

En calidad de director de este trabajo de grado, apruebo el envío del presente documento correspondiente al documento final de tesis.

  
Nombre y firma del Director



Universidad del  
**Rosario**

Escuela de Ingeniería,  
Ciencia y Tecnología

**Análisis del rendimiento de una planta fotovoltaica real en  
Colombia mediante la recopilación de datos in situ y el  
empleo de software de simulación**

**MAGÍSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES**

Gustavo Adolfo Losada Zambrano

John Camilo Ramírez Vidal

Dirección:

Jesús David González Llorente

Jesús Antonio Vega Uribe

Universidad del Rosario

Escuela de Ingeniería, Ciencia y Tecnología

Maestría en Energías Renovables

## **DEDICATORIA**

Gustavo Adolfo Losada Zambrano

A mis padres, hermanas y abuelos por su gran apoyo a lo largo de todo el desarrollo de mi etapa de aprendizaje.

John Camilo Ramírez Vidal

A mis padres y hermanos, por su apoyo, su paciencia y su amor incondicional.

A nuestro director de tesis, por su apoyo y orientación a lo largo del desarrollo de este documento.

En la última década, Colombia ha aprobado más de 9 GW en 198 proyectos de generación solar fotovoltaica con viabilidad técnica, según la UPME. Estos proyectos son esenciales para garantizar la confiabilidad del sistema eléctrico nacional. La evaluación temprana de la eficiencia y el desempeño de las plantas, desde la etapa de diseño hasta su operación, es crucial para enfrentar los desafíos relacionados con el aprovechamiento óptimo de la capacidad instalada del sistema. El Performance Ratio (PR) refleja la capacidad de una planta fotovoltaica para convertir la radiación solar incidente en energía utilizable. Un PR óptimo indica que la planta opera con alta eficiencia, maximizando la conversión de energía solar disponible. En la etapa de diseño, la medición del PR se realiza generalmente utilizando datos provenientes de bases de datos satelitales o cálculos estimados. Sin embargo, para evaluar el desempeño real, es necesario recurrir a datos in situ, los cuales consideran condiciones operativas reales, tales como temperatura, sombras, pérdidas en el sistema fotovoltaico y otras variables que afectan la producción de energía. Si bien estos factores influyen tanto en el desempeño proyectado como en el desempeño real durante la operación, este estudio tiene como objetivo identificar qué bases de datos ofrecen los resultados más cercanos a los obtenidos en condiciones operativas reales. El análisis del PR no solo es crucial para la optimización del rendimiento de la planta, sino también para comprender su capacidad de adaptarse a diversas condiciones ambientales y operativas, contribuyendo así a la toma de decisiones en pro de aprovechar al máximo el rendimiento fotovoltaico de la planta.

Por tal razón, se tuvo como objetivo fundamental evaluar y analizar el rendimiento de una planta fotovoltaica en Colombia, al emplear datos in situ y software de simulación, buscando mejorar la precisión en la evaluación del desempeño. Por lo cual este enfoque pretende proporcionar una comprensión más profunda del cálculo de coeficiente de rendimiento de la planta fotovoltaica en el contexto colombiano, contribuyendo así al desarrollo de estrategias efectivas en el ámbito de las energías renovables. Los resultados de PR in situ y simulados presentados son medidos a través del modelo matemático de cálculo de PR de la normativa IEC 61724 y se utilizan los datos de irradiancia horizontal de los piranómetros instalados en la planta. El modelo con mayor rendimiento es el PR obtenido por la base de datos de la nasa con un valor de 82.6%, seguido de PVGIS con un valor de 81.2%, meteonorm con un valor 80.9% y finalmente el modelo de menor rendimiento es el obtenido in situ con un valor de 80%.

In the last decade, Colombia has approved over 9 GW across 198 photovoltaic solar generation projects with technical feasibility, according to UPME. These projects are essential for ensuring the reliability of the national electricity system. Early evaluation of plant efficiency and performance, from the design phase to operation, is crucial for addressing challenges related to the optimal utilization of the system's installed capacity.

The Performance Ratio (PR) reflects a photovoltaic plant's ability to convert incident solar radiation into usable energy. An optimal PR indicates that the plant is operating efficiently, maximizing the conversion of available solar energy. During the design phase, PR is typically measured using data from satellite databases or estimated calculations. However, to assess real performance, in situ data is necessary, as it takes into account actual operating conditions, such as temperature, shading, losses in the photovoltaic system, and other variables that impact energy production. While these factors influence both projected and real performance during operation, this study aims to identify which databases provide results closest to those obtained under real operational conditions.

The analysis of PR is not only crucial for optimizing plant performance but also for understanding its ability to adapt to various environmental and operational conditions, thus contributing to decision-making aimed at maximizing the plant's photovoltaic performance.

Therefore, the main objective of this study was to evaluate and analyze the performance of a photovoltaic plant in Colombia by using in situ data and simulation software, seeking to improve the accuracy of performance evaluation. This approach aims to provide a deeper understanding of the photovoltaic plant's performance coefficient calculation within the Colombian context, thus contributing to the development of effective strategies in the field of renewable energy. The in situ and simulated PR results presented are measured using the mathematical model defined by the IEC 61724 standard, employing horizontal irradiance data from the pyranometers installed at the plant. The model with the highest performance is the PR obtained from the NASA database, with a value of 82.6%, followed by PVGIS with 81.2%, Meteonorm with 80.9%, and the lowest performing model is the in situ data with a value of 80%.

## TABLA DE CONTENIDO

v

Capítulo 1 INTRODUCCIÓN .....	1
1.1. PROBLEMA.....	2
1.2. JUSTIFICACIÓN .....	4
Capítulo 2 OBJETIVOS .....	8
1.1    Objetivo general.....	8
1.2    Objetivos específicos .....	8
Capítulo 3 MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE.....	9
3.1. Paneles fotovoltaicos: .....	10
3.2 Energía solar fotovoltaica .....	12
3.3 Radiación solar.....	13
3.4 Planta fotovoltaica .....	16
3.5 Coeficiente de rendimiento (PR): .....	17
3.6 Perdidas en el sistema .....	21
Capítulo 4 METODOLOGÍA .....	24
4.1. Evaluación del recurso solar .....	24
4.2.    Establecer el modelo de la planta fotovoltaica .....	27
4.3.    Análisis del PR.....	27
4.3.1.    Ejecutar el modelo con los datos reales de la planta y utilización de plantilla PR ...	28
Capítulo 5 RESULTADOS Y DISCUSIÓN .....	31
5.1 Evaluación del recurso solar .....	31
5.2 Modelo implementado .....	34
5.3 Evaluación del PR de los resultados in Situ y Software .....	37
5.4    Registro de los datos obtenidos y análisis de los resultados.....	41
5.4.1. Comparación del modelo suministrados por NREL y PVSYST .....	42
Capítulo 6 CONCLUSIONES .....	46
REFERENCIAS.....	48
ANEXO 1.....	55
ANEXO 2.....	57
ANEXO 3.....	61
ANEXO 4.....	63

## LISTA DE TABLA

vi

Tabla 1. Comparativo de ciclo de vida por fuente de electricidad. Tomado de [41].....	6
Tabla 2. % de desvío de PR por datos satelitales. Fuente propia.....	38
Tabla 3. Data general de generación de energía y PR por data. Fuente propia .....	42
Tabla 4. Comparación de data NREL y PVSYST. Fuente propia .....	44

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Capacidad instalada de plantas solares. Tomada de [44] .....	2
Figura 2. Esquema celular solar. Tomada de [42]. .....	11
Figura 3. Radiación solar. Tomada de [24].....	14
Figura 4. Rayos que componen la radiación. Tomado de [22]. .....	15
Figura 5. Diagrama de flujo de la metodología objetivo 1. Fuente propia. ....	26
Figura 6. Diagrama de flujo tratamiento de datos PYTHON. Fuente propia .....	30
Figura 7. Evaluación del recurso solar mensual. Fuente propia. ....	31
Figura 8. Evaluación del recurso solar anual. Fuente propia. ....	32
Figura 9. Dispersión de datos simulados vs in situ. Fuente propia. ....	33
Figura 10. Desviación anual de datos vs in situ. Fuente propia.....	33
Figura 11. Energía anual. Fuente propia. ....	36
Figura 12. Diagrama PR anual de datos satelitales e in situ. Fuente propia. ....	37
Figura 13. % de desvío de PR por datos satelitales. Fuente propia .....	39
Figura 14. % de desvío de PR anual por datos satelitales. Fuente propia.....	40
Figura 15. PR PSFV DOLIMA. Fuente propia.....	44
Figura 16. Energía producida mes a mes Meteonorm vs in situ. Fuente propia.....	55
Figura 17. Energía producida mes a mes NASA vs In Situ. Fuente propia.....	55
Figura 18. Energía producida mes a mes PVGIS vs In Situ. Fuente propia .....	55
Figura 19. Energía mensual. Fuente propia .....	56
Figura 20. Orientación de los módulos. Fuente propia. ....	57
Figura 21. Caracterización del sistema. Fuente propia. ....	58
Figura 22. Definición del Horizonte. Fuente propia. ....	58
Figura 23. Definición del arreglo. Fuente propia.....	59
Figura 24. Definición del modelo. Fuente propia. ....	61
Figura 25. Definición del modelo. Fuente propia. ....	62
Figura 26. PR Meteonorm vs In situ. Fuente propia. ....	63
Figura 27. PR NASA vs In situ. Fuente propia.....	63
Figura 28. PR PVGIS vs In situ. Fuente propia. ....	64
Figura 29. PR mensual. Fuente propia. ....	64

## LISTA DE VARIABLES

- EGrid: es la energía entregada a la red [kWh]. es la potencia generada en corriente alterna expresada en kW. Valor del contador en la celda de entrega en la salida de media tensión de la planta fotovoltaica, según las especificaciones técnicas del proyecto)
- ESolar: es la energía consumida internamente por el sistema [kWh].
- Ginc: es la irradiación incidente en el plano del arreglo [kWh/m<sup>2</sup>].
- Pnom: es la potencia nominal instalada a STC [kWp].
- Gpoa,k: es la irradiación global medida en el plano del arreglo expresado en kWh/m<sup>2</sup> en un intervalo determinado k
- Gstc: es la irradiación a STC (1000 W/m<sup>2</sup>)
- Pp: esta expresado en kWp es la potencia pico total instalada en la planta solar fotovoltaica calculada a partir de la hoja de datos suministrada por el fabricante para condiciones STC.
- $\gamma$ : Esta expresada en %/°C es el coeficiente de variación de potencia por temperatura de acuerdo con la ficha técnica del módulo (signo negativo)
- Tcell,k: en °C es la temperatura del módulo, en un intervalo determinado, k.
- Tmod,avg,k: (°C) Temperatura del módulo media tomada para el cálculo del PR garantizado. Es el valor promedio de temperatura de modulo utilizado desde la etapa de simulación.

## Capítulo 1

### INTRODUCCIÓN

La energía solar fotovoltaica se ha consolidado como una de las fuentes de energía renovable más prometedoras a nivel global, destacando en Colombia debido a su favorable ubicación geográfica. No obstante, la eficiencia y el rendimiento de las plantas fotovoltaicas presentan desafíos importantes que requieren atención. La optimización del Coeficiente de Rendimiento (PR) es fundamental para maximizar la productividad y la viabilidad económica de estas instalaciones, aceptado globalmente para analizar el rendimiento de las plantas fotovoltaicas conectadas a la red [1, 7]. Existen buenos ejemplos de países como los EE. UU., Australia y los de la Unión Europea que han utilizado el PR como un indicador clave que determina el rendimiento de sus sistemas fotovoltaicos. Este análisis ha ayudado a estos países a aumentar continuamente el rendimiento de sus plantas mediante la rectificación de fallas del sistema y el análisis de datos para de esta manera, planificar mejores decisiones de inversión [36].

El PR es un indicador crítico que mide la eficiencia de una planta fotovoltaica, evaluando la relación entre la energía generada y la energía solar incidente. Un PR elevado refleja una conversión más eficiente de la energía solar en electricidad. Sin embargo, muchas plantas enfrentan dificultades para alcanzar un PR óptimo, lo que hace necesario investigar y desarrollar soluciones efectivas para mejorar este parámetro [8, 9].

La eficiencia de conversión real de un sistema de energía fotovoltaica no es la misma que en condiciones de prueba que en condiciones estándar debido a las condiciones climáticas dinámicas externas, además, la irradiancia solar, el ángulo de inclinación, la temperatura ambiente, el polvo y los efectos de sombreado, entre otros factores, también tienen un impacto negativo en el rendimiento del sistema de energía fotovoltaica. Los investigadores han trabajado arduamente para identificar varias estrategias para reducir los efectos negativos de estos factores. De hecho, monitorear el rendimiento de las plantas de energía fotovoltaica ya instaladas desde una perspectiva más amplia es esencial para la proyección precisa de la generación de energía de los sistemas fotovoltaicos [40]. La capacidad proyectada de generación de electricidad en Colombia para el año 2024, según el tipo de

tecnología, se muestra en la Figura 1. Actualmente, existen 261 proyectos de generación energética que, según la UPME, suman un total de 14.2 GW, distribuidos entre las fuentes de energía hidráulica, solar, eólica, geotérmica y de biomasa. De estos, 9.1 GW corresponden a 198 proyectos de energía solar, lo que representa aproximadamente el 64% de la capacidad total de los proyectos vigentes. Esto refleja un crecimiento significativo en la adopción de la energía solar en el país, consolidándose como la principal fuente de generación dentro del portafolio actual de proyectos en desarrollo.

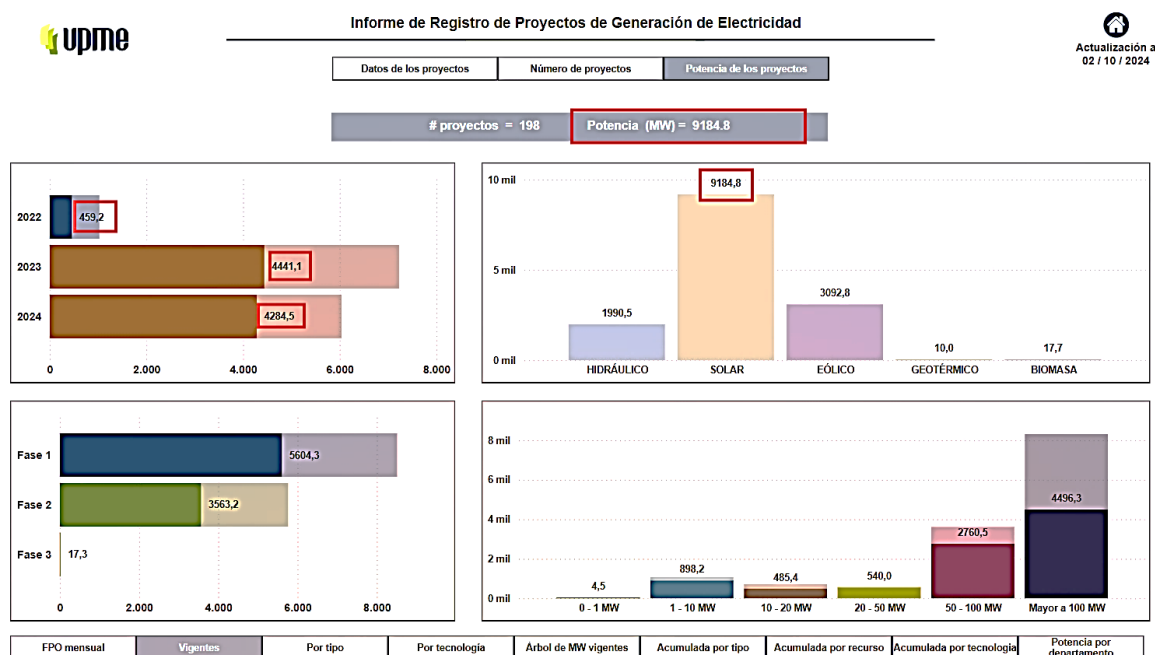


Figura 1. Proyectos de generación solar. Tomada de [44]

## 1.1. PROBLEMA

La energía solar fotovoltaica se ha consolidado como una de las fuentes de energía renovable más prometedoras y sostenibles a nivel global. En Colombia, el potencial solar es particularmente elevado debido a su ubicación geográfica. Sin embargo, las plantas fotovoltaicas enfrentan desafíos importantes en términos de eficiencia y rendimiento [9]. Un indicador clave para evaluar la eficiencia de estas plantas es el Coeficiente de Rendimiento (Performance Ratio, PR), el cual mide la relación entre la energía generada y

la energía solar incidente. Un PR elevado indica un mejor desempeño en la conversión de energía solar en electricidad, reflejando mayor eficiencia [2, 4, 10].

A pesar del potencial solar, muchas plantas fotovoltaicas a gran escala no logran alcanzar un PR óptimo. Esto se debe a varios factores, como la precisión de los datos de radiación solar y las condiciones específicas de cada instalación [11]. La falta de precisión en el cálculo del PR puede llevar a subestimar la eficiencia real, afectando la viabilidad económica de las plantas y limitando su capacidad de producción. Es crucial, por lo tanto, identificar y abordar las causas de las desviaciones en el PR y desarrollar soluciones efectivas para mejorar el rendimiento de las plantas fotovoltaicas [5, 6].

Aunque el PR es un indicador versátil, presenta la desventaja de no siempre reflejar las particularidades de cada sistema fotovoltaico. Por ejemplo, la "Energía CA" puede incluir o no las pérdidas en corriente alterna (CA), como las asociadas a transformadores y cableado. En sistemas de mayor escala, estas pérdidas pueden incluir las de transformadores de media tensión. Además, la potencia pico instalada a menudo es desconocida, ya que la potencia nominal de los módulos difiere de su potencia real. En la práctica, hoy en día se mide el rendimiento en CA mediante medidores de facturación, que representan el punto de referencia para las tarifas de alimentación. Asimismo, la potencia en corriente directa generalmente se define por la potencia STC etiquetada en los módulos, que es la base de los pagos de los clientes. En este sentido, el PR incluye las pérdidas en CA hasta el medidor de facturación, con referencia a la potencia de salida etiquetada de los módulos (capacidad fotovoltaica nominal) [37].

