



# **BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA**

INSTITUTO DE CIENCIAS BUAP

**“Monitoreo y análisis de la irradiancia solar,  
durante un año, para la generación de una  
base de datos de potencial solar disponible en  
el Ecocampus BUAP”**

**Tesis**

**Para obtener el grado de:**

**Maestro en Ciencias en Energías Renovables**

**Presenta:**

**Adán Pérez Herrera**

**Matrícula: 223470233**

**No. de CVU SECITHI: 1295800**

**Asesor de tesis**

**Dr. Julio Villanueva Cab**

**Co-asesora**

**Dra. Evelyn Betsabé Díaz Cruz**

## OFICIO DE AUTORIZACIÓN DE IMPRESIÓN

(Colocar carta de aval de impresión por parte de coordinación)

## OFICIO DE REGISTRO DE PROTOCOLO

(Aquí colocar carta de aprobación de protocolo)

# EVIDENCIA DE RETRIBUCIÓN SOCIAL

## Artículo de divulgación científica

- **Pérez Herrera, A., & Villanueva Cab, J.** (2025). INSTALACIÓN DE UN SISTEMA DE MONITOREO DE POTENCIA DE RADIACIÓN SOLAR PARA ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE CELDAS Y PANELES SOLARES. *RD-ICUAP*, 11(31). <https://doi.org/10.32399/icuap.rdic.2448-5829.2025.31.1578>

## Agradecimientos

Expreso mi más sincera gratitud a mis directores de tesis, Dr. Julio Villanueva Cab y Dra. Evelyn Betsabé Díaz Cruz, por su tiempo, orientación y paciencia en la realización de este trabajo durante el periodo de esta maestría. Su amplio conocimiento como científicos e investigadores me ha motivado a continuar aprendiendo e impulsar mi crecimiento profesional.

Agradezco con todo mi corazón a mis hijos Ada, Alain, Itzel e Irvin por su amor incondicional, su apoyo constante y por ser mi mayor fuente de motivación en los momentos más difíciles. Me siento profundamente orgulloso de ustedes y de cada uno de sus logros; su existencia ha sido mi mayor impulso y la razón para seguir adelante siempre.

Mi reconocimiento a la Dra. Evelyn Díaz y al Dr. Eulises Regalado por su valiosa participación, disposición y acompañamiento durante el desarrollo de este trabajo. Su compromiso con la ciencia y su ejemplo profesional han sido una motivación constante para dar siempre lo mejor de mí.

Agradezco a todos mis compañeros que formaron parte del posgrado y del laboratorio de celdas emergentes durante el periodo (2023–2025) por su compañerismo, colaboración y todas las experiencias compartidas dentro y fuera del laboratorio, que hicieron de esta etapa una experiencia enriquecedora tanto personal como académica.

Asimismo, extiendo mi más profundo agradecimiento a todas aquellas personas que, de una u otra forma, contribuyeron con su apoyo, consejo o palabra de aliento a la culminación de esta etapa tan importante para un servidor.

## Resumen

En este trabajo se presentan el análisis, el estudio y mediciones de la potencia de radiación solar (*Solar Radiation Power Meter*, SRPM), por sus siglas en inglés, diseñado para monitorear y evaluar el potencial energético solar en una región específica. Este sistema fue instalado en el ecocampus de la Benemérita Universidad Autónoma de Puebla (BUAP) (18°56'13.8" N, 98°09'22.5" W), considerando factores geográficos, variaciones estacionales y horarios, con el propósito de optimizar la obtención de información sobre la captación de energía solar y apoyar, con mayor precisión, la instalación de módulos fotovoltaicos mediante mediciones en tiempo real.

Los datos experimentales obtenidos fueron analizados y comparados con bases de datos teóricas de referencia, en particular las proporcionadas por la *National Aeronautics and Space Administration* (NASA), que se basan en modelos matemáticos de largo plazo y en promedios históricos de radiación solar obtenidos a partir de observaciones satelitales. En el análisis también se incorporaron parámetros atmosféricos, como la temperatura, la humedad relativa y la velocidad del viento, con el fin de reflejar las variaciones locales instantáneas. La adquisición de datos se realizó de manera continua durante un año, lo que permitió una evaluación estadística sólida de la correlación y la dispersión entre los valores medidos y los teóricos.

Los resultados muestran que los valores experimentales de irradiancia fueron aproximadamente 15 % inferiores a las estimaciones de la NASA. Esta diferencia no representa un error en las bases de datos satelitales, sino que refleja la naturaleza promedio y predictiva de sus modelos frente a las fluctuaciones reales registradas in situ. Las mediciones experimentales aportan una visión más precisa de la disponibilidad del recurso solar, lo que permite reducir la incertidumbre en el diseño de proyectos fotovoltaicos y, por ende, optimizar los costos de infraestructura, materiales y mano de obra, al adecuar la instalación de los sistemas a las condiciones reales del sitio.

**Palabras clave:** *Radiación solar, potencial energético, fotovoltaico, sistema solar.*

## Abstract

This work presents the results of a measurement study; analysis of a Solar Radiation Power Meter (SRPM) designed to monitor and evaluate the solar energy potential in a specific region. This system was deployed at the ecocampus of the Benemérita Autónoma Universidad de Puebla (BUAP) (18°56′13.8" N, 98°09′22.5" W), accounting for key parameters such as geographical location, seasonal variations, and time of day, to optimize solar energy-harvesting information and support the installation of photovoltaic modules with greater precision through real-time measurements.

The collected experimental data were analyzed and compared with other theoretical database sources, such as those from the National Aeronautics and Space Administration (NASA), which are based on long-term mathematical models and historical averages of solar radiation, as well as satellite observations. Additional atmospheric parameters, such as temperature, relative humidity, and wind speed/direction, were considered in the analysis to capture local, real-time variations. Data were continuously collected over 1 year, enabling robust statistical evaluation of the correlation and dispersion between measured and theoretical values.

The results in this work indicate that the experimental irradiance values were approximately 15% lower than the NASA estimations. This discrepancy does not imply an error on the part of NASA, but rather reflects the nature of *its* predictive and model-based approach, which averages solar radiation trends over extended time periods. In contrast, the experimental measurements capture real-time fluctuation of both datasets, providing more accurate predictions and reducing uncertainties for future solar project design. Such refined evaluations can contribute to cost savings in infrastructure, materials, and labor by tailoring photovoltaic system installations to local resource availability.

**Keywords:** *Solar Radiation, energy potential, photovoltaic, solar system.*

# Contenido

# No. Pág.

Capítulo 1: Planteamiento del estudio .....	1
1.1 Introducción.....	1
1.2 Antecedentes.....	2
1.3 Planteamiento del problema .....	5
1.4 Preguntas de investigación .....	5
1.5 Justificación .....	6
1.6 Hipótesis .....	6
1.7 Objetivos.....	6
<b>1.7.1 Objetivo general</b> .....	6
<b>1.7.2 Objetivos específicos</b> .....	7
Referencias .....	7
Capítulo 2: Aspectos teóricos .....	9
2.1 Marco teórico.....	9
2.2 Efecto fotovoltaico (FV).....	9
2.3 Radiación solar .....	12
<b>2.3.1 Irradiancia</b> .....	12
<b>2.3.2 Insolación</b> .....	13
<b>2.3.3 Espectro solar</b> .....	14
<b>2.3.4 Masa de aire</b> .....	16
2.4 Energía de los fotones.....	17
2.5 Movimientos de la Tierra y su efecto en la radiación solar .....	19
<b>2.5.1 Rotación de la tierra</b> .....	19
<b>2.5.2 Traslación terrestre</b> .....	20
<b>2.5.3 Inclinación del eje terrestre</b> .....	21
<b>2.5.4 Precesión y nutación</b> .....	22
2.6 Geometría solar y parámetros radiográficos.....	23
<b>2.6.1 El ángulo de declinación solar (<math>\delta</math>)</b> .....	24
<b>2.6.2 El ángulo horario (<math>\omega</math>)</b> . .....	24
<b>2.6.3 El ángulo cenital (<math>\theta_z</math>)</b> .....	25
<b>2.6.4 Ángulo de elevación solar (<math>\alpha_s</math>)</b> .....	25
2.7 Importancia del monitoreo solar.....	26
Referencias .....	28

Capítulo 3: Marco normativo .....	30
3.1 Normativa y estándares en sistemas fotovoltaicos .....	30
3.2 Normas nacionales e internacionales.....	30
<b>3.2.1 Normativa nacional vigente</b> .....	30
<b>3.2.2 Normativa internacional aplicable</b> .....	31
3.3 NOM-001-SEDE-2012 Cap. 6 artículo 690 Sistemas solares fotovoltaicos .....	32
3.4 NOM-001-SEDE-2012 Cap. 7 artículo 705 Sistemas solares fotovoltaicos .....	33
Referencias .....	35
Capítulo 4: Metodología de análisis y estudio.....	36
4.1 Selección de la base de datos.....	36
<b>4.1.1 Definición del sitio de estudio.</b> .....	36
<b>4.1.2 Latitud</b> .....	36
<b>4.1.3 Longitud</b> .....	36
<b>4.1.2 Ciudad Universitaria 2 (Ecocampus)</b> .....	37
4.1.3 Periodo del estudio .....	38
<b>4.2 Adquisición y extracción de datos</b> .....	39
<b>4.3 Depuración y procesamiento de datos para análisis en Excel</b> .....	40
<b>4.4 Gráficos e interpretación de datos</b> .....	40
<b>4.5 Comparación e interpretación de datos</b> .....	41
<b>4.5.1 Métodos estadísticos aplicados en este estudio</b> .....	41
<b>4.5.2 Métodos estadísticos aplicados en este estudio</b> .....	41
<b>4.5.3 Indicadores para validación teórico-experimental</b> .....	42
<b>4.5.3.1 Error Medio Absoluto (MAE)</b> .....	42
<b>4.5.3.2 Raíz de Error Cuadrático Medio (RMSE)</b> .....	42
<b>4.5.3.3 Sesgo Medio (MBE)</b> .....	43
<b>4.5.3.4 Coeficiente de determinación (<math>R^2</math>)</b> .....	43
<b>Referencias</b> .....	44
Capítulo 5: Desarrollo experimental.....	45
5.1 Recolección de datos teóricos y experimentales .....	45
5.2 Datos Teóricos.....	45
<b>5.1.2 Proceso para recolección de datos de la NASA</b> .....	45
<b>5.1.3 Proceso para obtener datos de NREL</b> .....	47
<b>5.1.4 Proceso para obtener datos de PVGIS</b> .....	48
<b>5.1.5 Proceso para obtener datos de GSA</b> .....	49

<b>5.1.6 Proceso para obtener datos SUN-Calc</b> .....	49
5.2 Datos experimentales.....	50
<b>5.2.1 RAMM BUAP</b> .....	51
<b>5.2.2 RAMM DIAU CU2</b> .....	53
<b>5.2.3 CONAGUA</b> .....	53
5.3 Variables meteorológicas; Influencia en la Irradiancia y la Generación de Energía Fotovoltaica .....	55
5.4 Sistema fotovoltaico (SFV) instalado.....	58
<b>5.4.1 Cálculo de la generación de energía eléctrica (colaboración con un SFV instalado y en operación).</b> .....	58
Referencias .....	63
Capítulo 6: Resultados y discusión.....	64
Capítulo 6: Conclusiones.....	65



# Capítulo 1: Planteamiento del estudio

## 1.1 INTRODUCCIÓN

A lo largo de los años, la humanidad, así como la fauna y la flora, se ha visto afectada por la contaminación ambiental derivada de las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas al consumo de combustibles fósiles [1]. Este impacto negativo sobre el medio ambiente ha impulsado la búsqueda de fuentes de energía alternativas para mitigar el deterioro ambiental. En este contexto, se han desarrollado tecnologías orientadas al aprovechamiento de los recursos naturales disponibles, como el viento, el sol y el agua, entre otros. Entre estas alternativas, la energía solar ha mostrado un crecimiento notable debido a que es una fuente renovable y sustentable [2]. Conforme aumenta el uso de sistemas solares fotovoltaicos (SFV), el análisis de la irradiancia solar es un aspecto fundamental para optimizar el diseño, la orientación y la inclinación de los módulos, con el fin de maximizar la captación de energía y minimizar las pérdidas asociadas. El estudio detallado de la irradiancia, al comparar mediciones teóricas (obtenidas de la NASA) con mediciones experimentales locales, permite estimar con mayor realismo el potencial de generación eléctrica en una región específica [3]. Lo que contribuye a mejorar la precisión en la planeación y el dimensionamiento de los SFV, adaptándolos a las condiciones específicas del sitio de instalación. Por otra parte, el diseño e instalación de SFV deben cumplir con las normas técnicas y reglamentaciones nacionales vigentes, basadas en estándares internacionales. Dichas normativas establecen lineamientos para el análisis de la irradiancia, el dimensionamiento y el correcto funcionamiento de los sistemas. Cumplir con estos requerimientos no solo garantiza un desempeño seguro y eficiente, sino que también resulta esencial para satisfacer los aspectos legales, sociales y económicos de cada proyecto [4]. En este proyecto de tesis se analiza y evalúa la relación entre los datos teóricos y los datos experimentales de radiación solar, con el propósito de obtener un diagnóstico más preciso del potencial energético solar en la zona de estudio, ubicada en las coordenadas 18°56'13.8" N, 98°09'22.5" W. Este análisis permite evaluar de manera integral el recurso solar disponible en una zona en específico, haciendo especial énfasis en las variaciones estacionales y en los parámetros atmosféricos que influyen en su comportamiento.

## 1.2 Antecedentes

En las últimas décadas, el impacto del cambio climático, impulsado por el aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero, ha evidenciado la necesidad urgente de adoptar fuentes de energía limpias y de reducir la dependencia de los combustibles fósiles. Según la Agencia Internacional de Energía (*International Energy Agency*, IEA) [5], la transición hacia energías renovables no solo es clave para mitigar el calentamiento global, sino también para garantizar la seguridad energética y la sostenibilidad económica de los países. La propia IEA estima que, para el año 2030, las energías renovables representarán alrededor del 35 % de la generación eléctrica mundial, con la energía solar fotovoltaica (FV) como la principal tecnología renovable en términos de capacidad instalada [6].

En este contexto, los SFV se posicionan como una alternativa técnica y ambientalmente viable, al aprovechar un recurso natural abundante y no contaminante: la radiación solar. Su implementación contribuye a reducir la huella de carbono y a generar beneficios económicos sostenibles, tanto para usuarios particulares como para instituciones públicas y privadas (*International Renewable Energy Agency* (IRENA)) [7]. Sin embargo, la eficiencia de los SFV depende directamente de las condiciones locales de irradiación solar, que varían según factores geográficos, climáticos y atmosféricos específicos de cada región.

Como se ha mencionado, la protección del medio ambiente y la mitigación del cambio climático están estrechamente vinculadas al uso de energías renovables. Estos temas forman parte de los compromisos internacionales asumidos en el Acuerdo de París [8]. Dicho acuerdo fue firmado el 12 de diciembre de 2015 durante la 21ª Conferencia de las Partes (COP 2015), en la que 196 países se comprometieron a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). El tratado, que entró en vigor en noviembre de 2016, tiene como objetivo limitar el aumento de la temperatura global a menos de 2 °C y, preferentemente, a 1.5 °C. Para el año 2030 se estableció una reducción de entre 40 % y 55 % de las emisiones de GEI, mientras que la meta para 2050 es alcanzar la neutralidad climática, es decir, equilibrar las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) con la capacidad de absorción de los sumideros naturales, como los bosques y los océanos [8].

El Acuerdo de París contempla varios compromisos fundamentales, los cuales se describen a continuación:

- 1) Reducir las emisiones de GEI para limitar el aumento de la temperatura global.
- 2) Implementar medidas de adaptación que fortalezcan la resiliencia de las comunidades frente a los efectos del cambio climático.
- 3) Brindar apoyo financiero y tecnológico a los países en desarrollo para mejorar sus capacidades de respuesta.
- 4) Fomentar el desarrollo y la adopción de tecnologías energéticas limpias.
- 5) Asimismo, el acuerdo establece un marco de transparencia que permite la evaluación periódica de los avances y la actualización de los compromisos asumidos por los países firmantes [8].

El depositario del Acuerdo de París es la Secretaría General de las Naciones Unidas, encargada de garantizar el cumplimiento y el seguimiento de sus disposiciones. A partir de 2024, los países deberán presentar informes detallados sobre las medidas adoptadas, los progresos en la mitigación y la adaptación, así como el apoyo financiero recibido o brindado [8].

De acuerdo con la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) [9], la información recabada por la Comisión de Transparencia será incorporada al balance global de avances, un instrumento que evaluará el cumplimiento de los objetivos climáticos a nivel mundial. Con base en estos resultados, la Organización de las Naciones Unidas (ONU) emitirá recomendaciones para fortalecer los planes nacionales de acción climática y elevar sus metas de reducción de emisiones. México, como país firmante del acuerdo, ha establecido una serie de medidas orientadas al cumplimiento de dichos compromisos [10].

Entre las principales acciones impulsadas por el Gobierno de México destacan: lograr una tasa neta de deforestación cero, fortalecer la capacidad adaptativa de los municipios más vulnerables, proteger a la población frente a fenómenos hidrometeorológicos extremos, ampliar la infraestructura estratégica y desacoplar el crecimiento económico del aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero [11, 12].

Las metas nacionales para el año 2030 prevén una reducción del 51 % en las emisiones de carbono y del 22 % en los GEI [13]. Para alcanzarlas, México ha implementado políticas de mitigación climática, tales como el financiamiento de proyectos de generación eléctrica sustentable, la emisión de bonos verdes, la aplicación del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS) a los combustibles fósiles y la promoción de certificados de energía limpia (CEL) [R].

El seguimiento de estas acciones se realiza a través de diversas entidades nacionales, entre las que destacan el Sistema Nacional de Cambio Climático (SINACC), la Comisión Intersecretarial de Cambio Climático (CICC), el Programa Especial de Cambio Climático (PECC), el Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC) y las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (*National Determinated Contributions* NDC, por sus siglas en inglés) [14].

En conjunto, estas políticas y compromisos reflejan la responsabilidad de México ante la crisis climática global. Para su cumplimiento, es esencial fomentar la conciencia ambiental en los distintos niveles de gobierno, en el sector privado y en la población en general. En este sentido, el uso de energías limpias, particularmente los SFV, constituye una herramienta estratégica para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>, al sustituir la generación eléctrica basada en combustibles fósiles por energía solar [15].

Finalmente, es importante señalar que en México existe una amplia red de empresas integradoras, proveedores e instaladores que operan conforme a las normas técnicas y de seguridad vigentes en materia de sistemas fotovoltaicos. Como referencia, la Asociación Mexicana de la Industria Fotovoltaica A.C. (AMIF) proporciona información actualizada sobre el crecimiento del sector, las certificaciones disponibles y los lineamientos que promueven la expansión ordenada y segura de esta industria en el país [16].

### 1.3 Planteamiento del problema

En la actualidad, el desarrollo e implementación de SFV dependen directamente del conocimiento preciso del recurso solar disponible en cada región. En el caso del ecocampus BUAP, no existen registros experimentales continuos que permitan conocer con exactitud la potencia de la radiación solar directa y global que incide durante el año, ni cómo influyen las condiciones ambientales locales, como la nubosidad, la humedad relativa, la temperatura o el viento. Esta falta de datos limita la capacidad de evaluar el potencial solar real del sitio, pues las estimaciones se basan en bases de datos satelitales o en modelos teóricos, que ofrecen promedios a largo plazo y no reflejan las variaciones locales que pueden afectar la eficiencia de los SFV.

Contar con mediciones experimentales precisas permite establecer una base de datos confiable de irradiancia solar, útil para validar modelos teóricos, reducir incertidumbres y optimizar la orientación, la inclinación y el dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos conforme a las normas mexicanas vigentes (**NOM-001-SEDE-2012, NMX-ES-001-NORMEX-2015**). La ausencia de esta información en el Eco Campus BUAP constituye una limitación para la planeación y la evaluación de proyectos solares en la institución. De ahí la necesidad de desarrollar un sistema capaz de medir, registrar y analizar la radiación solar local, que sirva como herramienta científica y técnica para impulsar el uso eficiente y sustentable de la energía solar en la región de Puebla, específicamente en la ubicación con coordenadas 18°56'13.8" N, 98°09'22.5" W.

### 1.4 Preguntas de investigación

1. ¿Cuál es el potencial energético solar directo y global disponible en la región establecida, considerando las variaciones climáticas locales, y cómo puede optimizarse su aprovechamiento en SFV conforme a las normas mexicanas vigentes?
2. ¿En qué medida difieren los valores teóricos de irradiancia solar (provenientes de bases de datos satelitales o de modelos) respecto a los valores experimentales, y cómo

puede esta comparación contribuir a mejorar la precisión en la estimación del rendimiento real de los sistemas fotovoltaicos?

## **1.5 Justificación**

El diseño de SFV suele basarse en datos o en promedios históricos, que no reflejan las condiciones reales de una ubicación. Esta falta de información experimental sobre la potencia de la radiación solar provoca el sobredimensionamiento o el subdimensionamiento de los sistemas FV, con resultados inadecuados y un retorno de la inversión más prolongado. Contar con mediciones directas de irradiancia en la región de estudio permitiría caracterizar de manera confiable el recurso solar disponible a lo largo del año.

## **1.6 Hipótesis**

La determinación experimental de la potencia de la radiación solar en una zona específica permitirá optimizar la planeación, el diseño e instalación de sistemas FV mediante datos reales de irradiancia y variables meteorológicas.

## **1.7 Objetivos**

### ***1.7.1 Objetivo general***

Evaluar el potencial energético solar de la zona específica designada mediante la adquisición y validación de datos experimentales y teóricos de irradiancia, con el fin de establecer parámetros precisos para la planeación, el diseño y el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos.

### ***1.7.2 Objetivos específicos***

1. Revisar las normas nacionales aplicables a SFV y al monitoreo solar (NOM-001-SEDE-2012, IEC 61724-1).
2. Adquirir y procesar datos experimentales de irradiancia y de variables meteorológicas mediante la estación RAMM CU2 ubicada en el ecocampus de la BUAP.

3. Validar la irradiancia teórica (NASA, PVGIS, NREL) mediante un análisis estadístico comparativo con los datos experimentales.
4. Determinar el potencial energético solar del sitio y derivar los parámetros clave para el dimensionamiento fotovoltaico (HSP, PR y factor de corrección).

## Referencias

1. Wang, J., & Azam, W. (2024). Natural resource scarcity, fossil fuel energy consumption, and total greenhouse gas emissions in top-emitting countries. *Geoscience Frontiers*, 15(2), 101757. <https://doi.org/10.1016/j.gsf.2023.101757>
2. Schulte, E., Scheller, F., Slood, D., & Bruckner, T. (2022). A meta-analysis of residential PV adoption: The important role of perceived benefits, intentions and antecedents in solar energy acceptance. *Energy Research & Social Science*, 84, 102339. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2021.102339>
3. AlFaraj, J., Popovici, E., & Leahy, P. (2024). Solar irradiance database comparison for PV system design: A case study. *Sustainability*, 16(15), 6436. <https://doi.org/10.3390/su16156436>
4. Berkmen, Y. M., & Lande, A. (1975). Chest roentgenography as a window to the diagnosis of Takayasu's arteritis. *American Journal of Roentgenology*, 125(4), 842–846. <https://doi.org/10.2214/ajr.125.4.842>
5. Edenhofer, O., Pichs-Madruga, R., Sokona, Y., Farahani, E., Kadner, S., Seyboth, K., ... & Minx, J. C. (Eds.). (2011). *Renewable energy sources and climate change mitigation: Special report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/CBO9781139151153>
6. Osman, A. I., Farrell, C., Al-Muhtaseb, A. H., Rooney, D. W., & Harrison, J. (2023). Cost, environmental impact, and resilience of renewable energy under a changing climate: A review. *Environmental Chemistry Letters*, 21(2), 741–764. <https://doi.org/10.1007/s10311-022-01532-8>
7. Estevão, J. (2020). Toward the Paris Agreement implementation impact on electricity sector: The emerging reality. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 11(1), 1–8. <https://doi.org/10.32479/ijeep.10276>
8. Van Deursen, M., & Gupta, A. (2025). Is enhanced transparency the “backbone” of the Paris Agreement? A critical assessment. *Transnational Environmental Law*, 14(1), 41–68. <https://doi.org/10.1017/S2047102524000384>
9. Sosa-Rodríguez, F. S. (2014). From federal to city mitigation and adaptation: Climate change policy in Mexico City. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, 19(7), 969–996. <https://doi.org/10.1007/s11027-013-9455-1>

10. Cruz-Núñez, X., & Centro de Ciencias de la Atmósfera, Universidad Nacional Autónoma de México. (2023). Will Mexico meet its climate commitments? *Atmósfera*, 37, 445–454. <https://doi.org/10.20937/ATM.53174>
11. Mundo-Hernández, J., De Celis Alonso, B., Hernández-Álvarez, J., & De Celis-Carrillo, B. (2014). An overview of solar photovoltaic energy in Mexico and Germany. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 31, 639–649. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.12.029>

## Capítulo 2: MARCO TEÓRICO

### 2.1 Marco Teórico

La energía solar es una de las fuentes renovables con mayor potencial para contribuir a la transición energética mundial, ya que es limpia y, se podría decir, inagotable. La radiación solar que se recibe en la Tierra es del orden de  $1.73 \times 10^{17}$  W, lo que supera el consumo energético mundial actual [17]. Para su mejor aprovechamiento, se debe considerar la variabilidad espacial y temporal de la radiación, la cual está afectada por factores atmosféricos, geográficos y astronómicos que determinan la intensidad y la distribución del recurso solar en cada ubicación.

Entre las diversas tecnologías disponibles para aprovechar la radiación solar, la energía solar FV destaca por su capacidad de convertirla directamente en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico. Este fenómeno ocurre cuando los fotones provenientes del Sol impactan en un material semiconductor, generando la excitación de electrones y su desplazamiento a través de un circuito externo, lo que produce corriente eléctrica [18]. Gracias a los avances tecnológicos, la eficiencia de los módulos ha mejorado significativamente, mientras que los costos de producción han disminuido, lo que hace que los sistemas fotovoltaicos representen una alternativa viable para sustituir el uso de combustibles fósiles en la generación de energía eléctrica [19].

### 2.2 Efecto fotovoltaico (FV)

El efecto fotovoltaico (FV) es un fenómeno físico mediante el cual ciertos materiales semiconductores transforman directamente la energía de la radiación solar en energía eléctrica. Este principio constituye la base de operación de las celdas solares modernas. En 1839, el físico francés Alexandre Edmond Becquerel observó que ciertos materiales generaban corriente eléctrica al ser expuestos a la luz solar [20]. A mediados del siglo XX, cuando se lograron desarrollos tecnológicos significativos, en particular con la invención de la primera celda solar de silicio de alta eficiencia en 1954 por los Laboratorios Bell, lo que marcó el inicio de la era fotovoltaica contemporánea [21].

El mecanismo fundamental del efecto FV se basa en la absorción de fotones por un material semiconductor. Cuando la energía de los fotones incidentes supera la energía de la brecha prohibida (bandgap,  $E_g$ ) del material, un electrón es promovido de la banda de valencia a la banda de conducción, dejando un hueco en la primera [R]. Este par electrón-hueco puede separarse debido al campo eléctrico interno generado en una unión tipo p-n, obtenida mediante el dopaje diferencial del semiconductor: una región con exceso de electrones (tipo n) y otra con exceso de huecos (tipo p) [R].

La separación de los portadores de carga genera una diferencia de potencial entre ambas regiones. Al conectar un circuito externo, los electrones fluyen hacia el contacto n y los huecos hacia el contacto p, lo que permite el paso continuo de corriente eléctrica [20]. Dicha corriente puede emplearse para alimentar dispositivos o almacenarse en sistemas de almacenamiento de energía. La eficiencia de conversión del dispositivo depende de diversos factores, entre los que destacan la pureza y calidad del material semiconductor, las propiedades ópticas del sistema y las condiciones de operación, tales como la temperatura y la intensidad de la irradiación.

Este fenómeno no solo fundamenta el funcionamiento de los paneles solares comerciales, sino que también ha constituido una piedra angular en el desarrollo de tecnologías sostenibles orientadas a la generación limpia de energía eléctrica, impulsando la transición hacia un modelo energético más eficiente y respetuoso con el medio ambiente. El avance en este campo ha representado un logro significativo para la humanidad, que a su vez la demanda de este tipo de tecnologías ha ido en aumento, pues la creciente demanda de tecnologías renovables no solo responde a intereses económicos, sino también a la necesidad urgente de mitigar los impactos ambientales derivados del uso intensivo de combustibles fósiles [R].

