



Tecnológico Nacional de México

**Centro Nacional de Investigación
y Desarrollo Tecnológico**

Tesis de Maestría

Sistema fotovoltaico doméstico conectado a la red

presentada por

Ing. Arturo Ocampo Bahena

como requisito para obtener el grado de
**Maestro en Ciencias en Ingeniería
Electrónica**

Directora de tesis

Dra. Susana Estefany De León Aldaco

Codirector de tesis

Dr. Jesús Aguayo Alquicira

Cuernavaca, Morelos, México. Septiembre de 2025.



Centro Nacional de Investigación y Desarrollo tecnológico
Departamento de Ingeniería Electrónica

Cuernavaca, Mor; 04/jseptiembre/2025

Oficio No. DIE/127/2025

Asunto: Aceptación de documentos.

DR. CARLOS MANUEL ASTORGA ZARAGOZA
SUBDIRECTOR ACADÉMICO

PRESENTE

Por este conducto, los integrantes de Comité Tutorial del **C. Arturo Ocampo Bahena**, con número de control **M23CE108** de la Maestría en Ciencias en Ingeniería Electrónica, le informamos que hemos revisado el trabajo de tesis profesional titulado "**Sistema fotovoltaico doméstico conectado a la Red**", y hemos encontrado que se han realizado todas las correcciones y observaciones que se le indicaron, por lo que hemos acordado aceptar el documento de tesis y le solicitamos la autorización de impresión definitiva.

DIRECTOR DE TESIS

Dra. Susana Estefany De León Aldaco
Doctora en Ciencias en Ingeniería Electrónica
Cédula profesional 10458245

CODIRECTOR DE TESIS

Dr. Jesús Aguayo Alquicira
Doctor en Ciencias en Ingeniería Electrónica
Cédula profesional 4706315

REVISOR 1

Dr. Mario Ponce Silva
Doctor en Ciencias en Ingeniería Electrónica
Cédula profesional 3516427

REVISOR 2

Dr. Gerardo Vicente Guerrero Ramírez
Doctor en Ingeniería
Cédula profesional 3431842

C.p. Mtra. Verónica Sotelo Boyas. Jefa del Departamento de Servicios Escolares
Estudiante
JGM/kmqh



2025
Año de
La Mujer
Indígena

Interior Internado Palmira S/N, Col. Palmira,
C. P. 62490, Cuernavaca, Morelos Tel. 01 (777) 3627770, ext. 2224,
e-mail: die@cenidet.tecnm.mx

cenidet
Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico





Centro Nacional de Investigación y Desarrollo tecnológico
Subdirección Académica

Cuernavaca Mor, 17/septiembre/2025

Oficio No. SAC/221/2025

Asunto: Autorización de impresión de tesis

ARTURO OCAMPO BAHENA
CANDIDATO AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS
EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA
P R E S E N T E

Por este conducto, tengo el agrado de comunicarle que el Comité Tutorial asignado a su trabajo de tesis titulado **"Sistema fotovoltaico doméstico conectado a Red"**, ha informado a esta Subdirección Académica, que están de acuerdo con el trabajo presentado. Por lo anterior, se le autoriza a que proceda con la impresión definitiva de su trabajo de tesis.

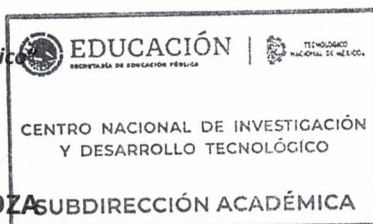
Esperando que el logro del mismo sea acorde con sus aspiraciones profesionales, reciba un cordial saludo.

ATENTAMENTE

Excelencia en Educación Tecnológica®

"Conocimiento y Tecnología al Servicio de México"

CARLOS MANUEL ASTORGA ZARAGOZA
SUBDIRECTOR ACADÉMICO



c.c.p. Departamento de Ingeniería Electrónica
Departamento de Servicios Escolares

CMAZ/lmz



2025
Año de
La Mujer
Indígena

Interior Internado Palmira S/N, Col. Palmira,
C. P. 62490, Cuernavaca, Morelos Tel. 01 (777) 3627770, ext. 4104,
e-mail: acad_cenidet@tecnm.mx tecnm.mx | cenidet.tecnm.mx

cenidet
Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico



Resumen

El presente trabajo de investigación describe el “Análisis de sensibilidad de un sistema fotovoltaico doméstico conectado a la red”. El objetivo de la tesis es diseñar y analizar un sistema fotovoltaico conectado a la red para una vivienda ubicada en la ciudad de Iguala de la Independencia en el estado de Guerrero, que permita satisfacer la demanda energética de la vivienda.

Se describe con detalle los conceptos técnicos fundamentales como el efecto fotoeléctrico, la fotovoltaica, como funciona un generador fotovoltaico y los tipos de variantes de sistemas fotovoltaicos que existen. A su vez, se realizó una revisión de la literatura sobre los sistemas fotovoltaicos interconectados para averiguar los distintos métodos de diseño de estos sistemas.

Se dimensionó un sistema el cual puede cubrir la demanda de la vivienda y se realizó un análisis de sensibilidad. Este tipo de análisis consiste en determinar que variables pueden afectar al rendimiento del sistema para que en base a esos resultados obtenidos pueda dar paso a la optimización del sistema. En este trabajo de investigación se analizó como influye la temperatura y la irradiancia solar en el rendimiento general del sistema, permitiendo observar cómo se comportan los sistemas fotovoltaicos de acuerdo a las condiciones climáticas bajo las que se encuentre.

El objetivo es obtener una mejora en el sistema que permita mejorar su rendimiento y a su vez disminuir los gastos ya que este tipo de sistemas suelen ser muy costosos incluso tratándose de una instalación residencial pequeña. En los resultados obtenidos se comprueba cómo la versión optimizada de un sistema fotovoltaico conectado a la red supera en todos los aspectos a la versión original del sistema, permitiendo así tener una visión de todo lo que implica el desarrollo correcto de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

Abstract

This research work describes the “Sensitivity analysis of a grid-connected domestic photovoltaic system”. The objective of the thesis is to design and analyze a grid-connected photovoltaic system for a house located in the city of Iguala de la Independencia in the state of Guerrero, to satisfy the energy demand of the house.

It describes in detail the fundamental technical concepts such as the photoelectric effect, photovoltaics, how a photovoltaic generator works and the types of variants of photovoltaic systems that exist. At the same time, a literature review of interconnected photovoltaic systems was carried out to find out the different design methods of these systems.

A system was sized to meet the demand of the house and a sensitivity analysis was performed. This type of analysis consists of determining which variables can affect the performance of the system so that, based on the results obtained, the system can be optimized. In this research work, the influence of temperature and solar irradiance on the general performance of the system was analyzed, allowing to observe how the photovoltaic systems behave according to the climate under which they are located.

The objective is to obtain an improvement in the system that allows to improve its performance and at the same time to reduce the costs, since this type of systems are usually very expensive even in the case of a small residential installation. The results obtained show how the optimized version of a grid-connected photovoltaic system outperforms the original version of the system in all aspects, thus providing an overview of everything involved in the correct development of grid-connected photovoltaic systems.

Dedicatoria

A mis amados padres, Lorena Bahena Rivera y Arturo Ocampo Arizmendi, a quienes les dedico este logro como expresión de gratitud por su apoyo, amor incondicional y esfuerzo constante a lo largo de mi trayectoria académica.

A mi amada novia, Alejandra Salinas Juárez, quien me ha brindado apoyo emocional en los momentos difíciles y me ha acompañado durante el desarrollo de esta meta.

A mis compañeros y amigos de carrera que me han ayudado a encontrar solución a problemas a través de críticas constructivas. A mis estimados profesores quienes me han brindado conocimiento y orientación para cumplir con mis objetivos académicos.

Este logro es dedicado a todos ustedes con mi más sincero agradecimiento.

Agradecimientos

Agradezco a la Secretaría de Ciencia, Humanidades, Tecnología e Innovación (SECIHTI) y al Tecnológico Nacional de México (TecNM) por brindar el apoyo necesario para alcanzar esta meta.

Quiero expresar mi agradecimiento al Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico (CENIDET) por abrirme sus puertas para seguir preparándome académicamente y despertar mi interés por la investigación.

Agradezco a mis asesores, la Dra. Susana Estefany de León Aldaco y el Dr. Jesús Aguayo Alquicira, por su orientación y apoyo para poder cumplir con mis actividades a lo largo de mi maestría. También les agradezco por compartir su conocimiento y brindarme las herramientas necesarias para el desarrollo de este trabajo de investigación.

Expreso mi gratitud a los miembros de mi comité revisor, el Dr. Gerardo Vicente Guerrero Ramírez y el Dr. Mario Ponce Silva, por sus valiosas observaciones que han contribuido a la mejora y desarrollo de este proyecto lo cual ha sido fundamental para la calidad del mismo.

Contenido

Capítulo 1	1
Introducción.....	1
1.1. Antecedentes	2
1.2. Planteamiento del problema.....	3
1.3. Justificación	4
1.4. Propuesta de solución	4
1.5. Objetivos.....	5
1.5.1. Objetivo general	5
1.5.2. Objetivos específicos.....	5
1.6. Metas.....	5
Capítulo 2	7
Estado del arte	7
Capítulo 3	12
Marco teórico.....	12
3.1. Efecto fotoeléctrico	12
3.2. Unión P-N	13
3.3. Fotovoltaica (FV).....	14
3.4. Módulos fotovoltaicos (MFV)	14
3.5. Inversor solar de conexión a red	15
3.6. Generador fotovoltaico (GFV).....	16
3.7. Sistemas fotovoltaicos	17
3.7.1 Sistema fotovoltaico conectado a la red	17
3.7.2 Sistema fotovoltaico aislado de la red	18
3.7.3. Sistema fotovoltaico híbrido.....	19
Capítulo 4	21
Metodología.....	21
4.1. Estudio de las configuraciones existentes de los SFVI.....	22
4.1.1. Medición Neta (Net Metering)	22
4.1.2. Facturación Neta (Net Billing)	23

4.1.3. Venta Total de Energía.....	24
4.2. Dimensionamiento del SFVI.	24
4.2.1. Selección del sitio geográfico.....	25
4.2.2. Evaluación de la demanda energética.....	26
4.2.3. Estudio del recurso solar y variables climatológicas.....	27
4.2.4. Cálculo del tamaño del sistema	30
4.3. Caracterización del sistema	35
4.4. Análisis de sensibilidad	36
4.4.1. Simulación del sistema.	36
4.4.2. Análisis de la influencia de las variables climatológicas en el sistema.....	42
4.4.3. Resultados de la simulación.	54
4.5. Optimización del sistema.....	58
4.6. Análisis económico.....	68
Capítulo 5	72
Análisis e interpretación de resultados	72
Capítulo 6	74
Conclusiones y trabajos futuros.....	74
6.1. Conclusiones.....	74
6.2. Trabajos futuros	75
6.3. Productos académicos	76
Bibliografía.....	82
Anexos	86
Anexo A. Historial de consumo.....	86
Anexo B. Hojas de datos de los elementos del sistema.....	86

Lista de tablas

Tabla 1. Capacidad instalada interconectada de la CFE y del resto de los permisionarios (MW) [2].	2
Tabla 2. Listado de artículos sobre el estudio de sistemas fotovoltaicos interconectados a la red.	8
Tabla 3. Resumen del estado del arte.	10
Tabla 4. Consumo energético de la vivienda, año 2023.	26
Tabla 5. Horas solares pico.	28
Tabla 6. Datos de irradiancia solar.	28
Tabla 7. Datos de temperatura ambiente.	29
Tabla 8. Compatibilidad del arreglo fotovoltaico e inversor solar.	34
Tabla 9. Elementos del SFVI (variante 1).	34
Tabla 10. Factores de transposición para Iguala de la Independencia.	39
Tabla 11. Características de temperatura del módulo CS6W 550MS.	45
Tabla 12. Datos de temperatura ambiente al salir el sol.	48
Tabla 13. Variaciones de voltaje y corriente a temperatura máxima.	53
Tabla 14. Variación de voltaje y corriente a temperatura mínima.	53
Tabla 15. Variación de corriente por irradiancia y temperatura.	53
Tabla 16. Compatibilidad del arreglo fotovoltaico e inversor solar (variante 1).	53
Tabla 17. Resultados de la simulación del sistema.	57
Tabla 18. Compatibilidad del arreglo fotovoltaico e inversor solar.	59
Tabla 19. Elementos del SFVI (variante 2).	60
Tabla 20. Características de temperatura del módulo IUSASOL PV 19-223901.	60
Tabla 21. Variaciones de voltaje y corriente a temperatura máxima (variante 2).	63
Tabla 22. Variaciones de voltaje y corriente a temperatura mínima (variante 2).	64
Tabla 23. Variaciones de corriente por irradiancia y temperatura (variante 2).	64
Tabla 24. Compatibilidad del arreglo fotovoltaico e inversor solar (variante 2).	64
Tabla 25. Resultados de la simulación del sistema (variante 2).	67
Tabla 26. Parámetros económicos usados para el análisis.	68
Tabla 27. Costos de los elementos del sistema (IVA incluido).	69
Tabla 28. Tabla comparativa entre los resultados de la variante 1 y 2.	72
Tabla 29. Tabla comparativa entre los resultados de la variante 1 y 2 del sistema.	73
Tabla 30. Resultados del análisis de sensibilidad.	73

Lista de figuras

Figura 1. Porcentaje de generación eléctrica total y su clasificación en energías limpias [2].	3
Figura 2. Diagrama de la distribución general del documento.	6
Figura 3. Metodología para la elaboración del estado del arte.	7
Figura 4. Efecto fotoeléctrico [40].	13
Figura 5. Semiconductores dopados [41].	13
Figura 6. Célula solar [42].	14
Figura 7. Estructura de un módulo fotovoltaico [43].	15
Figura 8. Diagrama de funcionamiento de un inversor solar.	16
Figura 9. Esquema de un generador fotovoltaico conformado de 2 ramas de 3 módulos en serie [41].	16
Figura 10. Diagrama esquemático de un SFVI [41].	17
Figura 11. Esquema de un SFVI con carga.	18
Figura 12. Diagrama esquemático de un SFVA [41].	18
Figura 13. Diagrama esquemático de un SFVH [44].	19
Figura 14. Irradiancia de un día soleado normal.	20
Figura 15. Diagrama de la estructura para la metodología.	21
Figura 16. Esquema Net Metering.	23
Figura 17. Esquema Net Billing.	23
Figura 18. Esquema de Venta Total de Energía.	24
Figura 19. Sitio geográfico seleccionado para el estudio.	25
Figura 20. Potencial eléctrico fotovoltaico en México.	25
Figura 21. Gráfica de consumo de la vivienda.	26
Figura 22. Gráfica de horas solares pico.	28
Figura 23. Gráfica de irradiancia solar.	28
Figura 24. Gráfica de temperatura.	29
Figura 25. Temperatura ambiente al amanecer.	30
Figura 26. Características eléctricas de la vivienda.	30
Figura 27. Características eléctricas del sistema fotovoltaico.	35
Figura 28. Selección del sitio geográfico.	37
Figura 29. Factores de transposición para Iguala de la Independencia.	38
Figura 30. Determinación de la inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos.	39
Figura 31. Elección de elementos del sistema.	40
Figura 32. Diseño del generador fotovoltaico.	40
Figura 33. Diagrama unifilar del SFVI.	41
Figura 34. Consumo de la vivienda.	41

Figura 35. Curva I-V del MFV a temperatura variable.	43
Figura 36. Eficiencia del MFV a temperatura variable.	44
Figura 37. Curva I-V del MFV a irradiancia variable.	50
Figura 38. Eficiencia del MFV a irradiancia variable.	51
Figura 39. Gráfica de producción energética del sistema fotovoltaico.	54
Figura 40. Proporción de rendimiento.	55
Figura 41. Diagrama de pérdidas del sistema.	56
Figura 42. Gráfica de producción energética del sistema fotovoltaico (variante 2).	65
Figura 43. Proporción de rendimiento (variante 2).	66
Figura 44. Diagrama de pérdidas (variante 2).	67
Figura 45. Precio de la energía en tarifa 1C.	68
Figura 46. Resultados del análisis económico (variante 1).	70
Figura 47. Resultados del análisis económico (variante 2).	71

Simbología

A	Ampere
CT_{Isc}	Coeficiente de temperatura de la corriente de corto circuito del módulo
CT_{voc}	Coeficiente de temperatura del voltaje de circuito abierto del módulo
C_v	Consumo de la vivienda
E_{md}	Energía producida por módulo fotovoltaico al día
F_T	Factor de transposición
GWh	Gigawatt hora
G_h	Irradiancia incidente sobre una superficie horizontal
G_{io}	Irradiancia incidente sobre una superficie con inclinación y orientación
h	Hora
H_{sp}	Horas solares pico
Hz	Hertz
I_{mp}	Corriente de máxima potencia
Imp_{Tmax}	Corriente de máxima potencia a temperatura máxima del módulo
I_r	Irradiancia
$I_{r_{max}}$	Irradiancia máxima
$I_{r_{pr}}$	Irradiancia promedio
$I_{r_{STC}}$	Irradiancia en condiciones estándar de prueba

I_{sc}	Corriente de corto circuito
$I_{scT_{max}}$	Corriente de corto circuito a temperatura máxima del módulo
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt hora
kWp	Kilowatt pico
MW	Megawatt
N_m	Número de módulos
P_i	Potencia del inversor
P_m	Potencia del módulo fotovoltaico
P_{max}	Potencia máxima
P_R	Proporción de rendimiento
R	Factor de rendimiento del módulo fotovoltaico
T_a	Temperatura ambiente
T_n	Temperatura nominal de operación
T_m	Temperatura del módulo
T_{max}	Temperatura máxima
T_{min}	Temperatura mínima
T_{STC}	Temperatura a condiciones estándar de prueba
V	Voltaje
V_{mp}	Voltaje de máxima potencia
V_{oc}	Voltaje de circuito abierto
W	Watt

Wh	Energía
W/m^2	Irradiancia
Wh/m^2	Irradiación
Y_f	Rendimiento final
Y_r	Rendimiento de referencia
$^{\circ}C$	Grados centígrados
β_o	Ángulo óptimo
Φ	Latitud
ΔV_{oc}	Variación del voltaje de circuito abierto
ΔV_{mp}	Variación del voltaje de máxima potencia
ΔI_{sc}	Variación de la corriente de corto circuito
ΔI_{mp}	Variación de a corriente de máxima potencia

Acrónimos

AM	Masa de aire
CA	Corriente alterna
CC	Corriente continua o directa
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CRE	Comisión Reguladora de Energía
DAV	Visualizador de datos, por sus siglas en inglés
FT	Factor de transposición
FV	Fotovoltaica
GFV	Generador fotovoltaico
HSP	Hora solar pico
IRR	Taza interna de retorno, por sus siglas en inglés
LCOE	Costo por unidad de energía generada
MFV	Módulo fotovoltaico
MXN	Pesos Mexicanos
NASA	Administración Nacional de Aeronáutica y del Espacio, por sus siglas en inglés
NOCT	Temperatura nominal de operación del módulo
PML	Precio Marginal Local

PR	Proporción de rendimiento
PVGIS	Sistema de información geográfica fotovoltaica
POWER	Predicción global de recursos energéticos, por sus siglas en inglés
ROI	Retorno de inversión, por sus siglas en inglés
SENER	Secretaría de Energía
SFVA	Sistema fotovoltaico aislado
SFVH	Sistema fotovoltaico híbrido
SFVI	Sistema fotovoltaico interconectado
STC	Condiciones estándar de prueba, por sus siglas en inglés
THD	Distorsión armónica total, por sus siglas en inglés

Capítulo 1

Introducción

En la actualidad, el uso de energías renovables se ha vuelto crucial debido a la necesidad de mitigar los efectos del cambio climático y reducir la dependencia de los combustibles fósiles. Las energías renovables, como la solar, eólica y geotérmica, ofrecen una solución sostenible y ecológica para satisfacer la creciente demanda energética global. Estas fuentes de energía no solo ayudan a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero, sino que también promueven la independencia energética y fomentan el desarrollo económico local [1].

La generación de electricidad proveniente de fuentes limpias renovables se ha incrementado significativamente en México en los últimos años. En el 2022 la cantidad total neta de energía eléctrica producida en México alcanzó los 340,712.75 GWh de los cuales 82,983.58 GWh (31.2%) provienen de energías limpias. México, con su privilegiada ubicación geográfica y abundante radiación solar, posee un gran potencial para el aprovechamiento de la energía fotovoltaica. Del 2018 al 2022 la participación de la generación fotovoltaica respecto de la total pasó del 1.02% al 5.97% [2].

En las últimas décadas la tecnología fotovoltaica ha experimentado un considerable avance a nivel tecnológico y científico. La cantidad de energía necesaria para la producción de paneles solares y su costo han reducido de tal manera que actualmente es mucho más rápido recuperar la inversión inicial durante los primeros años de uso y conforme la tecnología sigue avanzando, los sistemas se vuelven más confiables y con menor riesgo de fallas, haciendo que la vida útil del sistema se alargue hasta 20 años. A diferencia de años anteriores donde los sistemas fotovoltaicos solo eran viables para ser usados como fuente de energía para satélites de telecomunicación, ahora los mercados eléctricos subastan la energía producida por este tipo de sistemas a un precio que es menor a los de las fuentes convencionales [1].

La implementación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red en domicilios particulares ofrece múltiples beneficios tanto a nivel individual como colectivo. Para los usuarios, estos

sistemas permiten la generación de electricidad limpia y gratuita, reduciendo significativamente las facturas de energía y, en algunos casos, generando ingresos adicionales a través de la venta del excedente de energía a la red. Además, contribuyen a la estabilidad de la red eléctrica al incorporar fuentes de energía distribuida y disminuyen la dependencia de fuentes de energía no renovables. En los primeros cuatro años del Gobierno en 2023, la Generación Distribuida incrementó 375% [2]. En 2022, la Generación Distribuida representó 1.2% de la generación total de energía, contra un 0.32% de 2018 [2]. Por tanto, el uso de sistemas fotovoltaicos domésticos conectados a la red representa una estrategia efectiva para fomentar la sustentabilidad y la eficiencia energética en México.

1.1. Antecedentes

En la Tabla 1 se muestra la capacidad instalada por tecnología del año 2019 al 2022 en México según la secretaria de energía (SENER). Se puede observar que en los últimos años la tecnología fotovoltaica ha tenido un gran crecimiento, siendo una de las fuentes de energía renovable con mayor capacidad en el país [2].

Tabla 1. Capacidad instalada interconectada de la CFE y del resto de los permisionarios (MW) [2].

TECNOLOGÍA	2019	2020	2021	2022
Hidroeléctrica	12,612	12,612	12,614	12,613
Geotermoeléctrica	899	951	976	976
Eoloeléctrica	6,050	6,504	6,977	6,921
Fotovoltaica	3,646	5,149	5,955	6,535
Bioenergía	375	378	378	408
Suma limpia renovable	23,582	25,594	26,899	27,453

En la Figura 1 se muestra el total de generación eléctrica del año 2018 al 2022 y el porcentaje que representan las energías limpias por tipo de tecnología en GWh [2].

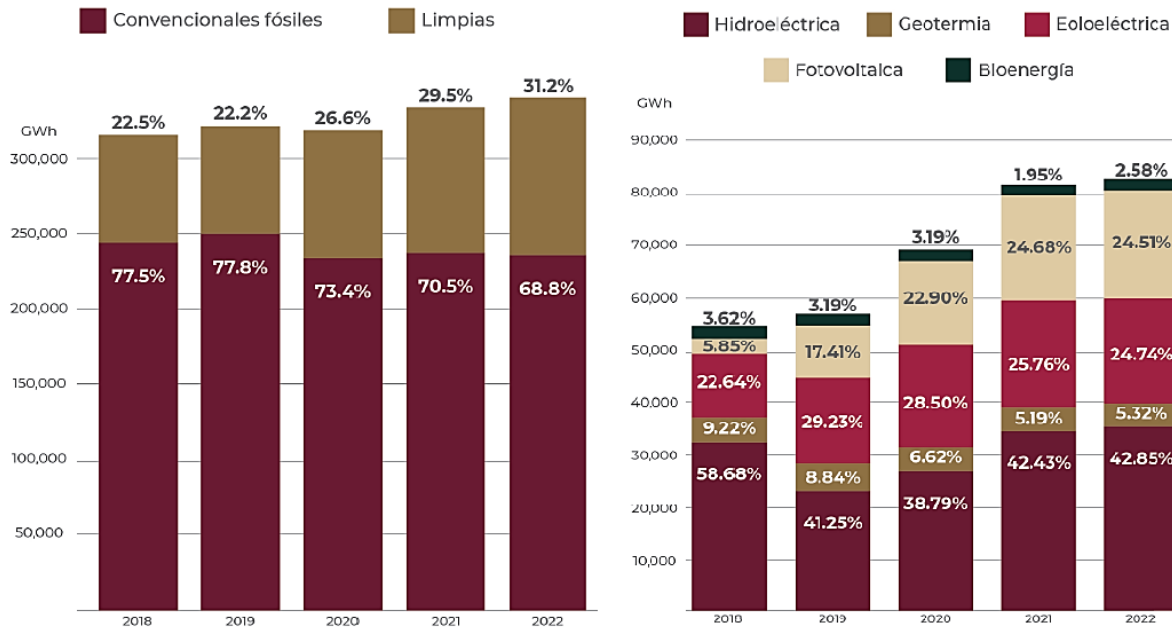


Figura 1. Porcentaje de generación eléctrica total y su clasificación en energías limpias [2].