La obtención precisa del Coeficiente de rendimiento (PR) en un sistema fotovoltaico depende fundamentalmente de la medición directa de la irradiancia en el sitio de instalación. El PR se calcula utilizando dos valores clave: la irradiancia del plano de la matriz y la energía en corriente alterna (CA). Sin embargo, la evaluación precisa de las fluctuaciones a corto plazo en el PR se vuelve inviable si no se mide la irradiancia directamente en el lugar. Esta carencia de datos in situ compromete la precisión en la evaluación del rendimiento del sistema, afectando su optimización y operación eficiente. La dificultad en obtener mediciones en tiempo real de la irradiancia plantea un desafío

crítico, ya que estas mediciones son esenciales para una evaluación precisa y para la toma de decisiones informadas sobre el funcionamiento del sistema fotovoltaico [38].

## **1.2. JUSTIFICACIÓN**

El análisis del Coeficiente de Rendimiento (PR) en plantas fotovoltaicas es esencial para identificar y corregir problemas que puedan afectar su funcionamiento. Este estudio se centra en evaluar el rendimiento de una planta fotovoltaica en Colombia, con el objetivo de detectar deficiencias y proponer alternativas de mejora [3, 12].

La evaluación detallada del PR permite identificar problemas como pérdidas de eficiencia, sombreado, acumulación de suciedad en los paneles, entre otros factores que influyen negativamente en el rendimiento. Detectar y abordar estas cuestiones es crucial para optimizar el funcionamiento de las plantas, lo que a su vez puede aumentar la producción de energía y mejorar la rentabilidad [13].

Además, un análisis exhaustivo del PR ofrece una gestión más eficiente de las instalaciones al proporcionar datos precisos sobre su desempeño real. Esto facilita la implementación de medidas correctivas y ajustes necesarios, optimizando el rendimiento general de la planta y reduciendo los costos operativos a largo plazo [3, 14].

El rendimiento de los módulos fotovoltaicos generalmente convierte entre el 6% y el 20% de la radiación solar en electricidad. Sin embargo, este rendimiento puede verse afectado por factores como la temperatura, ya que el calor adicional reduce la eficiencia de los paneles. Para calcular de manera precisa el (PR), es fundamental medir la temperatura de los módulos en el sitio de instalación. Este proyecto se enfoca en la recopilación de datos de temperatura in situ, lo que garantiza un cálculo preciso del PR y asegura que las evaluaciones del rendimiento sean representativas y fiables [39].

En Colombia, diversas empresas del sector han impulsado el desarrollo del mercado de energías renovables. Antes de emprender la construcción de un proyecto de energía solar a gran escala, estas empresas deben evaluar varios factores clave. Entre ellos, la ubicación, la altitud sobre el nivel del mar, la temperatura media de la zona, la cercanía a redes de distribución o subestaciones, y el recurso solar disponible, entre otras consideraciones.

Estas variables determinan en gran medida el éxito potencial de un proyecto de esta magnitud.

El parque fotovoltaico Celsia Solar Dolima ubicado en Flandes, Tolima, es un ejemplo destacado de este tipo de proyectos. Construido por la empresa Celsia en colaboración con inversionistas extranjeros y mano de obra local, el parque se extiende por aproximadamente 13 hectáreas y cuenta con cerca de 52,000 paneles solares, lo que lo convierte en un referente en la generación de energía renovable en la región. Este proyecto no solo representa un avance en el uso de tecnologías sostenibles, sino que también es el foco de análisis del presente estudio.

Este estudio no solo tiene implicaciones para el parque fotovoltaico Dolima, sino que también proporciona recursos valiosos para la evaluación y mejora de plantas fotovoltaicas en un contexto más amplio. La correcta aplicación de metodologías sugeridas por diversas normas es fundamental para obtener datos fiables, gestionar de manera eficiente los recursos solares y contribuir a la transición hacia fuentes de energía más limpias y sostenibles.

En general haciendo una comparación entre diferentes tecnologías de generación, la energía solar en promedio genera aproximadamente 50g CO<sub>2</sub>/kWh. Durante toda su vida útil.

<b>Tecnología</b>	<b>Capacidad/Configuración/Combustible</b>	<b>Media estimada (g CO<sub>2</sub>e/kWh)</b>
Hidroeléctrica	3.1MW	10
Biogas	Digestión anaeróbica	11
Hidroeléctrica	300kW	13
Solar Térmica	80MW	13
Biomasa	Co-combustión de madera forestal con hulla	14
Biomasa	Turbina de vapor de madera forestal	22
Biomasa	Co-combustión forestal de rotación corta con hulla.	23
Biomasa	motor alternativo de madera forestal	27
Biomasa	turbina de vapor de madera residual	31
Eólica	Varias capacidades y configuraciones	34
Biomasa	Turbina de vapor forestal de rotación corta	35
Geotérmica	80MW	38

Biomasa	turbina de vapor forestal de rotación corta	41
Solar Fotovoltaica	Varias capacidades y configuraciones	50
Nuclear	Varios tipos de reactores	66
Gas Natural (Convencional)	Varias turbinas de ciclo combinado	443
Gas Natural (Fracking)	Turbinas de ciclo combinado usando combustible del fracturamiento hidraulico	492
Gas Natural (LNG)	Turbinas de ciclo combinado usando LNG	611
Celula de combustible	Hidrogeno del reformado del gas	664
Diesel	Varios generadores y tipos de turbnas	778
Petroleo	Varios generadores y tipos de turbnas	778
Carbón	Varios tipos de generadores con depuración	960
Carbón	Varios tipos de generadores sin depuración	1050

*Tabla 1. Comparativo de ciclo de vida por fuente de electricidad. Tomado de [41].*

Este estudio se enfoca en un análisis detallado de la medición del Coeficiente de Rendimiento (PR) del parque solar Dolima, utilizando datos recopilados in situ y simulaciones realizadas con el software PVSYST para una evaluación exhaustiva. Se integran datos de radiación solar provenientes de fuentes reconocidas como el National Renewable Energy Laboratory (NREL), la NASA y PVGIS, las cuales emplean modelos atmosféricos y mediciones satelitales para estimar la radiación en diversas regiones [14]. Estos datos se complementan con mediciones directas en el sitio, ofreciendo una perspectiva integral y precisa.

El Acuerdo 1226 del Consejo Nacional de Operación (CNO) en Colombia establece un protocolo para verificar la calidad y confiabilidad de las mediciones meteorológicas en plantas solares, exigiendo sistemas de monitoreo con capacidad de reportar datos frecuentemente al Centro Nacional de Despacho (CND) [15]. Este acuerdo tiene como objetivo garantizar la recolección precisa de variables meteorológicas mediante instrumentos especializados. Posteriormente, estos datos permitirán calcular el PR de manera precisa, optimizando el análisis del rendimiento de las plantas.

La optimización del PR tiene implicaciones clave: mejora la producción de energía, incrementa la rentabilidad y reduce los costos operativos a largo plazo [16]. Además, contribuye significativamente a la disminución de la dependencia de fuentes no renovables

y a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, alineándose con los objetivos de sostenibilidad global [17].

La relevancia de este estudio radica en su contribución a la mejora de las proyecciones de eficiencia de las plantas fotovoltaicas, mediante el caso de estudio en Colombia. Esta investigación no solo busca optimizar el rendimiento del parque fotovoltaico Dolima, sino que también proporciona aportes valiosos aplicables a la evaluación y optimización de plantas fotovoltaicas a nivel global [18].

## **Capítulo 2**

### **OBJETIVOS**

#### **1.1 Objetivo general**

Analizar y comparar el rendimiento de una planta fotovoltaica real en Colombia a través del uso de datos in situ en condiciones ambientales y producción de energía, empleando un software de simulación para mejorar las expectativas de estimación del desempeño.

#### **1.2 Objetivos específicos**

- Evaluar el recurso solar en la ubicación de la planta mediante la comparación de datos in situ de una planta fotovoltaica con los atlas de radiación.
- Establecer el modelo de la planta fotovoltaica por medio de la utilización de software de simulación que permita identificar la generación y su rendimiento.
- Evaluar los resultados del desempeño obtenido con la base de datos in situ de una planta fotovoltaica y un software de simulación convencional con acceso a bases de datos de recurso solar.

### Capítulo 3

#### MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE

La energía solar se ha convertido en una de las fuentes de energía más prometedoras y ampliamente utilizadas en todo el mundo. Con el aumento de la conciencia sobre los desafíos ambientales y la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, la energía solar ha adquirido un papel fundamental en la transición hacia un futuro energético más sostenible. Aprovechando la energía radiante del sol, las plantas solares generan electricidad de manera limpia y renovable, contribuyendo así a mitigar los efectos del cambio climático [19].

En el análisis comparativo de las tecnologías de generación eléctrica en función de su huella de carbono, se observa que la energía solar fotovoltaica destaca como una de las fuentes más sostenibles. De acuerdo con la tabla 1, la energía solar fotovoltaica presenta una emisión promedio de aproximadamente 50 g CO<sub>2</sub>e/kWh a lo largo de su ciclo de vida útil. Esta cifra, aunque superior a la de algunas tecnologías renovables como la hidroeléctrica (10 g CO<sub>2</sub>e/kWh) o la eólica (34 g CO<sub>2</sub>e/kWh), sigue siendo considerablemente baja en comparación con las fuentes de energía convencionales, como los combustibles fósiles [41].

Por ejemplo, las plantas de generación eléctrica a base de carbón tienen una huella de carbono que oscila entre los 960 g CO<sub>2</sub>e/kWh y los 1050 g CO<sub>2</sub>e/kWh, dependiendo de la tecnología utilizada. De manera similar, las plantas de gas natural, aunque más eficientes que el carbón, presentan huellas de carbono que van desde los 443 g CO<sub>2</sub>e/kWh hasta los 611 g CO<sub>2</sub>e/kWh, dependiendo de si se utiliza gas convencional, fracking o LNG (gas natural licuado). En este contexto, la energía solar fotovoltaica representa una alternativa claramente más eficiente y menos contaminante, alineándose con los objetivos globales de reducción de emisiones y transición hacia fuentes de energía más limpias [41].

A pesar de que la generación solar fotovoltaica implica emisiones asociadas a la fabricación, transporte e instalación de los paneles, estas son considerablemente inferiores a las emisiones de las fuentes fósiles. Además, a medida que se avanza en la mejora de las tecnologías y en la eficiencia de la producción de los paneles solares, se espera que esta huella de carbono continúe disminuyendo [41].

En términos generales, las energías renovables, incluidas la solar, eólica y hidroeléctrica, ofrecen un significativo potencial para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero a nivel global, y son clave en la transición hacia un sistema energético más sostenible y menos dependiente de los combustibles fósiles. La energía solar fotovoltaica, en particular, se posiciona como una de las opciones más viables para lograr este objetivo, dada su baja huella de carbono, su capacidad de implementación escalable y su creciente competitividad económica.

### **3.1. Paneles fotovoltaicos:**

Un panel fotovoltaico es un conjunto de células fotovoltaicas montadas en capas de silicio, las cuales captan la radiación solar y la convierten en energía eléctrica mediante el efecto fotoeléctrico [25].

Un módulo fotovoltaico consiste en un arreglo de células solares, compuesto por los siguientes materiales:

- **Contactos eléctricos frontales y traseros:** Permiten la conexión eléctrica dentro de la célula fotovoltaica, facilitando la recolección y transmisión de la corriente generada por el efecto fotovoltaico [42].
- **Capa antirreflectiva (AR):** Esta capa se diseña para reducir las pérdidas de energía por reflexión en la superficie de las células solares, maximizando la cantidad de luz absorbida [42].
- **Contactos metálicos:** Están encargados de recolectar los electrones liberados en el semiconductor y transportarlos hacia los circuitos externos. La malla de metalización en la parte superior del semiconductor de silicio tipo N se organiza en forma de peine, para minimizar el bloqueo de los rayos solares y permitir una mayor captación de luz [42].
- **Semiconductor tipo N y tipo P:** Estos semiconductores conforman la unión p-n, fundamental para el funcionamiento del panel, ya que es donde ocurre la separación de cargas y la generación de corriente eléctrica [42].

En este esquema, las placas de unión PN se conectan mediante un cable, y un rayo de luz incide sobre la superficie del semiconductor tipo N. A través del efecto fotoeléctrico, la

energía del rayo es suficiente para liberar un electrón al superar la función de trabajo del semiconductor, dejándolo libre. Este electrón es conducido por el cable hacia el semiconductor tipo P, generando así una corriente eléctrica. Como resultado, el semiconductor tipo P adquiere una carga más negativa, mientras que el semiconductor tipo N se vuelve más positivo. Los nuevos electrones en la capa P empujan a los electrones en la región intermedia, ayudándolos a superar el potencial de barrera. Este movimiento de electrones desde la región P hacia la N crea un proceso cíclico: siempre que la zona N permanezca iluminada, se liberarán más electrones, lo que generará una corriente continua a través del cable. Este fenómeno es la base del funcionamiento de un panel solar fotovoltaico, y fue observado por primera vez por Edmond Becquerel en 1839 [42].

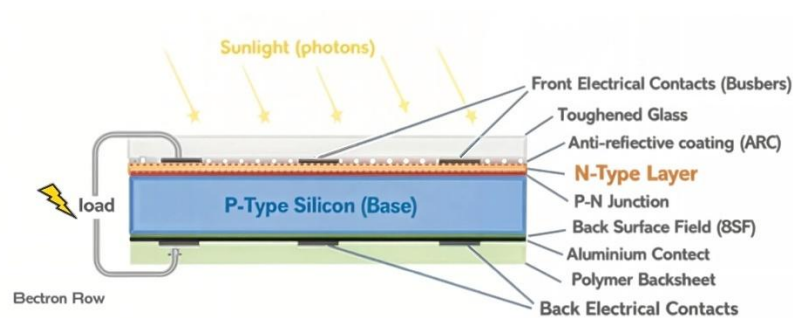


Figura 2. Esquema celular solar. Tomada de [42].

Dicho de otra forma, cuando la luz solar incide sobre las células solares, los fotones (partículas de luz) excitan los electrones presentes en los materiales semiconductores de las células. Esto crea una diferencia de potencial eléctrico entre las capas del material, lo que genera una corriente eléctrica [20]. La corriente generada en las células solares se recoge y se conduce a través de un circuito interno en el panel fotovoltaico, el cual puede incluir conexiones en serie o en paralelo entre las células [21].

La electricidad producida por los paneles fotovoltaicos puede utilizarse de manera directa para alimentar dispositivos o sistemas eléctricos en tiempo real. También puede

almacenarse en baterías para su uso posterior, cuando no haya radiación solar disponible [22].

Dado que la energía solar es una fuente renovable e inagotable, su utilización contribuye a mitigar el aumento en la demanda energética, derivado del crecimiento de los sistemas eléctricos. Además, permite proveer energía a zonas alejadas que no están conectadas a la red eléctrica [23].

El rendimiento y la eficiencia de las plantas solares son factores clave para maximizar la producción de energía y garantizar su viabilidad económica a largo plazo. El coeficiente de rendimiento (Performance Ratio, PR) se ha establecido como una métrica fundamental para evaluar la eficiencia de estas instalaciones. El PR se define como la relación entre la energía eléctrica generada por una planta solar y la energía solar incidente sobre sus paneles fotovoltaicos [26].

Para mejorar el PR de las plantas solares, es necesario revisar el estado del arte en esta área, analizando los conceptos básicos de la energía solar fotovoltaica y proporcionando una breve introducción al coeficiente de rendimiento de las plantas fotovoltaicas.

### **3.2 Energía solar fotovoltaica**

La energía solar fotovoltaica es una forma de obtener electricidad utilizando la radiación solar. Se basa en un fenómeno llamado efecto fotoeléctrico, en el cual ciertos materiales pueden absorber la luz del sol y liberar electrones, generando así corriente eléctrica [21].

Para capturar esta energía, se utilizan dispositivos llamados células fotovoltaicas, las cuales están fabricadas con materiales semiconductores como el silicio. Hay diferentes tipos de células fotovoltaicas, como las de silicio monocristalino, policristalino y amorfo.

Las células de silicio monocristalino se obtienen a partir de un único cristal de silicio puro y tienen una alta eficiencia, alrededor del 18 % al 20 % en promedio. Las células de silicio policristalino se producen a partir de múltiples cristales, lo que las hace más económicas, pero su eficiencia promedio es ligeramente menor, alrededor del 16 % al 17,5 %. Por último, las células de silicio amorfo tienen una estructura cristalina desordenada, lo que

resulta en una eficiencia más baja, alrededor del 8 % al 9 % en promedio, pero también son menos costosas [21].

Estas células fotovoltaicas se agrupan en paneles solares, que pueden ser instalados en techos, campos solares o en otras áreas expuestas a la luz solar. Cuando la luz solar incide sobre los paneles, los electrones se liberan y generan una corriente eléctrica continua. Esta corriente puede ser utilizada directamente para alimentar dispositivos o sistemas eléctricos, o bien puede ser transformada mediante inversores para obtener corriente alterna y ser utilizada en la red eléctrica convencional [21].

La energía solar fotovoltaica ofrece una fuente de energía limpia y renovable, con diferentes tecnologías disponibles que se adaptan a diversas necesidades y presupuestos. Su uso ha experimentado un crecimiento significativo en los últimos años debido a su capacidad para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y contribuir a la sostenibilidad energética [21].

### **3.3 Radiación solar**

Es la energía emitida por el sol, que se propaga a través del espacio en forma de ondas electromagnéticas en todas las direcciones. Esta energía es fundamental para los procesos atmosféricos y climáticos en la Tierra. Tiene un impacto directo e indirecto en diversos aspectos de nuestra vida cotidiana, como la fotosíntesis de las plantas, el mantenimiento de una temperatura adecuada para la vida y la formación del viento, que es esencial para la generación de energía eólica [22].

La radiación solar se compone principalmente de ondas cortas que, al atravesar la atmósfera, se ve afectada por diversos factores, como la presencia de nubes y la absorción por parte de moléculas de gases y partículas en suspensión. Después de superar la atmósfera, la radiación solar llega a la superficie terrestre, ya sea los océanos o los continentes, donde puede reflejarse o ser absorbida. Finalmente, parte de esta energía es devuelta al espacio en forma de radiación de onda larga [22].

La radiación solar se mide en superficie horizontal y su unidad de medición es en vatios por metro cuadrado ( $\text{W/m}^2$ ) [22].