Los SFV pueden implementarse en una amplia gama de escalas, desde pequeños arreglos domésticos hasta grandes plantas de generación eléctrica conectadas a la red. En todos los casos, la correcta planificación y dimensionamiento del sistema requieren un conocimiento preciso del recurso solar disponible en la zona de interés [R]. Para ello, es indispensable

realizar un estudio previo que permita determinar la irradiancia solar real que incide sobre el emplazamiento, considerando la variabilidad espacial y temporal de dicho recurso [R]. Existen múltiples factores que influyen en la irradiancia solar incidente, entre ellos la inclinación del eje terrestre y sus movimientos de rotación y traslación, así como variables atmosféricas como el contenido de vapor de agua, la nubosidad y la concentración de aerosoles. La variabilidad estacional también desempeña un papel importante al modificar el ángulo y la duración de la radiación solar que incide sobre la superficie terrestre. Por ello, contar con mediciones experimentales confiables es esencial para validar los modelos teóricos y las estimaciones satelitales empleadas en el diseño de proyectos FV [4].

El monitoreo sistemático de la irradiancia solar, junto con el registro de variables atmosféricas asociadas, constituye un componente fundamental para la planeación e implementación de SFV eficientes. La integración de mediciones experimentales obtenidas a partir de estaciones meteorológicas y sistemas autónomos, como los de la Red Autónoma de Monitoreo Meteorológico (RAMM) de la BUAP, junto con bases de datos teóricas de libre y confiable acceso, por ejemplo, las de la NASA, permite realizar un análisis comparativo que evidencia el grado de concordancia o dispersión entre los valores modelados y los observados localmente. Este enfoque permite determinar el potencial energético real de una zona y generar información técnica útil para optimizar el diseño y el dimensionamiento de SFV, reduciendo las incertidumbres técnicas y económicas en los proyectos de generación solar [4].

En síntesis, el presente trabajo de investigación busca establecer una metodología integral para estimar y evaluar el recurso solar disponible mediante la combinación de datos teóricos y experimentales. Con ello se pretende ofrecer una base sólida para definir configuraciones óptimas de sistemas fotovoltaicos en función de las condiciones locales, así como brindar retroalimentación científica y técnica a proveedores y desarrolladores de tecnologías solares. De esta forma, el estudio contribuye al fortalecimiento del sector de energías renovables en México, apoyando la transición hacia un modelo energético más sostenible, resiliente y coherente con los compromisos internacionales de mitigación del cambio climático.

En la siguiente sección de este capítulo se presentan y discuten algunos conceptos fundamentales relacionados con el tema, con el fin de proporcionar un marco teórico que facilite la comprensión del contenido de los capítulos posteriores.

### 2.3 Radiación solar

La radiación solar es el flujo de energía electromagnética emitido por el Sol que atraviesa el espacio hasta la superficie terrestre. Este flujo constituye la principal fuente de energía natural y puede aprovecharse mediante tecnologías como los sistemas fotovoltaicos. Para su correcta aplicación es indispensable comprender cómo interactúa la radiación con la atmósfera y qué factores influyen en su intensidad, dirección y variación en el tiempo y en el espacio [23].

### 2.4 Irradiancia

La irradiancia solar se entiende como la potencia instantánea de la radiación incidente sobre una unidad de área, expresada en  $\text{W}/\text{m}^2$ . Se reconocen tres componentes principales: la irradiancia directa, que proviene del Sol sin desviaciones y es aprovechada con mayor eficiencia en sistemas con seguimiento; la irradiancia difusa, originada por la dispersión de la luz en la atmósfera debido a nubes y partículas; y la irradiancia global, que corresponde a la suma de ambas y representa la radiación total que llega a una superficie horizontal (véase Fig. 2.1) [23-24].

Para evaluar el rendimiento de los SFV, se utiliza una irradiancia de referencia de  $1000 \text{ W}/\text{m}^2$ , conocida como “un Sol”, definida en las Condiciones Estándar de Prueba (*Standard Test Conditions*, STC). Estas condiciones incluyen un espectro con masa de aire 1.5 (AM 1.5), que simula la posición del Sol a un ángulo aproximado de  $48^\circ$  sobre el horizonte y refleja situaciones típicas de operación en superficie terrestre [R]. En contraste, la constante solar con un valor de  $1,361 \text{ W}/\text{m}^2$ , corresponde a la irradiancia medida fuera de la atmósfera, bajo condiciones de masa de aire cero (AM 0), sin la influencia de gases, partículas o polvo en suspensión. Esta constante describe la potencia incidente por unidad de área que recibe un plano perpendicular a los rayos solares en el espacio, dentro de la órbita terrestre [24].

## 2.5 Insolación

La insolación solar se define como la energía total acumulada por unidad de área durante un día y se expresa comúnmente en kilowatt hora por metro cuadrado por día ( $\text{kWh}/\text{m}^2/\text{día}$ ). Este parámetro se utiliza en el diseño y dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos, ya que permite estimar el potencial energético disponible en una ubicación específica durante un periodo determinado. En regiones desérticas o de alta radiación solar, los valores típicos de insolación oscilan entre 6 y 7  $\text{kWh}/\text{m}^2/\text{día}$ , mientras que en zonas templadas se registran promedios de 3 a 4  $\text{kWh}/\text{m}^2/\text{día}$ , lo que refleja la variabilidad geográfica del recurso solar y su importancia en la planificación de proyectos FV [8].



**Figura 2.1.** Componentes de la irradiación solar: directa (rayos solares sin dispersión), difusa (radiación desviada por la atmósfera) y reflejada (fracción de la radiación reemitida por la superficie terrestre).

La insolación anual se define como la energía solar que incide sobre una superficie unitaria durante un año. En términos teóricos, se obtiene mediante la integración de la irradiación global en el plano considerado, ya sea en el plano horizontal (*Global Horizontal Irradiance*, GHI) o en el plano del arreglo fotovoltaico (*Plane of Array Irradiance*, POA) tal como lo describe la Ec. 2.1. Dado que en un sistema real no se dispone de una función continua  $G(t)$ , la integral se aproxima mediante una integral discreta basada en los valores diarios

registrados. Así, la insolación anual resulta de la suma de la irradiancia media de cada día, considerando  $\Delta t = 1$  día, lo que permite estimar de forma práctica y consistente con las mediciones de la energía disponible.

$$H_{anual} = \int_0^{1 \text{ año}} G(t) dt \quad \text{en kWh/m}^2 \cdot \text{año} \quad (\text{Ec. 1.1})$$

Donde:

$G_i$  es la irradiancia diaria media en el día  $i$  (en kWh/m<sup>2</sup>·día)

$\Delta t = 1$  día, por lo que solamente se puede sumar los valores

## 2.6 Espectro solar

La forma del espectro depende de procesos físicos como la temperatura efectiva de la fotosfera y la atenuación producida por la atmósfera terrestre. Asimismo, fenómenos como la absorción molecular, la dispersión de Rayleigh y la presencia de aerosoles modifican su intensidad a distintas longitudes de onda. Estos efectos determinan la fracción de energía efectivamente disponible para los dispositivos fotovoltaicos y condicionan su eficiencia espectral. El espectro solar representa la distribución de la energía electromagnética emitida por el Sol en función de la longitud de onda (véase Fig. 2.2). Esta radiación abarca un amplio rango dentro del espectro electromagnético, que incluye principalmente tres regiones de interés para los SFV, descritas a continuación [9]:

- Radiación ultravioleta (UV): se extiende aproximadamente entre 100 y 400 nm. Posee alta energía, aunque su contribución al total de la energía solar que llega a la superficie terrestre es relativamente baja.
- Luz visible: abarca el rango de 400 a 700 nm, representa cerca del 43 % de la energía total emitida por el Sol y corresponde a la porción perceptible por el ojo humano.
- Infrarrojo cercano (IR): comprende longitudes de onda entre 700 y 2500 nm y aporta más del 50 % de la energía solar total, siendo la región más relevante para la conversión fotovoltaica [23].

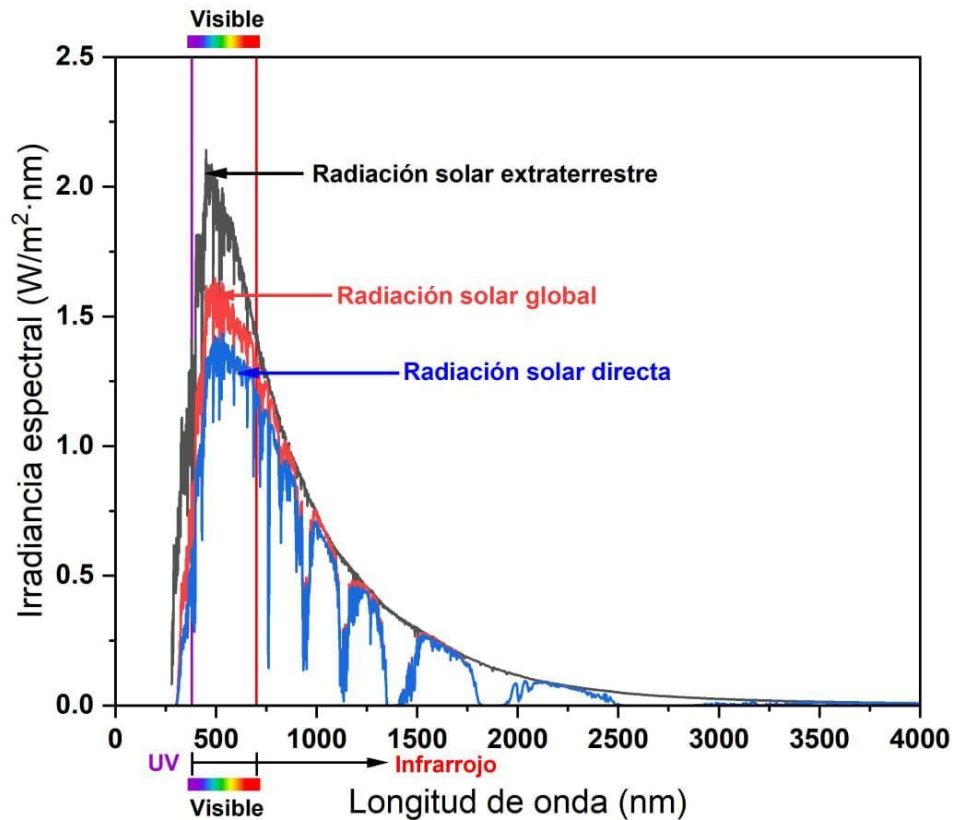


Figura 2.2. Espectro electromagnético solar directo, global y extraterrestre.

En la Figura 2.2 se muestra la distribución de la irradiancia espectral del Sol en función de la longitud de onda. Se observa que la radiación solar directa (línea azul) presenta una atenuación significativa al atravesar la atmósfera terrestre, alcanzando valores máximos cercanos a  $1000 \text{ W/m}^2$  en condiciones de cielo despejado (AM 1.5). La radiación solar global (línea roja) resulta de la suma de las componentes directa, difusa y reflejada, mientras que la radiación solar extraterrestre (línea negra) mantiene un valor promedio de  $1361 \text{ W/m}^2$ , medido fuera de la atmósfera y prácticamente libre de interferencias [23].

En la Tabla 2.1 se presentan las principales bandas del espectro solar, indicando su rango de longitud de onda ( $\lambda$ ), el porcentaje aproximado del total de energía solar que aportan y las características más relevantes de cada una. Estas bandas permiten comprender qué fracciones del espectro son más aprovechables para la conversión fotovoltaica, así como los efectos de absorción y transmisión atmosférica que influyen en el desempeño de los sistemas solares FV.

Banda (Nombre)	Rango $\lambda$ (nm)	Porcentaje Aprox. de $E_{total}$	Características principales
<b>Ultravioleta (UV)</b>	100 - 400	~ 5 %	Contribuye poco a la conversión de FV. Posee alta energía y puede degradar materiales. Gran parte es absorbida por la atmósfera, especialmente, por la capa de ozono.
<b>Visible (Vis)</b>	400 - 700	~ 43 %	Región más importante para la conversión en celdas fotovoltaicas. Corresponde a la luz perceptible por el ojo humano y es la principal responsable de la fotosíntesis.
<b>Infrarrojo cercano (NIR)</b>	700 - 1400	~ 52 %	Parte aprovechable en celdas de banda prohibida ajustada (como las de GaAs). Asociado a radiación térmica moderada. Alta penetración atmosférica.
<b>Infrarrojo medio (MIR)</b>	1400 - 3000		Presenta una fuerte absorción atmosférica debida al vapor de agua y al CO <sub>2</sub> . Principalmente contribuye al calentamiento del aire y superficies.
<b>Infrarrojo lejano (FIR)</b>	3000 – 10 <sup>6</sup>		Dominado por la radiación térmica de baja energía. Poco útil para celdas solares convencionales, pero relevante en los estudios de balance radiativo terrestre.

**Tabla 2.1.** Bandas del espectro solar: rango de longitudes de onda, porcentaje aproximado de energía y principales características.

## 2.4 Masa de aire

El espectro solar que llega a la superficie terrestre depende de la masa de aire (Air Mass, AM), que indica la distancia relativa que recorre la radiación al atravesar la atmósfera. A mayor masa de aire, más larga es la trayectoria óptica del haz solar, lo que intensifica los procesos de absorción y dispersión provocados por gases, aerosoles y partículas en suspensión. Las condiciones estándar del espectro solar se establecen de la siguiente forma:

1. **AM 0** (fuera de la atmósfera terrestre): corresponde al espectro extraterrestre, sin pérdidas por absorción ni por dispersión. La constante solar en estas condiciones se estima entre 1,361 y 1,367 W/m<sup>2</sup> [R].
2. **AM 1.5**: es la condición estándar de prueba (*Standard Test Conditions*, STC) para la caracterización de módulos fotovoltaicos. Representa una inclinación solar aproximada de 48.2° sobre el horizonte y fija una irradiancia de referencia de 1,000 W/m<sup>2</sup> [R].

El conocimiento del espectro solar terrestre es fundamental para el diseño y la evaluación de celdas fotovoltaicas, ya que la eficiencia cuántica de los materiales depende directamente de la longitud de onda de la radiación incidente [25]. Por ejemplo, las celdas de silicio cristalino presentan una mayor sensibilidad en el rango visible e infrarrojo cercano, mientras que otros semiconductores, como GaAs o CdTe, presentan respuestas espectrales distintas. El ajuste espectral entre la radiación solar y la respuesta del material fotovoltaico permite optimizar el rendimiento global del dispositivo.

La eficiencia cuántica espectral ( $EQ(\lambda)$ ) [20], también denominada respuesta espectral, se define como la fracción de los fotones incidentes a una determinada longitud de onda que generan un par electrón-hueco capaz de producir corriente eléctrica. Se expresa matemáticamente como (Ec. 1.3):

$$EQ(\lambda) = \frac{\text{Número de electrones recolectados}}{\text{Número de fotones incidentes a la longitud de onda}} \quad (\text{Ec. 2.3})$$

La eficiencia cuántica depende fuertemente de la longitud de onda de la radiación incidente; por ciertas razones que se discuten a continuación.

## 2.5 Energía de los fotones

Cada longitud de onda ( $\lambda$ ) de la radiación solar está asociada a una energía específica del fotón, la cual se calcula mediante la expresión matemática (Ec. 2.4):

$$E = \frac{hc}{\lambda} \quad (\text{Ec. 2.4})$$

donde:

$E$  = energía del fotón (J)

$h$  = constante de Planck =  $6.626 \times 10^{-34}$  J·s

$c$  = velocidad de la luz en el vacío =  $2.9979 \times 10^8$  m/s

$\lambda$  = longitud de onda del fotón (m), comúnmente expresada en  $\mu\text{m}$  o nm

La Tabla 1.2 presenta algunos ejemplos de la energía de los fotones ( $E_{\text{fotón}}$ ) en función de la longitud de onda.

Longitud de onda (nm)	Energía (J)	$E_{\text{fotón}}$ (eV)
00	$1.99 \times 10^{-18}$	12.41
200	$9.94 \times 10^{-19}$	6.2
300	$6.63 \times 10^{-19}$	4.14
400	$4.97 \times 10^{-19}$	3.1
500	$3.98 \times 10^{-19}$	2.48
600	$3.31 \times 10^{-19}$	2.07
700	$2.84 \times 10^{-19}$	1.77
800	$2.48 \times 10^{-19}$	1.55
1000	$1.99 \times 10^{-19}$	1.24
1500	$1.33 \times 10^{-19}$	0.83
2000	$9.94 \times 10^{-20}$	0.62

**Tabla 2.2.** Energía de los fotones en función de la longitud de onda.

En el contexto fotovoltaico, esta relación es fundamental: cuando la energía del fotón ( $E$ ) es menor que la energía de banda prohibida ( $E_g$ ) del material semiconductor, el fotón no se absorbe y, por tanto, no se genera corriente eléctrica. En cambio, si la energía del fotón es mayor que  $E_g$ , este sí se absorbe, pero el exceso de energía se disipa en forma de calor dentro del material, lo que reduce la eficiencia del proceso. Por ello, la selección del material semiconductor debe equilibrar la absorción eficiente de la luz solar con las pérdidas térmicas mínimas, de modo que se logre el máximo aprovechamiento del espectro solar incidente.

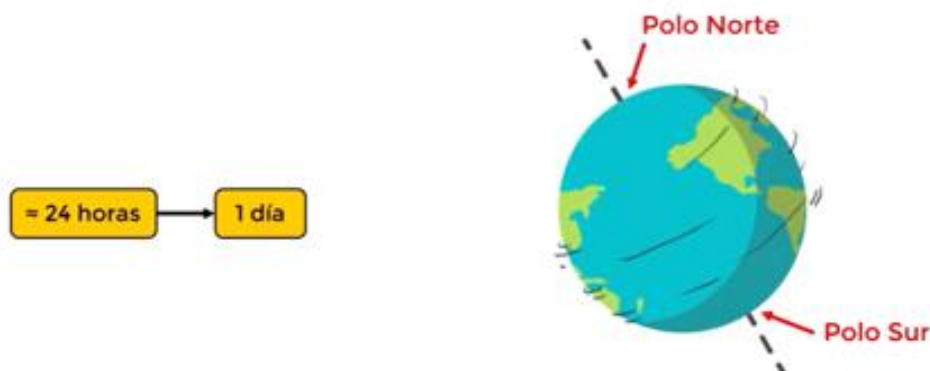
El estudio de la radiación solar y sus propiedades físicas, como la distribución espectral, la energía de los fotones y su interacción con los materiales semiconductores, permite comprender cómo la energía del Sol se transforma en electricidad en un sistema fotovoltaico. No obstante, la cantidad de energía que llega efectivamente a la superficie terrestre también depende de factores astronómicos que determinan la trayectoria y el ángulo de incidencia de los rayos solares. Estos factores están directamente relacionados con los movimientos de la Tierra respecto al Sol, que regulan la variación diaria y estacional de la irradiancia solar. Por ello, comprender dichos movimientos resulta esencial para el análisis del recurso solar disponible y el diseño óptimo de sistemas fotovoltaicos y dispositivos de monitoreo [20].

## 2.6 Movimientos de la Tierra y su efecto en la radiación solar

Cabe resaltar la importancia de los movimientos de la Tierra respecto al Sol en el comportamiento de la radiación solar, ya que influyen directamente en el ángulo de incidencia de los rayos sobre los dispositivos de monitoreo y los módulos fotovoltaicos, así como en la orientación óptima de estos sistemas. La cantidad de radiación solar que incide sobre la superficie terrestre no es constante, sino que varía en función de factores astronómicos y geométricos asociados a los movimientos de la Tierra, lo que determina la variabilidad temporal y espacial del recurso solar disponible. Dichas variaciones inciden directamente en la evaluación, el diseño y el dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos [20].

## 2.7 Rotación de la tierra

La Tierra realiza un movimiento de rotación alrededor de su eje imaginario, completando un giro en aproximadamente 24 horas [26]. Este fenómeno origina la alternancia entre el día y la noche, modulando la disponibilidad de la radiación solar a escalas horarias. La rotación también determina la altura solar aparente y la duración del día, parámetros esenciales para el cálculo de la irradiancia instantánea sobre planos horizontales o inclinados, como se muestra en la Figura 1.3. En consecuencia, la comprensión del movimiento de rotación permite interpretar la variación diurna de la radiación solar, lo cual resulta fundamental para el análisis del rendimiento de los sistemas de monitoreo y de conversión fotovoltaica.

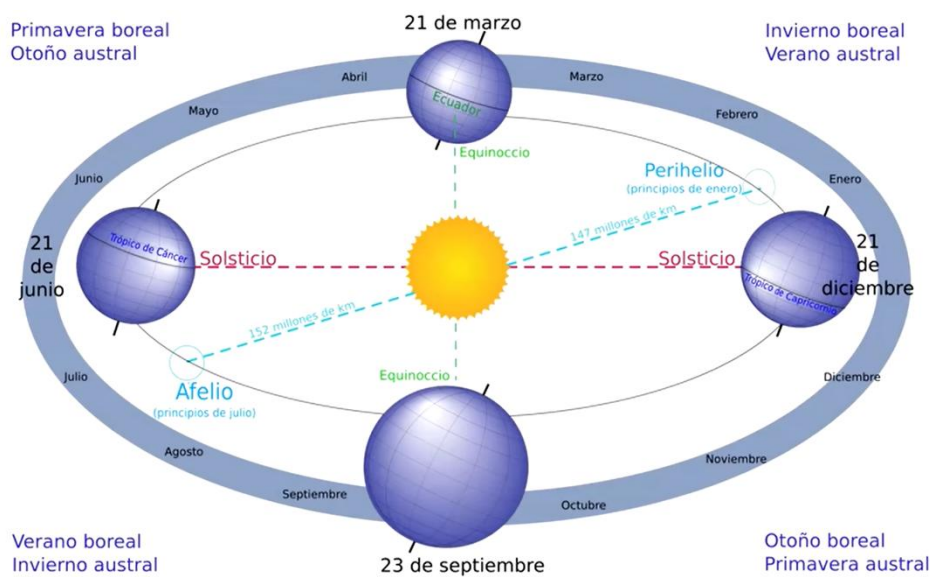


**Figura 2.3.** Ilustración del movimiento de rotación de la Tierra sobre su propio eje [12]

## 2.8 Traslación terrestre

El movimiento de traslación es el recorrido que realiza la Tierra alrededor del Sol en una órbita elíptica (veáse la Fig. 2.4) durante aproximadamente 365 días. Este desplazamiento produce variaciones en la posición relativa de la Tierra respecto a la radiación solar incidente, lo que modifica la intensidad y el ángulo de incidencia de los rayos sobre la superficie terrestre.

Debido a la forma elíptica de la órbita, la distancia entre el Sol y la Tierra no es constante, lo que provoca fluctuaciones periódicas de  $\pm 3.5\%$  en la constante solar a lo largo del año. Estas variaciones se traducen en cambios graduales de la irradiancia promedio y, por tanto, en el recurso solar disponible en cada estación. Este fenómeno explica la periodicidad anual de la radiación solar, que influye directamente en la planeación, la simulación y la evaluación del desempeño de los SFV según la época del año [26].



**Figura 2.4.** Representación esquemática del movimiento de traslación terrestre alrededor del Sol y su relación con la formación de las estaciones del año. Se observan las posiciones características de los solsticios (21 de junio y 21 de diciembre) y los equinoccios (21 de marzo y 23 de septiembre), que determinan la variación estacional de la radiación solar incidente sobre la superficie terrestre [12].

## 2.9 Inclinación del eje terrestre

El eje imaginario de rotación de la Tierra presenta una inclinación de aproximadamente  $23.45^\circ$  respecto al plano de la eclíptica (Fig. 2.5). Esta inclinación, combinada con el movimiento de traslación, da origen al fenómeno de las estaciones del año, al modificar la declinación solar y el ángulo cenital a lo largo del año. Como resultado, la radiación solar incidente varía tanto en intensidad como en duración diaria, lo que genera diferencias en la cantidad de energía recibida entre distintas regiones del planeta. Este comportamiento es fundamental para la caracterización del recurso solar y la evaluación del potencial energético en función de la latitud y la época del año [23, 24].

Por otra parte, la declinación solar ( $\delta$ ) se define como el ángulo que forma el Sol con el plano del ecuador terrestre. Su valor varía a lo largo del año debido a la inclinación del eje terrestre, alcanzando un máximo de  $+23.45^\circ$  durante el solsticio de verano (alrededor del 21 de junio) y un mínimo de  $-23.45^\circ$  durante el solsticio de invierno (aproximadamente el 21 de diciembre). En los equinoccios (21 de marzo y 23 de septiembre), la declinación es  $0^\circ$ , lo que implica una distribución uniforme de la radiación solar entre ambos hemisferios [23, 24].

Por su parte, el ángulo horario (H) describe el desplazamiento aparente del Sol respecto al meridiano local, medido en grados ( $15^\circ$  por hora). Este parámetro permite determinar la posición solar instantánea y, junto con la declinación y la latitud del lugar, calcular la altura solar y el ángulo cenital, esenciales para estimar la irradiancia sobre planos inclinados y evaluar el desempeño energético de sistemas fotovoltaicos en distintas horas del día y en distintas épocas del año [23, 24].

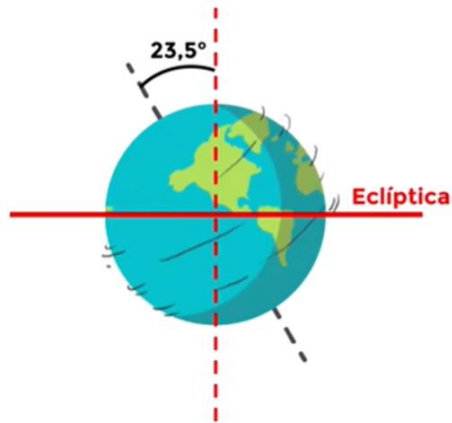
La declinación solar ( $\delta$ ) puede calcularse mediante la siguiente expresión (Ec. 2.5), ampliamente utilizada en estudios de radiación solar y dimensionamiento fotovoltaico:

$$\delta = 23.45 \sin\left(\frac{360}{365} (n - 81)\right) \quad (\text{Ec. 2.5})$$

donde:

- $\delta$  = declinación solar ( $^{\circ}$ )
- $n$  = número del día del año ( $n = 1$  corresponde al 1 de enero)

Esta ecuación describe la variación angular del Sol respecto del plano ecuatorial terrestre durante los 365 días del año. El valor máximo de  $+23.45^{\circ}$  se presenta alrededor del 21 de junio (solsticio de verano en el hemisferio norte), y el mínimo de  $-23.45^{\circ}$  ocurre cerca del 21 de diciembre (solsticio de invierno).

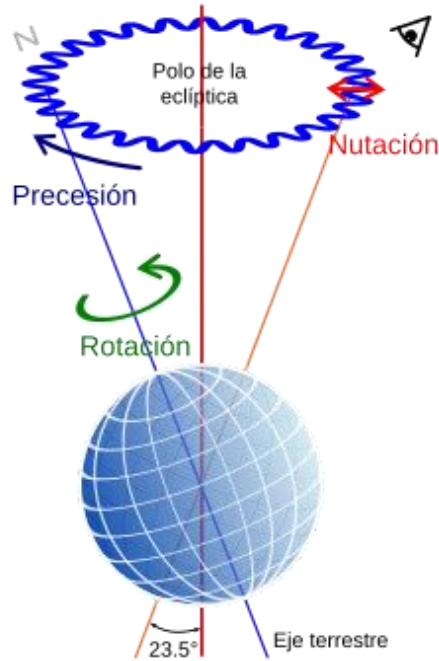


**Figura 2.5.** Representación esquemática de la inclinación del eje terrestre, con ángulo  $23.5^{\circ}$  [26]

## 2.10 Precesión y nutación

En escalas temporales prolongadas, los fenómenos de precesión y nutación alteran gradualmente la orientación del eje de rotación terrestre respecto del espacio. La precesión corresponde al movimiento lento y cíclico del eje de la Tierra, similar al de un trompo, con un periodo aproximado de 26,000 años, mientras que la nutación consiste en pequeñas oscilaciones periódicas superpuestas a ese movimiento principal (véase Fig. 2.6).

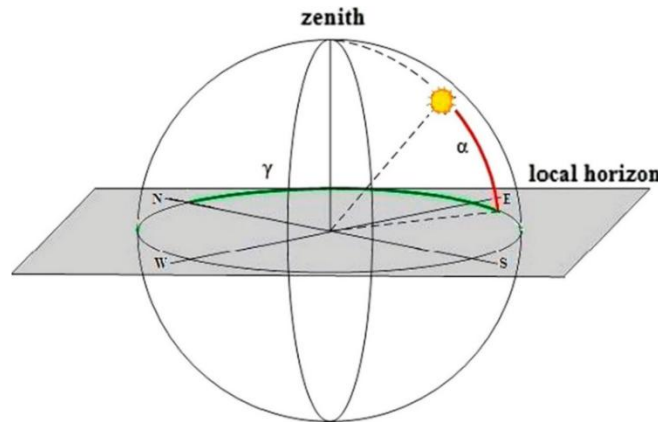
Si bien su influencia en escalas anuales resulta insignificante para aplicaciones fotovoltaicas, ambos fenómenos son de gran relevancia en estudios astronómicos, geofísicos y paleoclimáticos, ya que modifican la distribución de la radiación solar incidente sobre la Tierra a lo largo de ciclos de decenas de miles de años, conocidos como los ciclos de Milankovitch [27].