Como se puede observar en la Figura 1 entre el año 2021 y 2022 la generación de energía eléctrica fotovoltaica ha sufrido un decremento, esto es debido a la falta de inversión en el sector público y a los obstáculos que tienen las empresas para conseguir permisos para nueva infraestructura.

1.2. Planteamiento del problema

La tecnología fotovoltaica ha experimentado un gran avance tecnológico en los últimos años, dando como resultado que cada vez sea más viable y económico la implementación de un sistema de este tipo tanto a escala comercial como residencial [1]. Sin embargo, como se ha notado en los últimos años, el planeta está experimentando cambios bruscos en el ambiente, lo que genera un aumento de temperatura considerable y cambios en el recurso solar que recibimos. Esto afecta en gran medida a los sistemas fotovoltaicos ya que se trata de variables a las que son sensibles este tipo de sistemas, por lo que se requiere realizar estudios de cómo se comportarán a lo largo del tiempo[3]. De esta manera se puede saber por qué tecnologías se debe optar y como es que se puede optimizar el diseño de un sistema fotovoltaico para la obtención de resultados favorables para el usuario final.

Otra razón para realizar este tipo de estudios es que en México se ha podido notar un aumento en la demanda de energía eléctrica, mayormente en los meses donde se presentan continuas olas de calor debido a los cambios climáticos. Esto ha incrementado la frecuencia de apagones debido a que la generación eléctrica no es suficiente para cubrir la gran demanda, afectando la economía y la calidad de vida[4]. Los sistemas de generación distribuida, como los fotovoltaicos, pueden aliviar la presión sobre la red eléctrica nacional y mejorar la

estabilidad del suministro energético, además son grandes contribuyentes al aumento de la capacidad de energía solar fotovoltaica instalada en el país [1]. Sin embargo, sin un análisis detallado, es difícil optimizar la operación de estos sistemas y justificar su implementación, lo cual es crucial para aprovechar al máximo los beneficios de la generación distribuida y mitigar las problemáticas.

El estudio de los sistemas fotovoltaicos es un tema abordado de manera amplia a nivel mundial. Sin embargo, en nuestro país no abundan los trabajos de esta naturaleza en donde se realicen análisis de la influencia de factores que podrían afectar a los sistemas fotovoltaicos, es por eso que es necesario realizar simulaciones y análisis de sensibilidad en ellos para contribuir al aumento de estudios de este tipo [5].

1.3. Justificación

Cuando no se realiza un análisis adecuado en los sistemas fotovoltaicos estos pueden operar de manera incorrecta. Al no realizar este análisis las consecuencias que pueden producirse son que el sistema no genere la suficiente energía para cubrir un consumo, el coste del sistema sea muy elevado ya que no pasó por el proceso de optimización y esto derive a que las personas pierdan el interés en el uso de este tipo de energías limpias para uso propio.

El tipo de análisis necesario para evaluar un sistema fotovoltaico interconectado es el llamado “análisis de sensibilidad”. Este estudio es crucial para optimizar el rendimiento energético y la viabilidad económica del sistema fotovoltaico. Analizar cómo las variaciones en la irradiancia solar, la temperatura y la demanda energética afectan el sistema permitirá mejorar la eficiencia y la producción de energía del mismo.

El objetivo del presente trabajo es resolver este problema a través del correcto estudio de un sistema fotovoltaico. Desde la etapa inicial conocida como dimensionamiento fotovoltaico, hasta la etapa final llamada optimización del sistema, esto usando el conocimiento que existe hasta el momento sobre el estudio de los sistemas fotovoltaicos interconectados.

1.4. Propuesta de solución

Para resolver el problema de rendimiento de los sistemas fotovoltaicos provocado por el cambio climático se propone realizar un análisis detallado de la operación del sistema bajo las circunstancias climáticas de su lugar de instalación a lo largo del año. Esto implica calcular cual es la variación de potencia del sistema al exponerlo a temperaturas e irradiancia solar mínimas y máximas de la zona, lo cual nos ayuda a determinar su rendimiento y prevenir errores de diseño. Para esto se realizó un estudio de un sistema que será instalado en la ciudad de Iguala de la Independencia, Guerrero, explicando detalladamente todo el

proceso que conlleva el diseño del sistema, análisis de rendimiento, optimización del sistema de acuerdo a las variaciones que este sufra bajo condiciones reales de instalación (variaciones de temperatura e irradiancia solar) y análisis económico.

1.5. Objetivos

1.5.1. Objetivo general

Análisis de sensibilidad de un sistema fotovoltaico doméstico conectado a la red eléctrica.

1.5.2 Objetivos específicos

1. Analizar el escenario actual de los sistemas de generación fotovoltaica y estudio de las configuraciones existentes y sus elementos.
2. Dimensionar, caracterizar y realizar el análisis de sensibilidad de un sistema fotovoltaico doméstico conectado a la red eléctrica.
3. Analizar e interpretar los resultados.

1.6. Metas

Para el objetivo específico 1:

1. Investigar en fuentes como CENACE, SENER, CRE y otras fuentes confiables para estudiar los datos actuales en la producción de energías limpias.
2. Conocer las distintas configuraciones de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica y los elementos que lo conforman.

Para el objetivo específico 2:

3. Elegir una ubicación geográfica y evaluar si es adecuada para la instalación de un sistema fotovoltaico conectado a la red.
4. Dimensionar los elementos del sistema fotovoltaico conectado a la red.
5. Realizar un análisis de sensibilidad del sistema fotovoltaico.

Para el objetivo específico 3:

6. Analizar el comportamiento del sistema.

En la Figura 2 se muestra un diagrama de la distribución general del presente documento.

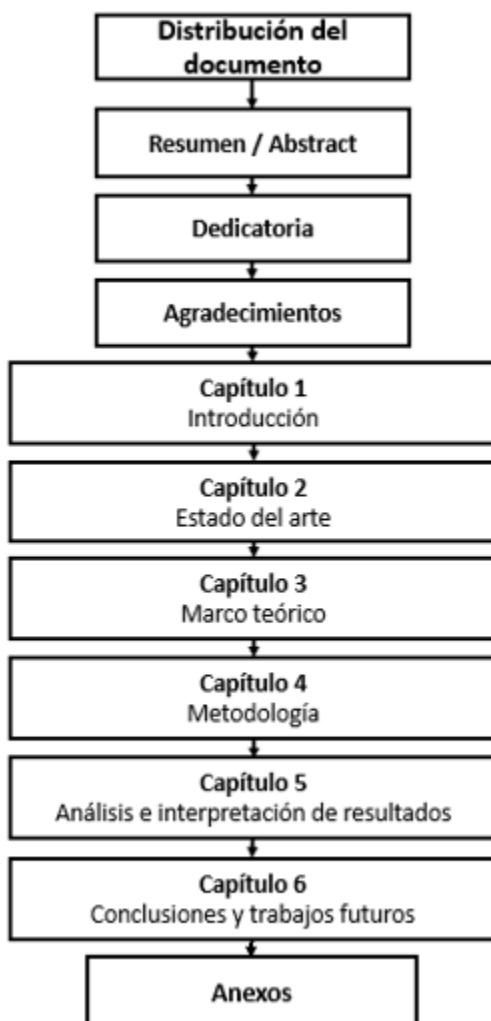


Figura 2. Diagrama de la distribución general del documento.

Capítulo 2

Estado del arte

En la Figura 3 se muestra un diagrama con la metodología utilizada para la elaboración del estado del arte. En esta se muestran las fuentes que se usaron para la consulta de artículos, palabras clave utilizadas, rango de años de publicación, idioma de búsqueda, tipo de publicaciones y criterios para la selección de los artículos.

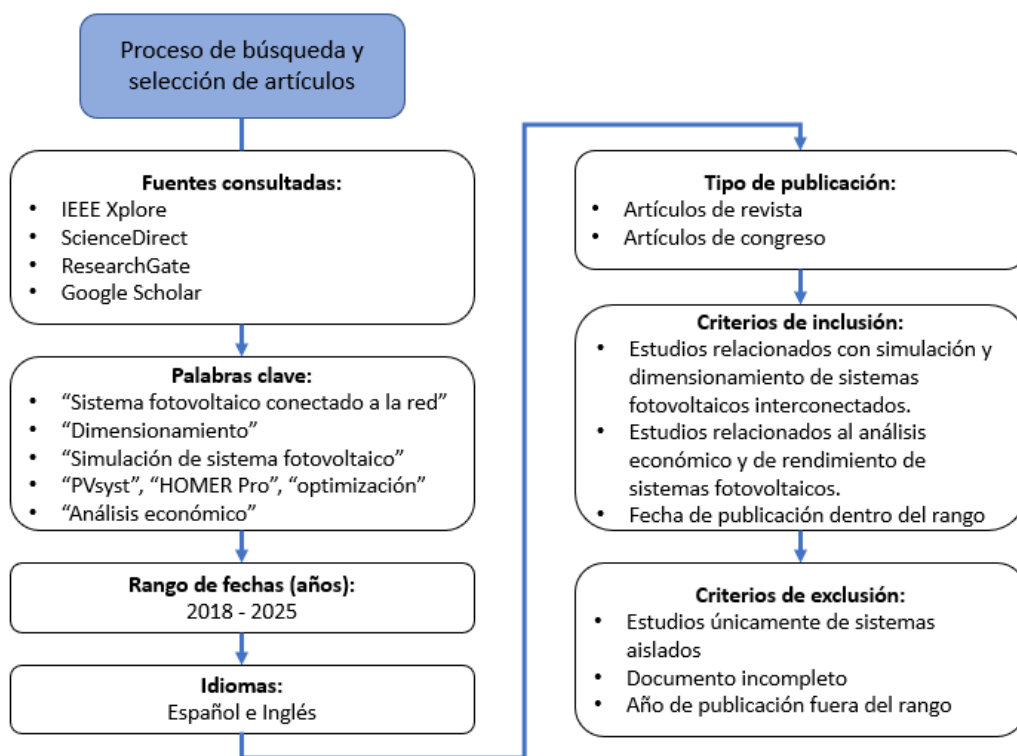


Figura 3. Metodología para la elaboración del estado del arte.

Después de filtrar la información se seleccionaron 32 artículos para su estudio, los cuales se presentan a continuación en la Tabla 2 ordenados por fecha de publicación, ubicación del estudio y título del trabajo.

Tabla 2. Listado de artículos sobre el estudio de sistemas fotovoltaicos interconectados a la red.

	Fecha de publicación	Ubicación	Título
[6]	2023	Bangladesh	<i>Design, performance, and techno-economic analysis of a rooftop grid-tied PV system for a remotely located building</i>
[7]	2023	India	<i>Pre-Installation Analysis of a Solar Grid-Connected Photovoltaic System for a Countryside Energization in Jharkhand via “PV syst”, India</i>
[8]	2023	Kenia	<i>Performance analysis of 600 kWp grid-tied rooftop solar photovoltaic systems at strathmore university in Kenya</i>
[9]	2023	India	<i>Design and Economic Analysis of On-Grid Solar Rooftop PV System Using PVsyst Software</i>
[10]	2023	Malasia	<i>Modeling and simulation of a 16.20 kWp on-grid solar Photovoltaic System (PV) using PVsyst at Malaysia</i>
[11]	2023	Argelia	<i>Performances Analysis of Three Grid-Tied Large-Scale Solar PV Plants in Varied Climatic Conditions: A Case Study in Algeria</i>
[12]	2022	India	<i>Design and Performance Investigation of Proposed Grid Tied Rooftop Solar PV System</i>
[13]	2021	Malasia	<i>Design and simulation of a rooftop PV System in Taylor’s University Lakeside Campus</i>
[14]	2021	India	<i>Performance Analysis of Rooftop Grid Connected Solar Photovoltaic System</i>
[15]	2021	Malasia	<i>A target-oriented performance assessment and model development of a grid-connected solar PV (GCPV) system for a commercial building in Malaysia</i>
[16]	2021	Arabia Saudita	<i>Design and simulation of PV grid-connected system considering sensitivity analysis</i>
[17]	2021	Vietnam	<i>Design, Simulation and Economic Analysis of A Rooftop Solar PV System in Vietnam</i>
[18]	2021	Pakistán	<i>Modeling and Analysis of 3MW Solar Photovoltaic Plant Using PVsyst at Islamia University of Bahawalpur, Pakistan</i>
[19]	2021	Argelia	<i>Performance evaluation and analysis of grid-tied large scale PV plant in Algeria</i>
[20]	2021	Malasia	<i>Techno-Economic Analysis of Commercial Size Grid-Connected Rooftop Solar PV Systems in Malaysia under the NEM 3.0 Scheme</i>
[21]	2021	India	<i>Application of “PVsyst” to Simulate the 100 kWp Rooftop Solar Grid-Tied PV System at College Campus Jabalpur Engineering College, India</i>

[22]	2021	Japón	<i>Techno-Economic Performance Analysis of a 40.1 kWp Grid-Connected Photovoltaic (GCPV) System after Eight Years of Energy Generation: A Case Study for Tochigi, Japan</i>
[23]	2021	India	<i>Solar energy capacity assessment and performance evaluation of a standalone PV system using PVSYS</i>
[24]	2020	Bangladesh	<i>Effects of different environmental and operational factors on the PV performance: A comprehensive review</i>
[25]	2020	Emiratos Árabes Unidos	<i>Simulation of a Dubai based 200 KW power plant using PVsyst Software</i>
[26]	2020	Marruecos	<i>Solar Potential Assessment using PVsyst Software in the Northern Zone of Morocco</i>
[27]	2020	Libia	<i>Grid Connected PV Solar Carport System : Design, Simulation, and Feasibility for Libyan Telecommunication Company</i>
[28]	2020	India	<i>Analysis of 1KW Solar Rooftop System by Using PYSyst</i>
[29]	2020	India	<i>Design and Performance evaluation of Proposed 2 kW Solar PV Rooftop on Grid System in Odisha using PVsyst</i>
[30]	2020	India	<i>Designing and Performance Analysis of 15KWP Grid Connection Photovoltaic System Using Pvsyst Software</i>
[31]	2020	Francia	<i>Monitoring, measured and simulated performance analysis of a 2.4 kWp grid-connected PV system installed on the Mulhouse campus, France</i>
[32]	2020	Turquía	<i>Performance analysis of a grid-connected photovoltaic plant in eastern Turkey</i>
[33]	2019	Cuba	<i>Diseño y simulación de un sistema fotovoltaico conectado a la red para una división territorial en Cienfuegos, Cuba.</i>
[34]	2018	India	<i>Estimation of Energy Production of Grid Connected Rooftop Solar Photovoltaic System at Nagar Nigam Kota, Rajasthan</i>
[35]	2018	India	<i>Study on Design and Performance Analysis of Solar PV Rooftop Standalone and On Grid System Using PVSYS</i>
[36]	2018	India	<i>Techno-Economic Performance Analysis of Grid Connected PV Solar Power Generation System Using HOMER Software</i>
[37]	2018	Ghana	<i>Performance evaluation of a utility scale grid tied solar photovoltaic (PV) installation in Ghana</i>

Al analizar los trabajos de la lista anterior se buscaron similitudes entre ellos para poder saber los métodos más usados para el dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos, el software que más predomina para la simulación de estos sistemas, el rango aceptable para los resultados del rendimiento de los sistemas y otros aspectos los cuales se presentan a modo de resumen en la Tabla 3.

Tabla 3. Resumen del estado del arte.

Aspecto	Resumen basado en los artículos
Software de simulación utilizado	PVsyst es el software más recurrente en los estudios para diseño y simulación de sistemas fotovoltaicos. También se mencionan HOMER y MATLAB/Simulink en algunos casos.
Métodos de dimensionamiento	- Basados en datos climáticos locales (e.g., radiación solar, temperatura). - Optimización técnica y económica (ROI, LCOE). - Análisis de sensibilidad y algoritmos de optimización.
Países predominantes	- India: Gran número de estudios enfocados en sistemas conectados a la red. - Malasia: Estudios comerciales y académicos. - África del Norte y Subsahariana: Evaluación de potencial solar.
Enfoques comunes	- Análisis de rendimiento (PR): Se reportan valores simulados y medidos. - Evaluación económica: Factibilidad y retorno de inversión. - Impacto climático: Simulaciones considerando condiciones locales.
Resultados esperados de rendimiento para sistema	Valores aceptables de proporción de rendimiento oscilan entre 0.75-0.9 : - Climas cálidos: 0.75 - 0.8. - Climas templados: > 0.8.
Tendencias actuales	- Mayor integración con almacenamiento energético. - Estudios a largo plazo (vida útil). - Impacto del diseño y operación en el desempeño bajo distintas condiciones climáticas.

Al concluir con el análisis de los trabajos consultados, algo que cabe resaltar es que la mayoría de los artículos encontrados provienen de países de Europa, Asia y África, sin encontrarse artículos en el continente americano, exceptuando uno encontrado en Cuba. Esto indica que en México no hay publicaciones de artículos con los mismos objetivos que se buscan en esta tesis. Esto puede ser debido a que los trabajos publicados se encuentran en

revistas locales con menor indexación. Otra razón podría ser que los trabajos publicados se basan en análisis de viabilidad económica o regulatoria y no se centran en la parte técnica del diseño de los sistemas y optimización.

En México la mayoría de la experiencia en el sector solar fotovoltaico se encuentra dentro de empresas instaladoras que diseñan y optimizan sistemas en la práctica, pero no publican resultados en foros científicos. En la industria el conocimiento adquirido a través de la investigación se queda como conocimiento interno de la empresa y este no suele ser compartido abiertamente al público, por lo que resulta difícil encontrar trabajos sobre esta temática en revistas científicas. Es por esto que todos los trabajos encontrados durante esta revisión del estado del arte provienen de otros países donde se impulsa la investigación científica con una menor importancia en el lucro.

Capítulo 3

Marco teórico

El marco teórico que enmarca el estudio de un sistema fotovoltaico conectado de la red eléctrica proporciona una base conceptual sólida para comprender la generación de energía eléctrica a partir de la radiación solar. Este marco contiene aspectos fundamentales como el proceso de conversión de la luz solar en electricidad, el funcionamiento de los inversores solares y la interconexión a la red eléctrica.

3.1. Efecto fotoeléctrico

El efecto fotoeléctrico fue descubierto por Heinrich Hertz en 1887 al observar que el arco eléctrico que salta entre dos electrodos conectados a alta tensión alcanza distancias mayores cuando se ilumina con luz ultravioleta que cuando se deja en la oscuridad [38]. En 1905 Albert Einstein en un artículo titulado “Un punto de vista heurístico sobre la producción y transformación de la luz” exponía la tesis de que la emisión de electrones era producida por la absorción de cuantos de luz que más tarde serían llamados fotones, como se muestra en la Figura 4. El trabajo de Einstein predecía que la energía con la que los electrones escapaban del material aumentaba linealmente con la frecuencia de la luz incidente [39].

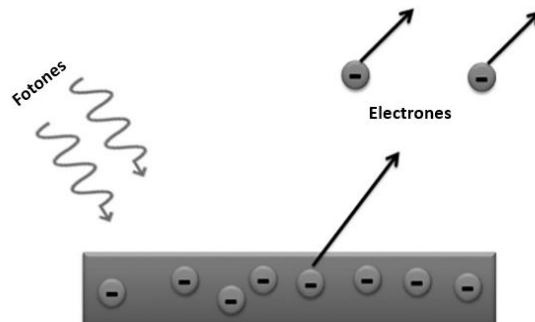


Figura 4. Efecto fotoeléctrico [40].

3.2. Unión P-N

Se le conoce como unión P-N a la estructura fundamental de los semiconductores. Esta consiste en la unión metalúrgica de dos cristales, generalmente de Silicio, que han sido dopados con otros elementos como Fósforo (símbolo P en la tabla periódica) y Boro (símbolo B en la tabla periódica). Al realizar un dopaje de Silicio con Fosforo se crea una capa tipo N la cual se encuentra cargada negativamente debido a que queda un electrón libre que no puede integrarse a la red. En cambio, cuando se realiza un dopaje de Silicio con Boro queda un hueco por la falta de un electrón en la red, por tanto, la capa queda cargada positivamente creando una capa tipo P, esto se muestra en la Figura 5[41]. Esto es la base del funcionamiento de la energía solar fotovoltaica.

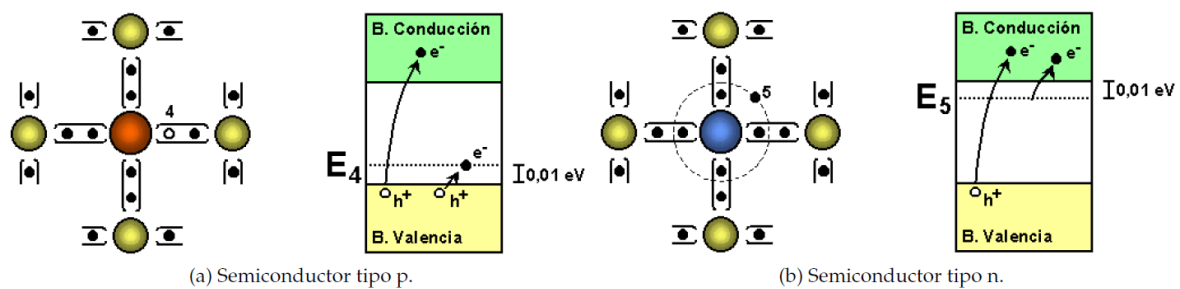


Figura 5. Semiconductores dopados [41].

3.3. Fotovoltaica (FV)

La fotovoltaica es la forma más directa de convertir la radiación solar en energía eléctrica y está basada en dos principios fundamentales: el efecto fotoeléctrico y la unión P-N. El efecto fotovoltaico fue descubierto por Henri Becquerel en 1839 al observar el surgimiento de una tensión eléctrica entre dos electrodos sumergidos en un electrolito al incidir la luz en ellos [42]. Prácticamente todos los dispositivos fotovoltaicos incorporan una unión p-n en un semiconductor a través del cual se desarrolla la fototensión. Estos dispositivos son mejor conocidos como células solares (Figura 6).



Figura 6. Célula solar [42].

3.4. Módulos fotovoltaicos (MFV)

Una sola célula solar no tiene las características eléctricas suficientes para alimentar a las cargas convencionales. Es por esta razón que es necesario realizar agrupaciones de células conectadas en serie y paralelo para poder incrementar la tensión y corriente hasta el punto en que sean utilizables. Un módulo fotovoltaico está compuesto de una agrupación de células solares, las cuales están aisladas eléctricamente y protegidas de la intemperie gracias a varias capas de vidrio y un marco metálico que da rigidez a la estructura como se muestra en la Figura 7[41].

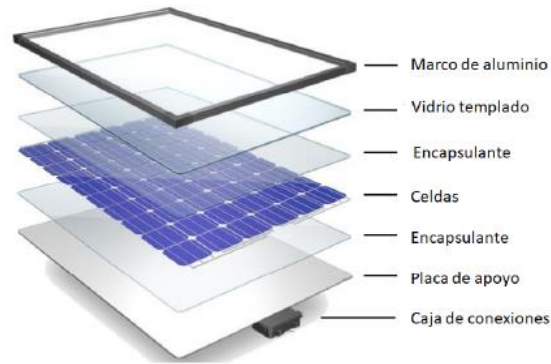


Figura 7. Estructura de un módulo fotovoltaico [43].

3.5. Inversor solar de conexión a red

Un inversor solar es el encargado de transformar la corriente directa (CC) proveniente de los módulos fotovoltaicos en corriente alterna (CA). La corriente de salida de un inversor solar de conexión a red tiene que cumplir con el acondicionamiento adecuado para poder ser inyectada a la red eléctrica. Para que la señal de salida de un inversor solar sea apta para la interconexión a la red eléctrica, debe cumplir con una serie de características técnicas estrictas establecidas por normativas y códigos eléctricos como la IEEE 1547 y IEC 61727. Estas características se muestran en el siguiente listado.

1. La frecuencia debe coincidir con la de la red eléctrica (50Hz o 60Hz) con un margen permitido de ± 0.5 Hz.
2. La tensión eléctrica debe coincidir con el nivel de tensión del punto de interconexión (127 V o 220 V monofásico, 220/127 V o 400/230 V trifásico) con una variación aceptable de $\pm 10\%$ del valor nominal.
3. Forma de onda senoidal pura.
4. Distorsión armónica total (THD) menor al 5% según la NOM-001-SEDE-2012.
5. Factor de potencia de 9.5 inductivo o capacitivo.
6. Protección anti-isla obligatoria.
7. Protecciones contra sobretensión/subtensión, sobrefrecuencia/subfrecuencia, fallas a tierra y sobrecorriente.
8. Certificación y cumplimiento normativo:
 - NOM-001-SEDE-2012
 - NOM-EM-001-SEDE-2018
 - Norma CRE sobre interconexión
 - UL 1741, IEEE 1547
 - Normas CFE: manual de interconexión de generación distribuida

En la Figura 8 se muestra el diagrama del funcionamiento de un inversor solar, donde se describe cada uno de los elementos que lo conforman.

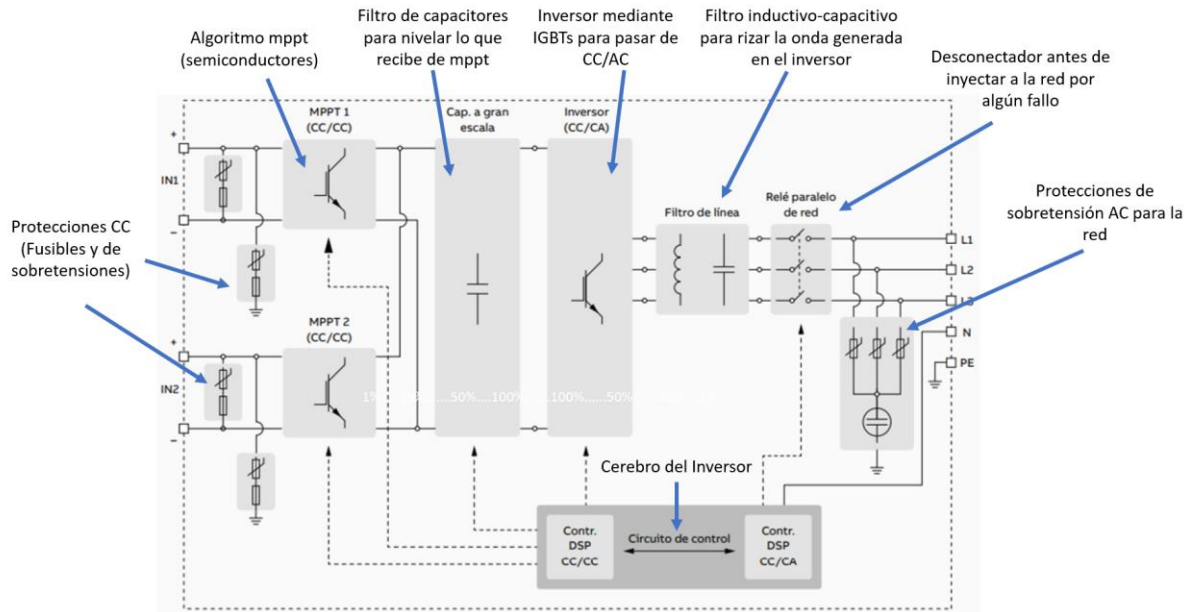


Figura 8. Diagrama de funcionamiento de un inversor solar.

3.6. Generador fotovoltaico (GFV)

Un generador fotovoltaico es un conjunto de módulos fotovoltaicos asociados eléctricamente cuya finalidad es adaptarse a las condiciones de funcionamiento de una aplicación determinada. El generador fotovoltaico se compone de módulos fotovoltaicos conectados en serie y paralelo, donde el número de ramas determina la corriente total del generador y el número de módulos en serie determina la tensión del generador [41]. En la Figura 9 se muestra el esquema de un generador fotovoltaico.

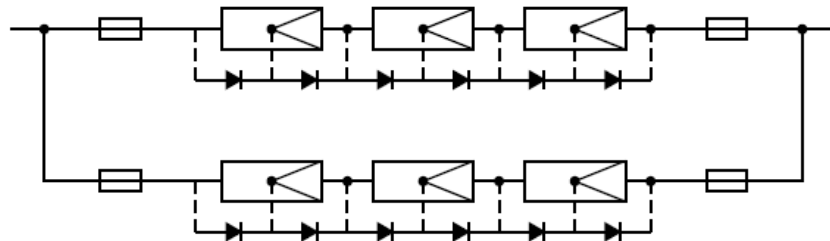


Figura 9. Esquema de un generador fotovoltaico conformado de 2 ramas de 3 módulos en serie [41].

3.7. Sistemas fotovoltaicos

Existen 3 tipologías de sistemas fotovoltaicos:

- Sistemas conectados a la red
- Sistemas aislados de la red
- Sistemas híbridos

3.7.1 Sistema fotovoltaico conectado a la red

Un sistema fotovoltaico conectado a la red o interconectado (SFVI) es un sistema el cual tiene como función principal la generación de corriente eléctrica bajo las condiciones adecuadas para poder ser inyectada a la red. Un SFVI se conforma de un generador fotovoltaico, un inversor solar y protecciones eléctricas como se muestra en la Figura 10[41].

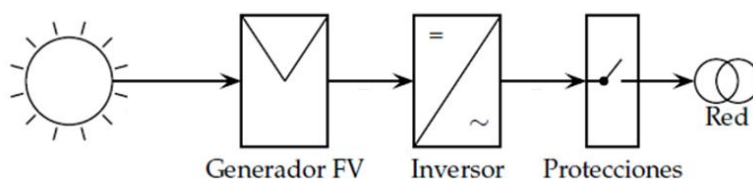


Figura 10. Diagrama esquemático de un SFVI [41].

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red son utilizados principalmente para el ahorro económico en la factura de electricidad. Estos sistemas son diseñados para cubrir el porcentaje de ahorro que sea solicitado por el cliente. Para su diseño es necesario conocer el consumo energético del cliente y en base a ese dato calcular el tamaño del sistema necesario para cubrir la demanda.

En los sistemas fotovoltaicos de tipo conexión a red existe un elemento conocido como medidor bidireccional, este elemento es el encargado de contabilizar la corriente que es consumida de la red eléctrica por el usuario y la corriente que es inyectada a la red por parte del SFVI. En la factura eléctrica se encontrará la cantidad consumida y suministrada a la red y como resultado el monto a pagar será la diferencia entre estas dos cantidades. En la Figura 11 se muestra el esquema de un sistema fotovoltaico conectado a la red con carga.

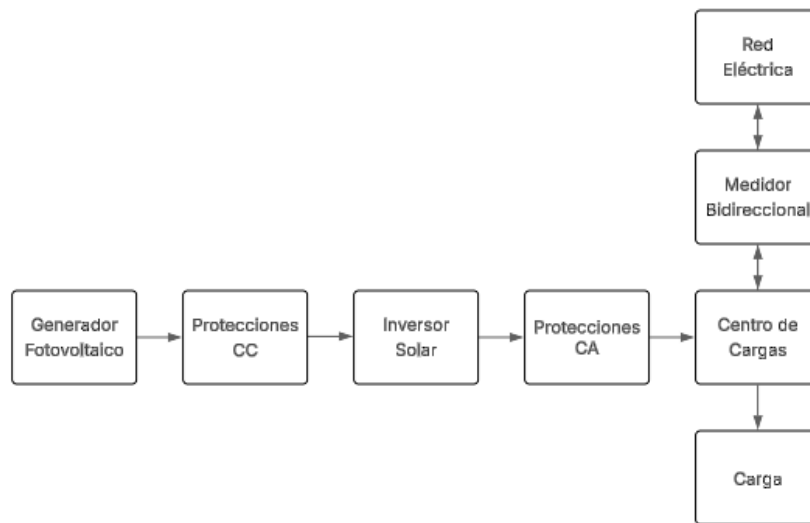


Figura 11. Esquema de un SFVI con carga.

3.7.2 Sistema fotovoltaico aislado de la red

A diferencia de un sistema conectado a la red los sistemas aislados de la red (SFVA), como su nombre lo indica, no tienen conexión alguna con la red eléctrica. Un sistema aislado depende del uso de baterías para poder almacenar la energía producida durante el día y poder usarla en las noches cuando no hay recurso solar disponible y el generador fotovoltaico deja de producir energía. Este tipo de sistemas son usados en lugares remotos donde no hay acceso a la red de distribución eléctrica y es por esta razón que en el dimensionamiento de estos sistemas se consideran los escenarios más críticos [41]. En la Figura 12 se muestra el diagrama esquemático de un sistema fotovoltaico aislado.

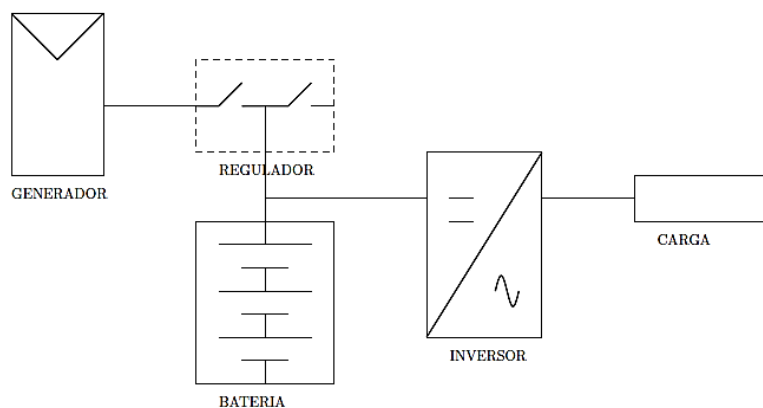


Figura 12. Diagrama esquemático de un SFVA [41].

3.7.3. Sistema fotovoltaico híbrido

Los sistemas fotovoltaicos híbridos (SFVH) como su nombre lo indica es una combinación de un sistema conectado a la red y un sistema aislado. Estos por lo general son usados para tener un respaldo de energía en caso de una interrupción en la red eléctrica. Los sistemas híbridos además de estar conectados a la red eléctrica tienen un conjunto de baterías en donde se almacena la energía excedente del sistema fotovoltaico para proveer energía en caso de apagones o un fallo en la red eléctrica. En la Figura 13 se muestra el diagrama esquemático de un SFVH [44].

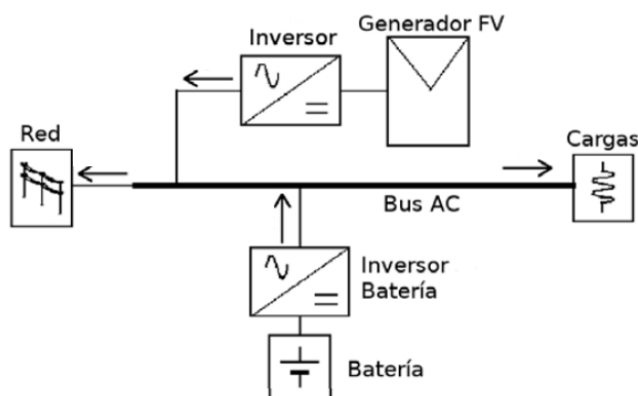


Figura 13. Diagrama esquemático de un SFVH [44].

3.8. Horas solares pico

Desde la salida del sol hasta su puesta la cantidad de irradiación solar varía ya que la altura solar es distinta en cada momento del día, así que para poder traducir esa energía a una unidad más sencilla de utilizar en los cálculos de dimensionamiento fotovoltaico se crearon las horas solares pico. Las horas solares pico sirven para medir la cantidad de energía solar disponible en una ubicación específica suponiendo una irradiancia constante de $1,000 \text{ W/m}^2$. Es decir, las horas solares pico son la cantidad de radiación solar que incide sobre una superficie durante un periodo de tiempo específico. Su símbolo es HSP y su unidad de medida son horas. En la Figura 14 se muestra como el sol real comienza a irradiar a las 06:00 horas y termina a las 18:00 horas, un periodo de aproximadamente 12 horas reales, pero solo se acumulan 8 HSP de las 08:00 horas a las 16:00 horas. El área de las HSP es la misma que el área bajo la curva de las horas reales [45].

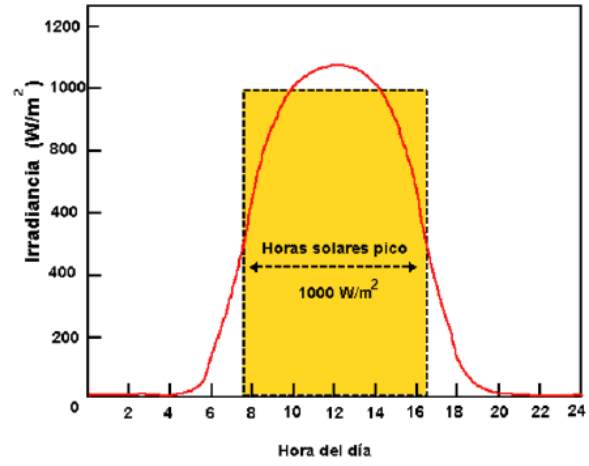


Figura 14. Irradiancia de un día soleado normal.

Capítulo 4

Metodología

En la Figura 15 se muestra un diagrama de la estructura de la metodología donde se muestran las etapas a seguir para el cumplimiento de los objetivos.

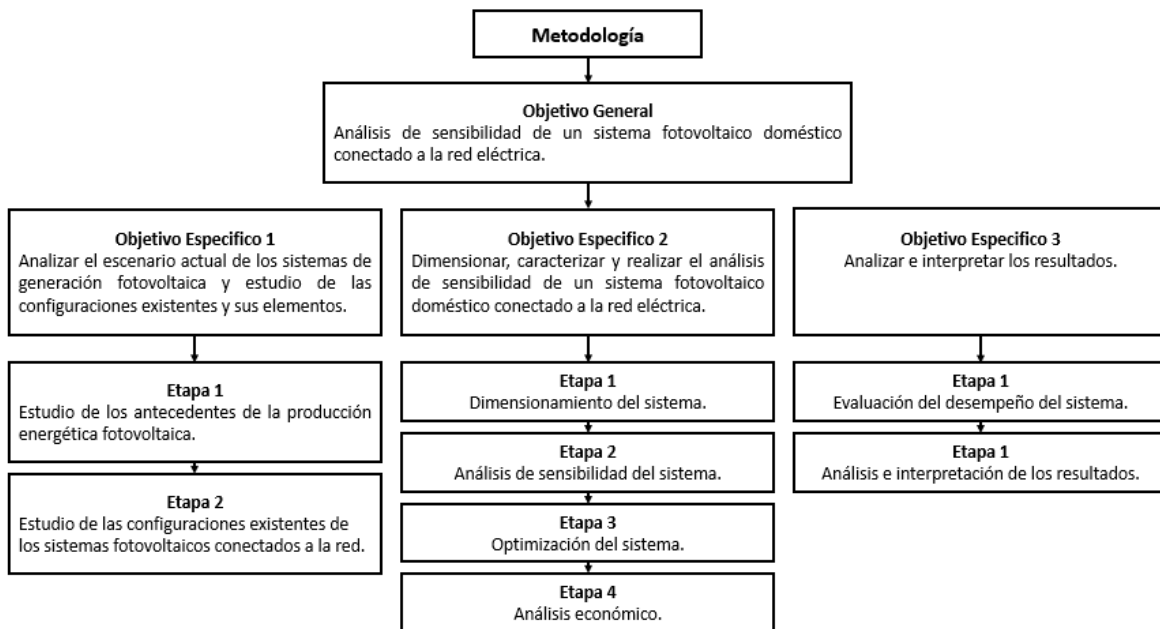


Figura 15. Diagrama de la estructura para la metodología.

Como metodología para el desarrollo del proyecto se realizó una revisión detallada del estado del arte. Se investigaron los principales temas y conceptos relevantes para el desarrollo de la tesis y se pusieron en práctica en cada una de las etapas para el cumplimiento de los objetivos.

Primeramente, se realizó una investigación sobre el funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos, sus distintas configuraciones y elementos que lo conforman. Una vez estudiado lo anterior mencionado se seleccionó una variante de los sistemas fotovoltaicos sobre la cual trabajar durante el proyecto y se continuó con la siguiente etapa.

En la siguiente etapa del proyecto se realizó un estudio sobre el diseño y dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos, así como la caracterización de los elementos que conforman el sistema.

Una vez dimensionado el sistema fotovoltaico se realizaron simulaciones en un software especializado para sistemas fotovoltaicos, en el cual se realizó un análisis del funcionamiento del sistema, su eficiencia, la producción energética. Este análisis se realizó tomando en cuenta variables meteorológicas, como lo son la temperatura, la irradiancia solar y las horas solares pico de la ubicación geográfica en la cual se realiza el estudio.

Por último, se realizó un análisis de sensibilidad del sistema para poder optimizar tanto su desempeño como los costos del mismo. Se analizaron los resultados obtenidos y se comparó la primera variante del sistema con la versión optimizada.

4.1. Estudio de las configuraciones existentes de los SFVI

Dentro de la categoría de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red se pueden encontrar distintas formas en las cuales estos están configurados, cada una de estas configuraciones tiene un propósito distinto dependiendo de la necesidad que se necesite cubrir.

4.1.1. Medición Neta (Net Metering)

El Net Metering es un esquema de contraprestación en los sistemas fotovoltaicos conectados a la red en donde el sistema se encuentra conectado a la red a través de un medidor bidireccional. Esto se hace para poder medir tanto la corriente que es consumida de la red eléctrica como la energía que es inyectada a la misma y de esta manera el monto total a pagar en la factura es la diferencia entre estas dos mediciones [46]. En caso de haber excedente de energía que no se consuma durante un año completo la Comisión Federal de Electricidad (CFE) compra la energía al precio marginal local (PML) en el nodo correspondiente al punto de interconexión. Este esquema de contraprestación es el más usado a nivel residencial, representando un 99.8% de los sistemas instalados según la CRE, por esta razón esta es la

configuración que se seleccionó para el presente trabajo de investigación. En la Figura 16 se muestra la configuración Net Metering.

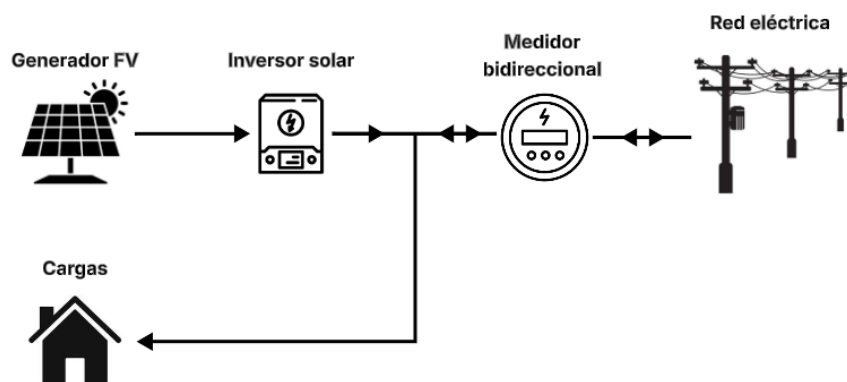


Figura 16. Esquema Net Metering.

4.1.2. Facturación Neta (Net Billing)

Este esquema de contraprestación es otra forma de interconectar un sistema fotovoltaico a la red eléctrica, en el cual a diferencia del net metering, la energía que es inyectada a la red eléctrica no se toma como saldo a favor, sino que en este caso se vende de manera independiente a lo que se consuma de la red, es decir, no se compensa. Debido a que en este caso se hacen dos mediciones de manera independiente para esta configuración se requiere del uso de dos medidores unidireccionales distintos, uno para medir el consumo de la red eléctrica y otro para medir la corriente inyectada a la red para su venta [46]. El precio al que se vende la energía a CFE es el precio marginal local en el nodo correspondiente al punto de interconexión. En la Figura 17 se muestra la configuración Net Billing.

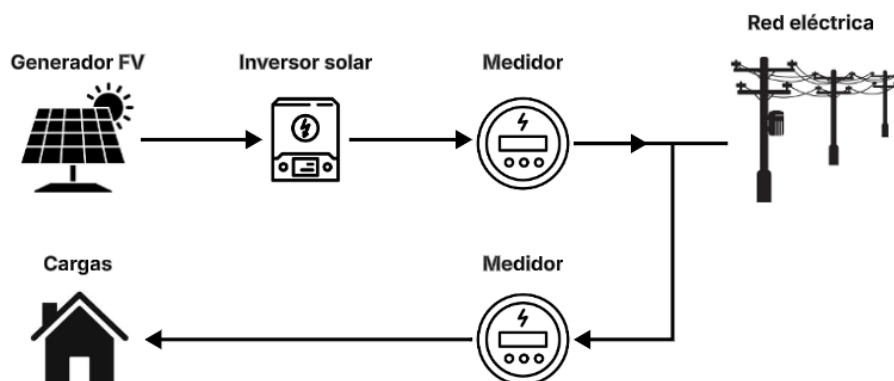


Figura 17. Esquema Net Billing.

4.1.3. Venta Total de Energía

Por último, tenemos el esquema de Venta Total de Energía. En este esquema de contraprestación toda la energía generada por el generador fotovoltaico se vende en su totalidad a la compañía suministradora de electricidad, ya que en esta configuración de sistemas fotovoltaicos interconectados no hay cargas [46]. La energía se paga al precio marginal local del nodo correspondiente al punto de interconexión. Este esquema de contraprestación no es muy usado debido a que el precio de la venta de energía no resulta económicamente atractivo. El PML se podría ejemplificar como el precio de “mayoreo” de la electricidad de una ciudad y es menor al precio que los usuarios pagan por el consumo de la misma. En la Figura 18 se muestra la configuración de Venta Total de Energía.

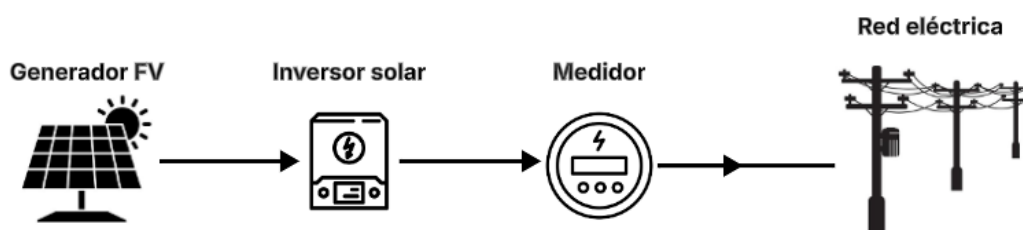


Figura 18. Esquema de Venta Total de Energía.

4.2. Dimensionamiento del SFVI.

El dimensionamiento fotovoltaico es el proceso de calcular y diseñar los elementos y capacidades necesarias de un sistema fotovoltaico para satisfacer una demanda energética específica.

El objetivo de este proceso es:

- Generar la energía necesaria para cubrir el consumo.
- Ser técnicamente eficiente y económicamente viable.
- Adaptación a las condiciones del sitio geográfico como radiación solar, temperatura, ángulo de orientación, ángulo de inclinación, sombras, entre otras.

El proceso de dimensionamiento se divide en las siguientes etapas:

1. Selección del sitio geográfico.
2. Evaluación de la demanda energética.
3. Estudio del recurso solar y variables climatológicas.
4. Cálculo del tamaño del sistema.
5. Análisis de sensibilidad
6. Simulación del sistema.
7. Evaluación económica.

4.2.1. Selección del sitio geográfico

En el presente trabajo se tomó como caso de estudio una vivienda ubicada en la ciudad de Iguala de la Independencia en el estado de Guerrero, México, con coordenadas 18.3434, -99.5441. En la Figura 19 se muestra la ubicación exacta del sitio.



Figura 19. Sitio geográfico seleccionado para el estudio.

Se eligió la vivienda en la ubicación descrita debido a que en la zona del país en la que se encuentra no se hallaron antecedentes documentados de algún estudio realizado como el que se muestra en el presente trabajo, esto a pesar de ser una ubicación en la que se dispone de un buen potencial eléctrico fotovoltaico como se muestra en la Figura 20 [47]. A demás, otra de las razones para elegir esta ubicación es que se dispone del historial de consumo energético y acceso a las características eléctricas de la vivienda seleccionada.

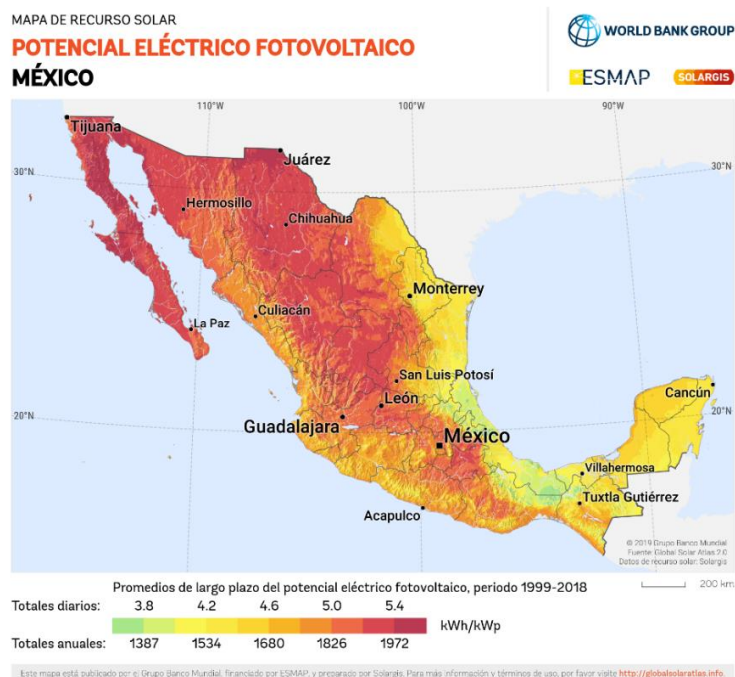


Figura 20. Potencial eléctrico fotovoltaico en México.

4.2.2. Evaluación de la demanda energética

Para conocer la energía demandada por la vivienda se consultó la factura de electricidad emitida por la CFE, donde se muestra el historial de consumo energético dividido en bimestres. Para el dimensionamiento fotovoltaico se necesita conocer el consumo energético de un año completo, lo que indica que se deben tomar en cuenta seis bimestres. En el anexo A figura A1 se muestra una fotografía del consumo histórico de la vivienda, donde se encuentran los seis bimestres correspondientes al año 2023 los cuales se tomaron en cuenta para el dimensionamiento fotovoltaico.

Para el dimensionamiento de un SFVI se requiere saber cuál es el promedio diario de consumo energético en la vivienda, en la Tabla 4 se muestran los datos del historial de consumo obtenidos de la factura eléctrica donde se observa que el promedio de consumo diario en este caso es de 7.925 kWh. En la Figura 21 se muestra de manera gráfica el consumo en la vivienda donde se observa que el bimestre donde se registra mayor consumo es el de mayo y junio, esto es debido a que son los meses de mayor temperatura y las personas usan más electrodomésticos como ventiladores y aires acondicionados los cuales consumen mucha energía a diferencia de otros.

Tabla 4. Consumo energético de la vivienda, año 2023.

Periodo	Consumo (kWh)
Enero / Febrero	352
Marzo / Abril	451
Mayo / Junio	611
Julio / Agosto	551
Septiembre / Octubre	512
Noviembre / Diciembre	415
Promedio Diario	7.925

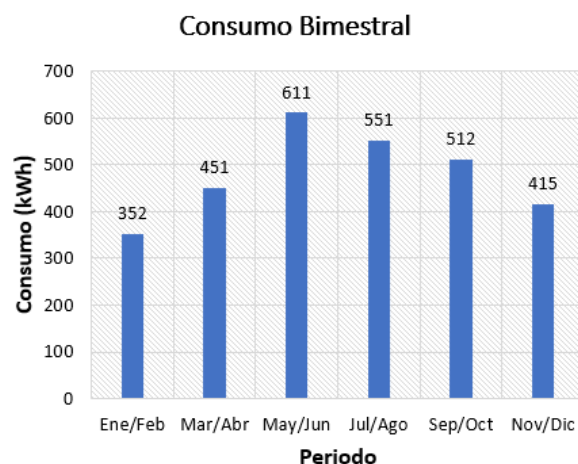


Figura 21. Gráfica de consumo de la vivienda.

4.2.3. Estudio del recurso solar y variables climatológicas

Para analizar las variables climatológicas en este estudio se usaron herramientas de software y sitios web especializados en el área las cuales son descritas a continuación.

- ***NASA Prediction Of Worldwide Energy Resources (POWER) | Data Access Viewer (DAV)***

La herramienta POWER | DAV de la NASA permite visualizar datos climatológicos para su uso en energías renovables. Con esta herramienta se puede acceder a las bases de datos de la NASA donde se pueden consultar datos históricos de cualquier sitio geográfico, pudiendo de esta manera visualizar datos de horas solares pico, irradiancia solar, temperatura, presión, entre otras.

- ***PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM (PVGIS)***

La herramienta PVGIS al igual que la herramienta POWER | DAV permite consultar bases de datos climatológicas, sin embargo, en este caso se pueden ingresar datos de la instalación fotovoltaica para obtener datos bajo las condiciones del sistema. Estas condiciones pueden ser la inclinación de los módulos fotovoltaicos, tipo de tecnología, tamaño del sistema, pérdidas en el sistema, entre otras.

En el presente trabajo se utilizaron ambas herramientas anteriormente descritas. La herramienta POWER | DAV se usó para la consulta de los datos de horas solares pico y la herramienta PVGIS se usó para la consulta de datos de irradiancia y temperatura ambiente, estos datos se muestran en la tabla 2, 3 y 4 a continuación.

En la Tabla 5 se encuentran los datos de horas solares pico divididos por mes donde se observa como estas varían a lo largo del año, esto es debido a que en cada mes la altura solar es distinta y por tanto las horas que tenemos de sol varían. En la Figura 22 se muestra una gráfica donde se puede visualizar de mejor manera la variación de horas solares pico, donde en el mes de marzo se registra la mayor cantidad de horas solares pico, teniendo un total de 7.03 h. El valor de más importancia y que se toma en cuenta para el dimensionamiento de sistemas conectados a la red es el promedio de horas solares pico, en este caso se tiene un promedio de 6.14 h.

Tabla 5. Horas solares pico.

Mes	HSP (h)
Enero	6.09
Febrero	6.71
Marzo	7.03
Abril	6.85
Mayo	6.04
Junio	5.63
Julio	5.83
Agosto	5.94
Septiembre	5.62
Octubre	5.95
Noviembre	6.14
Diciembre	5.82
Promedio	6.14

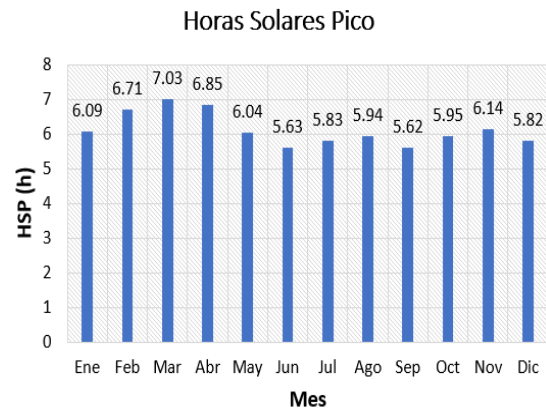


Figura 22. Gráfica de horas solares pico.

En la Tabla 6 se muestran los datos de irradiancia solar obtenidos en la ubicación geográfica de la vivienda. Se puede observar como la irradiancia solar varía a lo largo del año, esto debido a que en cada estación del año la nubosidad y la altura solar cambian. El mes con mayor irradiancia registrada es el mes de marzo teniendo una irradiancia de $1,032.95 \text{ W/m}^2$ y el mes de menor irradiancia es junio teniendo una irradiancia de 779.99 W/m^2 . En la Figura 23 se muestra de manera gráfica la variación de irradiancia solar a lo largo del año

Tabla 6. Datos de irradiancia solar.

Mes	W/m^2
Enero	955.59
Febrero	1015.05
Marzo	1032.95
Abril	1016.83
Mayo	914.41
Junio	779.99
Julio	824.76
Agosto	846.49
Septiembre	839.29
Octubre	897.97
Noviembre	939.66
Diciembre	945.83

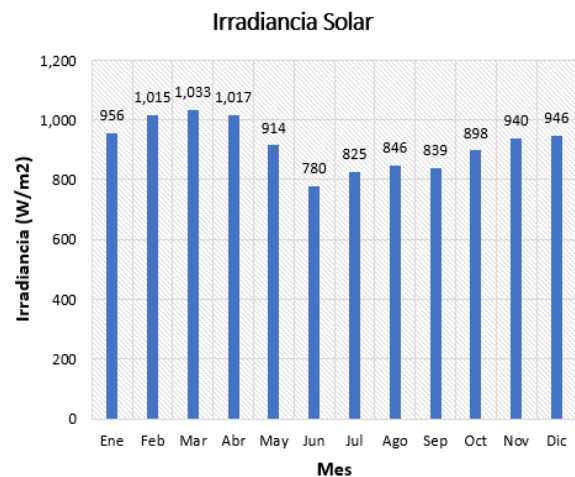


Figura 23. Gráfica de irradiancia solar.

En la Tabla 7 se muestran los datos de temperatura ambiente mínima (T_{min}) y máxima (T_{max}) divididos por mes. Se puede observar como el mes de diciembre es el mes de menor temperatura teniendo un mínimo de 16.72 °C y el mes de mayor temperatura es junio teniendo un máximo de 40.96 °C. En la Figura 24 se muestra de manera gráfica la variación de temperatura ambiente a lo largo del año.

Tabla 7. Datos de temperatura ambiente.

Mes	T_{min} (°C)	T_{max} (°C)
Enero	16.83	33.86
Febrero	17.23	36.94
Marzo	19.56	37.73
Abril	20.68	39.82
Mayo	22.24	40.65
Junio	22.46	40.96
Julio	21.06	36.47
Agosto	21.67	35.65
Septiembre	21.14	34.86
Octubre	20.03	33.17
Noviembre	18.51	33.08
Diciembre	16.72	31.25

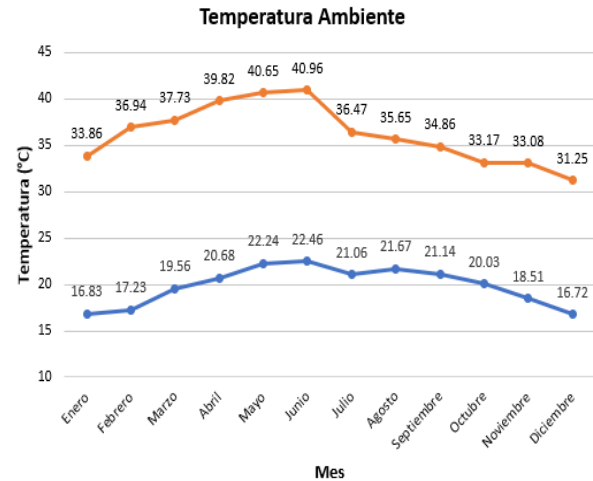


Figura 24. Gráfica de temperatura.

Para el dimensionamiento fotovoltaico, además de conocer las temperaturas mínimas y máximas del sitio geográfico a estudiar, también es necesario conocer las temperaturas mínimas que se registran en las primeras horas solares del día, esto es necesario debido a que en las primeras horas de sol el inversor solar comienza a trabajar cuando el generador fotovoltaico reciba la irradiancia suficiente y estando el generador a temperaturas bajas el voltaje generado es mayor, es importante tomar en cuenta esto para diseñar un sistema que trabaje correctamente. En la Figura 25 se muestra la temperatura ambiente promedio que hay al amanecer en cada uno de los meses, donde el mes de menor temperatura ambiente al amanecer es enero en el cual amanece a las 07:13 a.m.

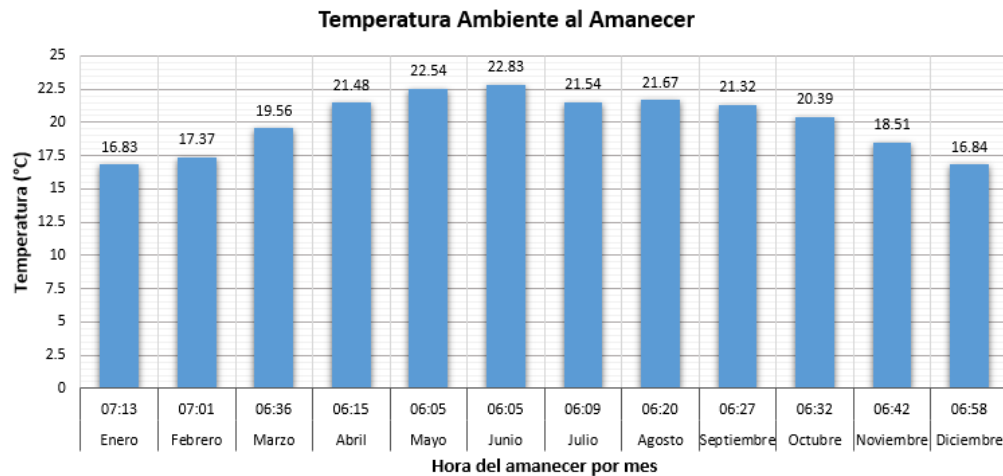


Figura 25. Temperatura ambiente al amanecer.

4.2.4. Cálculo del tamaño del sistema

Nos referimos a “tamaño del sistema” a la capacidad de potencia que tiene un sistema fotovoltaico. El cálculo del tamaño del sistema se hace para saber que potencia debe tener el sistema para poder cubrir la demanda energética de una carga. Para calcular el tamaño del sistema primeramente se debe conocer las características eléctricas de la carga que en este caso es una vivienda. En la Figura 26 se observa un diagrama donde se puede observar que se trata de una vivienda que cuenta con un servicio eléctrico de 220 V y sus cargas son a 127 V, por lo tanto, se requiere de un inversor de 220V para la interconexión a la red.

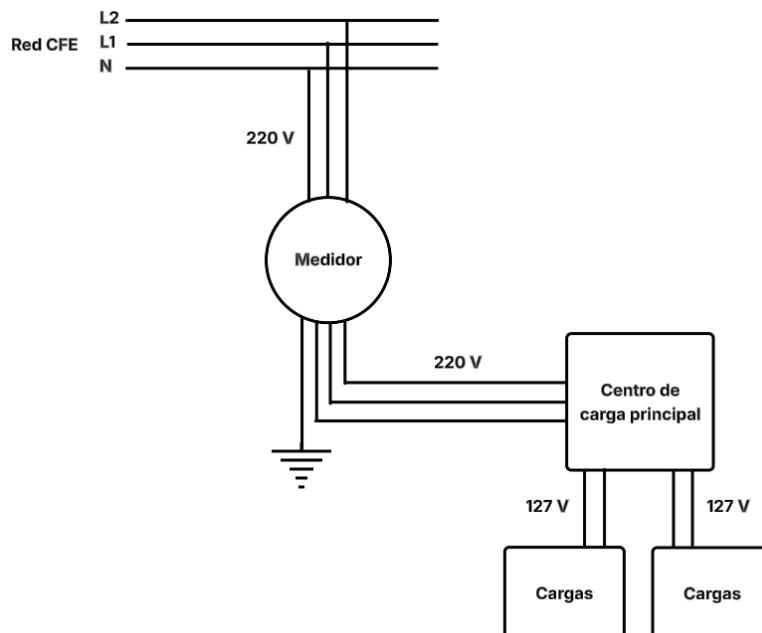


Figura 26. Características eléctricas de la vivienda.

Las etapas descritas a continuación describen el proceso de cálculo del tamaño de un sistema fotovoltaico.

1. Producción energética del módulo fotovoltaico a utilizar.

Para saber cuánta energía puede producir un módulo fotovoltaico en un día se deben conocer las horas solares pico del sitio geográfico y la potencia del módulo fotovoltaico. Además, se puede aplicar un factor de rendimiento para sobredimensionar la producción energética, esto es opcional en caso de querer mayor seguridad en cuanto a la producción. Los parámetros anteriormente mencionados son usados en la ecuación 1.

$$E_{md} = H_{sp} P_m R \quad (1)$$

Donde:

E_{md} : Energía producida por el módulo al día (kWh).

H_{sp} : Horas solares pico (h).

P_m : Potencia del módulo (kW).

R: Factor de rendimiento del módulo (se considera un 75%).

El módulo fotovoltaico elegido en este caso es de 550 W de la marca Canadian Solar, su hoja de datos se puede consultar en el anexo B.

Resultado:

Como resultado del primer cálculo se obtuvo una energía diaria producida de 2.53 kWh por módulo fotovoltaico.

$$E_{md} = 6.14 \text{ h} * 0.550 \text{ kW} * 0.75$$

$$E_{md} = 2.53 \text{ kWh}$$

2. Número de módulos fotovoltaicos.

Para conocer el número de módulos fotovoltaicos necesarios para cubrir la demanda energética es necesario conocer el consumo de la vivienda y la energía producida por los módulos fotovoltaicos a utilizar. Una vez conociendo los datos anteriores se aplica la ecuación 2.

$$N_m = \frac{C_v}{E_{md}} \quad (2)$$

Donde:

N_m : Número de módulos necesarios para el sistema.

C_v : Consumo diario de la vivienda (kWh)

E_{md} : Energía producida por el módulo al día (kWh).

Resultado:

Como resultado se obtuvo una cantidad de 3.13 módulos, como no es posible tener una cantidad con decimales esta cantidad se redondea al número superior próximo, en este caso el resultado es de 4 módulos en total.

$$N_m = \frac{7.925 \text{ kWh}}{2.53 \text{ kWh}}$$
$$N_m = 3.13 \approx 4$$

3. Elección del inversor solar.

Para determinar la potencia del inversor solar necesaria se usa la ecuación 3, donde se toma en cuenta el número de módulos fotovoltaicos calculados anteriormente y la potencia de los módulos.

$$P_i = N_m P_m \quad (3)$$

Donde:

P_i : Potencia del inversor (kW).

N_m : Número de módulos necesarios para el sistema.

P_m : Potencia del módulo (kW).

Resultado:

Como resultado se obtuvo un inversor con una potencia de 2.2 kW.

$$P_i = 4 * 0.550 \text{ kW}$$

$$P_i = 2.2 \text{ kW}$$

Para asegurar la potencia de salida del inversor debido a las pérdidas de conversión de la corriente se toma en cuenta un inversor de menor potencia que la calculada para que la potencia de entrada sea mayor a la de salida, normalmente se toma en cuenta un porcentaje del 10% de sobredimensionamiento en el generador fotovoltaico, en este caso se eligió una potencia en el inversor de 2 kW. El inversor elegido es de la marca Fronius y su hoja de datos se puede consultar en el anexo B.

Al elegir un inversor fotovoltaico nos debemos asegurar de que el generador fotovoltaico dimensionado sea compatible con el inversor, los valores de los parámetros de salida del generador fotovoltaico deben respetar las condiciones de entrada del inversor mostradas en la Tabla 8. Las condiciones necesarias son listadas a continuación.

1. La corriente de máxima potencia (I_{mp}) del GFV debe ser menor a la corriente máxima de entrada del inversor.
2. La corriente de cortocircuito (I_{sc}) del GFV debe ser menor a la corriente máxima de cortocircuito del inversor.
3. El voltaje en circuito abierto (V_{oc}) del GFV debe ser menor a la tensión máxima de entrada del inversor.
4. El voltaje de máxima potencia (V_{mp}) del GFV debe estar dentro del rango de voltaje MPP del inversor.
5. El voltaje de máxima potencia (V_{mp}) del GFV debe ser mayor a la tensión de arranque del inversor.
6. La potencia máxima (P_{max}) del GFV dividido por la potencia de salida del inversor debe ser mayor o igual al 75%.
7. La potencia máxima (P_{max}) del GFV debe ser menor a la potencia máxima de entrada del inversor.

En este caso se considera una configuración del generador fotovoltaico conformado de 1 rama de 4 módulos conectados en serie.

Tabla 8. Compatibilidad del arreglo fotovoltaico e inversor solar.

Parámetros del Inversor	Valor	Condición	Parámetros del GFV	Valor
Corriente máxima de entrada (A)	17.4	>	I_{mp}	13.2
Corriente máxima de cortocircuito (A)	22.4	>	I_{sc}	14.0
Tensión máxima de entrada (V)	420	>	V_{oc}	198.4
Rango de voltaje MPP (V)	120 – 335	Dentro del rango	V_{mp}	166.8
Tensión de arranque (V)	140	<	V_{mp}	166.8
Potencia nominal o salida CA (W)	2,000	$\geq 75\%$	P_{max}	2,200
Potencia máxima de entrada CC (W)	3,200	>	P_{max}	2,200

Los elementos dimensionados para esta primera variante del SFVI se encuentran en la Tabla 9 a continuación.

Tabla 9. Elementos del SFVI (variante 1).

Elemento	Modelo
Módulo fotovoltaico	CS6W 550MS (Canadian Solar)
Inversor solar	GALVO 2.0-1 (Fronius)

4.3. Caracterización del sistema

En la Figura 27 se muestra el diagrama con las características eléctricas del sistema una vez instalado en la vivienda. La vivienda al tener una tensión de 220 V requiere de un inversor del mismo valor de tensión de salida, esto para poder conectar la salida del inversor al mismo centro de carga principal donde la energía será distribuida tanto a la red eléctrica como a las cargas de la vivienda.

En este caso se observa que el medidor ahora es bidireccional, esto para que pueda haber un registro de la energía en ambas direcciones, tanto una medición de consumo como una de inyección a la red.

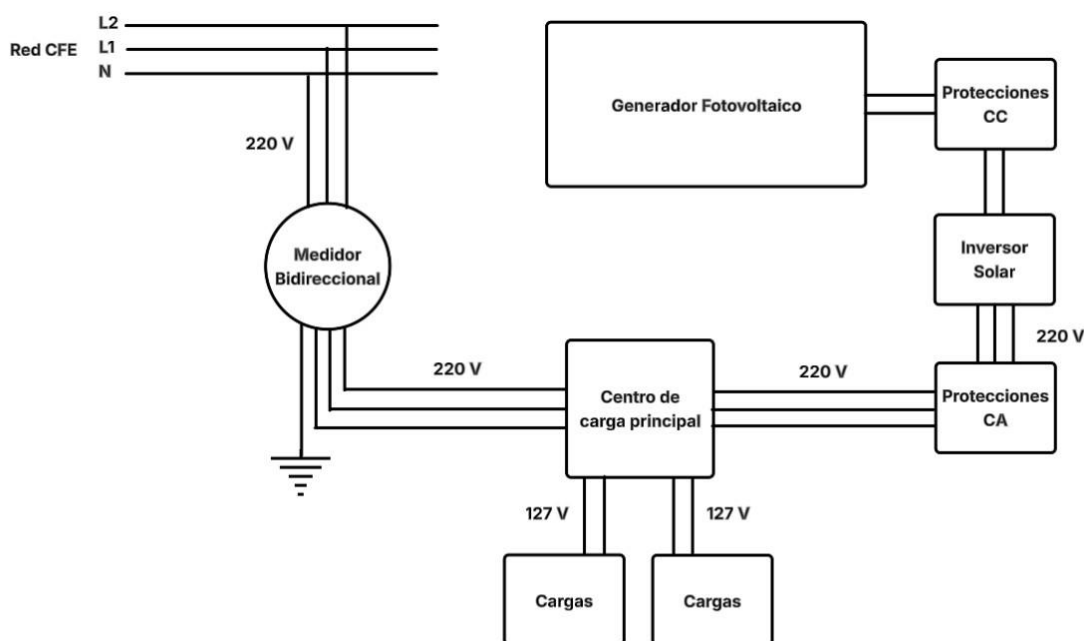


Figura 27. Características eléctricas del sistema fotovoltaico.

4.4. Análisis de sensibilidad

Un análisis de sensibilidad evalúa cómo varía el rendimiento o la eficiencia de un sistema solar cuando se alteran parámetros clave como la irradiancia solar, temperatura, inclinación de los módulos fotovoltaicos, sombras, entre otras. El objetivo principal de un análisis de sensibilidad es determinar qué factores tienen más influencia en la generación de energía y cómo su variación afecta al sistema en términos de producción energética, eficiencia o rentabilidad [48].

Los resultados de un análisis de sensibilidad sirven para la optimización de los sistemas fotovoltaicos. La optimización en sistemas fotovoltaicos interconectados se refiere al proceso de ajustar el diseño, configuración, y operación de un sistema para maximizar su eficiencia energética, minimizar costos y aumentar su rentabilidad bajo ciertas condiciones operativas y económicas [5].

4.4.1. Simulación del sistema.

Para realizar un análisis de sensibilidad la mejor opción es usar un software especializado que use bases de datos climatológicas. Actualmente el software número uno para el análisis de sistemas fotovoltaicos es PVsyst, este software usa bases de datos de Meteonorm y la NASA donde se registran valores de temperatura, irradiancia solar, horas solares pico, presión y masa de aire, con esto se puede obtener un valor más acertado en el estudio de los sistemas.



Para la simulación del sistema fotovoltaico en PVsyst se ingresan los datos del sistema anteriormente dimensionado. Esto consta de una serie de etapas descritas a continuación.

1. Elección del sitio geográfico.

En esta etapa se selecciona la ubicación geográfica ingresando las coordenadas del lugar de la instalación del sistema, esto sirve para que el software extraiga los datos climatológicos de esa ubicación en específico. Esta etapa se muestra a continuación en la Figura 28 donde se puede observar que el sitio geográfico elegido es en la ciudad de Iguala de la Independencia, Guerrero, con coordenadas 18.3434, -99.5441.

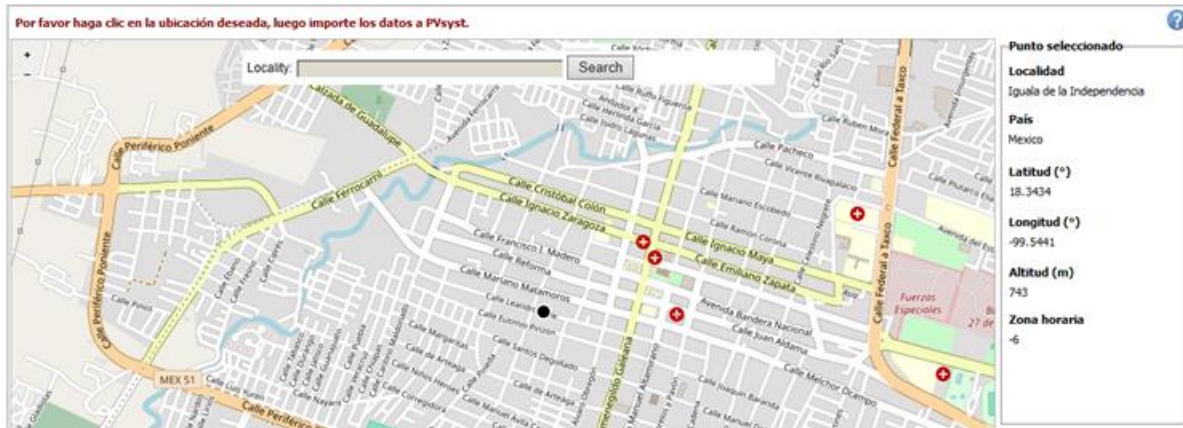


Figura 28. Selección del sitio geográfico.

2. Ángulo de inclinación óptimo.

Primeramente, se buscó el ángulo de inclinación óptimo para los módulos fotovoltaicos, este ángulo es el que teóricamente deben tener los módulos para su máxima producción energética. En la teoría se suele usar el valor de la latitud del sitio geográfico como referencia para la elección del ángulo de inclinación óptimo, esto se representa como la ecuación 4.

$$\beta_o = \Phi \quad (4)$$

Donde:

β_o : Ángulo óptimo.

Φ : Latitud.

Por tanto,

$$\beta_o = 18.34^\circ$$

Sin embargo, para obtener un resultado más exacto se usó el software PVsyst para la búsqueda de este ángulo óptimo.

Factor de transposición (FT)

Dentro del software PVsyst existen varios conceptos especializados a la fotovoltaica, uno de ellos es el factor de transposición. Es un indicador que determina cual es la inclinación óptima

para el módulo fotovoltaico. El factor de transposición es la relación entre la irradiancia incidente sobre un plano con una inclinación y orientación determinadas con respecto a la irradiancia incidente sobre un plano situado de forma totalmente horizontal [49]. Este indicador se calcula con la ecuación 5.

$$F_T = \frac{G_{io}}{G_h} \quad (5)$$

Donde:

F_T : Factor de transposición.

G_{io} : Irradiancia incidente sobre una superficie con inclinación y orientación.

G_h : Irradiancia incidente sobre una superficie totalmente horizontal (0° de inclinación).

Un factor de transposición mayor a 1 indica una mayor optimización y por tanto una mayor producción energética por parte de los módulos fotovoltaicos. En la Figura 29 se muestra una gráfica de los factores de transposición para la ubicación seleccionada. Se observa que a un ángulo de inclinación de 20° y un ángulo de orientación de 0° se obtiene un FT de 1.06, esto quiere decir que si se usa este ángulo de inclinación los módulos producirán un 6% más de energía en comparación a si estos estuvieran de manera totalmente horizontal a un ángulo de 0° .

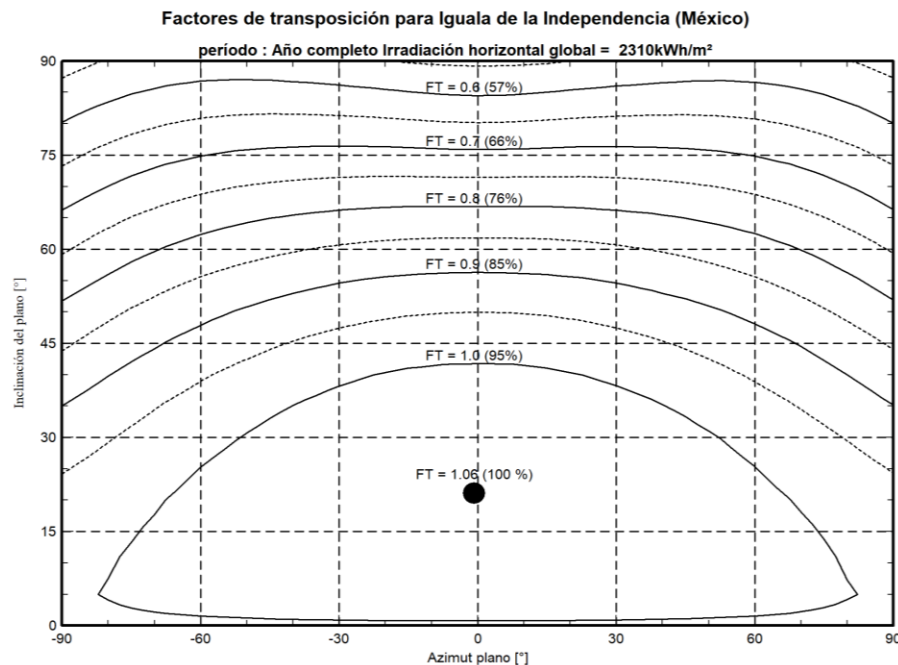


Figura 29. Factores de transposición para Iguala de la Independencia.

Por tanto, el ángulo de inclinación óptimo para los módulos fotovoltaicos es esta ubicación en específico es de 20° a una orientación de 0°. Esto también se puede comprobar en la Tabla 10 a continuación.

Tabla 10. Factores de transposición para Iguala de la Independencia.

Azmut Inclinación	-90°	-75°	-60°	-45°	-30°	-15°	0°	15°	30°	45°	60°	75°	90°
90°	0.53	0.56	0.57	0.57	0.56	0.55	0.54	0.55	0.56	0.57	0.57	0.56	0.53
80°	0.60	0.64	0.66	0.66	0.66	0.66	0.65	0.66	0.66	0.66	0.66	0.64	0.60
70°	0.67	0.71	0.74	0.76	0.76	0.77	0.77	0.77	0.76	0.76	0.74	0.71	0.67
60°	0.74	0.79	0.82	0.84	0.86	0.87	0.87	0.87	0.86	0.84	0.82	0.79	0.75
50°	0.81	0.85	0.89	0.91	0.93	0.95	0.95	0.95	0.93	0.91	0.89	0.85	0.81
40°	0.87	0.91	0.94	0.97	0.99	1.01	1.01	1.01	0.99	0.97	0.94	0.91	0.87
30°	0.92	0.96	0.99	1.01	1.03	1.04	1.05	1.04	1.03	1.01	0.99	0.96	0.93
20°	0.97	0.99	1.01	1.03	1.04	1.05	1.06	1.05	1.04	1.03	1.01	0.99	0.97
10°	0.99	1.00	1.01	1.02	1.03	1.04	1.04	1.04	1.03	1.02	1.01	1.00	0.99
0°	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

Si se realiza una comparación entre el ángulo teórico y el obtenido en la simulación se obtiene el resultado de la Figura 30 donde se observa que con una inclinación de 18° se tiene una pérdida por optimización del 0.1% en cambio en el ángulo óptimo de 20° las pérdidas por optimización son de 0%.

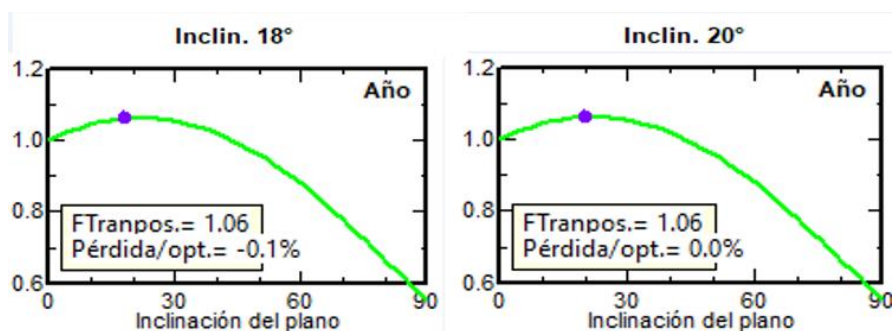


Figura 30. Determinación de la inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos.

3. Sistema.

En esta etapa se ingresan los datos del sistema fotovoltaico dimensionado para su análisis (Figura 31). Se incluyen los elementos de la Tabla 9 que corresponden a la variante 1 del sistema.

The screenshot displays two main configuration panels in the PVsyst software. The top panel, titled "Seleccione el módulo FV", allows for selecting PV modules. It includes a "Disponibilidad" (Availability) dropdown set to "Disponibles ahora", a "Filtro" (Filter) dropdown set to "Todos los módulos F", and a search bar. The selected module is "Canadian Solar" with specifications "550 Wp 35V Si-mono CS6W 550MS". A "Usar optimizador" (Use optimizer) checkbox is present and unchecked. Below the module selection, the system voltage is calculated: "Dimensiona. voltaje : Vmpp (60°C) 36.2 V" and "Voc (-10°C) 54.5 V". The bottom panel, titled "Seleccione el inversor", is for inverter selection. It shows a "Disponibilidad" dropdown set to "Disponibles ahora" and a "Voltaje de salida" (Output voltage) dropdown set to "230 V Mono 50Hz". The selected inverter is "Fronius International" with specifications "2.0 kW 120 - 335 V HF Tr 50/60 Hz Galvo 2.0-1" and a "Desde" (Since) date of "2013". A "Núm. de inversores" (Number of inverters) spinner is set to "1". The "Voltaje de funcionamiento" (Operating voltage) is "120-335 V", and the "Poder global inversor" (Global inverter power) is "2.0 kWca". The "Voltaje máximo de entrada" (Maximum input voltage) is "420 V". Frequency options for 50 Hz and 60 Hz are shown, with 60 Hz selected.

Figura 31. Elección de elementos del sistema.

Una vez teniendo los elementos se procede a diseñar el generador fotovoltaico. En este caso el sistema consiste de una sola rama de cuatro módulos en serie. En la Figura 32 se muestra el resultado del diseño del conjunto en donde se observa que las condiciones de operación son las adecuadas y por tanto no cuenta con pérdidas por sobrecarga.

The screenshot shows the "Diseño el conjunto" (Design the array) panel in the PVsyst software. It is titled "Núm. de módulos y cadenas" (Number of modules and strings). The "Mód. en serie" (Modules in series) spinner is set to "4", with a checkbox "entre 4 y 7" (between 4 and 7) checked. The "Núm. cadenas" (Number of strings) spinner is set to "1". The "Pérdida sobrecarga" (Overload loss) is "0.0 %", and the "Proporción Pnom" (Pnom ratio) is "1.10". A "Dimensionamiento" (Sizing) button is visible. At the bottom, the final design parameters are displayed: "Núm. de módulos" (Number of modules) is "4" and "Área" (Area) is "10 m²".

Figura 32. Diseño del generador fotovoltaico.

El diagrama unifilar del sistema fotovoltaico conectado a la red obtenido de PVsyst se muestra en la Figura 33.

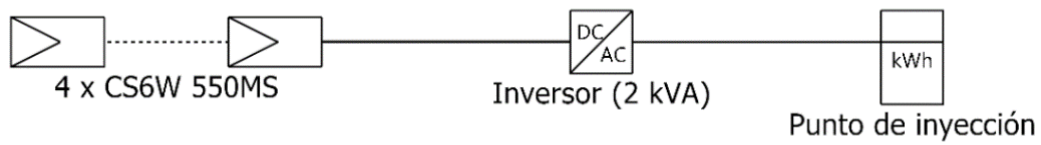


Figura 33. Diagrama unifilar del SFVI.

Por último, se agregó el consumo de la vivienda para posteriormente realizar una simulación y verificar la cobertura de la demanda. En la Figura 34 se muestran los datos ingresados al software.

Valores mensuales		
Enero	176	kWh/mes
Febrero	176	kWh/mes
Marzo	226	kWh/mes
Abril	226	kWh/mes
Mayo	306	kWh/mes
Junio	306	kWh/mes
Julio	276	kWh/mes
Agosto	276	kWh/mes
Septiembre	256	kWh/mes
Octubre	256	kWh/mes
Noviembre	208	kWh/mes
Diciembre	208	kWh/mes
Promedio	241	kWh/mes
Suma	2893	kWh
kWh/mes		

Figura 34. Consumo de la vivienda.

4.4.2. Análisis de la influencia de las variables climatológicas en el sistema.

Para poder crear una hoja de datos de un módulo fotovoltaico se deben realizar pruebas de laboratorio a condiciones estándar de prueba (STC). Las condiciones STC bajo las cuales se realizan estas pruebas son las siguientes:

- Irradiancia solar: $1,000 \text{ W/m}^2$.
- Temperatura: 25°C .
- AM (masa de aire): 1.5.

Los datos que podemos observar en la hoja de datos de cualquier módulo fotovoltaico solo son válidos bajo las condiciones anteriormente descritas, en la realidad es muy difícil encontrarnos con esas condiciones ya que debido a los cambios climáticos la irradiancia, temperatura y masa de aire son distintas todos los días. Es por esto que es necesario realizar un análisis de la influencia que tienen estas variaciones para conocer el impacto que estas pueden tener en la operación de un sistema fotovoltaico.

Variaciones por temperatura

Para saber que efectos tiene la temperatura en los módulos fotovoltaicos se analizaron las curvas de corriente-voltaje (curvas I-V) con ayuda del software PVsyst variando intencionalmente el parámetro de temperatura de la celda a distintos niveles para poder comparar los datos de salida del módulo fotovoltaico.

En la Figura 35 se observa la curva I-V del módulo considerando una irradiancia solar fija de $1,000 \text{ W/m}^2$ y cuatro niveles de temperatura (10°C , 20°C , 30°C y 40°C). En la gráfica se muestra una variación notable en el voltaje mientras que la irradiancia tiene una variación significativamente menor. Se observa que entre menor es la temperatura se obtiene un mayor voltaje y por tanto la potencia de salida aumenta, mientras que si la temperatura aumenta se obtiene un menor voltaje y la potencia disminuye.

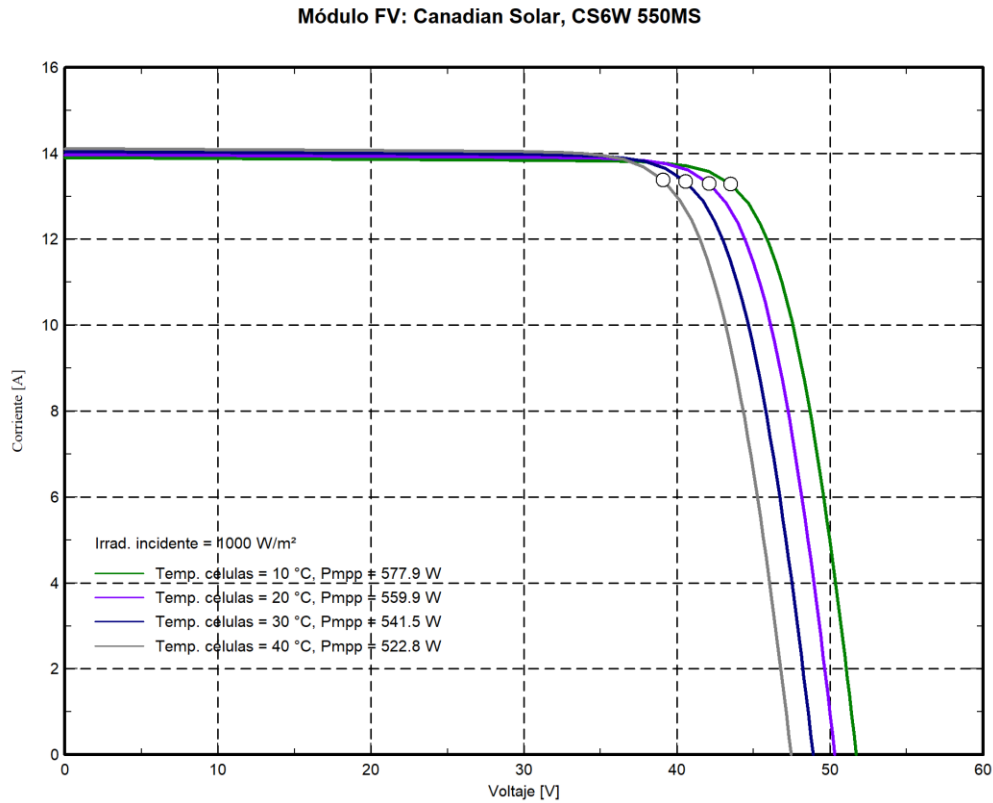


Figura 35. Curva I-V del MFV a temperatura variable.

En la Figura 36 se muestra la curva de eficiencia del módulo realizando la misma variación de temperatura que se realizó anteriormente. En este caso se observa que la eficiencia del módulo es mayor entre menor es la temperatura en las celdas. Por tanto, se concluye que los módulos fotovoltaicos son sensibles a los cambios de temperatura, teniendo un mejor desempeño a temperaturas bajas.

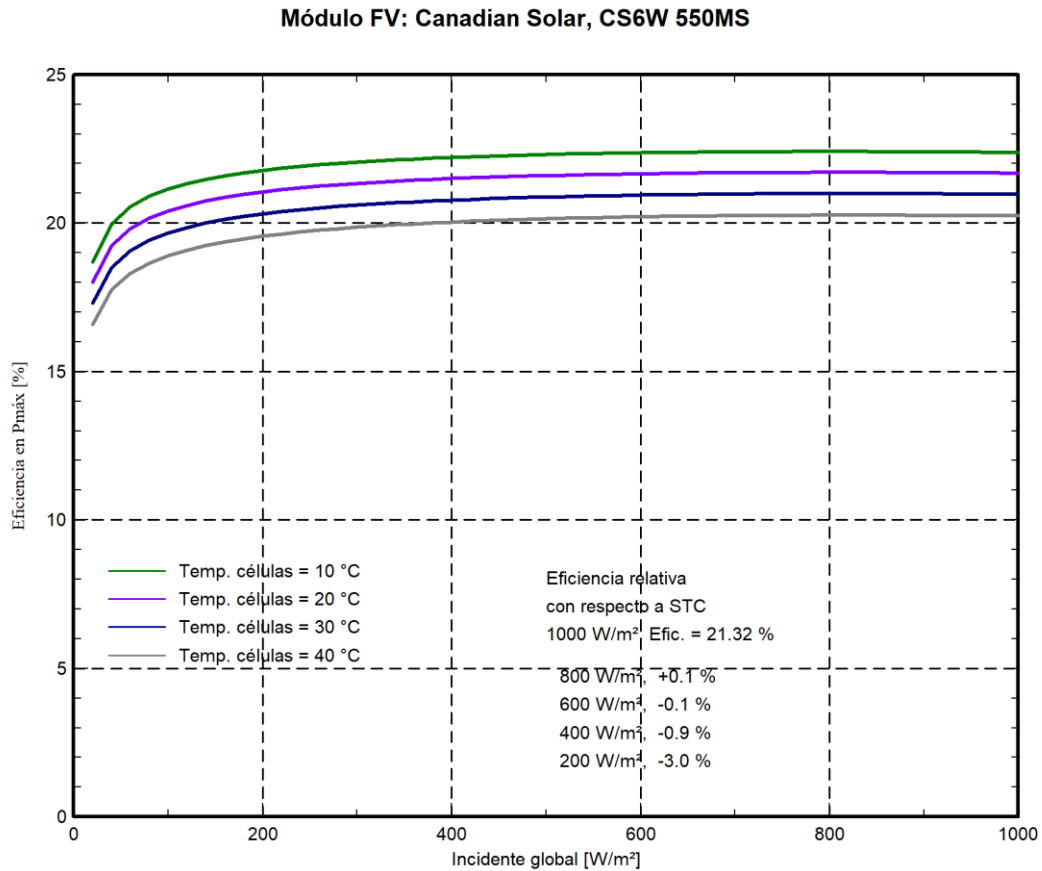


Figura 36. Eficiencia del MFV a temperatura variable.

Para calcular las variaciones de voltaje y corriente por temperatura en los módulos fotovoltaicos se aplica una serie de ecuaciones en las que se toman en cuenta los datos obtenidos de la base de datos de PVGIS y los coeficientes de temperatura del módulo obtenidos de su hoja de datos.

Variaciones a temperatura ambiente máxima

Para evaluar los efectos que son provocados por temperaturas altas en el módulo fotovoltaico se debe conocer la temperatura a la cual se encuentran sus celdas, para esto se utiliza la ecuación 6 donde se toma en cuenta la temperatura ambiente máxima en el mes de mayor irradiancia (marzo) la irradiancia solar en el mes de mayor temperatura (junio), un valor de irradiancia promedio el cual es una constante y la temperatura nominal de operación del módulo la cual indica el fabricante en su hoja de datos. En la Tabla 11 se muestran las características de temperatura indicadas por el fabricante.

Tabla 11. Características de temperatura del módulo CS6W 550MS.

Especificación	Dato
Coeficiente de temperatura (P_{max})	-0.34% / °C
Coeficiente de temperatura (V_{oc})	-0.26% / °C
Coeficiente de temperatura (I_{sc})	0.05% / °C
Temperatura nominal de operación (T_N)	41 ± 3 °C

Temperatura del módulo:

$$T_m = T_a + Ir \frac{T_N - 20}{I_{r_{pr}}} \quad (6)$$

Donde:

T_m : Temperatura del módulo (°C).

T_a : Temperatura ambiente máxima en el mes de mayor irradiancia (°C).

Ir : Irradiancia del lugar en el mes de mayor temperatura (W/m^2).

T_N : Temperatura nominal de operación del módulo (°C).

$I_{r_{pr}}$: Valor de irradiancia promedio ($800 W/m^2$).

Resultado:

$$T_m = 37.73 \text{ °C} + 779.99 \text{ W/m}^2 * \frac{44 \text{ °C} - 20 \text{ °C}}{800 \text{ W/m}^2}$$

$$T_m = 61.1297 \text{ °C}$$

Una vez conocida la temperatura del módulo fotovoltaico a temperatura ambiente máxima se calculó la variación de voltaje de circuito abierto (ecuación 7), voltaje de máxima potencia (ecuación 8), corriente de corto circuito (ecuación 9) y corriente de máxima potencia (ecuación 10).

- Cálculo de la variación de voltaje de circuito abierto:

$$\Delta V_{oc} = \{1 + [(T_m - T_{STC})(CT_{Voc})]\}V_{oc} \quad (7)$$

Donde:

ΔV_{oc} : Variación del voltaje de circuito abierto (V).

T_m : Temperatura del módulo (°C).

T_{STC} : Temperatura en condiciones estándar de prueba (°C).

CT_{Voc} : Coeficiente de temperatura del voltaje del módulo.

V_{oc} : Voltaje de circuito abierto del módulo (V).

Resultado:

$$\Delta V_{oc} = \{1 + [(61.1297 \text{ °C} - 25 \text{ °C}) * (-0.26\%)]\} * 49.6 \text{ V}$$

$$\Delta V_{oc} = 44.94 \text{ V}$$

- Cálculo de la variación de voltaje de máxima potencia:

$$\Delta V_{mp} = \{1 + [(T_m - T_{STC})(CT_{Voc})]\}V_{mp} \quad (8)$$

Donde:

ΔV_{mp} : Variación del voltaje de máxima potencia (V).

T_m : Temperatura del módulo (°C).

T_{STC} : Temperatura en condiciones estándar de prueba (°C).

CT_{Voc} : Coeficiente de temperatura de voltaje del módulo.

V_{mp} : Voltaje de máxima potencia del módulo (V).

Resultado:

$$\Delta V_{mp} = \{1 + [(61.1297^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C}) * (-0.26\%)]\} * 41.7\text{ V}$$

$$\Delta V_{mp} = 37.78\text{ V}$$

- Cálculo de la variación de corriente de corto circuito:

$$\Delta I_{sc} = \{1 + [(T_m - T_{STC})(CT_{Isc})]\} I_{sc} \quad (9)$$

Donde:

ΔI_{sc} : Variación de corriente de corto circuito (A).

T_m : Temperatura del módulo ($^\circ\text{C}$).

T_{STC} : Temperatura en condiciones estándar de prueba ($^\circ\text{C}$).

CT_{Isc} : Coeficiente de temperatura de la corriente del módulo.

I_{sc} : Corriente de corto circuito del módulo (A).

Resultado:

$$\Delta I_{sc} = \{1 + [(61.1297^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C}) * (0.05\%)]\} * 14\text{ A}$$

$$\Delta I_{sc} = 14.25\text{ A}$$

- Cálculo de la variación de corriente de máxima potencia:

$$\Delta I_{mp} = \{1 + [(T_m - T_{STC})(CT_{Isc})]\} I_{mp} \quad (10)$$

Donde:

ΔI_{mp} : Variación de corriente de máxima potencia (A).

T_m : Temperatura del módulo ($^\circ\text{C}$).

T_{STC} : Temperatura en condiciones estándar de prueba ($^\circ\text{C}$).

CT_{Isc} : Coeficiente de temperatura de la corriente del módulo.

I_{mp} : Corriente de máxima potencia del módulo (A).

Resultado:

$$\Delta I_{mp} = \{1 + [(61.1297^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) * (0.05\%)]\} * 13.2 \text{ A}$$

$$\Delta I_{mp} = 13.44 \text{ A}$$

Variaciones a temperatura mínima

Para evaluar los efectos que son provocados por temperaturas bajas en el módulo fotovoltaico se debe conocer la temperatura mínima a la cual estará expuesto durante el día, para esto se busca las temperaturas más bajas registradas al momento de recibir la irradiancia suficiente para que el inversor trabaje, esto sucede en la mañana cuando se comienza a recibir la irradiancia solar en las primeras horas. En la Tabla 12 se muestran los datos promedio de temperatura registrados cuando el sol comienza a salir, estos datos se obtuvieron con PVGIS.

Tabla 12. Datos de temperatura ambiente al salir el sol.

Mes	Temperatura al salir el sol (°C)
Enero	16.83
Febrero	17.37
Marzo	19.56
Abril	21.48
Mayo	22.54
Junio	22.83
Julio	21.54
Agosto	21.67
Septiembre	21.32
Octubre	20.39
Noviembre	18.51
Diciembre	16.84

Temperatura mínima (T_{min}) = 16.83°C (mes de enero)

Una vez conocida la temperatura ambiente mínima del módulo se volvió a calcular la variación de voltaje de circuito abierto (ecuación 11), voltaje de máxima potencia (ecuación 12), corriente de corto circuito (ecuación 13) y corriente de máxima potencia a esta temperatura (ecuación 14).

- Cálculo de la variación de voltaje de circuito abierto:

$$\Delta V_{oc} = \{1 + [(T_{STC} - T_{min})(CT_{Voc})]\}V_{oc} \quad (11)$$

$$\Delta V_{oc} = \{1 + [(25^\circ C - 16.83^\circ C) * (-0.26\%)]\} * 49.6 V$$

$$\Delta V_{oc} = 50.65 V$$

- Cálculo de la variación de voltaje de máxima potencia:

$$\Delta V_{mp} = \{1 + [(T_{STC} - T_{min})(CT_{Voc})]\}V_{mp} \quad (12)$$

$$\Delta V_{mp} = \{1 + [(25^\circ C - 16.83^\circ C) * (-0.26\%)]\} * 41.7 V$$

$$\Delta V_{mp} = 42.59 V$$

- Cálculo de la variación de corriente de corto circuito:

$$\Delta I_{sc} = \{1 + [(T_{STC} - T_{min})(CT_{Isc})]\}I_{sc} \quad (13)$$

$$\Delta I_{sc} = \{1 + [(25^\circ C - 16.83^\circ C) * (0.05\%)]\} * 14 A$$

$$\Delta I_{sc} = 13.94 A$$

- Cálculo de la variación de corriente de máxima potencia:

$$\Delta I_{mp} = \{1 + [(T_{STC} - T_{min})(CT_{Isc})]\}I_{mp} \quad (14)$$

$$\Delta I_{mp} = \{1 + [(25^\circ\text{C} - 16.83^\circ\text{C}) * (0.05\%)]\} * 13.2\text{ A}$$

$$\Delta I_{mp} = 13.15\text{ A}$$

Variaciones por irradiancia solar

Para saber que efectos tiene la irradiancia solar en los módulos fotovoltaicos se analizaron las curvas I-V variando intencionalmente el parámetro de irradiancia a distintos niveles para poder comparar los datos de salida del módulo fotovoltaico.

En la Figura 37 se observa la curva I-V del módulo considerando una temperatura fija de 40°C y cinco niveles de irradiancia solar (200 W/m^2 , 400 W/m^2 , 600 W/m^2 , 800 W/m^2 y $1,000\text{ W/m}^2$). En la gráfica se muestra una variación notable en la corriente mientras que el voltaje tiene una variación menor en comparación. Se observa que entre mayor es la irradiancia se obtiene una mayor corriente y por tanto la potencia de salida aumenta, mientras que si la irradiancia disminuye también disminuye la corriente.

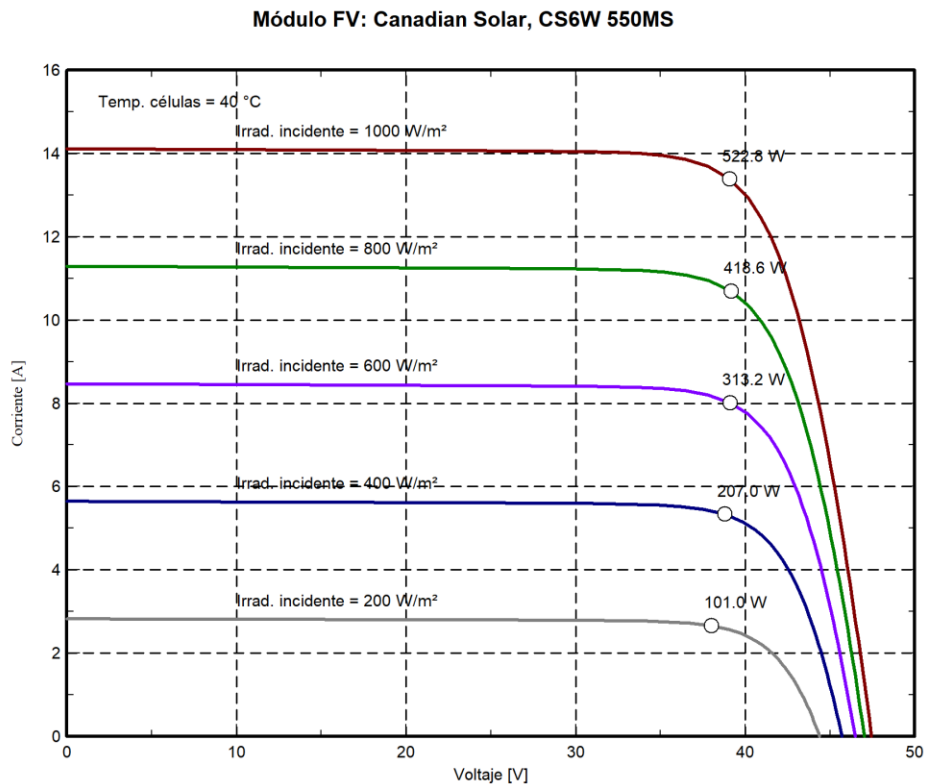


Figura 37. Curva I-V del MFV a irradiancia variable.

En la Figura 38 se muestra la curva de eficiencia del módulo realizando la misma variación de irradiancia. Se observa que entre mayor es la irradiancia solar mayor es la eficiencia del módulo. Por tanto, se concluye que los módulos fotovoltaicos también son sensibles a los cambios de irradiancia solar, siendo el mejor escenario cuando la irradiancia aumenta.

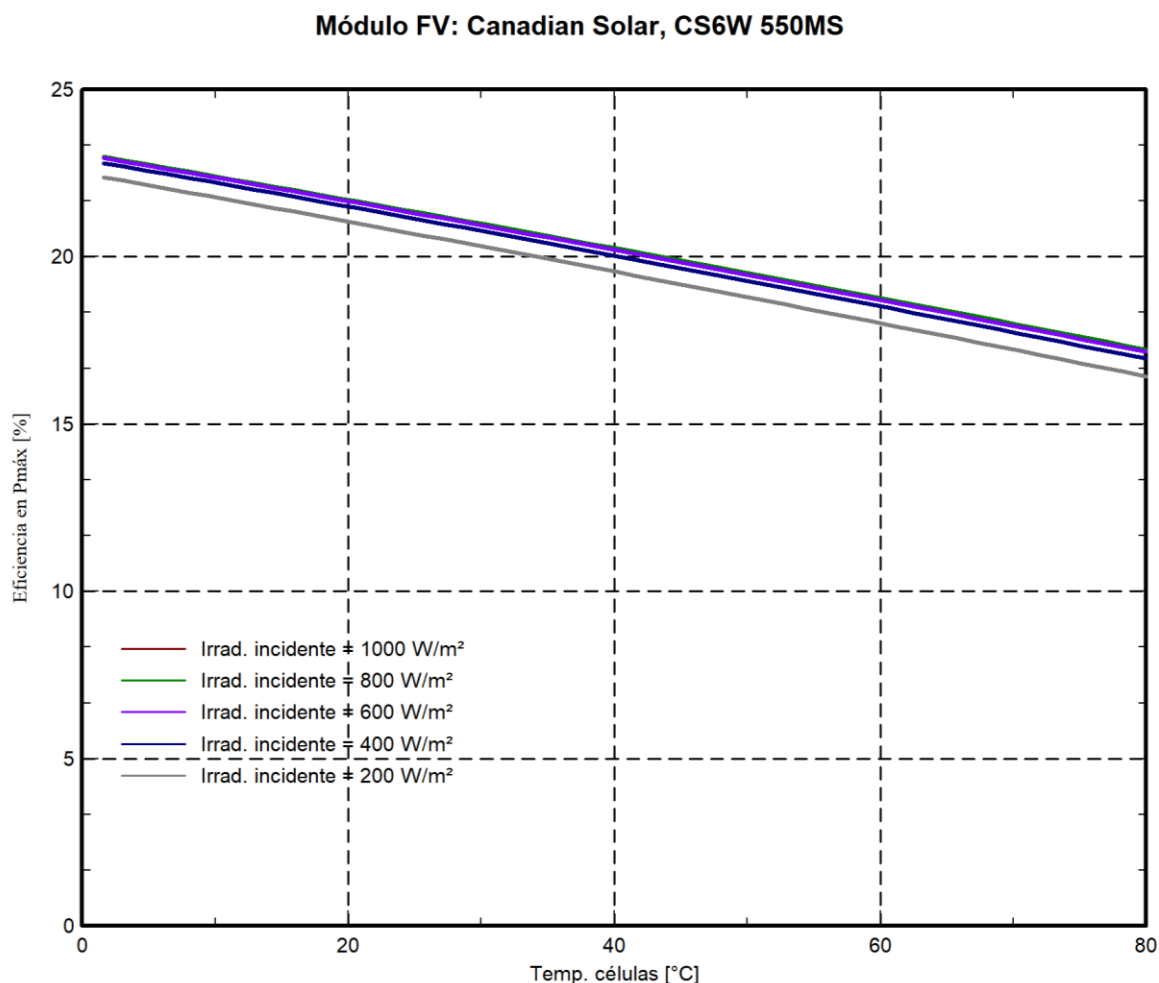


Figura 38. Eficiencia del MFV a irradiancia variable.

Variación de corriente por irradiancia

Para calcular las variaciones de corriente por irradiancia solar en los módulos fotovoltaicos se aplica un par de ecuaciones en las que se toman en cuenta los datos de irradiancia obtenidos de PVGIS. Los cálculos se muestran a continuación con la ecuación 15 y 16. Se toma en cuenta la irradiancia máxima registrada ($I_{r_{max}}$) la cual es de $1,032.95 \text{ W/m}^2$ en el mes de marzo, la corriente de corto circuito a temperatura máxima del módulo ($I_{sc_{T_{max}}}$) y la corriente de máxima potencia a temperatura máxima del módulo ($I_{mp_{T_{max}}}$).

- Cálculo de la variación de corriente de corto circuito:

$$\Delta I_{sc} = I_{r_{max}} \frac{I_{sc_{Tmax}}}{I_{r_{STC}}} \quad (15)$$

Donde:

ΔI_{sc} : Variación de corriente corto circuito (A).

$I_{r_{max}}$: Irradiancia máxima (W/m^2).

$I_{sc_{Tmax}}$: Corriente de corto circuito a temperatura máxima (A).

$I_{r_{STC}}$: Irradiancia en condiciones estándar de prueba (W/m^2).

Resultado:

$$\Delta I_{sc} = 1,032.95 \text{ W/m}^2 * \frac{14.25 \text{ A}}{1,000 \text{ W/m}^2}$$

$$\Delta I_{sc} = 14.72 \text{ A}$$

- Cálculo de la variación de corriente de máxima potencia:

$$\Delta I_{mp} = I_{r_{max}} \frac{I_{mp_{Tmax}}}{I_{r_{STC}}} \quad (16)$$

Donde:

ΔI_{mp} : Variación de máxima potencia (A).

$I_{r_{max}}$: Irradiancia máxima (W/m^2).

$I_{mp_{Tmax}}$: Corriente máxima potencia a temperatura máxima (A).

$I_{r_{STC}}$: Irradiancia en condiciones estándar (W/m^2).

$$\Delta I_{mp} = 1,032.95 \text{ W/m}^2 * \frac{13.44 \text{ A}}{1,000 \text{ W/m}^2}$$

$$\Delta I_{mp} = 13.88 \text{ A}$$

Los resultados obtenidos se resumen en la Tabla 13, Tabla 14 y Tabla 15, donde se muestra el porcentaje de variación de los parámetros de voltaje y corriente, además de su equivalencia.

Tabla 13. Variaciones de voltaje y corriente a temperatura máxima.

Parámetro	Variación	Equivalencia
V_{oc}	-9.39%	-4.66 V
V_{mp}	-9.39%	-3.92 V
I_{sc}	+1.81%	+0.25 A
I_{mp}	+1.81%	+0.24 A

Tabla 14. Variación de voltaje y corriente a temperatura mínima.

Parámetro	Variación	Equivalencia
V_{oc}	+2.12%	+1.05 V
V_{mp}	+2.12%	+0.89 V
I_{sc}	-0.41%	-0.06 A
I_{mp}	-0.41%	-0.05 A

Tabla 15. Variación de corriente por irradiancia y temperatura.

Parámetro	Variación	Equivalencia
I_{sc}	+5.16%	+0.72 A
I_{mp}	+5.16%	+0.68 A

En la Tabla 16 se muestra nuevamente la compatibilidad del arreglo fotovoltaico con el inversor, esta vez comparando los parámetros del generador fotovoltaico a condiciones estándar de prueba con los resultados de las variaciones de voltaje y corriente en condiciones reales debido a las variables climáticas.

Tabla 16. Compatibilidad del arreglo fotovoltaico e inversor solar (variante 1).

Parámetros del Inversor	Valor	Condición	Parámetros del GFV	Valor (STC)	Valor (Real)
Corriente máxima de entrada (A)	17.4	>	I_{mp}	13.2	13.88
Corriente máxima de cortocircuito (A)	22.4	>	I_{sc}	14.0	14.72
Tensión máxima de entrada (V)	420	>	V_{oc}	198.4	202.61
Rango de voltaje MPP (V)	120 – 335	Dentro del rango	V_{mp}	166.8	151.13
Tensión de arranque (V)	140	<	V_{mp}	166.8	151.13
Potencia nominal o salida CA (W)	2,000	$\geq 75\%$	P_{max}	2,200	2097.89
Potencia máxima de entrada CC (W)	3,200	>	P_{max}	2,200	2097.89

4.4.3. Resultados de la simulación.

Para verificar el funcionamiento del sistema fotovoltaico se realizó una simulación en el software PVSyst. Esto ayuda a conocer cuál es la producción energética real del sistema en cada uno de los meses, además de poder observar sus pérdidas y saber cómo se puede optimizar.

A continuación, se muestran los resultados obtenidos de la simulación. En la Figura 39 se observa una gráfica de la producción energética del sistema por kilowatt pico (kWp) instalado donde el color rojo representa la energía útil producida a la salida del sistema, el color verde representa las pérdidas debido a la eficiencia del inversor y el color morado representa las pérdidas debidas a la temperatura del generador fotovoltaico.

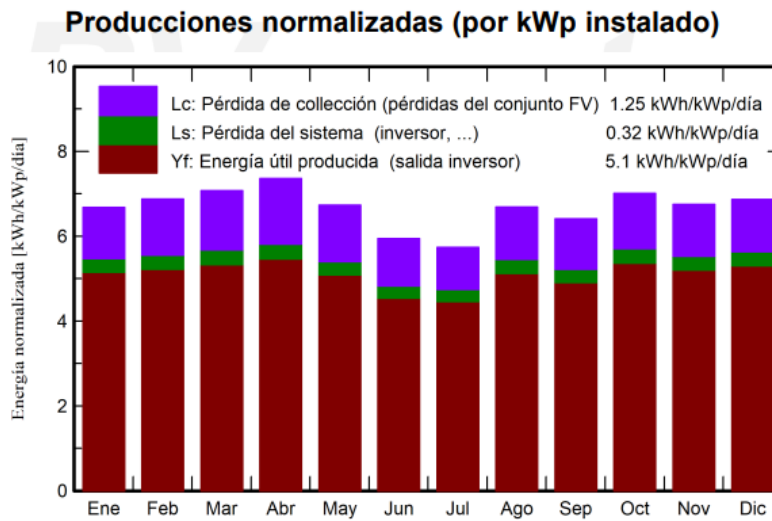


Figura 39. Gráfica de producción energética del sistema fotovoltaico.

Proporción de rendimiento (PR)

La proporción o índice de rendimiento es un indicador clave para evaluar la eficiencia global del sistema, teniendo en cuenta tanto las pérdidas inherentes al sistema como las condiciones ambientales [50]. El PR se calcula con la ecuación 17.

$$P_R = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (17)$$

Donde:

P_R : Proporción de rendimiento.

Y_f : Rendimiento final (energía real producida por el sistema).

Y_r : Rendimiento de referencia (cantidad de energía que el sistema habría generado si funcionara al 100% de su capacidad en condiciones ideales).

En la Figura 40 se muestra la gráfica de proporción de rendimiento obtenida en la simulación del sistema. El resultado fue un PR de 0.764, esto quiere decir que el sistema tiene un rendimiento general del 76.4%.

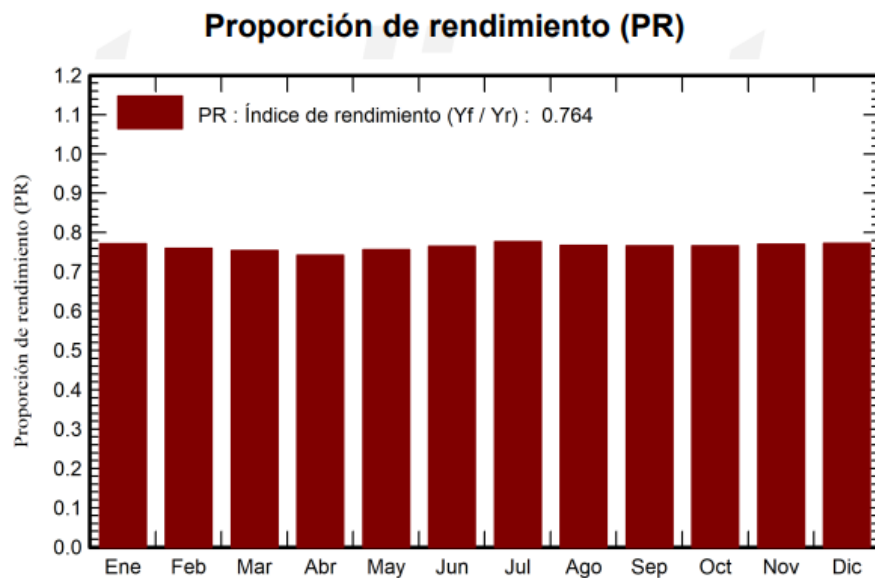


Figura 40. Proporción de rendimiento.

En la Figura 41 se muestra un diagrama detallado de las pérdidas del sistema. Se observa que la energía nominal del sistema en condiciones STC es de 5,239 kWh, debajo se encuentran las pérdidas del sistema donde las que más destacan son las pérdidas fotovoltaicas con un valor de -11.14% debido a la temperatura y las pérdidas en el inversor con un valor de -5.97% debido a su eficiencia. Con estas pérdidas la energía nominal del sistema disminuye llegando a 4,095 kWh. De igual manera se observa como se distribuye la energía, el diagrama indica que de la energía nominal del sistema un total de 1,243 kWh es consumido por el usuario, mientras que 2,852 kWh son inyectados a la red eléctrica, además también se observa la energía que consume el usuario de la red eléctrica siendo una cantidad de 1,651 kWh.

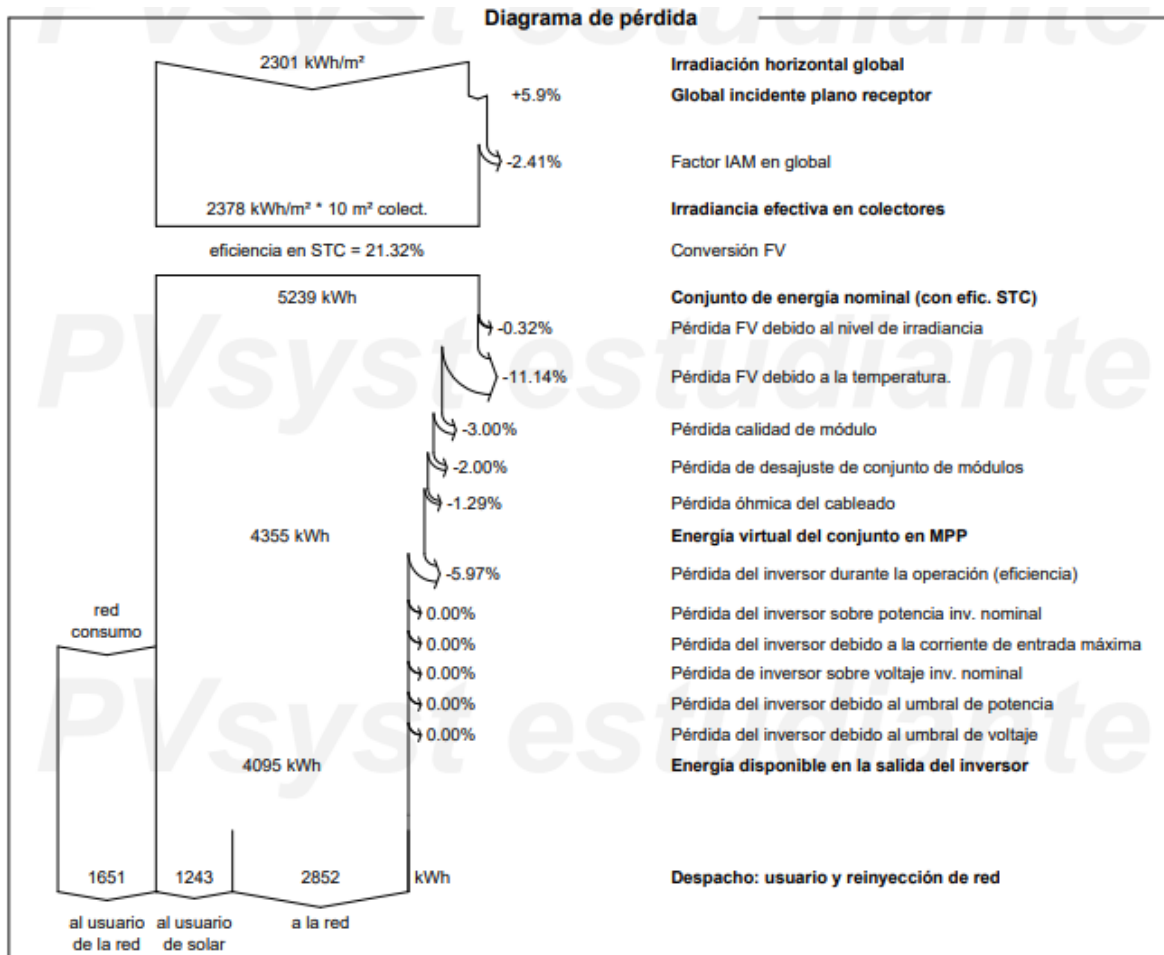


Figura 41. Diagrama de pérdidas del sistema.

En la Tabla 17 se muestra un resumen de los resultados obtenidos de la simulación del sistema, donde se muestran las pérdidas y la producción energética. En total la producción energética del sistema fue de 4,095 kWh mientras que el consumo de la vivienda da una suma de 2,894 kWh, esto quiere decir que el sistema está produciendo 1,201 kWh por arriba de lo necesario lo cual indica que la cobertura de la demanda es del 100%, sin embargo, el sistema esta sobredimensionado.

Tabla 17. Resultados de la simulación del sistema.

Pérdidas en el arreglo fotovoltaico	Pérdidas en el inversor	Producción energética (anual)	Energía consumida del sistema (anual)	Energía inyectada a la red (anual)	Energía consumida de la red (anual)
-11.14%	-5.97%	4,095 kWh	1,243 kWh	2,852 kWh	1,651 kWh

4.5. Optimización del sistema

Una vez analizados los resultados se procede a realizar una optimización del sistema, al primer sistema dimensionado le llamaremos variante 1 y a la versión optimizada variante 2 para poder realizar una comparativa una vez realizada la optimización.

Como se observó en la Tabla 17 la energía inyectada a la red es mucho más de lo que se consume de la misma, por tanto, para optimizar el sistema, además de reducir las pérdidas energéticas se buscó generar solo la energía suficiente para cubrir todo el consumo, de este modo no se producirá un excedente de energía elevado y la cobertura de la demanda se mantendrá en un 100%.

Para optimizar el sistema se volvieron a realizar todos los pasos partiendo del dimensionamiento fotovoltaico, pero esta vez utilizando elementos distintos con la finalidad de obtener una mejora del sistema.

1. Producción energética del módulo fotovoltaico a utilizar.

Debido a que la variante 1 resultó muy sobredimensionada en cuestión de producción energética se optó por usar un factor de rendimiento del 100% en el cálculo de producción energética diaria por módulo fotovoltaico. Esto no tiene ningún efecto negativo en el dimensionamiento ya que se trata de un factor de seguridad para asegurar la producción y es opcional.

En este caso se eligió un módulo fotovoltaico de 400 W de la marca IUSASOL cuya hoja de datos se puede consultar en el anexo B. Como resultado se obtuvo una energía diaria producida de 2.456 kWh por módulo fotovoltaico.

$$E_{md} = H_{sp} P_m R \quad (1)$$

$$E_{md} = 6.14 \text{ h} * 0.4 \text{ kW} * 1$$

$$E_{md} = 2.456 \text{ kWh}$$

2. Número de módulos fotovoltaicos.

El número de módulos en este caso resultó ser el mismo, el resultado fue de 3.22 módulos, pero como no es un número posible se redondea hacia arriba obteniendo 4 módulos fotovoltaicos en total.

$$N_m = \frac{C_v}{E_{md}} \quad (2)$$

$$N_m = \frac{7.925 \text{ kWh}}{2.456 \text{ kWh}}$$

$$N_m = 3.22 \approx 4$$

3. Elección del inversor solar.

Se realizó el cálculo para el nuevo inversor solar y se obtuvo como resultado una potencia necesaria de 1.6 kW.

$$P_i = N_m P_m \quad (3)$$

$$P_i = 4 * 0.4 \text{ kW}$$

$$P_i = 1.6 \text{ kW}$$

En este caso la potencia del inversor necesaria es más baja que en el resultado de la variante 1 de 2.2 kW. En el mercado es difícil encontrar inversores menores a 2 kW y los que existen son microinversores los cuales son más costosos, debido a esto se optó por usar un inversor de 2 kW como en la variante 1. En este caso se usó un inversor de la marca Growatt, su hoja de datos se puede encontrar en el anexo B.

En la Tabla 18 se muestra la tabla para la verificación de la compatibilidad del inversor con el arreglo fotovoltaico. Al igual que en la variante 1 el generador fotovoltaico se conforma de una rama de cuatro módulos fotovoltaicos conectados en serie.

Tabla 18. Compatibilidad del arreglo fotovoltaico e inversor solar.

Parámetros del Inversor	Valor	Condición	Dato del Arreglo FV	Valor
Corriente máxima de entrada (A)	13	>	I_{mp}	9.58
Corriente máxima de cortocircuito (A)	16	>	I_{sc}	10.39
Tensión máxima de entrada (V)	500	>	V_{oc}	197.20
Rango de voltaje MPP (V)	50 – 500	Dentro del rango	V_{mp}	166.40
Tensión de arranque (V)	50	<	V_{mp}	166.40
Potencia nominal o salida CA (W)	2,000	$\geq 75\%$	P_{max}	1,600
Potencia máxima de entrada CC (W)	2,800	>	P_{max}	1,600

Los elementos dimensionados para esta segunda variante del SFVI se encuentran en la Tabla 19 a continuación.

Tabla 19. Elementos del SFVI (variante 2).

Elemento	Modelo
Módulo fotovoltaico	IUSASOL PV 19 - 223901 (IUSASOL)
Inversor solar	MIC 2000TL-X (Growatt)

4. Análisis de la influencia de las variables climatológicas en el sistema.

Se realiza un nuevo cálculo de las variaciones por temperatura e irradiancia solar, esta vez usando los datos de las características de temperatura del nuevo módulo que de muestran en la Tabla 20 a continuación.

Tabla 20. Características de temperatura del módulo IUSASOL PV 19-223901.

Especificación	Dato
Coeficiente de temperatura (P_{max})	-0.37% / °C
Coeficiente de temperatura (V_{oc})	-0.29% / °C
Coeficiente de temperatura (I_{sc})	0.04% / °C
Temperatura nominal de operación (T_N)	45 ± 2 °C

Variaciones a temperatura ambiente máxima

Temperatura del módulo:

$$T_m = T_a + Ir \frac{T_N - 20}{I_{r_{pr}}} \quad (6)$$

$$T_m = 37.73 \text{ °C} + 779.99 \text{ W/m}^2 * \frac{47 \text{ °C} - 20 \text{ °C}}{800 \text{ W/m}^2}$$

$$T_m = 64.0546 \text{ °C}$$

Una vez conocida la temperatura del módulo fotovoltaico a temperatura ambiente máxima se calculó la variación de voltaje de circuito abierto, voltaje de máxima potencia, corriente de corto circuito y corriente de máxima potencia.

- Cálculo de la variación de voltaje de circuito abierto:

$$\Delta V_{oc} = \{1 + [(T_m - T_{STC})(CT_{Voc})]\}V_{oc} \quad (7)$$

$$\Delta V_{oc} = \{1 + [(64.0546 \text{ } ^\circ\text{C} - 25 \text{ } ^\circ\text{C}) * (-0.29\%)]\} * 49.3 \text{ V}$$

$$\Delta V_{oc} = 43.72 \text{ V}$$

- Cálculo de la variación de voltaje de máxima potencia:

$$\Delta V_{mp} = \{1 + [(T_m - T_{STC})(CT_{Voc})]\}V_{mp} \quad (8)$$

$$\Delta V_{mp} = \{1 + [(64.0546 \text{ } ^\circ\text{C} - 25 \text{ } ^\circ\text{C}) * (-0.29\%)]\} * 41.6 \text{ V}$$

$$\Delta V_{mp} = 36.89 \text{ V}$$

- Cálculo de la variación de corriente de corto circuito:

$$\Delta I_{sc} = \{1 + [(T_m - T_{STC})(CT_{Isc})]\}I_{sc} \quad (9)$$

$$\Delta I_{sc} = \{1 + [(64.0546 \text{ } ^\circ\text{C} - 25 \text{ } ^\circ\text{C}) * (0.04\%)]\} * 10.39 \text{ A}$$

$$\Delta I_{sc} = 10.55 \text{ A}$$

- Cálculo de la variación de corriente de máxima potencia:

$$\Delta I_{mp} = \{1 + [(T_m - T_{STC})(CT_{Isc})]\}I_{mp} \quad (10)$$

$$\Delta I_{mp} = \{1 + [(64.0546 \text{ } ^\circ\text{C} - 25 \text{ } ^\circ\text{C}) * (0.04\%)]\} * 9.58 \text{ A}$$

$$\Delta I_{mp} = 9.73 \text{ A}$$

Variaciones a temperatura mínima.

Temperatura mínima (T_{min}) = 16.83°C

- Cálculo de la variación de voltaje de circuito abierto:

$$\Delta V_{oc} = \{1 + [(T_{STC} - T_{min})(CT_{Voc})]\}V_{oc} \quad (11)$$

$$\begin{aligned}\Delta V_{oc} &= \{1 + [(25^\circ\text{C} - 16.83^\circ\text{C}) * (-0.29\%)]\} * 49.3\text{ V} \\ \Delta V_{oc} &= 50.47\text{ V}\end{aligned}$$

- Cálculo de la variación de voltaje de máxima potencia:

$$\Delta V_{mp} = \{1 + [(T_{STC} - T_{min})(CT_{Voc})]\}V_{mp} \quad (12)$$

$$\begin{aligned}\Delta V_{mp} &= \{1 + [(25^\circ\text{C} - 16.83^\circ\text{C}) * (-0.29\%)]\} * 41.6\text{ V} \\ \Delta V_{mp} &= 42.59\text{ V}\end{aligned}$$

- Cálculo de la variación de corriente de corto circuito:

$$\Delta I_{sc} = \{1 + [(T_{STC} - T_{min})(CT_{Isc})]\}I_{sc} \quad (13)$$

$$\begin{aligned}\Delta I_{sc} &= \{1 + [(25^\circ\text{C} - 16.83^\circ\text{C}) * (0.04\%)]\} * 10.39\text{ A} \\ \Delta I_{sc} &= 10.36\text{ A}\end{aligned}$$

- Cálculo de la variación de corriente de máxima potencia:

$$\Delta I_{mp} = \{1 + [(T_{STC} - T_{min})(CT_{Isc})]\}I_{mp} \quad (14)$$

$$\begin{aligned}\Delta I_{mp} &= \{1 + [(25^\circ\text{C} - 16.83^\circ\text{C}) * (0.04\%)]\} * 9.58\text{ A} \\ \Delta I_{mp} &= 9.55\text{ A}\end{aligned}$$

Variaciones de corriente por irradiancia solar.

- Cálculo de la variación de corriente de corto circuito:

$$\Delta I_{sc} = I_{r_{max}} \frac{I_{scT_{max}}}{I_{r_{STC}}} \quad (15)$$

$$\Delta I_{sc} = 1,032.95 \text{ W/m}^2 * \frac{10.55 \text{ A}}{1,000 \text{ W/m}^2}$$

$$\Delta I_{sc} = 10.90 \text{ A}$$

- Cálculo de la variación de corriente de máxima potencia:

$$\Delta I_{mp} = I_{r_{max}} \frac{I_{mpT_{max}}}{I_{r_{STC}}} \quad (16)$$

$$\Delta I_{mp} = 1,032.95 \text{ W/m}^2 * \frac{9.73 \text{ A}}{1,000 \text{ W/m}^2}$$

$$\Delta I_{mp} = 10.05 \text{ A}$$

Los resultados obtenidos se resumen en la Tabla 21, Tabla 22 y Tabla 23, donde se muestra el porcentaje de variación de los parámetros de voltaje y corriente, además de su equivalencia.

Tabla 21. Variaciones de voltaje y corriente a temperatura máxima (variante 2).

Parámetro	Variación	Equivalencia
V_{oc}	-11.33%	-5.58 V
V_{mp}	-11.33%	-4.71 V
I_{sc}	+1.56%	+0.16 A
I_{mp}	+1.56%	+0.15 A

Tabla 22. Variaciones de voltaje y corriente a temperatura mínima (variante 2).

Parámetro	Variación	Equivalencia
V_{oc}	+2.37%	+1.17 V
V_{mp}	+2.37%	+0.99 V
I_{sc}	-0.33%	-0.03 A
I_{mp}	-0.33%	-0.03 A

Tabla 23. Variaciones de corriente por irradiancia y temperatura (variante 2).

Parámetro	Variación	Equivalencia
I_{sc}	+4.91%	+0.51 A
I_{mp}	+4.91%	+0.47 A

En la Tabla 24 se muestra la compatibilidad del arreglo fotovoltaico con el inversor comparando los parámetros del generador fotovoltaico a condiciones estándar de prueba con los resultados de las variaciones de voltaje y corriente en condiciones reales.

Tabla 24. Compatibilidad del arreglo fotovoltaico e inversor solar (variante 2).

Parámetros del Inversor	Valor	Condición	Parámetros del GFV	Valor (STC)	Valor (Real)
Corriente máxima de entrada (A)	13	>	I_{mp}	9.58	10.05
Corriente máxima de cortocircuito (A)	16	>	I_{sc}	10.39	10.90
Tensión máxima de entrada (V)	500	>	V_{oc}	197.20	201.87
Rango de voltaje MPP (V)	50 – 500	Dentro del rango	V_{mp}	166.40	147.55
Tensión de arranque (V)	50	<	V_{mp}	166.40	147.55
Potencia nominal o salida CA (W)	2,000	$\geq 75\%$	P_{max}	1,600	1482.95
Potencia máxima de entrada CC (W)	2,800	>	P_{max}	1,600	1482.95

5. Simulación.

Se realizaron nuevamente las simulaciones para comprobar el funcionamiento de la variante 2 del sistema. En la Figura 42 se muestra la gráfica de producción energética del sistema, en este caso las pérdidas por temperatura en el generador y las pérdidas por la eficiencia del inversor disminuyeron y por tanto la energía útil producida incrementó de 5.1 kWh a 5.31 kWh por kilowatt pico instalado.

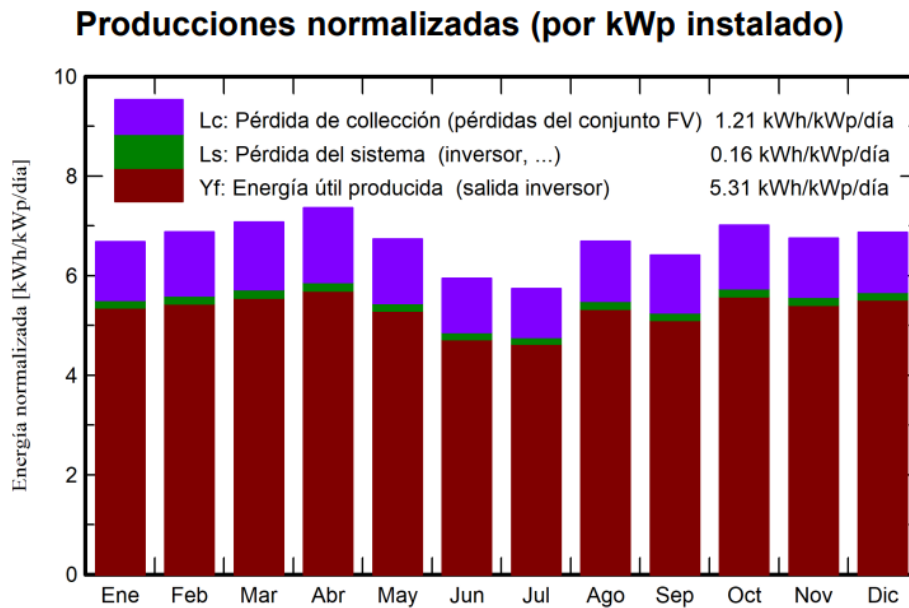


Figura 42. Gráfica de producción energética del sistema fotovoltaico (variante 2).

En la Figura 43 se muestra la gráfica de proporción de rendimiento del sistema, se puede observar como el PR incrementó de 0.764 a 0.795 y por tanto hubo un incremento del 3.1% en el rendimiento general del sistema con respecto a la variante 1.

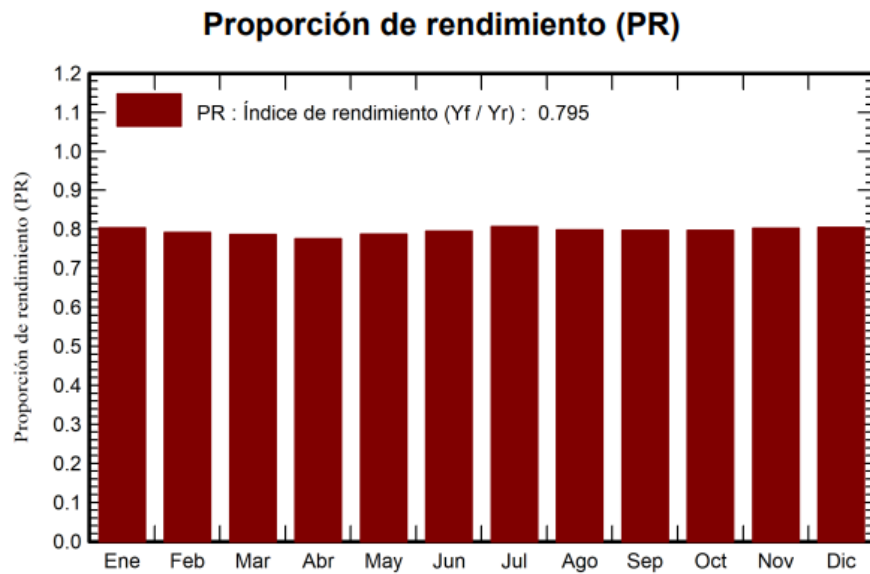


Figura 43. Proporción de rendimiento (variante 2).

En la Figura 44 se muestra el diagrama de pérdidas de la variante 2 del sistema. En este caso las pérdidas por temperatura y por eficiencia del inversor disminuyeron además de que la energía producida es más adecuada ya que en este caso los excedentes de energía producidos no son muy elevados y la demanda se mantiene cubierta al 100%.

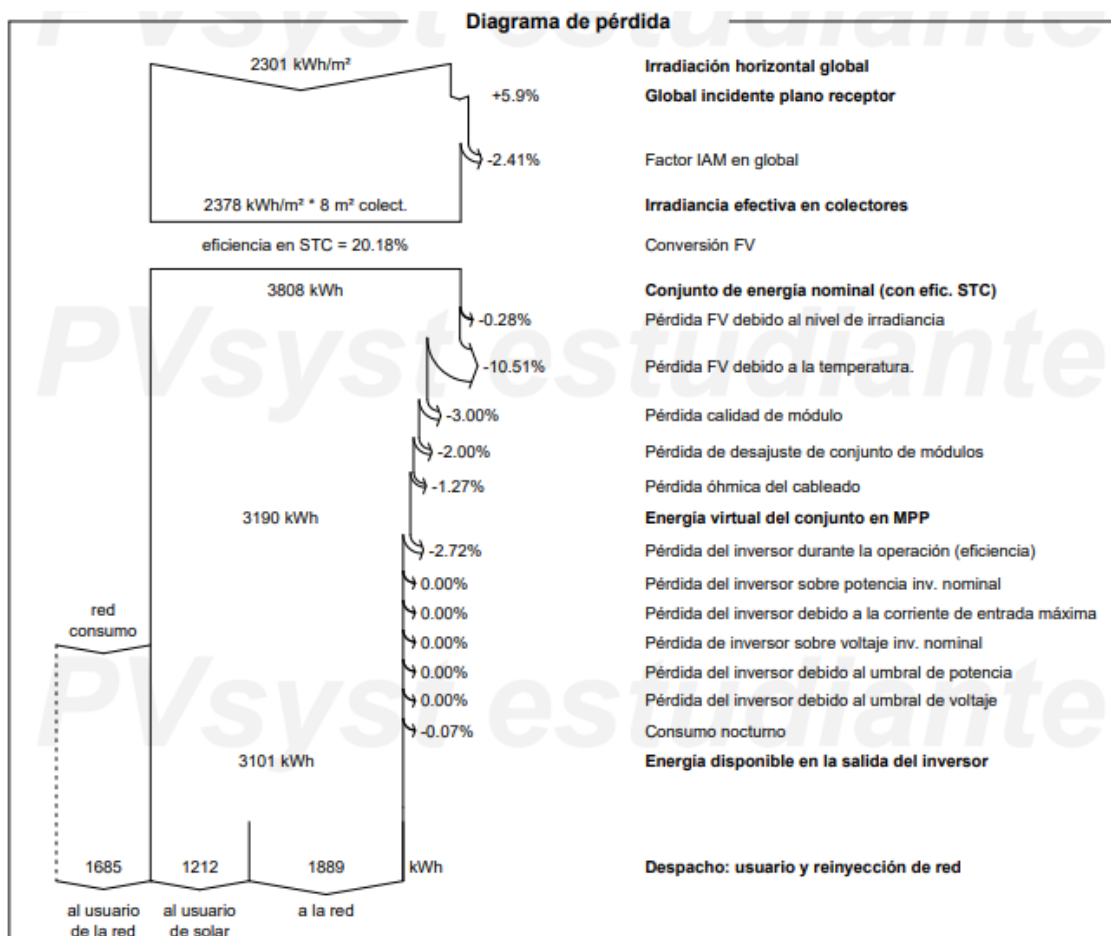


Figura 44. Diagrama de pérdidas (variante 2).

En la Tabla 25 se muestra un resumen de los resultados obtenidos de la variante 2 del sistema.

Tabla 25. Resultados de la simulación del sistema (variante 2).

Pérdidas en el arreglo fotovoltaico	Pérdidas en el inversor	Producción energética (anual)	Energía consumida del sistema (anual)	Energía inyectada a la red (anual)	Energía consumida de la red (anual)
-10.51%	-2.72%	3,101 kWh	1,212 kWh	1,889 kWh	1,685 kWh

4.6. Análisis económico

Teniendo los resultados de las dos variantes del sistema fotovoltaico se pasa a la etapa que conlleva un análisis de la viabilidad del sistema. Para esto se realiza un análisis económico tomando en cuenta la producción energética, el consumo energético, costos de compra de la energía, costos de los elementos del sistema fotovoltaico, tasa de inflación y tiempo de vida de los elementos. En la Tabla 26 se muestran algunos de los datos anteriormente mencionados recopilados del año 2024.

Tabla 26. Parámetros económicos usados para el análisis.

Costo de compra de la energía (Tarifa 1C)	Consumo básico: \$1.015 MXN / kWh Consumo intermedio: \$1.239 MXN / kWh Consumo excedente: \$3.62 MXN / kWh
Tasa de inflación en México	4.58%
Tiempo de vida de los elementos	Módulos fotovoltaicos: 25 años Inversor: 12 años

En la Figura 45 se observa el precio de la energía para una tarifa doméstica 1C, estos datos fueron extraídos de la página de tarifas de CFE.

2.2 Temporada fuera de verano

Consumo básico	1.015	por cada uno de los primeros 75 (setenta y cinco) kilowatts-hora.
Consumo intermedio	1.239	por cada uno de los siguientes 100 (cien) kilowatt-hora.
Consumo excedente	3.62	por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

Figura 45. Precio de la energía en tarifa 1C.

Costo de los elementos:

En la Tabla 27 se observa la comparación entre los costos de los elementos de las dos variantes. La variante 2 es el resultado de la mejora de la variante 1, esto se logró buscando elementos y proveedores distintos dando como resultado una disminución considerable en gastos.

Tabla 27. Costos de los elementos del sistema (IVA incluido).

Variante	Total en MFV	Inversor	Costo total
1	\$18,060.00	\$24,018.85	\$42,078.85
2	\$11,404.00	\$7,964.97	\$19,368.97

Para el análisis económico se usó la herramienta de software Homer Pro. Esta herramienta calcula el tiempo de retorno de inversión (ROI) tomando en cuenta todos los aspectos económicos anteriormente mencionados.



Análisis económico.

Para poder interpretar los resultados del análisis económico se deben conocer la definición de las siguientes métricas económicas:

IRR (Tasa interna de retorno): Es un indicador financiero que mide la rentabilidad de una inversión. Si el valor de IRR es mayor a la tasa de descuento significa que el proyecto es rentable. Si el IRR es menor que la tasa de descuento, el proyecto no sería financieramente atractivo. Si el IRR es igual a la tasa de descuento, el proyecto no genera ganancias ni pérdidas.

ROI (Retorno de inversión): Mide la rentabilidad en términos de ganancia sobre la inversión inicial (normalmente se busca un ROI mayor al 10-15% en proyectos fotovoltaicos).

Simple Payback: Es el tiempo de retorno de inversión medido en años. Los sistemas fotovoltaicos tienen una vida útil de entre 20–25 años. Un tiempo de retorno de inversión atractivo para sistemas fotovoltaicos es menor a 5 años ya que de esta manera el sistema podrá generar ganancias hasta 20 años después de haber recuperado la inversión.

Resultados del análisis económico

Variante 1:

- El IRR (7.9%) es mayor que la tasa de descuento (4.58%), lo que significa que el proyecto es rentable. Sin embargo, la diferencia entre ambos valores no es tan grande, lo que indica que la rentabilidad no es muy alta.

- Un ROI del 5.1% significa que el sistema generará ganancias, pero su rendimiento es bajo comparado con inversiones más atractivas (normalmente se busca un ROI mayor al 10-15% en proyectos fotovoltaicos).
- Se obtuvo un tiempo de retorno de inversión de 8.9 años. Recuperar la inversión en 8.9 años es un tiempo relativamente largo a comparación del esperado (5 años).

En la Figura 46 se muestran los resultados del análisis económico para la variante 1. En la tabla de la izquierda se muestran los valores obtenidos para las métricas económicas y del lado derecho una gráfica que representa el ahorro económico a lo largo del tiempo de vida del proyecto. La línea color gris representa los gastos de la vivienda sin sistema fotovoltaico y la línea color azul representa el ahorro económico de la vivienda teniendo el sistema instalado. El punto donde se cruzan ambas líneas representa el tiempo de retorno de inversión. Las caídas que se observan en la línea azul representan el gasto de reemplazo de un elemento del sistema al finalizar su vida útil.

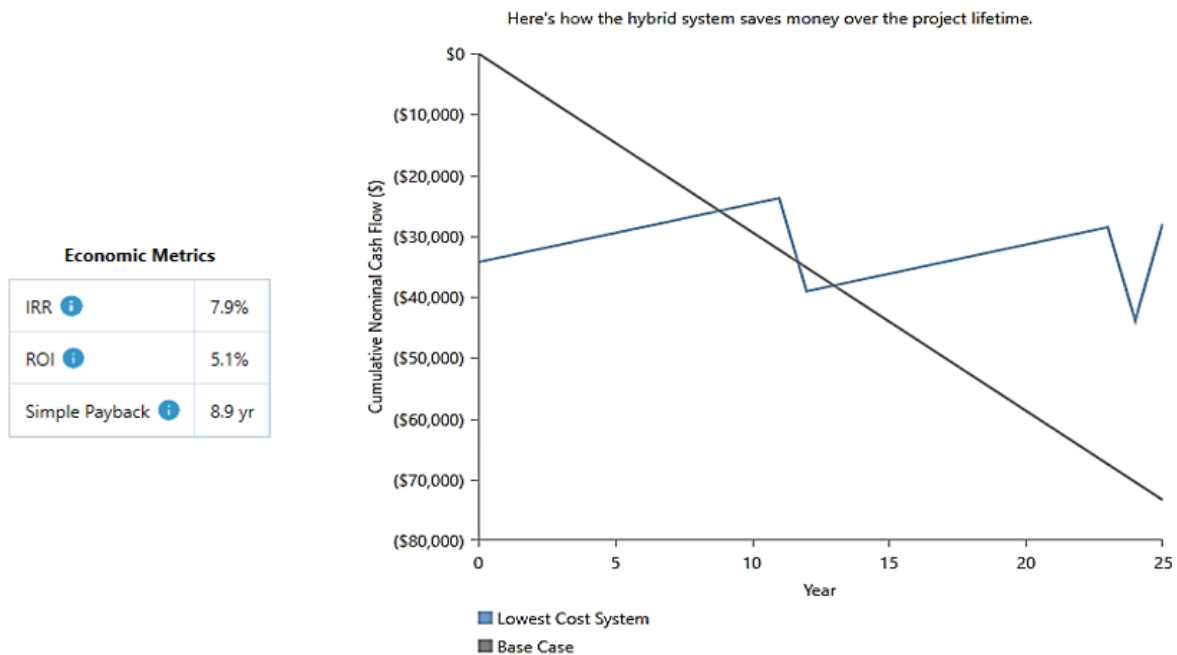


Figura 46. Resultados del análisis económico (variante 1).

Variante 2:

- El IRR (23%) es mucho mayor que la tasa de descuento (4.58%), lo que indica que el proyecto es altamente rentable y genera un buen retorno sobre la inversión. Una diferencia tan grande entre el IRR y la tasa de descuento significa que la inversión tiene una rentabilidad superior a muchas alternativas financieras.
- Un ROI del 18% indica que el sistema generará un rendimiento positivo en relación con su costo. Este valor es atractivo para una inversión en energías renovables.
- Se obtuvo un tiempo de retorno de inversión de 4.2 años, lo cual está dentro del tiempo esperado (5 años).

En la Figura 47 se muestran los resultados del análisis económico para la variante 2. En este caso las líneas en el grafico se cruzan en un tiempo menor a la variante 1, teniendo una reducción del tiempo de retorno de inversión y en el grafico se observa que el ahorro económico es de igual manera mayor.

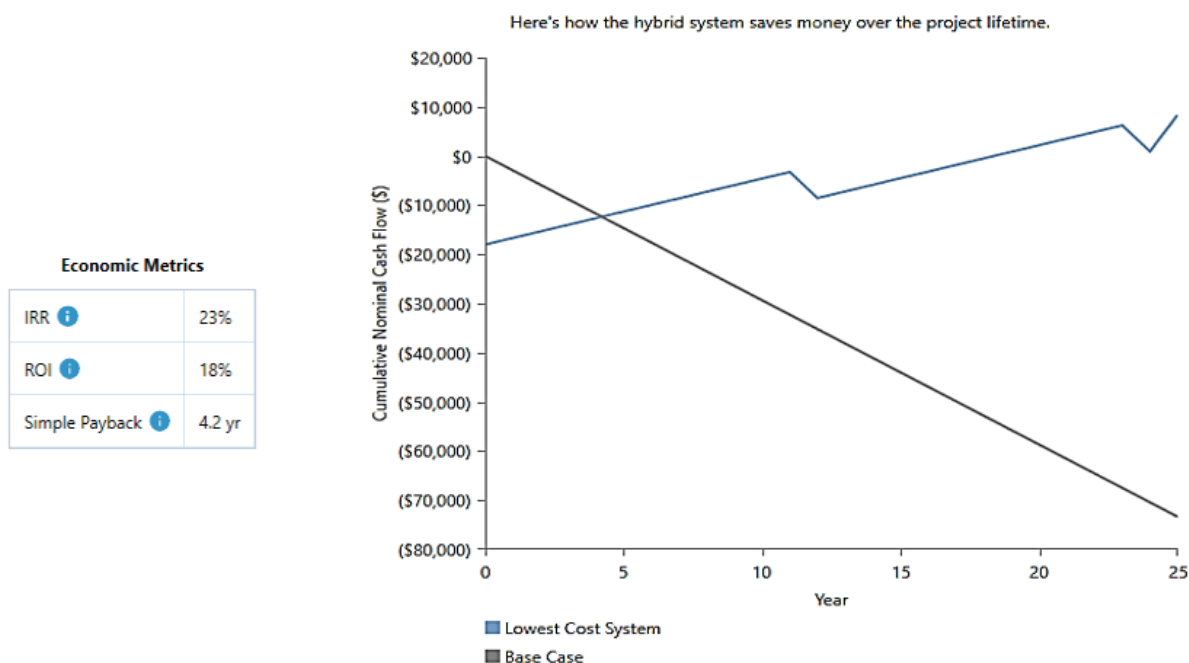


Figura 47. Resultados del análisis económico (variante 2).

Capítulo 5

Análisis e interpretación de resultados

Al finalizar con los resultados de la variante 1 y 2 se realizó una tabla comparativa para verificar la optimización del sistema en cuanto al rendimiento. En la Tabla 28 se muestran los resultados obtenidos en las dos variantes. Se puede observar como la variante 2 es mejor que la variante 1 en todos los aspectos, las pérdidas tanto en la parte fotovoltaica como en la parte del inversor disminuyeron. La producción energética se adecua mejor al consumo de la vivienda y los excedentes de energía inyectados a la red son menores a comparación con los producidos con la variante 1.

Tabla 28. Tabla comparativa entre los resultados de la variante 1 y 2.

Variante	Pérdidas en el arreglo fotovoltaico	Pérdidas en el inversor	Producción energética (anual)	Energía consumida del sistema (anual)	Energía inyectada a la red (anual)	Energía consumida de la red (anual)
1	-11.14%	-5.97%	4,095 kWh	1,243 kWh	2,852 kWh	1,651 kWh
2	-10.51%	-2.72%	3,101 kWh	1,212 kWh	1,889 kWh	1,685 kWh

En la Tabla 29 se muestra una tabla comparativa para resumir el resultado del análisis económico entre las dos variantes del sistema. Los resultados demuestran que la variante 2 es la mejor opción en términos económicos debido a su alta rentabilidad, dando como resultado un tiempo de retorno de inversión dentro del requerido.

Tabla 29. Tabla comparativa entre los resultados de la variante 1 y 2 del sistema.

Métrica económica	Variante 1	Variante 2	Resultado esperado
IRR	7.9%	23%	> 4.58%
ROI	5.1%	18%	> 10%
Simple Payback	8.9 años	4.2 años	< 5 años

La optimización de un sistema fotovoltaico consiste en mejorar los siguientes puntos:

- Disminución de pérdidas en el sistema
- Incremento del rendimiento del sistema
- Cobertura deseada de la demanda (100% en este caso)
- Disminución del tiempo de retorno de inversión

Los puntos anteriormente descritos fueron el objetivo de todo el proceso que se llevó a cabo en el apartado de metodología del presente documento. Con los resultados obtenidos se realizó la Tabla 30, donde se encuentra de manera resumida y a modo de comparación los resultados obtenidos de los dos sistemas dimensionados. Como se observa en la Tabla 30 las pérdidas del sistema disminuyeron dando como resultado un aumento del rendimiento general del sistema. La demanda energética de la vivienda fue cubierta en su totalidad en ambos casos, sin embargo, gracias al análisis de sensibilidad se pudieron reducir los costos de los elementos del sistema y como resultado se obtuvo un retorno de inversión mucho menor. Con estos resultados el objetivo general de la presente tesis fue completado.

Tabla 30. Resultados del análisis de sensibilidad.

Variante	Pérdidas en el arreglo fotovoltaico	Pérdidas en el inversor	Rendimiento general del sistema	Cobertura de la demanda	Tiempo de retorno de inversión
1	-11.14%	-5.97%	76.4%	100%	8.9 años
2	-10.51%	-2.72%	79.5%	100%	4.2 años

Capítulo 6

Conclusiones y trabajos futuros

6.1. Conclusiones

La presente investigación sobre los sistemas fotovoltaicos domésticos conectados a la red ha tenido como objetivo el análisis del funcionamiento de este tipo de sistemas, así como evaluar cómo se comportan bajo condiciones reales de funcionamiento. A través de análisis de sensibilidad en los sistemas fotovoltaicos conectados a la red se puede predecir y corregir posibles fallas en el sistema causadas por las condiciones meteorológicas del sitio geográfico en el que se realiza el estudio.

En el presente trabajo se demuestra con datos como varía la potencia en los sistemas fotovoltaicos por la temperatura ambiente e irradiancia solar en la ciudad de Iguala de la Independencia, Guerrero. El análisis realizado en este documento se debe realizar en todas las ubicaciones ya que el clima es distinto en cada lugar del planeta, esto puede llevar a casos extremos en los que un sistema fotovoltaico nunca trabaje debido a un mal dimensionamiento.

En los resultados obtenidos se muestra como un análisis de sensibilidad ayuda a la creación de una versión optimizada del sistema, lo cual resulta en la obtención de un sistema que supera en todos los aspectos a la versión original, obteniendo así un mejor desempeño a un menor costo lo cual genera ganancias al usuario final y mayor seguridad.

6.2. Trabajos futuros

Como trabajo futuro se puede dar un enfoque al análisis de sombras. Los sistemas fotovoltaicos son sensibles a las sombras ya que la presencia de ellas causa una disminución en el rendimiento de las celdas fotovoltaicas, además de poder provocar incendios como consecuencia de la generación de puntos calientes.

El enfoque a sistemas autónomos o híbridos puede dar lugar a un nuevo trabajo de investigación, Como se vio en el estado del arte, uno de los enfoques que más se le está dando actualmente a la investigación de los sistemas fotovoltaicos es a los sistemas con integración de almacenamiento, por lo que contribuir a esa temática puede resultar favorable.

6.3. Productos académicos

1.Link: https://x.com/Arturo_Ocampo1/status/1811064177236283439

U ANL
UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

FACULTAD DE CIENCIAS QUÍMICAS
OTORGA EL PRESENTE

RECONOCIMIENTO
A

Ing. Arturo Ocampo Bahena, Dra. Susana Estefany de León Aldaco, Dr. Jesús Aguayo Alquicira, Dr. Mario Ponce Silva

POR SU PARTICIPACIÓN COMO PONENTES (MODALIDAD POSTER) CON EL TRABAJO TITULADO:

Sistema fotovoltaico interconectado a la red: Análisis de sensibilidad

DENTRO DEL EVENTO:

E-SENSOL 2024

III international E-Symposium on Sustainable Energy:
Powering a Clean Future

LLEVADO A CABO DEL 10 AL 12 DE JULIO 2024

Alere Flammam Veritatis
Julio, 2024

Dra. Argelia Vargas Moreno
DIRECTORA FCQ

Dra. Mónica Alcalá Rodríguez
SUBDIRECTOR ACADÉMICO DE INGENIERÍA QUÍMICA Y AMBIENTAL

La **excelencia** por principio la **educación** como instrumento

VISIÓN UANL 2030
EDUCACIÓN DE CALIDAD PARA TRANSFORMAR Y FORTALECER LA REGIÓN DEL NOROCCIDENTE

La Universidad Autónoma Metropolitana Unidad Azcapotzalco a través de la
División de Ciencias Básicas e Ingeniería

OTORGA LA CONSTANCIA DE PARTICIPACIÓN A:

*Jusana Estefany De León Aldaco, Jesús Aguayo Alquicira,
Eligio Flores Rodríguez, Mario Ponce Gilva,
Luis Gerardo Vela Valdés, Arturo Ocampo Bahena*

Por la presentación del artículo titulado:

DIMENSIONAMIENTO Y ANÁLISIS DE RENDIMIENTO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO RESIDENCIAL INTERCONECTADO A LA RED

Durante la "XX Semana Nacional de Ingeniería Electrónica" y la "V Semana Iberoamericana de Ingeniería Electrónica"
celebrada del 29 al 31 de octubre del 2024


Dr. Rafael Escarela Pérez
Director de la División de CBI
Universidad Autónoma Metropolitana
Unidad Azcapotzalco


Dr. Miguel Magos Rivera
Presidente del Comité Organizador
SENIE 2024


Dr. Ernesto Rodrigo Vázquez Cerón
Jefe del Departamento de Electrónica
Universidad Autónoma Metropolitana
Unidad Azcapotzalco

3.Links: <https://www.youtube.com/watch?v=BG3QI0foYc0&list=LL&index=25> /
<https://linares.tecnm.mx/congreso24/control/web/index.html>



Dimensionamiento y análisis de sensibilidad de un sistema fotovoltaico residencial interconectado a la red

Arturo Ocampo Bahena¹

Susana Estefany De León Aldaco²

Jesús Aguayo Alquicira³

Luis Gerardo Vela Valdés⁴

Mario Ponce Silva⁵

¹Tecnológico Nacional de México - CENIDET m23ce108@cenidet.tecnm.mx

²Tecnológico Nacional de México - CENIDET susana.da@cenidet.tecnm.mx

³Tecnológico Nacional de México - CENIDET jesus.aa@cenidet.tecnm.mx

⁴Tecnológico Nacional de México - CENIDET luis.vv@cenidet.tecnm.mx

⁵Tecnológico Nacional de México - CENIDET mario.ps@cenidet.tecnm.mx

Palabras clave: Sistema fotovoltaico, temperatura, análisis de sensibilidad, energía solar, PVsyst

La dependencia de los combustibles fósiles y el constante avance del cambio climático nos ha orillado a buscar fuentes alternativas de energía, es por ello que el uso de las energías renovables ha sido de gran relevancia en esta última década. El sol es la mayor fuente de energía renovable en el planeta y puede usarse para la generación de energía eléctrica tanto a gran escala en la industria como a pequeña escala a nivel residencial para formar parte de la red de generación distribuida. En este trabajo se muestra paso a paso el proceso de dimensionamiento de un sistema fotovoltaico residencial tomando en cuenta variables meteorológicas como son la temperatura e irradiancia solar, las cuales tienen un impacto significativo en la producción de energía eléctrica, de tal modo que se obtenga un sistema óptimo. Los objetivos fueron: Realizar una guía sobre dimensionamiento fotovoltaico residencial donde se explique detalladamente cada

una de las etapas y Realizar un análisis de sensibilidad para sistemas fotovoltaicos bajo distintas condiciones meteorológicas. Para la extracción de datos meteorológicos se utilizaron herramientas como POWER y PVGIS las cuales usan bases de datos nacionales con el registro histórico de las variables a estudiar. La simulación del sistema se realizó con el software PVSYS donde se obtuvieron los datos necesarios para describir el funcionamiento del sistema. Al optimizar el sistema fotovoltaico se obtuvo un 6% más de energía producida. El análisis realizado demuestra como la temperatura de una zona geográfica afecta considerablemente la producción energética de un sistema fotovoltaico. El análisis de este tipo de sistemas puede contribuir a una posible mejora en las etapas de dimensionamiento, pudiendo de esta manera obtener un sistema que cumpla con las expectativas del usuario.

5.Link: <https://pistaseducativas.celaya.tecnm.mx/index.php/pistas/article/view/3801>

Pistas Educativas, No. 148, julio-diciembre 2024, México, Tecnológico Nacional de México en Celaya

DIMENSIONAMIENTO Y ANÁLISIS DE RENDIMIENTO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO RESIDENCIAL INTERCONECTADO A LA RED

SIZING AND PERFORMANCE ANALYSIS OF A GRID-CONNECTED RESIDENTIAL PHOTOVOLTAIC SYSTEM

Arturo Ocampo Bahena

Tecnológico Nacional de México / CENIDET, México
m23ce108@cenidet.tecnm.mx

Susana Estefany De León Aldaco

Tecnológico Nacional de México / CENIDET, México
susana.da@cenidet.tecnm.mx

Jesús Aguayo Alquicira

Tecnológico Nacional de México / CENIDET, México
jesus.aa@cenidet.tecnm.mx

Eligio Flores Rodríguez

Tecnológico Nacional de México / ITS de Los Reyes, México
eligio.fr@losreyes.tecnm.mx

Mario Ponce Silva

Tecnológico Nacional de México / CENIDET, México
mario.ps@cenidet.tecnm.mx

Luis Gerardo Vela Valdés

Tecnológico Nacional de México / CENIDET, México
luis.vv@cenidet.tecnm.mx

Recepción: 9/diciembre/2024

Aceptación: 27/diciembre/2024

Resumen

Este trabajo aborda el análisis de rendimiento de un sistema fotovoltaico interconectado a la red seleccionando como caso de estudio una ubicación en el estado de Guerrero, México. Se consideran variables meteorológicas locales para el dimensionamiento, y con el objetivo de observar cómo estas pueden influir en el rendimiento del sistema fotovoltaico. Se usan herramientas de software como PVGIS y POWER para la extracción de datos meteorológicos de la zona, así como el software PVsyst para la simulación del sistema. Se analiza el comportamiento

Pistas Educativas Vol. 46 - ISSN: 2448-847X
Reserva de derechos al uso exclusivo No. 04-2016-120613261600-203
<https://pistaseducativas.celaya.tecnm.mx>

~551~

6.



TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO



GOBIERNO DEL ESTADO DE
BAJA CALIFORNIA SUR



Instituto Tecnológico de Estudios Superiores de Los Cabos
(Subdirección de Investigación y Posgrado)

San José del Cabo, B.C.S., 20/diciembre/2024

Oficio No. SIYP/078-2024

Asunto: Dictamen de Publicación

ESTIMADOS ESCRITORES
OCAMPO BAHENA ARTURO
DE LEÓN ALDACO SUSANA ESTEFANY
AGUAYO ALQUICIRA JESÚS
PRESENTE

Por este conducto reciban un cordial saludo, así mismo se les comunica que el artículo de investigación científica aplicada titulado:

**“DIMENSIONAMIENTO Y ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE
UN SISTEMA FOTOVOLTAICO RESIDENCIAL
INTERCONECTADO A LA RED”**

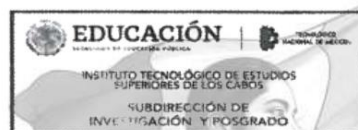
Fue dictaminado:

A C E P T A D O

Por el comité revisor programado para fecha de publicación en la versión impresa y electrónica en la onceava edición de la revista de divulgación científica y tecnológica impresa, arbitrada y reconocida (ISSN 2395- 8340, INDEXADA a las bases de datos internacionales LATINDEX) como recurso científico de consulta.

Agradeciendo su amable atención, reciba un afectuoso saludo

ATENTAMENTE
Excelencia en Educación Tecnológica
Por una Patria con Sabiduría y Espíritu de Progreso



DRA. VIRGINIA BERENICE NIEBLA ZATARAIN
SUBDIRECTORA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO



Boulevard Tecnológico de Los Cabos s/n, Colonia Guaymitas, C.P. 23407, San José del Cabo B.C.S Tels. 624 14 25 939 - 624 16 32 250

E-mail: direcciongeneral@loscabos.tecnm.mx www.itesloscabos.edu.mx

Bibliografía

- [1] J. Rodríguez *et al.*, "La industria solar fotovoltaica y fototérmica en México," ed: Ciudad de México. ProMéxico. 172pp. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/428621/La_industria_solar_fv_y_ft_en_Mexico-compressed.pdf, 2017.
- [2] Gobierno de México. (2023). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional*. [Online] Available: <https://www.gob.mx/sener/articulos/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-2023-2037>
- [3] B. H. A. Espinosa-Ramírez, A. Garrido-Hernández, G. García-Domínguez, E. A. Vargas-León, and J. M. A. Castillo-Minjarez, "Efecto de la temperatura en la eficiencia de paneles fotovoltaicos," *Pädi Boletín Científico de Ciencias Básicas e Ingenierías del ICBI*, vol. 11, no. Especial5, pp. 184-190, 2023.
- [4] I. Cota. (2024, 08/06) La insuficiente generación eléctrica y las altas temperaturas: las razones de los apagones en México. *El País*. Available: <https://elpais.com/mexico/economia/2024-05-09/la-insuficiente-generacion-electrica-y-las-altas-temperaturas-las-razones-de-los-apagones-en-mexico.html>
- [5] M. A. Rivera-Martínez *et al.*, "Análisis de sensibilidad de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica: Caso de estudio en Guerrero, México," *Ingeniería, investigación y tecnología*, vol. 18, no. 3, pp. 293-305, 2017.
- [6] U. R. J. Eiva, T. M. Fahim, S. S. Islam, and M. A. Ullah, "Design, performance, and techno-economic analysis of a rooftop grid-tied PV system for a remotely located building," *IET Renewable Power Generation*, 2023.
- [7] S. K. Pandey, B. Gupta, and S. Kapoor, "Pre-Installation Analysis of a Solar Grid-Connected Photovoltaic System for a Countryside Energization in Jharkhand via "PV syst", India," in *2022 International Conference on Computer, Power and Communications (ICCCP)*, 2022: IEEE, pp. 264-269.
- [8] E. Ayora, M. Munji, K. Kaberere, and B. Thomas, "Performance analysis of 600 kWp grid-tied rooftop solar photovoltaic systems at strathmore university in Kenya," *Results in Engineering*, vol. 19, p. 101302, 2023.
- [9] Z. Serat, S. A. Z. Fatemi, and S. Shirzad, "Design and Economic Analysis of On-Grid Solar Rooftop PV System Using PVsyst Software," *Archives of Advanced Engineering Science*, vol. 1, no. 1, pp. 63-76, 2023.
- [10] N. Kadir, A. Abdullah, and N. M. Hussin, "Modeling and simulation of a 16.20 kWp on-grid solar Photovoltaic System (PV) using PVsyst at Malaysia," in *Journal of Physics: Conference Series*, 2023, vol. 2550, no. 1: IOP Publishing, p. 012005.
- [11] A. Fezzani *et al.*, "Performances analysis of three grid-tied large-scale solar PV plants in varied climatic conditions: a case study in Algeria," *Sustainability*, vol. 15, no. 19, p. 14282, 2023.
- [12] B. a. R. Rajkumar, Kamalesh Chandra and Kulkarni, P.S., "Design and Performance Investigation of Proposed Grid-Tied Rooftop Solar PV System," *IEEE*, pp. 1-6, 2022, doi: 10.1109/PARC52418.2022.9726562.

- [13] Y. Krishna, M. Fauzan, and N. M. N. Gan, "Design and simulation of a rooftop PV System in Taylor's University Lakeside Campus," in *Journal of Physics: Conference Series*, 2021, vol. 2120, no. 1: IOP Publishing, p. 012035.
- [14] T. A. Chandel, M. A. Mallick, and M. Y. Yasin, "Performance Analysis of Rooftop Grid Connected Solar Photovoltaic System," *Advanced Aspects of Engineering Research, BP Publication*, vol. 13, pp. 156-181, 2021.
- [15] M. Z. Saleheen, A. A. Salema, S. M. M. Islam, C. R. Sarimuthu, and M. Z. Hasan, "A target-oriented performance assessment and model development of a grid-connected solar PV (GCPV) system for a commercial building in Malaysia," *Renewable Energy*, vol. 171, pp. 371-382, 2021.
- [16] Y. Z. Alharthi, N. Najjar, A. Mechraoui, M. Moalla, and S. Mohammed, "Design and simulation of PV grid-connected system considering sensitivity analysis," in *2021 IEEE 48th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 2021: IEEE, pp. 2363-2367.
- [17] T. B. Nguyen and P. H. Van, "Design, simulation and economic analysis of a rooftop solar PV system in Vietnam," *EAI Endorsed Transactions on Energy Web*, vol. 8, no. 35, pp. e11-e11, 2021.
- [18] F. Faizan Ul Hassan *et al.*, "Modeling and Analysis of 3 MW Solar Photovoltaic Plant Using PVSyst at Islamia University of Bahawalpur, Pakistan," *International Journal of Photoenergy*, 2021, doi: 10.1155/2021/6673448.
- [19] D. Mouhacen El-Hadi *et al.*, "Performance evaluation and analysis of grid-tied large scale PV plant in Algeria," *Energy for Sustainable Development*, 2021, doi: 10.1016/j.esd.2021.02.004.
- [20] A. F. H. Alaa *et al.*, "Techno-Economic Analysis of Commercial Size Grid-Connected Rooftop Solar PV Systems in Malaysia under the NEM 3.0 Scheme," *Applied Sciences*, 2021, doi: 10.3390/app112110118.
- [21] A. Sawner and S. Shukla, "Application of "pvsyst" to simulate the 100 kwp rooftop solar grid-tied pv system at college campus: Jabalpur engineering college, india," in *2021 5th International Conference on Electrical, Electronics, Communication, Computer Technologies and Optimization Techniques (ICECCOT)*, 2021: IEEE, pp. 455-459.
- [22] A. Ghoname, A. Ghoname, N. Hidekazu, N. Hidekazu, and N. Hidekazu, "Techno-Economic Performance Analysis of a 40.1 kWp Grid-Connected Photovoltaic (GCPV) System after Eight Years of Energy Generation: A Case Study for Tochigi, Japan," *Sustainability*, 2021, doi: 10.3390/su13147680.
- [23] S. Anurag *et al.*, "Solar energy capacity assessment and performance evaluation of a standalone PV system using PVSYST," *Materials Today: Proceedings*, 2021, doi: 10.1016/j.matpr.2021.07.258.
- [24] K. Hasan, S. B. Yousuf, M. S. H. K. Tushar, B. K. Das, P. Das, and M. S. Islam, "Effects of different environmental and operational factors on the PV performance: A comprehensive review," *Energy Science & Engineering*, vol. 10, no. 2, pp. 656-675, 2022.
- [25] M. Satish, S. Santhosh, and A. Yadav, "Simulation of a Dubai based 200 KW power plant using PVSyst Software," in *2020 7th International Conference on Signal Processing and Integrated Networks (SPIN)*, 2020: IEEE, pp. 824-827.
- [26] B. Belmahdi and A. El Bouardi, "Solar potential assessment using PVSyst software in the northern zone of Morocco," *Procedia Manufacturing*, vol. 46, pp. 738-745, 2020.
- [27] A. S. Shamekh, A. Jebril, and O. G. Mrehel, "Grid connected PV solar carport system: design, simulation, and feasibility for Libyan telecommunication company," in *2020 11th International Renewable Energy Congress (IREC)*, 2020: IEEE, pp. 1-6.

- [28] S. Dalal, V. Jadhav, R. Raut, and S. Narkhede, "Analysis of 1KW Solar Rooftop System by Using PYSyst," in *2nd International Conference on Communication & Information Processing (ICCIP)*, 2020.
- [29] K. C. Rout and P. Kulkarni, "Design and performance evaluation of proposed 2 kW solar PV rooftop on grid system in Odisha using PVsyst," in *2020 IEEE International Students' Conference on Electrical, Electronics and Computer Science (SCEECS)*, 2020: IEEE, pp. 1-6.
- [30] C. Akash *et al.*, "Designing and Performance Analysis of 15KWP Grid Connection Photovoltaic System Using Pvsyst Software," *2020 Second International Conference on Inventive Research in Computing Applications (ICIRCA)*, 2020, doi: 10.1109/icirca48905.2020.9183386.
- [31] H. Aziz *et al.*, "Monitoring, measured and simulated performance analysis of a 2.4 kWp grid-connected PV system installed on the Mulhouse campus, France," *Energy for Sustainable Development*, 2021, doi: 10.1016/j.esd.2021.03.006.
- [32] M. Cubukcu and H. Gumus, "Performance analysis of a grid-connected photovoltaic plant in eastern Turkey," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 39, p. 100724, 2020.
- [33] A. Domínguez Piloto, S. Jáuregui Rigó, and J. Beltrán Marrero, "Sistema fotovoltaico conectado a la red para alimentar la división territorial Copextel Cienfuegos. Anteproyecto y simulación," *Centro azúcar*, vol. 46, no. 4, pp. 39-49, 2019.
- [34] G. Saxena and L. Gidwani, "Estimation of energy production of grid connected rooftop solar photovoltaic system at Nagar Nigam Kota, Rajasthan," in *2018 3rd International Innovative Applications of Computational Intelligence on Power, Energy and Controls with their Impact on Humanity (CIPECH)*, 2018: IEEE, pp. 45-49.
- [35] D. Rekhashree and H. Naganagouda, "Study on design and performance analysis of solar PV rooftop standalone and on grid system using PVSYST," *Int. Res. J. Eng. Technol.(IRJET)*, vol. 5, no. 07, pp. 41-48, 2018.
- [36] N. Pawar and P. Nema, "Techno-economic performance analysis of grid connected PV solar power generation system using HOMER software," in *2018 IEEE International Conference on Computational Intelligence and Computing Research (ICCIC)*, 2018: IEEE, pp. 1-5.
- [37] L. D. