura respecto de T_{STC} , en °C

γ es el coeficiente de temperatura de potencia máxima, en %/°C

$P_{\%Pérdida}$ es la potencia perdida en %

Realizamos este proceso de cálculo para las pérdidas de temperatura para cada ubicación seleccionada utilizando los datos de la ficha técnica del módulo fotovoltaico (ver Tabla 23, Tabla 24 y Tabla 25).

Tabla 23

Pérdidas por temperatura en el lugar 1 con el panel Trina Solar DE (%)

| Hora | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Set | Oct | Nov | Dic | |
|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 00:00 | | | | | | | | | | | | | |
| 01:00 | | | | | | | | | | | | | |
| 02:00 | | | | | | | | | | | | | |
| 03:00 | | | | | | | | | | | | | |
| 04:00 | | | | | | | | | | | | | |
| 05:00 | | | | | | | | | | | | | |
| 06:00 | | | | | | | | | | | | | |
| 07:00 | 1.64 | 1.55 | 1.40 | 0.94 | | | | | | 0.63 | 1.05 | 1.37 | |
| 08:00 | 4.01 | 3.71 | 3.84 | 3.45 | 1.51 | | | | 0.42 | 1.58 | 3.60 | 4.14 | 4.09 |
| 09:00 | 6.65 | 6.42 | 6.61 | 6.33 | 4.27 | 2.63 | 2.23 | 3.35 | 4.82 | 6.84 | 7.26 | 6.87 | |

| | | | | | | | | | | | | |
|--------------|-------|-------|-------|-------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|
| 10:00 | 9.07 | 8.77 | 8.95 | 8.75 | 6.80 | 4.99 | 4.70 | 6.16 | 7.58 | 9.35 | 9.70 | 9.23 |
| 11:00 | 10.62 | 10.33 | 10.45 | 10.18 | 8.33 | 6.79 | 6.54 | 8.01 | 9.33 | 10.84 | 11.05 | 10.69 |
| 12:00 | 11.28 | 10.92 | 10.96 | 10.52 | 8.93 | 7.55 | 7.35 | 8.87 | 9.98 | 11.19 | 11.21 | 11.03 |
| 13:00 | 10.88 | 10.65 | 10.58 | 9.87 | 8.55 | 7.45 | 7.11 | 8.63 | 9.46 | 10.70 | 10.53 | 10.69 |
| 14:00 | 9.34 | 9.41 | 9.21 | 8.33 | 7.10 | 6.20 | 5.91 | 7.18 | 8.10 | 8.64 | 8.61 | 9.24 |
| 15:00 | 7.09 | 7.16 | 6.98 | 6.18 | 5.06 | 4.28 | 4.03 | 5.11 | 5.76 | 6.18 | 6.26 | 7.01 |
| 16:00 | 4.83 | 4.82 | 4.41 | 3.73 | 2.53 | 2.25 | 1.69 | 2.49 | 2.96 | 3.18 | 3.53 | 4.45 |
| 17:00 | 2.57 | 2.54 | 2.13 | 1.27 | 0.17 | | | | 0.14 | 0.38 | 0.81 | 1.91 |
| 18:00 | 0.74 | 0.71 | | | | | | | | | | |
| 19:00 | | | | | | | | | | | | |
| 20:00 | | | | | | | | | | | | |
| 21:00 | | | | | | | | | | | | |
| 22:00 | | | | | | | | | | | | |
| 23:00 | | | | | | | | | | | | |

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 24

Pérdidas por temperatura en el lugar 2 con el panel Trina Solar DE (%)

| Hora | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Set | Oct | Nov | Dic |
|--------------|------|------|------|-------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 00:00 | | | | | | | | | | | | |
| 01:00 | | | | | | | | | | | | |
| 02:00 | | | | | | | | | | | | |
| 03:00 | | | | | | | | | | | | |
| 04:00 | | | | | | | | | | | | |
| 05:00 | | | | | | | | | | | | |
| 06:00 | 0.03 | | | | | | | | | 0.21 | 0.51 | 0.55 |
| 07:00 | 2.17 | 1.65 | 1.69 | 1.52 | 0.88 | 0.08 | 0.18 | 0.41 | 1.67 | 3.03 | 3.07 | 2.95 |
| 08:00 | 4.80 | 4.26 | 4.29 | 4.38 | 3.60 | 2.86 | 2.58 | 3.12 | 4.56 | 6.26 | 6.27 | 5.70 |
| 09:00 | 7.37 | 6.65 | 6.83 | 7.10 | 6.20 | 5.10 | 5.19 | 6.00 | 7.21 | 9.11 | 9.03 | 8.12 |
| 10:00 | 9.19 | 8.44 | 8.64 | 9.07 | 8.24 | 7.09 | 7.21 | 8.27 | 9.31 | 11.00 | 10.85 | 9.82 |
| 11:00 | 9.94 | 9.43 | 9.51 | 10.00 | 9.28 | 8.45 | 8.47 | 9.61 | 10.54 | 11.93 | 11.57 | 10.64 |
| 12:00 | 9.88 | 9.49 | 9.48 | 9.94 | 9.47 | 8.78 | 9.04 | 10.07 | 10.66 | 11.96 | 11.24 | 10.59 |
| 13:00 | 9.18 | 9.06 | 8.63 | 9.08 | 8.90 | 8.31 | 8.69 | 9.61 | 10.06 | 11.09 | 10.27 | 9.85 |
| 14:00 | 7.56 | 7.50 | 7.21 | 7.31 | 7.42 | 6.96 | 7.45 | 8.07 | 8.39 | 9.38 | 8.33 | 8.10 |
| 15:00 | 5.84 | 5.81 | 5.40 | 5.58 | 5.51 | 5.09 | 5.91 | 6.10 | 6.36 | 7.29 | 6.25 | 6.10 |
| 16:00 | 4.18 | 4.09 | 3.73 | 3.58 | 3.21 | 2.71 | 3.42 | 3.56 | 3.84 | 4.73 | 3.85 | 4.15 |
| 17:00 | 2.28 | 2.39 | 2.08 | 1.60 | 1.20 | 0.47 | 0.49 | 0.89 | 1.27 | 2.11 | 1.51 | 2.24 |
| 18:00 | 0.79 | 0.90 | | | | | | | | | | 0.60 |
| 19:00 | | | | | | | | | | | | |
| 20:00 | | | | | | | | | | | | |
| 21:00 | | | | | | | | | | | | |
| 22:00 | | | | | | | | | | | | |
| 23:00 | | | | | | | | | | | | |

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 25*Pérdidas por temperatura en el lugar de la P.S.F. con el panel Trina Solar DE (%)*

| Hora | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Set | Oct | Nov | Dic |
|--------------|-------|-------|-------|-------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 00:00 | | | | | | | | | | | | 0.04 |
| 01:00 | | | | | | | | | | | | |
| 02:00 | | | | | | | | | | | | |
| 03:00 | | | | | | | | | | | | |
| 04:00 | | | | | | | | | | | | |
| 05:00 | | | | | | | | | | | | |
| 06:00 | | | | | | | | | | | | 0.04 |
| 07:00 | 1.90 | 1.51 | 1.61 | 1.46 | 0.30 | | | | 0.56 | 2.23 | 2.25 | 2.27 |
| 08:00 | 4.56 | 4.19 | 4.17 | 4.30 | 3.08 | 1.54 | 1.18 | 2.07 | 3.48 | 5.62 | 5.62 | 5.21 |
| 09:00 | 7.34 | 6.85 | 6.98 | 7.01 | 5.84 | 3.95 | 3.78 | 5.13 | 6.50 | 8.82 | 8.66 | 7.91 |
| 10:00 | 9.53 | 8.92 | 9.11 | 9.14 | 8.12 | 6.43 | 6.15 | 7.71 | 9.02 | 11.07 | 10.79 | 9.97 |
| 11:00 | 10.76 | 10.24 | 10.37 | 10.47 | 9.37 | 7.97 | 8.01 | 9.40 | 10.55 | 12.40 | 11.77 | 11.11 |
| 12:00 | 11.02 | 10.66 | 10.69 | 10.73 | 9.62 | 8.37 | 8.59 | 10.05 | 10.97 | 12.64 | 11.88 | 11.41 |
| 13:00 | 10.63 | 10.18 | 10.01 | 10.05 | 9.25 | 8.06 | 8.37 | 9.71 | 10.42 | 11.89 | 11.08 | 10.77 |
| 14:00 | 8.89 | 8.86 | 8.54 | 8.47 | 7.69 | 6.82 | 7.50 | 8.19 | 8.94 | 10.18 | 9.25 | 9.20 |
| 15:00 | 6.90 | 6.92 | 6.55 | 6.48 | 5.64 | 4.92 | 5.89 | 6.19 | 6.86 | 7.88 | 7.03 | 6.99 |
| 16:00 | 4.80 | 4.81 | 4.47 | 4.22 | 3.50 | 2.56 | 3.07 | 3.71 | 4.24 | 5.04 | 4.32 | 4.69 |
| 17:00 | 2.71 | 2.82 | 2.60 | 2.02 | 1.24 | 0.35 | 0.40 | 1.09 | 1.42 | 2.06 | 1.70 | 2.39 |
| 18:00 | 1.09 | 1.23 | | | | | | | | | | 0.72 |
| 19:00 | | | | | | | | | | | | |
| 20:00 | | | | | | | | | | | | |
| 21:00 | | | | | | | | | | | | |
| 22:00 | | | | | | | | | | | | |
| 23:00 | | | | | | | | | | | | |

Fuente: Elaboración propia.

Para el lugar de la P.S.F. las pérdidas de potencia máxima se estiman en promedio de 6.52%; para el lugar 1, las pérdidas se estiman en promedio de 6.19%; y, para el lugar 2, las pérdidas son de 6.10%. Es preciso destacar que, se producen menos pérdidas de potencia máxima en el lugar 2. Además, se encuentra que la relación de temperatura y perdidas es directa.

5.1.2.2 Influencia sobre los inversores

De manera similar al comportamiento de los módulos fotovoltaicos, los inversores dentro de sus especificaciones técnicas tienen factores que afectan su rendimiento. En la Tabla 26 se muestra el rango de operación de temperatura de un inversor seleccionado.

Tabla 26

Parámetros de operación de inversores

| Parámetro | SUN2000-330KTL-H1 | SUN2000-330KTL-H2 |
|--|-------------------------|-------------------------|
| Rango de temperatura de funcionamiento | -25 a 60 °C | -25 a 60 °C |
| Método de refrigeración | Ventilación inteligente | Ventilación inteligente |

Fuente: Solar Huawei (2025). Solución Fotovoltaica y Almacenamiento de Gran Escala.

Es importante instalar los inversores con una adecuada ventilación y sombra. Además, se debe realizar un mantenimiento regular al sistema para evitar percances. Cuando la temperatura es muy alta el inversor se puede sobrecalentar y apagar; por otro lado, si es muy baja el inversor no puede operar a su máxima capacidad (Growatt, 2023)¹⁸. El impacto de la temperatura en los inversores puede ser significativo si se excede el rango de funcionamiento, por ello se recomienda operar en el rango recomendado por el fabricante para maximizar la eficiencia y evitar pérdidas.

En este caso, las temperaturas máximas ambientales del sitio se encuentran en el rango de operación, sin embargo, se debe evitar la exposición directa a los rayos solares para evitar un sobrecalentamiento. Asimismo, la ventilación debe ser la adecuada en todo momento; por lo que, es recomendable cambiar los filtros periódicamente.

El impacto de la temperatura en los inversores es significativo y por ello se debe tomar en cuenta al momento del diseño. Es cierto que no existen coeficientes específicos

¹⁸ Growatt. (16 de Marzo de 2023). *How does temperature affect solar inverter efficiency?* Obtenido de Growatt: <https://igrowattinverter.com/effect-of-temperature-on-solar-inverter/>

como en el caso de los módulos fotovoltaicos, no obstante, se debe garantizar la operación en el rango recomendado para maximizar la obtención de energía y aumentar la vida útil de estos equipos.

5.1.3 Nubosidad

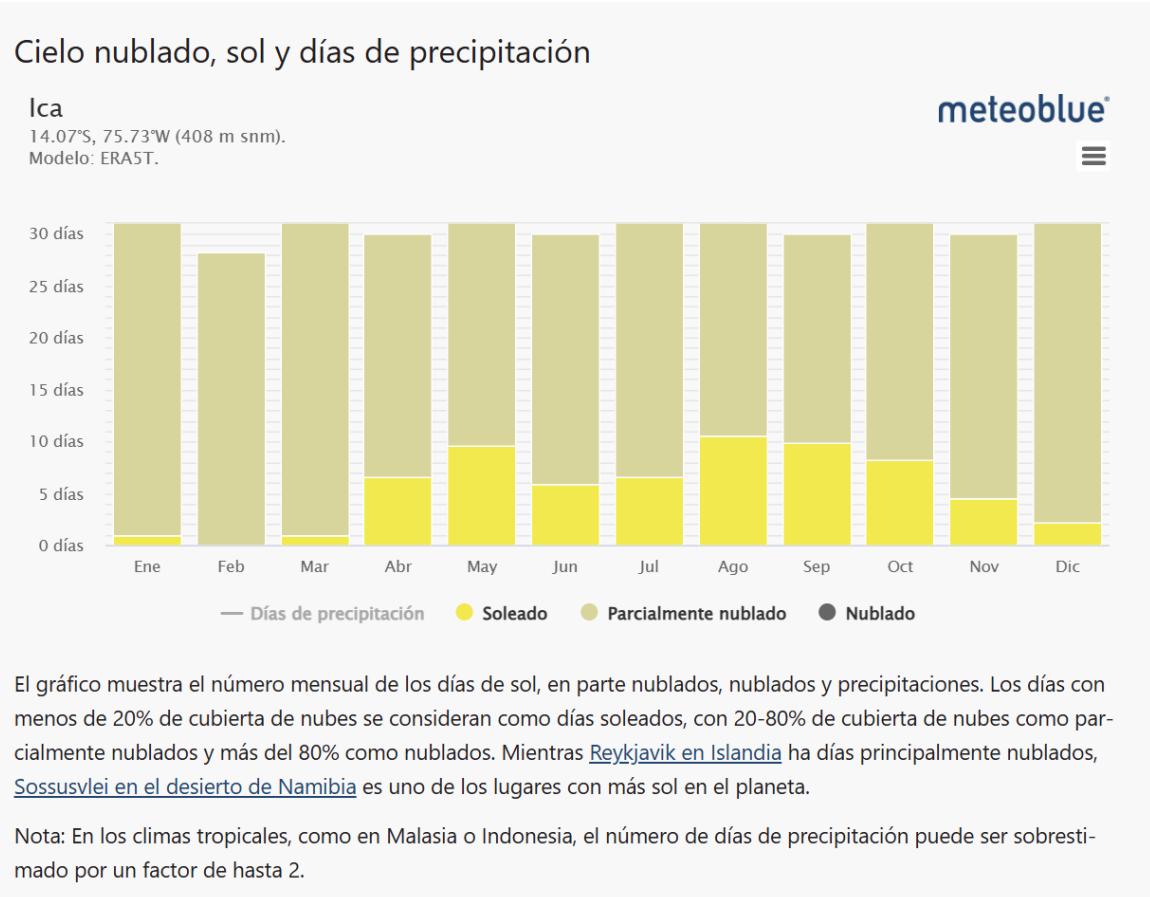
La nubosidad es el porcentaje o fracción del cielo cubierto por nubes y se expresa en octavos de bóveda celeste, esta afecta directamente a la producción de energía eléctrica y eficiencia de las plantas solares fotovoltaicas. Según la página de datos meteorológicos “Weather Spark”, Ica se caracteriza porque la parte más despejada empieza el 13 de abril y se extiende por aproximadamente 6.2 meses hasta el 21 de octubre y la parte más nublada es la restante del año (Weather Spark)¹⁹. Por otro lado, la página meteorológica “Meteoblue” menciona que existen más de 20 días al mes que Ica tiene una preponderancia a tener días parcialmente nublados, mientras que los días soleados alcanzan un máximo de 10 días al mes como se aprecia en la Figura 20 (Meteoblue, 2025)²⁰.

¹⁹ Weather Spark. (s.f.). *El clima y el tiempo promedio en todo el año en Ica*. Obtenido de El clima y el tiempo promedio en todo el año en Ica:
<https://es.weatherspark.com/y/22218/Clima-promedio-en-Ica-Per%C3%BA-durante-todo-el-a%C3%B1o>

²⁰ Meteoblue. (2025). *Datos climáticos y meteorológicos históricos simulados para Ica* . Obtenido de Datos climáticos y meteorológicos históricos simulados para Ica :
https://www.meteoblue.com/es/tiempo/historyclimate/climatemodelled/ica_per%C3%BA_3938527

Figura 20

Cielo nublado, con sol y días de precipitación para Ica



Fuente: Meteoblue (2025). Datos climáticos y meteorológicos históricos simulados para Ica.

Por ello, es importante conocer el índice de claridad, K_t , que se refiere a la relación entre la irradiación global en la superficie terrestre, I_{GHI} , y la irradiación extraterrestre horaria, I_{0H} , ya que muestra una relación más específica del potencial aprovechable para la planta solar fotovoltaica, la cual se observa en la ecuación (6) (Universidad Politécnica de Madrid).

$$K_t = \frac{I_{GHI}}{I_{0H}} \quad (6)$$

Para calcular I_{0H} se sigue la relación que se muestra en la ecuación (7) (Universidad Politécnica de Madrid).

$$I_{0H} = I_{sc} \cdot \sin(h) \quad (7)$$

Donde, I_{sc} es la constante de la irradiación extraterrestre diaria que se calcula como muestra la ecuación (8), en W/m^2 y h es el ángulo de altura solar que sigue la relación mostrada en la ecuación (9), en ° (grados sexagesimales) (Universidad Politécnica de Madrid).

$$I_{sc} = C \cdot \left(1 + 0.033 \cdot \cos\left(\frac{360 \cdot n}{365}\right) \right) \quad (8)$$

Donde, C es la constante solar y n es el número del día del año.

$$\sin(h) = \sin(\phi) \cdot \sin(\delta) + \cos(\phi) \cos(\delta) \cos(\omega) \quad (9)$$

Donde, ϕ es la latitud del lugar, en ° (grados sexagesimales); δ es la declinación solar que se calcula con la ecuación (10), en ° (grados sexagesimales); y, ω es la hora solar que se calcula con la ecuación (11), en ° (grados sexagesimales) (Universidad Politécnica de Madrid).

$$\delta = 23.5 \cdot \sin\left(\frac{360}{365} \cdot (284 + n)\right) \quad (10)$$

$$\omega = 15 \cdot (H - 12) \quad (11)$$

Donde, H es la hora del día (Universidad Politécnica de Madrid).

En la Tabla 27, Tabla 28 y Tabla 29 se muestra el índice K_t obtenido para los 3 lugares seleccionados en la evaluación de la irradiación solar. Se descartó los resultados donde el índice de claridad es superior a 1 que principalmente se da en horas del orto y del ocaso.

Tabla 27

Índice de claridad para el lugar 1

| Hora | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Set | Oct | Nov | Dic |
|--------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 00:00 | | | | | | | | | | | | |
| 01:00 | | | | | | | | | | | | |
| 02:00 | | | | | | | | | | | | |
| 03:00 | | | | | | | | | | | | |
| 04:00 | | | | | | | | | | | | |
| 05:00 | | | | | | | | | | | | |
| 06:00 | 0.59 | 0.59 | | | | | | | | | | 0.80 |
| 07:00 | 0.52 | 0.49 | 0.56 | 0.66 | 0.67 | 0.59 | 0.53 | 0.55 | 0.62 | 0.71 | 0.71 | 0.61 |
| 08:00 | 0.58 | 0.56 | 0.61 | 0.65 | 0.61 | 0.54 | 0.52 | 0.56 | 0.64 | 0.72 | 0.73 | 0.65 |
| 09:00 | 0.64 | 0.62 | 0.67 | 0.70 | 0.67 | 0.61 | 0.59 | 0.65 | 0.71 | 0.78 | 0.78 | 0.71 |
| 10:00 | 0.68 | 0.65 | 0.69 | 0.73 | 0.72 | 0.68 | 0.68 | 0.72 | 0.76 | 0.79 | 0.79 | 0.74 |
| 11:00 | 0.69 | 0.66 | 0.70 | 0.74 | 0.74 | 0.72 | 0.72 | 0.75 | 0.77 | 0.78 | 0.78 | 0.74 |
| 12:00 | 0.68 | 0.66 | 0.68 | 0.71 | 0.73 | 0.72 | 0.72 | 0.74 | 0.75 | 0.76 | 0.75 | 0.72 |
| 13:00 | 0.66 | 0.64 | 0.66 | 0.68 | 0.70 | 0.69 | 0.70 | 0.72 | 0.71 | 0.71 | 0.71 | 0.69 |
| 14:00 | 0.61 | 0.60 | 0.60 | 0.63 | 0.65 | 0.64 | 0.66 | 0.68 | 0.66 | 0.65 | 0.65 | 0.63 |
| 15:00 | 0.54 | 0.53 | 0.52 | 0.55 | 0.56 | 0.56 | 0.59 | 0.61 | 0.59 | 0.57 | 0.56 | 0.56 |
| 16:00 | 0.45 | 0.44 | 0.42 | 0.43 | 0.42 | 0.42 | 0.46 | 0.48 | 0.46 | 0.43 | 0.44 | 0.45 |
| 17:00 | 0.33 | 0.31 | 0.26 | 0.19 | 0.09 | 0.08 | 0.18 | 0.21 | 0.21 | 0.20 | 0.23 | 0.29 |
| 18:00 | 0.09 | 0.08 | 0.00 | | | | | | | 0.00 | 0.00 | 0.01 |
| 19:00 | | | | | | | | | | | | |
| 20:00 | | | | | | | | | | | | |
| 21:00 | | | | | | | | | | | | |
| 22:00 | | | | | | | | | | | | |
| 23:00 | | | | | | | | | | | | |

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 28

Índice de claridad para el lugar 2

| Hora | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Set | Oct | Nov | Dic |
|--------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 00:00 | | | | | | | | | | | | |
| 01:00 | | | | | | | | | | | | |
| 02:00 | | | | | | | | | | | | |
| 03:00 | | | | | | | | | | | | |

| | | | | | | | | | | | | | |
|--------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|--|
| 04:00 | | | | | | | | | | | | | |
| 05:00 | | | | | | | | | | | | | |
| 06:00 | | | | | | | | | | | | | |
| 0.75 | 0.70 | | | | | | | | | | | | |
| 07:00 | 0.63 | 0.55 | 0.64 | 0.84 | 0.97 | 0.91 | 0.82 | 0.83 | 0.91 | 0.97 | 0.94 | 0.77 | |
| 08:00 | 0.67 | 0.61 | 0.67 | 0.78 | 0.82 | 0.78 | 0.75 | 0.77 | 0.83 | 0.89 | 0.88 | 0.77 | |
| 09:00 | 0.69 | 0.64 | 0.69 | 0.79 | 0.81 | 0.78 | 0.76 | 0.79 | 0.83 | 0.87 | 0.86 | 0.77 | |
| 10:00 | 0.68 | 0.63 | 0.67 | 0.77 | 0.81 | 0.79 | 0.78 | 0.80 | 0.82 | 0.83 | 0.82 | 0.75 | |
| 11:00 | 0.64 | 0.60 | 0.64 | 0.72 | 0.78 | 0.78 | 0.78 | 0.79 | 0.78 | 0.78 | 0.76 | 0.70 | |
| 12:00 | 0.59 | 0.56 | 0.58 | 0.66 | 0.74 | 0.75 | 0.76 | 0.76 | 0.74 | 0.72 | 0.71 | 0.64 | |
| 13:00 | 0.54 | 0.50 | 0.51 | 0.59 | 0.69 | 0.71 | 0.73 | 0.73 | 0.69 | 0.66 | 0.64 | 0.58 | |
| 14:00 | 0.46 | 0.43 | 0.43 | 0.51 | 0.62 | 0.65 | 0.68 | 0.68 | 0.63 | 0.59 | 0.56 | 0.51 | |
| 15:00 | 0.38 | 0.35 | 0.34 | 0.42 | 0.54 | 0.57 | 0.61 | 0.60 | 0.55 | 0.50 | 0.48 | 0.42 | |
| 16:00 | 0.31 | 0.28 | 0.26 | 0.32 | 0.39 | 0.42 | 0.48 | 0.48 | 0.43 | 0.38 | 0.36 | 0.33 | |
| 17:00 | 0.22 | 0.20 | 0.17 | 0.15 | 0.09 | 0.07 | 0.19 | 0.21 | 0.20 | 0.17 | 0.19 | 0.21 | |
| 18:00 | 0.07 | 0.05 | 0.00 | | | | | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | |
| 19:00 | | | | | | | | | | | | | |
| 20:00 | | | | | | | | | | | | | |
| 21:00 | | | | | | | | | | | | | |
| 22:00 | | | | | | | | | | | | | |
| 23:00 | | | | | | | | | | | | | |

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 29

Índice de claridad para el lugar de la P.S.F.

| Hora | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Set | Oct | Nov | Dic |
|--------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 00:00 | | | | | | | | | | | | |
| 01:00 | | | | | | | | | | | | |
| 02:00 | | | | | | | | | | | | |
| 03:00 | | | | | | | | | | | | |
| 04:00 | | | | | | | | | | | | |
| 05:00 | | | | | | | | | | | | |
| 06:00 | 0.69 | 0.64 | | | | | | | | | | |
| 07:00 | 0.59 | 0.52 | 0.61 | 0.78 | 0.88 | 0.81 | 0.73 | 0.75 | 0.83 | 0.91 | 0.88 | 0.74 |
| 08:00 | 0.63 | 0.58 | 0.64 | 0.74 | 0.77 | 0.71 | 0.68 | 0.72 | 0.78 | 0.85 | 0.85 | 0.74 |
| 09:00 | 0.67 | 0.62 | 0.68 | 0.76 | 0.77 | 0.73 | 0.72 | 0.75 | 0.80 | 0.85 | 0.84 | 0.76 |
| 10:00 | 0.68 | 0.63 | 0.69 | 0.76 | 0.79 | 0.76 | 0.75 | 0.78 | 0.81 | 0.83 | 0.82 | 0.75 |
| 11:00 | 0.67 | 0.63 | 0.68 | 0.74 | 0.77 | 0.76 | 0.77 | 0.78 | 0.79 | 0.80 | 0.79 | 0.73 |
| 12:00 | 0.64 | 0.60 | 0.64 | 0.70 | 0.74 | 0.74 | 0.76 | 0.77 | 0.76 | 0.75 | 0.74 | 0.69 |
| 13:00 | 0.60 | 0.57 | 0.59 | 0.65 | 0.70 | 0.71 | 0.73 | 0.73 | 0.72 | 0.70 | 0.69 | 0.65 |
| 14:00 | 0.54 | 0.51 | 0.52 | 0.58 | 0.64 | 0.66 | 0.68 | 0.69 | 0.66 | 0.64 | 0.62 | 0.58 |
| 15:00 | 0.46 | 0.43 | 0.43 | 0.50 | 0.56 | 0.57 | 0.61 | 0.62 | 0.58 | 0.55 | 0.53 | 0.50 |
| 16:00 | 0.38 | 0.35 | 0.33 | 0.38 | 0.42 | 0.43 | 0.48 | 0.49 | 0.46 | 0.42 | 0.41 | 0.39 |
| 17:00 | 0.27 | 0.25 | 0.21 | 0.17 | 0.10 | 0.10 | 0.20 | 0.23 | 0.21 | 0.19 | 0.21 | 0.25 |
| 18:00 | 0.08 | 0.07 | 0.00 | | | | | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.01 |

19:00
20:00
21:00
22:00
23:00

Fuente: Elaboración propia.

Se puede observar que de acuerdo con la Tabla 27, Tabla 28 y Tabla 29, el lugar 1 tiene en promedio 0.57, el lugar 2 tiene en promedio 0.59, y, el lugar de la P.S.F. tiene en promedio 0.59. En ese sentido, el lugar 2 y el de la P.S.F. son los que cuentan con mayor índice de claridad, lo que nos dice que son los lugares con mayor irradiación superficial global; por ende, si la planta solar fotovoltaica se instala en estos tendría una mayor producción de energía eléctrica.

El índice de nubosidad tiene una relación inversa con el índice de claridad, la ecuación (12) describe esta relación.

$$C = 1 - K_t \quad (12)$$

En la Tabla 29Tabla 30, Tabla 31 y Tabla 32 se muestran esos resultados.