Existen diferentes tipos de radiación solar, que se clasifican de la siguiente manera:

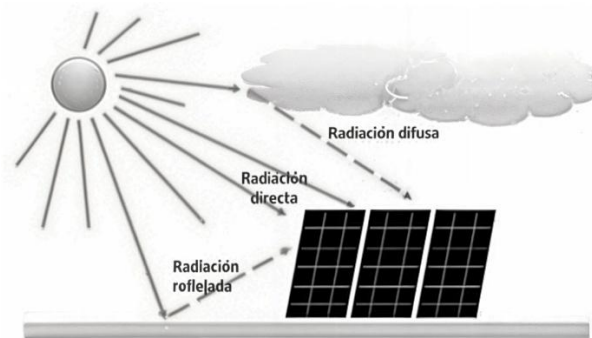


Figura 3. Radiación solar. Tomada de [24].

- **Radiación solar directa**

Es aquella que llega a la superficie terrestre sin haber sufrido dispersión en su trayectoria a través de la atmósfera [22].

- **Radiación solar difusa**

Es la radiación que ha sufrido múltiples desviaciones en su trayectoria debido a la dispersión por parte de los gases presentes en la atmósfera antes de alcanzar la superficie terrestre [22].

- **Radiación solar reflejada**

Es la fracción de radiación solar que es reflejada por la superficie terrestre. Este fenómeno se conoce como efecto albedo y depende de las características de la superficie, como su color y textura [22].

- **Pérdidas Ópticas:** Las pérdidas ópticas afectan principalmente a la potencia de una célula solar al reducir la corriente de cortocircuito producto de la reflexión, sombras o por suciedad. Las pérdidas ópticas consisten en luz que podría haber generado un par electrón-hueco, pero no lo hace, porque la luz se refleja desde la superficie frontal o porque no es absorbida por la célula solar. En el caso de las células solares semiconductoras más comunes, todo el espectro visible (350 - 780 nm) tiene suficiente energía para crear pares electrón-hueco y, por lo tanto, idealmente, toda la luz visible sería absorbida [43].

Además, la radiación solar se puede clasificar según los tipos de rayos que la componen:

- **Rayos infrarrojos (IR)**

Tienen una longitud de onda mayor que la luz visible y emiten calor. Son emitidos por cuerpos con una temperatura superior a 0° Kelvin [22].

- **Rayos visibles (VI)**

Emiten luz y son percibidos por el ojo humano en forma de colores, como el rojo, naranja, amarillo, verde, cian, azul y violeta [22].

- **Rayos ultravioletas (UV)**

Son invisibles para el ojo humano y pueden tener efectos perjudiciales en la piel. Se dividen en tres subcategorías:

- Ultravioleta (UVA):** Son los rayos que tienen una mayor capacidad de atravesar la atmósfera y alcanzan principalmente la superficie terrestre [22].
- Ultravioleta B (UVB):** Estos rayos tienen más dificultades para atravesar la atmósfera, pero aún llegan a la superficie terrestre y pueden causar daños graves en la piel [22].
- Ultravioleta C (UVC):** Este tipo de rayos no logra atravesar la atmósfera debido a que son absorbidos por la capa de ozono [22].

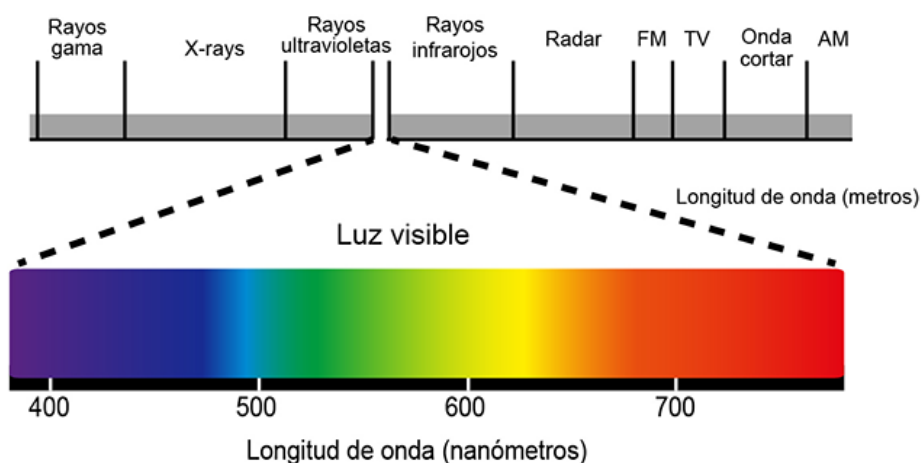


Figura 4. Rayos que componen la radiación. Tomado de [22].

### 3.4 Planta fotovoltaica

Una planta solar fotovoltaica, también conocida como central o parque solar fotovoltaico, es una instalación que utiliza paneles fotovoltaicos para convertir la radiación solar en energía eléctrica. Estas plantas están compuestas por una gran cantidad de paneles solares interconectados, que captan la luz solar y la transforman directamente en electricidad a través del efecto fotoeléctrico [25].

**Tipos de plantas fotovoltaicas:** Existen dos tipos de plantas fotovoltaicas, las conectadas a la red y las no conectadas. Dentro de las plantas conectadas a la red, se pueden distinguir dos clases adicionales:

- **Central fotovoltaica:** En este tipo de planta, toda la energía generada por los paneles solares se inyecta directamente a la red eléctrica [25].
- **Generador con autoconsumo:** En este caso, parte de la electricidad producida se consume internamente por el propio productor, como en una vivienda, por ejemplo. El exceso de energía no utilizada se vierte a la red. Al mismo tiempo, el productor puede tomar energía de la red cuando la generación solar no sea suficiente para cubrir la demanda [25].

Estas plantas fotovoltaicas conectadas a la red constan de tres componentes básicos:

- a) **Inversores:** transforman la corriente continua producida por los paneles en corriente alterna, que es adecuada para el consumo eléctrico convencional [22].
- b) **Transformadores:** elevan la corriente alterna generada por los inversores desde una baja tensión (380 - 800 V) a una media tensión (hasta 36 kV), para su distribución eficiente en la red eléctrica [25].

Por otro lado, las plantas fotovoltaicas no conectadas a la red operan en modo aislado y se encuentran comúnmente en lugares remotos. Estas plantas se utilizan para satisfacer demandas de iluminación, apoyar las telecomunicaciones o bombear sistemas de riego. Para su funcionamiento, requieren dos elementos adicionales:

- a) **Baterías:** almacenan la energía generada por los paneles solares cuando no se necesita inmediatamente y la liberan cuando es necesaria [25].
- b) **Reguladores:** protegen las baterías de sobrecargas y garantizan un uso eficiente de la energía almacenada [25].

### 3.5 Coeficiente de rendimiento (PR):

El coeficiente de rendimiento (PR) es una medida que determina la calidad y la eficiencia de una planta fotovoltaica, la cual expresa la relación entre la producción de energía real y teórica de la planta. El PR es equivalente a las eficiencias de todos los componentes de la planta, como el inversor, los módulos solares, los cables, la suciedad y el acoplamiento. El PR se expresa como un porcentaje y muestra la proporción de la energía que está realmente disponible para la exportación a la red después de deducir las pérdidas y el consumo de energía para la operación [34].

Esta es una medida crucial para evaluar la efectividad de una instalación fotovoltaica. En esencia, este coeficiente representa la relación entre el rendimiento energético real y el rendimiento energético teóricamente posible. Gracias al coeficiente de rendimiento, se pueden comparar instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red en diferentes ubicaciones en todo el mundo [10].

Para calcularlo, se debe determinar la relación entre la productividad final del sistema y la productividad de referencia, como se muestra en la ecuación 1.0.

$$\text{Coeficiente de rendimiento} = \frac{\text{Rendimiento real leído}}{\text{Rendimiento nominal calculado}} \quad (1.0)$$

El PR (Performance Ratio) es una medida de la calidad y eficiencia de una planta solar, que expresa la relación entre la energía efectivamente producida y la energía que se produciría si el sistema funcionara continuamente con su eficiencia nominal a condiciones estándar de prueba (STC). El PR se define en la norma IEC EN 61724 y permite comparar el rendimiento de diferentes instalaciones o evaluar su estado a lo largo del tiempo [28].

El PR incluye las pérdidas ópticas (sombras, IAM, suciedad), las pérdidas del arreglo fotovoltaico (conversión PV, envejecimiento, calidad del módulo, desajuste, cableado, etc.) y las pérdidas del sistema (eficiencia del inversor en sistemas conectados a red, o pérdidas de almacenamiento/batería/energía no utilizada en sistemas aislados, etc.).

Existen distintos métodos para calcular el PR, dependiendo de los datos disponibles y el propósito del análisis [28].

La omisión de una evaluación exhaustiva del Coeficiente de Rendimiento (PR) en una planta fotovoltaica puede acarrear repercusiones significativas. El PR, al considerar factores como pérdidas ópticas, pérdidas del arreglo fotovoltaico y pérdidas del sistema, ofrece una visión integral del rendimiento de la instalación. Si este análisis no se lleva a cabo, la planta podría experimentar ineficiencias no detectadas, resultando en una producción de energía inferior a la esperada. Además, el no evaluar constantemente este indicador, se perderían oportunidades de optimizar el diseño, el funcionamiento y el mantenimiento de la planta, no cumplir con los requisitos contractuales o normativos establecidos para el proyecto, no poder comparar el rendimiento real con el potencial teórico estimado por simulaciones, o no poder detectar ni corregir posibles problemas o desviaciones que afecten al rendimiento de la planta. Por estas razones, es importante evaluar el PR en una planta fotovoltaica periódicamente y aplicar las medidas correctivas necesarias que permitan mejorar su eficiencia [35].

Algunos de los métodos más utilizados son:

- **Método básico**

Este método se basa en la fórmula general 1.1.

$$PR = \frac{E_{out}}{G_{inc} \times P_{nom}} \quad (1.1)$$

Donde:

- $E_{out}$  es la energía entregada a la red o al usuario [kWh].
- $G_{inc}$  es la irradiación incidente en el plano del arreglo [kWh/m<sup>2</sup>].
- $P_{nom}$  es la potencia nominal instalada a STC [kWp].

Este método es simple y requiere pocos datos de entrada, pero puede tener una alta incertidumbre debido a las variaciones de las condiciones ambientales y operativas. Además, no considera la energía consumida internamente por el sistema (E Solar), que debería incluirse en el cálculo del PR [29].

- **Método NREL**

El informe NREL/TP-5200-57991 presenta el método de cálculo del PR corregido por temperatura, ya que es ésta la variable meteorológica de mayor influencia en dicho índice. La estrategia de corrección de temperatura se basa en el hecho que los módulos normalmente operan a una temperatura mayor de 25°C (condiciones NTC) lo que conlleva a una sobreestimación del PR si no se efectúa tal corrección. La corrección propuesta por NREL se limita a considerar los factores que afectan la temperatura del módulo (temperatura ambiente, viento e irradiancia), no considerando los efectos relacionados con la suciedad, la cobertura de nieve o las variaciones de irradiancia que afectan la eficiencia del módulo fotovoltaico. Los autores coinciden en que estas correcciones proporcionarían resultados más precisos y consistentes [32].

El cálculo de PR corregido según la metodología NREL / TP-5200-57991 como se puede observar en la ecuación 1.3:

$$PR_{Corr} = \frac{\sum_i EN_{ACi}}{\sum_i \left( P_{STC} \frac{G_{POA}}{G_{STC}} * \left( 1 - \frac{\delta}{100} (T_{cell_{t_{avg}}} - T_{cell_i}) \right) \right)} \quad (1.3)$$

Donde:

- $i$  es el subíndice que expresa período de tiempo reportado.
- $EN_{AC}$  es la potencia generada en corriente alterna expresada en kW.
- $P_{STC}$  es la sumatoria de la potencia nominal de los módulos instalados en las condiciones de referencia
- $G_{POA}$  es la irradiancia global medida en el plano del arreglo W/m<sup>2</sup>.
- $G_{STC}$  es la irradiancia a STC (1000 W/m<sup>2</sup>).
- $\delta$  es el coeficiente variación de la potencia con la temperatura (%/°C) de los módulos instalados.

- $T_{celltypavg}$  es la temperatura de la celda promedio calculada a partir de un año de datos meteorológicos, [°C].
- $T_{cell}$  es la temperatura de la celda calculada a partir de datos meteorológicos medidos, [°C].

La temperatura de la celda  $T_{celli}$  puede estimarse con las ecuaciones 1.4 y 1.5:

$$T_{mi} = G_{POAi}e^{(a+bW_{si})} + T_{ai} \quad (1.4)$$

$$T_{celli} = T_{mi} + \frac{G_{POAi}}{G_{STC}} \Delta T_{cnd} \quad (1.5)$$

Donde:

- $T_m$  es la temperatura de la superficie posterior del módulo para el periodo  $i$ , (°C).
- $T_a$  es la temperatura ambiente para el periodo  $i$ , (°C).
- $W_{si}$  es la velocidad del viento medida corregida a una altura de medición de 10 metros para el  $i$ -ésimo periodo, (m/s).
- $a$  es una constante empírica que refleja el aumento de la temperatura del módulo con la luz solar.
- $b$  es una constante empírica que refleja el efecto de la velocidad del viento en la temperatura del módulo.
- $e$  es la constante de Euler y la base para el logaritmo natural.
- $\Delta T_{cnd}$  es la caída de temperatura por conducción según modelo de King [16].
- El término  $a + bW_{si}$  es un modelo de transferencia de calor por conducción/convección determinada empíricamente (en °C.m<sup>2</sup> /kW) [33].

Para el cálculo de  $T_{celltypavg}$  se utilizan la ecuación 1.6:

$$T_{celltypavg} = \frac{\sum G_{POA_typ_j} * T_{cell_typ_j}}{\sum G_{POA_typ_j}} \quad (1.6)$$

Donde:

- $T_{celltypavg}$  es la temperatura promedio de la celda sopesada por la irradiancia para un año determinado desde los registros meteorológicos (°C).

- $T_{celltypj}$  es la temperatura de operación de la celda para cada hora ( $^{\circ}\text{C}$ ).
  - $G_{POAtypj}$  es la irradiancia para cada hora en el plano de los paneles FV determinada desde los registros meteorológicos  $\text{W}/\text{m}^2$ .
  - $j$  es cada hora del año (8760 horas totales).
- **Método PVSyst**

Este método utiliza el software PVSyst, que es una herramienta de simulación y diseño de sistemas fotovoltaicos. PVSyst permite calcular el PR con un alto nivel de detalle y precisión, considerando todos los parámetros y pérdidas del sistema. Además, PVSyst incluye la energía consumida internamente por el sistema ( $E_{Solar}$ ) en el cálculo del PR [14]. La fórmula utilizada por PVSyst es:

$$PR = \frac{E_{Grid} + E_{Solar}}{G_{inc} * P_{nom}} \quad (2.0)$$

Donde:

- $E_{Grid}$  es la energía entregada a la red [kWh].
- $E_{Solar}$  es la energía consumida internamente por el sistema [kWh].
- $G_{inc}$  es la irradiación incidente en el plano del arreglo [ $\text{kWh}/\text{m}^2$ ].
- $P_{nom}$  es la potencia nominal instalada a STC [kWp].

Este método es el más completo y utilizado en la industria, pero requiere usar un software específico. Además, puede tener diferencias con otros métodos por las aproximaciones y modelos usado por el software [28].

### 3.6 Pérdidas en el sistema

Las pérdidas en un sistema fotovoltaico se refieren a las reducciones en la producción de energía eléctrica en comparación con la energía solar incidente en el plano del generador. Estas pérdidas pueden deberse a diversos factores y condiciones que afectan

el rendimiento de un sistema fotovoltaico. Cada tipo de pérdida influye en la eficiencia del sistema y puede variar según la ubicación, el diseño y la calidad de los componentes del sistema. Comprender y abordar estas pérdidas es esencial para maximizar la producción de energía y garantizar el funcionamiento óptimo de un sistema fotovoltaico [29]. Las principales pérdidas en el sistema son:

- **Pérdidas por Temperatura**

Las pérdidas debidas al aumento de la temperatura de los módulos fotovoltaicos, que reduce su rendimiento. Se estima en un 4% de pérdida por cada 10°C de aumento de la temperatura de operación [29].

- **Pérdidas por Sombreado (Pérdidas ópticas)**

Las pérdidas causadas por el sombreado de los módulos fotovoltaicos, que disminuye la irradiación solar y puede causar daños por puntos calientes. El sombreado puede ser causado por obstáculos como árboles, edificios o nubes [29].

- **Pérdidas por Reflejo (Pérdidas ópticas)**

La pérdida debida al reflejo de la luz solar en la superficie de los módulos fotovoltaicos, reduciendo la cantidad de luz que llega a las células. Depende del ángulo de incidencia y el tipo de recubrimiento de los módulos [29].

- **Pérdidas por Suciedad (Pérdidas ópticas)**

Las pérdidas provocadas por la acumulación de polvo, suciedad u otros residuos en la superficie de los módulos fotovoltaicos, disminuyendo la irradiación solar que alcanza las células. Varía según factores como el clima, la ubicación y la limpieza [29].

- **Pérdidas por Cableado**

Pérdidas ocasionadas por el efecto Joule en los cables utilizados en el sistema. Dependiendo de los calibres y longitudes de los cables, las pérdidas pueden ser mayores en los cables de corriente directa (CD) expuestos al sol [29].

- **Pérdidas por Empalmes**

Las pérdidas relacionadas con las conexiones entre los componentes del sistema, como los conectores entre paneles y cables, cajas concentradoras o protecciones. Estas pérdidas pueden deberse a mala calidad o instalación de los empalmes [29].

- **Pérdidas por Inversor**

Pérdidas generadas por la conversión de la corriente directa (CD) generada por los paneles en corriente alterna (CA) compatible con la red o la carga. Las pérdidas dependen del tipo y eficiencia del inversor utilizado [29].

## Capítulo 4

### METODOLOGÍA

#### 4.1. Evaluación del recurso solar

Con el objetivo de evaluar el recurso solar disponible en la ubicación de la planta fotovoltaica, se llevó a cabo una comparación detallada entre los datos obtenidos de las estaciones meteorológicas instaladas en el sitio y los valores de radiación solar proporcionados por los atlas de radiación correspondientes. Las mediciones se realizaron mediante una red de estaciones meteorológicas distribuidas estratégicamente a lo largo del parque, las cuales están equipadas con una variedad de instrumentos específicos para la captación de datos precisos. En particular, la estación meteorológica principal consta de un piranómetro de radiación global horizontal (GHI), dos piranómetros de radiación sobre el plano de los módulos (POA) y dos termocuplas ubicadas sobre los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, la estación meteorológica secundaria 1 está equipada con un piranómetro GHI, dos piranómetros POA y dos termocuplas en los módulos, mientras que la estación meteorológica secundaria 2 incluye un piranómetro POA y una termocupla instalada en uno de los módulos fotovoltaicos.