**Figura 2.6.** Diagrama representativo de los movimientos de precesión y nutación [R]

### 2.11 Geometría solar y parámetros radiográficos

La geometría solar describe la posición aparente del sol respecto a un punto de la superficie de la Tierra y sirve de base para calcular la radiación solar incidente sobre un plano horizontal o inclinado. Dicha posición se determina mediante parámetros astronómicos dependientes del día del año, de la hora solar y de la latitud geográfica del sitio (Fig. 2.7). Estos parámetros son fundamentales para estimar la energía disponible y optimizar el diseño de sistemas fotovoltaicos [23, 24].



**Figura 2.7.** Representación esquemática de la posición del sol respecto a la superficie terrestre [23].

### 2.12 El ángulo de declinación solar ( $\delta$ )

Representa la inclinación del eje de rotación de la Tierra, respecto al plano de la eclíptica y varía a lo largo del año  $\pm 23.45^\circ$  [23]. Este parámetro determina la altura del Sol al mediodía y es responsable de la existencia de las estaciones (Fig. 1.8). Y se calcula mediante la ecuación matemática de la Ec. 2.5.

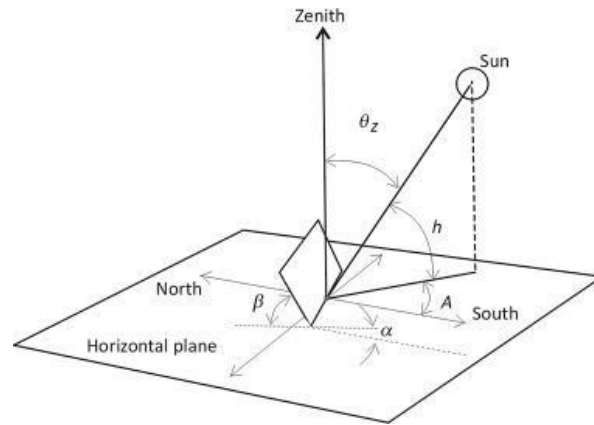


Figura 2.8. Representación del ángulo de declinación solar ( $h$ ) [24].

### 2.13 El ángulo horario ( $\omega$ ).

Indica la posición del sol con respecto al meridiano local y se define como el desplazamiento angular de la Tierra respecto al mediodía solar (Fig. 2.9). Toma valores negativos por la mañana y positivos por la tarde, con una variación de  $15^\circ$  por hora [23].

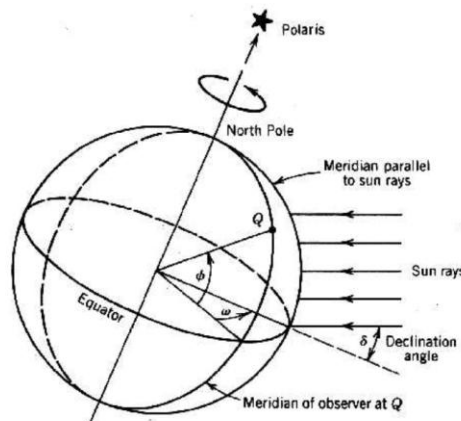


Figura 2.9. Representación del ángulo horario.  
 Figura 1.9. Representación ilustrativa del ángulo horario [23].

## 2.14 El ángulo cenital ( $\theta_z$ )

Indica el ángulo formado entre la dirección del sol y la vertical del observador (fig. 2.9), un parámetro clave para determinar la irradiancia directa normal (DNI) y la irradiancia global horizontal (GHI). Su relación geométrica se expresa como (Ec. 2.6) [23]:

$$\cos \cos (\theta_z) = \sin \sin (\varphi) \sin \sin (\delta) + \cos \cos (\varphi) \cos \cos (\delta) \cos \cos (\omega)$$

(Ec. 2.6)

Donde  $\varphi$  es la latitud geográfica del sitio. Esta ecuación es esencial para modelar el flujo de radiación solar incidente sobre la superficie terrestre y estimar el ángulo de incidencia en módulos fotovoltaicos.

## 2.15 Ángulo de elevación solar ( $\alpha_s$ )

Es el complemento del ángulo cenital (Fig. 2.7), se define como el ángulo entre el horizonte y la posición del Sol, de modo que (Ec. 2.7):

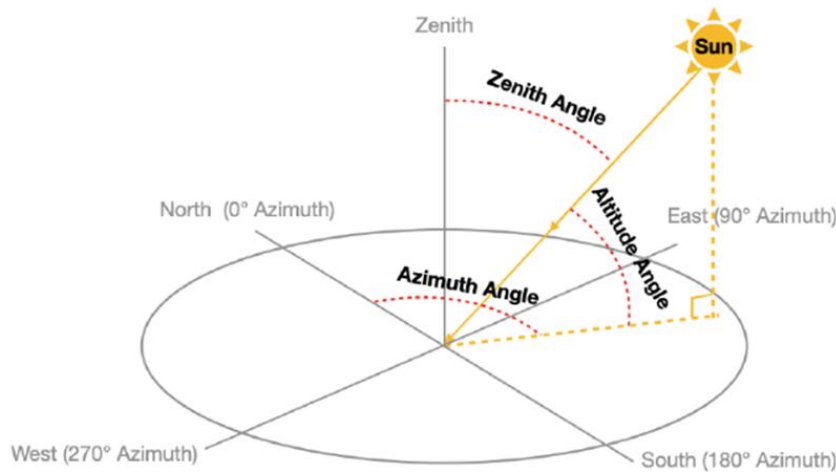
$$\alpha_s = 90^\circ - \theta_z \quad (\text{Ec. 2.7})$$

Ambos ángulos son fundamentales para calcular la irradiancia directa incidente sobre superficies inclinadas, mediante la proyección geométrica de la radiación sobre el plano receptor [23].

La radiación solar que llega a la superficie terrestre se compone de 3 componentes principales: irradiancia directa normal (DNI), irradiancia difusa (DHI) e irradiancia global horizontal (GHI). La suma de estos componentes representa la energía total disponible para la conversión fotovoltaica. Los instrumentos de medición más comunes son los piranómetros (para GHI y DHI) y los pirheliómetros (para DNI), que deben cumplir con las especificaciones de precisión establecidas en la ISO 9060:2018 y adoptadas en la IEC 61724-1:2021, la norma que regula los sistemas de monitoreo fotovoltaicos.

Estos parámetros geométricos y radiómetros constituyen la base para el análisis del recurso solar, la calibración de los modelos predictivos y la evaluación del potencial energético local. Herramientas como el *Photovoltaic Geographical Information System* (PVGIS). Permiten

estimar el recurso solar a partir de datos meteorológicos, astronómicos y topográficos [23]. Por ello, el conocimiento preciso de la geometría solar resulta indispensable para determinar la orientación, la inclinación y el rendimiento óptimo de los SFV en condiciones reales.



**Figura 2.10.** Representación de la geometría solar local que muestra la posición aparente del Sol en la esfera celeste. Se ilustran los ángulos cenitales, de elevación y azimutal, parámetros fundamentales para determinar la trayectoria solar y calcular la irradiancia incidente sobre superficies inclinadas [23].

## 2.16 Importancia del monitoreo solar

El monitoreo solar es un componente importante en la evaluación, el diseño y la optimización de sistemas fotovoltaicos, pues permite cuantificar con precisión el recurso solar disponible y su variabilidad temporal. Mediante el registro continuo de la irradiancia global, directa y difusa, así como de variables meteorológicas (temperatura, humedad relativa, velocidad del viento y nubosidad), es posible determinar el comportamiento real de la radiación incidente sobre un área específica. Esta información es fundamental para establecer pronósticos energéticos confiables y validar modelos de simulación del desempeño fotovoltaico [28].

El análisis sistemático de los datos de irradiancia permite identificar pérdidas por ensuciamiento, degradación de los módulos y fluctuaciones debidas a condiciones atmosféricas locales. En ese contexto, la norma IEC 61724-1:2021 establece los lineamientos para la medición y el control en plantas fotovoltaicas, definiendo las clases de precisión, calibración y mantenimiento de los sensores [28]. Su aplicación garantiza la trazabilidad y la confiabilidad de los datos medidos, lo cual resulta crucial para la validación técnica de

proyectos de generación distribuida y para la evaluación del rendimiento energético en campo.

También el monitoreo solar continuo contribuye al desarrollo de bases de datos climatológicas y de modelos empíricos locales, que fortalecen la planeación energética a nivel regional y nacional. En zonas donde la cobertura de estaciones meteorológicas es limitada, la instrumentación autónoma y el análisis de series temporales de irradiancia, proporcionan información muy importante para evaluar el potencial energético solar y orientar decisiones de inversión en tecnologías renovables [29]. En resumen, el monitoreo solar respalda la investigación científica y la ingeniería aplicada, y también es un pilar estratégico para la transición hacia sistemas energéticos sostenibles y resilientes [28 - 29].

En el capítulo 3 de esta tesis, en el que se analizan los principales marcos normativos aplicables al diseño, la instalación y el monitoreo de sistemas fotovoltaicos.

### ***2.17 Definición del sitio de estudio.***

Se presenta el análisis del potencial energético solar de la zona de la Ciudad Universitaria 2, Ecocampus Valsequillo de la BUAP, con el propósito de evaluar las condiciones reales de irradiación y la viabilidad de la implementación de SFV.

El sitio de estudio se localiza en las siguientes coordenadas geográficas:

- Latitud: 18.9371° (18°56'13.8''N)
- Longitud: -98.1525° (98°09'22.5''W)

### ***2.18 Latitud***

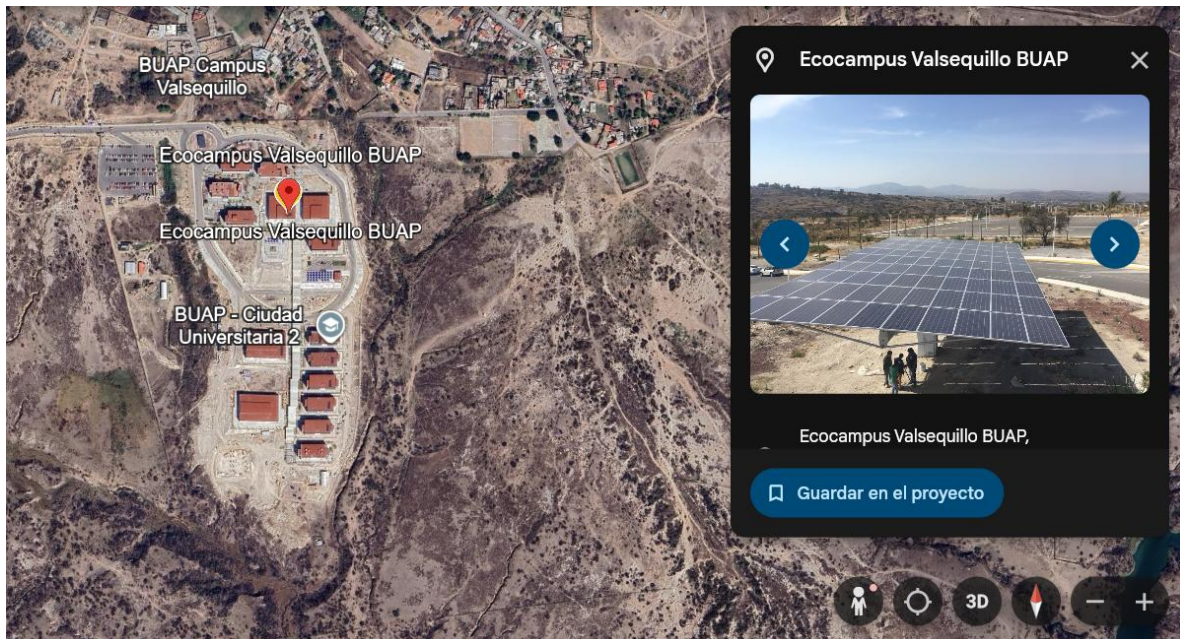
La latitud es la distancia angular que existe entre un punto de la superficie terrestre y el ecuador, medida en grados hacia el norte o el sur. En el caso del Ecocampus Valsequillo, una latitud de 18.9371° N indica que se encuentra dentro de la franja tropical del hemisferio norte, lo que se traduce en una alta disponibilidad de radiación solar a lo largo del año y en condiciones favorables para el aprovechamiento fotovoltaico [R].

### 2.19 Longitud

La longitud es la distancia angular entre un punto determinado y el meridiano de Greenwich, medida hacia el este o el oeste. La longitud de  $-98.1525^{\circ}$  W ubica al sitio en el centro-sur de México, región caracterizada por una variabilidad moderada de la irradiancia y un clima relativamente estable, factores que contribuyen a mantener un potencial energético constante y adecuado para la instalación de sistemas solares [R].

### 2.20 Ciudad Universitaria 2 (Ecocampus)

Tal como se describe, la geolocalización de la zona de estudio corresponde al municipio de Puebla, México, y forma parte del análisis desarrollado en este trabajo. Dicha ubicación puede visualizarse en plataformas cartográficas y satelitales como Google Maps y Google Earth, que permiten confirmar su localización exacta y las características geográficas del entorno (véase Fig. 1.11) [35].



**Figura 4.11.** Fotografía tomada desde Google Earth de la zona de estudio [35].

Con el propósito de llevar a cabo el análisis presentado en este estudio, que incluye la instalación de un sistema de monitoreo solar en la zona previamente descrita, se trabajó de manera complementaria con diversas bases de datos de irradiancia. Estas herramientas

permiten estimar el comportamiento promedio de la radiación solar y obtener valores de referencia con la mayor precisión posible.

Para el presente análisis se utilizaron las siguientes fuentes de datos teóricos:

1. NASA (*National Aeronautics and Space Administration*): base de datos POWER Data Access Viewer, que proporciona información climatológica y radiométrica derivada de observaciones satelitales [36].
2. PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*): sistema desarrollado por el Joint Research Centre de la Comisión Europea, utilizado para estimar el recurso solar y el rendimiento fotovoltaico [37].
3. GSA (*Global Solar Atlas*): plataforma desarrollada por el World Bank Group y ESMAP que ofrece datos geospaciales sobre la irradiancia global y el potencial energético solar a nivel mundial [38].
4. SunCalc (Cálculo Solar): herramienta en línea que permite determinar la trayectoria solar, la inclinación del sol y la duración del día en función de la ubicación geográfica [39].

Cada una de estas fuentes cuenta con distintos sistemas y metodologías de estimación que se complementan entre sí, lo que permite comparar y analizar con mayor precisión la irradiancia solar en la zona seleccionada.

Las fuentes de datos experimentales utilizadas para el análisis de datos se mencionan a continuación:

1. El estudio se fundamenta en datos provenientes de la colaboración entre la Red Automática de monitoreo meteorológico (RAMM CU2 de la DIAU, VIEP, BUAP) y CONAGUA.

## 2.21 Periodo del estudio

Se planteó el estudio de este trabajo de tesis en el rango temporal que abarca su fecha de inicio (octubre de 2023) y su fecha de término (septiembre de 2024).

## Referencias

1. Lewis, N. S. (2007). Toward cost-effective solar energy use. *Science*, 315(5813), 798–801. <https://doi.org/10.1126/science.1137014>
2. Green, M. A. (1982). *Solar cells: Operating principles, technology, and system applications*. Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall.
3. Ogliari, E., Dolara, A., Mazzeo, D., Manzolini, G., & Leva, S. (2023). Bifacial and monofacial PV systems performance assessment based on IEC 61724-1 standard. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 13(5), 756–763. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2023.3295869>
4. Ortega-Izquierdo, M., Paredes-Salvador, A., & Montoya-Rasero, C. (2019). Analysis of the decision-making factors for heating and cooling systems in Spanish households. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 100, 175–185. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.10.013>
5. Chen, C. J. (2011). *Physics of solar energy*. Wiley. <https://doi.org/10.1002/9781118172841>
6. Li, D. H. W., Lou, S. W., & Lam, J. C. (2015). An analysis of global, direct and diffuse solar radiation. *Energy Procedia*, 75, 388–393. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.399>
7. Adeeb, J., Farhan, A., & Al-Salaymeh, A. (2019). Temperature effect on performance of different solar cell technologies. *Journal of Ecological Engineering*, 20(5), 249–254. <https://doi.org/10.12911/22998993/105543>
8. Ferrada, P., Araya, F., Marzo, A., & Fuentealba, E. (2015). Performance analysis of photovoltaic systems of two different technologies in a coastal desert climate zone of Chile. *Solar Energy*, 114, 356–363. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2015.02.009>
9. Gueymard, C. A. (2004). The sun's total and spectral irradiance for solar energy applications and solar radiation models. *Solar Energy*, 76(4), 423–453. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2003.08.039>
10. Zeiske, S., Kaiser, C., Meredith, P., & Armin, A. (2020). Sensitivity of sub-bandgap external quantum efficiency measurements of solar cells under electrical and light bias. *ACS Photonics*, 7(1), 256–264. <https://doi.org/10.1021/acsp Photonics.9b01531>

11. Lázár, I., Szegedi, S., Tóth, T., & Csákberényi-Nagy, G. (2020). An estimation model based on solar geometry parameters for solar power production. *Energy Reports*, 6, 1636–1640. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2020.03.033>
12. Mundo Aeronáutico, “Los Movimientos de la Tierra y las Estaciones del Año,” *YouTube*. Jun. 20, 2021. [Online]. Available: <https://www.youtube.com/watch?v=Kbrq-ZGipJQ>
13. Chiang, J. C. H., & Broccoli, A. J. (2023). A role for orbital eccentricity in Earth’s seasonal climate. *Geoscience Letters*, 10(1), 58. <https://doi.org/10.1186/s40562-023-00313-7>
14. Duffie, J. A. (Deceased), Beckman, W. A., & Blair, N. (2020). *Solar engineering of thermal processes, photovoltaics and wind* (1st ed.). Wiley. <https://doi.org/10.1002/9781119540328>
15. Imbrie, J., & Imbrie, J. Z. (1980). Modeling the climatic response to orbital variations. *Science*, 207(4434), 943–953. <https://doi.org/10.1126/science.207.4434.943>

## Capítulo 3: Marco normativo

### 3.1 Normativa y estándares en sistemas fotovoltaicos

Lineamientos normativos aplicables al diseño, la instalación y el monitoreo de sistemas fotovoltaicos en México, que vinculan el marco jurídico nacional con los estándares internacionales más relevantes en el ámbito de la energía solar. En este capítulo se discuten, las principales normas relativas a la instalación de sistemas fotovoltaicos y al monitoreo de la irradiancia solar.

### 3.2 Normas nacionales e internacionales

Se mencionan los principales lineamientos normativos aplicables al diseño, la instalación y el monitoreo de sistemas fotovoltaicos en México, vinculando el marco jurídico nacional con los estándares internacionales más relevantes en el ámbito de la energía solar. Su análisis permite contextualizar la aplicación de dichas normas en el proyecto de monitoreo de la radiación solar y determinar el potencial energético de una zona específica. En este capítulo se discuten, además, las principales normas relativas a la instalación de sistemas fotovoltaicos y al monitoreo de la irradiancia solar, fundamentales para garantizar la calidad y la confiabilidad de los datos obtenidos.

#### 3.2.1 Normativa nacional vigente

En el ámbito nacional, la Norma Oficial Mexicana **NOM-001-SEDE-2012** establece los requisitos de seguridad, diseño y operación eléctrica para instalaciones de uso, incluidos los sistemas fotovoltaicos (SFV) [30]. Esta norma constituye la base regulatoria para la evaluación de la conformidad, proceso que se realiza mediante los Procedimientos de Evaluación de la Conformidad (PEC) y las Unidades de Verificación acreditadas para realizar pruebas de aislamiento, de continuidad eléctrica y de resistencia de tierra [31]. Sin embargo, debido a que su redacción antecede al desarrollo masivo de la generación distribuida y a la incorporación de tecnologías emergentes como los inversores inteligentes, los sistemas de almacenamiento de energía o la infraestructura de carga para vehículos eléctricos, ha sido necesario complementarla con normas NMX-ANCE y estándares internacionales emitidos

por la IEC (*International Electrotechnical Commission*) y el NEC (*National Electrical Code*) de los Estados Unidos de América [32].

### **3.2.2 Normativa internacional aplicable**

Entre los estándares internacionales más relevantes se encuentra la IEC 61724-1:2021, que define los criterios para el monitoreo del desempeño de sistemas fotovoltaicos conectados a la red, estableciendo clases de precisión (A y B) y requisitos específicos de calibración, mantenimiento y validación de datos. Asimismo, la IEC 61215 aborda la calificación de diseño de módulos fotovoltaicos, garantizando su confiabilidad frente a condiciones ambientales extremas mediante pruebas térmicas, de humedad, de radiación ultravioleta y de cargas mecánicas [33].

En conjunto, la NOM-001-SEDE-2012, la IEC 61724-1:2021 y la IEC 61215 conforman un marco técnico y regulatorio integral que respalda la seguridad eléctrica, la trazabilidad de los datos de monitoreo y la calidad operativa de los sistemas fotovoltaicos. Este conjunto normativo resulta esencial para asegurar la eficiencia, la confiabilidad y la sostenibilidad en la implementación de sistemas solares, y sirve además como referencia para la evaluación del potencial energético real y la optimización del diseño de instalaciones fotovoltaicas en México.

Por último, el cumplimiento de la NOM-001-SEDE-2012 en proyectos fotovoltaicos contribuye a mitigar los riesgos de incendio, prevenir fallas por sobretensión y garantizar la interoperabilidad con la red eléctrica. En particular, el Capítulo 6, Artículo 690, y el Capítulo 7, Artículo 705, abordan los aspectos técnicos de los SFV. A continuación, se presenta un resumen de su contenido.

### **3.3 NOM-001-SEDE-2012 Cap. 6 artículo 690 Sistemas solares fotovoltaicos**

Este artículo establece los lineamientos técnicos y de seguridad específicos para la instalación de sistemas fotovoltaicos (FV), abarcando tanto los sistemas interconectados a la red eléctrica como los autónomos o con almacenamiento en baterías [30].

Entre las disposiciones principales se incluyen:

1. Alcance: Aplica a todos los SFV y sus componentes eléctricos, definiendo los requisitos de instalación, protección, y conexión con otras fuentes de energía
2. Definiciones técnicas: Precisa conceptos fundamentales como celda solar, módulo, panel, arreglo fotovoltaico y circuito de fuente FV, así como los dispositivos de desconexión, de protección contra sobrecorriente y de conversión de corriente directa a corriente alterna (DC-AC).
3. Identificación y marcado: Establece que los conductores, canalizaciones y cajas asociadas a la fuente fotovoltaica deben estar claramente identificados con la leyenda “Fuente de energía fotovoltaica (FV)”, repetida a intervalos no mayores de 3 metros.
4. Tensión y seguridad: Limita la tensión máxima del sistema a 600 V CD, y dispone que los circuitos con tensiones superiores a 150 Volts (V) en instalaciones residenciales solo sean manipulados por personal calificado.
5. Canalización y agrupamiento: Señala que los conductores fotovoltaicos no deben compartirse con otros circuitos eléctricos y deben instalarse en canalizaciones separadas, preferentemente metálicas, en interiores, para reducir el riesgo de interferencia y sobrecalentamiento.

En síntesis, el Artículo 690 regula desde la definición de los elementos del sistema hasta los criterios de seguridad, señalización y disposición estructural, asegurando la correcta operación y protección eléctrica de los sistemas solares fotovoltaicos.

### **3.4 NOM-001-SEDE-2012 Cap. 7 artículo 705 Sistemas solares fotovoltaicos**

El Artículo 705 establece los requisitos técnicos y de seguridad aplicables a las fuentes de generación eléctrica que operan interconectadas con la red pública, incluidos los sistemas fotovoltaicos conectados a la red de la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Su objetivo

es garantizar una operación segura, coordinada y estable entre el sistema de generación distribuida y la red eléctrica [30].

Entre las disposiciones y directrices más importantes se destacan:

Desconexión automática ante fallos: Ante la pérdida de la fuente principal (por ejemplo, un apagón), los inversores o fuentes interconectadas deben desconectarse automáticamente y permanecer fuera de servicio hasta que se restablezca la red. Algunos equipos certificados permiten la reconexión automática o manual, siempre que cumplan con los tiempos y condiciones de restablecimiento establecidos por la norma [30].

1. Protección contra fallas a tierra: Debe implementarse en la fuente de generación. De forma excepcional, puede ubicarse del lado de la carga, siempre que se garantice la protección integral frente a todas las fuentes de alimentación.
2. Puesta a tierra: Todas las fuentes interconectadas deben cumplir con los criterios establecidos en el artículo 250 de esta norma. En sistemas con corriente directa (CD) que emplean inversores, se permiten métodos alternativos de puesta a tierra siempre que proporcionen una protección equivalente.
3. Dimensionamiento y protección contra sobrecorriente: Los conductores y los dispositivos de protección, tanto en el lado de entrada como en el de salida del inversor, deben dimensionarse para operar en modo continuo, con una capacidad mínima del 125 % de la corriente máxima prevista. Los puntos críticos del sistema deben incorporar dispositivos de desconexión y de protección adecuados.
4. Accesibilidad y señalización del inversor: Cuando el inversor se instale en áreas de difícil acceso (por ejemplo, techos o azoteas), deberá contar con desconectores visibles en los lados de corriente continua (CC) y alterna (CA), además de una señalización clara y permanente.
5. Sistemas híbridos y almacenamiento: Los sistemas que integren almacenamiento de energía deben incluir un marcado visible que indique la tensión máxima de operación y la polaridad del conductor conectado a tierra. En los sistemas híbridos, la conexión con la red puede realizarse mediante inversores interactivos, capaces de gestionar la energía proveniente de múltiples fuentes.

6. Equilibrio y desequilibrio de fases: Los sistemas trifásicos deben incorporar mecanismos de desconexión automática ante la pérdida de potencia o cualquier desequilibrio significativo entre las fases.
7. En conjunto, este artículo regula los aspectos esenciales de la interconexión, la seguridad eléctrica, la protección activa y la operación coordinada entre los sistemas fotovoltaicos y la red de suministro, garantizando su estabilidad, confiabilidad y compatibilidad operativa.

Adicionalmente, debido a la importancia de la instalación y supervisión de SFV, se mencionan los Estándares de Competencia que debe cumplir el personal técnico asignado a dichas instalaciones.

Estándar:	Certifica:
EC0586.01	Instalación en residencia, comercio e industria.
EC1181	Supervisión de SFV.

CONOCER: Es el Consejo Nacional de Normalización y Certificación de Competencias Laborales y depende directamente de la Secretaría de Educación Pública (SEP) del Gobierno de México [34].

Con base en las normas previamente descritas, se presenta la metodología empleada para el análisis de los datos teóricos y experimentales. Los procedimientos y criterios utilizados se detallan en el capítulo siguiente.

## Capítulo 4: Metodología

### 4. Recolección de datos teóricos y experimentales.

#### 4.1 Datos Teóricos.

Existen en el mundo diversas fuentes de datos de irradiancia, de las cuales se han elegido para revisión las siguientes:

NASA	National Aeronautics and Space Administration (Administración Nacional de Aeronáutica y del Espacio).
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System (Sistema de Información Geográfica Fotovoltaico).
GSA	Global Solar Atlas
SUN CALC	Calculadora solar. Herramienta, disponible como aplicación web.

La Tabla 4.1 presenta las fuentes de datos utilizadas y sus principales características, consultadas durante el desarrollo y análisis de este estudio.

Fuente	Resolución Espacial	Resolución Temporal	Base de Datos	Ventajas	Limitaciones	Recomendación
NASA (POWER)	~1° (~111 km)	Diaria/Mensual	Satélites (CERES, MERRA-2)	Datos globales, largo historial (30+ años)	Baja resolución, no ideal para microclimas	Útil para análisis general, no para comparación detallada
NREL (NSRDB)	~4 km	Horaria	Satélites (GOES) + modelos (PSM)	Alta precisión horaria, validado en EE.UU. y parcialmente en México	Menor cobertura de estaciones en México	Buena opción si hay datos validados en la zona
PVGIS	~0.1° (~11 km)	Horaria/Diaria	Satélites (CMSAF) + modelos (ERA5)	Datos horarios, buena cobertura en América Latina	Validación regional limitada	Excelente equilibrio entre resolución y accesibilidad
GSA (Solargis)	1 km	Horaria/Diaria	Satélites + modelos (Solargis)	Máxima precisión espacial, ideal para terrenos complejos	Basado en año meteorológico típico (TMY)	Mejor opción para comparación detallada
SunCalc	-	-	Modelo solar geométrico	Herramienta para posición solar y sombras	No incluye irradiancia real (solo cálculo astronómico)	No aplica para validación experimental

**Tabla 4.1.** Comparación de las principales características de las fuentes teóricas de irradiancia.

#### 4.1.2 Proceso para obtener datos de la NASA

De acuerdo con la información que se ha investigado de la NASA, se precisa que, la irradiancia solar se obtiene de mediciones satelitales, modelos atmosféricos, datos históricos

y modelos de predicción. Por lo anterior, se define la NASA para su comparación con datos experimentales [1].