Tabla 30

Índice de nubosidad para el lugar 1

| Hora | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Set | Oct | Nov | Dic |
|--------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 00:00 | | | | | | | | | | | | |
| 01:00 | | | | | | | | | | | | |
| 02:00 | | | | | | | | | | | | |
| 03:00 | | | | | | | | | | | | |
| 04:00 | | | | | | | | | | | | |
| 05:00 | | | | | | | | | | | | |
| 06:00 | 0.41 | 0.41 | | | | | | | | | | 0.20 |
| 07:00 | 0.48 | 0.51 | 0.44 | 0.34 | 0.33 | 0.41 | 0.47 | 0.45 | 0.38 | 0.29 | 0.29 | 0.39 |
| 08:00 | 0.42 | 0.44 | 0.39 | 0.35 | 0.39 | 0.46 | 0.48 | 0.44 | 0.36 | 0.28 | 0.27 | 0.35 |
| 09:00 | 0.36 | 0.38 | 0.33 | 0.30 | 0.33 | 0.39 | 0.41 | 0.35 | 0.29 | 0.22 | 0.22 | 0.29 |
| 10:00 | 0.32 | 0.35 | 0.31 | 0.27 | 0.28 | 0.32 | 0.32 | 0.28 | 0.24 | 0.21 | 0.21 | 0.26 |
| 11:00 | 0.31 | 0.34 | 0.30 | 0.26 | 0.26 | 0.28 | 0.28 | 0.25 | 0.23 | 0.22 | 0.22 | 0.26 |
| 12:00 | 0.32 | 0.34 | 0.32 | 0.29 | 0.27 | 0.28 | 0.28 | 0.26 | 0.25 | 0.24 | 0.25 | 0.28 |
| 13:00 | 0.34 | 0.36 | 0.34 | 0.32 | 0.30 | 0.31 | 0.30 | 0.28 | 0.29 | 0.29 | 0.29 | 0.31 |

| | | | | | | | | | | | | |
|--------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 14:00 | 0.39 | 0.40 | 0.40 | 0.37 | 0.35 | 0.36 | 0.34 | 0.32 | 0.34 | 0.35 | 0.35 | 0.37 |
| 15:00 | 0.46 | 0.47 | 0.48 | 0.45 | 0.44 | 0.44 | 0.41 | 0.39 | 0.41 | 0.43 | 0.44 | 0.44 |
| 16:00 | 0.55 | 0.56 | 0.58 | 0.57 | 0.58 | 0.58 | 0.54 | 0.52 | 0.54 | 0.57 | 0.56 | 0.55 |
| 17:00 | 0.67 | 0.69 | 0.74 | 0.81 | 0.91 | 0.92 | 0.82 | 0.79 | 0.79 | 0.80 | 0.77 | 0.71 |
| 18:00 | 0.91 | 0.92 | 1.00 | | | | | | 1.00 | 1.00 | 1.00 | 0.99 |
| 19:00 | | | | | | | | | | | | |
| 20:00 | | | | | | | | | | | | |
| 21:00 | | | | | | | | | | | | |
| 22:00 | | | | | | | | | | | | |
| 23:00 | | | | | | | | | | | | |

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 31

Índice de nubosidad para el lugar 2

| Hora | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Set | Oct | Nov | Dic |
|--------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 00:00 | | | | | | | | | | | | |
| 01:00 | | | | | | | | | | | | |
| 02:00 | | | | | | | | | | | | |
| 03:00 | | | | | | | | | | | | |
| 04:00 | | | | | | | | | | | | |
| 05:00 | | | | | | | | | | | | |
| 06:00 | 0.25 | 0.30 | | | | | | | | | | |
| 07:00 | 0.37 | 0.45 | 0.36 | 0.16 | 0.03 | 0.09 | 0.18 | 0.17 | 0.09 | 0.03 | 0.06 | 0.23 |
| 08:00 | 0.33 | 0.39 | 0.33 | 0.22 | 0.18 | 0.22 | 0.25 | 0.23 | 0.17 | 0.11 | 0.12 | 0.23 |
| 09:00 | 0.31 | 0.36 | 0.31 | 0.21 | 0.19 | 0.22 | 0.24 | 0.21 | 0.17 | 0.13 | 0.14 | 0.23 |
| 10:00 | 0.32 | 0.37 | 0.33 | 0.23 | 0.19 | 0.21 | 0.22 | 0.20 | 0.18 | 0.17 | 0.18 | 0.25 |
| 11:00 | 0.36 | 0.40 | 0.36 | 0.28 | 0.22 | 0.22 | 0.22 | 0.21 | 0.22 | 0.22 | 0.24 | 0.30 |
| 12:00 | 0.41 | 0.44 | 0.42 | 0.34 | 0.26 | 0.25 | 0.24 | 0.24 | 0.26 | 0.28 | 0.29 | 0.36 |
| 13:00 | 0.46 | 0.50 | 0.49 | 0.41 | 0.31 | 0.29 | 0.27 | 0.27 | 0.31 | 0.34 | 0.36 | 0.42 |
| 14:00 | 0.54 | 0.57 | 0.57 | 0.49 | 0.38 | 0.35 | 0.32 | 0.32 | 0.37 | 0.41 | 0.44 | 0.49 |
| 15:00 | 0.62 | 0.65 | 0.66 | 0.58 | 0.46 | 0.43 | 0.39 | 0.40 | 0.45 | 0.50 | 0.52 | 0.58 |
| 16:00 | 0.69 | 0.72 | 0.74 | 0.68 | 0.61 | 0.58 | 0.52 | 0.52 | 0.57 | 0.62 | 0.64 | 0.67 |
| 17:00 | 0.78 | 0.80 | 0.83 | 0.85 | 0.91 | 0.93 | 0.81 | 0.79 | 0.80 | 0.83 | 0.81 | 0.79 |
| 18:00 | 0.93 | 0.95 | 1.00 | | | | | | 1.00 | 1.00 | 1.00 | 1.00 |
| 19:00 | | | | | | | | | | | | |
| 20:00 | | | | | | | | | | | | |
| 21:00 | | | | | | | | | | | | |
| 22:00 | | | | | | | | | | | | |
| 23:00 | | | | | | | | | | | | |

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 32*Índice de nubosidad para el lugar de la P.S.F.*

| Hora | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Set | Oct | Nov | Dic |
|--------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 00:00 | | | | | | | | | | | | |
| 01:00 | | | | | | | | | | | | |
| 02:00 | | | | | | | | | | | | |
| 03:00 | | | | | | | | | | | | |
| 04:00 | | | | | | | | | | | | |
| 05:00 | | | | | | | | | | | | |
| 06:00 | 0.31 | 0.36 | | | | | | | | | | |
| 07:00 | 0.41 | 0.48 | 0.39 | 0.22 | 0.12 | 0.19 | 0.27 | 0.25 | 0.17 | 0.09 | 0.12 | 0.26 |
| 08:00 | 0.37 | 0.42 | 0.36 | 0.26 | 0.23 | 0.29 | 0.32 | 0.28 | 0.22 | 0.15 | 0.15 | 0.26 |
| 09:00 | 0.33 | 0.38 | 0.32 | 0.24 | 0.23 | 0.27 | 0.28 | 0.25 | 0.20 | 0.15 | 0.16 | 0.24 |
| 10:00 | 0.32 | 0.37 | 0.31 | 0.24 | 0.21 | 0.24 | 0.25 | 0.22 | 0.19 | 0.17 | 0.18 | 0.25 |
| 11:00 | 0.33 | 0.37 | 0.32 | 0.26 | 0.23 | 0.24 | 0.23 | 0.22 | 0.21 | 0.20 | 0.21 | 0.27 |
| 12:00 | 0.36 | 0.40 | 0.36 | 0.30 | 0.26 | 0.26 | 0.24 | 0.23 | 0.24 | 0.25 | 0.26 | 0.31 |
| 13:00 | 0.40 | 0.43 | 0.41 | 0.35 | 0.30 | 0.29 | 0.27 | 0.27 | 0.28 | 0.30 | 0.31 | 0.35 |
| 14:00 | 0.46 | 0.49 | 0.48 | 0.42 | 0.36 | 0.34 | 0.32 | 0.31 | 0.34 | 0.36 | 0.38 | 0.42 |
| 15:00 | 0.54 | 0.57 | 0.57 | 0.50 | 0.44 | 0.43 | 0.39 | 0.38 | 0.42 | 0.45 | 0.47 | 0.50 |
| 16:00 | 0.62 | 0.65 | 0.67 | 0.62 | 0.58 | 0.57 | 0.52 | 0.51 | 0.54 | 0.58 | 0.59 | 0.61 |
| 17:00 | 0.73 | 0.75 | 0.79 | 0.83 | 0.90 | 0.90 | 0.80 | 0.77 | 0.79 | 0.81 | 0.79 | 0.75 |
| 18:00 | 0.92 | 0.93 | 1.00 | | | | | | 1.00 | 1.00 | 1.00 | 0.99 |
| 19:00 | | | | | | | | | | | | |
| 20:00 | | | | | | | | | | | | |
| 21:00 | | | | | | | | | | | | |
| 22:00 | | | | | | | | | | | | |
| 23:00 | | | | | | | | | | | | |

Fuente: Elaboración propia.

De la Tabla 30, Tabla 31 y Tabla 32, el lugar 1 tiene en promedio una nubosidad de 0.43, el lugar 2 tiene en promedio 0.41, y, el lugar de la P.S.F. tiene en promedio 0.41. Sin embargo, según los promedios horarios por cada mes existen valores distintos en al amanecer, dónde el lugar 1 presente mayores valores de índice de nubosidad. No obstante, al anochecer estos valores en los tres lugares son cercanos. En la comparativa de este índice, el lugar 2 y el de la P.S.F. son los que presentarían menos pérdidas por este fenómeno.

5.1.4 Albedo

El albedo es una característica fundamental de las superficies que está estrechamente relacionado con la radiación reflejada. Este se encuentra entre los valores de 0 y 1, donde 0 quiere decir que la superficie absorbe toda la radiación; y, por el contrario, 1 que refleja toda la radiación. Por lo tanto, es muy importante conocer las características del lugar de instalación de una planta solar fotovoltaica para que se pueda tomar una correcta decisión al momento de seleccionar un módulo fotovoltaico.

En la ecuación (13), se muestra la relación de cálculo para el albedo ρ .

$$\rho = \frac{R}{I_{GHI}} \quad (13)$$

Dónde, R es la radiación reflejada, en $\frac{W}{m^2}$.

En la Tabla 33, se muestra el albedo para los tres lugares seleccionados previamente; en la Tabla 34, se muestra unos valores recomendados para el albedo (PVsyst, 2025)²¹. Y, en la Tabla 35, Tabla 36 y Tabla 37 se muestran los resultados de la irradiación reflejada por la superficie que tiene el potencial de aprovechar la parte reversa de los módulos fotovoltaicos bifaciales.

Tabla 33

Albedo para los tres lugares evaluados en Ica

| Hora | Lugar 1 | Lugar 2 | Lugar P.S.F. |
|----------------|---------|---------|--------------|
| Enero | 0.19 | 0.18 | 0.18 |
| Febrero | 0.17 | 0.17 | 0.17 |
| Marzo | 0.16 | 0.18 | 0.18 |
| Abril | 0.17 | 0.17 | 0.17 |
| Mayo | 0.19 | 0.17 | 0.17 |
| Junio | 0.19 | 0.17 | 0.17 |
| Julio | 0.20 | 0.18 | 0.18 |

²¹ PVsyst. (2025). *Albedo coefficient*. Obtenido de Albedo coefficient: <https://www.pvsyst.com/help-pvsyst7/albedo.htm>

| | | | |
|------------------|------|------|------|
| Agosto | 0.20 | 0.18 | 0.18 |
| Setiembre | 0.20 | 0.19 | 0.19 |
| Octubre | 0.20 | 0.19 | 0.19 |
| Noviembre | 0.20 | 0.19 | 0.19 |
| Diciembre | 0.19 | 0.19 | 0.19 |

Fuente: NASA POWER (2025). Albedo de toda la superficie del cielo.

Tabla 34

Valores típicos de albedo para distintos suelos

| Tipo de suelo | Valores usuales |
|-----------------------------|------------------------|
| Entorno urbano | 0.14 – 0.22 |
| Hierba | 0.15 – 0.25 |
| Hierba fresca | 0.26 |
| Nieve fresca | 0.82 |
| Nieve húmeda | 0.55 – 0.75 |
| Asfalto seco | 0.09 – 0.15 |
| Asfalto húmedo | 0.18 |
| Hormigón | 0.25 – 0.35 |
| Tejas rojas | 0.33 |
| Aluminio | 0.85 |
| Cobre | 0.74 |
| Acero galvanizado nuevo | 0.35 |
| Acero galvanizado muy sucio | 0.08 |
| Valor recomendado | 0.20 |

Fuente: PVsyst (2025). Valores de albedo para instalaciones fotovoltaicas.

Tabla 35

Irradiación reflejada para el lugar 1 (W/m²)

| Hora | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Set | Oct | Nov | Dic |
|--------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 00:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 01:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 02:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 03:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 04:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 05:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 |
| 06:00 | 14 | 8 | 6 | 5 | 3 | 1 | 0 | 3 | 10 | 21 | 26 | 21 |
| 07:00 | 45 | 35 | 32 | 31 | 27 | 20 | 20 | 27 | 41 | 57 | 63 | 53 |
| 08:00 | 84 | 70 | 66 | 65 | 59 | 48 | 50 | 62 | 82 | 103 | 110 | 95 |
| 09:00 | 124 | 106 | 102 | 103 | 96 | 81 | 86 | 105 | 130 | 153 | 158 | 138 |
| 10:00 | 158 | 135 | 129 | 133 | 131 | 115 | 124 | 146 | 170 | 190 | 194 | 172 |
| 11:00 | 177 | 153 | 146 | 149 | 152 | 137 | 149 | 170 | 192 | 208 | 211 | 190 |
| 12:00 | 180 | 156 | 147 | 150 | 155 | 143 | 155 | 175 | 195 | 208 | 209 | 191 |
| 13:00 | 170 | 148 | 137 | 139 | 142 | 132 | 145 | 163 | 179 | 189 | 192 | 177 |
| 14:00 | 142 | 124 | 113 | 114 | 117 | 109 | 121 | 137 | 149 | 156 | 158 | 148 |
| 15:00 | 106 | 90 | 80 | 81 | 81 | 75 | 86 | 98 | 107 | 112 | 115 | 108 |
| 16:00 | 66 | 55 | 45 | 43 | 40 | 36 | 44 | 53 | 59 | 62 | 66 | 65 |
| 17:00 | 28 | 22 | 15 | 9 | 4 | 3 | 7 | 10 | 14 | 16 | 21 | 25 |

| | | | | | | | | | | | | | |
|--------------|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 18:00 | 2 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 19:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 20:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 21:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 22:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 23:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 36

Irradiación reflejada para el lugar 2 (W/m²)

| Hora | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Set | Oct | Nov | Dic |
|--------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 00:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 01:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 02:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 03:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 04:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 05:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 |
| 06:00 | 16 | 9 | 5 | 3 | 2 | 1 | 0 | 3 | 15 | 28 | 34 | 27 |
| 07:00 | 51 | 39 | 41 | 40 | 35 | 28 | 29 | 38 | 57 | 73 | 79 | 68 |
| 08:00 | 91 | 76 | 82 | 79 | 71 | 62 | 65 | 77 | 102 | 121 | 126 | 112 |
| 09:00 | 127 | 110 | 119 | 115 | 106 | 94 | 101 | 116 | 145 | 163 | 166 | 149 |
| 10:00 | 149 | 132 | 142 | 139 | 132 | 120 | 130 | 147 | 174 | 188 | 190 | 173 |
| 11:00 | 157 | 139 | 150 | 147 | 144 | 134 | 147 | 162 | 187 | 196 | 196 | 178 |
| 12:00 | 149 | 133 | 141 | 139 | 141 | 134 | 148 | 163 | 183 | 189 | 187 | 169 |
| 13:00 | 131 | 116 | 120 | 121 | 127 | 123 | 137 | 150 | 165 | 167 | 165 | 149 |
| 14:00 | 101 | 90 | 90 | 93 | 101 | 100 | 113 | 124 | 135 | 133 | 130 | 118 |
| 15:00 | 70 | 60 | 59 | 62 | 69 | 69 | 80 | 88 | 96 | 95 | 92 | 82 |
| 16:00 | 42 | 35 | 32 | 32 | 34 | 34 | 42 | 48 | 53 | 52 | 52 | 48 |
| 17:00 | 18 | 14 | 11 | 7 | 3 | 2 | 7 | 10 | 13 | 13 | 16 | 18 |
| 18:00 | 2 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 19:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 20:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 21:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 22:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 23:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 37

Irradiación reflejada para el lugar de la P.S.F. (W/m²)

| Hora | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Set | Oct | Nov | Dic |
|--------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 00:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 01:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 02:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 03:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

| | | | | | | | | | | | | | |
|--------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 04:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 05:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 |
| 06:00 | 15 | 8 | 7 | 6 | 3 | 1 | 0 | 3 | 14 | 26 | 32 | 26 | 26 |
| 07:00 | 48 | 37 | 39 | 37 | 32 | 25 | 26 | 34 | 52 | 69 | 74 | 64 | 64 |
| 08:00 | 87 | 73 | 78 | 75 | 66 | 56 | 59 | 72 | 96 | 115 | 121 | 108 | 108 |
| 09:00 | 123 | 107 | 117 | 111 | 100 | 88 | 94 | 111 | 140 | 159 | 162 | 147 | 147 |
| 10:00 | 150 | 132 | 145 | 138 | 128 | 116 | 125 | 143 | 173 | 188 | 190 | 175 | 175 |
| 11:00 | 163 | 144 | 158 | 150 | 142 | 131 | 144 | 161 | 189 | 201 | 201 | 187 | 187 |
| 12:00 | 161 | 144 | 156 | 148 | 142 | 134 | 147 | 163 | 187 | 197 | 196 | 183 | 183 |
| 13:00 | 147 | 131 | 139 | 133 | 129 | 123 | 137 | 151 | 171 | 177 | 177 | 166 | 166 |
| 14:00 | 118 | 106 | 109 | 106 | 105 | 100 | 113 | 126 | 142 | 144 | 143 | 135 | 135 |
| 15:00 | 85 | 73 | 74 | 74 | 73 | 69 | 81 | 90 | 102 | 103 | 103 | 97 | 97 |
| 16:00 | 52 | 43 | 41 | 39 | 36 | 34 | 42 | 49 | 56 | 57 | 58 | 57 | 57 |
| 17:00 | 22 | 18 | 14 | 8 | 4 | 3 | 7 | 10 | 13 | 14 | 18 | 22 | 22 |
| 18:00 | 2 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 19:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 20:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 21:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 22:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 23:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Fuente: Elaboración propia.

La irradiación reflejada es en promedio 1.183, 1.125 y 1.155 kWh/m²-dia para el lugar 1, lugar 2 y lugar de la P.S.F., respectivamente.

Para calcular el efecto de este fenómeno en la irradiación global se sigue la ecuación (14) (PVsyst, 2025)²².

$$I_{albedo} = I_{GHI} \cdot \rho \cdot \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) \quad (14)$$

Dónde, β es la inclinación del plano en ° (grados sexagesimales).

Para este caso tomó valores de 0 y 15°, como el primer valor hace que el $\cos(\beta)$ sea 1, en consecuencia, este componente se vuelve 0; por lo que se trabajó los resultados con el segundo valor. Luego, para la comparación se usó una corrección que se puede ver

²² PVsyst. (2025). The Hay transposition model. Obtenido de The Hay transposition model: https://www.pvsyst.com/help-pvsyst7/models_meteo_hay_model.htm

en la ecuación (15), que describe la irradiación efectiva del albedo en una instalación fotovoltaica (PVsyst, 2025).

$$I_{albedo_efectivo} = I_{albedo} \cdot \frac{n - 1}{n} \quad (15)$$

Donde, n es el número de filas.

Se tomó un valor de número de filas de acuerdo con las secciones 5.2 y 5.4 ($n = 28$) que se encuentra en el diseño preliminar de la Planta Solar Fotovoltaica de 13MWp.

A continuación, se evaluó los albedos de los 3 lugares previamente seleccionados, para los cuales, los resultados se muestran en la Tabla 38, Tabla 39 y Tabla 40.

Tabla 38

Irradiación de albedo efectiva para una inclinación de 15 ° en el lugar 1 (W/m2)

| Hora | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Set | Oct | Nov | Dic |
|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 00:00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 01:00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 02:00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 03:00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 04:00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 05:00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.03 | 0.00 |
| 06:00 | 0.23 | 0.13 | 0.10 | 0.08 | 0.05 | 0.02 | 0.00 | 0.05 | 0.17 | 0.34 | 0.42 | 0.34 |
| 07:00 | 0.74 | 0.58 | 0.53 | 0.51 | 0.44 | 0.32 | 0.33 | 0.45 | 0.67 | 0.93 | 1.04 | 0.88 |
| 08:00 | 1.38 | 1.16 | 1.09 | 1.08 | 0.97 | 0.78 | 0.82 | 1.02 | 1.34 | 1.69 | 1.81 | 1.56 |
| 09:00 | 2.04 | 1.74 | 1.68 | 1.69 | 1.58 | 1.33 | 1.41 | 1.73 | 2.13 | 2.52 | 2.60 | 2.27 |
| 10:00 | 2.59 | 2.22 | 2.13 | 2.18 | 2.15 | 1.89 | 2.03 | 2.39 | 2.80 | 3.12 | 3.19 | 2.82 |
| 11:00 | 2.91 | 2.51 | 2.39 | 2.45 | 2.49 | 2.25 | 2.44 | 2.79 | 3.16 | 3.42 | 3.47 | 3.11 |
| 12:00 | 2.96 | 2.56 | 2.42 | 2.47 | 2.54 | 2.34 | 2.55 | 2.88 | 3.20 | 3.41 | 3.44 | 3.13 |
| 13:00 | 2.78 | 2.43 | 2.26 | 2.28 | 2.34 | 2.17 | 2.38 | 2.68 | 2.94 | 3.11 | 3.15 | 2.91 |
| 14:00 | 2.34 | 2.04 | 1.85 | 1.87 | 1.92 | 1.79 | 1.99 | 2.24 | 2.45 | 2.57 | 2.60 | 2.43 |
| 15:00 | 1.74 | 1.49 | 1.31 | 1.33 | 1.33 | 1.23 | 1.41 | 1.61 | 1.76 | 1.84 | 1.88 | 1.78 |
| 16:00 | 1.08 | 0.90 | 0.75 | 0.71 | 0.65 | 0.59 | 0.73 | 0.87 | 0.97 | 1.02 | 1.09 | 1.07 |
| 17:00 | 0.46 | 0.37 | 0.25 | 0.15 | 0.06 | 0.04 | 0.11 | 0.17 | 0.23 | 0.26 | 0.34 | 0.41 |
| 18:00 | 0.04 | 0.02 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 19:00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 20:00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 21:00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 22:00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 23:00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 39*Irradiación de albedo efectiva para una inclinación de 15 ° en el lugar 2 (W/m²)*

| Hora | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Set | Oct | Nov | Dic |
|--------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| 00:00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 01:00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 02:00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 03:00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 04:00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 05:00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.02 | 0.00 |
| 06:00 | 0.27 | 0.15 | 0.08 | 0.06 | 0.04 | 0.02 | 0.01 | 0.04 | 0.25 | 0.47 | 0.56 | 0.44 |
| 07:00 | 0.84 | 0.64 | 0.68 | 0.66 | 0.58 | 0.46 | 0.48 | 0.62 | 0.93 | 1.20 | 1.29 | 1.11 |
| 08:00 | 1.50 | 1.25 | 1.34 | 1.30 | 1.17 | 1.01 | 1.07 | 1.27 | 1.68 | 1.99 | 2.07 | 1.84 |
| 09:00 | 2.09 | 1.80 | 1.96 | 1.89 | 1.73 | 1.54 | 1.65 | 1.91 | 2.38 | 2.67 | 2.72 | 2.45 |
| 10:00 | 2.46 | 2.16 | 2.33 | 2.28 | 2.16 | 1.98 | 2.14 | 2.41 | 2.87 | 3.09 | 3.12 | 2.85 |
| 11:00 | 2.57 | 2.28 | 2.46 | 2.41 | 2.36 | 2.20 | 2.41 | 2.67 | 3.08 | 3.22 | 3.22 | 2.93 |
| 12:00 | 2.44 | 2.18 | 2.32 | 2.29 | 2.31 | 2.21 | 2.44 | 2.68 | 3.00 | 3.10 | 3.06 | 2.77 |
| 13:00 | 2.15 | 1.90 | 1.96 | 1.99 | 2.08 | 2.02 | 2.25 | 2.47 | 2.72 | 2.75 | 2.71 | 2.45 |
| 14:00 | 1.67 | 1.47 | 1.48 | 1.52 | 1.66 | 1.64 | 1.86 | 2.03 | 2.22 | 2.19 | 2.14 | 1.93 |
| 15:00 | 1.16 | 0.99 | 0.97 | 1.02 | 1.14 | 1.13 | 1.32 | 1.45 | 1.57 | 1.56 | 1.51 | 1.34 |
| 16:00 | 0.69 | 0.57 | 0.53 | 0.53 | 0.56 | 0.55 | 0.69 | 0.79 | 0.86 | 0.85 | 0.85 | 0.78 |
| 17:00 | 0.29 | 0.23 | 0.18 | 0.11 | 0.05 | 0.03 | 0.11 | 0.16 | 0.21 | 0.21 | 0.26 | 0.30 |
| 18:00 | 0.02 | 0.01 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 19:00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 20:00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 21:00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 22:00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 23:00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 40*Irradiación de albedo efectiva para una inclinación de 15 ° en el lugar de la P.S.F. (W/m²)*

| Hora | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Set | Oct | Nov | Dic |
|--------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| 00:00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 01:00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 02:00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 03:00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 04:00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 05:00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.02 | 0.00 |
| 06:00 | 0.25 | 0.14 | 0.12 | 0.10 | 0.05 | 0.02 | 0.00 | 0.06 | 0.22 | 0.43 | 0.52 | 0.42 |
| 07:00 | 0.79 | 0.61 | 0.64 | 0.61 | 0.53 | 0.41 | 0.42 | 0.56 | 0.86 | 1.13 | 1.22 | 1.05 |
| 08:00 | 1.42 | 1.20 | 1.29 | 1.23 | 1.09 | 0.92 | 0.98 | 1.18 | 1.58 | 1.89 | 1.98 | 1.77 |

| | | | | | | | | | | | | |
|--------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 09:00 | 2.02 | 1.75 | 1.92 | 1.83 | 1.65 | 1.45 | 1.55 | 1.82 | 2.30 | 2.61 | 2.67 | 2.42 |
| 10:00 | 2.46 | 2.16 | 2.37 | 2.26 | 2.10 | 1.90 | 2.06 | 2.35 | 2.84 | 3.09 | 3.12 | 2.87 |
| 11:00 | 2.67 | 2.37 | 2.60 | 2.47 | 2.34 | 2.16 | 2.36 | 2.65 | 3.10 | 3.30 | 3.30 | 3.07 |
| 12:00 | 2.64 | 2.36 | 2.57 | 2.43 | 2.33 | 2.19 | 2.42 | 2.68 | 3.08 | 3.23 | 3.23 | 3.01 |
| 13:00 | 2.41 | 2.15 | 2.29 | 2.18 | 2.12 | 2.02 | 2.25 | 2.48 | 2.81 | 2.92 | 2.90 | 2.73 |
| 14:00 | 1.95 | 1.73 | 1.79 | 1.75 | 1.72 | 1.65 | 1.86 | 2.07 | 2.33 | 2.37 | 2.35 | 2.22 |
| 15:00 | 1.40 | 1.21 | 1.21 | 1.21 | 1.19 | 1.14 | 1.33 | 1.49 | 1.67 | 1.69 | 1.69 | 1.59 |
| 16:00 | 0.85 | 0.71 | 0.67 | 0.64 | 0.59 | 0.56 | 0.69 | 0.81 | 0.92 | 0.93 | 0.96 | 0.94 |
| 17:00 | 0.36 | 0.29 | 0.22 | 0.14 | 0.06 | 0.05 | 0.11 | 0.17 | 0.22 | 0.24 | 0.29 | 0.36 |
| 18:00 | 0.03 | 0.01 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 19:00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 20:00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 21:00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 22:00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 23:00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |

Fuente: Elaboración propia.

Se observan las tablas de radiación reflejada (ver Tabla 35, Tabla 36 y Tabla 37) y de componente del albedo (Tabla 38, Tabla 39 y Tabla 40). De las cuales, se puede inferir que existe un mayor potencial de aprovechamiento cuando se posee la tecnología bifacial en la planta solar en comparación con la tecnología monofacial, ya que se está aprovechando en mayor cantidad la radiación reflejada.