Este enfoque metodológico, proporciona datos detallados y precisos sobre las condiciones solares y térmicas de la planta. Al comparar las mediciones obtenidas in situ con los valores de los atlas de radiación, es posible evaluar con mayor exactitud el recurso solar disponible en el sitio. Este análisis resulta fundamental para entender mejor el comportamiento de la planta fotovoltaica con respecto a las predicciones en las simulaciones.

Los datos de irradiancia y temperatura se extrajeron de la base de datos que genera el sistema de supervisión y control SCADA del parque solar durante un año.

La confiabilidad de los datos recopilados se basa en que los datos se extrajeron durante un año, todos los días cada 10 segundos de dos piranómetros instalados en el plano horizontal GHI del parque debido a que la versión de PVSYST utilizada ofrece integrar solo esta variable.

Inicialmente se generó una base de datos con los datos mensuales de irradiación durante un año, cada mes generaba su propio archivo con los datos de irradiancia.

Debido a la gran cantidad de datos se necesita un tratamiento de los datos con un modelo en Python que permitiera promediar los datos de forma que se interpretará adecuadamente por el software de simulación donde se requiere que los datos sean ingresados en horas, esto significa, como mínimo, se necesitaron 8760 datos, las horas de un año, para ello el modelo de Python implementado, lee la base de datos con los archivos de irradiancia cada 10 segundos, realiza un promedio diario y entrega los resultados.

Por otra parte, para evaluar el recurso solar de la zona se necesita información para comparar los datos reales con los datos extraídos de diferentes bases de datos, para esto se utilizaron las bases de datos meteorológicas satelitales con las que ya cuenta el software PVSYST, en este caso son las bases de datos de la NASA, PVGIS Y METEONORM.

El recurso solar disponible en la zona estudiada es el resultado del promedio de datos recopilados durante un año de estaciones meteorológicas reales, la evaluación depende de la comparación con los datos obtenidos por las bases de datos satelitales del software PVSYST.

El proceso descrito anteriormente asegura que los datos meteorológicos sean adecuados para su uso en simulaciones y análisis, permitiendo una evaluación más precisa del rendimiento del parque fotovoltaico. La metodología descrita anteriormente se detalla en el siguiente diagrama de flujo:

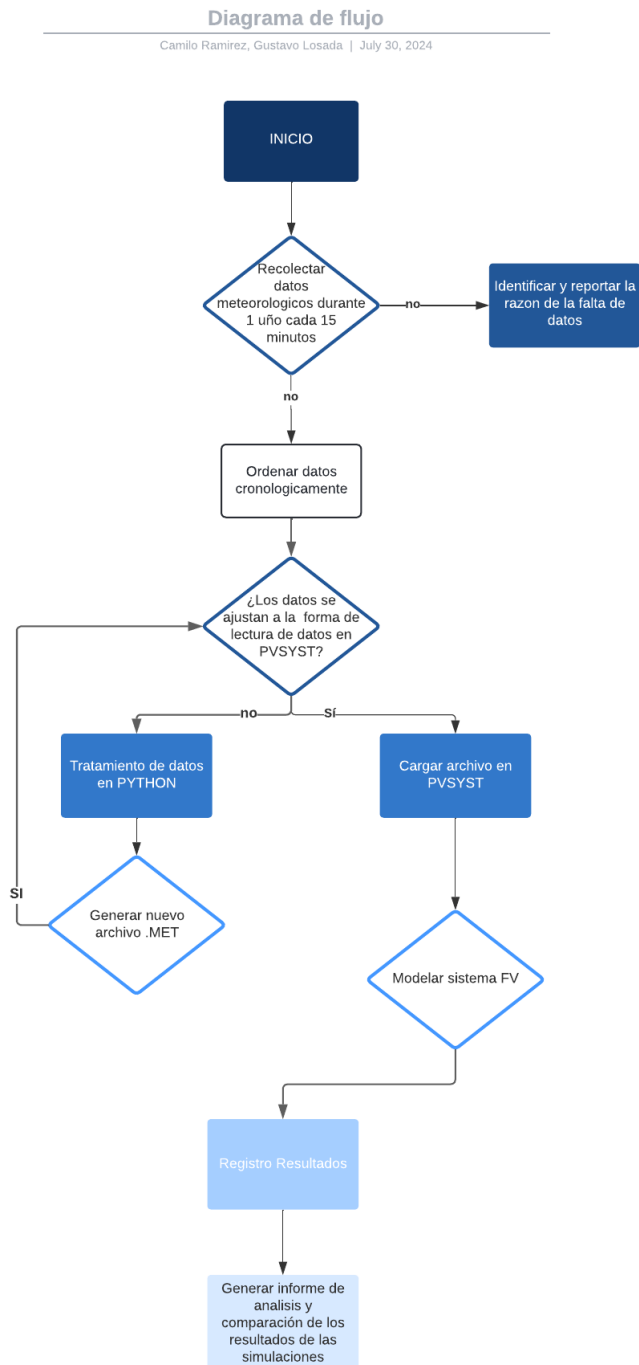


Figura 5. Diagrama de flujo de la metodología objetivo 1. Fuente propia.

Para evaluar el recurso se hizo necesario modelar el sistema bajo estudio, y comparar los resultados obtenidos de PR y energía producida.

#### **4.2. Establecer el modelo de la planta fotovoltaica**

El parque fotovoltaico seleccionado para el desarrollo de este trabajo fue la planta solar fotovoltaica Celsia Solar Dolima en estudio es una planta ubicada en el municipio de Flandes – Tolima; esta planta cuenta con 52020 paneles de 540Wp los cuales abarcan un área de 134378 m<sup>2</sup>; el modelo de estudio cuenta con una conexión en serie de 30 paneles fotovoltaicos por cadena dividido en 3 subconjuntos de módulos cuenta con 54 strings, el segundo subconjunto cuenta con 1470 strings y el tercer subconjunto cuenta con 210 strings, todos con las mismas características. En total el parque solar fotovoltaico tiene un dimensionamiento 21600kVA dotado por 108 inversores de la marca Huawei, cada uno de 215kVA. el rango de operación de voltaje en DC es de 500 a 1500V, mientras que el voltaje a la salida de los inversores es de 800VAC, el sistema utiliza transformadores elevadores hasta 34.5kV para conectarse a la línea de media tensión del operador de red de la región. El modelo del parque fotovoltaico requiere el reconocimiento de los siguientes aspectos:

1. Definición de la orientación de los módulos FV.
2. Características técnicas de los módulos fotovoltaicos instalados.
3. Características técnicas de los inversores instalados.
4. Caracterización de las pérdidas del sistema.
5. Características técnicas de los cables de MT y BT.
6. Características técnicas de los transformadores.

Para obtener resultados satisfactorios del modelo del parque solar se debe garantizar que los equipos instalados en sitio correspondan a los utilizados en la simulación.

#### **4.3. Análisis del PR**

Para evaluar el desempeño de la planta fotovoltaica, se utilizaron los métodos de NREL y PVSyst. Ambos se basan en modelos matemáticos que permiten calcular el coeficiente de rendimiento (PR) considerando diferentes enfoques. Estos métodos fueron aplicados a los datos obtenidos in situ y a los resultados generados mediante simulaciones con bases de datos de recurso solar, logrando una comparación detallada del PR bajo condiciones reales y simuladas.

### **4.3.1. Ejecutar el modelo con los datos reales de la planta y utilización de plantilla**

#### **PR**

Desde el sistema de supervisión y adquisición de datos SCADA se obtuvieron datos de los 12 meses que lleva energizada la planta dónde se extrajeron dos variables para estimar el cálculo del PR: Irradiancia inclinada derivada de los 5 piranómetros POA distribuidos en el parque solar y temperatura de las 5 termocuplas instaladas en los módulos del parque solar, los datos son 15 minútales y se tomaron desde el siete de Julio de 2023 hasta el 7 de Julio de 2024.

La plantilla para el cálculo del PR bajo la metodología del NREL, no solo utiliza los datos promediados quinceminutales de los piranómetros de plano inclinado, sino que también utiliza los valores de energía reales de producción de la planta obtenidos por el medidor de energía del punto de evacuación del parque solar, los valores que se utilizan para calcular el PR en la plantilla, son obtenidos de los instrumentos de medición del parque, en el caso de los piranómetros POA, el valor final de irradiancia en el plano de los módulos será el quinto promedio del descarte de los piranómetros con mayor desviación de cada promedio, mientras que el valor final de temperatura será el quinto promedio del descarte de las termocuplas con mayor desviación de cada promedio. Una de las mayores ventajas del piranómetro sobre las celdas de referencia es su capacidad de medir el espectro total en un rango de longitud de onda más amplio y presentar una medición integrada de la energía solar de onda corta total disponible en todas las condiciones. Este es un tema importante porque las diferentes tecnologías fotovoltaicas, se comportan espectralmente de manera diferente en condiciones reales cuando la masa de aire, el polvo, la humedad, etc. [36].

En la sección 4.1, se evalúa el desempeño de la planta fotovoltaica utilizando datos satelitales y datos reales. Para comparar el desempeño de la planta utilizando las metodologías de PVSYST y el modelo propuesto por NREL, emplea valores de desempeño basados en datos meteorológicos reales en lugar de datos satelitales. Este enfoque permitirá

analizar y comparar las desviaciones significativas entre ambos modelos cuando se aplican a datos meteorológicos obtenidos in situ.

Con los datos de temperatura de los módulos, irradiancia en el plano inclinado (POA), coeficiente de variación de potencia por temperatura de los módulos y potencia pico instalada, se podrá calcular el Performance Ratio (PR) para un período determinado.

Finalmente, se registrarán los resultados del PR obtenidos mediante el modelo matemático de PVSYST y se compararán con los resultados obtenidos con el modelo matemático de NREL. Este análisis permitirá evaluar las diferencias en el desempeño de la planta según ambos enfoques metodológicos.

La metodología de esta sección se puede representar en el siguiente diagrama de flujo:

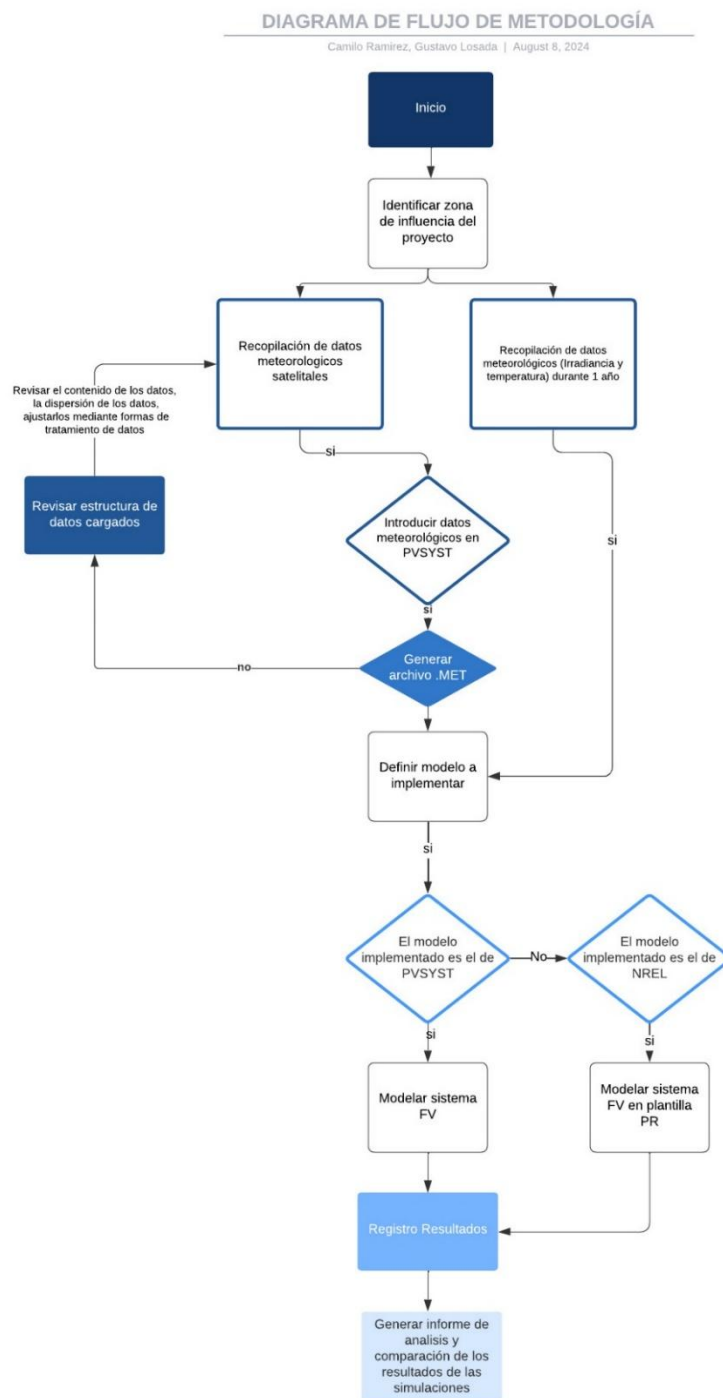


Figura 6. Diagrama de flujo de tratamiento de datos PYTHON. Fuente propia

## Capítulo 5

### RESULTADOS Y DISCUSIÓN

#### 5.1 Evaluación del recurso solar

El análisis de los datos de irradiación y producción de energía recopilados in situ y su comparación con los datos satelitales de las bases de datos METEONORM, NASA y PVGIS, revela diferencias notables en la estimación del recurso solar disponible en la ubicación del parque fotovoltaico Dolima.

Se evaluaron los datos de irradiación de las bases de datos bajo estudio junto con los datos recopilados in situ de forma mensual y anual, las siguientes gráficas muestran que los datos de irradiación recopilados in situ son mayores respecto a las tres bases de datos, sin embargo, en meses como mayo, julio, septiembre y diciembre los datos de irradiación que se registran de PVGIS son mayores que los que se registran in situ. Las bases de datos NASA y Meteonorm muestran resultados de irradiación considerablemente bajos en comparación con PVGIS y Meteonorm en la mayoría de los meses del año.

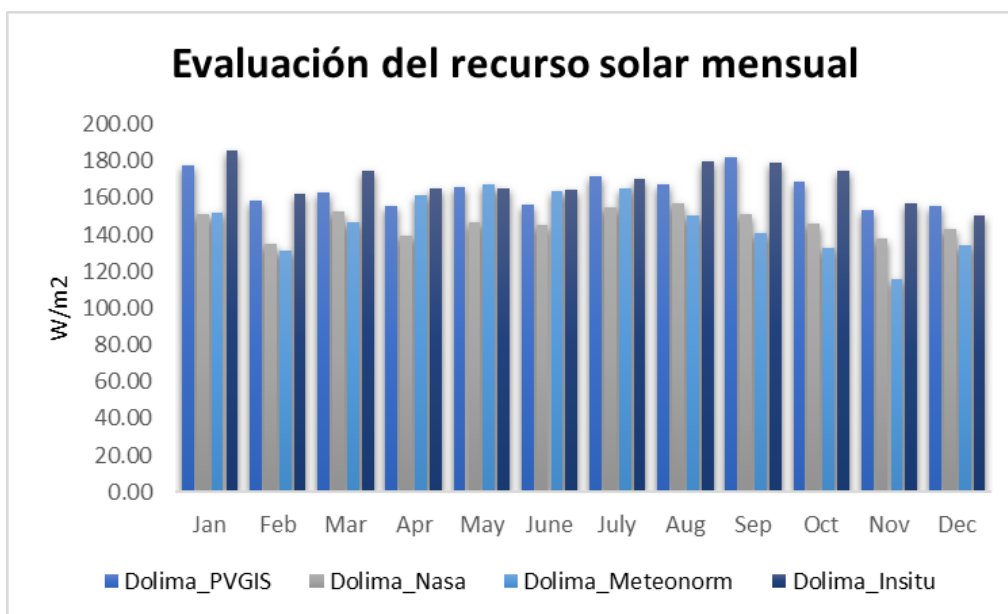


Figura 7. Evaluación del recurso solar mensual. Fuente propia.

Por otra parte, se puede evidenciar que, en el año se registraron datos de irradiación mayores in situ respecto a las demás bases de datos lo que en consecuencia da como resultado una mayor producción de energía del parque solar.

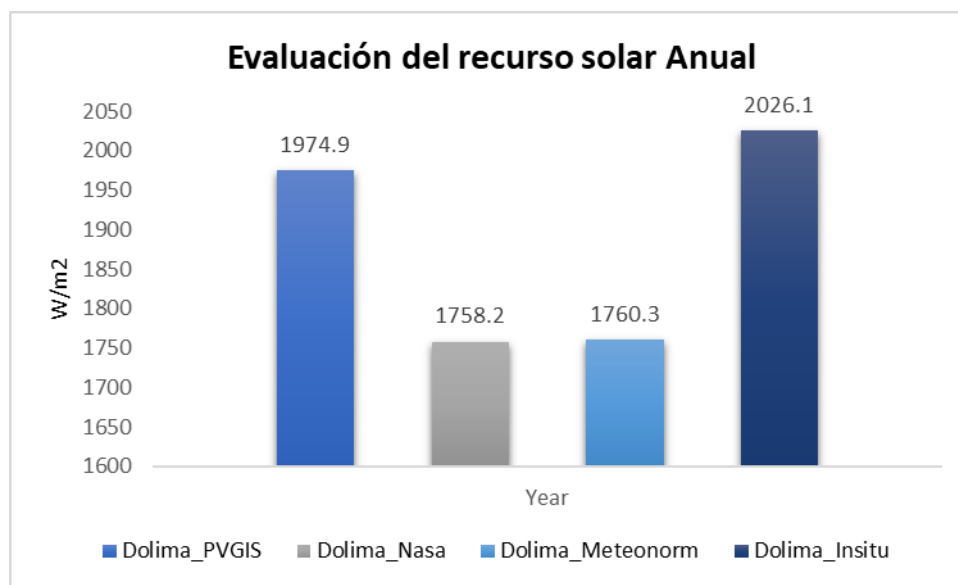


Figura 8. Evaluación del recurso solar anual. Fuente propia.