Aunque los datos de satélites ofrecen observaciones reales, la irradiancia solar en un momento específico se obtiene mediante modelos que interpretan dichas observaciones junto con datos históricos y predicciones meteorológicas. Esto permite un cálculo bastante preciso, aunque no sea una medición directa en tiempo real. La literatura precisa que estos cálculos están respaldados por mediciones directas de instrumentos satelitales y terrestres, lo que garantiza su fiabilidad.

En cuanto a las aproximaciones que considera la NASA, cabe precisar que emplea varios métodos y modelos para calcular la irradiancia solar en un punto geográfico específico. Estas aproximaciones incluyen [1] :

- Mediciones satelitales, en particular del instrumento Earth Polychromatic Imaging Camera (EPIC) del satélite Deep Space Climate Observatory (DSCOVR).
- Modelos atmosféricos: Utilizan modelos como MERRA-2 (Análisis retrospectivo de la era moderna para investigación y aplicaciones, versión 2) y GEOS-5 (Goddard Earth Observing System Model, versión 5), que consideran la absorción y dispersión de la radiación solar en la atmósfera.
- Datos históricos: Usan registros de proyectos como el CERES (Clouds and the Earth's Radiant Energy System) y el proyecto GEWEX (Global Energy and Water Exchanges) Surface Radiation Budget (SRB).
- Modelos de predicción: A través del proyecto Prediction Of Worldwide Energy Resources (POWER), se predice la energía solar disponible mediante diversos métodos analíticos y algoritmos ajustados a las condiciones climáticas.

Estos datos son fundamentales para entender el impacto de la energía solar en el clima y la vida en la Tierra.

Para obtener los datos de la NASA, se procede a:

- Ingresar a la página con la dirección: NASA POWER (fig. 4.1)

<https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

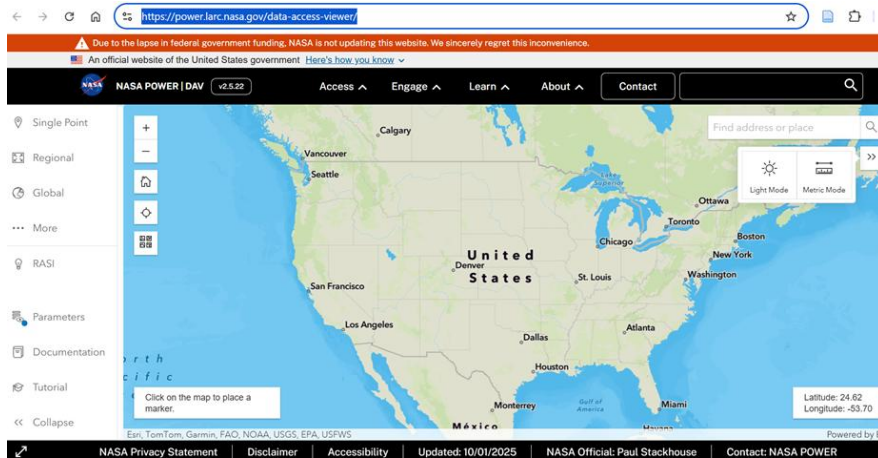


Figura 4.1 Pagina NASA POWER para consultar irradiancia.

#### Seleccionar de menú: Single Point

- Seleccionar de User Community: Select a Community: Renewable Energy
- Seleccionar de Temporal Level: Hourly
- Seleccionar de Location: Enter Latitude y Longitude
- Seleccionar periodo de estudio en: Time Extent (oct. 2023 a sep. 2024, la frecuencia de registro de datos es por hora, por lo tanto, de esta base de datos se tendrían, 24 datos por día, que da un total de 8,640 datos por año; sin embargo, el rango de datos que nos interesa es de 6:00 a 18:00 h, mientras hay luz, por lo tanto, únicamente usaremos 12 datos al día por 30 días por 12 meses por año, total 4,320 datos al año.
- Seleccionar: Parameters
- Seleccionar Parámetros; irradiancia y variables atmosféricas de interés en:
- Solicitar reporte en formato CSV: (fig. 4.2)

Figura 4.2 Página NASA POWER sección de impresión de reporte

- Se emite un reporte de datos crudos (fig. 4.3) en formato CSV o Excel, con el tiempo solar local (LST, local solar time). El reporte se emite con registro de datos por hora y contempla el periodo del 1-nov-2023 al 30-sep-2024.

```

-BEGIN HEADER-
NASA/POWER Source Native Resolution Hourly Data
Dates (month/day/year): 01/01/2023 through 12/31/2023 in LST
Location: Latitude 18.9 Longitude -98.1
Elevation from MERRA-2: Average for 0.5 x 0.625 degree lat/lon region = 2146.67 meters
The value for missing source data that cannot be computed or is outside of the sources availability range: -999
Parameter(s):
ALLSKY_SFC_SW_DWN CERES SYN1deg All Sky Surface Shortwave Downward Irradiance (Wh/m^2)
-END HEADER-
YEAR MO DY HR ALLSKY_SFC_SW_DWN
2023 1 1 0 0.00
2023 1 1 1 0.00
2023 1 1 2 0.00
2023 1 1 3 0.00
2023 1 1 4 0.00
2023 1 1 5 0.00
2023 1 1 6 39.97
2023 1 1 7 234.15
2023 1 1 8 450.75
2023 1 1 9 625.40
2023 1 1 10 746.00
2023 1 1 11 800.00
    
```

Figura 4.3 NASA Datos duros de irradiancia.

Y se alinean los datos con formato en registro cada hora (Tabla 4.2)

Tiempo (Hr)	Irradiancia (W/m <sup>2</sup> )	Irradiancia (W/m <sup>2</sup> )	Irradiancia (W/m <sup>2</sup> )	Irradiancia (W/m <sup>2</sup> )	Integrated Y1	Integrated Y2	Integrated Y3	Integrated Y4
	NASA 23 Otoño (1 oct)	NASA 23 Invierno (21 dic)	NASA 24 Primavera (21 mar)	NASA 24 Verano (3 jun)	Integrate from 0.208333 to 0.791667 Area = 241.772	Integrate from 0.208333 to 0.791667 Area = 224.785	Integrate from 0.208333 to 0.791667 Area = 304.326	Integrate from 0.208333 to 0.791667 Area = 313.945
5	11	0	4	49	0	0	0	0
6	130	57	140	237	3	1	3	6
7	310	277	373	465	12	8	14	21
8	526	494	617	670	29	24	34	44
9	761	671	818	824	56	48	64	75
10	852	782	954	942	90	79	101	112
11	877	828	1033	1005	126	112	143	153
12	815	791	1004	961	161	146	185	194
13	632	663	890	873	191	176	224	232
14	500	490	713	710	215	200	258	265
15	294	279	494	497	231	216	283	290
16	98	64	242	271	240	223	298	306
17	2	0	22	56	242	225	304	313
18	0	0	0	0	242	225	304	314
19	0	0	0	0	242	225	304	314

Tabla 4.4 NASA, valores de irradiancia de un día por estación

### 4.1.3 Proceso para obtener datos de NREL

El Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) depende del Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE); sus plataformas abiertas permiten la consulta y la descarga de información meteorológica y solar a nivel mundial. El portal más utilizado para el análisis de la radiación solar y la evaluación de sistemas fotovoltaicos es el NSRDB (National Solar Radiation Database). Este sistema recopila y procesa datos satelitales y terrestres, generando series horarias de irradiancia global (GHI), irradiancia directa normal (DNI) e irradiancia difusa horizontal (DHI), así como variables atmosféricas como temperatura, presión, humedad, nubosidad y velocidad del viento. Para acceder a la base de datos se ingresa al sitio oficial de NREL: <https://pvwatts.nrel.gov/pvwatts.php> . Desde la sección Data Viewer, se puede localizar un punto geográfico específico introduciendo coordenadas de latitud y longitud en formato decimal o en grados, minutos y segundos. El sistema muestra las variables disponibles y permite exportar los datos en formatos compatibles con software científico, como CSV, NetCDF o JSON, para integrarlos en plataformas de análisis como MATLAB, Python o Excel [2].

Acceder a <https://nsrdb.nrel.gov/data-viewer> e insertar dirección, aparecerán las coordenadas geográficas.

Se ingresan las coordenadas (véase la fig. 4.4).

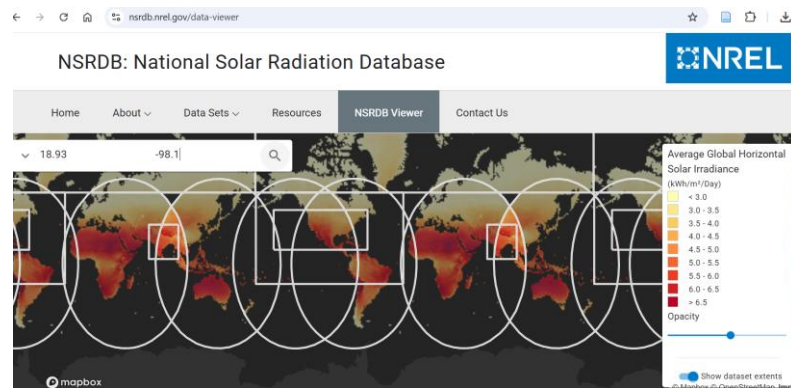


Figura 4.4 Pagina NREL para consulta de irradiancia.

Seleccionar la localidad, los atributos, el año, el intervalo de tiempo y la hora local, e ingresar el e-mail para recibir el archivo con los datos (fig. 4.5).

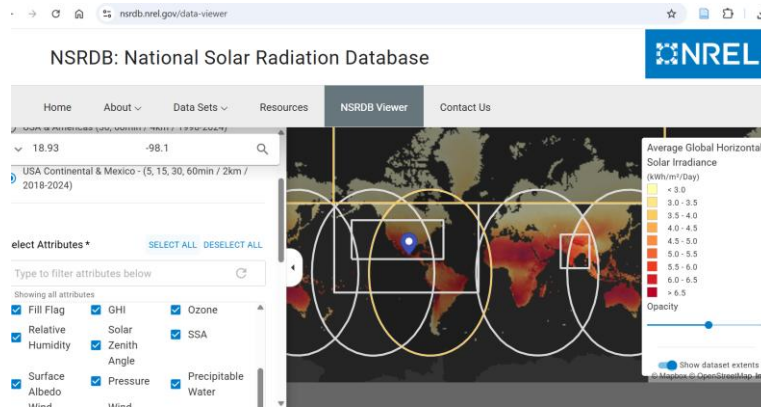


Figura 4.5 Definir parámetros para reporte.

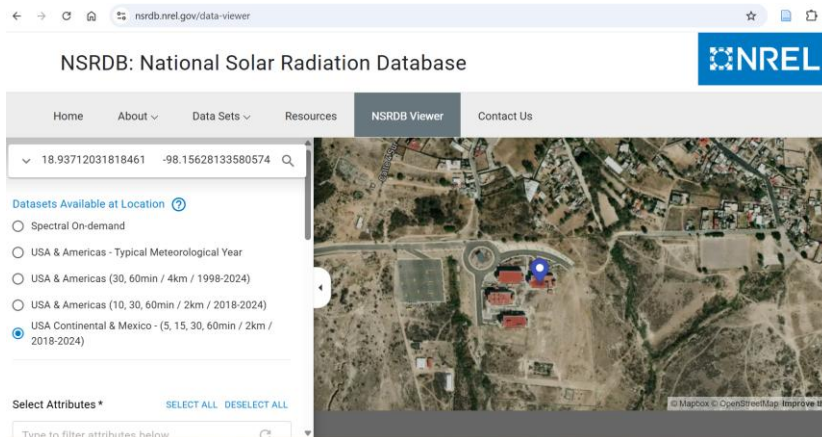


Figura 4.6. Definición de región a analizar.

Una vez descargado el archivo de datos crudos (tabla 2.3), se procede a alinear los datos al formato establecido.

Mes	Día	Hora	Irradiación en haz (W/m <sup>2</sup> )	Irradiación difusa (W/m <sup>2</sup> )	Temperatura ambiente (C)	Velocidad del viento (m/s)	Albedo	Irradiación en el plano de campo (W/m <sup>2</sup> )	Temperatura de celdas (C)
1	1	0	0	0	10	2.3	0.17	0	10
1	1	1	0	0	9	2.5	0.17	0	9
1	1	2	0	0	9	2.7	0.17	0	9
1	1	3	0	0	9	3	0.17	0	9

Tabla 4.3 NREL Irradiancia datos crudos

Se alinean los datos e integran la irradiancia. Se obtuvo una muestra de un día por estación del año) ver Tabla 4.4

Tiempo (h)	Irradiancia (W/m2/día)	Irradiancia (W/m2/día)	Irradiancia (W/m2/día)	Irradiancia (W/m2/día)	Integrated Y1	Integrated Y2	Integrated Y3
	NREL 23 Otoño (1 oct)	NREL 23 Invierno (21 dic)	NREL 23 Primavera (21 mar)	NREL 23 Verano (3 jun)	Integrate from 6 to 19 Area = 8319.98	Integrate from 6 to 19 Area = 6869.63	Integrate from 6 to 19 Area = 5140.08
6	0	13	0	0	0	0	0
7	256	186	192	135	96	67	128
8	525	361	476	426	430	348	518
9	761	512	738	670	1037	895	1161
10	937	450	946	859	1879	1659	2009
11	691	483	1082	979	2892	2579	2823
12	390	635	1136	697	4001	3417	3364
13	519	347	1105	981	5122	4255	3818
14	433	435	990	863	6169	5178	4295
15	382	425	800	676	7064	5947	4703
16	191	216	555	434	7742	6503	4989
17	56	101	276	150	8157	6795	5112
18	0	19	25	0	8308	6870	5140
19	0	0	0	0	8320	6870	5140

Tabla 4.4 NREL irradiancia muestra de un día por estación del año.

#### 4.1.4. Proceso para obtener datos de PVGIS

El Photovoltaic Geographical Information System PVGIS ([https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis\\_en](https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis_en)) Es una plataforma desarrollada por el Joint Research Center (JRC) de la Comisión Europea, diseñada para proporcionar información geoespacial sobre el potencial solar y el rendimiento fotovoltaico a nivel global. PVGIS, contiene bases de datos de irradiancia solar y variables meteorológicas obtenidas mediante satélites y modelos climáticos de alta resolución tales como SARAH-2, ERA5 y CAMS Radiation Service. Para acceder a la base de datos, se ingresa al portal de PVGIS ([http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/](http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/)); se especifican las coordenadas de la zona de estudio (latitud y longitud) o bien se selecciona el sitio directamente en el mapa interactivo. Al estar en el punto de análisis, el sistema permite descargar datos históricos, diarios o mensuales de irradiancia global horizontal (GHI), irradiancia directa normal (DNI), irradiancia difusa (DHI), temperatura ambiente y velocidad del viento [3].



El Global Solar Atlas (GSA) es una herramienta web pública, elaborada por el Banco Mundial/ESMAP en colaboración con Solargis, que proporciona, de forma gratuita, mapas y datos sobre el recurso solar y el potencial fotovoltaico a escala global.

Una vez dentro, ubica tu zona de estudio utilizando el mapa interactivo o ingresando las coordenadas de latitud y longitud. La sección de descargas (Download) permite obtener datos como la irradiancia global horizontal (GHI), la irradiancia directa normal (DNI), la irradiancia difusa (DIF o DHI), así como datos de temperatura y de potencial fotovoltaico. [globalsolaratlas.info](https://globalsolaratlas.info)+2[globalsolaratlas.info](https://globalsolaratlas.info)+2 Puedes elegir capas de datos promedio a largo plazo (anuales o mensuales) o mapas GIS en formatos como GeoTIFF.

Para estudios más detallados, GSA ofrece datos rasterizados de todos los parámetros: GHI, DIF, DNI, temperatura del aire y el recurso PV “GTI” (irradiancia en el plano inclinado óptimo). Los archivos descargados incluyen metadatos que indican la resolución espacial, el periodo de referencia y las licencias de uso.

Con esos datos puedes importar las capas en software GIS (como QGIS o ArcGIS) o analizarlas directamente en Excel, Python, MATLAB, etc. Integrar los valores de irradiancia en tus mediciones experimentales permite comparar los recursos estimados con el recurso real de tu sitio y ajustar los modelos o proponer factores de corrección locales [4].

1. Se entra a la página de la GSA (Fig. 4.7); <https://globalsolaratlas.info/map>

<https://globalsolaratlas.info/map?s=18.937084,-98.156269&m=site&c=18.936437,-98.15644,18>

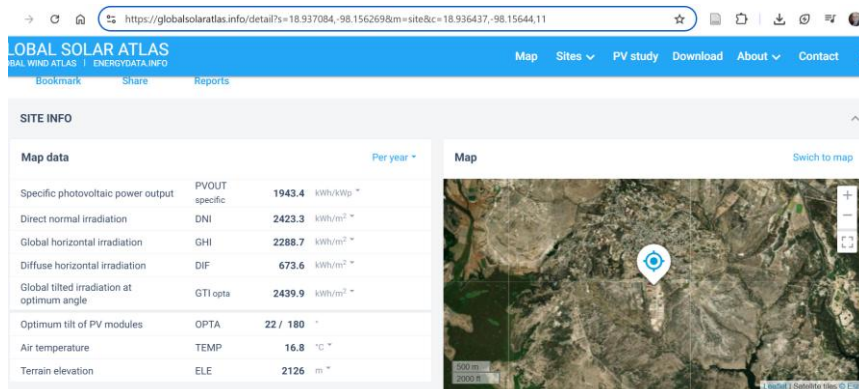


Figura 4.7 Localización y parámetros para obtener datos.

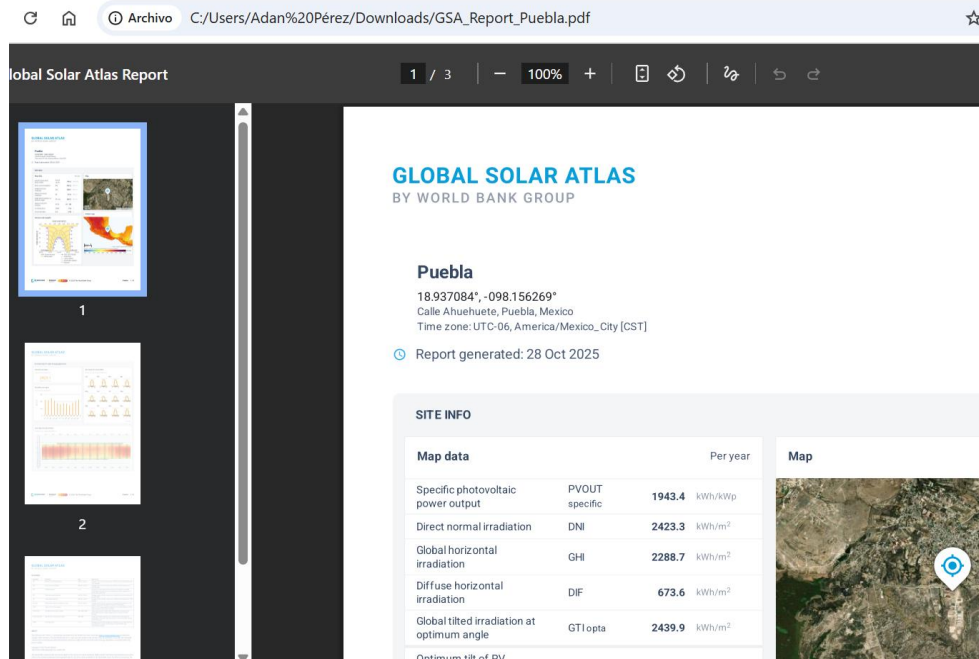


Figura 4.8 Reporte con coordenadas y valores de irradiancia del sitio de estudio

2. Se seleccionan los parámetros (fig. 4.8) y se descarga el archivo (tabla 4.6).

### Horario promedio

#### Irradiancia normal directa

	Jan	Feb	Mar	Apr	May
<b>7 - 8</b>	217	276	441	452	364
<b>8 - 9</b>	605	647	680	628	512
<b>9 - 10</b>	746	783	801	738	623
<b>10 - 11</b>	821	863	867	801	686
<b>11 - 12</b>	849	895	889	821	713

Tabla 4.6 GSA Irradiancia promedio diario

#### Promedios mensuales

DNI kWh/m²	
<b>Jan</b>	230.9
<b>Feb</b>	225.9
<b>Mar</b>	253.1
<b>Apr</b>	220.1

Promedio mensual

### 4.1.6 Proceso para obtener datos SUN-Calc

SunCalc.org es una herramienta web gratuita que permite visualizar de forma interactiva la posición del sol en cualquier lugar del planeta, en cualquier fecha y hora. Fue diseñada

inicialmente con fines astronómicos, arquitectónicos y fotográficos, pero también es muy útil para ingenieros que necesitan analizar:

1. Ángulos de elevación y azimut del sol
2. Horas de salida, puesta y culminación solar
3. Recorridos del sol a lo largo del día o del año
4. Orientación óptima de paneles fotovoltaicos
5. Sombreamientos en entornos urbanos o rurales

SunCalc no entrega directamente valores numéricos de irradiancia en kWh/m<sup>2</sup>, pero ofrece información importante para modelar la geometría solar, que es fundamental en la estimación de la irradiancia sobre superficies inclinadas o seguimiento solar [5].

1. Entra a la web: Accede a: <https://www.suncalc.org>
2. Seleccionar una ubicación (fig. 4.9)
  - o En la búsqueda, escribir el nombre del estado.
  - o O hacer clic directamente en el mapa interactivo.
3. Se define fecha y la hora

Se cambia el día y la hora en la parte superior (fig. 4.10). El gráfico se actualizará con la posición solar correspondiente.

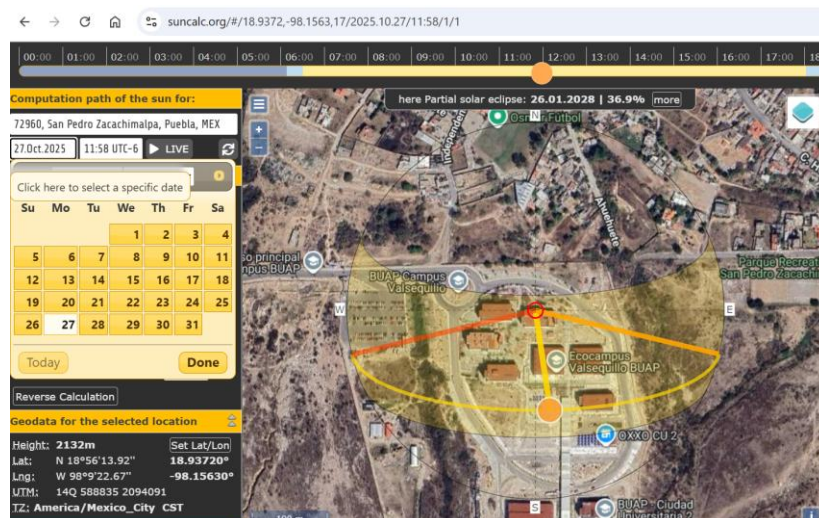


Figura 4.9 SUN-Calc ubicación del punto de estudio.

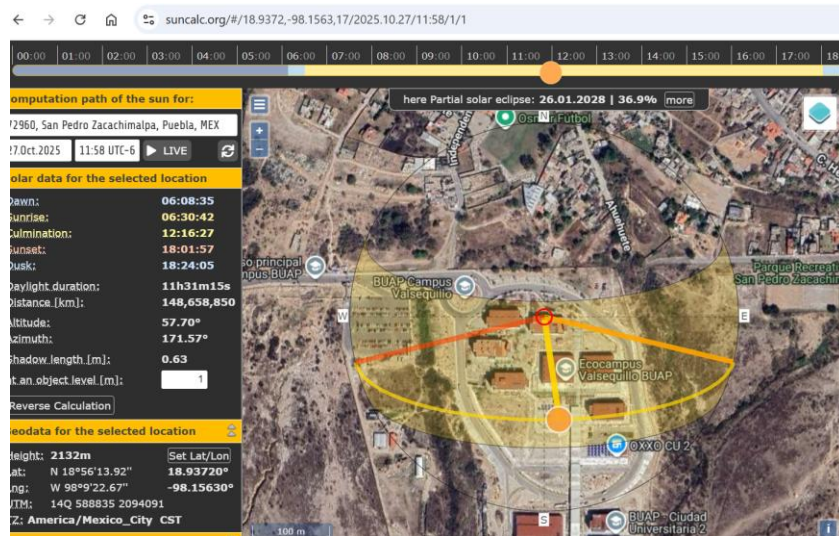


Figura 4.10 Selección de parámetros.

4. Se observa sobre el mapa:

- Una línea amarilla → dirección del amanecer.
- Una línea naranja → posición actual del sol.
- Una línea roja → dirección del atardecer.
- Arcos solares que muestran el recorrido del Sol a lo largo del día.
- Ángulos de azimut y de elevación del Sol en tiempo real.

Conociendo estos ángulos, se puede determinar en qué horas del día la irradiancia será mayor en una superficie dada, o si un objeto (árbol, edificio) provocará sombra parcial o total. Aunque SunCalc no entrega irradiancia directamente, se puede:

- Cruzar los datos de ángulos solares con bases como el Global Solar Atlas o PVGIS, que sí proporcionan irradiancia.
- Puede usarse como apoyo para modelar la orientación e inclinación de paneles FV, especialmente si se realizan simulaciones en PV\*Sol, PVSyst o SketchUp.
- Estimar visualmente la duración de la ventana solar efectiva (cuántas horas de sol directo habrá según los obstáculos locales).

En la tabla 4.7 se muestran datos de irradiancia obtenidos manualmente al desplazar el cursor en intervalos de una hora.

<b>N</b>	<b>18° 56' 13.57"</b>	<b>18.93710°</b>
<b>W</b>	<b>18° 9' 22.09"</b>	<b>-98.15614°</b>

(W/m <sup>2</sup> )			
Invierno	Primavera	Verano	Otoño
2023	2024	2024	2024
Dic	Mar	Jun	Sep
23	20	21	18
0	0	0	0
0	0	0	0
0	0	454	0
0	514	641	487
0	624	813	728
631	832	923	872
638	943	984	971
946	1015	1034	1038
1025	1070	1066	1074
1071	1107	1094	1103

Tabla 4.7 SUN-Calc Irradiancia, muestra por estación

## 4.2 Datos experimentales

Las fuentes experimentales utilizadas en este estudio provienen de distintas redes e instituciones dedicadas a la medición y registro de variables meteorológicas y de radiación solar. En primer lugar, la Red Automática de Monitoreo Meteorológico (RAMM CU2), instalada en el Ecocampus Valsequillo de la BUAP, proporciona datos de irradiancia global, temperatura y humedad relativa a intervalos horarios, que permiten caracterizar las condiciones locales del sitio de estudio. De forma complementaria, la RAMM del Departamento de Investigaciones Arquitectónicas y Urbanísticas (DIAU) aporta registros de radiación solar y variables atmosféricas adicionales con fines de verificación cruzada y control de calidad. Por otro lado, el Instituto de Energías Renovables (IER-UNAM) ofrece series históricas validadas de irradiancia y temperatura empleadas para contrastar las mediciones experimentales. Finalmente, los datos de la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA), obtenidos de su red meteorológica oficial, permiten comparar los valores de precipitación y nubosidad, lo que contribuye a la interpretación integral del comportamiento de la radiación solar en la región de estudio. A continuación, se describen los procedimientos de cada fuente.

#### ***4.2.1 Proceso para obtener datos de la RAMM CU2***

La Red Automática de Monitoreo Meteorológico (RAMM), implementada por el Departamento de Investigaciones Arquitectónicas y Urbanísticas (DIAU) de la Benemérita Universidad Autónoma de Puebla (BUAP), es una plataforma institucional de observación ambiental cuyo propósito es la recolección, el almacenamiento y el análisis de variables meteorológicas y radiométricas en tiempo real.

Gracias a la colaboración de la dirección y del Maestro Juan Pablo Báez Vázquez (Coordinador de la Red), se cuenta con su base de datos para el presente trabajo.

La RAMM opera mediante estaciones meteorológicas automatizadas distribuidas estratégicamente en diversas instalaciones universitarias, con el objetivo de generar datos confiables para proyectos académicos, tecnológicos y de sostenibilidad energética [6].

#### **Variables medidas**

Las estaciones de la RAMM (fig. 4.11) están equipadas con sensores calibrados y certificados que permiten registrar, entre otras variables (figura 4.12):

- Irradiancia global horizontal (GHI) [ $\text{W}/\text{m}^2$ ]
- Temperatura ambiente [ $^{\circ}\text{C}$ ]
- Humedad relativa [%]
- Velocidad y dirección del viento [ $\text{m}/\text{s}$ ,  $^{\circ}$ ]
- Presión atmosférica [hPa]
- Precipitación pluvial [mm]



Figura 4.11 Estación meteorológica Davis instalada en el área del Carolino.

Estas variables son fundamentales para el análisis climático, los estudios de confort térmico, el modelado energético y el diseño de sistemas fotovoltaicos, especialmente en entornos urbanos o en campus académicos [7]



Figura 4.12 Consola Davis Vantage pro 2

Los datos generados por la RAMM están disponibles para la comunidad universitaria, ya sea mediante plataformas institucionales o previa solicitud a la DIAU, y han sido utilizados en:

- Evaluaciones de potencial solar fotovoltaico
- Validación de simulaciones energéticas (ej., PVSyst, SAM, PV\*Sol)
- Proyectos de arquitectura bioclimática
- Estudios sobre cambio climático local y planificación urbana sustentable

La calidad y la resolución temporal de los datos (hasta cada 10 minutos, en algunos casos) permiten un alto nivel de detalle en la caracterización de las condiciones solares y ambientales, superando la precisión de las estimaciones satelitales para aplicaciones a escala local.

#### Importancia para proyectos solares

El uso de datos reales (ver tablas 4.8, 4.9 y 4.10) de irradiancia provenientes de la RAMM representa una ventaja significativa frente a bases de datos satelitales o modelos interpolados, ya que permite [8]:

- Reducir la incertidumbre en la estimación de generación eléctrica
- Calcular de forma precisa el rendimiento (Yield) y el Performance Ratio (PR)
- Diseñar sistemas fotovoltaicos optimizados para condiciones reales de operación

fecha	temperatura (°C)	humedad relativa (%)	presion (mbar)	precipitacion (mm)	viento_velocidad (m/s)	viento_direccion (°)	radiacion (W*m <sup>2</sup> )	uv (indice)
22/11/2023 11:15	15.6666667	76	625.147532	0	0	0	0	0
22/11/2023 11:30	16.1666667	75	625.263951	0	2.2352	270	0	0
22/11/2023 11:45	17.2222222	72	625.494795	0	4.4704	135	0	0
22/11/2023 12:00	17.6111111	69	625.845916	0	4.91744	135	0	0
22/11/2023 12:15	17.1111111	71	625.54986	0	6.7056	135	0	0
22/11/2023 12:30	17.3888889	69	625.457307	0	5.36448	135	0	0
22/11/2023 12:45	17.8888889	69	625.0952	0	6.25856	135	0	0
22/11/2023 13:00	17.9444444	70	624.850638	0	5.81152	135	0	0
22/11/2023 13:15	17.9444444	68	624.310771	0	6.25856	135	0	0
22/11/2023 13:30	20	65	624.834446	0	3.12928	135	0	0
22/11/2023 13:45	21	63	624.963084	0	3.57632	135	0	0
22/11/2023 14:00	21.0555556	62	624.78701	0	2.68224	292.5	0	0
22/11/2023 14:15	20.5	63	624.763916	0	2.2352	337.5	0	0

Tabla 4.8 RAMM CU2 Datos crudos de irradiancia y variables meteorológicas

RAMM CU2 SEP 2023 Y JUL 2024	Temperatura (°C)	Humedad relativa (%)	Presión (mbar)	Precipitación (mm)	Viento_velocidad (m/s)	viento_direccion (°)	radiacion (W*m <sup>2</sup> )	uv (indice)
01/12/2023 0	15.44	88	627.80	0	0.00	0.00	0	0
01/12/2023 1	14.06	91	627.33	0	0.45	67.50	0	0
01/12/2023 2	13.11	94	626.82	0	0.89	67.50	0	0
01/12/2023 3	13.06	95	626.43	0	0.89	67.50	0	0
01/12/2023 4	12.72	96	625.93	0	0.89	90.00	0	0
01/12/2023 5	13.06	96	625.98	0	0.00	0.00	0	0
01/12/2023 6	12.83	97	625.79	0	0.45	67.50	0	0
01/12/2023 7	13.50	96	626.29	0	1.34	67.50	0	0
01/12/2023 8	15.44	91	627.30	0	0.45	67.50	0	0
01/12/2023 9	18.33	81	628.50	0	0.45	135.00	0	0

Tabla 4.9 RAMM CU2 Datos experimentales alineados de irradiancia

RAMM CU2 SEP 2023 Y JUL 2024	Temperatura (°C)	Humedad relativa (%)	Presion (mbar)	Precipitacion (mm)	Viento_velocidad (m/s)	Viento_direccion (°)	UV (indice)
01/12/2023 0	15.44	88	627.80	0	0.00	0.00	0
01/12/2023 1	14.06	91	627.33	0	0.45	67.50	0
01/12/2023 2	13.11	94	626.82	0	0.89	67.50	0
01/12/2023 3	13.06	95	626.43	0	0.89	67.50	0
01/12/2023 4	12.72	96	625.93	0	0.89	90.00	0
01/12/2023 5	13.06	96	625.98	0	0.00	0.00	0
01/12/2023 6	12.83	97	625.79	0	0.45	67.50	0
01/12/2023 7	13.50	96	626.29	0	1.34	67.50	0
01/12/2023 8	15.44	91	627.30	0	0.45	67.50	0

Tabla 4.10 RAMM CU2 Relación de variables meteorológicas

#### 4.2.2 Proceso para obtener datos de la RAMM DIAU

La RAMM DIAU es una estación “gemela” de la RAMM CU2 y es administrada de la misma manera por personal del DIAU.

#### 4.2.3 Proceso para obtener datos de la CONAGUA

CONAGUA (Comisión Nacional del Agua) es un organismo descentralizado del Gobierno de México, adscrito a la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), que administra, conserva y regula el uso del agua en el país. Opera una de las redes meteorológicas más grandes de México, llamada: Red de Estaciones Climatológicas e Hidrometeorológicas, esta red incluye [8].:

- Estaciones automáticas y convencionales
- Medición de variables meteorológicas clave para estudios solares
- Registro histórico de datos en alta resolución (horaria, diaria, mensual)

CONAGUA no mide irradiancia directamente como otras entidades, sus datos (tabla 4.11) permiten caracterizar el clima del sitio donde se instalará un sistema FV, lo cual es esencial para:

- Calcular rendimiento energético realista
- Evaluar pérdidas por temperatura
- Analizar efectos de nubosidad estacional
- Determinar riesgos por eventos meteorológicos extremos

Variables disponibles:

Variable	Descripción	Utilidad en FV
Temperatura del aire (°C)	Promedio, máxima, mínima	Cálculo de eficiencia del módulo y pérdidas térmicas
Precipitación (mm)	Lluvia diaria/mensual	Limpieza natural de paneles; riesgo de escurrimientos
Velocidad del viento (m/s)	Viento promedio y ráfagas	Diseño estructural del sistema FV
Humedad relativa (%)	Saturación del aire	Cálculo de pérdidas ópticas o por condensación
Nubosidad / Evaporación / Presión atmosférica	(varía por estación)	Modelos climáticos o simulaciones térmicas

Tabla 4.11. CONAGUA: variables meteorológicas de las que dispone.

Se accede a CONAGUA mediante la siguiente página: <https://smn.conagua.gob.mx>  
 Del SMN (Servicio Meteorológico Nacional), una división de CONAGUA.

Para descargar datos, se sigue el siguiente procedimiento.

1. Se entra en página (ver figura 4.13):

<https://smn.conagua.gob.mx/es/observando-el-tiempo/estaciones-meteorologicas-automaticas-ema-s>

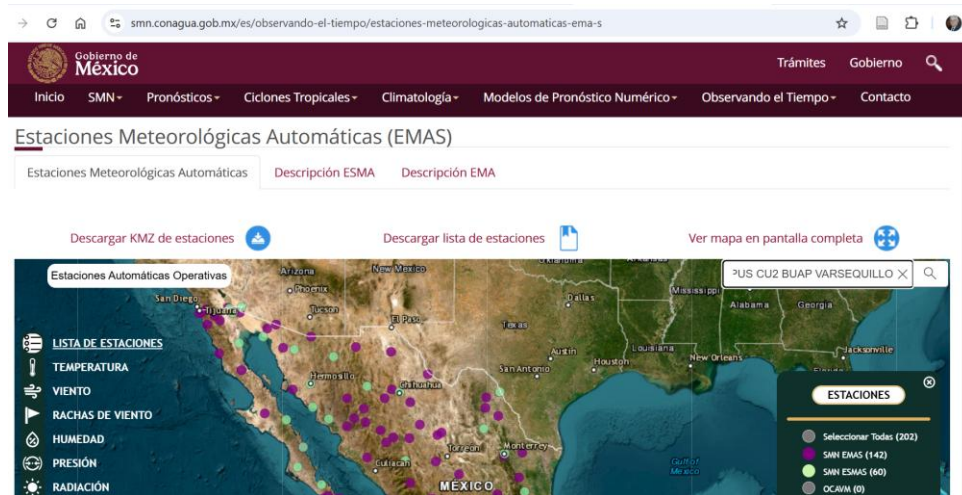


Figura 4.13 CONAGUA página para búsqueda del estado o estación requerida.

En la búsqueda, se selecciona el estado que se desea. Aparecerá un listado de estaciones meteorológicas de esa entidad. Se elige la estación que más convenga, en este caso, Puebla, como se muestra en la figura 4.13. Se podrán descargar archivos en formato CSV o TXT con información que se indica en la figura 4.14 y la tabla 4.12:



Figura 4.14. CONAGUA: selección de datos de radiación.

Servicio Meteorológico Nacional										
Estación		PUEBLA						Latitud		19.0548639
Estado		Puebla						Longitud		-98.163125
Municipio		Puebla						Altitud		2179
Fecha Local	Fecha UTC	Temperatura del Aire (°C)	Precipitación (mm)	Humedad relativa (%)	Presión Atmosférica (hpa)	Radiación Solar (W/m²)	Dirección del Viento (grados)	Rapidez de viento (km/h)	Dirección de ráfaga (grados)	Rapidez de ráfaga (km/h)
2025-10-28 13:00:00	2025-10-28 19:00:00	26.1	0	22	785.3	915	167	7.92	247	19.8
2025-10-28 12:50:00	2025-10-28 18:50:00	25.9	0	21	785.5	928	209	10.8	272	22.68
2025-10-28 12:40:00	2025-10-28 18:40:00	26	0	19	785.6	928	197	6.48	301	17.28
2025-10-28 12:30:00	2025-10-28 18:30:00	25.4	0	21	785.8	944	191	6.48	287	18.36
2025-10-28 12:20:00	2025-10-28 18:20:00	25.3	0	21	786	940	219	7.92	351	16.92
2025-10-28 12:10:00	2025-10-28 18:10:00	25.1	0	21	786.1	950	189	7.92	285	19.08
2025-10-28 12:00:00	2025-10-28 18:00:00	24.7	0	20	786.3	931	194	7.2	268	13.68
2025-10-28 11:50:00	2025-10-28 17:50:00	25.3	0	23	786.5	928	110	5.76	213	12.96
2025-10-28 11:40:00	2025-10-28 17:40:00	24.7	0	24	786.7	924	140	7.2	239	14.04
2025-10-28 11:30:00	2025-10-28 17:30:00	24.3	0	21	786.8	910	183	5.04	303	14.4
2025-10-28 11:20:00	2025-10-28 17:20:00	23.5	0	20	787	902	216	5.4	329	12.96
2025-10-28 11:10:00	2025-10-28 17:10:00	23.6	0	24	787.1	893	220	6.84	273	13.32

Tabla 4.12. CONAGUA: Muestra de radiación, periodo de 90 días.

Es necesario precisar que CONAGUA no entrega irradiancia directa, pero sí proporciona un conjunto de variables meteorológicas clave para estudios fotovoltaicos. Es especialmente útil para el análisis térmico, el modelado de pérdidas, la validación climática y el diseño estructural.

Por tal razón, se presenta solo una muestra del reporte que ofrece la página de CONAGUA.

### 4.3 Sistema fotovoltaico (SFV) instalado

Se obtuvo la colaboración de un proveedor de SFV, con un sistema en operación, con el propósito de comparar nuestro estudio con un caso en marcha. A continuación, se muestra la información de dicho sistema.

#### 4.3.1 Cálculo de la generación de energía eléctrica (colaboración con un SFV instalado y en operación).

Antes de entrar al tema de Generación o Rendimiento, será necesario mostrar el respaldo normativo para Generación energética o Rendimiento, que además incluye los temas de monitoreo y aplicación de sensores, entre ellos la norma IEC 61724-1:2021 y su relación con la Ec. 4.1:

$$E = P_{inst} \times HSP \times PR \quad (\text{Ec. 4.1}) \quad [14] [15]$$

Donde:

$E$	kWh/día	Energía diaria generada
$P_{inst}$	kWp	Potencia instalada o nominal
$H_{sol}$	(*) kWh/kWp·día	Irradiancia solar promedio del sitio
$PR$	adimensional	Performance Ratio total del sistema (ÍNDICE DE RENDIMIENTO) [16].

(\*) H irradiancia diaria promedio del sitio de 5 a 6 kWh/m<sup>2</sup>/día (o equivalente en horas sol kWh/kWp·día) [17]

La norma IEC 61724-1:2021 (*International Electrotechnical Commission*), titulada “Photovoltaic system performance” (en la Parte 1: Monitoring), establece lineamientos para el monitoreo, la adquisición de datos y el análisis del desempeño de los sistemas fotovoltaicos. Precisa los sensores requeridos, los métodos de medición, los tipos de rendimiento (o yields) y la terminología clave para evaluar el comportamiento real frente al diseño. Se muestran sus principales definiciones [18]:

- Yield o Rendimiento o Generación de referencia  $Y_r$  (kWh/kW) = irradiancia incidente en el plano del sistema dividida entre 1 kW/m<sup>2</sup>, que equivale a las Horas Sol Pico (HSP).
- Yield o Rendimiento o Generación final  $Y_f$  (kWh/kW) = energía eléctrica real entregada por unidad de potencia nominal.
- Performance Ratio (PR) =  $Y_f / Y_r$ , (eficiencia global del sistema al relacionar energía generada con irradiancia disponible). Como se muestra en la ecuación 2.2.

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} = \frac{\text{Energía real generada } kWh/kW_p}{\text{Irradiancia total } kWh \cdot m^2 / kW \cdot m^2} \quad (\text{Ec.4.2})$$

El PR es una medida internacionalmente establecida que mide el grado de utilización de un sistema fotovoltaico completo [16]. Representa la relación entre la electricidad de CA utilizable (en el contador de alimentación) y la energía que podría generarse si los módulos funcionaran en condiciones de prueba estándar (STC) de forma continua y sin

pérdidas adicionales en el sistema. Se define en la norma IEC 61724 (1) como la relación entre el rendimiento final del sistema fotovoltaico ( $Y_f$ ) y el rendimiento de referencia ( $Y_r$ ) y se denomina PR (véase la ecuación (1)). La eficiencia de los módulos fotovoltaicos (FV) y otros componentes de los sistemas fotovoltaicos ha aumentado continuamente en las últimas décadas. Como resultado, el rendimiento del sistema ha mejorado considerablemente. El rendimiento de los sistemas fotovoltaicos suele evaluarse mediante la determinación y el análisis del Índice de Rendimiento (PR) [16]. Los rangos típicos del PR aumentaron del 50 % al 75 % a finales de la década de 1980, pasando del 70 % al 80 % en la década de 1990 y alcanzando más del 80 % en la actualidad. Esta revisión analizará la evolución de los valores del PR y ofrecerá una perspectiva sobre los límites de eficiencia a nivel de sistema.

La norma establece que la irradiancia global horizontal (GHI) o la irradiancia en el plano del arreglo (POA) constituye un parámetro fundamental para la evaluación. Por lo tanto, la fórmula  $E = P_{inst} \times HSP \times PR$  está alineada con los conceptos de la norma, que son:

- $P_{inst}$  = potencia nominal del sistema (kWp)
- $HSP$  = Horas Sol Pico (se calcula a partir de la irradiancia dividida entre 1000 W/m<sup>2</sup>)
- $PR$  = Performance Ratio

Según la IEC 61724-1, esta ecuación permite estimar la Energía Esperada (E) con base en la irradiancia medida o estimada, y se ajusta a los criterios de monitoreo definidos por la norma.

De manera ilustrativa, se inicia este ejercicio haciendo las siguientes precisiones: 1 kWp (kilovatio pico) equivale a la potencia eléctrica que un sistema fotovoltaico puede generar en condiciones estándar de prueba (STC) [19], que son:

1. Irradiancia: 1000 W/m<sup>2</sup>
2. Temperatura de célula: 25 °C
3. Masa de aire (AM): 1.5

Por lo tanto, 4.400 kWp, muestra que el sistema tiene una capacidad máxima teórica instalada de 4.4 kW, cuando se somete a dichas condiciones ideales de laboratorio. En consecuencia, con datos del Sistema FV instalado, se muestran los siguientes datos para el cálculo de la generación de energía diaria:

$$E_{\text{día}} = P_{\text{inst}} \times H_{\text{sol}} \times PR$$

$$E_{\text{día}} = 4.4 \text{ kWp} \times 5 \text{ kWh/kWp}\cdot\text{día} \times 0.80 = 17.6 \text{ kWh/día}$$

Resumiendo (ver tabla 5.3), el sistema de 4.4 kWp (diseñado con 8 paneles solares de 550 W) bajo condiciones favorables de irradiación (entre 1,500 y 2,000 kWh/m<sup>2</sup>/año) [20] equivale a un promedio de 6,336 kWh/año. Resumido en la tabla 2.13.

Se observa una dispersión: 4.59 % (Tabla 4.3) entre la energía ANUAL calculada y la generación del sistema FV.

	$P_{\text{inst}}$	$H_{\text{sol}}$	$PR$	$E_{\text{anual}}$ Calculada	$E_{\text{anual}}$ Medida	Dispersión
calculada	4.4	1,500.0	0.75	4,950.0	6,641.0	25.46%
	<b>4.4</b>	<b>1,800.0</b>	<b>0.80</b>	<b>6,336.0</b>	<b>6,641.0</b>	<b>4.59%</b>
	4.4	2,000.0	0.85	7,480.0	6,641.0	-12.63%

Tabla 4.3. Dispersión entre la energía generada calculada y la medida observada en el caso real.

Parámetro	Valor	Interpretación
Capacidad instalada (kWp)	4.4 kWp	Es la potencia pico máxima que pueden generar todos los paneles solares juntos bajo condiciones ideales.
Generación anual esperada (kWh)	6,641 kWh	Es la energía eléctrica total que se espera que el sistema genere durante un año. Esta cantidad depende de la radiación solar real, eficiencia del sistema y pérdidas.
Ganancias anuales (MXP)	\$26,564	Valor económico estimado de la energía generada. Si se vende o se evita pagar a la CFE, esto es el ahorro o ingreso anual.
Horas anuales a plena carga (h)	1,509.32 h	Es un indicador del aprovechamiento del sistema. Se calcula como se muestra a continuación:

Tabla 4.4. Resumen del cálculo de la generación del SFV en operación.

Cabe señalar la importancia del concepto de horas pico o plenas, que se describe a continuación [20]:

$$\text{Horas pico o plenas} = \frac{\text{Energía anual(kWh)}}{\text{Potencia instalada(kWp)}} \quad (\text{Ec. 4.4})$$

Sustituyendo:  $Horas\ plenas(h) = \frac{6,641(kWh)}{4.4(kWp)} = 1,509.32h$

Energía anual generada (kWh)	6,641.0
Potencia instalada (kWp)	4.4
Horas pico o plenas (año) (h)	1,509.3
Horas pico o plenas (día) (h)	4.1

**Tabla 4.5.** Cálculo de horas pico o plenas diarias y anuales.

Significa que, a lo largo del año, el sistema produce la misma energía que si funcionara 1,509 horas al año a su máxima potencia (4.4 kWp) (ver tabla 4.5). Dicho de otra manera:

- El sistema no trabaja todo el tiempo a 4.4 kWp, porque la radiación varía durante el día, según la estación del año y variables meteorológicas.
- Las 1,509 h equivalen a 4.1 horas diarias promedio de sol útil
- Este valor se sitúa dentro del rango típico de las zonas con alta radiación solar en México (entre 4 y 6 h/día). De acuerdo con estudios recientes en México, los valores promedio de irradiancia global se estiman en 5.0 kWh/m<sup>2</sup>·día, dependiendo de la inclinación del sistema, irradiancia y variables meteorológicas) [21].

Símbolo	Descripción	Unidad	Valor típico
$E_{\text{anual}}$	Energía producida anualmente	kWh/año	—
$P_{\text{inst}}$	Potencia instalada (capacidad pico)	kWp	4.4 (en Caso Práctico)
$H_{\text{sol}}$	Irradiancia solar promedio anual del sitio	kWh/m <sup>2</sup> /año o equivalentes horas pico sol (kWh/kWp·año) [Rx]	1500–2000 kWh/kWp·año en zonas altas de irradiancia
$PR$	Performance Ratio (rendimiento global del sistema) incluye pérdidas térmicas, cableado, inversores, orientación, etc.	adimensional	0.75–0.85

**Tabla 4.6.** Descripción de la ecuación de la energía generada anualmente.

Con datos del SFV instalado, se suponen los siguientes datos, para cálculo de generación de energía anual:

$$P_{\text{inst}} = 4.4 \text{ kWp}$$

$$H_{\text{sol}} = 1,800 \text{ kWh/kWp} \cdot \text{año}$$

$$PR = 0.80$$

Entonces: 
$$E_{\text{anual}} = 4.4 \times 1800 \times 0.80 = 6,336 \text{ kWh/año}$$

El análisis del caso real del sistema fotovoltaico evidencia que los valores de irradiancia estimados por la NASA tienden a sobrestimar los obtenidos mediante mediciones locales. Esto no implica que la base de datos de la NASA sea incorrecta; simplemente refleja la dispersión natural entre fuentes teóricas y experimentales, derivada de los métodos de modelado satelital frente a las mediciones directas en sitio. Esta comparación permite comprender las diferencias esperables y ajustar adecuadamente los modelos de diseño fotovoltaico. En el capítulo siguiente se presentan los resultados del análisis comparativo entre los datos teóricos y los experimentales. Se describen los detalles de la variabilidad observada, las tendencias identificadas y las implicaciones para el diseño y la validación de SFV.

## Capítulo 5: Resultados y discusión

### 5.1 Resultados de datos teóricos y datos experimentales

En este capítulo se discuten y se comparan los resultados obtenidos tanto de fuentes teóricas (cap. 4.2) como de fuentes experimentales (cap.4.2), mediante un análisis detallado de la irradiancia en la zona de estudio seleccionada. Esta comparación entre ambos conjuntos de datos permite evaluar la capacidad predictiva de los modelos de estimación empleados en este caso, basados en los datos satelitales proporcionados por la NASA, frente a las condiciones reales registradas en el sistema de monitoreo instalado, así como cuantificar la incertidumbre inherente al aprovechamiento eficiente del recurso solar en esta zona de estudio [1].

Las fuentes consultadas con mayor información sobre datos teóricos y experimentales se muestran en la tabla 5.1.

	2023												2024											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
NASA	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X					
NREL										X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
PVGIS										X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
GSA										X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
SUNCALC										X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
RAMM CU2										X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X				
RAMM DIAU	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
CONAGUA	X	X	X							X	X	X	X	X	X	X	X	X	X			X	X	X

Tabla 5.1 Relación de fuentes consultadas, indicando los meses con registro de datos.

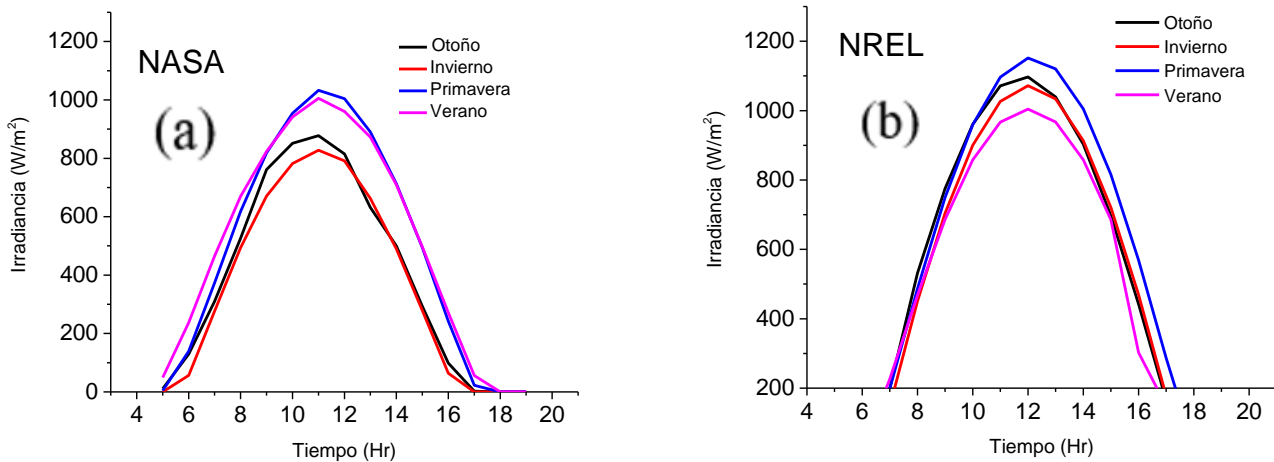
### 5.2 Resultados datos teóricos

En la Figura 3.1, incisos (a) a (e), se presentan los perfiles de irradiancia obtenidos a partir de las bases de datos teóricas mencionadas, para un día representativo de cada estación del año. Se observa que el valor máximo de irradiancia corresponde a la primavera, seguido del

verano. En contraste, las curvas correspondientes al otoño y al invierno, presentan menores niveles de irradiancia a lo largo del día.

Este comportamiento se explica por la inclinación del eje terrestre y la posición relativa del Sol respecto de la zona de estudio (Puebla, México), ubicada en latitudes medias del hemisferio norte. Durante la primavera (del 21 de marzo al 20 de junio) y el verano (del 21 de junio al 21 de septiembre), el ángulo de incidencia de la radiación solar es más directo y el día es más largo, lo que se traduce en un mayor aprovechamiento energético. En cambio, durante el otoño (del 22 de septiembre al 20 de diciembre) y el invierno (del 21 de diciembre al 20 de marzo), los días son más cortos y el ángulo solar es más bajo, lo que reduce la intensidad de la irradiancia [3].

A continuación, se presenta una muestra de irradiancia por estación (Figura 5.1) para determinar la dispersión entre fuentes y seleccionar la fuente con un comportamiento típico y valores congruentes con la constante universal de irradiancia, con los siguientes resultados:



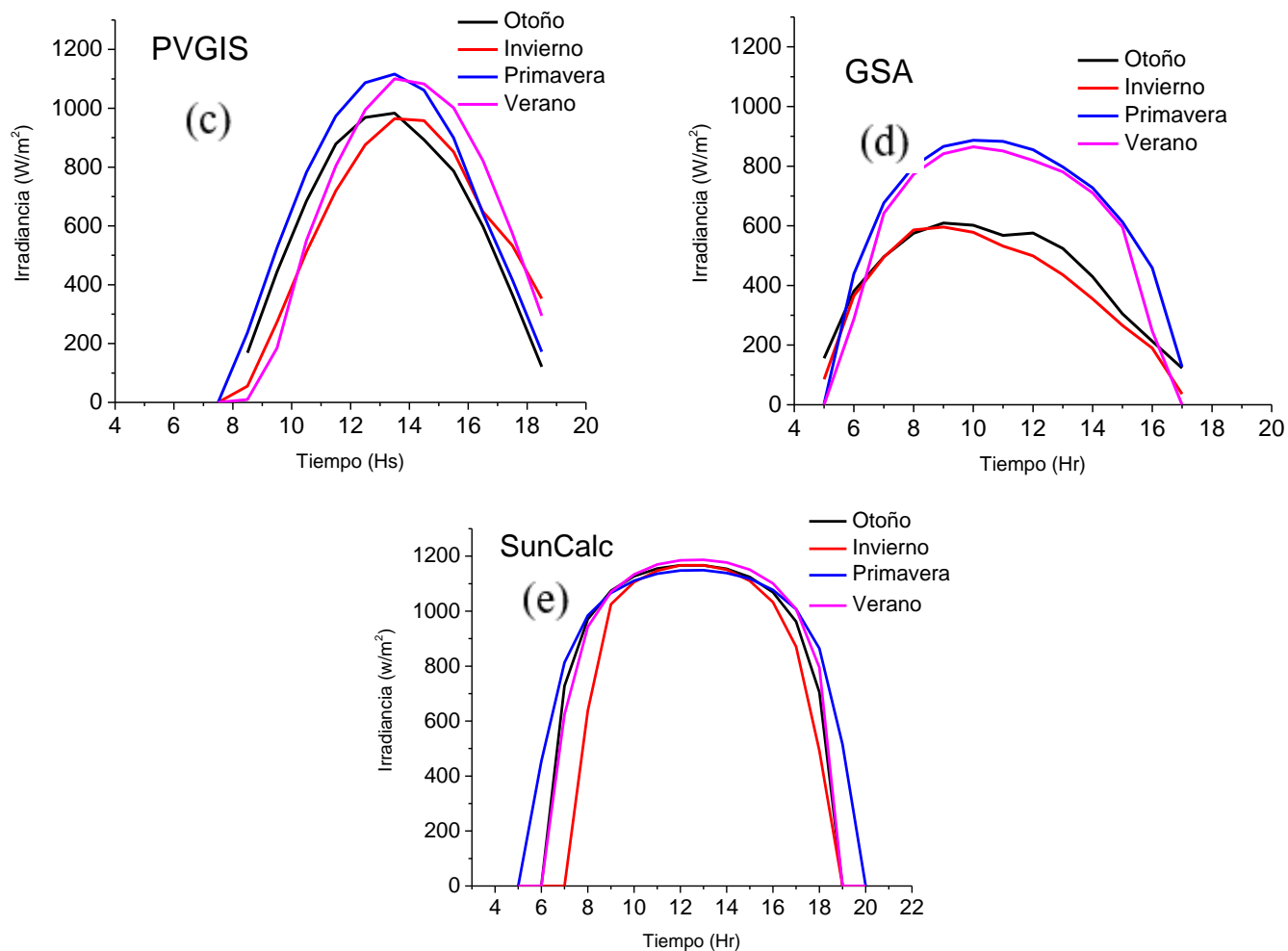


Figura 5.1 Irradiancia de fuentes teóricas, muestra de un día por estación (a) NASA, (b) NREL, (c) PVGIS, (d) GSA y (e) SunCalc.

Para una mejor visualización, en la tabla 5.2 se presentan los valores de la Figura 5.1. Donde podemos observar el comportamiento de cada fuente y en cada estación.

AÑO	ESTACION	NASA	NREL	PVGIS	GSA	SUN-CALC
2023	Otoño	5,802	9,018	7,540	4,958	12,576
2023	Invierno	5,394	9,135	6,809	7,413	11,476
2024	Primavera	7,703	10,672	7,927	8,067	12,737
2024	Verano	7,534	8,971	6,914	5,417	13,629

Tabla 5.2. Valores de irradiancia (W/m<sup>2</sup>) de fuentes teóricas; muestra 1 día por estación y por fuente.

El análisis comparativo de la irradiancia teórica entre las distintas bases de datos (NASA, NREL, PVGIS, GSA y SUN-Calc) evidencia la variabilidad entre los modelos y fuentes de estimación satelital comúnmente utilizados para evaluar el recurso solar. En la figura 3.1 se observa una tendencia general de incremento de la irradiancia durante los periodos de primavera y verano, coherente con la mayor declinación solar y el aumento de las horas de insolación. Sin embargo, las discrepancias entre fuentes, reflejan diferencias metodológicas en la modelación de la radiación, la resolución espacial de los satélites y los algoritmos de corrección atmosférica empleados [4].

En particular, los valores más elevados reportados por SUN-Calc y NREL pueden atribuirse a la utilización de modelos empíricos con menor atenuación por nubosidad y aerosoles, lo que tiende a sobreestimar la radiación incidente en condiciones reales. Por el contrario, las estimaciones de GSA presentan valores más conservadores, debido a su ajuste a datos históricos validados por la empresa Solargis, que utiliza coeficientes de pérdida atmosférica más rigurosos. PVGIS y NASA muestran valores intermedios, lo que confirma su estabilidad como fuentes de referencia para la estimación de la irradiancia media a nivel regional [4].

Estas diferencias subrayan la importancia de validar los modelos teóricos mediante mediciones experimentales locales, como las obtenidas por la Red Automática de Monitoreo Meteorológico (RAMM), a fin de ajustar los factores de corrección específicos de cada zona. En síntesis, la comparación permite identificar el rango de incertidumbre entre fuentes y determinar qué modelos son más representativos del sitio de estudio, lo que constituye un paso esencial para estimar de forma confiable el potencial energético solar y el diseño óptimo de sistemas fotovoltaicos [5].

Cabe destacar la importancia del cálculo de la Hora Solar Pico (HSP), que representa el número de horas en las que la irradiancia solar promedio alcanza  $1000 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ , estándar internacionalmente utilizado para el dimensionamiento y el análisis de sistemas fotovoltaicos. En términos prácticos, la HSP condensa la energía total diaria incidente sobre una superficie horizontal o inclinada en un único parámetro horario, lo que permite expresar la radiación diaria en unidades de energía por unidad de potencia estándar ( $\text{kWh m}^{-2} \text{ día}^{-1}$ ).

El cálculo de la HSP es fundamental para la evaluación del recurso solar y el potencial energético de una zona, ya que permite comparar distintas fuentes de irradiancia (tanto teóricas como experimentales) bajo una misma referencia. En el contexto del presente estudio, la determinación de la HSP en cada estación del año permite analizar la variabilidad estacional de la radiación disponible y estimar la energía útil que un sistema fotovoltaico podría generar en condiciones reales [6].

Asimismo, la HSP es un parámetro clave para el dimensionamiento óptimo de sistemas FV, ya que se utiliza para estimar la potencia instalada requerida y los posibles rendimientos diarios, mensuales o anuales de un conjunto de paneles. En la práctica, su empleo facilita la comparación entre ubicaciones, estaciones o modelos de estimación (NASA, PVGIS, NREL, GSA, entre otros), aportando un criterio homogéneo para el análisis técnico del recurso solar y la eficiencia de conversión de los sistemas evaluados. Para fines ilustrativos, se calcula la Hora Sol Pico (HSP) según se indica en la Ec. 5.1:

$$HSP = \frac{Irradiancia}{1000 \frac{kWp}{m^2}} \frac{KWh \cdot año}{m^2} = h \cdot año \quad (Ec. 5.1)$$

Quedando, la HSP para la irradiancia teórica, como se muestra en la tabla 5.3:

Estación	NASA	NREL	PVGIS	GSA	SUN-Calc
<b>Otoño</b>	5.8	9.0	7.5	5.0	12.6
<b>Invierno</b>	5.4	9.1	6.8	7.4	11.5
<b>Primavera</b>	7.7	10.7	7.9	8.1	12.7
<b>Verano</b>	7.5	9.0	6.9	5.4	13.6

Tabla 5.3. Cálculo de la Hora Sol (h) de la muestra de las fuentes teóricas.

Estos valores representan las horas equivalentes de sol pleno diarias en cada estación, útiles para estimar el potencial energético. Como se observa en la figura 5.2, el valor de la muestra de irradiancia de un día por estación y su correspondiente HSP.

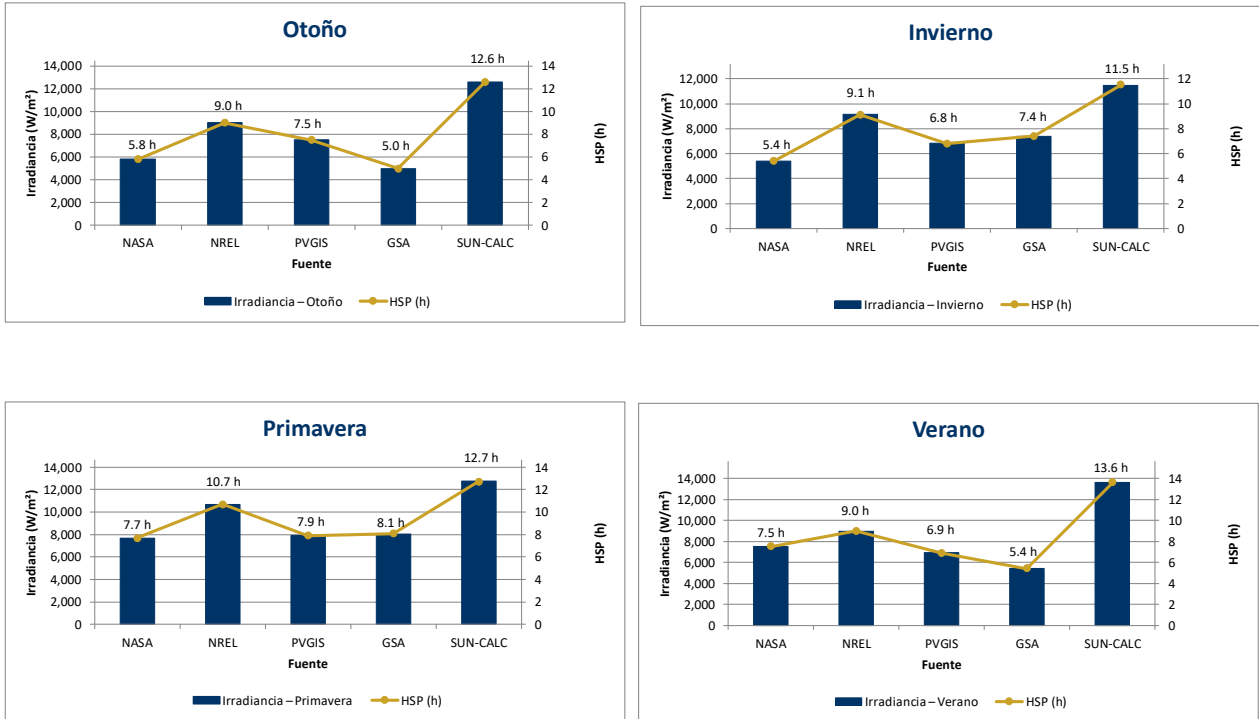


Figura 5.2. Gráfica de irradiancia teórica, comparativa por estación y fuente.

### Discusión de resultados teóricos

El análisis comparativo de la irradiancia teórica obtenido de las distintas bases de datos (NASA POWER, NREL NSRDB, PVGIS, GSA y SUN-Calc) permite observar la variabilidad entre los modelos de estimación satelital empleados para evaluar el recurso solar. En la Figura 5.1 se evidencia que, aunque todas las fuentes coinciden en el comportamiento estacional general (excepto GSA y SUN-Calc), existen discrepancias significativas en la magnitud absoluta de la irradiancia estimada. Los valores máximos se registran durante la primavera y el verano, que coinciden con la mayor declinación solar y la mayor exposición a las horas de insolación en el hemisferio norte, mientras que el otoño e invierno presentan niveles más bajos debido a la menor altura solar y a la menor duración del día [7].

Estas variaciones estacionales confirman el papel determinante de los parámetros astronómicos (como la declinación solar, el ángulo cenital y la excentricidad de la órbita terrestre) en la modulación del flujo energético incidente sobre la superficie terrestre [8]. En el contexto de la zona de estudio (Puebla, México), situada a 18.93° N, los periodos de

máxima irradiancia coinciden con una mayor estabilidad atmosférica y menor nubosidad promedio, lo que favorece un aprovechamiento solar más eficiente.

La comparación entre fuentes muestra, además, diferencias metodológicas: SUN-Calc y NREL tienden a sobrestimar los valores debido al uso de modelos empíricos de cielo despejado con correcciones limitadas a los efectos de los aerosoles, mientras que GSA ofrece resultados más conservadores al integrar ajustes radiativos y la validación con estaciones de campo. PVGIS y NASA, en cambio, proporcionan valores intermedios y consistentes, con variaciones moderadas (< 15 %) entre estaciones, lo que respalda su fiabilidad como referencia para estudios regionales del recurso solar [8]. Estas diferencias evidencian la necesidad de combinar análisis teóricos con mediciones experimentales locales para reducir la incertidumbre asociada a los modelos satelitales.

La Tabla 5.2 sintetiza los valores de irradiancia (muestra) por estación y fuente, lo que refleja la dispersión de los datos teóricos. Dichas diferencias, si bien esperadas, resultan críticas al evaluar el potencial energético de una zona, pues una sobreestimación de la irradiancia puede conducir a errores en el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos y, en consecuencia, a desviaciones en la estimación de la energía generada. En ese sentido, las fuentes de datos con mayor validación empírica (como GSA y PVGIS) constituyen un punto de partida más realista para estudios de planeación energética.

Por otra parte, el cálculo de la Hora Solar Pico (HSP) constituye una herramienta complementaria para interpretar estos resultados. Este parámetro, definido como el número de horas equivalentes en las que la irradiancia alcanza  $1000 \text{ W m}^{-2}$ , permite expresar la energía diaria incidente en horas, lo que simplifica la evaluación del recurso solar disponible. La HSP facilita la comparación entre estaciones y modelos teóricos, y su determinación (Tabla 5.3) muestra una clara correlación con las tendencias de la irradiancia: los valores más altos corresponden a primavera y verano, con rangos de 6 a 8 HSP, mientras que otoño e invierno presentan promedios entre 4 y 5 HSP.

En términos prácticos, la HSP es un parámetro de diseño fundamental para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos, ya que permite estimar la energía útil diaria, (ver la ecuación Ec. 5.2) [7]:

$$E = P \times \text{HSP} \quad (\text{Ec. 5.2})$$

Donde:

E	Energía generada o disponible	(kWh)
P	Potencia nominal del sistema fotovoltaico	(kW)
HSP	Horas Sol Pico	(h)

La ecuación 5.2, es una de las relaciones fundamentales para estimar la energía generada o aprovechable en un sistema fotovoltaico. Y evaluar la relación entre la radiación disponible y la potencia instalada. Por ello, la comparación de resultados teóricos mediante la HSP no solo valida la coherencia estacional de los modelos, sino que también establece la base para el análisis de la concordancia con los datos experimentales obtenidos mediante la Red Automática de Monitoreo Meteorológico (RAMM-BUAP), que se presentarán en la siguiente sección.

En conjunto, los resultados teóricos (Ver Figura 5.3) confirman que la región de estudio presenta un recurso solar estable y de alta disponibilidad, con un promedio anual superior a  $5 \text{ kWh m}^{-2} \text{ día}^{-1}$  [9], lo que la posiciona como un sitio con gran potencial para la generación fotovoltaica interconectada a la red. Sin embargo, las diferencias entre modelos recalcan la importancia de realizar calibraciones locales que consideren las condiciones atmosféricas reales, la topografía y la orientación del plano receptor, a fin de garantizar proyecciones más precisas del rendimiento energético.

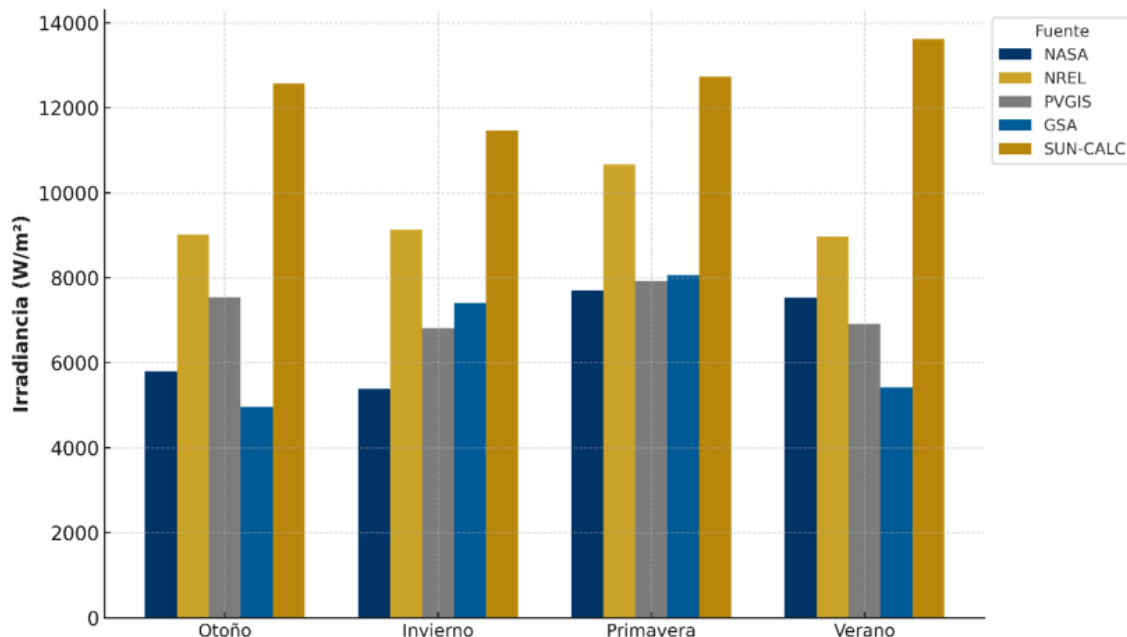
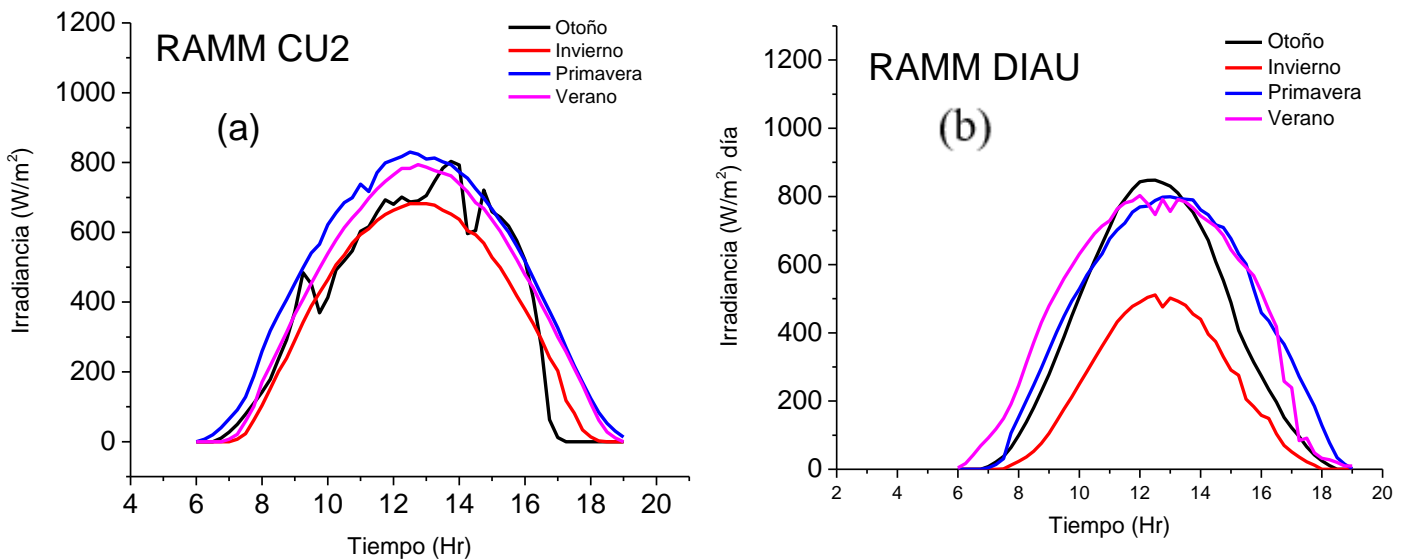


Figura 5.3 Gráfica de comparativo de irradiancia de fuentes teóricas por estación.

### 5.3 Resultados datos experimentales

Los resultados obtenidos a partir de fuentes experimentales permiten analizar de manera integral el comportamiento de la radiación solar y de las variables atmosféricas en el sitio de estudio. Los datos registrados por la RAMM CU2 y la RAMM DIAU se procesaron y depuraron para eliminar valores atípicos, garantizando la coherencia temporal de las mediciones de irradiancia global, temperatura ambiente, humedad relativa y velocidad del viento. Posteriormente, se compararon los valores observados con los registros históricos de la CONAGUA para validar su consistencia y contextualizar las variaciones interanuales o estacionales. La integración de estas bases experimentales permitió generar series representativas, gráficas comparativas (fig. 5.4) y análisis estadísticos de la irradiancia, que sustentan la estimación del potencial energético solar en la zona de estudio.



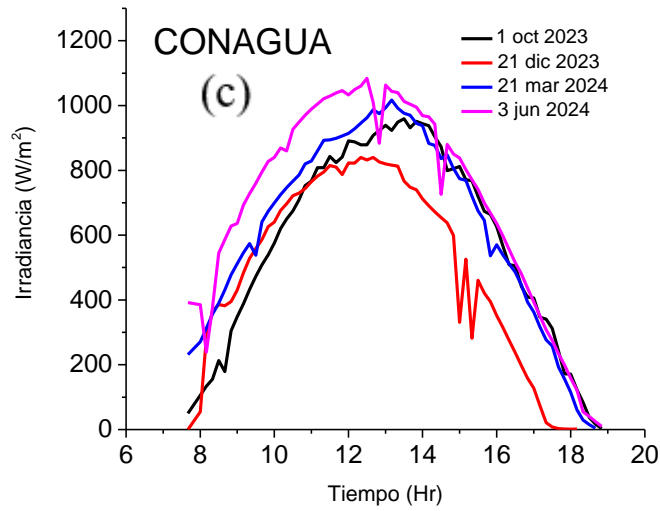


Figura 5.4 Gráfica de irradiancia de fuentes experimentales (a) RAMM CU2, (b) y (c) CONAGUA.

Nota: No se obtuvieron datos de IER del periodo de estudio.

Los valores de la Figura 3.4 se presentan en la tabla 5.4. Se observa un comportamiento típico en los valores de la RAMM CU2 y de la RAMM DIAU, con una diferencia significativa entre ambas fuentes.

AÑO	ESTACION	RAMM CU2	RAMM DIAU	RAMM CU2 BIS	CONAGUA
2023	Otoño	4,907	4,883	2,273	6,460
2023	Invierno	4,547	2,708	2,769	5,319
2024	Primavera	5,560	5,632	3,580	6,927
2024	Verano	5,255	5,918	1,168	7,807

Tabla 5.4 Irradiancia (W/m<sup>2</sup>) fuentes experimentales muestra por estación por fuente

AÑO	ESTACION	RAMM CU2	RAMM DIAU	RAMM CU2 BIS	CONAGUA
2023	Otoño	4.9	4.9	2.3	6.5
2023	Invierno	4.5	2.7	2.8	5.3
2024	Primavera	5.6	5.6	3.6	6.9
2024	Verano	5.2	5.9	1.2	7.8

Tabla 5.5. Cálculo promedio de horas solares (h) de fuentes experimentales.

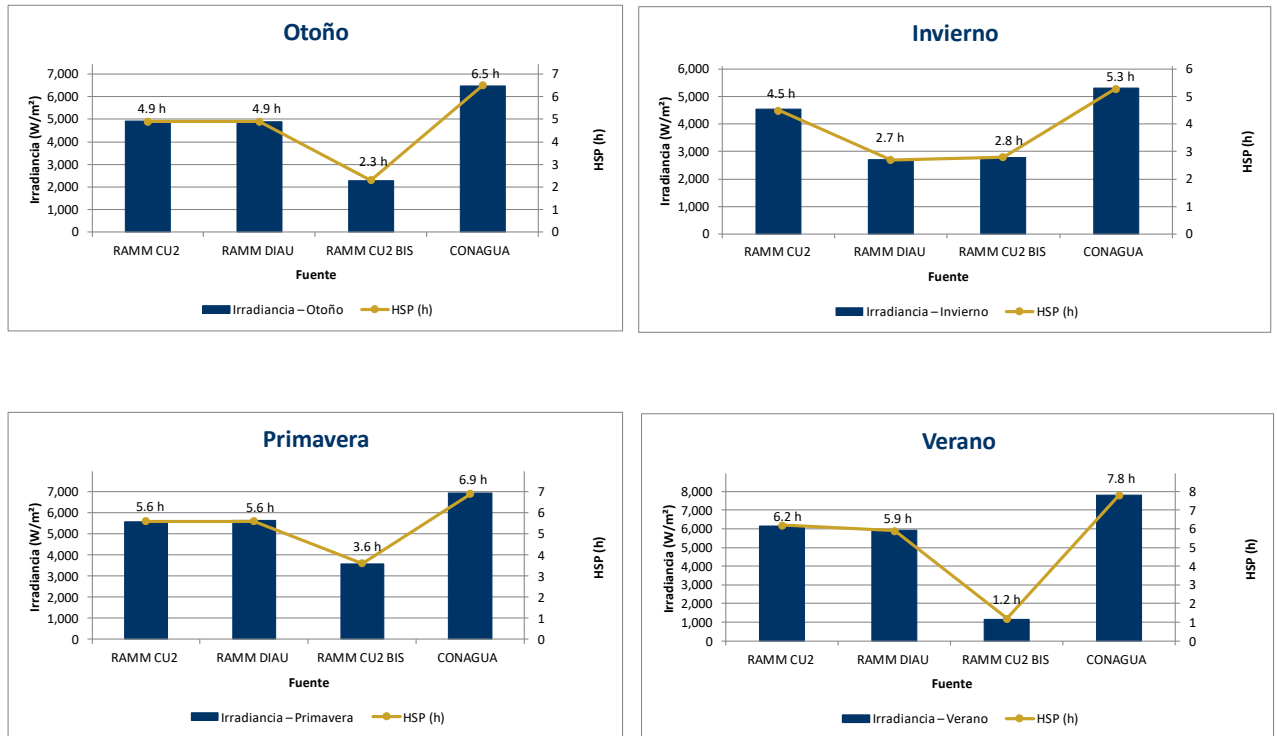


Figura 5.5 Irradiancia experimental comparativa por estación y fuente.

### 5.2.1 Resultados experimentales

Los datos obtenidos de las estaciones experimentales Red Automática de Monitoreo Meteorológico RAMM CU2 y Red Automática de Monitoreo Meteorológico DIAU permiten una evaluación detallada del recurso solar en sitio, así como de las variables ambientales asociadas (temperatura, humedad relativa, velocidad del viento) en la zona de estudio. Tras la limpieza de datos y la eliminación de valores atípicos, las series resultantes proporcionan un panorama confiable del comportamiento estacional de la irradiancia global, lo cual resulta esencial para estimar el potencial energético fotovoltaico.

La comparación con los registros históricos de la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA), añade valor en términos de validación y contextualización. En particular, se observa que las estaciones RAMM CU2 y RAMM DIAU reportan valores estacionales de irradiancia consistentes con la literatura sobre la medición del recurso solar en latitudes medias [10], pero también muestran diferencias relevantes entre sí que merecen ser analizadas.

Las tablas 5.4 y 5.5 (y la figura 5.6) muestran que, para cada estación del año, la irradiancia registrada por RAMM CU2 tiende a ser mayor que la registrada por RAMM DIAU, lo que podría atribuirse a variaciones en la instrumentación, en la orientación de los sensores, en las condiciones de sombra o de mantenimiento, o a microclimas locales. Este tipo de discrepancias se han documentado en estudios de validación de instrumentos de radiación solar, que destacan que la calidad, la calibración y la ubicación de las estaciones juegan un papel crítico para asegurar la coherencia entre las redes [11].

Desde una perspectiva estacional, los datos experimentales confirman el patrón esperado: irradiancias más altas en primavera y verano, y menores en otoño e invierno. Esto se relaciona directamente con la mayor altura solar, la menor masa de aire y la menor trayectoria del rayo solar en los meses cálidos, así como con menores coberturas nubosas típicas de esos periodos. Sin embargo, la amplitud de las diferencias entre estaciones en los datos experimentales es menor que la observada entre algunas fuentes teóricas, lo que sugiere que las condiciones reales del sitio presentan atenuaciones (por nubes, aerosoles, ensuciamiento de sensores, etc.) que suavizan la variabilidad estacional (un comportamiento coherente con lo señalado en el «Worldwide benchmark of modelled solar irradiance data») [12].

El cálculo de la Hora Solar Pico (HSP), que se presenta para cada estación (en la tabla 3.5), ofrece un parámetro para resumir el recurso en horas equivalentes de sol pleno ( $1000 \text{ W m}^{-2}$ ). Los valores confirman que la zona de estudio presenta rangos medios de HSP de aproximadamente 4 a 6 h en otoño e invierno y de 6 a 8 h en primavera y verano. Estos rangos permiten estimar la energía diaria del sistema fotovoltaico mediante la ecuación (5.1), integrando de forma concisa el recurso solar disponible [7].

Este análisis resulta relevante para el dimensionamiento y el diseño de sistemas fotovoltaicos. La diferencia entre las dos estaciones experimentales sugiere que, al proyectar la energía generada, es crucial adoptar el valor más conservador (RAMM DIAU) o incorporar un factor de corrección local que refleje las condiciones reales del sitio. Además, dado que los resultados están mediados por condiciones atmosféricas específicas (humedad, limpieza del sensor, velocidad del viento), es recomendable incluir un análisis de incertidumbre asociado

a la HSP y considerar factores de degradación o de ensuciamiento, de acuerdo con las prácticas internacionales de monitoreo [13].

En resumen, los datos experimentales validan el recurso solar de la zona como apto para la generación fotovoltaica y evidencian la importancia de contar con mediciones locales de calidad. Este enfoque permite ajustar la estimación del potencial energético, reducir sesgos de sobreestimación inherentes a los datos teóricos o satelitales y optimizar el diseño de sistemas fotovoltaicos con base en las condiciones reales del entorno.

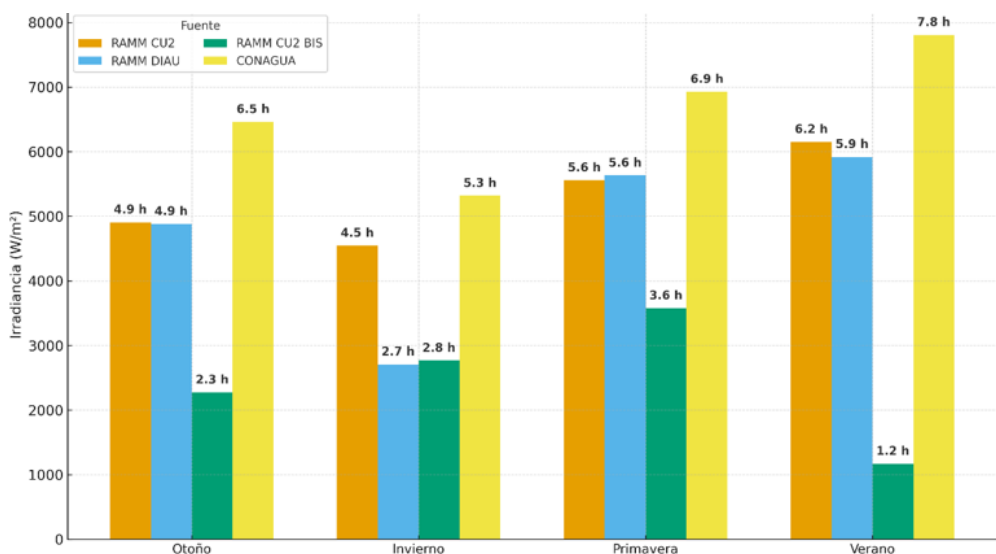


Figura 5.6 Irradiancia y HSP de fuentes experimentales

### 5.3 Variables meteorológicas y su efecto sobre la irradiancia.

Se mencionan las variables atmosféricas, ya que influyen directamente en la cantidad de irradiación solar que alcanza la superficie terrestre y, por tanto, en el desempeño de los sistemas fotovoltaicos. Entre las más relevantes se encuentran la temperatura ambiente, la humedad relativa y la velocidad del viento. Un aumento de la temperatura tiende a disminuir la eficiencia de los módulos solares, ya que provoca mayores pérdidas térmicas y reduce el voltaje de operación, como se observa en la Figura 5.7. Por otro lado, la elevada humedad relativa puede provocar una mayor dispersión y absorción de la radiación solar, lo que disminuye la irradiancia efectiva incidente sobre el plano del sensor (Figura 5.8). Finalmente, la velocidad del viento actúa como factor mitigante, pues favorece la disipación del calor

acumulado en los módulos y estabiliza las mediciones de irradiancia, aunque los vientos excesivos pueden alterar el ángulo de incidencia solar o provocar vibraciones en los sensores (Figura 5.9). En conjunto, estas variables determinan las fluctuaciones diarias y estacionales de la irradiancia, lo cual resulta fundamental para la correcta evaluación del recurso solar y el dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos instalados en el sitio RAMM CU2 [14].

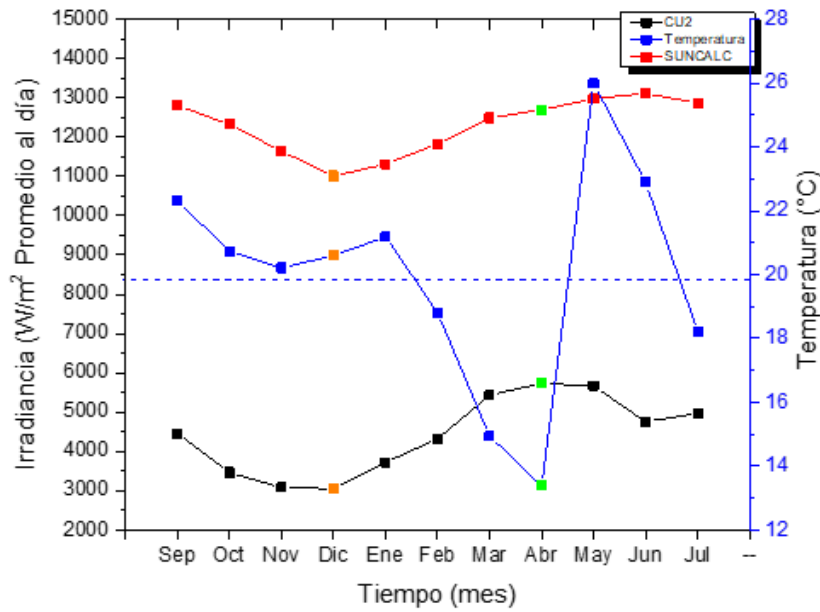


Figura 5.7 Gráfica de temperatura vs irradiancia.

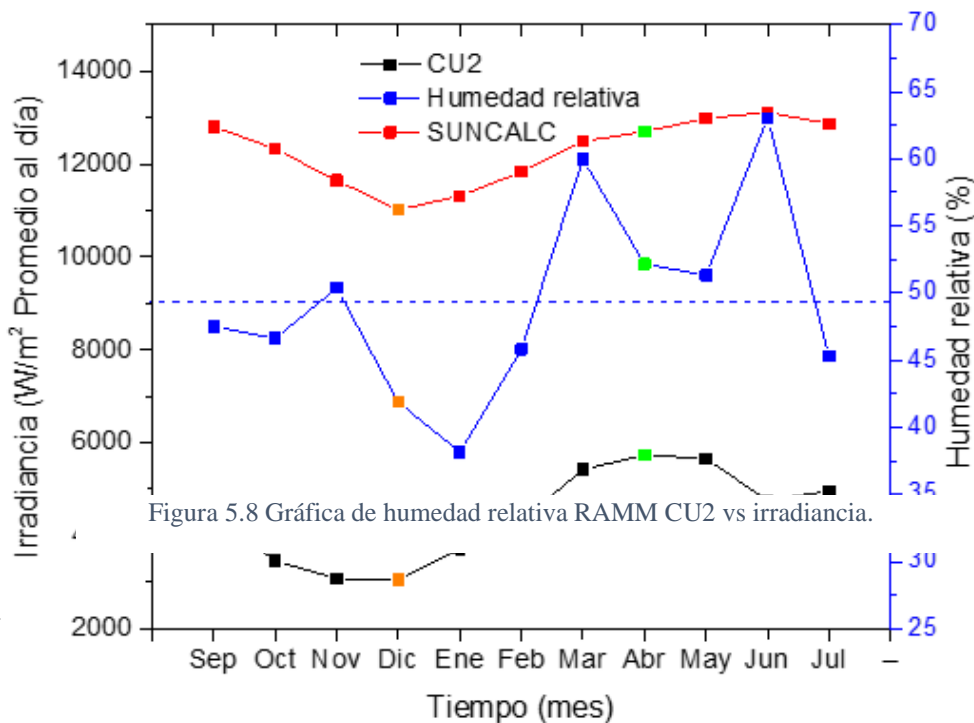


Figura 5.8 Gráfica de humedad relativa RAMM CU2 vs irradiancia.

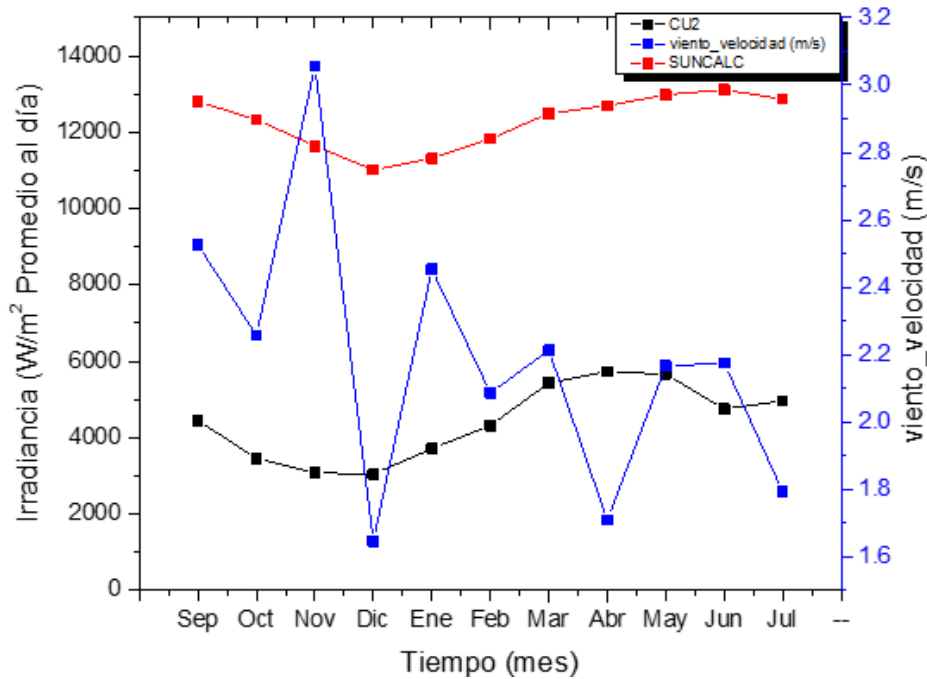


Figura 5.9 Gráfica de velocidad del viento vs irradiancia.

#### 5.4 Selección de bases de datos NASA y RAMM CU2

La elección de las bases de datos NASA y RAMM CU2 se fundamenta en criterios de representatividad, fiabilidad y validez científica indispensables para el análisis del recurso solar en la región de estudio. En las investigaciones sobre el potencial fotovoltaico, la precisión y la consistencia de los datos de irradiancia son determinantes para la caracterización energética del sitio (ver Tabla 5.6). Por ello, se seleccionaron fuentes complementarias que abarcan tanto la escala global (NASA) como la medición local (RAMM CU2), lo que permite una validación cruzada robusta entre los datos teóricos y experimentales (fig. 5.10) [13].

Estación	NASA (Teórica) (W/m <sup>2</sup> )	HSP NASA (h)	RAMM CU2 (Experimental) (W/m <sup>2</sup> )	HSP RAMM CU2 (h)
Otoño	5,802	5.8	4,907	4.9
Invierno	5,394	5.4	4,547	4.5
Primavera	7,703	7.7	5,560	5.6
Verano	7,534	7.5	5,255	6.2

Tabla 5.6. Valores de irradiancia y HSP de las fuentes seleccionadas para el análisis.

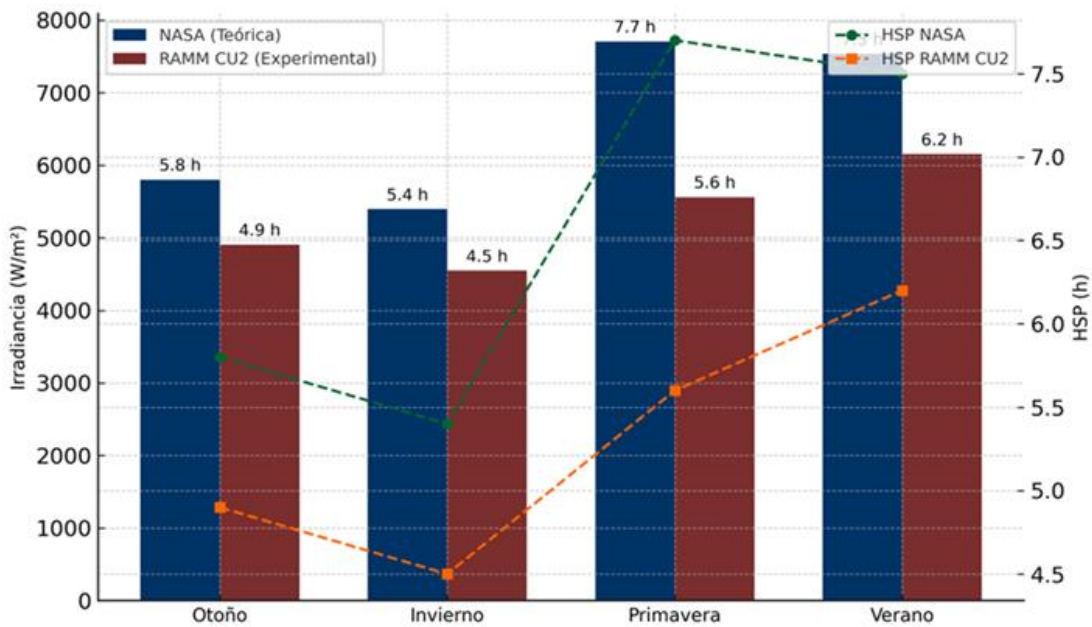


Figura 5.10 Gráfica comparativa de irradiancia y HSP de fuentes teórica y experimental seleccionadas para estudio.

La base de datos de la National Aeronautics and Space Administration (NASA), a través del proyecto Prediction of Worldwide Energy Resources (POWER), ofrece registros de irradiancia global, directa y difusa con una resolución temporal diaria y espacial de 0.5°, derivados de modelos radiativos integrados con observaciones satelitales y reanálisis atmosféricos [15]. Su principal ventaja radica en la homogeneidad metodológica y la continuidad histórica de los datos, que permiten identificar patrones interanuales y tendencias de largo plazo. La NASA constituye una referencia estándar en estudios de energía solar a nivel internacional, avalada por la Agencia Internacional de Energía (IEA) y la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) en guías técnicas sobre el modelado solar [16].

En las figuras 5.11 y 5.12 se presentan gráficas de las fuentes recopiladas, en las que destacan en concordancia (con cierto sesgo en sobreestimación la NASA sobre la RAMM CU2). En resumen, la NASA y la RAMM CU2, presentan comportamiento típico tanto estacional, como en valores.

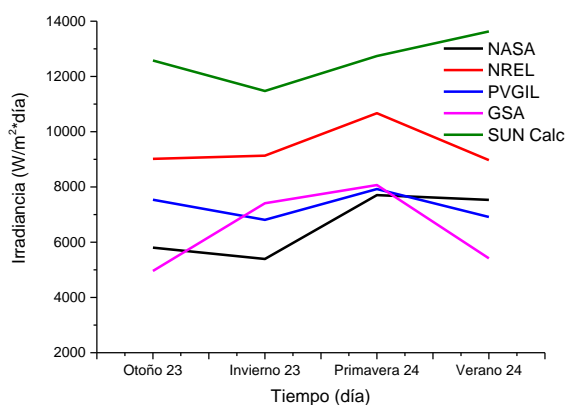


Figura 5.11. Gráficas de datos teóricos, irradiación de un día por estación del año.

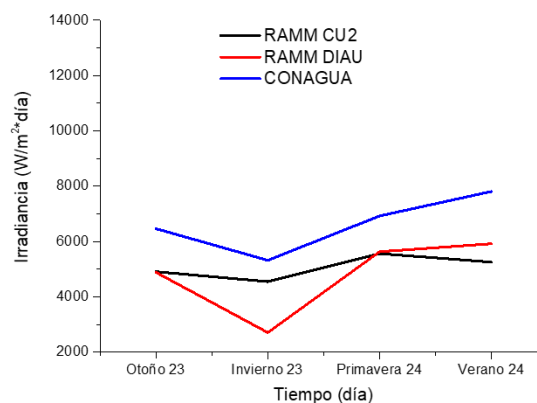


Figura 5.12. Gráficas de datos experimentales, irradiación de un día por estación del año

La combinación de ambas fuentes permite realizar un análisis integral del recurso solar. Mientras la NASA aporta una perspectiva muy espacial y de largo plazo, la RAMM CU2 ofrece información de alta resolución y de representatividad local. Este enfoque dual fortalece el proceso de validación entre modelos satelitales y mediciones experimentales, reduciendo los márgenes de error e incrementando la fiabilidad del análisis estadístico. En particular, la correlación entre ambas bases facilita la determinación de coeficientes de ajuste locales de la irradiación global, así como la estimación precisa de la Hora Solar Pico (HSP) y del rendimiento energético teórico de los sistemas fotovoltaicos en condiciones reales de operación [17].

#### 5.4 Análisis de la irradiación por estación y anual.

Conforme al análisis efectuado de irradiación y HSP en la NASA con muestra por estación (Tabla 5.8 y Figura 5.11) y total anual (Tabla 5.9 y Figura 5.12), y en RAM CU2 con muestra

por estación (Tabla 5.10 y Figura 5.13) y total anual (Tabla 5.11 y Figura 5.14), se observa comportamiento típico tanto en estaciones como en análisis anual. Se presentan los siguientes resultados [7].

Estación	NASA Irradiancia (promedio estaciones) kW/m <sup>2</sup>
Primavera	7.3
Verano	6.5
Otoño	5.7
Invierno	5.2

Tabla 5.8. NASA: Irradiancia promedio por estación.

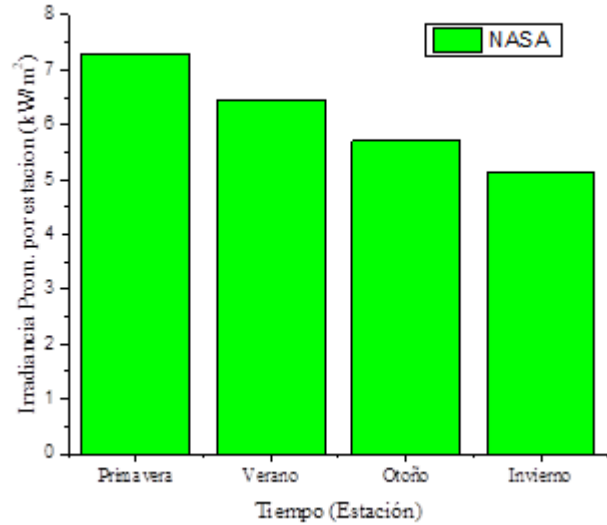


Figura 5.11 NASA Irradiancia por estación

Estacion	NASA Irradiancia (promedio estaciones) kW/m <sup>2</sup>
Sep	196.3
Oct	164.1
Nov	152.8
Dic	140.4
Ene	154.9
Feb	168.6
Mar	222.2
Abr	217.7
May	217.1
Jun	185.1
Jul	195.9
Ago	199.4
TOTAL	2,214.5

Tabla 5.9 NASA Irradiancia anual

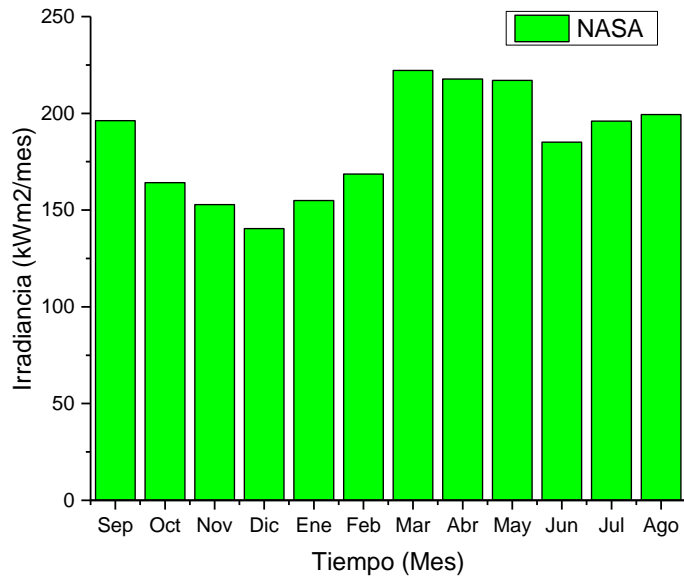


Figura 5.12 NASA Irradiancia por estación

Estacion	RAMM Irradiancia (promedio estaciones) kW/m <sup>2</sup>
Primavera	5.6
Verano	4.9
Otoño	3.4
Invierno	3.1

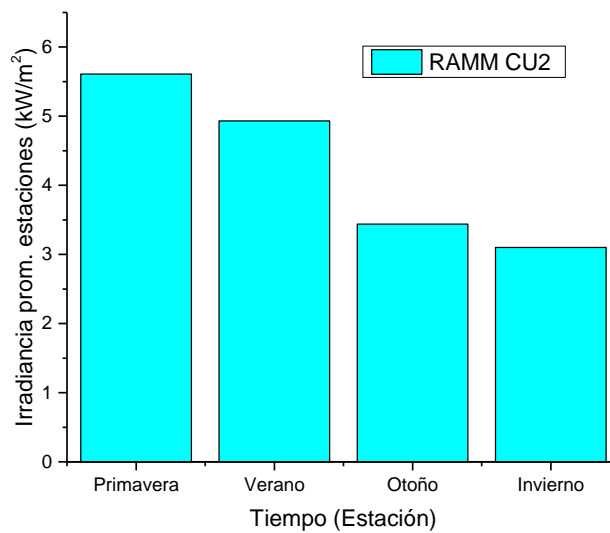


Tabla 5.10 Valores RAMM CU2 Irradiancia por estación

Figura 5.13 Gráfica RAMM CU2 por estación

Estación	Irradiancia (promedio estaciones) kW/m <sup>2</sup>
Sep	113.35
Oct	107.27
Nov	92.37
Dic	99.38
Ene	115.24
Feb	119.85
Mar	168.35
Abr	171.98
May	175.61
Jun	142.56
Jul	153.91
Ago	157.31
Total anual	1617.17

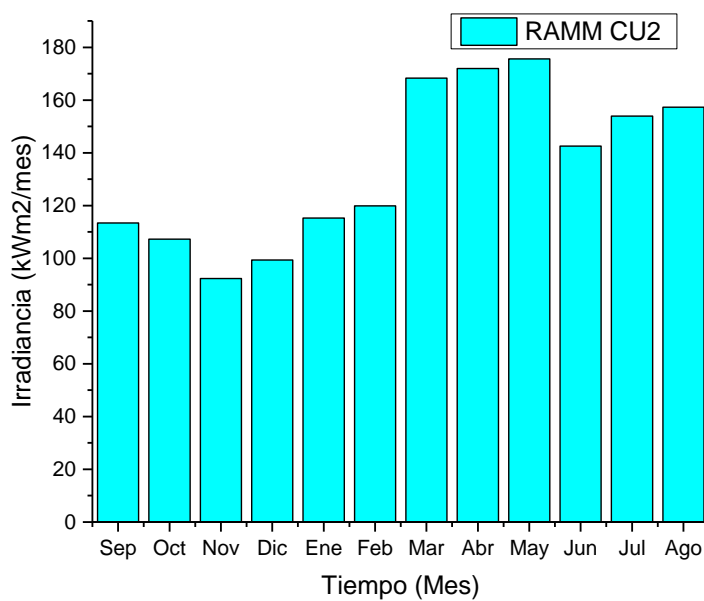


Tabla 5.11 Valores RAMM CU2 irradiancia anual

Figura 5.14 RAMMCU2 Irradiancia anual

## 5.5 Análisis entre fuentes teóricas, experimentales y Sistema FV:

### 5.5.1 Datos de sistema fotovoltaico

Se cuenta con una colaboración de datos de un sistema fotovoltaico en operación, que será de utilidad para fines comparativos. En la tabla 5.12 se muestran: la generación de energía eléctrica, el valor comercial de la energía generada o las ganancias, y las horas solares anuales. Así como la capacidad instalada, que consta de 8 paneles solares de 550 W cada uno. En la figura 5.15 se observa el comportamiento de los valores mencionados, durante el periodo 2023.

La información del sistema FV en operación (colaboración), es la siguiente:

Planta:	HORNO DE LA CHINA -CHINA POBLANA
Capacidad instalada (kWp)	4.4 kW
Generación anual (kWh)	6,641
Generación promedio diaria (kWh)	18.19
Ganancias anuales (\$)	26,564
Horas pico anuales (h)	1.509,32 h (entre 365 días = 4,13 h efectivas/día)

Nota: El consumo promedio del usuario era de 1,252 kWh al bimestre.

Num.	Fecha	Generación (kWh)	Ganancias(MXP)	Hrs de carga completa (h)
1	01/2023	596	2384	135.5
2	02/2023	494	1976	112.3
3	03/2023	602	2408	136.8
4	04/2023	608	2432	138.2
5	05/2023	538	2152	122.3
6	06/2023	550	2200	125.0
7	07/2023	510	2040	115.9
8	08/2023	512	2048	116.4
9	09/2023	596	2384	135.5
10	10/2023	555	2220	126.1
11	11/2023	562	2248	127.7
12	12/2023	493	1972	112.1
Total		6,616.0	26,464.0	1,503.6

Tabla 5.12 Generación mensual y anual de sistema FV en operación

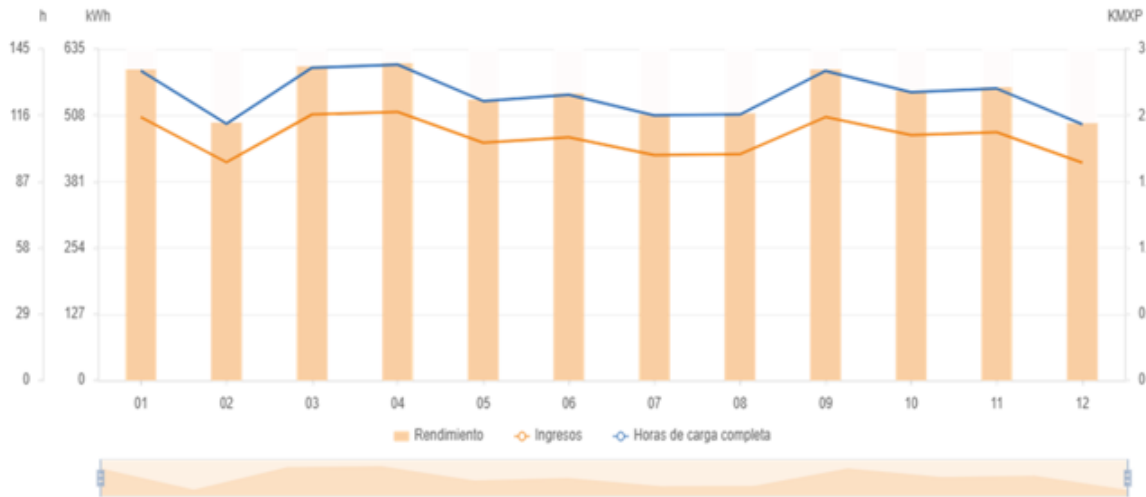


Figura 5.15 Grafica de Generación de energía eléctrica durante un año (2023)

Adicionalmente, se presenta una muestra correspondiente al mes de noviembre de 2024. Se puede apreciar el rendimiento o la generación diaria: el día 20 es el más bajo y el pico máximo es el día 3.

Planta:	HORNO DE LA CHINA	
Capacidad instalada:	kWp	4.4 kWp
Rendimiento mensual	(kWh)	254.0 kWh
Ganancias del mes	(\$)	1.016 MXP
Horas de carga completa del mes:	(h)	125.2 h

Num.	Fecha	Generación (kWh)	Ganancias (MXP)	Hrs de carga completa (h)
1	01/11/2024	8.9	35.6	2.0
2	02/11/2024	7.8	31.2	1.8
3	03/11/2024	10.2	40.8	2.3
4	04/11/2024	7.6	30.4	1.7
5	05/11/2024	8.4	33.6	1.9
6	06/11/2024	9.1	36.4	2.1
7	07/11/2024	7.7	30.8	1.8
8	08/11/2024	9.2	36.8	2.1
9	09/11/2024	9.8	39.2	2.2
10	10/11/2024	9.9	39.6	2.3
11	11/11/2024	9.7	38.8	2.2
12	12/11/2024	9.7	38.8	2.2
13	13/11/2024	9.4	37.6	2.1
14	14/11/2024	9.8	39.2	2.2
15	15/11/2024	9.9	39.6	2.3
16	16/11/2024	8.2	32.8	1.9
17	17/11/2024	7.9	31.6	1.8
18	18/11/2024	9.2	36.8	2.1
19	19/11/2024	7.2	28.8	1.6
20	20/11/2024	2.2	8.8	0.5
21	21/11/2024	7.6	30.4	1.7
22	22/11/2024	9.4	37.6	2.1
23	23/11/2024	8.5	34.0	1.9
24	24/11/2024	8.2	32.8	1.9
25	25/11/2024	8.7	34.8	2.0
26	26/11/2024	8.8	35.2	2.0
27	27/11/2024	7.9	31.6	1.8
28	28/11/2024	7.7	30.8	1.8
29	29/11/2024	8.3	33.2	1.9
30	30/11/2024	7.4	29.6	1.7
<b>TOTAL</b>		<b>254.3</b>	<b>1,017.2</b>	<b>57.8</b>

Tabla 5.13 Generación sistema fotovoltaico noviembre 2024

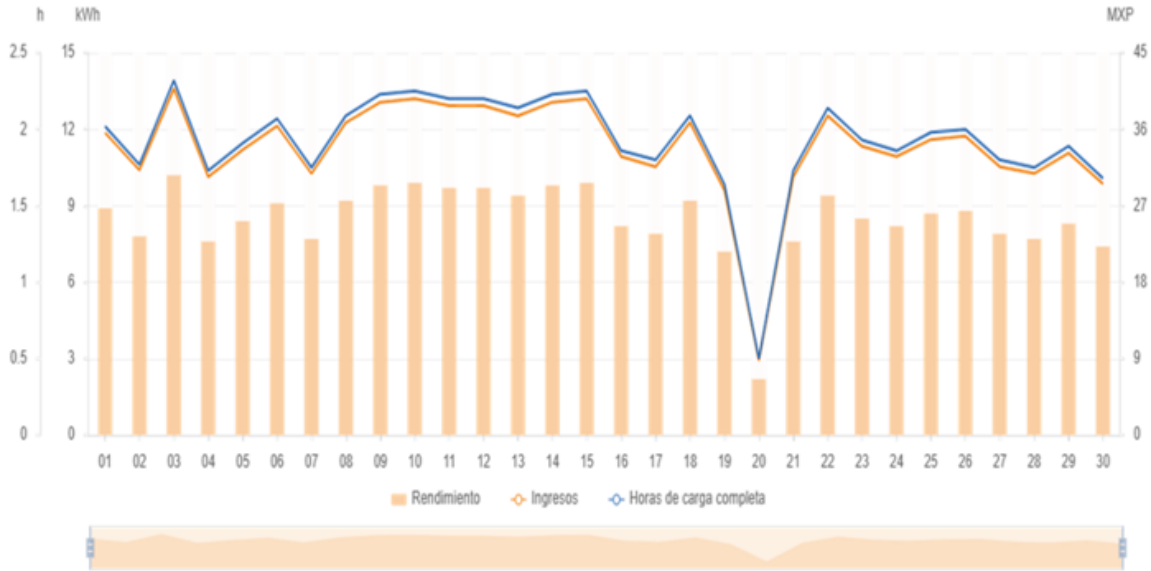


Figura 5.16 Gráfica de generación de energía eléctrica noviembre 2024.

Se estimó la generación de electricidad con los datos obtenidos en este trabajo, tanto teóricos, a partir de la NASA, como experimentales, a partir de RAMMCU2. Para contar con un tercer punto de referencia real, se inicia con el cálculo de un caso real: el Horno de China Poblana.

### 5.6.2 Cálculo de la generación de electricidad NASA Y RAMM CU2.

Con irradiancia de la NASA (Tabla 5.14) y RAMM CU2 (Tabla 5.15), se calcula la Generación de energía por día ( $E_{\text{día}}$ ) (columna C), se utiliza un valor muestra de irradiancia de 1 día por estación (columna B) y un valor promedio de irradiancia por estación del año (columna D) para calcular la generación de energía, se aplica la Ec.5.1 [20]:

$$E = P_{\text{inst}} \times HSP \times PR$$

Donde:

$E$	kWh/día	Energía generada, diaria o por estación o anual
$P_{\text{inst}}$	kWp	Potencia instalada o nominal
$H_{\text{sol}}$	kWh/kWp·día	Irradiancia solar promedio del sitio
$PR$	adimensional	Performace Ratio total del sistema

NASA		23 /24			
A	B	C	D	E	F
Estacion	Irradiancia (1 día por estación) kW/m <sup>2</sup>	Generación por día kWh/día	Irradiancia (promedio estaciones) Kw/m <sup>2</sup>	Generación por día (promedio de estaciones) kWh/día	Diferencia kWh/día
Primavera	7.2	25.5	7.3	25.7	0.2
Verano	4.5	15.8	6.5	22.7	6.9
Otoño	5.6	19.8	5.7	20.1	0.2
Invierno	5.4	18.9	5.2	18.1	-0.8
<b>Promedio día</b>	<b>5.7</b>	<b>20.0</b>	<b>6.2</b>	<b>21.6</b>	<b>1.6</b>

$P_{inst} = 4.4$        $PR = 0.8$   
 $E = P_{inst} \times HSP \times PR$

Diferencia Generación NASA VS Generacion Sistema FV				18.19	kWh/día
		kWh/día			
	Generación	Diferencia	Generación	Diferencia	
NASA	20.0	-1.8	21.6	3.5	

Tabla 5.14 Generación de energía de la NASA.

RAMM CU2		23 /24			
A	B	C	D	E	F
Estacion	Irradiancia (1 día por estación) kW/m <sup>2</sup>	Generación por día kWh/ día	Irradiancia (promedio estaciones) kW/m <sup>2</sup>	Generación por día (promedio de estaciones) kWh/día	Diferencia kWh/día
Primavera	5.6	19.6	5.6	19.7	0.2
Verano	4.6	16.1	4.9	17.4	1.2
Otoño	4.0	14.1	3.4	12.1	-2.0
Invierno	3.5	12.3	3.7	13.1	0.9
<b>Promedio día</b>	<b>4.4</b>	<b>15.5</b>	<b>4.4</b>	<b>15.6</b>	<b>0.1</b>

$P_{inst} = 4.4$        $PR = 0.8$        $E = P_{inst} \times HSP \times PR$

Diferencia Generación RAMM CU2 vs Generacion Sistema FV				18.19	kWh/día
		Generación	Diferencia	Generación	Diferencia
RAMM CU2	15.5	2.7	15.6	2.6	

Tabla 5.15 Generación de energía RAMM CU2.

Posteriormente, se comparó la generación diaria del Sistema FV instalado (18.19 kWh·día) con la generación diaria y con el promedio de las 4 estaciones (ver tabla 5.16).

Diferencia Generación de fuentes vs Sistema FV						
Generación en kWh/día						
Sistema FV	18.19			18.19		
NASA	20	-1.81	-9.95%	21.6	-3.41	-18.75%
RAMM CU2	15.5	2.69	14.79%	15.6	2.59	14.24%

Tabla 5.16 Comparativo de Generación entre fuentes

**Generación energética anual**

NASA				RAMM CU2			Sistema FV			
Estación	Irradiancia diaria promedio (kW/m <sup>2</sup> ·día)	Días por estación	Subtotal	Irradiancia diaria promedio (kW/m <sup>2</sup> ·día)	Días por estación	Subtotal	Generación diaria promedio (kWh/día)	Días por estación	Subtotal	
Primavera	7.3	90	657	5.6	90	504	18.8	90	1692	
Verano	6.5	91	592	4.9	91	446	18.7	91	1702	
Otoño	5.7	92	524	3.4	92	313	17.6	92	1619	
Invierno	5.2	92	478	3.7	92	340	17.5	92	1610	
Total Anual (kW/m <sup>2</sup> · año)			2,251				1,603			
<b>P inst = 4.4</b>			<b>PR = 0.8</b>			<b><math>E = P_{inst} \times HSP \times PR</math></b>				
<b>GENERACIÓN ANUAL kWh/día · año</b>			<b>7,925</b>				<b>5,643</b>			
<b>Dispersión</b>			<b>19.7%</b>				<b>-14.8%</b>			

Tabla 5.17 Dispersión de Generación entre fuentes.

En el subtítulo 5.6.2 (Cálculo de generación de electricidad (SFV Instalado)), se analiza la generación de energía solar a partir de dos fuentes de datos: la NASA (Tabla 5.14) y la RAMM CU2 (Tabla 5.15). Ambos conjuntos de datos se utilizaron para calcular la energía generada por día bajo dos enfoques:

1. Irradiancia (muestra 1 día por estación) columna B
2. Irradiancia (promedio estacional anual) columna D

Se estimó la generación energética de una muestra de un día para cada estación del año (columna C) y la generación promedio por estación (columna E). En la Tabla 5.16, se contrastan los valores resultantes de la generación diaria estimada con la generación medida del Sistema FV, que fue de 18.19 kWh/día.

Los resultados permiten identificar diferencias relevantes:

- NASA tiende a sobreestimar la irradiancia diaria en comparación con los valores de RAMM CU2, lo que se traduce en una generación estimada de energía mayor que la realmente obtenida.
- RAMM CU2 ofrece estimaciones más conservadoras, pero más cercanas a la medición real del sistema.

También se analiza la generación energética anual de las bases de datos en estudio (ver tabla 5.16), lo que confirma el comportamiento sobrevaluado de los datos teóricos frente al subvaluado de los experimentales, tomando como referencia los datos reales de un SFV en operación.

Esto sugiere que, si bien los datos satelitales de la NASA son útiles para estudios preliminares o cuando no hay datos locales disponibles, los datos de estaciones locales (como RAMM CU2) proporcionan una mejor representación de las condiciones reales del sitio y, por tanto, una mayor precisión en la estimación del rendimiento del sistema.

La diferencia entre los datos refleja la importancia de seleccionar adecuadamente la fuente de irradiancia en estudios de simulación o en el diseño de SFV. Una sobrestimación de irradiancia conlleva proyecciones optimistas de producción que pueden afectar negativamente la evaluación económica o las expectativas de desempeño.

En contraste, trabajar con datos más conservadores, reduce el margen de error en la predicción de la energía útil entregada, lo que es crucial para la planificación energética y la toma de decisiones técnicas y financieras [18].

### **5.7 Comparación entre estimaciones teóricas y mediciones experimentales de la generación eléctrica fotovoltaica.**

Se procede a calcular la generación energética a partir de la irradiancia mensual (ver tabla 5.18) de las fuentes de datos de NASA, de RAMM CU2 y del SFV en operación.

Tiempo (mes)	Irradiancia kW/m <sup>2</sup> NASA	Irradiancia kW/m <sup>2</sup> RAMM CU2	Irradiancia kW/m <sup>3</sup> Sistema FV
Sep	196	113	169
Oct	164	107	158
Nov	153	92	160
Dic	140	99	140
Ene	155	115	169
Feb	169	120	140
Mar	222	168	171
Abr	218	172	173
May	217	176	153
Jun	185	143	156
Jul	196	154	145
Ago	199	157	145
<b>Total anual</b>	<b>2,215</b>	<b>1,617</b>	<b>1,880</b>

Tabla 5.18 Irradiancia de fuentes mensual y anual.

Se observar comportamiento típico de dichas fuentes de datos (ver Figura 5.17)

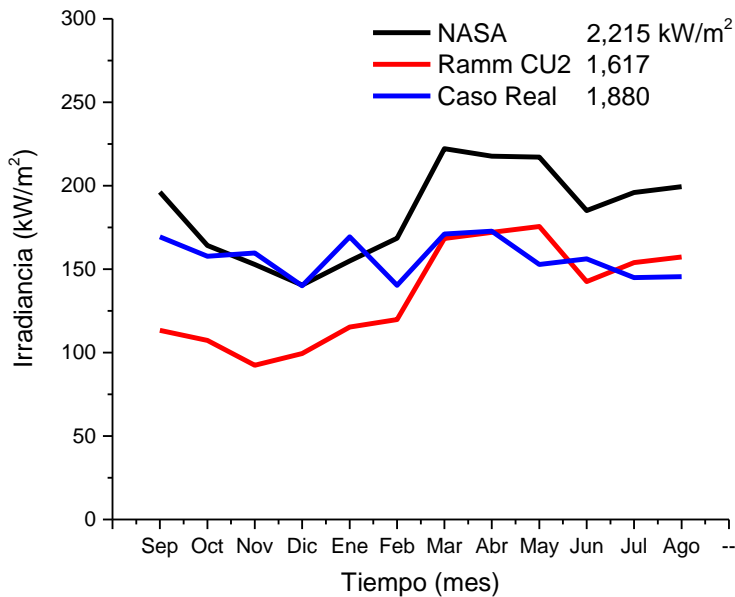


Figura 5.17. Gráfica de irradiancia de fuentes teóricas y experimentales.

En la tabla 5.19 se muestra el cálculo de la generación energética; se observa la dispersión entre los datos teóricos y experimentales. Y se confirma la sobreestimación de los datos teóricos y la subestimación de los datos experimentales.

Tiempo (mes)	Generación kWh · mes NASA	Generación kWh · mes RAMM CU2	Generación kWh · mes Sistema FV
Sep	691	399	596
Oct	578	378	555
Nov	538	325	562
Dic	494	350	493
Ene	545	406	596
Feb	593	422	494
Mar	782	593	602
Abr	766	605	608
May	764	618	538
Jun	652	502	550
Jul	690	542	510
Ago	702	554	512
<b>Total anual kWh·año</b>	<b>7,795</b>	<b>5,692</b>	<b>6,616</b>
<b>Dispersión (%)</b>	<b>17.8</b>	<b>-14.0</b>	

Tabla 5.18. Valores de generación de las fuentes de datos en el análisis.

En la Figura 5.18 se muestra la generación energética por fuente, que presenta un comportamiento similar o proporcional al de la irradiancia.

El comportamiento estacional muestra que las estimaciones de la NASA tienden a ser más altas que las mediciones en sitio y que la energía registrada por el SFV, lo que sugiere una sobrevaloración del recurso solar cuando únicamente se emplean datos teóricos. Por su parte, los valores obtenidos mediante la RAMM CU2 son, en general, los mejores, lo cual coincide con la influencia directa de las condiciones atmosféricas locales. La generación del sistema se mantiene entre ambas referencias y muestra una mayor concordancia con la irradiancia experimental de RAMM. Este resultado sugiere la conveniencia de utilizar registros locales para mejorar la estimación del potencial solar y definir con mayor precisión el tamaño y el desempeño esperado de un sistema fotovoltaico.

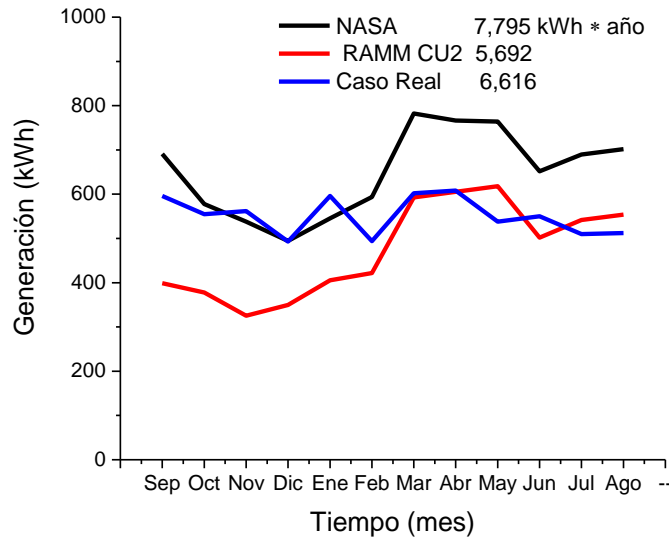


Figura 5.19 Gráfica de generación de fuente teórica, fuente experimental y SFV en operación.

Finalmente, la comparación entre las fuentes teóricas (NASA) y la fuente experimental (RAMM CU2) (ver tabla 5.20 y Figura 5.19) evidencia que el recurso solar estimado por modelos satelitales, reproduce adecuadamente el patrón estacional de la irradiancia en Puebla (máximos en primavera y verano; mínimos en otoño e invierno), pero con sesgos en la magnitud, que deben considerarse al dimensionar sistemas FV. En términos generales, los conjuntos teóricos tienden a sobreestimar la irradiancia respecto de las mediciones en sitio, particularmente SUN-Calc y, en ciertos periodos, NREL, lo cual es consistente con el empleo de esquemas de cielo despejado o con consideraciones sobre aerosoles y nubosidad que no captan del todo la variabilidad local.

Tiempo (mes)	Irradiancia (W/m <sup>2</sup> ) NASA CU2	Irradiancia (W/m <sup>2</sup> ) RAMM CU2	Irradiancia (W/m <sup>2</sup> ) SUNCALC	Irradiancia (W/m <sup>2</sup> ) NASA DIAU	Irradiancia (W/m <sup>2</sup> ) RAMM DIAU	Irradiancia (W/m <sup>2</sup> ) NASA CONAGUA	Irradiancia (W/m <sup>2</sup> ) CONAGUA
Sep	6,542	4,451	12,807	6,090	4,451		
Oct	5,295	3,460	12,326	4,648	3,424	4,305	4,304
Nov	5,094	3,079	11,642	4,627	3,079	3,588	3,835
Dic	4,529	3,047	11,013	3,879	2,393	3,565	4,117
Ene	4,997	3,717	11,314	4,620	2,797	4,272	4,580
Feb	6,090	4,320	11,832	5,897	3,865	5,496	4,102
Mar	7,168	5,431	12,489	6,739	5,086	6,232	6,004
Abr	7,256	5,733	12,696	6,537	5,692	5,964	6,184
May	7,002	5,665	12,982	6,352	5,513	5,768	6,092
Jun	6,171	4,752	13,112	5,445	4,468	4,960	5,149
Jul	6,318	4,965	12,867	5,131	4,399	4,856	5,004

Tabla 5.20 Irradiancia de fuentes experimentales vs. NASA con coordenadas de fuentes experimentales.

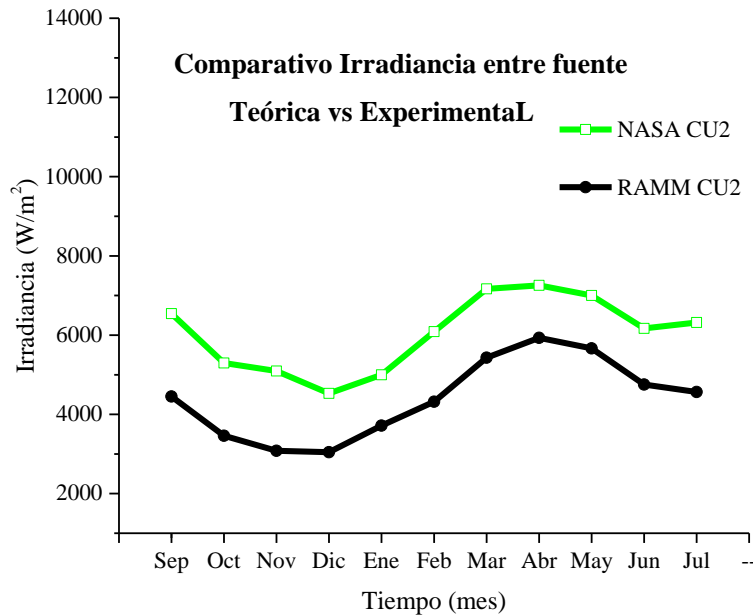


Figura 5.19. Gráfica comparativa de irradiancia. NASA vs. RAMM CU2 coordenadas experimentales.

Las diferencias teórico/experimental observadas se explican en buena medida por la influencia de variables meteorológicas locales, como son:

<u>Variables meteorológicas:</u>	<u>Cómo afecta a la irradiancia:</u>
Nubosidad:	dispersión y absorción.
Aerosoles	Atenuación por absorción/dispersión
Vapor de agua:	absorción en bandas del infrarrojo cercano.
Viento: velocidad y dirección.	Incide indirectamente en la formación y disipación de nubosidad, así como en el transporte de aerosoles.

Adicionalmente, factores operativos de la instrumentación (calibración, ensuciamiento (soiling) del sensor, sombreado ocasional, mantenimiento) generan discrepancias entre estaciones, lo que resalta la importancia de los protocolos de la clase IEC 61724-1 (limpieza y verificaciones periódicas) [17].

Estacionalmente, la amplitud de la diferencia teórico y experimental aumenta en primavera y verano, cuando la radiación es mayor y el ensuciamiento acumula pérdidas (2 a 5 %) si no se limpia con periodicidad; y tiende a reducirse en otoño e invierno, cuando la nubosidad y la masa de aire aumentan y todos los modelos convergen hacia menores valores absolutos. A escala anual, el promedio por fuente confirma que la zona dispone de un recurso solar alto (5 a 6 kWh m<sup>-2</sup> día<sup>-1</sup> equivalente) [21], pero la selección de la fuente teórica afecta la estimación de la energía esperada en un rango de ±10 a 20 %. Por ello, la validación local con RAMM y el uso de HSP (Horas Sol Pico) como métrica común ( $HSP \approx \text{Irradiancia}/1000$ ) resultan clave para homologar la comparación y traducir la irradiancia a energía fotovoltaica ( $E = P \times HSP$ ). En la práctica de diseño, se recomienda ajustar la fuente teórica elegida con un factor de sesgo derivado de las mediciones (p. ej., escalado por estación), se sugiere incorporar incertidumbre combinada (calibración, soiling, resolución y ruido del datalogger) [19]. En conjunto, el comparativo corrobora que: (a) los modelos satelitales representan adecuadamente la variabilidad temporal del recurso, (b) existen sesgos atribuibles a meteorología local y a supuestos radiativos que deben corregirse con mediciones, y (c) la cuantificación de HSP por estación/mes permite transferir el análisis de irradiancia a energía útil para el dimensionamiento, evaluación de desempeño (PR) y estudios de viabilidad técnico-económica del sitio.

Los resultados confirman que los perfiles estacionales de irradiancia en Puebla reproducen el patrón esperado para latitudes medias del hemisferio norte: máximos en primavera y verano y mínimos en otoño e invierno. Esta señal, observada en todas las fuentes teóricas (NASA) y en las estaciones RAMM CU2, se explica por la mayor declinación solar, el incremento de las horas de insolación y una menor masa de aire en los meses cálidos. Sin embargo, al pasar de la forma de las curvas a su magnitud, se observan diferencias metodológicas relevantes: en SUN-Calc y, en ciertos periodos, NREL tienden a sobreestimar la irradiancia (modelos de cielo despejado y correcciones limitadas por aerosoles o fenómenos meteorológicos), GSA presenta valores más conservadores (ajustes radiativos que los valida con redes terrestres), mientras que NASA y PVGIS entregan estimaciones intermedias y más estables. Estas discrepancias delimitan un rango de incertidumbre que, si

no se corrige mediante observaciones locales, puede traducirse en errores de 10 a 20 % (como corroboramos en la tabla 5.15) en la energía esperada de un SFV.

La comparación permite cuantificar las incertidumbres y, sobre todo, identificar sesgos de sobreestimación y subestimación por fuente y por estación. En este estudio, la validación local mediante la RAMM CU2 demuestra su valor práctico: pese a reproducir el patrón estacional, las mediciones muestran atenuaciones reales asociadas a la nubosidad, los aerosoles, el ensuciamiento (soiling), los sombreados y el mantenimiento de los sensores, lo que suaviza la amplitud estacional en comparación con algunos modelos satelitales. Cabe señalar que la diferencia sistemática  $CU2 > DIAU$  sugiere efectos de los instrumentos y del microclima (orientación, obstáculos, limpieza y calibración), lo que justifica reportar incertidumbres instrumentales y mantener protocolos de monitoreo acordes con la norma IEC 61724-1. En términos de traducción a energía, el uso de Horas Solares Pico (HSP) ( $H_{POA} / 1kW \cdot m^{-2}$ ) homogeneiza la comparación entre fuentes (rendimiento o generación del sistema). El caso práctico (4.4 kWp, PR = 0.8) es ilustrativo: con irradiancia anual típica de 1,500 a 2,000 kWh/m<sup>2</sup>·año, se obtienen 1,509 h equivalentes anuales (4.1 h/día) y una generación medida de 6,641 kWh/año, que concuerda con el cálculo energético  $E = P_{inst} \times HSP \times PR$  y arroja una dispersión de 4.59 %.

## Referencias

1. Ineichen, P. (2016). Validation of models that estimate the clear sky global and beam irradiance. *Solar Energy*, 132, 398–414. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.03.017>
2. Willmott, C. J., & Matsuura, K. (2005). Advantages of the mean absolute error (MAE) over the root mean square error (RMSE) in assessing average model performance. *Climate Research*, 30(1), 79–82. DOI: <https://doi.org/10.3354/cr030079>
3. Duffie, J. A. (Deceased), Beckman, W. A., & Blair, N. (2020). *Solar engineering of thermal processes, photovoltaics and wind* (1st ed.). Wiley. <https://doi.org/10.1002/9781119540328>
4. Gueymard, C. A. (2004). The sun's total and spectral irradiance for solar energy applications and solar radiation models. *Solar Energy*, 76(4), 423–453. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2003.08.039>
5. Gueymard, C. A., and Ruiz-Arias, J. A. (2016). Extensive worldwide validation and climate sensitivity analysis of direct irradiance predictions from 1-min global irradiance. *Pergamon* 128, 1–30. doi:10.1016/j.solener.2015.10.010
6. *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. IEEE Press. Autor Gilbert M. Masters. Edición 2 Editor John Wiley & Sons, 2013. ISBN 1118633490, 9781118633496 Largo 720
7. Huld, T., Müller, R., & Gambardella, A. (2012). A new solar radiation database for estimating photovoltaic performance in Europe and Africa. *Solar Energy*, 86(6), 1803–1815. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2012.03.006>
8. Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013c). *Solar Engineering of Thermal Processes*. <https://doi.org/10.1002/9781118671603>
9. Hernández-Escobedo, Q.; Rodríguez-García, E.; Saldaña-Flores, R.; Fernández-García, A.; Manzano-Agugliaro, F. (2015). “Solar energy resource assessment in Mexican states along the Gulf of Mexico.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 43, 216-238. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.025>
10. Korevaar, M. A. N. (2022). Measuring Solar Irradiance for Photovoltaics. In *Solar Radiation – Measurement, Modeling and Forecasting Techniques for Photovoltaic Solar Energy Applications*. InTechOpen. <https://doi.org/10.5772/intechopen.105580>

11. Esposito, E., Leanza, G., & Di Francia, G. (2024). Comparative Analysis of Ground-Based Solar Irradiance Measurements and Copernicus Satellite Observations. *Energies*, 17(7), 1579. <https://doi.org/10.3390/en17071579>
12. Forstinger, A., Wilbert, S., Jensen, A. R., et al. (2023). Worldwide benchmark of modelled solar irradiance data. IEA-PVPS Task 16 Report.
13. Sengupta, M., Xie, Y., Lopez, A., Habte, A., et al. (2018). The National Solar Radiation Data Base (NSRDB). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 89, 51-60. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.003>
14. Iqbal, M. (1983). *An Introduction to Solar Radiation*. Toronto: Academic Press. ISBN 978-0-12-373750-2
15. Saha, S., Moorthi, S., Pan, H.-L., Wu, X., Wang, J., Nadiga, S., & Tripp, P. (2010). The NCEP Climate Forecast System Reanalysis (CFRS). *Bulletin of the American Meteorological Society*, 91(8), 1015–1058. <https://doi.org/10.1175/2010BAMS3001.1>
16. International Electrotechnical Commission. IEC 61724-1:2021 – Photovoltaic system performance – Sección 1: Monitoring. Secc. 3 Edition Terms and definitions (p. 11), Secc. 8 Irradiance (p. 27), Secc. 13 Calculated parameters, Secc. 14 Performance metrics. 2.0, July 2021, Geneva, Switzerland: IEC.
17. Gueymard, C. A., & Ruiz-Arias, J. A. (2016). Worldwide evaluation of modelled solar irradiance data: A review of quality assessment methods. *Solar Energy*, 130, 529–543. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2015.10.010>
18. Ineichen, P. (2016). Validation of models that estimate the clear sky global and beam irradiance. *Solar Energy*, 132, 398–414. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.03.017>
19. Sengupta, M., Habte, A., Wilcox, S., Stoffel, T., & Myers, D. (2015). Best practices handbook for the collection and use of solar resource data for solar energy applications. National Renewable Energy Laboratory (NREL). Technical Report. NREL/TP-5D00-63112. February 2015. <https://docs.nrel.gov/docs/fy15osti/63112.pdf>

20. Skoplaki, E., & Palyvos, J. A. (2009). On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. *Solar Energy*, 83(5), 614–624. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2008.10.008>
21. Mani, M., & Pillai, R. (2010). Impact of dust on solar photovoltaic (PV) performance: Research status, challenges and recommendations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(9), 3124–3131. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.07.065>

## Capítulo 7: Conclusiones

1. El análisis comparativo entre datos teóricos de la NASA y las mediciones de la RAMM permitió determinar una generación media de 15.4 kWh/día (5692 kWh/año), con HSP = 5.6 h/día, HEO = 1,282 h/año (3.5 h/día) y un PR = 0.80. La sobreestimación observada en los datos de la NASA se atribuye a su carácter modelado y a la ausencia de efectos meteorológicos locales. Las normas para sistemas fotovoltaicos priorizan la seguridad eléctrica y operativa, sin incidir directamente en el manejo de datos.
2. Los datos de ambas fuentes mostraron un comportamiento anual consistente, con un promedio de 4.4 kWh/m<sup>2</sup>·día, suficiente para el funcionamiento de sistemas fotovoltaicos. Cuando se trabajen valores teóricos, es conveniente ajustar la HSP con el factor de corrección local ( $k = 0.71$ ), adoptar un PR cercano a 0.84, verificar que la instalación cumpla con la NOM-001-SEDE-2012 y aplicar los criterios establecidos en la IEC 61724-1 para evaluar el desempeño.

Se concluye que el análisis comparativo entre ambas fuentes de datos, tanto calculadas como medidas, confirma la alta confiabilidad del recurso solar del sitio.

## Aportaciones

Confirmación de información valiosa, como: el recurso solar local es  $>5 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{día}$ ; es apto para la generación FV. Se validaron la HSP (hora solar pico), el factor de corrección  $k$ , el índice de rendimiento PR, la hora efectiva de operación (HEO), y se determinó el potencial energético de la zona.

Se sugiere aplicar el factor de corrección local  $k = 0.78$ , que puede resultar útil cuando se empleen datos teóricos.