La irradiación reflejada es un 18% en el caso del lugar de la P.S.F. con respecto a la irradiación global. El componente efectivo de la irradiación de albedo es en promedio al año de 0.019 kWh/m²-dia.

5.2 Análisis tecnológico de la planta solar fotovoltaica de 13MWp

El presente trabajo analizó los parámetros técnicos de la simulación de una planta de 13MWp que tiene paneles monofaciales y estructuras fijas. Luego, se determinó en una tabla técnica todos los componentes y parámetros ambientales.

En esta sección, se analizó los componentes del diseño de una planta solar fotovoltaica de 13MWp para determinar los componentes principales, y cuáles de estos,

son los que tienen mayor relevancia en la producción de energía eléctrica. Para ello, se usó una simulación realizada en el software PVsyst, dónde se pudo reconocer todos los componentes y parámetros seleccionados, en la Tabla 41 se pudo observar los parámetros generales.

Tabla 41

Parámetros generales para el diseño de la planta solar fotovoltaica de 13MWp

| Parámetro | Valor/Descripción | Unidad |
|--------------------------------|---------------------------|--------|
| Latitud | -13.93 | ° |
| Longitud | -75.91 | ° |
| Altitud | 358 | msnm |
| Potencia nominal de módulos | 13.16 | MWp |
| Potencia nominal de inversores | 9.9 | MWac |
| Factor de escala | 1.326 | |
| Albedo | 0.20 | |
| Tipo de instalación | Montada sobre estructuras | |
| Inclinación | 15 | ° |
| Azimut | -4 | ° |

Fuente: Elaboración propia.

En este capítulo no se analizó los factores de perdidas ni ambientales, ya que ese análisis se realizó en el capítulo anterior.

5.2.1 Componentes principales

Una planta fotovoltaica posee una gran cantidad de componentes los cuales contribuyen a la producción de energía eléctrica y evacuación de la misma. No obstante, algunos tienen una mayor relevancia, por eso la finalidad de este capítulo es seleccionar los componentes que son más influyentes a la hora de generar energía.

Tabla 42

Parámetros de los módulos fotovoltaicos monofaciales

| Parámetro | Valor/Descripción | Unidad |
|---------------------------|-------------------|--------|
| Fabricante | Trina Solar | |
| Modelo | TSM-DE20-600/605 | |
| Potencia nominal unitaria | 600/605 | W |
| Voltaje por MPP | 34.4/34.6 | V |

| | | |
|---|-------------|----------------|
| Corriente por MPP | 17.44/17.49 | A |
| Voltaje de circuito abierto | 41.5/41.7 | V |
| Corriente de cortocircuito | 18.52/18.57 | A |
| Número de módulos | 21840 | ud. |
| Números de módulos en serie por cadena | 26 | ud. |
| Número de cadenas | 840 | ud. |
| Área de módulos | 61810 | m ² |
| Tipo de módulo | Monofacial | |

Fuente: Trinasolar (2025). Especificaciones técnicas del módulo Vertex 605W+ TSM-DE20.

Tabla 43

Parámetros de los inversores

| Parámetro | Valor/Descripción | Unidad |
|---------------------------|---------------------|--------|
| Fabricante | Huawei Technologies | |
| Modelo | SUN2000-330KTL-H1 | |
| Potencia nominal unitaria | 330 | kWac |
| Voltaje de funcionamiento | 500-1500 | V |
| Número de inversores | 30 | ud. |
| Tipo de inversor | string | |

Fuente: Solar Huawei (2025). Especificaciones técnicas del inversor SUN2000-330KTL-H1.

Tabla 44

Parámetros de las estructuras fijas

| Parámetro | Valor/Descripción | Unidad |
|-------------------------------|-------------------|---------|
| Fabricante | Arctech | |
| Modelo | - | |
| Tipo de Seguidor | Fija | |
| Rango de seguimiento | - | ° |
| Voltaje de sistema | 1000 o 1500 | V |
| Fuente energía | - | |
| Consumo de energía | - | kWh/día |
| Velocidad de viento de diseño | 80 | m/s |
| Temperatura de operación | -20 a 60 | °C |
| Sistema de control | - | |

Fuente: Artech (2025). Especificaciones técnicas de estructura fija.

Tabla 45*Parámetros de los centros de transformación*

| Parámetro | Valor/Descripción | Unidad |
|-----------------------|--------------------|--------|
| Fabricante | Sungrow | |
| Modelo | MVS3200-LV | |
| Potencia nominal | 3200 | kVA |
| Máximo potencia | 3540 | kVA |
| Relación BT/MT | 0.8 kV/ 20 – 35 kV | |
| Tipo de transformador | Inmerso en aceite | |
| Máxima corriente | 2540 | A |
| Eficiencia | >99% | |

Fuente: Sungrow (2025). Especificaciones del centro de transformación.

Se analizó cada componente mediante una matriz de relevancia para la producción de energía eléctrica (ver Tabla 46). Estas estimaciones se realizaron a través del diagrama de Sankey del software PVsyst con los parámetros y componentes indicados en la Tabla 42, Tabla 43, Tabla 44 y Tabla 45.

Tabla 46*Impacto en la producción de energía eléctrica de los componentes de la planta de solar fotovoltaica*

| Componente | Impacto en la producción de energía eléctrica | Pérdidas de conversión (%) |
|------------------------------|--|----------------------------|
| Módulos fotovoltaicos | A mayor eficiencia, mayor es la conversión de energía por unidad de área. La calidad y el factor de degradación afecta la producción de energía eléctrica en el ciclo de vida de la planta Módulos bifaciales aumentan la captación de energía por ambos lados | 78.71 |
| Inversores | Los inversores correctamente escogidos minimizan las pérdidas por reporte Eficiencia de los inversores afecta directamente la producción de energía en corriente continua | 4.55 |
| Estructuras | Los seguidores de un eje o de dos ejes aumentan significativamente la captura de energía al hacer seguimiento al movimiento aparente del sol Se debe hacer el análisis de ganancia por la característica bifacial del panel | ver sección 5.4 |

| | | |
|----------------------------------|---|------|
| Cableado de baja tensión | <p>La calidad del material conductor y la sección transversal de baja tensión AC y DC afectan directamente la resistencia y las pérdidas de energía, un diseño ineficiente puede aumentar pérdidas</p> <p>Las configuraciones de cableado afectan el rendimiento en condiciones de sombra</p> | 2.18 |
| Cableado de media tensión | <p>El cableado aéreo es más susceptible a factores ambientales</p> <p>La elección de aéreo o subterráneo depende de factores ambientales y seguridad que afectan la eficiencia</p> <p>Las pérdidas son bajas, sin embargo, se incrementan a mayor longitud, este aspecto no se analizará en este proyecto</p> | 0.07 |
| Centros de Transformación | <p>Transforman la energía de baja tensión a media tensión para su transporte</p> <p>Aseguran un suministro eléctrico confiable</p> <p>Su diseño y ubicación en la planta minimizan las pérdidas de energía</p> | 1.07 |

Fuente: Elaboración propia.

Por lo tanto, según la matriz los componentes principales en la producción de energía eléctrica son:

- Módulos fotovoltaicos
- Inversores
- Estructuras

5.3 Selección y comparativa de componentes principales

En este subcapítulo, se realizó un análisis de los componentes principales más importante determinados en el subcapítulo anterior. Esto en base al impacto en la producción de energía eléctrica de la planta solar fotovoltaica.

5.3.1 Impacto en la producción de energía eléctrica de los módulos fotovoltaicos

5.3.1.1 Por irradiación

Para el cálculo de la conversión a electricidad basada en la irradiación tenemos la ecuación (16). Al ser una constante que depende principalmente del módulo fotovoltaico la

irradiación se verá disminuida en la misma proporción, permitiendo un mayor aprovechamiento en el lugar con valores de recurso más alto.

$$E_{eléctrica} = I_{GHI} \cdot \eta \quad (16)$$

Dónde:

$E_{eléctrica}$ es la energía eléctrica convertida por el módulo fotovoltaico, en kWh.

I_{GHI} es la irradiación global horizontal en el plano de cada lugar seleccionado, en kWh.

η es la eficiencia de conversión eléctrica del módulo fotovoltaico.

En la Tabla 47 se observa la eficiencia para los dos modelos de módulos fotovoltaicos evaluados.

Tabla 47

Eficiencia de conversión eléctrica de dos módulos fotovoltaicos

| Parámetro | N-type i-TOPCon bifacial dual glass | BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE |
|----------------|-------------------------------------|----------------------------------|
| Denominación | Trina solar N-type | Trina Solar DE |
| Eficiencia (%) | 22.2/22.4 | 21.2/21.4 |

Fuente: Trinasolar (2025). Hojas de datos los módulos fotovoltaicos

En consecuencia, se muestra una estimación de cuánto sería la producción de energía eléctrica horaria entre la tecnología monofacial y bifacial teniendo en cuenta sus eficiencias. En la Tabla 48 y Tabla 49 se muestra la conversión a energía eléctrica para el lugar de la P.S.F.

Tabla 48

Resultados de la conversión a energía eléctrica de la irradiación global con el módulo monofacial (Wh/m2)

| Hora | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Set | Oct | Nov | Dic |
|-------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 00:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 01:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 02:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

| | | | | | | | | | | | | | |
|--------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|---|
| 03:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 04:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 05:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 |
| 06:00 | 18 | 11 | 8 | 8 | 4 | 1 | 0 | 4 | 15 | 29 | 35 | 29 | |
| 07:00 | 57 | 46 | 46 | 47 | 40 | 31 | 30 | 40 | 58 | 77 | 83 | 72 | |
| 08:00 | 102 | 91 | 93 | 94 | 83 | 70 | 70 | 85 | 108 | 129 | 135 | 121 | |
| 09:00 | 146 | 134 | 139 | 139 | 126 | 110 | 112 | 131 | 157 | 178 | 182 | 165 | |
| 10:00 | 177 | 165 | 171 | 173 | 160 | 145 | 148 | 169 | 194 | 211 | 213 | 196 | |
| 11:00 | 192 | 181 | 187 | 188 | 178 | 165 | 170 | 191 | 212 | 225 | 226 | 209 | |
| 12:00 | 190 | 180 | 185 | 185 | 178 | 167 | 174 | 193 | 210 | 221 | 220 | 206 | |
| 13:00 | 174 | 164 | 165 | 166 | 162 | 154 | 162 | 179 | 192 | 199 | 198 | 186 | |
| 14:00 | 140 | 132 | 129 | 133 | 131 | 126 | 134 | 149 | 159 | 162 | 160 | 152 | |
| 15:00 | 101 | 92 | 87 | 92 | 91 | 87 | 96 | 107 | 114 | 116 | 115 | 108 | |
| 16:00 | 61 | 54 | 49 | 49 | 45 | 43 | 50 | 59 | 63 | 63 | 65 | 64 | |
| 17:00 | 26 | 22 | 16 | 10 | 5 | 4 | 8 | 12 | 15 | 16 | 20 | 25 | |
| 18:00 | 2 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 19:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 20:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 21:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 22:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 23:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 49

Resultados de la conversión a energía eléctrica de la irradiación global con el módulo bifacial (Wh/m2)

| Hora | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Set | Oct | Nov | Dic |
|--------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 00:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 01:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 02:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 03:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 04:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 05:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 |
| 06:00 | 19 | 11 | 9 | 8 | 4 | 1 | 0 | 4 | 16 | 31 | 37 | 30 |
| 07:00 | 59 | 48 | 49 | 49 | 42 | 33 | 32 | 42 | 61 | 81 | 87 | 75 |
| 08:00 | 107 | 96 | 97 | 98 | 87 | 74 | 74 | 89 | 113 | 135 | 142 | 127 |
| 09:00 | 153 | 140 | 145 | 146 | 131 | 116 | 117 | 137 | 164 | 187 | 191 | 173 |
| 10:00 | 186 | 173 | 179 | 181 | 168 | 152 | 155 | 177 | 203 | 221 | 223 | 205 |
| 11:00 | 201 | 189 | 196 | 197 | 186 | 172 | 178 | 200 | 222 | 236 | 236 | 219 |
| 12:00 | 199 | 188 | 194 | 194 | 186 | 175 | 182 | 202 | 220 | 231 | 230 | 215 |
| 13:00 | 182 | 172 | 172 | 174 | 169 | 161 | 169 | 187 | 201 | 208 | 207 | 195 |
| 14:00 | 147 | 138 | 135 | 139 | 138 | 132 | 141 | 156 | 166 | 170 | 168 | 159 |
| 15:00 | 105 | 96 | 91 | 96 | 95 | 91 | 100 | 112 | 119 | 121 | 120 | 113 |

| | | | | | | | | | | | | |
|--------------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
| 16:00 | 64 | 57 | 51 | 51 | 47 | 45 | 52 | 61 | 66 | 66 | 68 | 67 |
| 17:00 | 27 | 23 | 17 | 11 | 5 | 4 | 9 | 13 | 16 | 17 | 21 | 26 |
| 18:00 | 2 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 19:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 20:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 21:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 22:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 23:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Fuente: Elaboración propia.

La disponibilidad de conversión de energía eléctrica con ambos módulos posee diferencias. Para el caso del módulo monofacial es de 496.25 kWh/m²-año y para el bifacial es de 519.55 kWh/m²-año, esto demuestra la clara ventaja de optar por un módulo con mayor eficiencia.

5.3.1.2 Por temperatura

Se observa que el módulo fotovoltaicos bifacial N-type tiene las menores perdidas respecto el módulo fotovoltaico monofacial en 0.05%/°C (ver Tabla 50)

Tabla 50

Datos de la ficha técnica de los coeficientes de temperatura para el módulo bifacial

| Parámetro | N-type i-TOPCon bifacial dual glass | BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE |
|--|-------------------------------------|----------------------------------|
| Denominación | | |
| Temperatura nominal de operación de la célula (NOCT) (°C) | Trina solar N-type 43 | Trina Solar DE 43 |
| Coeficiente de temperatura de potencia máxima γ (%/°C) | -0.29 | -0.34 |
| Coeficiente de temperatura de tensión en circuito abierto β (%/°C) | -0.24 | -0.25 |
| Coeficiente de temperatura de corriente de cortocircuito α (%/°C) | 0.04 | 0.04 |

Fuente: Trinasolar (2025). Hojas de datos los módulos fotovoltaicos.

De acuerdo a las ecuaciones mostradas en la sección 5.1.2.1 se ha realizado el cálculo de las pérdidas por potencia para el lugar de la planta solar fotovoltaica.

Tabla 51

Pérdidas de potencia por temperatura en el lugar de la P.S.F. con el panel Trina solar N-type (%)

| Hora | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Set | Oct | Nov | Dic |
|--------------|-------|-------|-------|-------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 00:00 | | | | | | | | | | | | |
| 01:00 | | | | | | | | | | | | |
| 02:00 | | | | | | | | | | | | |
| 03:00 | | | | | | | | | | | | |
| 04:00 | | | | | | | | | | | | |
| 05:00 | | | | | | | | | | | | |
| 06:00 | | | | | | | | | | | | 0.04 |
| 07:00 | 1.90 | 1.51 | 1.61 | 1.46 | 0.30 | | | | 0.56 | 2.23 | 2.25 | 2.27 |
| 08:00 | 4.56 | 4.19 | 4.17 | 4.30 | 3.08 | 1.54 | 1.18 | 2.07 | 3.48 | 5.62 | 5.62 | 5.21 |
| 09:00 | 7.34 | 6.85 | 6.98 | 7.01 | 5.84 | 3.95 | 3.78 | 5.13 | 6.50 | 8.82 | 8.66 | 7.91 |
| 10:00 | 9.53 | 8.92 | 9.11 | 9.14 | 8.12 | 6.43 | 6.15 | 7.71 | 9.02 | 11.07 | 10.79 | 9.97 |
| 11:00 | 10.76 | 10.24 | 10.37 | 10.47 | 9.37 | 7.97 | 8.01 | 9.40 | 10.55 | 12.40 | 11.77 | 11.11 |
| 12:00 | 11.02 | 10.66 | 10.69 | 10.73 | 9.62 | 8.37 | 8.59 | 10.05 | 10.97 | 12.64 | 11.88 | 11.41 |
| 13:00 | 10.63 | 10.18 | 10.01 | 10.05 | 9.25 | 8.06 | 8.37 | 9.71 | 10.42 | 11.89 | 11.08 | 10.77 |
| 14:00 | 8.89 | 8.86 | 8.54 | 8.47 | 7.69 | 6.82 | 7.50 | 8.19 | 8.94 | 10.18 | 9.25 | 9.20 |
| 15:00 | 6.90 | 6.92 | 6.55 | 6.48 | 5.64 | 4.92 | 5.89 | 6.19 | 6.86 | 7.88 | 7.03 | 6.99 |
| 16:00 | 4.80 | 4.81 | 4.47 | 4.22 | 3.50 | 2.56 | 3.07 | 3.71 | 4.24 | 5.04 | 4.32 | 4.69 |
| 17:00 | 2.71 | 2.82 | 2.60 | 2.02 | 1.24 | 0.35 | 0.40 | 1.09 | 1.42 | 2.06 | 1.70 | 2.39 |
| 18:00 | 1.09 | 1.23 | | | | | | | | | | 0.72 |
| 19:00 | | | | | | | | | | | | |
| 20:00 | | | | | | | | | | | | |
| 21:00 | | | | | | | | | | | | |
| 22:00 | | | | | | | | | | | | |
| 23:00 | | | | | | | | | | | | |

Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 51, se observa que para el lugar de la P.S.F. las pérdidas de potencia máxima se estiman en promedio de 5.56%. Se observa que el módulo fotovoltaico bifacial (N-type i-TOPCon bifacial dual glass) tiene menos pérdidas con respecto al monofacial. En la Tabla 25 se observan las pérdidas del módulo monofacial que son en promedio de 6.52%.

5.3.2 Impacto en la producción de energía eléctrica de los seguidores solares

Los seguidores solares se caracterizan por optimizar la captación de energía en una planta fotovoltaica. Estos buscan que los módulos fotovoltaicos estén siempre orientados a la posición aparente del sol.

A continuación, se muestran las ecuaciones matemáticas (17), (18), (19) y (20) en las que se basan para hacer el seguimiento a lo largo de un día en un seguidor de un eje (D'Angles Woolcott, 2020)²³.

$$\tan(h_i) = \frac{\tan(\Psi)}{\cos(\Psi)} \quad (17)$$

$$I_{GHI_i} = \frac{I_{GHI}}{\sin(h_i)} \quad (18)$$

$$F_C = \frac{1}{\sin(h_i)} \quad (19)$$

$$\tan(\tau) = \frac{\cos(\Psi)}{\tan(h)} \quad (20)$$

Donde, h_i es la altura solar calculada para el seguimiento de la estructura en ° (grados sexagesimales), I_{GHI_i} es la irradiación corregida que incide sobre el seguidor de un eje en W/m²; y, τ es el ángulo del seguidor solar en ° (grados sexagesimales). Se realizaron los cálculos de estas variables en base al lugar de la P.S.F. mostrada en secciones anteriores.

²³ Woolcott, B. (2020). Análisis de los factores que influyen en el diseño de una planta fotovoltaica de 40MW ubicada en el valle del Mantaro. [*Tesis de maestría, UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CENTRO DEL PERÚ*]. Obtenido de <http://hdl.handle.net/20.500.12894/6031>

En la Tabla 52, se muestra el comportamiento que debe tener el seguidor en base a la dirección de rotación este-oeste. Dónde los valores negativos significan que el sol está en el este y el seguidor solar está apuntando hacia esa dirección. En la Tabla 53, se puede observar la altura solar con respecto a la rotación que está haciendo el seguidor solar a lo largo del día en todos los meses del año.

Tabla 52

Ángulo de seguidor solar para el lugar de la P.S.F. (°)

| Hora | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Set | Oct | Nov | Dic |
|--------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 00:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 01:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 02:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 03:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 04:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 05:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 06:00 | -76 | -76 | -53 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -25 | -76 | -76 | -76 |
| 07:00 | -42 | -28 | -12 | -46 | -67 | -73 | -70 | -56 | -21 | -19 | -39 | -45 |
| 08:00 | -23 | -11 | -10 | -32 | -48 | -54 | -52 | -39 | -18 | -7 | -21 | -27 |
| 09:00 | -14 | -5 | -11 | -27 | -40 | -45 | -43 | -32 | -17 | -4 | -12 | -17 |
| 10:00 | -10 | -3 | -11 | -25 | -35 | -40 | -38 | -29 | -16 | -4 | -8 | -12 |
| 11:00 | -8 | -2 | -11 | -24 | -33 | -38 | -36 | -28 | -16 | -4 | -6 | -10 |
| 12:00 | -7 | -2 | -12 | -23 | -33 | -37 | -35 | -27 | -16 | -4 | -5 | -9 |
| 13:00 | 8 | 2 | 11 | 24 | 33 | 38 | 36 | 28 | 16 | 4 | 6 | 10 |
| 14:00 | 10 | 3 | 11 | 25 | 35 | 40 | 38 | 29 | 16 | 4 | 8 | 12 |
| 15:00 | 14 | 5 | 11 | 27 | 40 | 45 | 43 | 32 | 17 | 4 | 12 | 17 |
| 16:00 | 23 | 11 | 10 | 32 | 48 | 54 | 52 | 39 | 18 | 7 | 21 | 27 |
| 17:00 | 42 | 28 | 12 | 46 | 67 | 73 | 70 | 56 | 21 | 19 | 39 | 45 |
| 18:00 | 76 | 76 | 53 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 25 | 76 | 76 | 76 |
| 19:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 20:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 21:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 22:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 23:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 53

Altura solar para el seguidor solar para el lugar de la P.S.F (°)

| Hora | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Set | Oct | Nov | Dic |
|--------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 00:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 01:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 02:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

| | | | | | | | | | | | | | |
|--------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 03:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 04:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 05:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 06:00 | -14 | -14 | -37 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -65 | -14 | -14 | -14 | -14 |
| 07:00 | -48 | -62 | -78 | -44 | -23 | -17 | -20 | -34 | -69 | -71 | -51 | -45 | -45 |
| 08:00 | -67 | -79 | -80 | -58 | -42 | -36 | -38 | -51 | -72 | -83 | -69 | -63 | -63 |
| 09:00 | -76 | -85 | -79 | -63 | -50 | -45 | -47 | -58 | -73 | -86 | -78 | -73 | -73 |
| 10:00 | -80 | -87 | -79 | -65 | -55 | -50 | -52 | -61 | -74 | -86 | -82 | -78 | -78 |
| 11:00 | -82 | -88 | -79 | -66 | -57 | -52 | -54 | -62 | -74 | -86 | -84 | -80 | -80 |
| 12:00 | -83 | -88 | -78 | -67 | -57 | -53 | -55 | -63 | -74 | -86 | -85 | -81 | -81 |
| 13:00 | 82 | 88 | 79 | 66 | 57 | 52 | 54 | 62 | 74 | 86 | 84 | 80 | 80 |
| 14:00 | 80 | 87 | 79 | 65 | 55 | 50 | 52 | 61 | 74 | 86 | 82 | 78 | 78 |
| 15:00 | 76 | 85 | 79 | 63 | 50 | 45 | 47 | 58 | 73 | 86 | 78 | 73 | 73 |
| 16:00 | 67 | 79 | 80 | 58 | 42 | 36 | 38 | 51 | 72 | 83 | 69 | 63 | 63 |
| 17:00 | 48 | 62 | 78 | 44 | 23 | 17 | 20 | 34 | 69 | 71 | 51 | 45 | 45 |
| 18:00 | 14 | 14 | 37 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 65 | 14 | 14 | 14 | 14 |
| 19:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 20:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 21:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 22:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 23:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 54

Factor de corrección de la irradiación para el lugar de la P.S.F.

| Hora | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Set | Oct | Nov | Dic |
|--------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 00:00 | | | | | | | | | | | | |
| 01:00 | | | | | | | | | | | | |
| 02:00 | | | | | | | | | | | | |
| 03:00 | | | | | | | | | | | | |
| 04:00 | | | | | | | | | | | | |
| 05:00 | | | | | | | | | | | | |
| 06:00 | 4.15 | 4.15 | 1.65 | | | | | | 1.11 | 4.15 | 4.15 | 4.15 |
| 07:00 | 1.34 | 1.13 | 1.02 | 1.44 | 2.51 | 3.36 | 2.93 | 1.78 | 1.07 | 1.06 | 1.29 | 1.41 |
| 08:00 | 1.09 | 1.02 | 1.01 | 1.18 | 1.50 | 1.72 | 1.61 | 1.29 | 1.05 | 1.01 | 1.07 | 1.12 |
| 09:00 | 1.03 | 1.00 | 1.02 | 1.12 | 1.30 | 1.42 | 1.36 | 1.18 | 1.04 | 1.00 | 1.02 | 1.05 |
| 10:00 | 1.01 | 1.00 | 1.02 | 1.10 | 1.23 | 1.31 | 1.27 | 1.15 | 1.04 | 1.00 | 1.01 | 1.02 |
| 11:00 | 1.01 | 1.00 | 1.02 | 1.09 | 1.20 | 1.27 | 1.23 | 1.13 | 1.04 | 1.00 | 1.01 | 1.02 |
| 12:00 | 1.01 | 1.00 | 1.02 | 1.09 | 1.19 | 1.25 | 1.22 | 1.12 | 1.04 | 1.00 | 1.00 | 1.01 |
| 13:00 | 1.01 | 1.00 | 1.02 | 1.09 | 1.20 | 1.27 | 1.23 | 1.13 | 1.04 | 1.00 | 1.01 | 1.02 |
| 14:00 | 1.01 | 1.00 | 1.02 | 1.10 | 1.23 | 1.31 | 1.27 | 1.15 | 1.04 | 1.00 | 1.01 | 1.02 |
| 15:00 | 1.03 | 1.00 | 1.02 | 1.12 | 1.30 | 1.42 | 1.36 | 1.18 | 1.04 | 1.00 | 1.02 | 1.05 |
| 16:00 | 1.09 | 1.02 | 1.01 | 1.18 | 1.50 | 1.72 | 1.61 | 1.29 | 1.05 | 1.01 | 1.07 | 1.12 |
| 17:00 | 1.34 | 1.13 | 1.02 | 1.44 | 2.51 | 3.36 | 2.93 | 1.78 | 1.07 | 1.06 | 1.29 | 1.41 |

| | | | | |
|--------------|------|------|--|------|
| 18:00 | 4.15 | 4.15 | | 4.15 |
| 19:00 | | | | |
| 20:00 | | | | |
| 21:00 | | | | |
| 22:00 | | | | |
| 23:00 | | | | |

Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 54, se puede ver el potencial de mejora de la irradiación para esa ubicación seleccionada. El promedio de mejora que tiene con este seguimiento es de 1.40 en comparación a una estructura fija. Podemos ver que existe una mayor posibilidad de aprovechar energía durante el día. En la Tabla 55, se muestra los resultados del factor de mejora cuando el seguidor solar tiene un rango de movimiento desde -60 hasta 60°.

Tabla 55

Factor de corrección de la irradiación para el lugar de la P.S.F. limitado por el seguidor

| Hora | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Set | Oct | Nov | Dic |
|--------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 00:00 | | | | | | | | | | | | |
| 01:00 | | | | | | | | | | | | |
| 02:00 | | | | | | | | | | | | |
| 03:00 | | | | | | | | | | | | |
| 04:00 | | | | | | | | | | | | |
| 05:00 | | | | | | | | | | | | |
| 06:00 | 2.00 | 2.00 | 1.65 | | | | | | 1.11 | 2.00 | 2.00 | 2.00 |
| 07:00 | 1.34 | 1.13 | 1.02 | 1.44 | 2.00 | 2.00 | 2.00 | 1.78 | 1.07 | 1.06 | 1.29 | 1.41 |
| 08:00 | 1.09 | 1.02 | 1.01 | 1.18 | 1.50 | 1.72 | 1.61 | 1.29 | 1.05 | 1.01 | 1.07 | 1.12 |
| 09:00 | 1.03 | 1.00 | 1.02 | 1.12 | 1.30 | 1.42 | 1.36 | 1.18 | 1.04 | 1.00 | 1.02 | 1.05 |
| 10:00 | 1.01 | 1.00 | 1.02 | 1.10 | 1.23 | 1.31 | 1.27 | 1.15 | 1.04 | 1.00 | 1.01 | 1.02 |
| 11:00 | 1.01 | 1.00 | 1.02 | 1.09 | 1.20 | 1.27 | 1.23 | 1.13 | 1.04 | 1.00 | 1.01 | 1.02 |
| 12:00 | 1.01 | 1.00 | 1.02 | 1.09 | 1.19 | 1.25 | 1.22 | 1.12 | 1.04 | 1.00 | 1.00 | 1.01 |
| 13:00 | 1.01 | 1.00 | 1.02 | 1.09 | 1.20 | 1.27 | 1.23 | 1.13 | 1.04 | 1.00 | 1.01 | 1.02 |
| 14:00 | 1.01 | 1.00 | 1.02 | 1.10 | 1.23 | 1.31 | 1.27 | 1.15 | 1.04 | 1.00 | 1.01 | 1.02 |
| 15:00 | 1.03 | 1.00 | 1.02 | 1.12 | 1.30 | 1.42 | 1.36 | 1.18 | 1.04 | 1.00 | 1.02 | 1.05 |
| 16:00 | 1.09 | 1.02 | 1.01 | 1.18 | 1.50 | 1.72 | 1.61 | 1.29 | 1.05 | 1.01 | 1.07 | 1.12 |
| 17:00 | 1.34 | 1.13 | 1.02 | 1.44 | 2.00 | 2.00 | 2.00 | 1.78 | 1.07 | 1.06 | 1.29 | 1.41 |
| 18:00 | 2.00 | 2.00 | | | | | | | | | | 2.00 |
| 19:00 | | | | | | | | | | | | |
| 20:00 | | | | | | | | | | | | |
| 21:00 | | | | | | | | | | | | |
| 22:00 | | | | | | | | | | | | |
| 23:00 | | | | | | | | | | | | |

Fuente: Elaboración propia.

De este modo, se observa en la Tabla 55 que se logra un factor de mejora de 1.24 en la irradiación en promedio. Podemos ver, que la mayor mejora en la captación ocurre en las primeras horas de rayos solares y al atardecer. Esto combinado con la menor irradiación a estas horas ayuda a mejorar el rendimiento en general de la planta.

5.3.3 Impacto en la producción de energía eléctrica de los inversores solares

En esta sección, se revisó el impacto en la conversión de energía de inversores string y centrales. Se realizó una evaluación de la eficiencia de conversión de energía DC a AC. Ello, con el fin de establecer las diferencias que pueden llegar a existir entre estas dos tecnologías.

En la Tabla 56 se muestra una comparativa entre estas tecnologías.

Tabla 56

Comparativa de parámetros eléctricos de inversores

| Parámetro | Inversor central | Inversor string |
|-------------------------------|------------------|-----------------|
| Fabricante | Sungrow | Sungrow |
| Modelo | SG3125HV-MV-30 | SG350HX |
| Tensión máxima de entrada (V) | 1500 | 1500 |
| Potencia de salida (kVA) | 3125 | 352 |
| Eficiencia máxima (%) | 99.00 | 99.02 |

Fuente: Sungrow (2025). Parámetros eléctricos de inversores tipo string y central.

Se observa que la conversión de energía tiene una eficiencia similar en ambos casos. La influencia del tipo de inversor para optimizar el diseño propuesto posee un impacto mínimo.

5.4 Simulación de la mejora ambiental y tecnológica de la planta solar fotovoltaica de 13MWp

Finalmente se realizó una evaluación con las mejoras tecnológicas de los módulos fotovoltaicos y estructuras. Para presentar la simulación y la ganancia de energía se

analizó porcentajes de ganancia y pérdidas con respecto a otros escenarios. Además, se buscó una mejora en el factor ambiental con las mejoras tecnológicas previas para presentar escenarios que permitieron una mayor producción de energía eléctrica.

5.4.1 Mejora tecnológica de la planta solar fotovoltaica

Los escenarios para evaluar la mejora tecnológica se resumen en la Tabla 57. Estos fueron evaluados de acuerdo al lugar preseleccionado para la P.S.F. que se muestra en la sección 5.2, el cual corresponde al escenario 1.

Tabla 57

Escenarios con las propuestas de mejoras tecnológicas para el lugar de la P.S.F.

| Escenario | Módulos | Estructuras |
|-----------|--------------|-------------|
| 1 | Monofaciales | Fijas |
| 2 | Bifaciales | Fijas |
| 3 | Monofaciales | Seguidor |
| 4 | Bifaciales | Seguidor |

Fuente: Elaboración propia.

Para ello, se ha considero las especificaciones de los módulos fotovoltaicos y estructuras de seguimiento que se muestran en la Tabla 58 y Tabla 59.

Tabla 58

Parámetros de los módulos fotovoltaicos bifaciales

| Parámetro | Valor/Descripción | Unidad |
|---|------------------------|----------------|
| Fabricante | Trina Solar | |
| Modelo | TSM-NEG19RC.20-600/605 | |
| Potencia nominal unitaria | 600/605 | W |
| Voltaje por MPP | 40.3/40.5 | V |
| Corriente por MPP | 14.91/14.94 | A |
| Voltaje de circuito abierto | 48.4/48.7 | V |
| Corriente de cortocircuito | 15.80/15.83 | A |
| Número de módulos | 21840 | ud. |
| Números de módulos en serie por cadena | 26 | ud. |
| Número de cadenas | 840 | ud. |
| Área de módulos | 58994 | m ² |
| Tipo de módulo | Bifacial | |

Fuente: Trinasolar (2025). Especificaciones técnicas del módulo Vertex N TSM-NEG19RC.20.

Tabla 59*Parámetros de las estructuras con seguidor*

| Parámetro | Valor/Descripción | Unidad |
|-------------------------------|----------------------------|---------|
| Fabricante | Arctech | |
| Modelo | SkySmart II | |
| Tipo de Seguidor | Seguidor de un eje | |
| Rango de seguimiento | -60 a 60 | ° |
| Voltaje de sistema | 1000 o 1500 | V |
| Fuente energía | Módulos, Batería Li-ion | |
| Consumo de energía | 0.04 | kWh/día |
| Velocidad de viento de diseño | 70 | m/s |
| Temperatura de operación | -20 a 60 | °C |
| Sistema de control | 1 controlador por seguidor | |

Fuente: Arctech (2025) Especificaciones técnicas del seguidor SkySmart.

A partir de estas consideraciones para los escenarios, se realizó las simulaciones en PVsyst. El impacto final en la producción de energía eléctrica por cada escenario se muestra en la Tabla 60, donde, se observa una clara diferencia en la conversión de energía por los módulos bifaciales y una ganancia significativa por el seguimiento solar.

Tabla 60*Pérdidas y ganancias de producción de energía eléctrica para los escenarios evaluados*

| Componente | 1 (%) | 2 (%) | 3 (%) | 4 (%) |
|---|--------|--------|--------|--------|
| Módulos fotovoltaicos (conversión) | -78.71 | -77.68 | -78.71 | -77.68 |
| Estructuras (sobre irradiación) | +3.1 | +3.1 | +21.6 | +20.4 |
| Irradiancia global en la parte trasera | 0 | +4.57 | 0 | +3.32 |

Fuente: Elaboración propia.

La producción de energía eléctrica final para cada escenario se muestra en Tabla 61. En consecuencia, con las pérdidas mostradas de conversión de energía y la ganancia generada para cada escenario, existe una mayor producción de energía eléctrica anual injectada a la red en el escenario 4.

Tabla 61

Producción de energía eléctrica mensual para cada escenario de la mejora tecnológica (GWh)

| Escenario | 1 | 2 | 3 | 4 |
|-----------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Enero | 1.992 | 2.139 | 2.420 | 2.474 |
| Febrero | 1.821 | 1.949 | 2.168 | 2.222 |
| Marzo | 2.127 | 2.255 | 2.478 | 2.530 |
| Abril | 2.109 | 2.235 | 2.427 | 2.485 |
| Mayo | 1.948 | 2.061 | 2.155 | 2.230 |
| Junio | 1.635 | 1.739 | 1.748 | 1.828 |
| Julio | 1.802 | 1.905 | 1.927 | 2.024 |
| Agosto | 1.943 | 2.045 | 2.165 | 2.225 |
| Setiembre | 2.067 | 2.176 | 2.393 | 2.428 |
| Octubre | 2.054 | 2.177 | 2.468 | 2.496 |
| Noviembre | 2.064 | 2.200 | 2.533 | 2.560 |
| Diciembre | 2.032 | 2.188 | 2.506 | 2.557 |
| Año | 23.594 | 25.067 | 27.388 | 28.059 |

Fuente: Elaboración propia.

Las especificaciones de la mejora tecnológica para la planta que con mayor producción de energía eléctrica se muestran en la Tabla 62.

Tabla 62

Parámetros generales para el escenario 4 de la planta solar fotovoltaica de 13MWp

| Parámetro | Valor/Descripción | Unidad |
|--------------------------------|--------------------------|--------|
| Latitud | -13.93 | ° |
| Longitud | -75.91 | ° |
| Altitud | 358 | msnm |
| Potencia nominal de módulos | 13.16 | MWp |
| Potencia nominal de inversores | 9.9 | MWac |
| Factor de escala | 1.326 | |
| Albedo | 0.20 | |
| Tipo de instalación | Estructuras con seguidor | |
| Inclinación | 0 | ° |
| Azimut | -4 | ° |

Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con este diseño se muestran las distintas probabilidades de excedencia para los niveles P95, P90 y P50 en la Tabla 63.

Tabla 63

Producción de energía eléctrica para distintas probabilidades de excedencia del escenario 4

| Probabilidad de excedencia | Producción de energía (GWh/año) |
|----------------------------|---------------------------------|
| P95 | 26.64 |
| P90 | 26.95 |
| P50 | 28.06 |

Fuente: Elaboración propia.

De este modo se ha visto el impacto en la producción de energía eléctrica para tener un 95% y 90% de probabilidad que se exceda el valor de 26.64 y 26.95 GWh/año, respectivamente.

5.4.2 Mejora ambiental de la planta solar fotovoltaica

Del mismo modo, para mejorar la captación de energía se buscó un lugar con mejores condiciones de recurso. En esta sección se presenta este análisis para la mejora en la producción de energía eléctrica de la planta solar fotovoltaica.

A continuación, en la Tabla 64 se presenta el resumen de los escenarios considerados para esta evaluación en el software PVsyst.

Tabla 64

Escenarios con las propuestas de mejoras ambientales de la P.S.F.

| Escenario | Módulos | Estructuras | Irradiación |
|-----------|--------------|-------------|-------------|
| 5 | Monofaciales | Fijas | Mayor |
| 6 | Bifaciales | Seguidor | Mayor |

Fuente: Elaboración propia.

Dos diseños fueron evaluados en condiciones de mejor irradiación de la planta, que se muestran en los escenarios 5 y 6. En la Tabla 65 , se ilustran las pérdidas y ganancias.

Tabla 65

Pérdidas y ganancias de la producción de energía eléctrica para mejoras ambientales

| Componente | 5 (%) | 6 (%) |
|--|--------|--------|
| Módulos fotovoltaicos (conversión) | -78.71 | -77.68 |
| Estructuras (sobre irradiación) | +3.6 | +24.5 |
| Irradiancia global en la parte trasera | 0 | +2.80 |

Fuente: Elaboración propia.

La mejora en la irradiación se muestra en la Tabla 66. Se compara el escenario 1 y 4 con el escenario 5 y 6, debido a que estos tienen la misma configuración tecnológica. El escenario 6 tiene una mayor disponibilidad de recurso a lo largo del año con 2973.1 kWh/m².

Tabla 66

Irradiación de energía mensual en el plano de captación por escenarios (kWh/m²)

| Escenario | 1 | 4 | 5 | 6 |
|------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Enero | 195.9 | 245.8 | 199.4 | 261.7 |
| Febrero | 180.2 | 219.0 | 181.1 | 227.8 |
| Marzo | 211.5 | 246.3 | 213.7 | 259.2 |
| Abril | 206.7 | 232.3 | 215.7 | 248.4 |
| Mayo | 196.7 | 211.0 | 215.9 | 237.3 |
| Junio | 161.7 | 169.3 | 193.2 | 205.8 |
| Julio | 170.8 | 179.4 | 202.9 | 218.1 |
| Agosto | 188.3 | 206.0 | 198.2 | 221.6 |
| Setiembre | 206.2 | 239.9 | 206.6 | 244.8 |
| Octubre | 217.4 | 266.4 | 222.0 | 277.7 |
| Noviembre | 204.9 | 261.3 | 217.2 | 290.3 |
| Diciembre | 197.0 | 251.4 | 207.8 | 280.3 |
| Año | 2337.4 | 2728.2 | 2473.9 | 2973.1 |

Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 67, se calculó la producción de energía eléctrica mensual por cada uno de los escenarios de la mejora ambiental. Existe un incremento de energía con las estructuras con seguidor de un eje y módulos bifaciales (30.749 GWh/año) en comparación con la configuración que tiene estructuras fijas con inclinación y módulos monofaciales (25.408 GWh/año).

Tabla 67

Producción de energía eléctrica mensual para cada escenario de la mejora ambiental (GWh)

| Escenario | 5 | 6 |
|------------------|---------------|---------------|
| Enero | 2.054 | 2.670 |
| Febrero | 1.853 | 2.306 |
| Marzo | 2.164 | 2.600 |
| Abril | 2.204 | 2.568 |
| Mayo | 2.168 | 2.507 |
| Junio | 1.997 | 2.259 |
| Julio | 2.174 | 2.479 |
| Agosto | 2.135 | 2.486 |
| Setiembre | 2.132 | 2.508 |
| Octubre | 2.138 | 2.621 |
| Noviembre | 2.238 | 2.900 |
| Diciembre | 2.151 | 2.843 |
| Año | 25.408 | 30.749 |

Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 68, se observan las probabilidades de excedencia para los niveles P95, P90 y P50.

Tabla 68

Producción de energía eléctrica para distintas probabilidades de excedencia del escenario 6

| Probabilidad de excedencia | Producción de energía (GWh/año) |
|----------------------------|---------------------------------|
| P95 | 29.19 |
| P90 | 29.53 |
| P50 | 30.75 |

Fuente: Elaboración propia.

Este escenario contiene la mejora ambiental añadida a la mejora tecnológica explicada en la sección anterior. La probabilidad que se exceda la producción de 29.19 GWh/año es de 95% y, la de 29.53 GWh/año, es de 90%. De este modo el escenario 6 es el que tiene la mayor producción de energía eléctrica de todos los escenarios evaluados.

Finalmente, se realizó una comparación entre el caso base (escenario 1) y la mejora tecnológica y ambiental propuesta (escenario 6). En la Tabla 69 se muestra la ganancia en recurso solar aprovechable y en la Tabla 70 se puede observar la ganancia en la producción de energía eléctrica.

Tabla 69

Mejora en el recurso solar aprovechable entre el escenario 1 y 6

| | 1 (kWh/m ²) | 6 (kWh/m ²) | Mejora (%) |
|------------------|-------------------------|-------------------------|------------|
| Enero | 195.9 | 261.7 | 34% |
| Febrero | 180.2 | 227.8 | 26% |
| Marzo | 211.5 | 259.2 | 23% |
| Abril | 206.7 | 248.4 | 20% |
| Mayo | 196.7 | 237.3 | 21% |
| Junio | 161.7 | 205.8 | 27% |
| Julio | 170.8 | 218.1 | 28% |
| Agosto | 188.3 | 221.6 | 18% |
| Setiembre | 206.2 | 244.8 | 19% |
| Octubre | 217.4 | 277.7 | 28% |
| Noviembre | 204.9 | 290.3 | 42% |
| Diciembre | 197 | 280.3 | 42% |
| Año | 2337.4 | 2973.1 | 27% |

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 70*Mejora en la producción de energía eléctrica entre el escenario 1 y 6*

| | 1 (GWh) | 6 (GWh) | Mejora (%) |
|------------------|----------------|----------------|-------------------|
| Enero | 1.992 | 2.67 | 34% |
| Febrero | 1.821 | 2.306 | 27% |
| Marzo | 2.127 | 2.6 | 22% |
| Abril | 2.109 | 2.568 | 22% |
| Mayo | 1.948 | 2.507 | 29% |
| Junio | 1.635 | 2.259 | 38% |
| Julio | 1.802 | 2.479 | 38% |
| Agosto | 1.943 | 2.486 | 28% |
| Setiembre | 2.067 | 2.508 | 21% |
| Octubre | 2.054 | 2.621 | 28% |
| Noviembre | 2.064 | 2.9 | 41% |
| Diciembre | 2.032 | 2.843 | 40% |
| Año | 23.594 | 30.749 | 30% |

Fuente: Elaboración propia.

Capítulo VI: Análisis y discusión de resultados

6.1 Resultados

- Los factores ambientales son unos parámetros fundamentales para la producción de energía eléctrica fotovoltaica. El desarrollo de una planta solar fotovoltaica debe priorizar los factores como la irradiación solar superficial global, la temperatura, la nubosidad y albedo; ya que estos factores influyen directamente en producción de energía eléctrica. Un correcto análisis de los factores ambientales puede impactar la viabilidad o no de un proyecto.
- La irradiación global horizontal del lugar de la planta solar fotovoltaica de 13MWp es mayor hasta en un 2% frente al lugar 1 y lugar 2. Así mismo, el lugar de la P.S.F. tiene 4.68 kWh/m²-dia de recurso solar con una probabilidad de excedencia en P99, el cual representa hasta un 6.6% más recurso frente a las otras opciones de ubicación.
- Las pérdidas por temperatura de ambiente en los módulos fotovoltaicos monofaciales es en promedio de 6.52%; 6.19% y 6.10% para el lugar de la P.S.F., lugar 1 y lugar 2, respectivamente. Además, para el análisis del lugar de la P.S.F. las pérdidas con el módulo bifacial son menores siendo de 5.56% en promedio. Por otro lado, el análisis con los inversores nos indica que las temperaturas de los 3 lugares están dentro del rango de operación; por lo que, no tiene una diferencia marcada.
- El índice de nubosidad del lugar de la P.S.F. y el lugar 2 es 0.41 frente al lugar 1 con 0.43 lo que nos dice que estos lugares tendrán menor presencia de nubes. Así mismo, este factor tiene una relación inversa con el índice de claridad,
- El albedo para los 3 lugares es similar; sin embargo, la irradiación reflejada para el lugar P.S.F es de 1.155 kWh/m²-dia que representa un 3% más que el lugar 1 y el lugar 2 representa un 2% más que el lugar de la planta solar fotovoltaica. Así

mismo, se demuestra que la radiación reflejada es un 18% cuando el albedo es de 0.18. Finalmente, en el lugar P.S.F. esto representa una ganancia en la irradiación global de 0.019 kWh/m²-día con un albedo de 0.18.

- Los componentes más influyentes en la producción de energía eléctrica son los módulos fotovoltaicos, inversores y estructuras, dónde el primero participa con unas pérdidas de conversión de 78.71%, el segundo con 4.55% y el tercero con un 20% aproximadamente.
- Para el lugar de la P.S.F., el módulo fotovoltaico bifacial tiene una un potencial de aprovechamiento de energía de 519.55 kWh/m², mientras que el módulo fotovoltaico monofacial de 496.25 kWh/m². Esto representa una ganancia anual de 5%, específicamente por la colección del lado reverso del módulo.
- Las pérdidas de potencia por temperatura de ambiente son de 5.56% para el módulo fotovoltaico, mientras que para el monofacial es de 6.52%; es decir, el módulo bifacial tiene 14.7% menos perdidas que el seleccionado inicialmente para la planta solar fotovoltaica de 13MWp.
- La ganancia de producción de energía eléctrica por el uso de estructuras con seguidores de 1 eje tiene un potencial teórico de 40%; sin embargo, debido a que el grado de libertad del movimiento de los seguidores es de -60° a 60° de este a oeste; la ganancia real es de 24%.
- Los inversores de cadena y centrales tienen un rendimiento similar y su operación es prácticamente similar frente a las condiciones ambientales; por lo que, el uso de uno u otro no tiene una ganancia cuantificable de producción de energía eléctrica, sino más bien de operabilidad.
- El mayor incremento de producción de energía eléctrica se da en el escenario 4, el cual contempla el uso de módulos fotovoltaicos bifaciales y estructuras con

seguidores de 1 eje; y, es de un 18.9% en la excedencia de probabilidad P50. Cabe resaltar que, esta tiene en cuenta solo la mejora tecnológica.

- El mayor incremento de irradiación global se da en el escenario 6, el cual contempla el uso de módulos fotovoltaicos bifaciales, estructuras con seguidores de un eje y el aumento de la irradiación de 2728.2 kWh/m²-año a 2973.1 kWh/m²-año; con lo cual, el crecimiento es de un 30.3% adicional.

6.2 Contrastación de la hipótesis

6.2.1 Contrastación de Hipótesis General

Hi: El análisis y la mejora ambiental y tecnológica de una planta solar fotovoltaica de 13MWp influyen en el incremento de la producción de energía eléctrica.

Ho: El análisis y la mejora ambiental y tecnológica de una planta solar fotovoltaica de 13MWp no influyen en el incremento de la producción de energía eléctrica.

Decisión: Los resultados obtenidos en las simulaciones, las cuales han tenido una mejora tecnológica y ambiental, en PVsyst, muestran que si se produce un incremento de producción de energía eléctrica de una planta solar fotovoltaica. Por lo tanto, se confirma la hipótesis de investigación (Hi) y se rechaza la hipótesis nula (Ho).

6.2.2 Contrastación de Hipótesis Específicas

6.2.2.1 Hipótesis Específica 1

Hi1: El análisis de los factores ambientales y tecnológicos de la planta solar fotovoltaica de 13MWp determinan su influencia en la producción de energía eléctrica.

Ho1: El análisis de los factores ambientales y tecnológicos de la planta solar fotovoltaica de 13MWp no determinan su influencia en la producción de energía eléctrica.

Decisión: El análisis de los factores ambientales y tecnológicos como la radiación, temperatura, nubosidad, albedo, módulos fotovoltaicos y estructuras, permiten determinar

su influencia en la producción de energía eléctrica de planta solar fotovoltaica de 13MWp. Por lo tanto, se confirma la hipótesis de investigación específica (Hi1) y se rechaza la hipótesis nula específica (Ho1).

6.2.2.2 Hipótesis Específica 2

Hi2: La determinación del incremento de producción de energía eléctrica define la cuantificación de la mejora ambiental y tecnológica de la planta solar fotovoltaica de 13MWp.

Ho2: La determinación del incremento de producción de energía eléctrica no define la cuantificación de la mejora ambiental y tecnológica de la planta solar fotovoltaica de 13MWp.

Decisión: La determinación del incremento de producción de energía eléctrica, a través de la simulación en PVsyst, definió la cuantificación de la mejora ambiental y tecnología de la planta solar fotovoltaica de 13MWp. Por lo tanto, se confirma la hipótesis de investigación específica (Hi4) y se rechaza la hipótesis nula específica (Ho4).

6.3 Discusión de resultados

Según Rojas Bismarck (2017), el 2017 el Perú atravesaba una coyuntura de políticas enfocadas hacia una matriz energética renovable; por lo que, fue necesario realizar un diseño de una planta solar fotovoltaica de 30MW para dar a conocer históricos técnicos para las futuras instalaciones. Así mismo, la coyuntura actual presenta la modificación de la Ley N° 28832 para el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica; por lo que, es necesario una investigación que muestre el análisis tecnológico y ambiental en las plantas fotovoltaicas; a fin de, conocer cuáles son las características que ayudan a maximizar la producción de energía eléctrica.

Según Rojas Feris (2020), indica que el uso de estructuras con seguidores maximiza la producción de energía eléctrica de una planta solar fotovoltaica, esto influye en su competitividad frente a otras tecnologías. Esto se observa en el análisis ya que se

demuestra que el potencial teórico de ganancia de irradiación por uso de seguidores frente a las estructuras convencionales o fijas es de 40% y la ganancia real para el caso del este trabajo es de 24%; por lo tanto, la producción de energía eléctrica fotovoltaica se hace más competitiva frente a otras tecnologías.

D'Angles Woolcott (2020) indica que la radiación solar tiene un 83.78%, la nubosidad en un 94.22% y la temperatura en un 87.58% de influencia en la producción de energía eléctrica de una planta solar fotovoltaica. Esto se observa en los resultados de la comparación entre los escenarios 1 y 2; y, 5 y 6 de las simulaciones realizadas, ya que estas tienen los mismos componentes principales con la misma tecnología; sin embargo, la radiación influye en tener la mayor producción de energía eléctrica para el lugar con mejores parámetros ambientales.

Conclusiones

Con el análisis de los factores ambientales se determinó su influencia sobre la producción de energía eléctrica de la planta solar fotovoltaica de 13MWp. La irradiación permitió entender el aporte directo de esta variable en la planta fotovoltaica, además, se determinó distintos niveles de probabilidad de excedencia para el recurso en cada uno de los lugares seleccionados. El lugar de la planta fotovoltaica tiene 6.383 kWh/m²-dia de irradiación promedio anual, siendo el mayor de los 3 lugares. Tras evaluar la temperatura, resultó que las pérdidas por potencia en los módulos fueron de 5.56% para el lugar de la planta solar fotovoltaica y en los inversores esta influencia es mínima, ya que se encuentra en el rango de operación. La nubosidad para el lugar de la planta solar fotovoltaica es la menor con un promedio de 0.41 entre los 3 lugares evaluados. Además, la irradiación reflejada en este mismo sitio es de 1.155 kWh/m²-dia y la influencia de este componente en la irradiación global es de 0.019 kWh/m²-dia para un ángulo de 15° de inclinación.

Así mismo, se analizó los factores tecnológicos de la planta solar fotovoltaica en un escenario base para determinar su influencia en la producción de energía eléctrica. Para ello, se cuantificó la participación de los módulos, inversores, estructuras, cableado de media y baja tensión y centros de transformación. De este modo, se pudo obtener que existe una mayor influencia debido a las pérdidas energéticas de 78.21% y 4.55%, para los paneles y los inversores, respectivamente. Además, se estimó que el cambio de una estructura fija a una de seguimiento en un eje representa una ganancia de más de 20.4%.

El establecimiento de componentes principales con más influencia para modificar la producción de energía eléctrica permitió determinar 4 escenarios para evaluar el comportamiento de los módulos fotovoltaicos monofaciales y bifaciales y las estructuras fijas y las de seguidor de un eje. De esta manera, en una comparación entre el escenario 1 y 4 las pérdidas de energía por conversión son de 78.21% y 77.68%, que corresponden al módulo monofacial y bifacial, respectivamente. Y las ganancias sobre la irradiación entre estos escenarios son de 3.32% y 17.3%, para la parte trasera del módulo bifacial y el

seguimiento con las estructuras de un eje, respectivamente. Finalmente, se pudo determinar que la mejora tecnológica permite el incremento de producción de energía eléctrica de la planta solar fotovoltaica con el escenario 4, ya que la ganancia fue de 18.9% en comparación con el escenario 1. Además, la mejora ambiental, sumada a la mejora tecnológica, incrementan la producción de energía eléctrica en el escenario 6, obteniendo una ganancia de 30.3%.

Recomendaciones

Se recomienda realizar mediciones de irradiación reflejada específicas para el lugar de instalación; a fin de, conocer el albedo y tener mayor seguridad de este componente en el cálculo de la producción de energía eléctrica por el reverso de los módulos fotovoltaicos.

Se recomienda solicitar y analizar la curva de corrección de potencia por temperatura de los inversores a los fabricantes, si se quiere realizar un análisis más detallado del impacto en estos.

Verificar la variación de ganancia de la producción de energía eléctrica de los seguidores de 2 ejes frente a los de un eje analizados en este trabajo.

Se recomienda analizar el impacto de la altura en la producción de energía eléctrica para tener un mejor alcance de este componente en los proyectos en la sierra del Perú.

Se recomienda analizar una evaluación económica o financiera para contrastar los resultados de ganancia de producción de energía eléctrica frente los indicadores económicos o financieros que trae como consecuencia.