Así mismo, se evaluó la desviación de los datos del recurso solar disponible entre las bases de datos (PVGIS, METEONORM, NASA) y los datos obtenidos in situ, obteniendo como resultado que los datos de irradiación de Meteonorm que utiliza PVSYST presentan una mayor desviación respecto a los datos in situ, existiendo diferencias de hasta 35.5% como se evidencia en el mes de noviembre, seguido por la base de datos de la nasa dónde la mayor diferencia se presenta en Enero con una desviación del 23.09%. Así mismo la base de datos con menor desviación respecto a las demás bases de datos se puede observar que es la de PVGIS, dando como resultado que la mayor desviación se presenta en el mes de agosto con una diferencia de 7.6% respecto a los datos obtenidos in situ. Este caso de estudio nos permite afirmar que, para efectos de simulación, los datos que se obtienen de la zona de influencia más cercanos a los medidos in situ son los obtenidos por PVGIS.

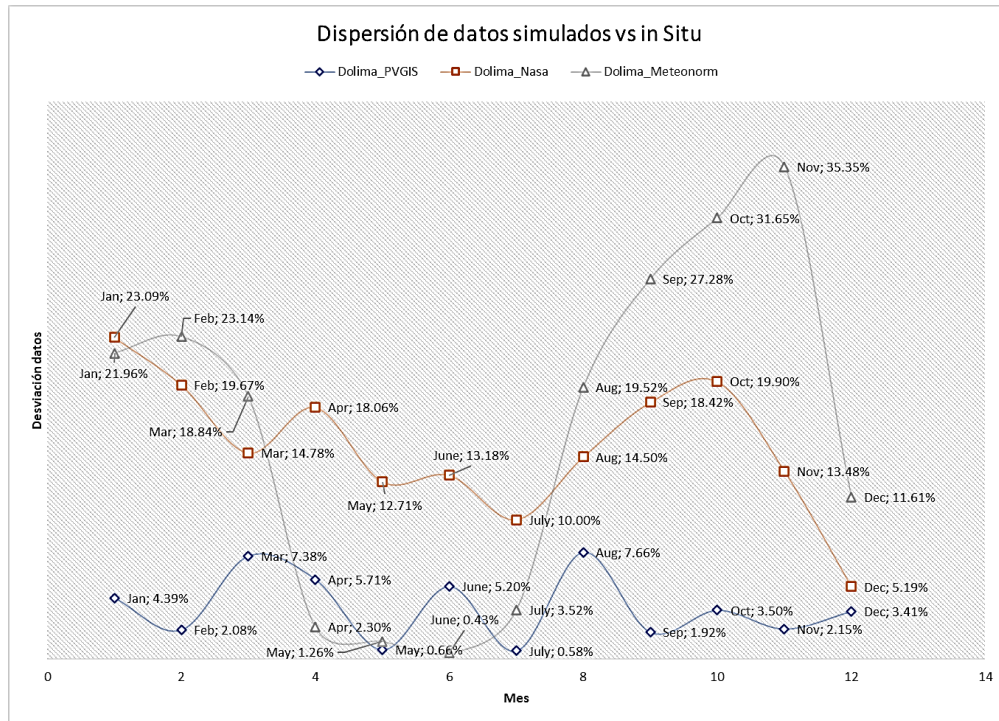


Figura 9. Dispersión de datos simulados vs in situ. Fuente propia.

Este caso de estudio nos permite afirmar que, para efectos de simulación, los datos que se obtienen más cercanos a los datos insitu son los datos obtenidos por PVGIS los cuales tienen una desviación anual de 2.59% respecto a los datos insitu, así mismo, Meteonorm y NASA tienen una diferencia de 15.10% y 15.24% respectivamente.

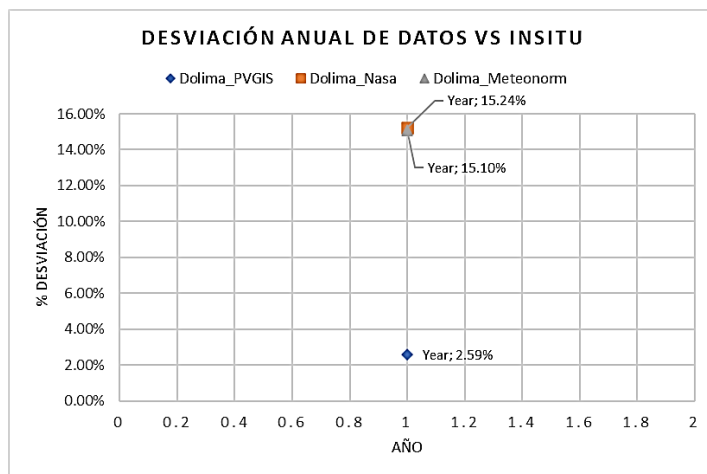


Figura 10. Desviación anual de datos vs in situ. Fuente propia.

La integración de datos in situ permite ajustar con mayor precisión las expectativas de desempeño y optimizar la generación de energía, lo que se traduce en una mayor eficiencia y para este caso de estudio una mayor rentabilidad en la operación del parque fotovoltaico. Para información detallada sobre el modelo implementado, por favor consulte el Anexo 1.

## **5.2 Modelo implementado**

El parque solar Dolima es una configuración que incluye trackers capaces de ajustar la inclinación de los módulos fotovoltaicos según la trayectoria solar. Los módulos utilizados son de la marca JA Solar JAM72S30-540/MR, la referencia de los inversores Huawei SUN2000-215KTL-H0, lo que indica que en condiciones estándar de temperatura e irradiancia los paneles pueden funcionar a 540W cada uno, y los inversores a 215KVA. Los módulos están organizados en tres sub-arreglos distintos, cada uno con parámetros operativos específicos, lo que permite una gestión flexible y eficiente en la captura de energía solar. Esta disposición asegura una generación de energía optimizada y un rendimiento elevado del sistema.

### **Diagrama de Pérdidas**

El diagrama de pérdidas proporciona una visión detallada de cómo se distribuyen y afectan las pérdidas a lo largo del sistema, desde la irradiación global horizontal hasta la energía inyectada a la red. La irradiación global horizontal es de 1952 kWh/m<sup>2</sup>, de los cuales 1859 kWh/m<sup>2</sup> son efectivos sobre los colectores, lo que representa una eficiencia en el plano de recolección del 20.93%.

- **Pérdidas por Sombreados y Horizonte:** Estas pérdidas son mínimas (+0.1%), indicando que la ubicación y orientación del parque están optimizadas para minimizar el impacto de sombras y obstrucciones.

- **Factores IAM y Suciedad:** Las pérdidas debido al factor de incidencia angular (IAM) y la suciedad en los módulos son del 2.87% y 2.00% respectivamente. Estas pérdidas son comunes en los sistemas fotovoltaicos y reflejan la importancia del mantenimiento regular para mantener la eficiencia.
- **Pérdidas de Conversión y Temperatura:** Las pérdidas de energía nominal en condiciones de STC (Standard Test Conditions) son de 52,303 MWh. Entre estas, las pérdidas por degradación del módulo en el primer año son del 2.41%, y las pérdidas por irradiación y temperatura son del 9.60% y 7.30% respectivamente. Estas cifras subrayan la influencia significativa de las condiciones ambientales en el rendimiento del sistema.
- **Pérdidas por Calidad del Módulo y LID:** La calidad de los módulos y la degradación inducida por luz (LID) contribuyen a pérdidas adicionales del 0.44% y 0.70%. Las pérdidas por desajustes, diodos y cuerdas, así como las pérdidas óhmicas en los cables, también son factores para considerar, aunque en menor medida.
- **Pérdidas en el Punto de Máxima Potencia (MPP):** La eficiencia del inversor durante la operación contribuye a pérdidas del 1.35%. Estas pérdidas son importantes ya que afectan directamente la capacidad del sistema para operar en su punto de máxima eficiencia.

El modelo implementado a través del software PVSYST muestra una evaluación detallada y precisa del rendimiento del parque fotovoltaico Dolima. Las pérdidas a lo largo del sistema son identificables y cuantificables, lo que permite hacer un enfoque en las áreas que requieren optimización y mantenimiento. La eficiencia general del sistema, desde la irradiación hasta la inyección de energía en la red, destaca la importancia de considerar todas las variables ambientales y técnicas en el diseño y operación de plantas fotovoltaicas. Estos resultados subrayan la importancia de las simulaciones precisas y detalladas para la planificación y optimización de parques solares, permitiendo a los operadores maximizar la eficiencia y la rentabilidad del sistema. Para más información sobre el modelo implementado remitirse al Anexo 2.

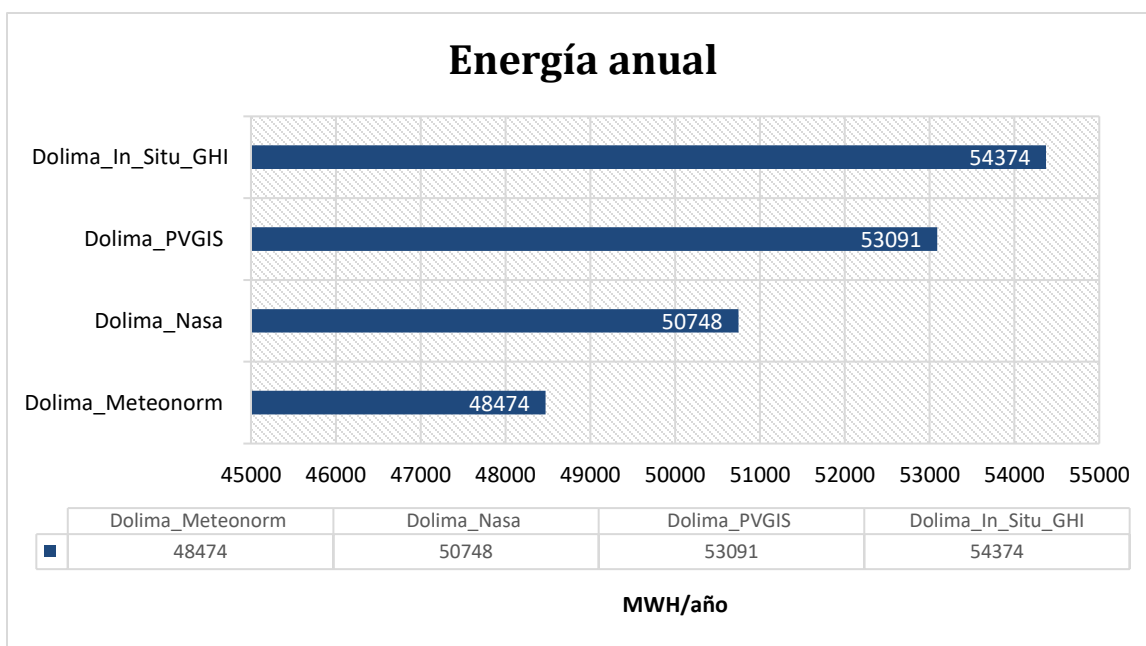


Figura 11. Energía anual. Fuente propia.

Los resultados de la energía anual producida, comparando los datos in situ con los datos satelitales muestra que, según METEONORM, la energía generada o exportada desde la red es de 48.4 MWh/año, mientras que los datos in situ muestran una producción de 54.37 MWh/año. Esto representa una diferencia del 10.85% que sugiere que los datos de METEONORM subestiman el recurso solar disponible en la ubicación del parque.

Una tendencia similar se observa en los datos de la NASA, que estiman una producción de 50.74 MWh/año, también inferior a los 54.37 MWh/año registrados in situ. Representando un 6.67% de discrepancia que refuerza la importancia de los datos locales para obtener una evaluación más precisa del rendimiento energético.

PVGIS, por otro lado, presenta una estimación de 53.091 MWh/año, que, aunque es mayor que las estimaciones de METEONORM y NASA, todavía es menor que la producción in situ.

### 5.3 Evaluación del PR de los resultados in Situ y Software

Los gráficos presentados indican las variaciones en el coeficiente de rendimiento (PR) anual estimado por diferentes bases de datos satelitales (METEONORM, NASA, PVGIS) en comparación con los datos in situ. Los resultados de PR in situ y simulados presentados a continuación son medidos a través del modelo matemático de cálculo de PR de la normativa IEC 61724 y se utilizan los datos de irradiancia Horizontal de los piranómetros instalados en la planta.

En la figura 12 se puede observar que modelo con mayor rendimiento es el PR obtenido por la base de datos de la Nasa con un valor de 82.6%, seguido de PVGIS con un valor de 81.2%, Meteonorm con un valor 80.9% y finalmente el modelo de menor rendimiento es el obtenido in situ con un valor de 80%.

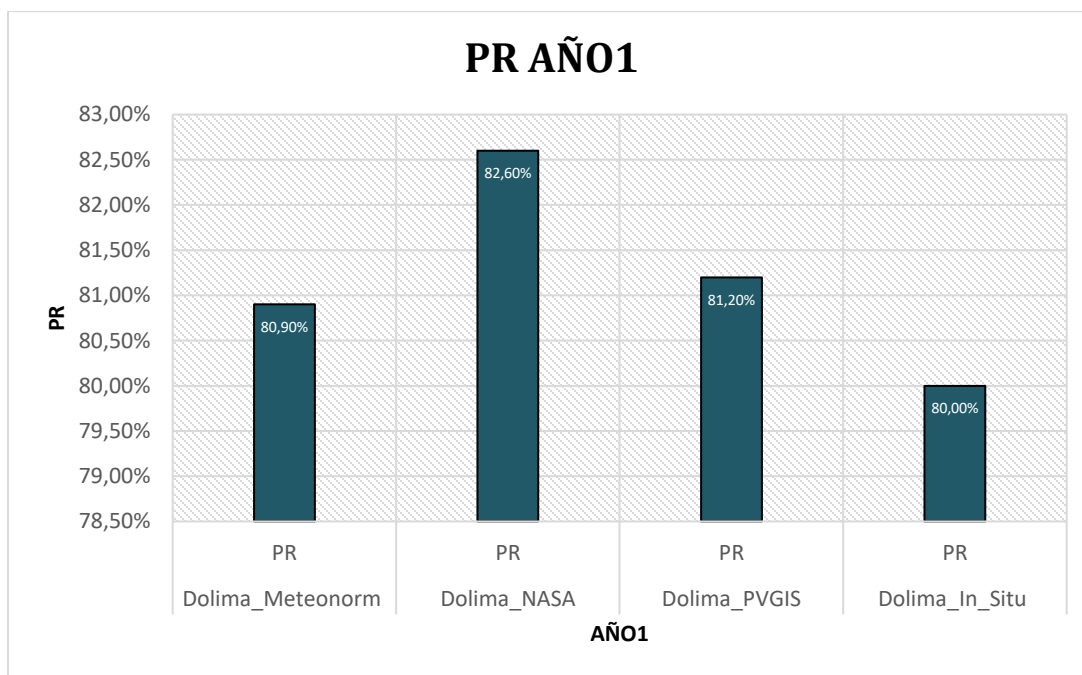


Figura 12. Diagrama PR anual de datos satelitales e in situ. Fuente propia.

La desviación porcentual entre los datos satelitales y los in situ se detalla mensualmente, proporcionando una visión clara de cómo varían estas discrepancias a lo largo del año.

**Promedio Anual de Desviación:**

MES	Desviación meteonorm en %	Desviación NASA en %	Desviación PVGIS en %
	PR	PR	PR
1	0,25%	1,85%	0,247%
2	0,37%	1,60%	0,738%
3	0,88%	2,62%	1,625%
4	1,13%	3,40%	2,390%
5	0,00%	2,60%	1,361%
6	1,75%	4,62%	2,125%
7	1,50%	3,38%	2,005%
8	1,39%	3,40%	1,511%
9	2,44%	4,87%	2,436%
10	1,25%	3,51%	1,255%
11	1,37%	3,62%	1,873%
12	0,87%	3,22%	1,238%
AÑO	1,13%	3,25%	1,500%

*Tabla 2. % de desvío de PR por datos satelitales. Fuente propia*

El PR mensual varía de manera notable entre los diferentes meses, con desviaciones que indican cómo se compara el rendimiento real con el rendimiento esperado basado en diferentes datos meteorológicos y las expresiones matemáticas de los modelos bajo estudio. Las desviaciones oscilan entre 0,00% (en mayo) y 2,44% (en septiembre), lo que sugiere que, en algunos meses, la estimación de Meteonorm es bastante más precisa respecto al PR medido in situ, La tendencia general de la medición de Metonorm respecto a la medición de PR in situ muestra un aumento de la desviación a partir de marzo, alcanzando su pico en septiembre. Mientras que en las simulaciones de NASA y PVGIS se presenta un rendimiento significativamente inferior en comparación con el rendimiento de la planta Dolima en el año 1. En la figura 13 se puede observar que las desviaciones mensuales de la base de datos de la NASA son consistentemente más altas que las de Meteonorm, alcanzando un máximo de 4,87% en septiembre.

A partir de abril, las desviaciones se mantienen por encima del 3%, lo que evidencia que es el modelo que menos se acerca a la evaluación de desempeño de la planta in situ.

Las desviaciones de PVGIS se muestran más moderadas en comparación con las de NASA, variando entre 0,247% (enero) y 2,436% (septiembre).

Aunque hay picos en algunos meses, el rango de variación es menor, lo que indica una estimación más cercana al rendimiento real en general. En mayo y junio, El PR de Meteonorm y PVGS son más favorables y con desviaciones bajas, lo que sugiere que el recurso solar fue más cercano a las expectativas como se observa en la figura 7 dónde el recurso solar in situ es el más próximo al recurso solar obtenido por Meteonorm y PVGYS. Septiembre presenta las desviaciones más altas, que los datos que se obtienen no son tan confiables en comparación con PVGIS y Meteonorm. Los meses de verano (junio a agosto) parecen tener una mayor variabilidad en las desviaciones, 6.62% y 4.87% respectivamente. Aunque los resultados obtenidos por Meteonorm son más precisos respecto a las demás bases de datos al momento de calcular el PR, los resultados obtenidos por PVGIS no se alejan mucho de los resultados obtenidos in situ, y teniendo en cuenta que PVGIS arrojo resultados de recurso solar más cercanos a los datos recopilados in situ es conveniente que para estas estimaciones de desempeño se utilice la base de datos de PVGIS.