Referencias bibliográficas

- Basurto Siuce, E., & Torre Salazar, N. V. (2019). *Evaluación experimental de dos modelos matemáticos de la temperatura de un panel fotovoltaico a las condiciones del valle del Mantaro*. Universidad Nacional del Centro del Perú.
- Carta González, J. A., Calero Pérez, R., Colmenar Santos, A., & Castro Gil, M.-A. (2009). *Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables*. Madrid: Pearson Education S.A.
- D'Angles Woolcott, B. E. (2020). *Análisis de los factores que influyen en el diseño de una planta fotovoltaica de 40MW ubicada en el Valle del Mantaro*. [Tesis de maestría, UNIVERSIDAD SEÑOR DE SIPÁN]. Obtenido de <http://hdl.handle.net/20.500.12894/6031>
- DS New Energy. (23 de 08 de 2020). *Sistema Híbrido Solar Fotovoltaico Y Diésel*. Recuperado el 07 de 06 de 2024, de <https://www.dsolar.com/info/solar-pv-and-diesel-hybrid-system-49612614.html>
- Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes* (Vol. 4). Editorial: Wiley.
- Green Solutions. (29 de Junio de 2023). *PERDIDAS DE RENDIMIENTO DE LOS PANELES SOLARES POR EL CALOR EN VERANO*. Obtenido de Green Solutions: <https://greensolutions.es/noticias/blog/perdidas-de-rendimiento-de-los-paneles-solares-por-el-calor-en-verano#:~:text=A%20medida%20que%20la%20temperatura,reduce%20la%20producci%C3%B3n%20de%20electricidad>
- Growatt. (16 de Marzo de 2023). *How does temperature affect solar inverter efficiency?* Recuperado el 07 de 06 de 2024, de <https://igrowattinverter.com/effect-of-temperature-on-solar-inverter/>
- Hernández, P. (08 de 03 de 2014). *Radiación directa, difusa y reflejada*. Recuperado el 25 de 04 de 2024, de <https://pedrojhernandez.com/2014/03/08/radiacion-directa-difusa-y-reflejada/>
- Huawei Technologies Co. (2024). *Utility Smart PV*. Recuperado el 20 de 05 de 2024, de <https://solar.huawei.com/es/professionals/all-products?utility-smart-pv>
- Iberdrola. (2024). *Radiación solar*. Obtenido de <https://www.iberdrola.com/compromiso-social/radiacion-solar>
- IDEAM. (2024). *La radiación solar y su paso por la atmósfera*. Obtenido de <http://www.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/la-radiacion-solar-y-su-paso-por-la-atmosfera>
- Larrea Luzuriaga, G. F., & Bayas López, H. A. (2011). *DISEÑO DE UN SISTEMA SOLAR TÉRMICO PARA LA PRODUCCIÓN DE QUESOS EN LAS COMUNIDADES: CHIMBORAZO, SANTA ISABEL-SAN JUAN-CHIMBORAZO*. Escuela Superior Politécnica de Chimborazo.
- Meteoblue. (2025). *Datos climáticos y meteorológicos históricos simulados para Ica*. Recuperado el 07 de 06 de 2024, de <https://www.meteoblue.com/climate-data/ica-peru>

- https://www.meteoblue.com/es/tiempo/historyclimate/climatemodelled/ica_per%C3%BAA_3938527
- Pantoja, H. (23 de 11 de 2023). *Diferencias entre efecto fotoeléctrico y efecto fotovoltaico*. (Suncore Solar Energy) Recuperado el 20 de 05 de 2024, de <https://suncore.com.mx/paneles-solares/diferencias-entre-efecto-fotoelectrico-y-efecto-fotovoltaico/>
- Penn State. (2023). *Uncertainty and Risk*. Obtenido de Penn State: <https://www.e-education.psu.edu/eme810/node/628>
- Plascencia Sánchez, E., Posadas, A., & Cabrera, C. (2006). Estimación de la Irradiancia Solar Total Extraterrestre en función del número de manchas solares. *TECNIA*.
- Plasencia Sánchez, E., Posadas, A., & Cabrera, C. (01 de 12 de 2006). Estimación de la Irrandiancia Solar Total Extraterrestre en un función del número de manchas solares. *TECNIA*. doi:<https://doi.org/10.21754/tecnia.v16i2.388>
- PVsyst. (2025). *Albedo coefficient*. Obtenido de Albedo coefficient: <https://www.pvsyst.com/help-pvsyst7/albedo.htm>
- PVsyst. (2025). *The Hay transposition model*. Obtenido de The Hay transposition model: https://www.pvsyst.com/help-pvsyst7/models_meteo_hay_model.htm
- Rojas Bismarck, J. P. (2017). *Diseño de una central solar fotovoltaica de 30mw, para su análisis técnico, operativo y económico en el SEIN; ubicada en Tacna*. [Tesis de maestría, UNIVERSIDAD SEÑOR DE SIPÁN]. Obtenido de <https://hdl.handle.net/20.500.12802/4873>
- Rojas Feris, E. A. (2020). *Optimización del rendimiento de sistemas fotovoltaicos mediante la implementación de un prototipo de mecanismo seguidor con cuerdas para la orientación solar automática MSCOSA*. [Tesis de maestría, UNIVERSIDAD SEÑOR DE SIPÁN]. Obtenido de <http://hdl.handle.net/10584/10161>
- Significados, Equipo. (20 de 09 de 2023). Recuperado el 30 de 04 de 2024, de <https://www.significados.com/energia/>
- Solargis. (2017). *Mapas de recursos solares de Peru*. (T. W. Bank, Productor) Recuperado el 01 de 05 de 2024, de <https://solargis.com/es/maps-and-gis-data/download/peru>
- Sun Supply. (02 de 07 de 2021). *Tipos de sistemas solares fotovoltaicos y sus aplicaciones*. Recuperado el 02 de 06 de 2024, de <https://www.sunsupplyco.com/diferentes-tipos-de-sistemas-solares-fotovoltaicos/>
- Universidad Politécnica de Madrid. (s.f.). *Radiacion Solar Extraterrestre*. Obtenido de Radiacion Solar Extraterrestre: https://moodle.upm.es/en-aberto/pluginfile.php/172/mod_label/intro/RADIACION-SOLAR-EXTRATERRESTRE.pdf
- Weather Spark. (s.f.). *El clima y el tiempo promedio en todo el año en Ica*. Obtenido de El clima y el tiempo promedio en todo el año en Ica: <https://es.weatherspark.com/y/22218/Clima-promedio-en-Ica-Per%C3%BA-durante-todo-el-a%C3%B1o>

Anexos

Pág.

| | |
|--|----|
| Anexo A: Matriz de Consistencia Título: "Análisis y mejora de los factores ambientales y tecnológicos de una Planta Solar Fotovoltaica de 13MWp para incrementar su producción de energía eléctrica" | 1 |
| Anexo B Cronograma | 3 |
| Anexo C Presupuesto..... | 4 |
| Anexo D Dimensiones y curvas I-V y P-V del módulo fotovoltaico monofacial | 5 |
| Anexo E Datos eléctricos, mecánicos, de temperatura y garantía del módulo fotovoltaico monofacial | 6 |
| Anexo F Dimensiones y curvas I-V y P-V del módulo fotovoltaico bifacial..... | 7 |
| Anexo G Datos eléctricos, mecánicos, de temperatura y garantía del módulo fotovoltaico bifacial | 8 |
| Anexo H Especificaciones técnicas del inversor SUN2000-330KTL-H1 | 9 |
| Anexo I Especificaciones técnicas de la estructura Fija | 10 |
| Anexo J Especificaciones técnicas de la estructura con seguidor..... | 11 |
| Anexo K Especificaciones técnicas del centro de Transformación..... | 12 |
| Anexo L Especificaciones técnicas del inversor central | 13 |
| Anexo M Especificaciones técnicas del inversor string | 14 |
| Anexo N Resumen del escenario 1 de la simulación en PVsyst..... | 15 |
| Anexo O Parámetros de sombreado cercanos y diagrama de sombreado ISO para el escenario 1 | 16 |
| Anexo P Resultados de producción de energía eléctrica para el escenario 1 | 17 |
| Anexo Q Diagrama de pérdidas para el escenario 1 | 18 |
| Anexo R Resumen del escenario 2 de la simulación en PVsyst..... | 19 |

| | |
|--|----|
| Anexo S Parámetros de sombreado cercanos y diagrama de sombreado ISO para el escenario 2 | 20 |
| Anexo T Resultados de producción de energía eléctrica para el escenario 2 | 21 |
| Anexo U Diagrama de pérdidas para el escenario 2 | 22 |
| Anexo V Resumen del escenario 3 de la simulación en PVsyst..... | 23 |
| Anexo W Parámetros de sombreado cercanos y diagrama de sombreado ISO para el escenario 3..... | 24 |
| Anexo X Resultados de producción de energía eléctrica para el escenario 3 | 25 |
| Anexo Y Diagrama de pérdidas para el escenario 3 | 26 |
| Anexo Z Resumen del escenario 4 de la simulación en PVsyst..... | 27 |
| Anexo AA Parámetros de sombreado cercanos y diagrama de sombreado ISO para el escenario 4..... | 28 |
| Anexo BB Resultados de producción de energía eléctrica para el escenario 4..... | 29 |
| Anexo CC Diagrama de pérdidas para el escenario 4..... | 30 |
| Anexo DD Resumen del escenario 5 de la simulación en PVsyst..... | 31 |
| Anexo EE Parámetros de sombreado cercanos y diagrama de sombreado ISO para el escenario 5..... | 32 |
| Anexo FF Resultados de producción de energía eléctrica para el escenario 5 | 33 |
| Anexo GG Diagrama de pérdidas para el escenario 5 | 34 |
| Anexo HH Resumen del escenario 6 de la simulación en PVsyst..... | 35 |
| Anexo II Parámetros de sombreado cercanos y diagrama de sombreado ISO para el escenario 6..... | 36 |
| Anexo JJ Resultados de producción de energía eléctrica para el escenario 6 | 37 |
| Anexo KK Diagrama de pérdidas para el escenario 6 | 38 |

Anexo A: Matriz de Consistencia

Título: “Análisis y mejora de los factores ambientales y tecnológicos de una Planta Solar Fotovoltaica de 13MWp para incrementar su producción de energía eléctrica”

| Problema General: | Objetivo General: | Hipótesis General: | Variables: | Metodología: |
|---|--|---|---|--|
| ¿De qué manera se incrementa la producción de energía eléctrica de una planta solar fotovoltaica de 13MWp? | Analizar y mejorar ambiental y tecnológicamente una planta solar fotovoltaica de 13MWp para incrementar la producción de energía eléctrica. | El análisis y mejora ambiental y tecnológica de una planta solar fotovoltaica de 13MWp influye en el incremento de la producción de energía eléctrica. | VI: Análisis y mejora ambiental y tecnológica de una planta solar fotovoltaica de 13MWp VD1: Incremento de la producción de energía eléctrica | Tipo de investigación: Aplicada Nivel de investigación: Descriptivo y correlacional Enfoque: Cuantitativo Diseño: No experimental y transversal |
| Problemas Específicos: | Objetivos Específicos: | Hipótesis Específicas: | | |
| 1. ¿De qué manera se determina la influencia de factores ambientales y tecnológicos en la producción de energía eléctrica de una planta solar fotovoltaica de 13MWp? 2. ¿De qué manera se cuantifica la mejora | 1. Analizar los factores ambientales y tecnológicos de la planta solar fotovoltaica de 13MWp para determinar su influencia en la producción de energía eléctrica. 2. Determinar el incremento de la producción de | 1. El análisis de los factores ambientales y tecnológicos de una planta solar fotovoltaica de 13MWp determinan su influencia en la producción de energía eléctrica. 2. La determinación del incremento de producción | Población y muestra: La población comprende el diseño de una planta solar fotovoltaica de 13MWp. La muestra objeto de estudio son los componentes principales de la planta solar fotovoltaica. Técnicas e instrumentos de recolección de datos: | |

| | | | |
|---|--|--|---|
| ambiental y tecnológica de la planta solar fotovoltaica de 13MWp en su producción de energía eléctrica? | energía eléctrica para cuantificar la mejora ambiental y tecnológica de la planta solar fotovoltaica de 13MWp. | de energía eléctrica define la cuantificación de la mejora ambiental y tecnológica de la planta solar fotovoltaica de 13MWp. | SolarGIS, PVGIS, Atlas Solar, Meteonorm, cotización de proveedores. |
| Técnicas e instrumentos de análisis y procesamiento de datos: Excel, PVsyst, PVcase. | | | |

Anexo B

Cronograma

| ACTIVIDADES | | MESES | | | | | | | | | | | | |
|---|--|-------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| Dic-23 Ene-24 Feb-24 Mar-24 Abr-24 May-24 Jun-24 Jul-24 Ago-24 Set-24 Oct-24 Nov-24 Dic-24 Ene-25 | | | | | | | | | | | | | | |
| FASE I | Selección y análisis del problema | | | | | | | | | | | | | |
| | Recopilación de información | | | | | | | | | | | | | |
| | Selección de información relevante | | | | | | | | | | | | | |
| FASE II | Análisis de información | | | | | | | | | | | | | |
| | Procesamiento de información | | | | | | | | | | | | | |
| | Cálculo de datos mediante software | | | | | | | | | | | | | |
| FASE III | Desarrollo del análisis, procesamiento y datos de software | | | | | | | | | | | | | |
| | Ánalisis y discusión de resultados | | | | | | | | | | | | | |
| | Conclusiones y recomendaciones | | | | | | | | | | | | | |

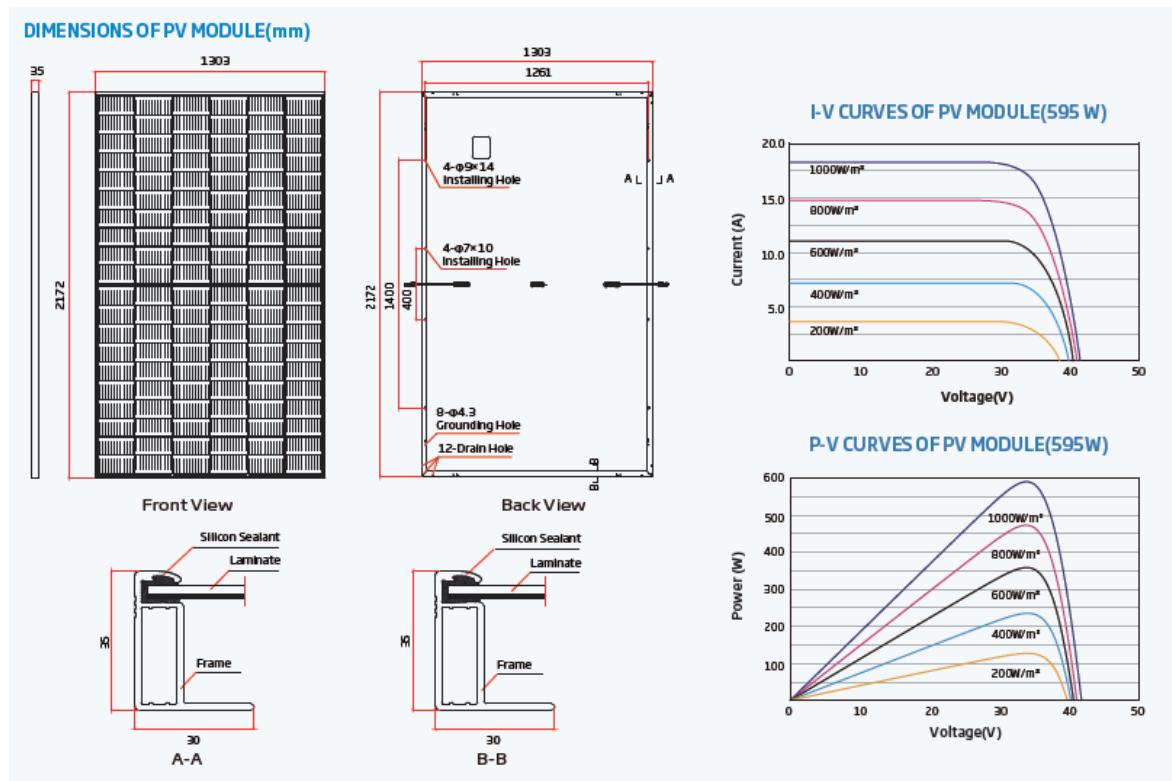
Anexo C

Presupuesto

| PARTIDAS | MONTO (Soles) | SUB TOTAL |
|-------------------------------|---------------|---------------------|
| I. HARDWARE Y OTROS | | |
| Laptop | S/ 6,800.00 | |
| Internet | S/ 200.00 | |
| Pasajes | S/ 300.00 | S/ 8,800.00 |
| Congresos | S/ 1,500.00 | |
| II. SOFTWARE Y DATOS | | |
| PVcase | S/ 1,500.00 | |
| PVsyst | S/ 750.00 | S/ 2,550.00 |
| SolarGIS | S/ 300.00 | |
| TOTAL (I + II) - SOLES | | S/ 11,350.00 |

Anexo D

Dimensiones y curvas I-V y P-V del módulo fotovoltaico monofacial



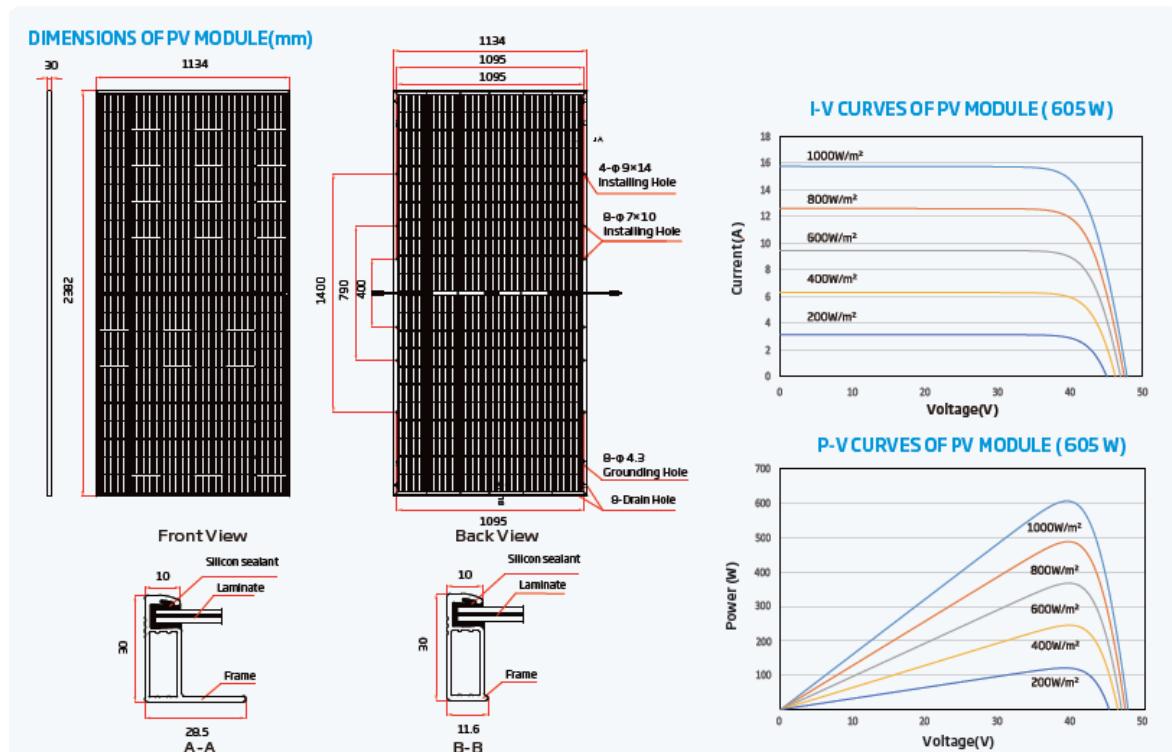
Anexo E

Datos eléctricos, mecánicos, de temperatura y garantía del módulo fotovoltaico monofacial

| ELECTRICAL DATA (STC) | | | | | | MECHANICAL DATA | | | | | | | | | | |
|--|--------|-------|-------|-------|-------|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|
| Peak Power Watts-Pmax (Wp)* | 585 | 590 | 595 | 600 | 605 | Solar Cells | Monocrystalline | | | | | | | | | |
| Power Tolerance-Pmax (W) | 0 ~ +5 | | | | | No. of cells | 120 cells | | | | | | | | | |
| Maximum Power Voltage-Vmp (V) | 33.8 | 34.0 | 34.2 | 34.4 | 34.6 | Module Dimensions | 2172×1303×35 mm (85.51×51.30×1.38 inches) | | | | | | | | | |
| Maximum Power Current-Imp (A) | 17.31 | 17.35 | 17.40 | 17.44 | 17.49 | Weight | 30.9 kg (68.1 lb) | | | | | | | | | |
| Open Circuit Voltage-Voc (V) | 40.9 | 41.1 | 41.3 | 41.5 | 41.7 | Glass | 3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated, Heat Strengthened Glass | | | | | | | | | |
| Short Circuit Current-Isc (A) | 18.37 | 18.42 | 18.47 | 18.52 | 18.57 | Encapsulant material | EVA/POE | | | | | | | | | |
| Module Efficiency η m (%) | 20.7 | 20.8 | 21.0 | 21.2 | 21.4 | Backsheet | White | | | | | | | | | |
| STC: Irradiance 1000W/m ² , Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±3%. | | | | | | Frame | 35mm(1.38 inches) Anodized Aluminum Alloy | | | | | | | | | |
| | | | | | | J-Box | IP 68 rated | | | | | | | | | |
| | | | | | | Cables | Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Length can be customized | | | | | | | | | |
| | | | | | | Connector | MC4 EV02 / TS4* | | | | | | | | | |
| *Please refer to regional databases for specific connector. | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ELECTRICAL DATA (NOCT) | | | | | | TEMPERATURE RATINGS | | | | | | | | | | |
| Maximum Power-Pmax (Wp) | 443 | 447 | 451 | 454 | 458 | NOCT (Normal Operating Cell Temperature) | 43°C (±2°C) | | | | | | | | | |
| Maximum Power Voltage-Vmp (V) | 31.5 | 31.7 | 31.9 | 32.0 | 32.2 | Temperature Coefficient of Pmax | - 0.34%/°C | | | | | | | | | |
| Maximum Power Current-Imp (A) | 14.05 | 14.09 | 14.13 | 14.18 | 14.22 | Temperature Coefficient of Voc | - 0.25%/°C | | | | | | | | | |
| Open Circuit Voltage-Voc (V) | 38.5 | 38.7 | 38.9 | 39.1 | 39.3 | Temperature Coefficient of Isc | 0.04%/°C | | | | | | | | | |
| Short Circuit Current-Isc (A) | 14.81 | 14.85 | 14.88 | 14.92 | 14.96 | MAXIMUM RATINGS | | | | | | | | | | |
| NOCT: Irradiance at 800W/m ² , Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s. | | | | | | Operational Temperature | -40~+85°C | | | | | | | | | |
| | | | | | | Maximum System Voltage | 1500V DC (IEC) 1500V DC (UL) | | | | | | | | | |
| | | | | | | Max Series Fuse Rating | 30A | | | | | | | | | |
| WARRANTY | | | | | | PACKAGING CONFIGURATION | | | | | | | | | | |
| 12 year Product Workmanship Warranty | | | | | | Modules per box: | 31 pieces | | | | | | | | | |
| 25 year Power Warranty | | | | | | Modules per 40' container: | 558 pieces | | | | | | | | | |
| 2% first year degradation | | | | | | (Please refer to product warranty for details) | | | | | | | | | | |
| 0.55% Annual Power Attenuation | | | | | | | | | | | | | | | | |

Anexo F

Dimensiones y curvas I-V y P-V del módulo fotovoltaico bifacial



Anexo G

Datos eléctricos, mecánicos, de temperatura y garantía del módulo fotovoltaico bifacial

MECHANICAL DATA

| | | | |
|----------------------|--|--|---|
| Solar Cells | N-type Monocrystalline | Frame | 30mm(1.18 inches) Anodized Aluminum Alloy |
| No. of cells | 132 cells | J-Box | IP 68 rated |
| Module Dimensions | 2382×1134×30 mm (93.78×44.65×1.18 inches) | Cables | Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²) Portrait: 350/280 mm(13.78/11.02 inches) Length can be customized |
| Weight | 33.7kg (74.3 lb) | Connector | MC4 EV02 / TS4 PLUS / TS4* |
| Front Glass | 2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass | *Please refer to regional datasheet for specified connector. | |
| Encapsulant material | POE/EVA | | |
| Back Glass | 2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass) | | |

ELECTRICAL DATA (STC & NOCT)

| Testing Condition | STC | NOCT |
|------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Peak Power Watts-Pmax (Wp)* | 590 | 450 | 595 | 454 | 600 | 459 | 605 | 462 | 610 | 466 | 615 | 470 |
| Power Tolerance-Pmax (W) | | | | | | | | | | | | |
| Maximum Power Voltage-Vmp(V) | 39.7 | 37.4 | 40.0 | 37.6 | 40.3 | 37.9 | 40.5 | 38.1 | 40.8 | 38.3 | 41.1 | 38.6 |
| Maximum Power Current-Imp(A) | 14.86 | 12.05 | 14.89 | 12.07 | 14.91 | 12.11 | 14.94 | 12.13 | 14.96 | 12.16 | 14.98 | 12.19 |
| Open Circuit Voltage-Voc(V) | 47.8 | 45.4 | 48.1 | 45.7 | 48.4 | 46.0 | 48.7 | 46.2 | 49.0 | 46.5 | 49.3 | 46.8 |
| Short Circuit Current-Isc(A) | 15.72 | 12.67 | 15.76 | 12.69 | 15.80 | 12.73 | 15.83 | 12.75 | 15.86 | 12.78 | 15.89 | 12.80 |
| Module Efficiency η (%) | 21.8 | | 22.0 | | 22.2 | | 22.4 | | 22.6 | | 22.8 | |
| | 21.8 | | 22.0 | | 22.2 | | 22.4 | | 22.6 | | 22.8 | |

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass 1.51.5. NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s. *Measuring tolerance: ±3%.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 5% & 10% backside power gain)

| Backside Power Gain | 5% | 10% | 5% | 10% | 5% | 10% | 5% | 10% | 5% | 10% | 5% | 10% |
|----------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Total Equivalent power-Pmax (Wp) | 620 | 649 | 625 | 655 | 630 | 660 | 635 | 666 | 641 | 671 | 646 | 677 |
| Maximum Power Voltage-Vmp(V) | 39.7 | 39.7 | 40.0 | 40.0 | 40.3 | 40.3 | 40.5 | 40.5 | 40.8 | 40.8 | 41.1 | 41.1 |
| Maximum Power Current-Imp(A) | 15.60 | 16.35 | 15.63 | 16.38 | 15.66 | 16.40 | 15.69 | 16.43 | 15.71 | 16.46 | 15.73 | 16.48 |
| Open Circuit Voltage-Voc(V) | 47.8 | 47.8 | 48.1 | 48.1 | 48.4 | 48.4 | 48.7 | 48.7 | 49.0 | 49.0 | 49.3 | 49.3 |
| Short Circuit Current-Isc(A) | 16.51 | 17.29 | 16.55 | 17.34 | 16.59 | 17.38 | 16.62 | 17.41 | 16.65 | 17.45 | 16.68 | 17.48 |

Power Bifaciality: 90±3%.

TEMPERATURE RATINGS

| | |
|---|------------|
| NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) | 43°C(±2°C) |
| Temperature Coefficient of Pmax | - 0.29%/°C |
| Temperature Coefficient of Voc | - 0.24%/°C |
| Temperature Coefficient of Isc | 0.04%/°C |

MAXIMUM RATINGS

| | |
|-------------------------|---------------------------------|
| Operational Temperature | -40~+85°C |
| Maximum System Voltage | 1500V DC (IEC) 1500V DC (UL) |
| Max Series Fuse Rating | 35A |

WARRANTY

12-year Product Workmanship Warranty

30 year Power Warranty

1% first year degradation

0.40% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 36 pieces

Modules per 40' container: 720 pieces

Anexo H

Especificaciones técnicas del inversor SUN2000-330KTL-H1

| Efficiency | |
|---|--|
| Max. Efficiency | ≥ 99.03% |
| European Efficiency | ≥ 98.8% |
| Input | |
| Max. Input Voltage | 1,500 V |
| Number of MPPT | 6 |
| Max. Current per MPPT | 65 A |
| Max. Short Circuit Current per MPPT | 115 A |
| Max. PV Inputs per MPPT | 4/5/4/5/5 |
| Start Voltage | 550 V |
| MPPT Operating Voltage Range | 500 V ~ 1,500 V |
| Nominal Input Voltage | 1,080 V |
| Output | |
| Nominal AC Active Power | 300,000 W |
| Max. AC Apparent Power | 330,000 VA |
| Max. AC Active Power ($\cos\phi=1$) | 330,000 W |
| Nominal Output Voltage | 800 V, 3W + PE |
| Rated AC Grid Frequency | 50 Hz / 60 Hz |
| Nominal Output Current | 216.6 A |
| Max. Output Current | 238.2 A |
| Adjustable Power Factor Range | 0.8 LG ... 0.8 LD |
| Total Harmonic Distortion | THD _i < 1% (Rated) |
| Protection | |
| Smart String-level Disconnection (SSLD) | Yes |
| Smart Connector-level Detection (SCLD) | Yes |
| AC Overcurrent Protection | Yes |
| DC Reverse-polarity Protection | Yes |
| PV-array String Fault Detection | Yes |
| DC Surge Arrester | Type II |
| AC Surge Arrester | Type II |
| DC Insulation Resistance Detection | Yes |
| Residual Current Detection Unit | Yes |
| Communication | |
| Display | LED Indicators, WLAN + APP |
| USB | Yes |
| MBUS | Yes |
| RS485 | Yes |
| General | |
| Dimensions (W x H x D) | 1,048 x 732 x 395 mm |
| Weight (with mounting plate) | ≤ 112 kg |
| Operating Temperature Range | -25°C ~ 60°C |
| Cooling Method | Smart Air Cooling |
| Max. Operating Altitude without Derating | 4,000 m |
| Relative Humidity | 0 ~ 100% (Non-condensing) |
| DC Connector | HH4SMM4TMSPA / HH4SFM4TMSPA |
| AC Connector | Support OT / DT Terminal (Max. 400 mm ²) |
| Protection Degree | IP 66 |
| Anti-corrosion Protection | CS-Medium |
| Topology | Transformerless |
| Standards Compliance | |
| IEC 62109-1/-2, IEC 62920, IEC 60947-2, EN 50549-2, IEC 61683, etc. | |

Anexo I

Especificaciones técnicas de la estructura Fija

| SPECIFICATIONS | |
|----------------------|---|
| Racking Type | Fixed-tilt structure |
| Terrain Adaption | Flat field, land with slight slope |
| Foundation Options | Ramming pile/cast-in-place pile/concrete foundation/screw pile |
| Tilt Angles | 0-50° |
| Height | <3m |
| Module Orientation | Horizontal/Vertical |
| Module Supported | All commercially available modules |
| Design Standard | ASCE 7-10 or local standard |
| Structural Materials | Hot dipped galvanized/pre-galvanized steel plate/zinc-aluminium-magnesium alloy |
| Wind Load | ≤80m/s |
| Snow Load | ≤2.0KN/m ² |
| Warranty | 10 years durability on material |

Anexo J

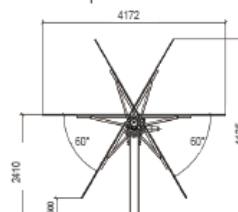
Especificaciones técnicas de la estructura con seguidor

SKYSMART II TRACKER SPECIFICATIONS

| | |
|-------------------------------|--|
| Tracking Type | Independent horizontal single-axis tracker |
| Tracking Range | $\pm 60^\circ$ |
| Drive Type | Slewing drive, synchronous multi-point design |
| Tracker N-S Length Limitation | $\leq 95\text{m}$ |
| System Voltage | 1,000 V or 1,500 V |
| Ground Coverage Ratio | Typical $\geq 32\%$ |
| Foundation Options | Ramming/Cast-in-place concrete/Concrete Piles |
| Terrain Adaption | Up to 20% N-S Slope |
| Structure Material | Hot dipped galvanized steel/Pre-galvanized steel/Zn-Al-Mg coated steel |
| Power Supply | Powered by PV strings, back-up Li-ion battery |
| Power Consumption | Typical 0.04kWh/day |
| Standard Design Wind Speed | 156mph (70m/s) per ASCE7-10, higher wind load available |
| Module Supported | All commercially available modules |
| Operation Temperature Range | -20°C to 60°C (-30°C to 60°C Optional) |

ELECTRONIC CONTROLLER SPECIFICATIONS

| | |
|---------------------------|--|
| Control System | 1 controller per tracker |
| Control Algorithm | Astronomical algorithms + Tilt sensor closed-loop control+ AI algorithms |
| Tracking Accuracy | $\leq 2^\circ$ |
| Controller's Power Supply | String powered as default, AC and small panel under request |
| Backtracking | Support terrain adaptive intelligent algorithm |
| Communication Options | LoRa wireless/RS 485 cable |
| Night Position | Yes |
| Flood Mode | Tracker flat (Optional) |
| Snow Mode | Tracker at max tilt (optional) |
| Wind Stow Mode | Tracker flat |



SkySmart II Side View

Anexo K

Especificaciones técnicas del centro de Transformación

| Type designation | MVS3660-LV |
|--|--|
| Transformer | |
| Transformer type | Oil immersed |
| Rated power | 3660 kVA @ 40 °C |
| Max. power | 4026 kVA @ 30 °C |
| Vector group | Dy11 |
| LV / MV voltage | 0.8 kV / (10 – 35) kV |
| Maximum input current at nominal voltage | 2905 A |
| Frequency | 50 Hz |
| Tapping on HV | 0 , ± 2 * 2.5 % |
| Efficiency | Tier2 |
| Cooling method | ONAN (Oil Natural Air Natural) |
| Impedance | 7 % (± 10 %) |
| Oil type | Mineral oil (PCB free) |
| Winding material | Al / Al |
| Insulation class | A |
| MV switchgear | |
| Insulation type | SF6 |
| Rated voltage range | 24 kV – 40.5 kV |
| Rated current | 630 A |
| Internal arcing fault | IAC AFL 20 kA / 1 s |
| LV panel | |
| Main switch specification | 4000 A / 800 Vac / 3P, 1 pcs |
| Disconnecter specification | 260 A / 800 Vac / 3P, 12 pcs |
| Fuse specification | 350A / 800 Vac / 1P, 36 pcs |
| Protection | |
| AC input protection | Fuse+Disconnecter |
| Transformer protection | Oil-temperature, Oil-level, Oil-pressure, Buchholz |
| Relay protection | 50 / 51, 50 N / 51 N |
| Surge protection | AC Type I + II |
| General data | |
| Dimensions(W*H*D) | 6058 mm * 2896 mm * 2438 mm |
| Approximate weight | 15 T |
| Operating ambient temperature range * | -20 °C - 60 °C (optional: -30 °C - 60 °C) |
| Auxiliary transformer supply | 15 kVA / 400 V (optional: max. 40 kVA) |
| Degree of protection | IP54 |
| Allowable relative humidity range (non-condensing) | 0 % – 95 % |
| Operating altitude | 1000 m (standard) / > 1000 m (optional) |
| Communication | Standard: RS485, Ethernet, Optical fiber |
| Compliance | IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, IEC 61439-1, EN 50588-1 |

* The ambient temperature is determined as the average temperature obtained from at least four evenly distributed temperature monitoring points located at a distance of 1 meter from the equipment, at a height halfway up the machine. The temperature sensors must be shielded from airflow, thermal radiation, and rapid temperature fluctuations to prevent display inaccuracies.

Anexo L

Especificaciones técnicas del inversor central

| Type designation | SG3125HV-MV-30 | SG3400HV-MV-30 |
|---|--|---------------------------------|
| Input (DC) | | |
| Max. PV input voltage | 1500 V | |
| Min. PV input voltage / Startup input voltage | 875 V / 915 V | |
| MPP voltage range | 875 – 1300 V | |
| No. of independent MPP inputs | 2 | |
| No. of DC inputs | 16 / 18 / 22 / 24 / 28 (max. 24 for floating system) | |
| Max. PV input current | 3997 A | |
| Max. DC short-circuit current | 10000 A | |
| PV array configuration | Negative grounding or floating | |
| Output (AC) | | |
| AC output power | 3125 kVA @ 50 °C / 3437 kVA @ 45 °C | 3437 kVA @ 45 °C |
| Max. inverter output current | 3308 A | |
| AC voltage range | 20 kV – 35 kV | |
| Nominal grid frequency / Grid frequency range | 50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz | |
| Harmonic (THD) | < 3 % (at nominal power) | |
| DC current injection | < 0.5 % In | |
| Power factor at nominal power / Adjustable power factor | > 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging | |
| Feed-in phases / AC connection | 3 / 3-PE | |
| Efficiency | | |
| Inverter max. efficiency | 99.0% | |
| Inverter Euro. efficiency | 98.7% | |
| Transformer | | |
| Transformer rated power | 3125 kVA | 3437 kVA |
| Transformer max. power | 3437 kVA | |
| LV / MV volatage | 0.6 kV / (20 – 35) kV | |
| Trnsformer vector | Dy11 | |
| Transformer cooling type | ONAN (Oil-natural, air-natural) | |
| Oil type | Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request | |
| Protection & Function | | |
| DC input protection | Load break switch + fuse | |
| Inverter output protection | Circuit breaker | |
| AC MV output protection | Circuit breaker | |
| Surge protection | DC Type I + II / AC Type II | |
| Grid monitoring / Ground fault monitoring | Yes / Yes | |
| Insulation monitoring | Yes | |
| Overheat protection | Yes | |
| Q at night function | Optional | |
| General Data | | |
| Dimensions (W*H*D) | 6058 * 2896 * 2438 mm | |
| Weight | 15 T | |
| Degree of protection | Inverter: IP65 / Others: IP54 | |
| Auxiliary power supply | 5 kVA (optional: max. 40 kVA) | |
| Operating ambient temperature range | -35 to 60 °C (> 50 °C derating) | -35 to 60 °C (> 45 °C derating) |
| Allowable relative humidity range | 0 – 100 % | |
| Cooling method | Temperature controlled forced air cooling | |
| Max. operating altitude | 1000 m (standard) / > 1000 m (optional) | |
| Display | Touch screen | |
| Communication | Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber | |
| Compliance | CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076 | |
| Grid support | Q at night (Optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control | |

Anexo M

Especificaciones técnicas del inversor string

| Type designation | SG350HX |
|---|--|
| Input (DC) | |
| Max. PV input voltage | 1500 V |
| Min. PV input voltage / Startup input voltage | 500 V / 550 V |
| Nominal PV input voltage | 1080 V |
| MPP voltage range | 500 V – 1500 V |
| No. of independent MPP inputs | 12 (Optional: 16) |
| Max. number of input connector per MPPT | 2 |
| Max. PV input current | 12 * 40 A (Optional: 16 * 30 A) |
| Max. DC short-circuit current per MPPT | 60 A |
| Output (AC) | |
| AC output power | 352 kVA @ 30°C / 320 kVA @ 40 °C / 295 kVA @ 50°C |
| Max. AC output current | 254 A |
| Nominal output current | 231 A |
| Nominal AC voltage | 3 / PE, 800 V |
| AC voltage range | 640 V – 920 V |
| Nominal grid frequency / Grid frequency range | 50 Hz / 45 Hz – 55 Hz, 60 Hz / 55 Hz – 65 Hz |
| THD | < 3 % (at nominal power) |
| DC current injection | < 0.5 % In |
| Power factor at nominal power / Adjustable power factor | > 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging |
| Feed-in phases / Connection phases | 3 / 3 |
| Efficiency | |
| Max. efficiency / European efficiency | 99.02 % / 98.8 % |
| Protection | |
| DC reverse connection protection | Yes |
| AC short circuit protection | Yes |
| Leakage current protection | Yes |
| Grid monitoring | Yes |
| Ground fault monitoring | Yes |
| DC switch / AC switch | Yes / No |
| PV string current monitoring | Yes |
| Q at night function | Yes |
| Anti-PID and PID recovery function | Optional |
| Surge protection | DC Type II / AC Type II |
| General data | |
| Dimensions (W*H*D) | 1136 mm * 870 mm * 361 mm |
| Weight * | ≤ 116 kg |
| Isolation method | Transformerless |
| Degree of protection | IP66 |
| Power consumption at night | < 6 W |
| Operating ambient temperature range | -30 °C – 60 °C |
| Allowable relative humidity range | 0 % – 100 % |
| Cooling method | Smart forced air cooling |
| Max. operating altitude | 4000 m (> 3000 m derating) |
| Display | LED, Bluetooth+APP |
| Communication | RS485 / PLC |
| DC connection type | MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , optional 10mm ²) |
| AC connection type | Support OT/DT terminal (Max. 400 mm ²) |
| Compliance | IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013 |
| Grid Support | LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control, Q-U control, P-f control |

Anexo N

Resumen del escenario 1 de la simulación en PVsyst

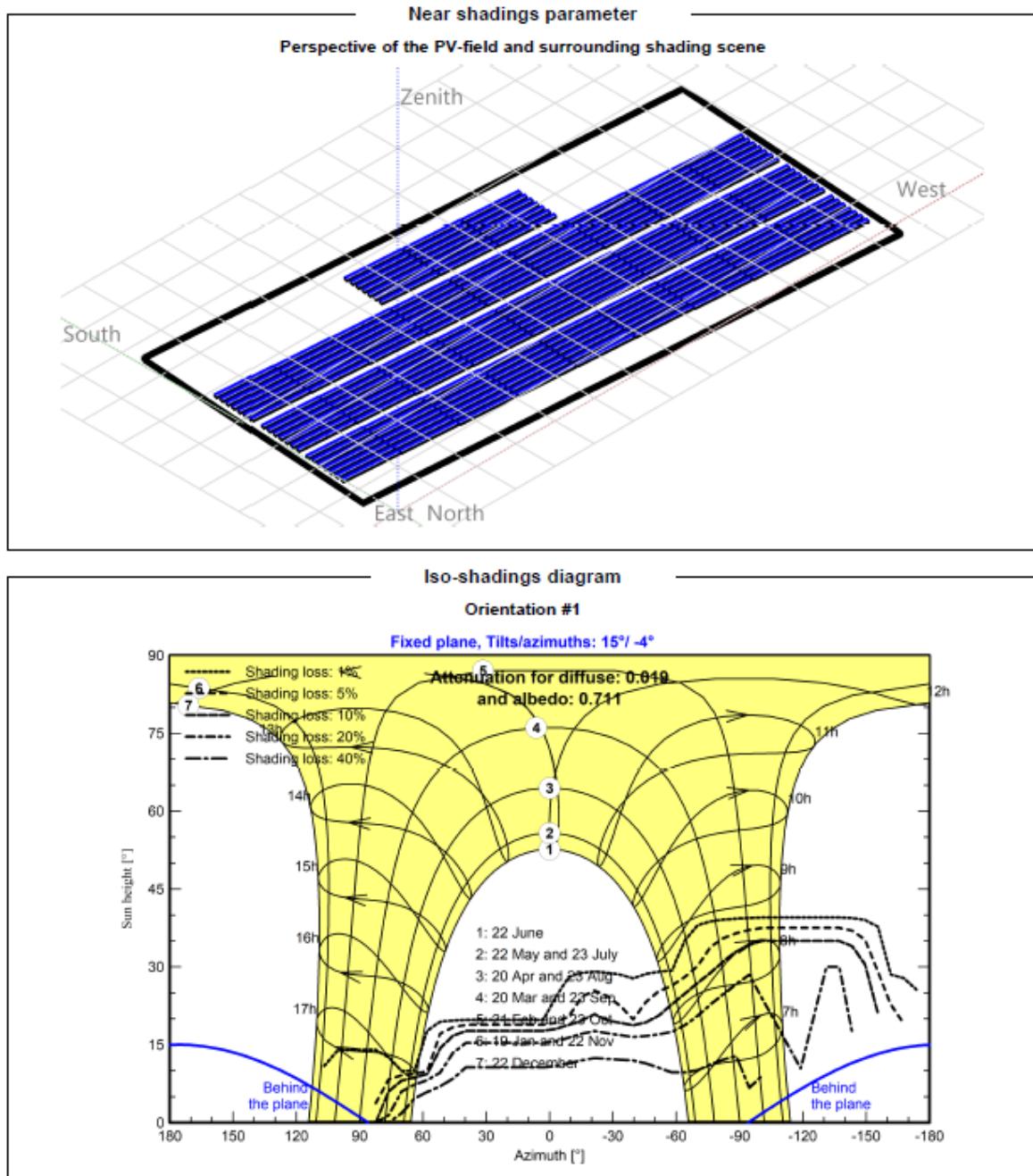
| Project summary | | | |
|-----------------------------------|------------------|-----------|-------------------------|
| Geographical Site | Situation | | Project settings |
| PFV Villacuri | Latitude | -13.93 °S | Albedo |
| Perú | Longitude | -75.91 °W | 0.20 |
| | Altitude | 358 m | |
| | Time zone | UTC-5 | |
| Weather data | | | |
| PFV Villacuri - Hacienda Rio Seco | | | |
| SolarGISv2.2.44 - TMY | | | |

| System summary | | | |
|------------------------------|-------------|--------------------------------------|-----------------------|
| Grid-Connected System | | Sheds system | |
| Simulation for year no 1 | | | |
| PV Field Orientation | | Near Shadings | User's needs |
| Fixed plane | | According to strings : Slow (simul.) | Unlimited load (grid) |
| Tilt/Azimuth | 15 / -4 ° | Electrical effect | 100 % |
| System information | | | |
| PV Array | | Inverters | |
| Nb. of modules | 21840 units | Nb. of units | 30 units |
| Pnom total | 13.16 MWp | Pnom total | 9900 kWac |
| | | Grid power limit | 9920 kWac |
| | | Grid lim. Pnom ratio | 1.326 |

| Results summary | | | | | |
|-----------------|-----------------|---------------------|-------------------|----------------|---------|
| Produced Energy | 23.59 GWh/year | Specific production | 1793 kWh/kWp/year | Perf. Ratio PR | 76.71 % |
| Apparent energy | 23.59 GVAh/year | | | | |

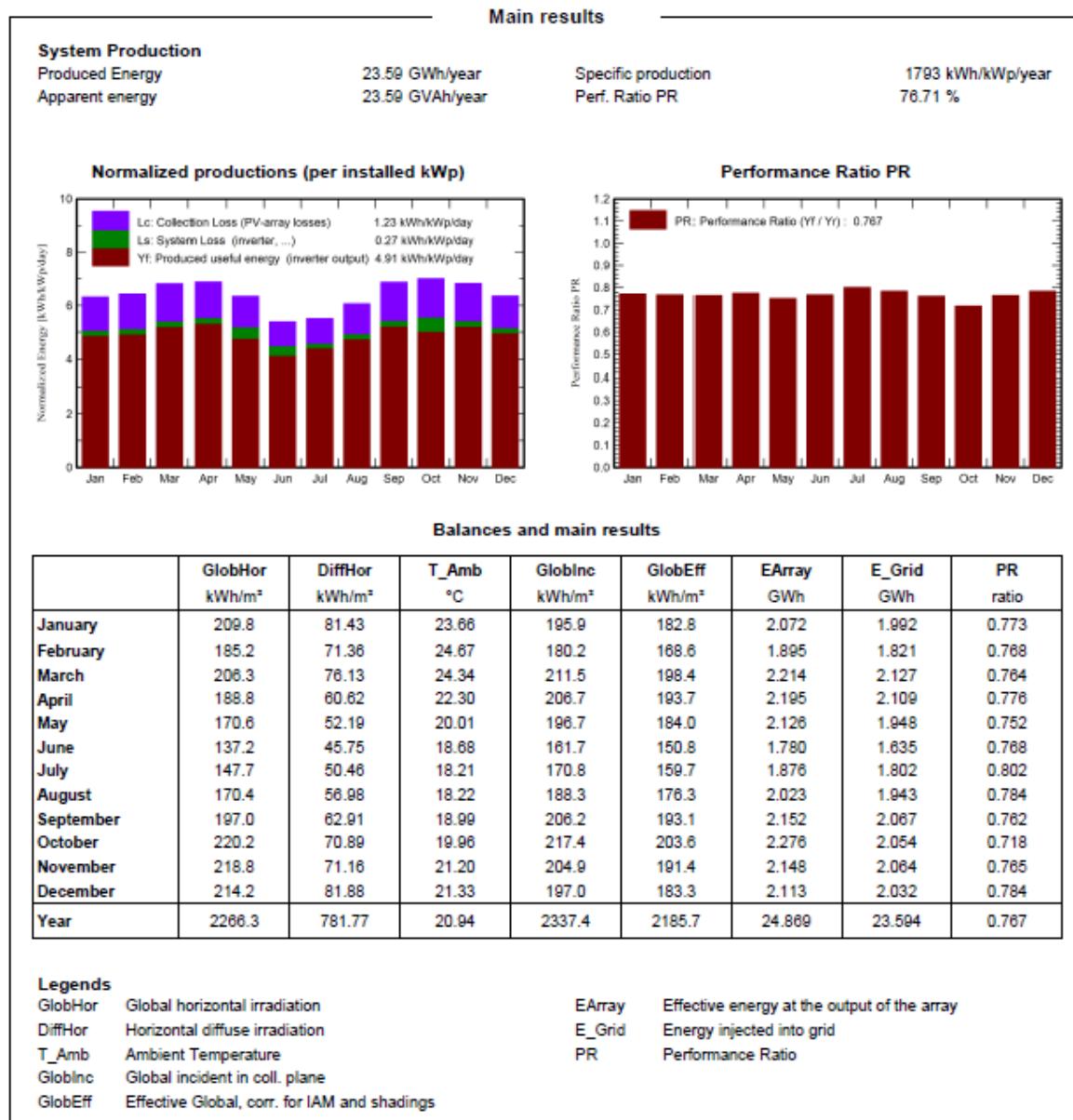
Anexo O

Parámetros de sombreado cercanos y diagrama de sombreado ISO para el escenario 1



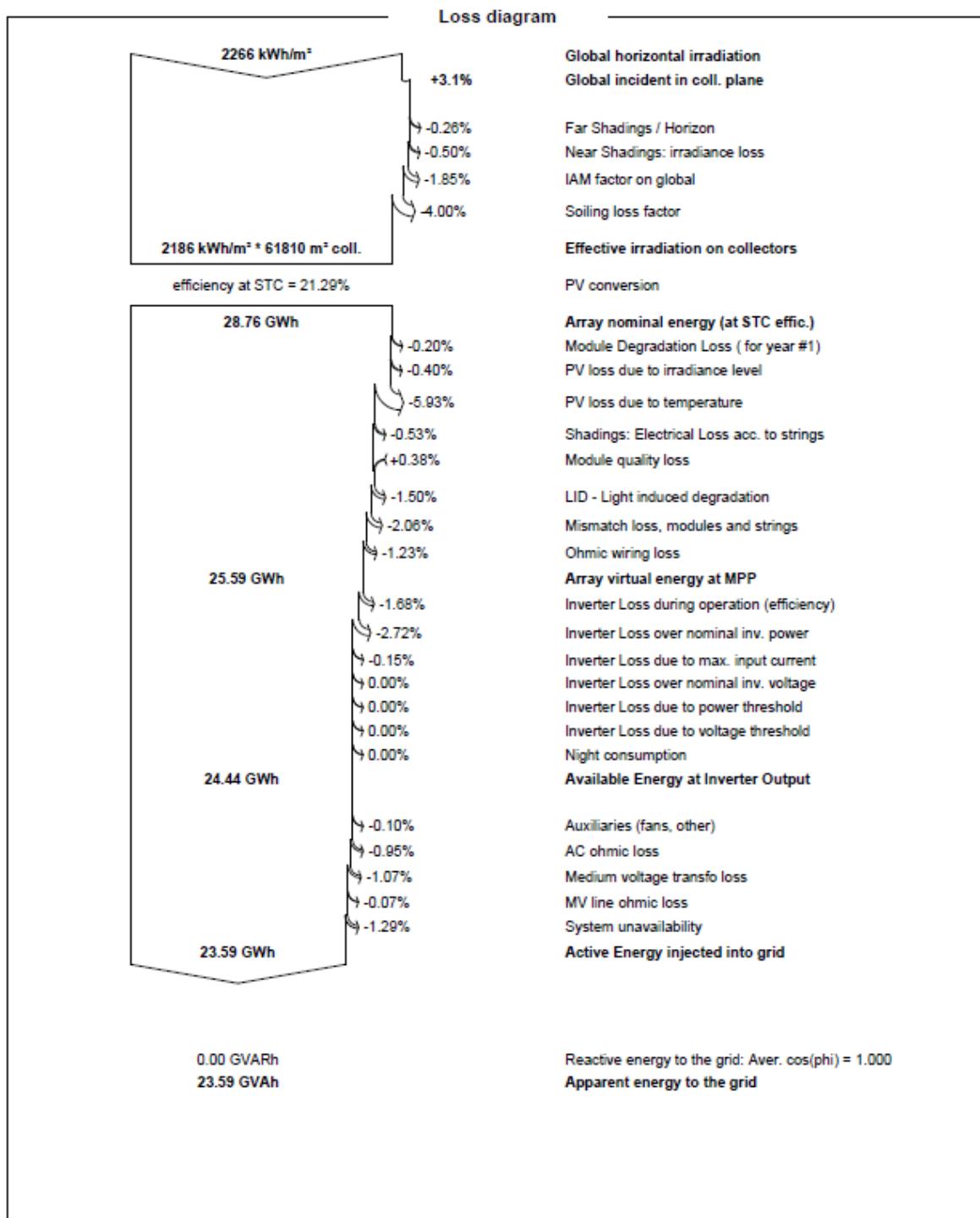
Anexo P

Resultados de producción de energía eléctrica para el escenario 1



Anexo Q

Diagrama de pérdidas para el escenario 1



Anexo R

Resumen del escenario 2 de la simulación en PVsyst

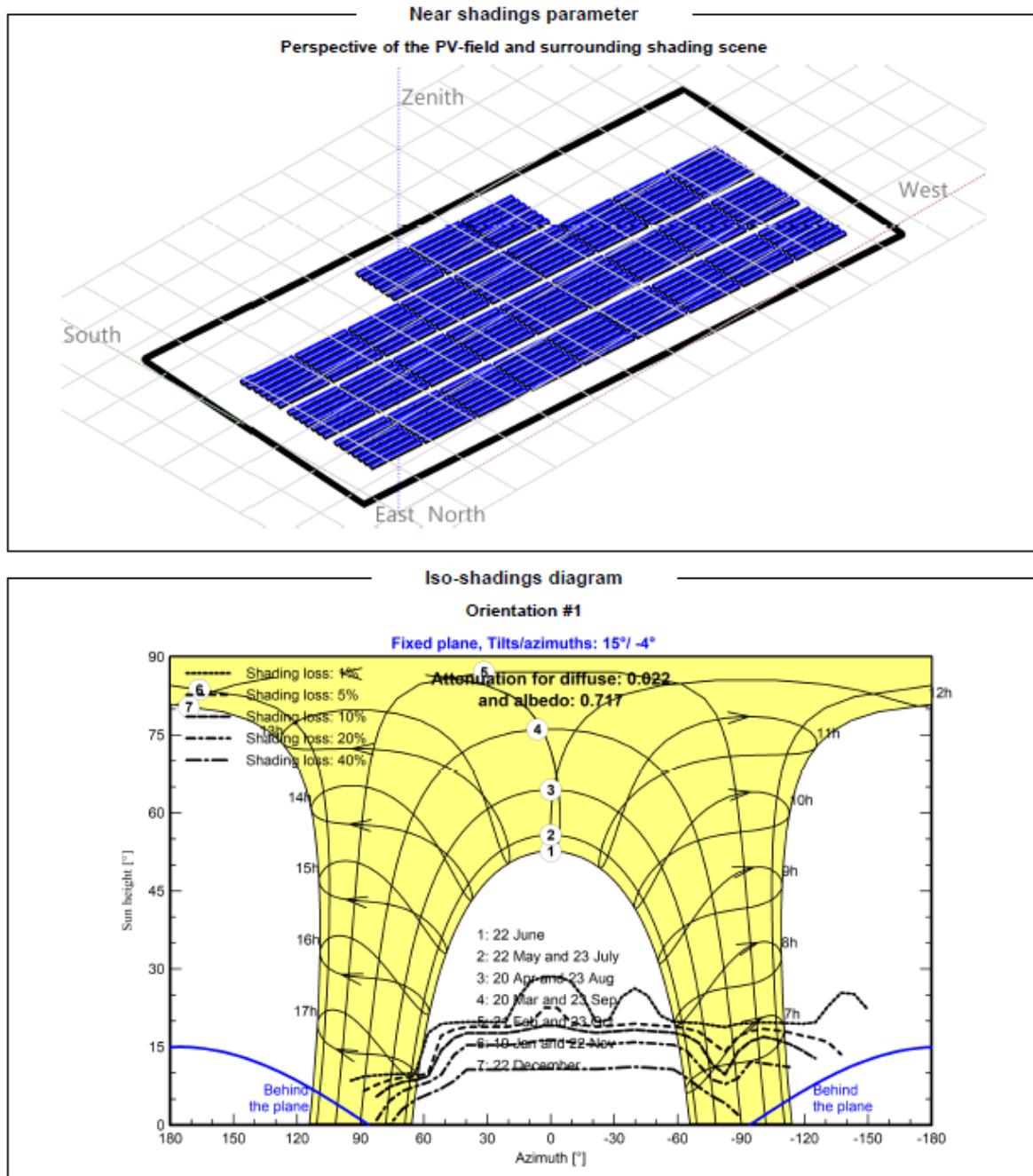
| Project summary | | | | |
|--|--|--|-------------------------|--|
| Geographical Site | Situation | | Project settings | |
| PFV Villacuri Perú | Latitude -13.93 °S Longitude -75.91 °W Altitude 358 m Time zone UTC-5 | | Albedo 0.20 | |
| Weather data | | | | |
| PFV Villacuri - Hacienda Rio Seco SolarGISv2.2.44 - TMY | | | | |

| System summary | | | | |
|------------------------------|-------------|--------------------------------------|-----------------------|--|
| Grid-Connected System | | Sheds system | | |
| Simulation for year no 1 | | | | |
| PV Field Orientation | | Near Shadings | User's needs | |
| Fixed plane | | According to strings : Slow (simul.) | Unlimited load (grid) | |
| Tilt/Azimuth | 15 / -4 ° | Electrical effect 100 % | | |
| System information | | | | |
| PV Array | | Inverters | | |
| Nb. of modules | 21840 units | Nb. of units | 30 units | |
| Pnom total | 13.16 MWp | Pnom total | 9900 kWac | |
| | | Grid power limit | 9920 kWac | |
| | | Grid lim. Pnom ratio | 1.326 | |

| Results summary | | | | |
|-----------------|-----------------|---------------------|-------------------|----------------|
| Produced Energy | 25.07 GWh/year | Specific production | 1905 kWh/kWp/year | Perf. Ratio PR |
| Apparent energy | 25.07 GVAh/year | | | 81.50 % |

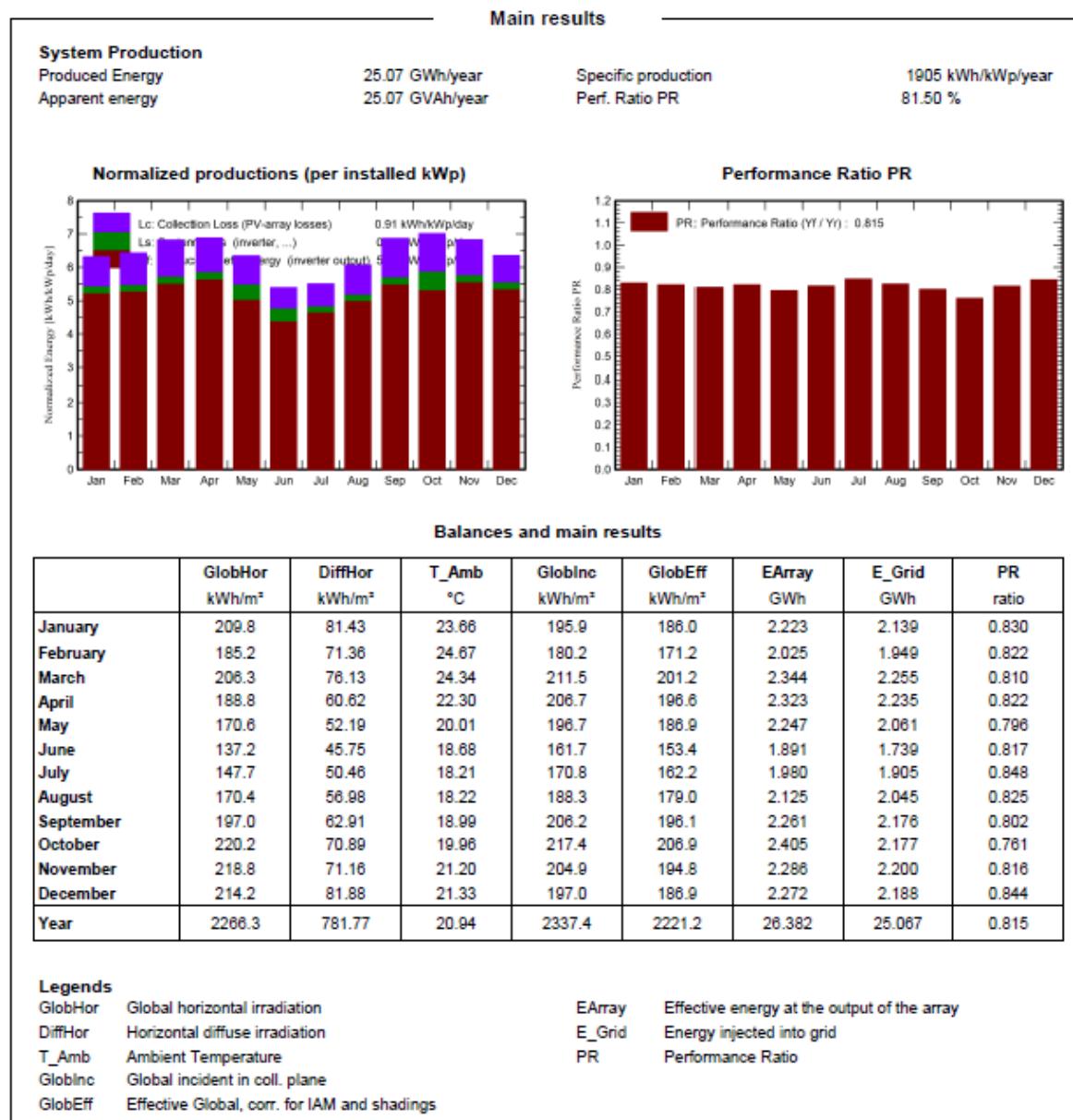
Anexo S

Parámetros de sombreado cercanos y diagrama de sombreado ISO para el escenario 2



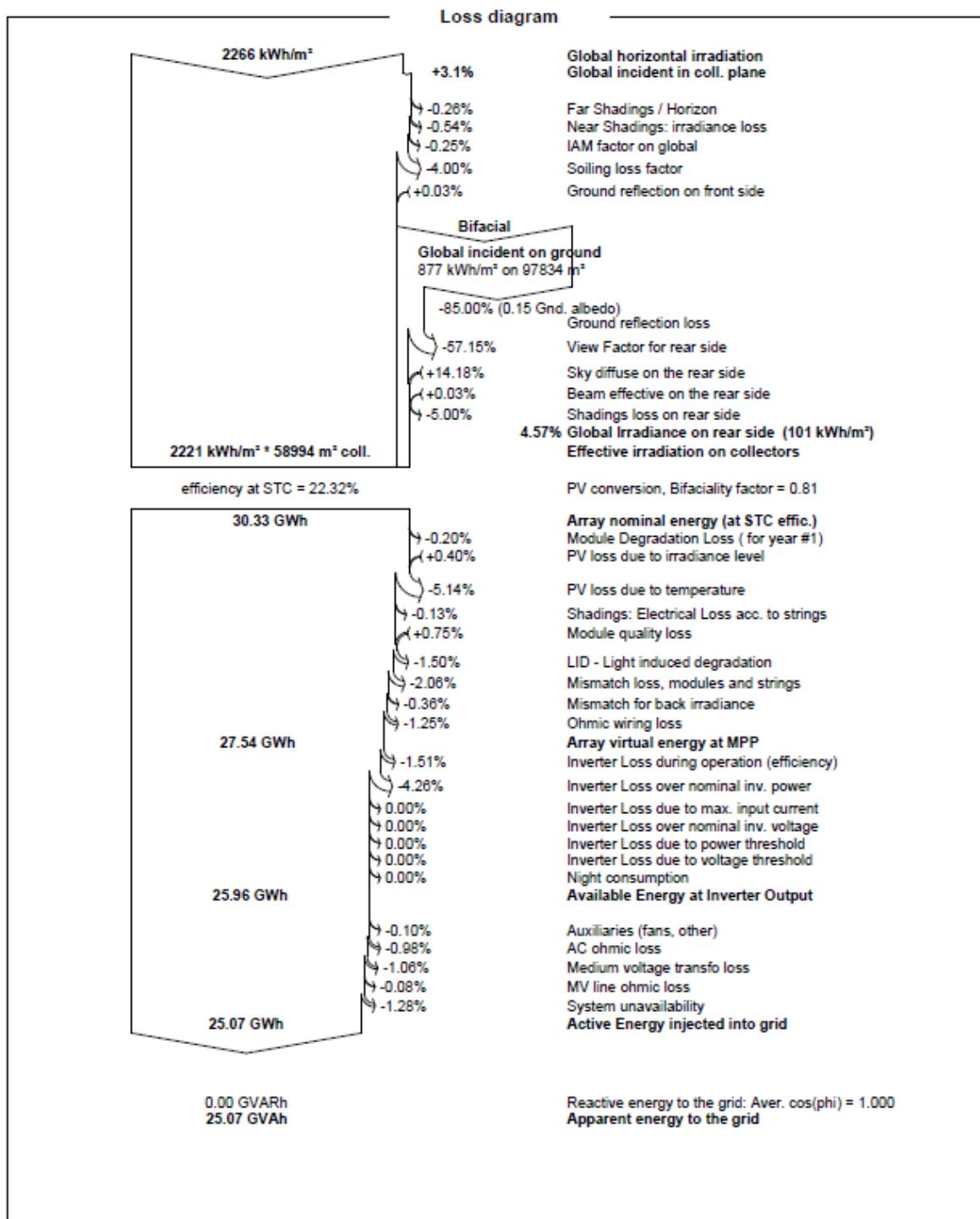
Anexo T

Resultados de producción de energía eléctrica para el escenario 2



Anexo U

Diagrama de pérdidas para el escenario 2



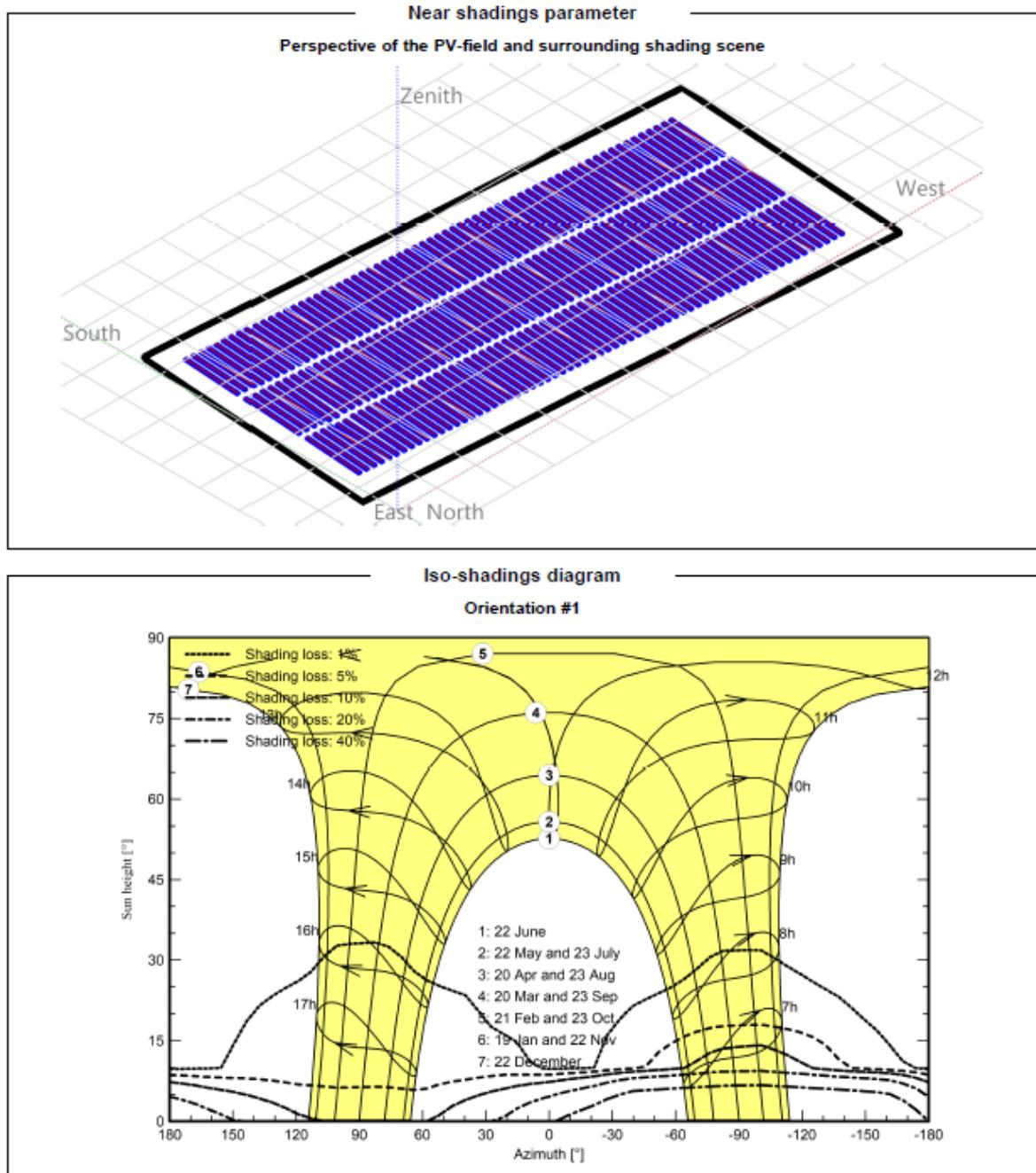
Anexo V

Resumen del escenario 3 de la simulación en PVsyst

| Project summary | | | | | |
|--|-----------------|--|-------------------|--------------------------------------|-----------|
| Geographical Site | | Situation | | Project settings | |
| PFV Villacuri | Perú | Latitude | -13.93 °S | Albedo | 0.20 |
| | | Longitude | -75.91 °W | | |
| | | Altitude | 358 m | | |
| | | Time zone | UTC-5 | | |
| Weather data | | | | | |
| PFV Villacuri - Hacienda Rio Seco SolarGISv2.2.44 - TMY | | | | | |
| System summary | | | | | |
| Grid-Connected System | | Tracking system with backtracking | | | |
| Simulation for year no 1 | | | | | |
| PV Field Orientation | | Tracking algorithm | | Near Shadings | |
| Orientation | | Astronomic calculation | | According to strings : Slow (simul.) | |
| Tracking plane, tilted axis | | Backtracking activated | | Electrical effect | 100 % |
| Avg axis tilt | 0 ° | | | Diffuse shading | Automatic |
| Avg axis azim. | -4 ° | | | | |
| System information | | | | | |
| PV Array | | Inverters | | | |
| Nb. of modules | 21840 units | Nb. of units | | 30 units | |
| Pnom total | 13.16 MWp | Pnom total | | 9900 kWac | |
| | | Grid power limit | | 9920 kWac | |
| | | Grid lim. Pnom ratio | | 1.326 | |
| User's needs | | | | | |
| Unlimited load (grid) | | | | | |
| Results summary | | | | | |
| Produced Energy | 27.39 GWh/year | Specific production | 2081 kWh/kWp/year | Perf. Ratio PR | 75.53 % |
| Apparent energy | 27.39 GVAh/year | | | | |

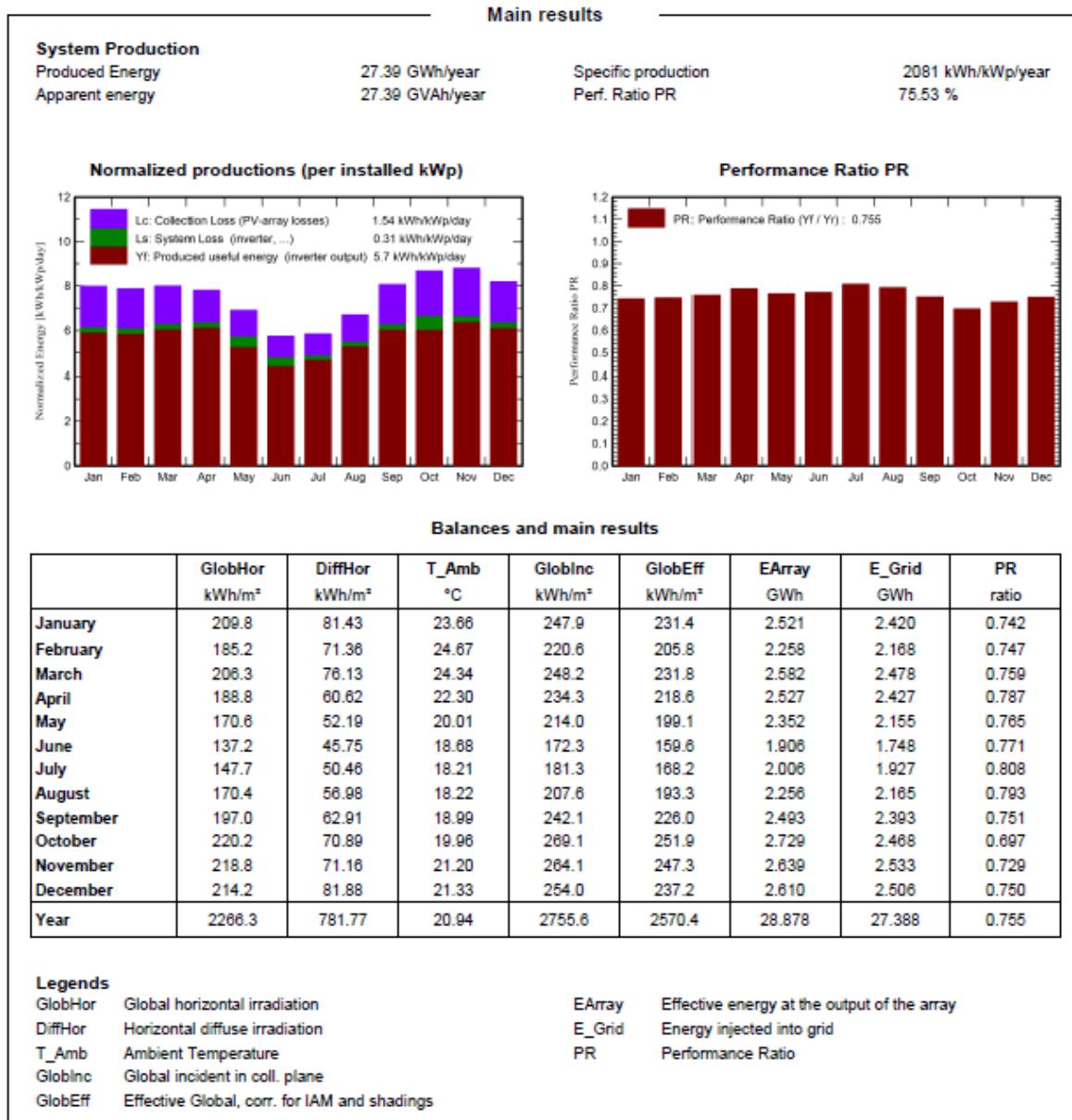
Anexo W

Parámetros de sombreado cercanos y diagrama de sombreado ISO para el escenario 3



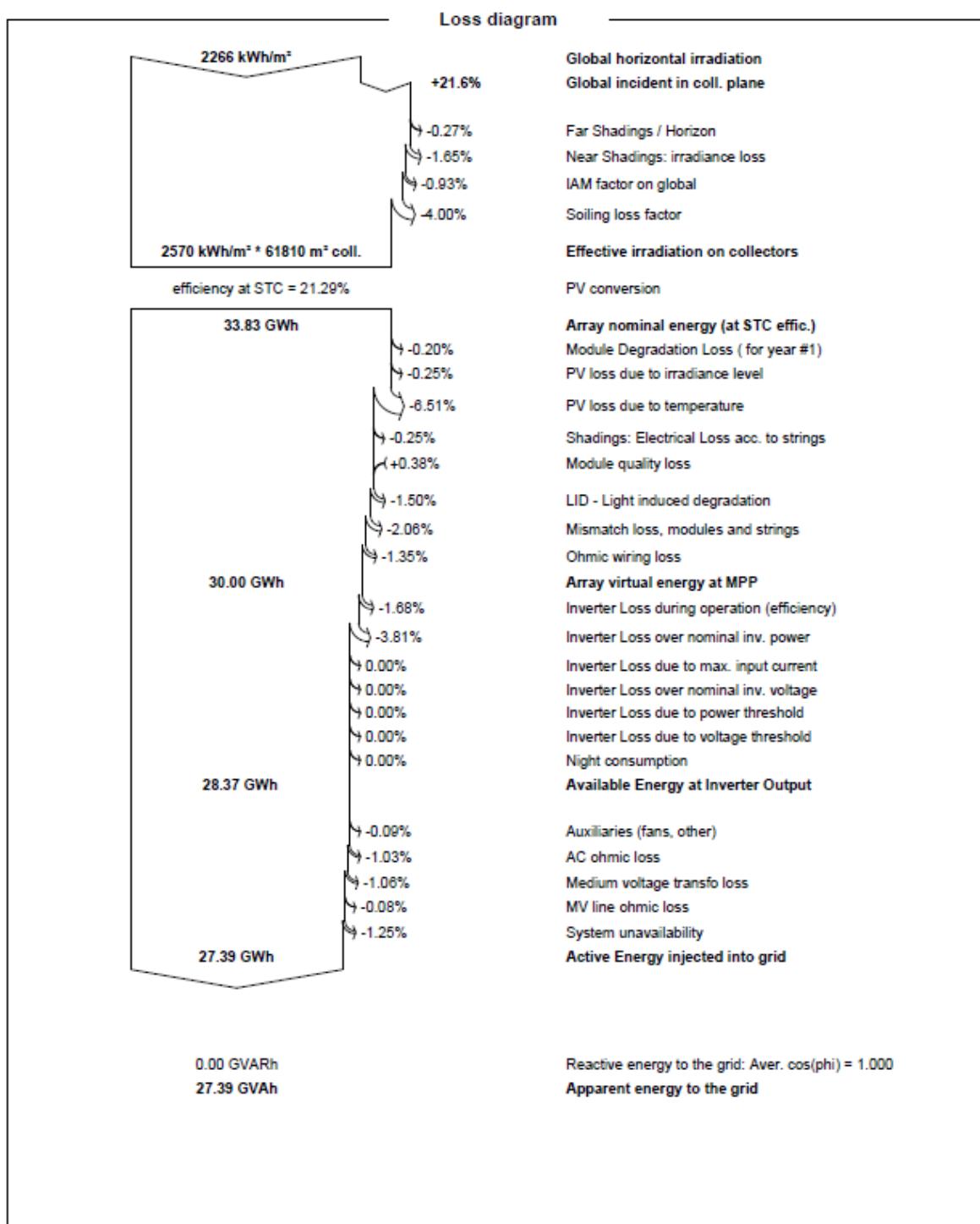
Anexo X

Resultados de producción de energía eléctrica para el escenario 3



Anexo Y

Diagrama de pérdidas para el escenario 3



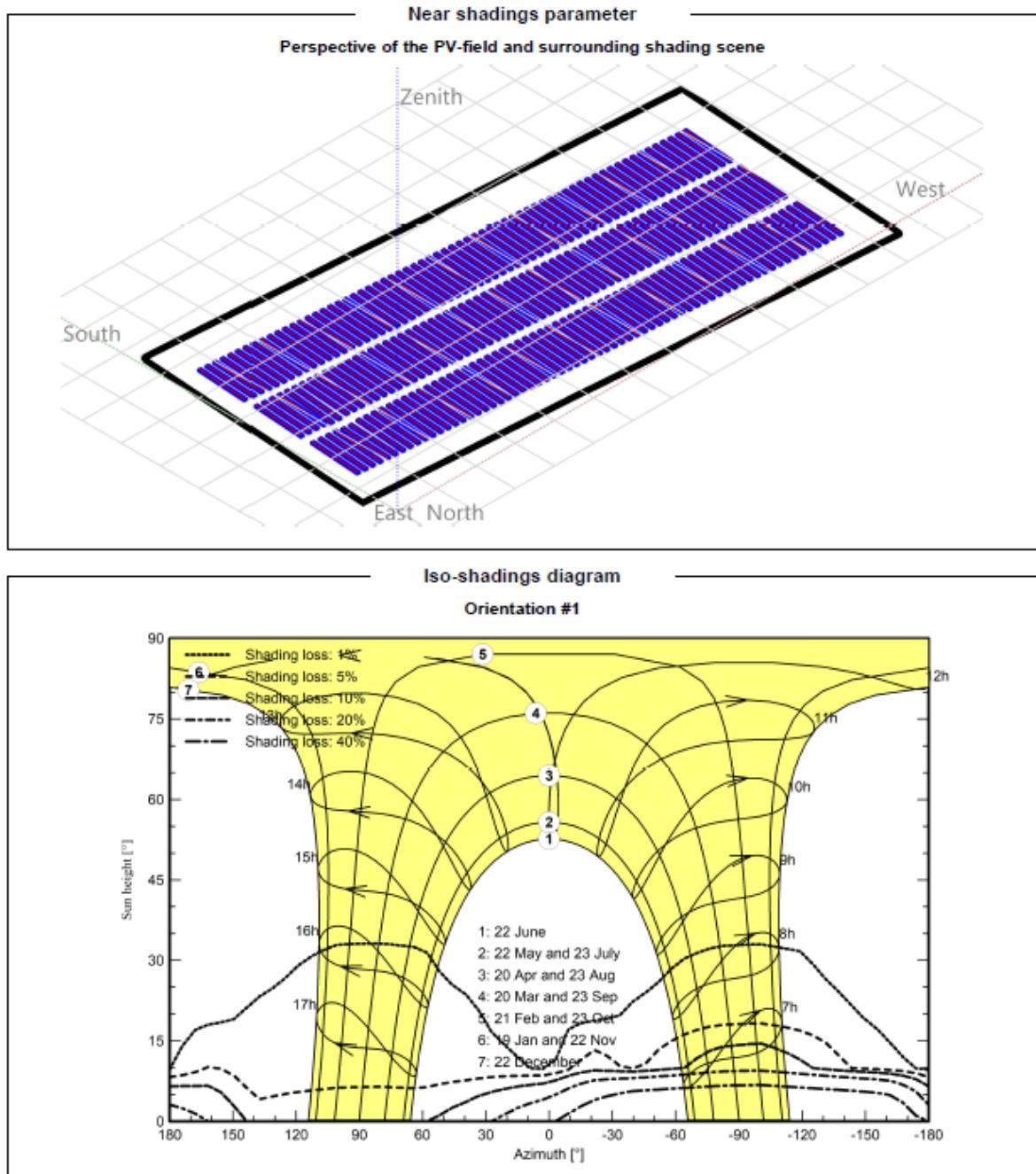
Anexo Z

Resumen del escenario 4 de la simulación en PVsyst

| Project summary | | | | | |
|--|-----------------|--|-------------------|--------------------------------------|-----------|
| Geographical Site | | Situation | | Project settings | |
| PFV Villacuri | Perú | Latitude | -13.93 °S | Albedo | 0.20 |
| | | Longitude | -75.91 °W | | |
| | | Altitude | 358 m | | |
| | | Time zone | UTC-5 | | |
| Weather data | | | | | |
| PFV Villacuri - Hacienda Rio Seco SolarGISv2.2.44 - TMY | | | | | |
| System summary | | | | | |
| Grid-Connected System | | Tracking system with backtracking | | | |
| Simulation for year no 1 | | | | | |
| PV Field Orientation | | | | | |
| Orientation | | Tracking algorithm | | Near Shadings | |
| Tracking plane, tilted axis | | Astronomic calculation | | According to strings : Slow (simul.) | |
| Avg axis tilt | 0 ° | Backtracking activated | | Electrical effect | 100 % |
| Avg axis azim. | -4 ° | | | Diffuse shading | Automatic |
| System information | | | | | |
| PV Array | | Inverters | | | |
| Nb. of modules | 21840 units | Nb. of units | | 30 units | |
| Pnom total | 13.16 MWp | Pnom total | | 9900 kWac | |
| | | Grid power limit | | 9920 kWac | |
| | | Grid lim. Pnom ratio | | 1.326 | |
| User's needs | | | | | |
| Unlimited load (grid) | | | | | |
| Results summary | | | | | |
| Produced Energy | 28.06 GWh/year | Specific production | 2132 kWh/kWp/year | Perf. Ratio PR | 78.16 % |
| Apparent energy | 28.06 GVAh/year | | | | |

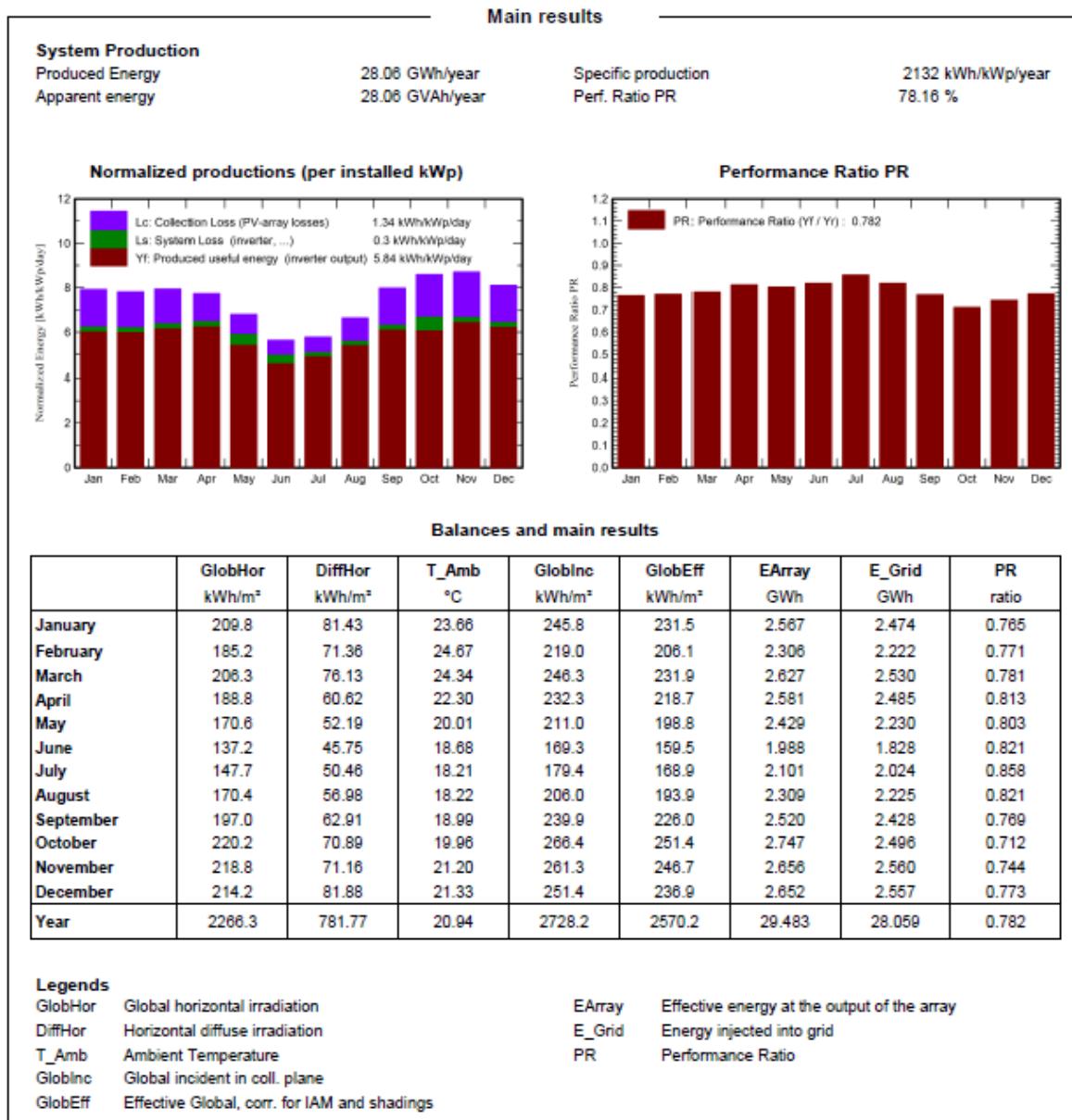
Anexo AA

Parámetros de sombreado cercanos y diagrama de sombreado ISO para el escenario 4



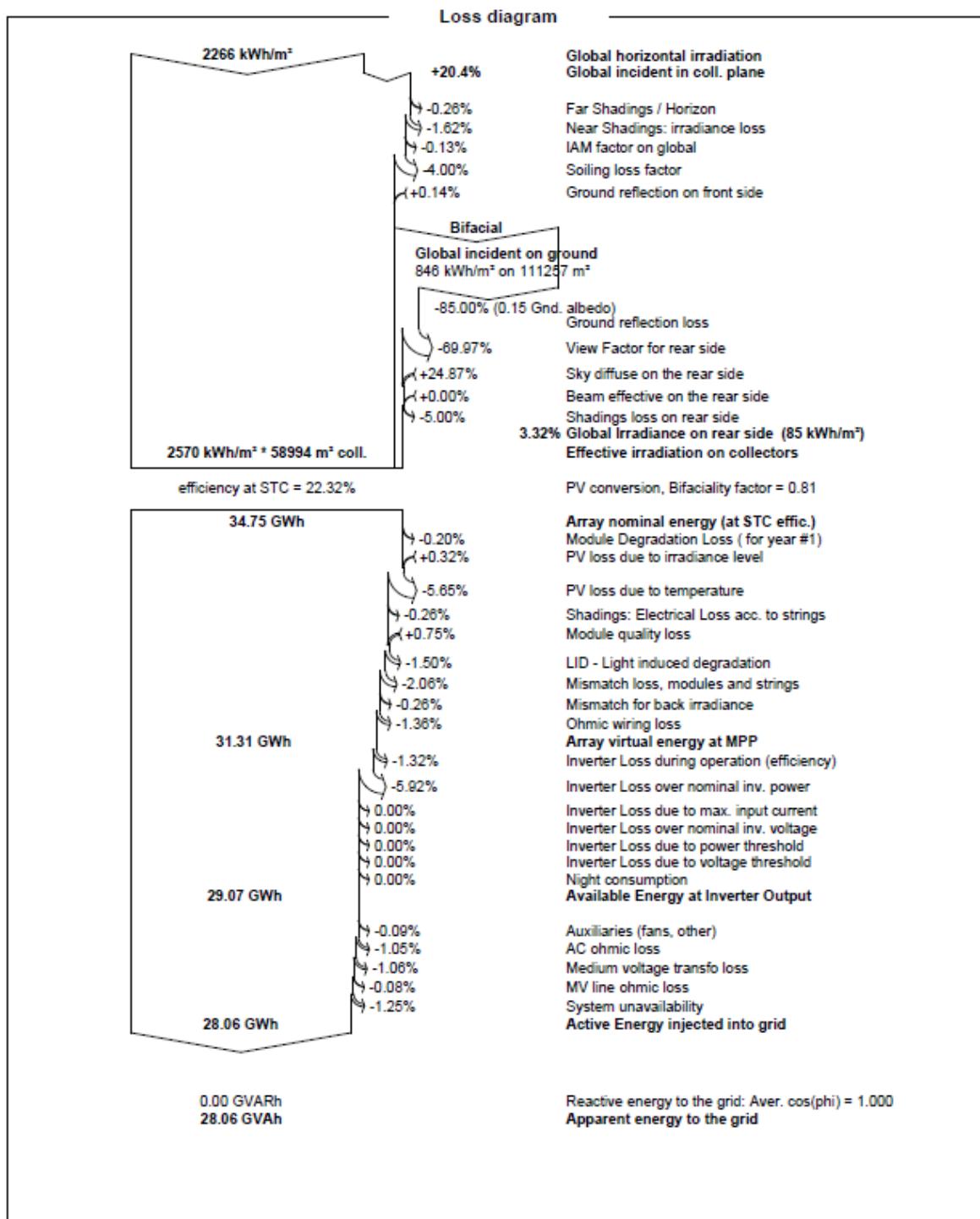
Anexo BB

Resultados de producción de energía eléctrica para el escenario 4



Anexo CC

Diagrama de pérdidas para el escenario 4



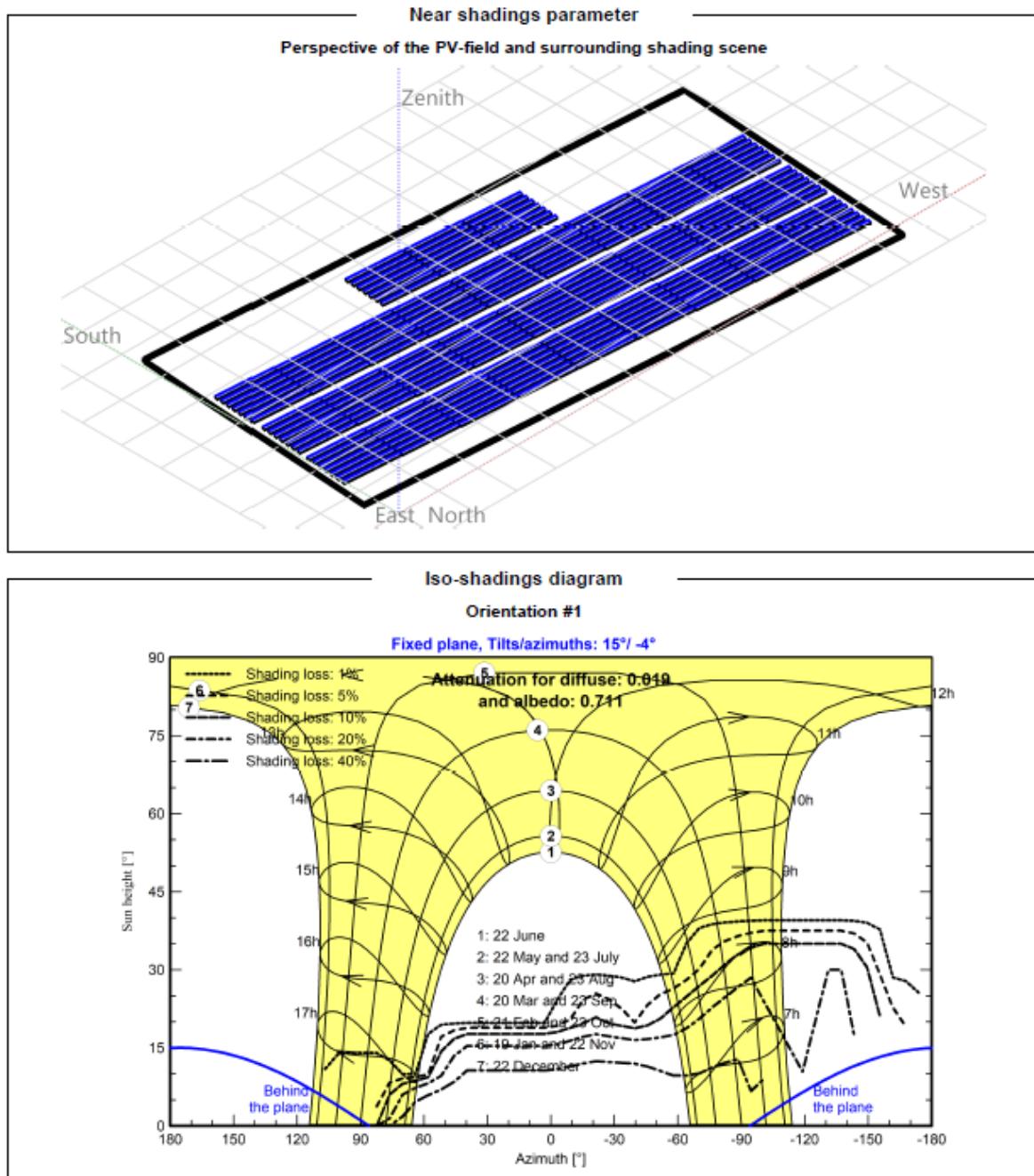
Anexo DD

Resumen del escenario 5 de la simulación en PVsyst

| Project summary | | | | | |
|---|---------------------------------------|---------------------|----------------|-------------------------|---------|
| Geographical Site | Situation | | | Project settings | |
| La Martinez Perú | Latitude -13.94 °S | Longitude -75.75 °W | Altitude 495 m | Albedo | 0.20 |
| | Time zone UTC-5 | | | | |
| Weather data | | | | | |
| La Martinez | | | | | |
| Meteonorm 8.1 (2010-2017), Sat=100% - Sintético | | | | | |
| System summary | | | | | |
| Grid-Connected System | Sheds system | | | | |
| Simulation for year no 1 | | | | | |
| PV Field Orientation | Near Shadings | | | User's needs | |
| Fixed plane | According to strings : Slow (simul.) | | | Unlimited load (grid) | |
| Tilt/Azimuth 15 / -4 ° | Electrical effect 100 % | | | | |
| System information | Inverters | | | | |
| PV Array | Nb. of units | | | Nb. of units | |
| Nb. of modules 21840 units | | | | 30 units | |
| Pnom total 13.16 MWp | | | | 9900 kWac | |
| | | | | 9920 kWac | |
| | | | | Grid power limit | |
| | | | | Grid lim. Pnom ratio | |
| | | | | 1.326 | |
| Results summary | | | | | |
| Produced Energy 25.41 GWh/year | Specific production 1931 kWh/kWp/year | | Perf. Ratio PR | | 78.05 % |
| Apparent energy 25.41 GVAh/year | | | | | |

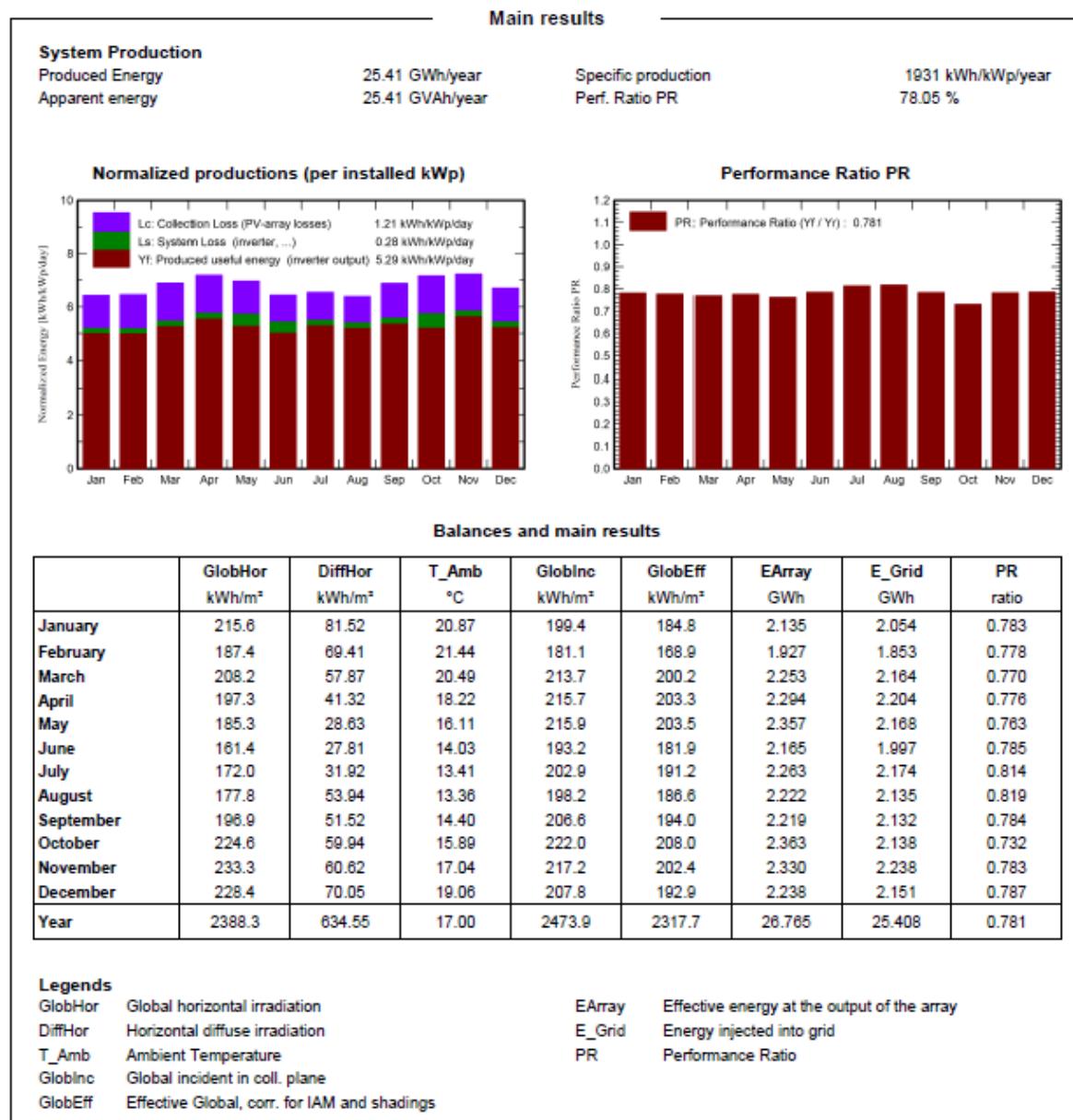
Anexo EE

Parámetros de sombreado cercanos y diagrama de sombreado ISO para el escenario 5



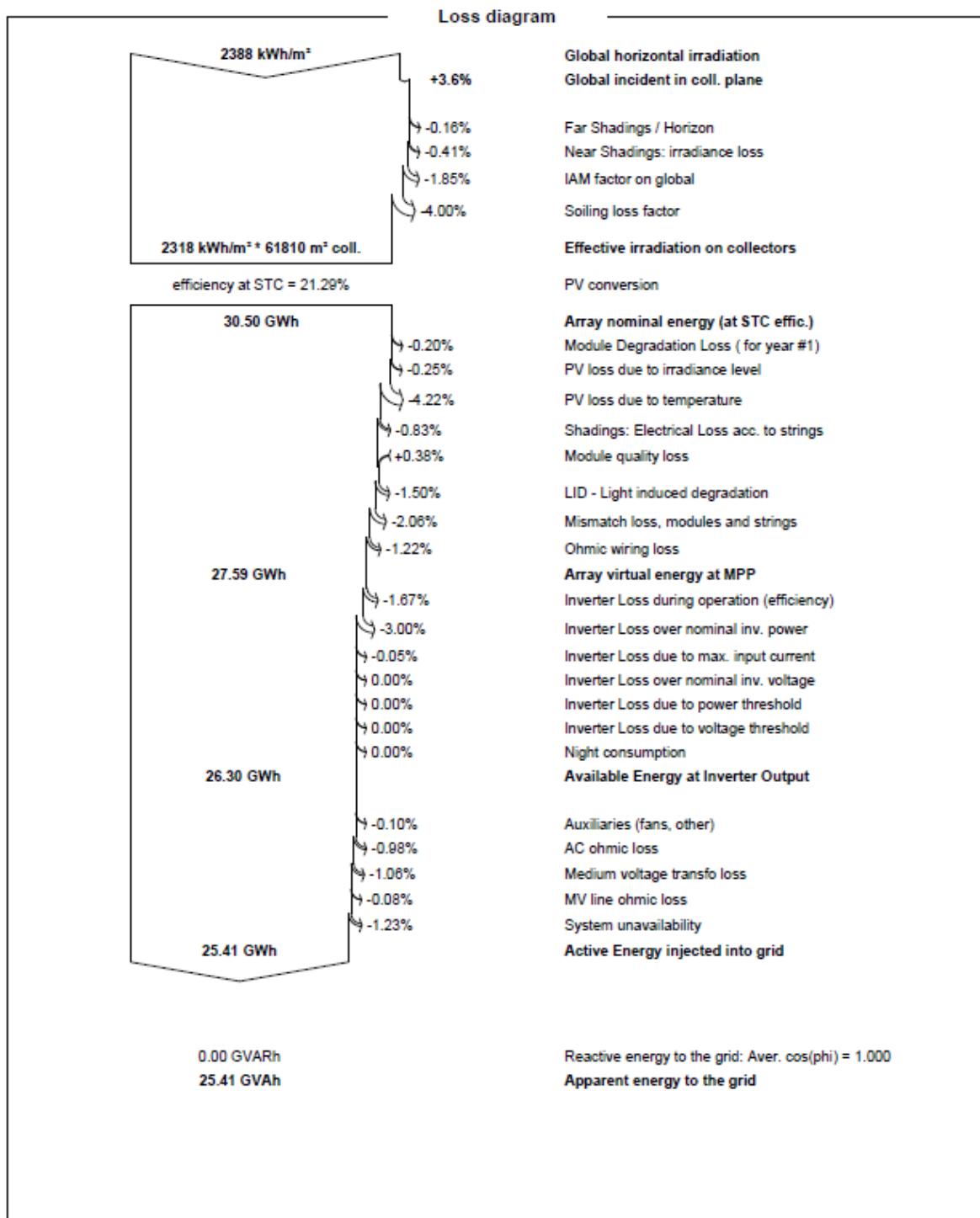
Anexo FF

Resultados de producción de energía eléctrica para el escenario 5



Anexo GG

Diagrama de pérdidas para el escenario 5



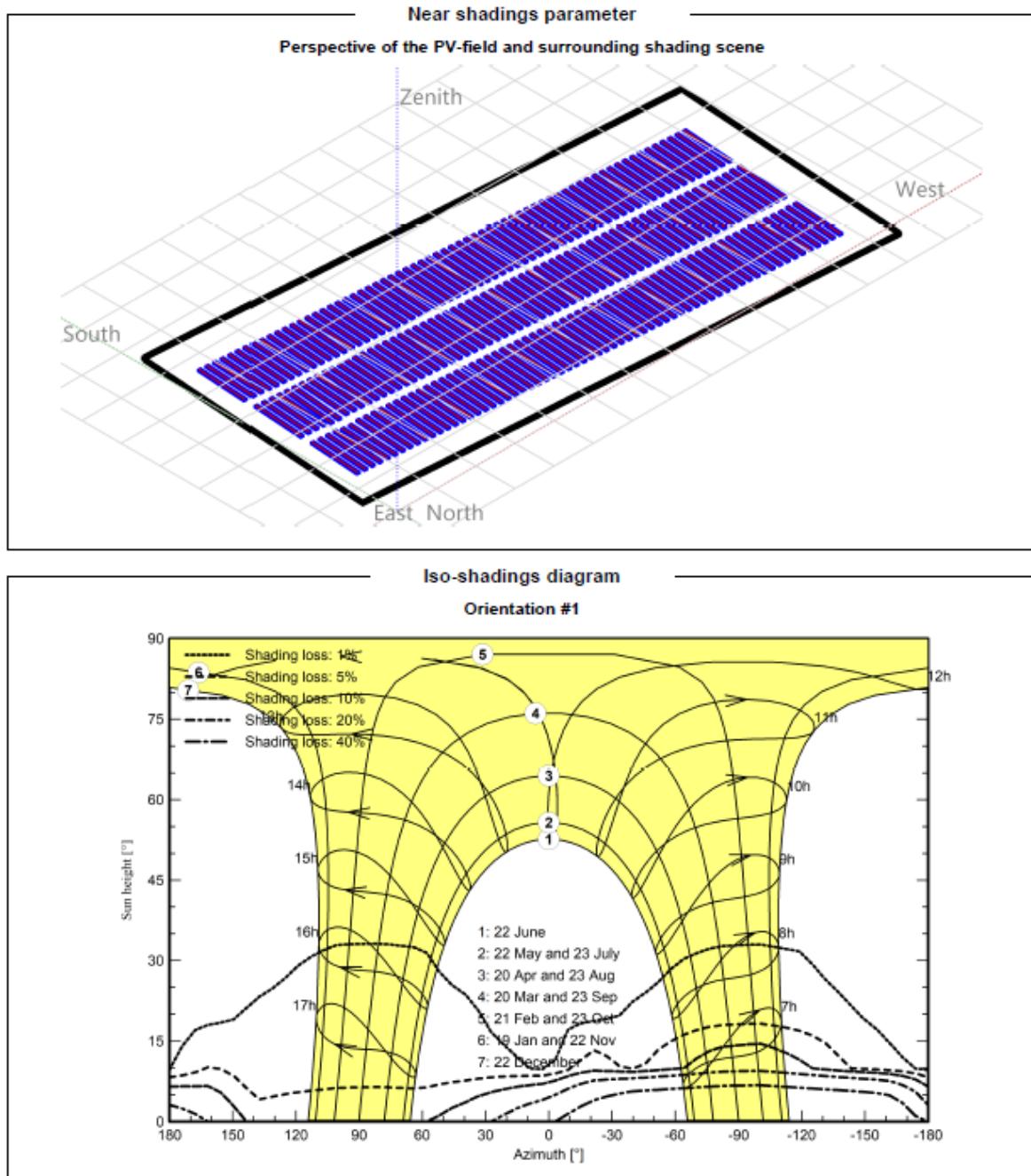
Anexo HH

Resumen del escenario 6 de la simulación en PVsyst

| Project summary | | | | | |
|---|--|---------------------------|--------------------------------------|----------------|---------|
| Geographical Site | Situation | | Project settings | | |
| La Martinez | Latitude | -13.94 °S | Albedo | 0.20 | |
| Perú | Longitude | -75.75 °W | | | |
| | Altitude | 495 m | | | |
| | Time zone | UTC-5 | | | |
| Weather data | | | | | |
| La Martinez | | | | | |
| Meteonorm 8.1 (2010-2017), Sat=100% - Sintético | | | | | |
| System summary | | | | | |
| Grid-Connected System | Tracking system with backtracking | | | | |
| Simulation for year no 1 | | | | | |
| PV Field Orientation | | Tracking algorithm | Near Shadings | | |
| Orientation | | Astronomic calculation | According to strings : Slow (simul.) | | |
| Tracking plane, tilted axis | | Backtracking activated | Electrical effect | 100 % | |
| Avg axis tilt | 0 ° | | Diffuse shading | Automatic | |
| Avg axis azim. | -4 ° | | | | |
| System information | | Inverters | | | |
| PV Array | | Nb. of units | | | |
| Nb. of modules | 21840 units | | 30 units | | |
| Pnom total | 13.16 MWp | Pnom total | 9900 kWac | | |
| | | Grid power limit | 9920 kWac | | |
| | | Grid lim. Pnom ratio | 1.326 | | |
| User's needs | | | | | |
| Unlimited load (grid) | | | | | |
| Results summary | | | | | |
| Produced Energy | 30.75 GWh/year | Specific production | 2337 kWh/kWp/year | Perf. Ratio PR | 78.60 % |
| Apparent energy | 30.75 GVAh/year | | | | |

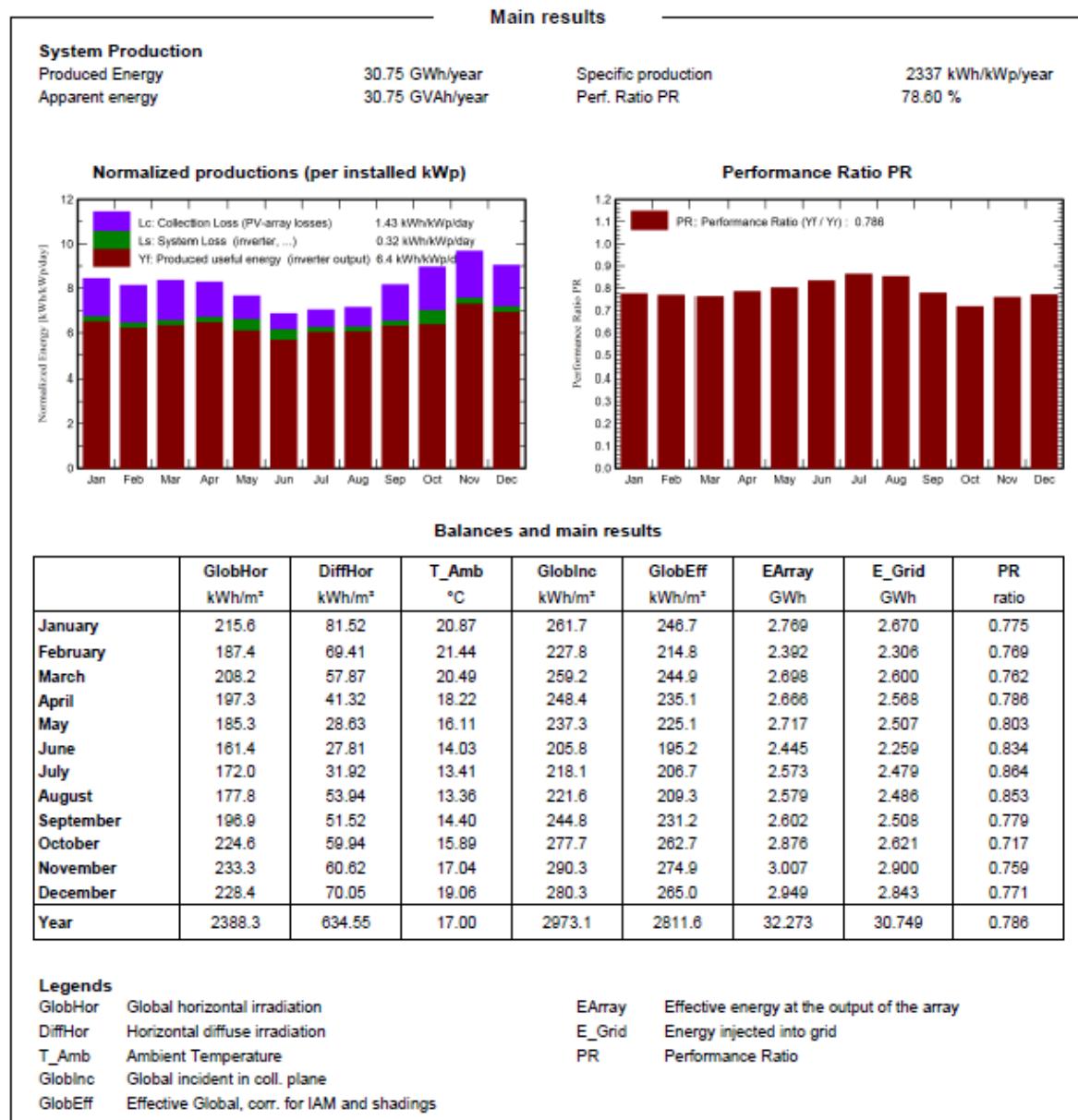
Anexo II

Parámetros de sombreado cercanos y diagrama de sombreado ISO para el escenario 6



Anexo JJ

Resultados de producción de energía eléctrica para el escenario 6



Anexo KK

Diagrama de pérdidas para el escenario 6