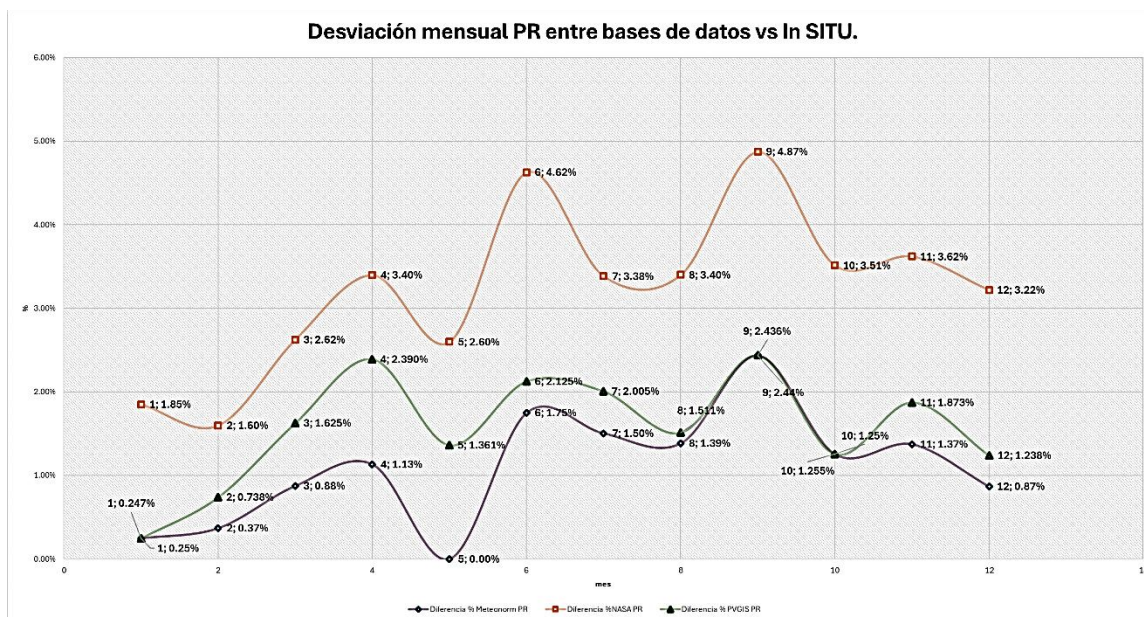


Figura 13. % de desvío de PR por datos satelitales. Fuente propia

Además, en la figura 14 se puede observar que el rendimiento anual de las simulaciones presenta diferencias promedio significativas en comparación con el rendimiento anual real de la planta, destacando un desvío de 1.25% para Meteonorm, 2.94% para NASA y 0.98% para PVGIS. Esto sugiere que, aunque los datos satelitales son valiosos, pueden no reflejar adecuadamente las condiciones locales específicas, como variaciones climáticas. Asimismo, estas bases de datos no consideran factores adicionales, como la humedad, la nubosidad real, las sombras y otras condiciones operativas del parque solar que pueden influir en el rendimiento. Como resultado, es común que el PR observado in situ sea inferior al PR simulado. Es importante resaltar que la humedad y la temperatura de operación de diversos componentes del sistema, como transformadores y cables, también pueden generar pérdidas operativas que, si bien pueden ser estimadas en la fase de diseño, no siempre se alinean con la realidad operativa. Adicionalmente, es posible que los módulos no se encuentren en condiciones óptimas, presentando fisuras, roturas, excrementos de aves o diodos de bypass en cortocircuito, todos estos factores impactan directamente en la medición del PR real del parque y que las simulaciones no son capaces de contemplar adecuadamente.

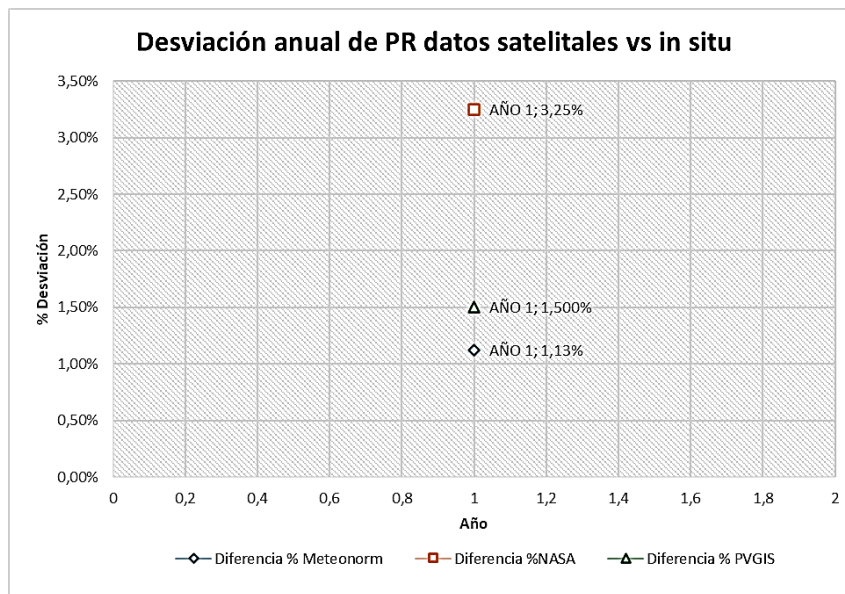


Figura 14. % de desvío de PR anual por datos satelitales. Fuente propia.

Las diferencias significativas observadas resaltan la importancia de utilizar datos in situ para la planificación y evaluación del rendimiento de plantas fotovoltaicas. La integración de datos locales mejora la precisión de las estimaciones de desempeño, lo que es crucial para la optimización de la generación de energía.

Las variaciones mensuales, con desviaciones notables en ciertos meses, indican que las bases de datos satelitales pueden ser más o menos precisas en diferentes épocas del año. Este conocimiento es vital para ajustar las expectativas de producción y tomar decisiones informadas sobre el mantenimiento y operación del parque.

La evaluación del rendimiento de producción (PR) mediante datos in situ y software de simulación hace recalcar la importancia de mediciones locales precisas para una estimación más confiable del desempeño energético. Aunque las bases de datos satelitales ofrecen una referencia útil, la integración de datos locales es esencial para la planificación y optimización efectiva de parques solares, maximizando así la eficiencia y la rentabilidad del sistema.

#### **5.4 Registro de los datos obtenidos y análisis de los resultados.**

Para el análisis del Performance Ratio (PR) del parque solar Dolima de 20 MW, se realizaron simulaciones utilizando datos meteorológicos de diversas fuentes satelitales, incluyendo METEONORM, PVGIS y NASA, y se compararon con datos reales obtenidos in situ. Los resultados mostraron que, aunque el PR calculado con datos reales fue inferior al obtenido con datos satelitales, la generación total de energía fue mayor en el análisis con datos in situ. Este incremento en la generación de energía se debe a que los datos reales de irradiancia promedio fueron superiores a los registrados en las bases de datos satelitales. La discrepancia entre los datos satelitales y los datos de sensores reales indica que, en este caso particular, los datos in situ reflejan una irradiancia más alta, lo que a su vez contribuye a una mayor producción de energía, a pesar de un PR más bajo.

MES	Dolima_Meteororm _IEC61724			Dolima_Nasa _IEC61724			Dolima_PVGIS_IEC61724			Dolima_In_Situ_GHI_NREL		
	E_Array	E_Grid	PR	E_array	E_Grid	PR	E_array	E_Grid	PR	E_array	E_Grid	PR
1	4420	4266	0,813	4537	4376	0,826	4838	4663	0,813	5510	5310	0,811
2	3733	3598	0,810	4067	3925	0,826	4342	4191	0,819	4773	4602	0,813
3	4106	3961	0,807	4515	4356	0,821	3988	3853	0,813	4974	4795	0,800
4	4559	4399	0,804	4073	3933	0,822	4285	4138	0,814	4690	4521	0,795
5	4860	4687	0,808	4473	4320	0,829	4456	4305	0,819	4817	4646	0,808
6	4876	4701	0,814	4450	4301	0,837	4414	4261	0,817	4480	4323	0,800
7	4867	4695	0,810	4643	4481	0,825	4746	4582	0,814	4577	4413	0,798
8	4355	4201	0,805	4631	4466	0,821	4817	4646	0,806	4849	4677	0,794
9	3950	3810	0,799	4491	4335	0,818	5276	5085	0,799	4705	4534	0,780
10	3633	3509	0,807	4294	4148	0,825	5101	4917	0,807	4690	4525	0,797
11	3119	3014	0,812	4124	3982	0,830	4331	4180	0,816	4252	4104	0,801
12	3761	3634	0,815	4274	4125	0,834	4426	4273	0,818	4066	3924	0,808
AÑO	50239	48474	0,809	52571	50748	0,826	55018	53091	0,812	56382	54374	0,800

Tabla 3. Data general de generación de energía y PR por data. Fuente propia

Los cálculos de energía anual basados en los datos satelitales de Meteororm, NASA y PVGIS con respecto a los datos reales obtenidos es 10.85%, 6.67% y 2.36% respectivamente, esto quiere decir que la base de datos satelital que más se acerca a los valores reales de irradiancia y de temperatura es PVGIS.

#### 5.4.1. Comparación del modelo suministrados por NREL y PVSYST

El objetivo es eliminar las variaciones estacionales del PR, principalmente debido a la variación de la temperatura del conjunto. En este enfoque no se tienen en cuenta otras contribuciones meteorológicas como el nivel de irradiancia, la velocidad del viento, la variación de la suciedad, etc.

La propuesta es definir una temperatura promedio del conjunto descrita en la ecuación 3.0 como “T<sub>mod,avg</sub>”, y utilizarla como un promedio de todas las horas de funcionamiento del año, ponderada por la irradiancia incidente.

Con el objetivo de comparar los modelos matemáticos del cálculo del PR presentados en la sección 4.1, se desarrolló una plantilla para calcular el PR con los datos recolectados in

situ y la formulación matemática del modelo de NREL para analizar los resultados obtenidos entre NREL y PVSYST.

La plantilla tiene como datos de entrada 5 piranómetros POA distribuidos en el área del parque solar, para determinar la irradiancia que predomina en la ecuación es seleccionado a través de un método de descarte entre los 5 piranómetros dónde se ira promediando la irradiancia medida por los 5 piranómetros y se ira descartando el piranómetro más lejano al promedio, este proceso se deberá repetir 4 veces hasta obtener un solo resultado de irradiancia.

De la misma forma se deberá repetir este proceso con las termocuplas instaladas en los módulos distribuidas en el parque solar.

Para estimar el PR también se deben tener en cuenta dos mediciones fundamentales: La energía generada por el sistema FV tomada desde el contador, y la energía teórica la cual es calculada a partir de la ecuación 3.

A continuación, se observan los resultados de rendimiento de la planta bajo la evaluación de los modelos matemáticos, NREL y IEC 61724. Se observa que el PR mensual y anual obtenido bajo la metodología de NREL es menor al PR obtenido por la metodología IEC 61724 que utiliza PVSYST. Esto se debe principalmente a dos factores, el primero la corrección por temperatura aplicada en la formula del PR resulta ser muy influyente en el rendimiento real de la planta, sumado a los factores ambientales que se describieron anteriormente como el soiling, la humedad, y la sombras.

MES	Dolima_In_situ_PSYST		Dolima_In_Situ_NREL	
	E_Grid kWh	PR	E_Grid kWh	PR
1	5310	81,10%	4537	78,60%
2	4602	81,30%	4176	77,36%
3	4795	80,00%	4269	76,81%
4	4521	79,50%	4369	77,43%
5	4646	80,80%	4574	79,21%
6	4323	80,00%	4493	80,06%
7	4413	79,80%	4907	80,00%
8	4677	79,40%	5054	79,52%
9	4534	78,00%	4782	77,81%

10	4525	79,70%	4794	78,01%
11	4104	80,10%	4341	79,05%
12	3924	80,80%	4656	80,13%
AÑO	54374	80,00%	54952	78,66%

Tabla 4. Comparación de data NREL y PVSYST. Fuente propia

La tabla 4 y figura 15 se observa que el modelo implementado por PVSYST muestra rendimientos más altos que el modelo implementado por RNEL, pueden existir periodos en el año en que el comportamiento de la planta supera el rendimiento calculado por PVSYST como se observa en los meses de junio, julio y agosto.

El modelo de NREL tiene diferentes complicaciones según la localización del sistema y sobre todo en lugares dónde hay variaciones estacionales. Para nuestro caso de estudio, se evidencia que hay una variación del 1.69% de PR entre el modelo calculado con datos extraídos por NREL y PVSYST, y una diferencia de producción de energía anual de 1.05% entre los dos modelos mencionados anteriormente [45].

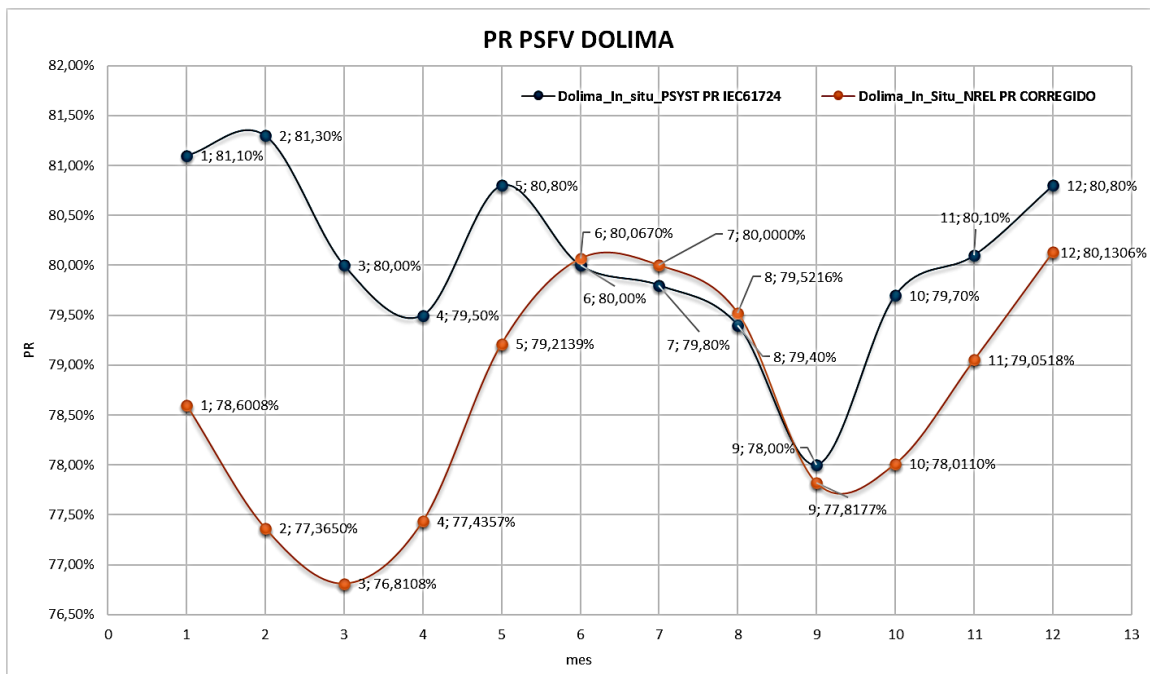


Figura 15. PR PSFV DOLIMA. Fuente propia.

La figura 15 muestra que el modelo planteado por NREL tiene proyecciones de rendimientos más bajos que el modelo estipulado por PVSYST en un año, esto se debe a que hay una diferencia importante entre la naturaleza de un modelo matemático y otro.

Los valores obtenidos de PR obtenidos mensualmente evidencian que el PR obtenido por el modelo de PVSYST muestran un mayor rendimiento en los primeros 5 meses del año, a partir del mes de junio y hasta agosto se mostró un mayor rendimiento por el modelo implementado por NREL, esto se debe a que estos meses según la figura 7, los valores de irradiancia fueron relativamente bajos lo que puede sugerir valores de temperatura menores y como consecuencia un mejor desempeño de la planta durante estos meses, Después del mes de agosto se evidencia un mejor PR a partir del modelo de PVSYST hasta diciembre. La desviación más alta se da en el mes de febrero con una diferencia de 5.09% entre los dos modelos.

En general las desviaciones se presentan principalmente por variables que el software de simulación no es capaz de predecir, las condiciones naturales del terreno, la ubicación geográfica, sombras, el crecimiento de la maleza en el área, y las condiciones climáticas cambiantes constantemente son factores que influyen en una medición precisa del rendimiento de la planta. Para lograr obtener un PR optimo, con los anteriores análisis se pueden implementar diferentes estrategias para mejorar el rendimiento, los avances tecnológicos en la eficiencia de los módulos, la elección de un lugar que tenga condiciones ideales con altos índices de irradiancia, buenas condiciones de terreno, con pocas sombras, y bajas temperaturas, puede influir en gran medida a la mejora de la eficiencia de la planta.

## Capítulo 6

### CONCLUSIONES

- Las desviaciones encontradas en las bases de datos satelitales subrayan la necesidad de mediciones locales para garantizar un dimensionamiento adecuado de las plantas fotovoltaicas. PVGIS, con una desviación anual del 2.59% respecto a los datos in situ, demostró ser la herramienta más confiable para estimaciones preliminares. Por otro lado, las desviaciones de METEONORM (15.10%) y NASA (15.24%) evidencian limitaciones significativas en la representación precisa de las condiciones locales.
- Las simulaciones realizadas con bases de datos satelitales subestimaron consistentemente la producción anual de energía comparadas con los registros in situ, lo que demuestra la relevancia de las mediciones locales para optimizar las proyecciones energéticas. METEONORM estimó una generación de 48.4 MWh/año, NASA de 50.74 MWh/año y PVGIS de 53.091 MWh/año, frente a los 54.37 MWh/año registrados in situ. Estas diferencias, que alcanzaron hasta un 10.85% en el caso de METEONORM, resaltan la importancia de calibrar los modelos satelitales con datos locales para garantizar mayor precisión en la evaluación del recurso solar. Además, el análisis de las pérdidas del sistema destacó que las condiciones ambientales, como la temperatura y la suciedad en los módulos, contribuyen significativamente a la reducción de la eficiencia, representando un 9.60% y un 2.00% de las pérdidas, respectivamente.
- El coeficiente de rendimiento estimado utilizando los datos in situ fue del 80%, reflejando el desempeño real de la planta bajo condiciones operativas locales. Las simulaciones basadas en datos satelitales presentaron valores superiores: NASA (82.6%), PVGIS (81.2%) y METEONORM (80.9%). Estas diferencias destacan la influencia de los factores climáticos y operativos en el PR, subrayando la importancia de incorporar mediciones locales para identificar desviaciones y

optimizar el desempeño energético. La metodología utilizada demuestra que las simulaciones basadas únicamente en datos satelitales pueden sobreestimar la eficiencia real de las plantas fotovoltaicas.

- Los resultados de este estudio enfatizan que el PR es un indicador clave para evaluar el desempeño de las plantas fotovoltaicas, ya que proporciona una medida integral de su eficiencia. Para los desarrolladores, un PR elevado asegura la viabilidad técnica y económica del proyecto, mientras que, para los propietarios, permite monitorear el estado operativo de la planta y tomar decisiones informadas sobre mantenimiento y optimización. Este estudio subraya la importancia de complementar los datos satelitales con mediciones locales para garantizar estimaciones realistas del PR, reduciendo el riesgo de sobreestimaciones y asegurando una operación más eficiente y rentable.
- Este estudio representa una contribución significativa al campo de las energías renovables en Colombia, demostrando la importancia de integrar datos locales en el análisis del desempeño de plantas fotovoltaicas. Al proporcionar una metodología robusta para evaluar y optimizar el rendimiento, este trabajo no solo mejora la precisión en las proyecciones energéticas, sino que también sienta las bases para la toma de decisiones informadas en proyectos futuros. La aplicación de estas conclusiones puede incrementar la rentabilidad y sostenibilidad de las instalaciones fotovoltaicas, contribuyendo así al cumplimiento de los objetivos nacionales de transición energética y mitigación del cambio climático.

## REFERENCIAS

- [1] A. M. Khalid, I. Mitra, W. Warmuth, y V. Schacht, «Performance ratio – Crucial parameter for grid connected PV plants», *Renewable And Sustainable Energy Reviews*, vol. 65, pp. 1139-1158, nov. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.07.066.
- [2] M. F. S. Guzmán, D. D. P. Ruiz, J. F. G. Martínez, M. L. R. Sierra, y S. N. C. Torres, «Análisis prospectivo del uso de energía solar: Caso Colombia», *Investigación y Ciencia de la Universidad Autónoma de Aguascalientes*, n.o 71, pp. 85-93, ago. 2017, doi: 10.33064/iycuaa201771604.
- [3] S. B. J. Manuel, «Análisis de rendimiento y estrategias de mejora para una planta Fotovoltaica de 90 KW», 2024. <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/27319>
- [4] Application of IEC 61724 Standards to Analyze PV System Performance in Different Climates», *IEEE Conference Publication | IEEE Xplore*, 1 de junio de 2017. <https://ieeexplore.ieee.org/document/8366666>
- [5] D. J. V. Kumar et al., «Performance Evaluation of 1.1 MW Grid-Connected Solar Photovoltaic Power Plant in Louisiana», *Energies*, vol. 15, n.o 9, p. 3420, may 2022, doi: 10.3390/en15093420.
- [6] J. De Oliveira Gonzalez y F. R. Martins, «Performance study of a photovoltaic system operating on the southeastern coast of Brazil», 13 de abril de 2024. <https://latamt.ieeer9.org/index.php/transactions/article/view/8256>
- [7] N. Maitanova, S. Schlüters, B. Hanke, K. Von Maydell, y C. Agert, «Quantifying power and energy fluctuations of photovoltaic systems», *Energy Science & Engineering*, vol. 10, n.o 12, pp. 4496-4511, ago. 2022, doi: 10.1002/ese3.1285.

- [8] I. Jamil, H. Lucheng, S. Habib, M. Aurangzeb, E. M. Ahmed, y R. Jamil, «Performance evaluation of solar power plants for excess energy based on energy production», *Energy Reports*, vol. 9, pp. 1501-1534, dic. 2023, doi: 10.1016/j.egy.2022.12.081.
- [9] S. Martín-Martínez, M. Cañas-Carretón, A. Honrubia-Escribano, y E. Gómez-Lázaro, «Performance evaluation of large solar photovoltaic power plants in Spain», *Energy Conversion And Management*, vol. 183, pp. 515-528, mar. 2019, doi: 10.1016/j.enconman.2018.12.116.
- [10] E. Sayed et al., «Renewable Energy and Energy Storage Systems», *Energies*, vol. 16, n.o 3, p. 1415, feb. 2023, doi: 10.3390/en16031415.
- [11] C. León-Ospina, H. Arias-Zarate, y C. Hernandez, «Performance Evaluation of Photovoltaic Projects in Latin America», *International Journal Of Advanced Computer Science And Applications*, vol. 14, n.o 1, ene. 2023, doi: 10.14569/ijacsa.2023.0140123.
- [12] C. M. M. Rocha, C. M. Batista, W. F. A. Rodríguez, A. J. F. Ballesteros, y J. R. N. Álvarez, «Challenges and perspectives of the use of photovoltaic solar energy in Colombia», *International Journal Of Power Electronics And Drive Systems/International Journal Of Electrical And Computer Engineering*, vol. 12, n.o 5, p. 4521, oct. 2022, doi: 10.11591/ijece.v12i5.pp4521-4528.
- [13] A. R. López et al., «Solar PV generation in Colombia - A qualitative and quantitative approach to analyze the potential of solar energy market», *Renewable Energy*, vol. 148, pp. 1266-1279, abr. 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.10.066.

- [14] R. Perez, R. Seals, and J. Michalsky, "All-Weather Model for Solar Radiation on Tilted Surfaces," *Solar Energy*, vol. 28, no. 5, pp. 293-304, 1982.
- [15] «Acuerdo 1226 Por el cual se aprueba el "Protocolo para la verificación de la calidad y la confiabilidad de la medición y el reporte al CND de las variables meteorológicas asociadas a las plantas solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR" | Consejo nacional de operación del sector eléctrico CNO». <https://www.cno.org.co/content/acuerdo-1226-por-el-cual-se-aprueba-el-protocolo-para-la-verificacion-de-la-calidad-y-la>
- [16] M. A. Green, K. Emery, Y. Hishikawa, W. Warta, and E. J. Hoyd, "Solar Cell Efficiency Tables (Version 60)," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 24, no. 7, pp. 905-913, 2016.
- [17] "The Role of Photovoltaic Systems in the Reduction of Greenhouse Gas Emissions," *Environmental Science & Technology*, vol. 45, no. 15, pp. 6200-6206, 2011.
- [18] J. A. Duffie and W. A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*, 4th ed. John Wiley & Sons, 2013.
- [19] A. Luque and S. Hegedus, *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, 2nd ed. John Wiley & Sons, 2011.
- [20] M. Z. Jacobson and M. A. Delucchi, "Providing All Global Energy with Wind, Water, and Solar Power, Part I: Technologies, Energy Resources, Quantities and Areas of Infrastructure, and Materials," *Energy Policy*, vol. 39, no. 3, pp. 1154-1169, 2011.

- [21] I. Corporativa, «Apostamos por la energía solar fotovoltaica», Iberdrola. <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/energia-solar-fotovoltaica#:~:text=Se%20trata%20de%20un%20tipo,hasta%20las%20grandes%20plantas%20fotovoltaicas>.
- [22] Iberdrola, «RADIACIÓN SOLAR», Iberdrola, 22 de abril de 2021. <https://www.iberdrola.com/compromiso-social/radiacion-solar>
- [23] Llorente Gonzales, J., & Sánchez Sanjuan, S. (2021). Introducción a la energía solar (Primera ed)
- [24] J. A. Alonso, «Radiación, geometría, recorrido óptico, irradiancia», SunFields Empresa de Placas y Equipos Solares, abr. 2023, [En línea]. Disponible en: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/energia-fotovoltaica-radiacion-geometria-recorrido-optico-irradiancia-y-hsp/>
- [25] O. Planas, «Plantas fotovoltaicas: funcionamiento y afectaciones». <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/planta-fotovoltaica>
- [26] L. Peña y L. Peña, «DIFERENCIAS ENTRE RADIACIÓN, IRRADIANCIA e IRRADIACIÓN SOLAR - Ilumin | Cursos de energía solar», ilumin | Cursos de Energía Solar - Cursos Fotovoltaicos Online, 11 de julio de 2022. <https://ilumin.online/diferencias-entre-radiacion-irradiancia-e-irradiacion-solar/>
- [27] Quevedo Barrera, J. C. (2020). Rendimiento de una instalación fotovoltaica conectada a la red a más de 2500 msnm [Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito]

- [28] E. S. S. Seo y E. S. S. Seo, «Performance Ratio Solar | ENERGIA SOLAR SURYA», ENERGIA SOLAR SURYA, 20 de julio de 2020. <https://cursovirtual.energiasolarsurya.com/performance-ratio-solar/>
- [29] «Performance ratio», SMA. Accedido: 6 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://files.sma.de/downloads/Perfratio-TI-en-11.pdf>
- [30] Geonica, «Sistema SEMS-Espectral». <https://www.geonica.com/sistema-sems-espectral.php>
- [31] «Performance Ratio», Pvsyst. [https://www.pvsyst.com/help/performance\\_ratio.htm](https://www.pvsyst.com/help/performance_ratio.htm) (accedido 20 de octubre de 2023).
- [32] SMA. (2021). Coeficiente de rendimiento, factor de calidad de la instalación fotovoltaica
- [33] E. S. S. Seo y E. S. S. Seo, «Performance Ratio Solar | ENERGIA SOLAR SURYA», ENERGIA SOLAR SURYA, 20 de julio de 2020. <https://cursovirtual.energiasolarsurya.com/performance-ratio-solar/>
- [34] V. Renewables, «Problemas con el cálculo de PR/Performance ratio», Vector Renewables, 1 de agosto de 2023. <https://www.vectorenrenewables.com/es/recursos/blog/problemas-con-el-calculo-de-pr-performance-ratio>
- [35] O. L. Liomnis, «Evaluación de diferentes modelos para estimar la temperatura de operación de módulos fotovoltaicos monocristalinos usando datos climatológicos». [http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S1815-59012022000300120](http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1815-59012022000300120)

- [36] A. M. Khalid, I. Mitra, W. Warmuth, y V. Schacht, «Performance ratio – Crucial parameter for grid connected PV plants», *Renewable And Sustainable Energy Reviews*, vol. 65, pp. 1139-1158, nov. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.07.066.
- [37] N. H. Reich, B. Mueller, A. Armbruster, W. G. J. H. M. Van Sark, K. Kiefer, y C. Reise, «Performance ratio revisited: is PR > 90% realistic?», *Progress In Photovoltaics Research And Applications*, vol. 20, n.o 6, pp. 717-726, ene. 2012, doi: 10.1002/pip.1219.
- [38] W. Van Sark, N. Holger Reich, B. Müller, y A. A. Armbruster, «REVIEW OF PV PERFORMANCE RATIO DEVELOPMENT», may 2012. Accedido: 11 de agosto de 2024. [En línea]. Disponible en: [https://www.researchgate.net/publication/259828112\\_Review\\_of\\_PV\\_performance\\_ratio\\_development](https://www.researchgate.net/publication/259828112_Review_of_PV_performance_ratio_development)
- [39] S. Dubey, J. N. Sarvaiya, y B. Seshadri, «Temperature Dependent Photovoltaic (PV) Efficiency and Its Effect on PV Production in the World – A Review», *Energy Procedia*, vol. 33, pp. 311-321, ene. 2013, doi: 10.1016/j.egypro.2013.05.072.\
- [40] S. Dubey, J. N. Sarvaiya, y B. Seshadri, «Temperature Dependent Photovoltaic (PV) Efficiency and Its Effect on PV Production in the World – A Review», *Energy Procedia*, vol. 33, pp. 311-321, ene. 2013, doi: 10.1016/j.egypro.2013.05.072.
- [41] D. Nugent y B. K. Sovacool, «Assessing the lifecycle greenhouse gas emissions from solar PV and wind energy: A critical meta-survey», *Energy Policy*, vol. 65, pp. 229-244, nov. 2013, doi: 10.1016/j.enpol.2013.10.048.

- [42] C. M. Williams, D. F. Gustavo, D. R. Manuel, y F. U. Rubén, «Análisis ciclo vida y económico aplicado a la reutilización y reciclaje de paneles solares fotovoltaicos», 2019. <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/174091>
- [43] «Optical Losses | PVEDucation». <https://www.pveducation.org/pvcdrom/design-of-silicon-cells/optical-losses#:~:text=Optical%20losses%20chiefly%20effect%20the,absorbed%20in%20the%20solar%20cell.>
- [44] «Power BI Report». <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiMmMyZmM1MGMtNzExZC00NzJlTk50DAtnNWUyMzYxMGMwMGYzIiwidCI6IjMzZWYwNmM5LTBiNjMtNDg3MC1hNTY1LWlZyZc5NWlXNmE1MyIsImMiOiR9>
- [45] «Project design > Results > Performance Ratio PR». [https://www.pvsyst.com/help-pvsyst7/performance\\_ratio.htm](https://www.pvsyst.com/help-pvsyst7/performance_ratio.htm)

## ANEXO 1

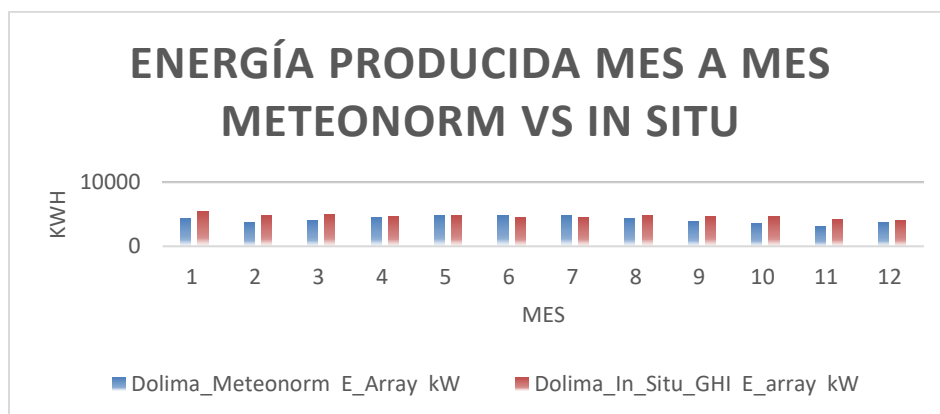


Figura 16. Energía producida mes a mes Meteonorm vs in situ. Fuente propia

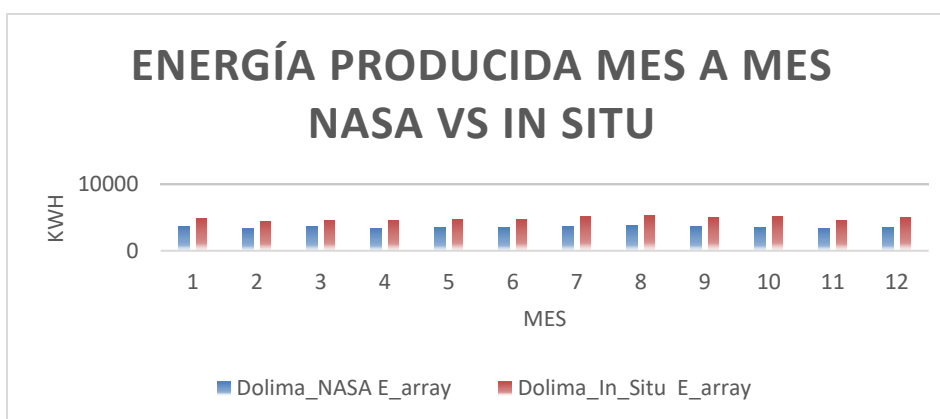


Figura 17. Energía producida mes a mes NASA vs In Situ. Fuente propia

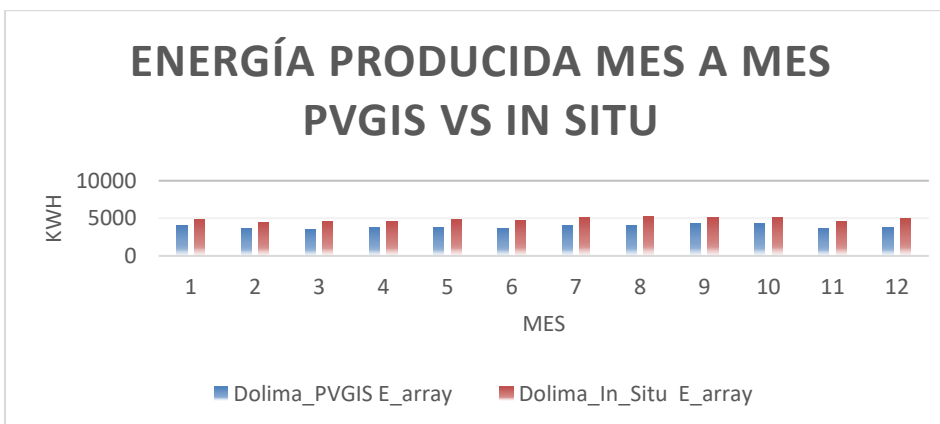
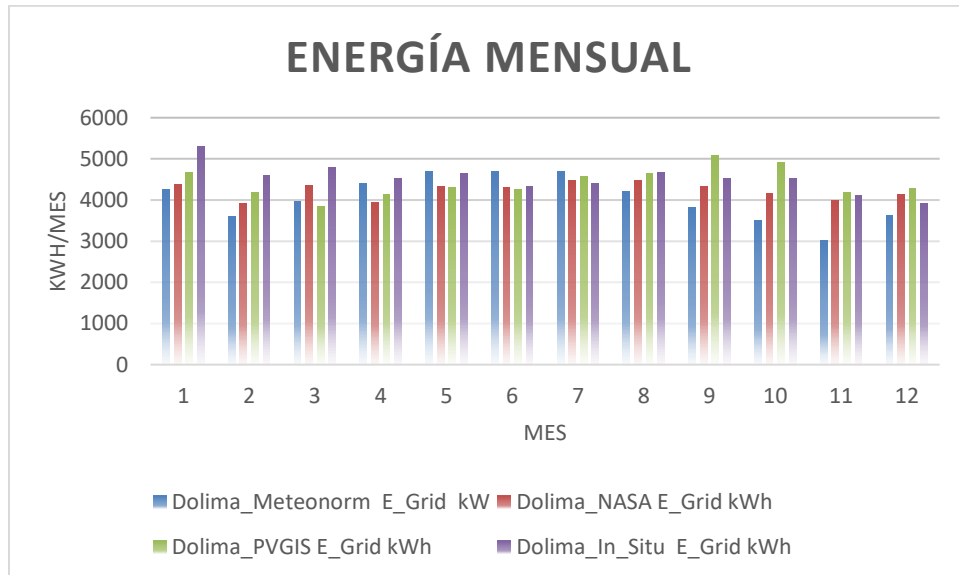


Figura 18. Energía producida mes a mes PVGIS vs In Situ. Fuente propia



*Figura 19. Energía mensual. Fuente propia*

## ANEXO 2

La metodología para definir el modelo de estudio se presenta a continuación:

1. Generar un archivo con toda la información sintética de variables meteorológicas satelitales de bases de datos de la ubicación de la planta en estudio en el software de simulación PVSYST.
2. Construir el modelo con base en los diseños de ingeniería.
3. Definir la orientación de los módulos.
4. En Colombia, la orientación óptima para los módulos fotovoltaicos es hacia el norte. Esto se debe a que, en el hemisferio sur, el sol sigue una trayectoria que se inclina hacia el norte a lo largo del día. Para maximizar la captación de energía solar, los módulos deben ser instalados con una inclinación que se ajuste a la latitud local. En áreas cercanas al ecuador, como en Colombia, un ángulo de inclinación de entre  $10^\circ$  y  $15^\circ$  es generalmente recomendado.

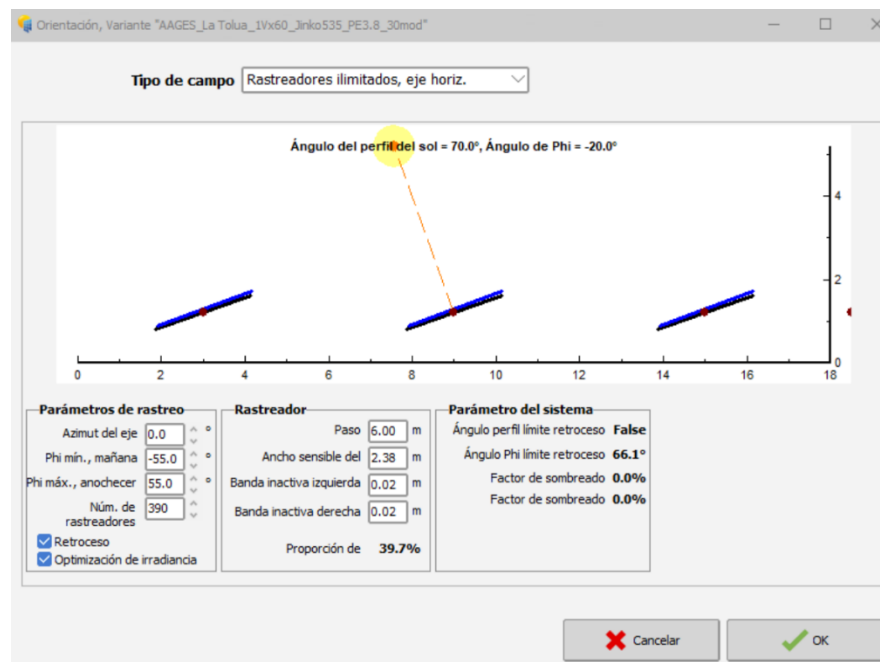


Figura 20. Orientación de los módulos. Fuente propia.

5. Caracterización del sistema

The screenshot displays the 'Grid system definition' software interface. The main window is titled 'Sub-array' and contains several configuration panels:

- Sub-array name and Orientation:** Name: Sub-array #1, Order: 1, Tilt: 1°, Azimuth: 0°. Orientation: Fixed Tilted Plane.
- Pre-sizing Help:** Enter planned power: 28090.0 kWp, or available area(modules): 134378 m².
- Select the PV module:** Filter: All PV modules, Approx. needed modules: 52019. Selected module: JA Solar 540 Wp 35V Si-mono JAM72530-540/MR. Sizing voltages: V<sub>mpp</sub> (60°C): 35.9 V, V<sub>oc</sub> (30°C): 48.9 V.
- Select the inverter:** Output voltage: 800 V Tri 50Hz. Selected inverter: Huawei Technologies 200 kW 500 - 1500 V TL 50/60Hz SUN2000-215KTL+H0. Inverter power used: 673 kWac.
- Design the array:** Number of modules and strings: Mod. in series: 30, Nb. strings: 54. Operating conditions: V<sub>mpp</sub> (60°C): 1076 V, V<sub>mpp</sub> (20°C): 1256 V, V<sub>oc</sub> (30°C): 1466 V. Plane irradiance: 1000 W/m². Array nom. Power (STC): 875 kWp.
- List of subarrays:** A table listing sub-arrays and their components.
 

Name	#Mod	#Inv.	#String	#MPPT
Sub-array #1				
JA Solar - JAM72530-540/MR	30		54	
Huawei Technologies - SUN2000-215KTL+H0	3		27	
Sub-array #2				
JA Solar - JAM72530-540/MR	30		1470	
Huawei Technologies - SUN2000-215KTL+H0	82		735	
Sub-array #3				
JA Solar - JAM72530-540/MR	30		210	
Huawei Technologies - SUN2000-215KTL+H0	24		210	
- Global system summary:**

Nb. of modules	52020
Module area	134381 m²
Nb. of inverters	108.0
Nominal PV Power	28091 kWp
Maximum PV Power	27705 kWDC
Nominal AC Power	21598 kWAC
Prom ratio	1.301

Figura 21. Caracterización del sistema. Fuente propia.

## 6. Definición del Horizonte

The screenshot displays the 'Horizon (far Shadings) definition' software interface. The main window is titled 'Horizon line drawing - Legal Time' and shows a graph of the horizon line with sun height and azimuth axes. The graph is labeled 'Fixed plane, Tilts/azimuths: 1°/ 0°'. The sun height axis ranges from 0 to 90 degrees, and the azimuth axis ranges from -180 to 180 degrees. The graph shows the sun's path for various dates and times, with labels for 'Behind the plane' and 'Behind the plane'.

The table on the right side of the interface lists the points used for the horizon definition:

No	Azimuth	Height [°]
1	-180.0	3.8
2	-173.0	3.8
3	-165.0	2.7
4	-158.0	1.5
5	-128.0	1.5
6	-120.0	1.9
7	-113.0	2.3
8	-98.0	2.3
9	-90.0	2.7
10	-37.5	2.7
11	-30.0	2.3
12	-22.5	1.9
13	-15.0	1.5
14	-7.5	1.1
15	0.0	0.8
16	22.5	0.8

Figura 22. Definición del Horizonte. Fuente propia.



9. Con la información anterior se define el modelo del parque fotovoltaico Dolimase obtienen los datos que se muestran en el Anexo 1. Informe de reporte de simulación PVSYST PFV DOLIMA.

## ANEXO 3



PVsyst V7.2.8

VC0. Simulation date:  
27/07/24 09:40  
with v7.2.8

Project: Dulima 1 Simulado

Variant: Dolima Variante de simulacion1

## General parameters

<b>Grid-Connected System</b>		<b>No 3D scene defined, no shadings</b>	
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Sheds configuration</b>	<b>Models used</b>
Orientation		No 3D scene defined	Transposition Perez
Fixed plane			Diffuse Imported
Tilt/Azimuth	1 / 0 °		Circumsolar separate
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>	<b>User's needs</b>
Average Height	2.1 °	No Shadings	Unlimited load (grid)

## PV Array Characteristics

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	JA Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	JAM72S30-540/MR	Model	SUN2000-215KTL-H0
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	540 Wp	Unit Nom. Power	200 kWac
Number of PV modules	52020 units	Number of inverters	108 units
Nominal (STC)	28.09 MWp	Total power	21598 kWac
<b>Array #1 - Sub-array #1</b>		Number of inverters	27 * MPPT 12% 3.4 units
Number of PV modules	1620 units	Total power	673 kWac
Nominal (STC)	875 kWp	Operating voltage	500-1500 V
Modules	54 Strings x 30 In series	Max. power (=>25°C)	215 kWac
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Pnom ratio (DC:AC)	1.30
Pmpp	799 kWp		
U mpp	1122 V		
I mpp	712 A		
<b>Array #2 - Sub-array #2</b>		Number of inverters	735 * MPPT 12% 91.5 units
Number of PV modules	44100 units	Total power	18309 kWac
Nominal (STC)	23.81 MWp	Operating voltage	500-1500 V
Modules	1470 Strings x 30 In series	Max. power (=>25°C)	215 kWac
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Pnom ratio (DC:AC)	1.30
Pmpp	21.75 MWp		
U mpp	1122 V		
I mpp	19388 A		
<b>Array #3 - Sub-array #3</b>		Number of inverters	210 * MPPT 6% 13.1 units
Number of PV modules	6300 units	Total power	2617 kWac
Nominal (STC)	3402 kWp	Operating voltage	500-1500 V
Modules	210 Strings x 30 In series	Max. power (=>25°C)	215 kWac
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Pnom ratio (DC:AC)	1.30
Pmpp	3108 kWp		
U mpp	1122 V		
I mpp	2770 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	28091 kWp	Total power	21598 kWac
Total	52020 modules	Nb. of inverters	108 units
Module area	134381 m <sup>2</sup>		0.0 unused
		Pnom ratio	1.30

Figura 24. Definición del modelo. Fuente propia.



**PVsyst V7.2.8**

VC0. Simulation date:  
27/07/24 09:40  
with v7.2.8

**Project: Dulima 1 Simulado**  
Variant: Dolima Variante de simulacion1

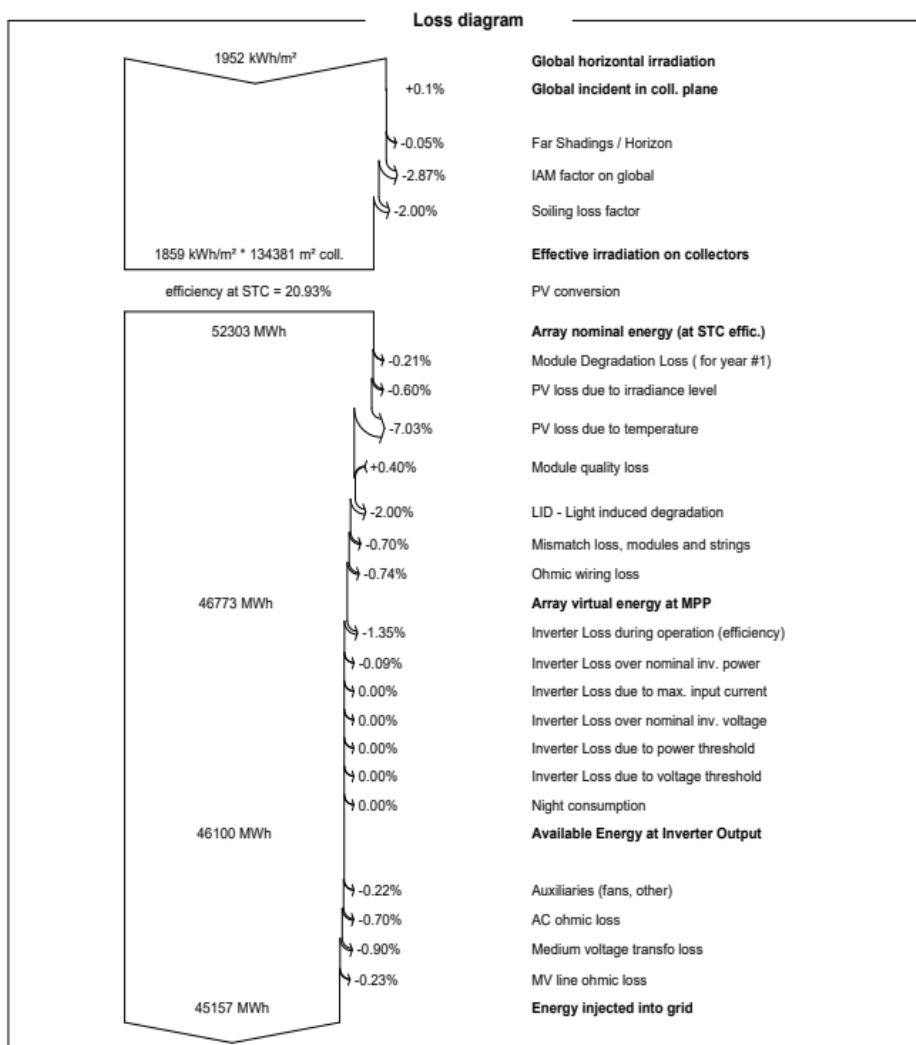


Figura 25. Definición del modelo. Fuente propia.

## ANEXO 4

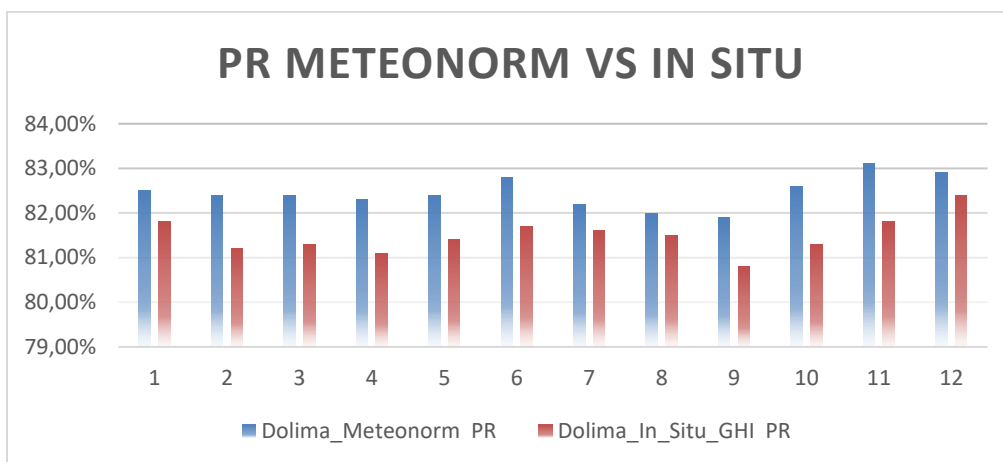


Figura 26. PR Meteororm vs In situ. Fuente propia.

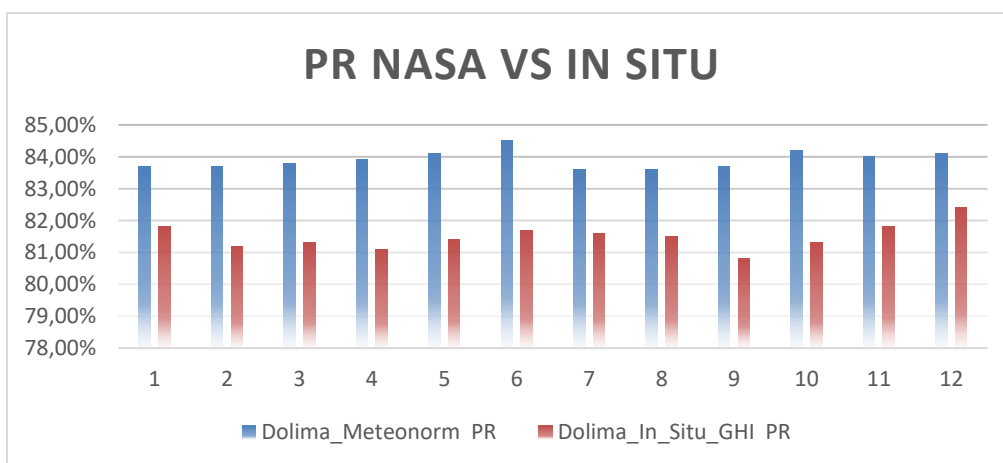


Figura 27. PR NASA vs In situ. Fuente propia.

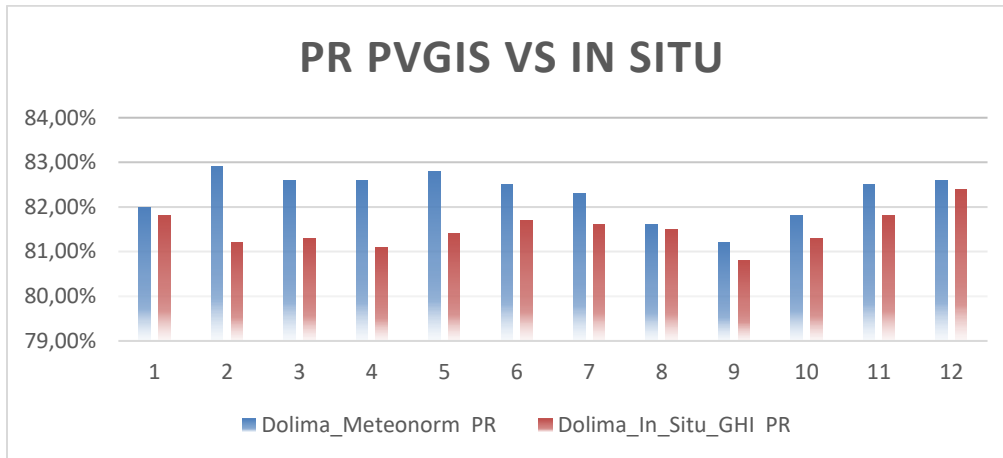


Figura 28. PR PVGIS vs In situ. Fuente propia.

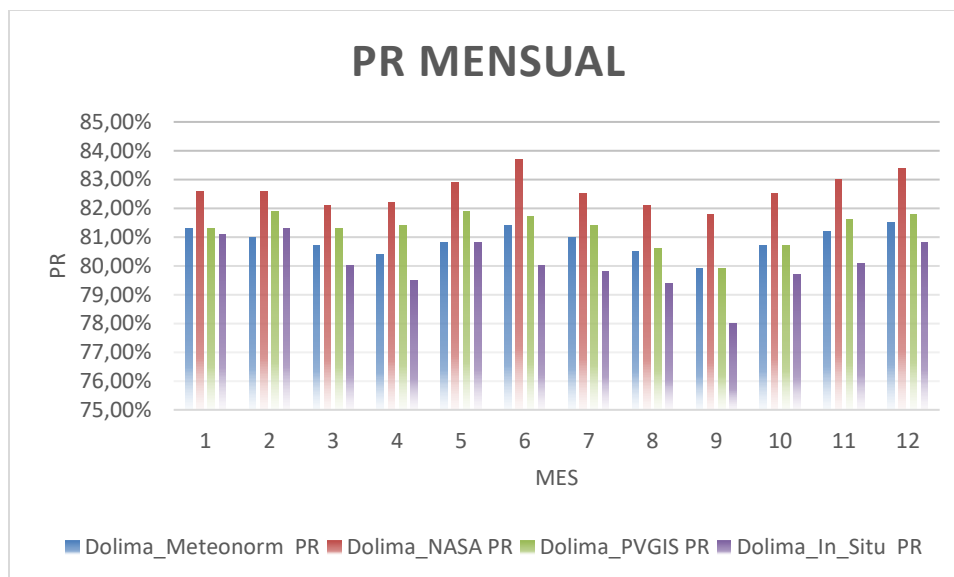


Figura 29. PR mensual. Fuente propia.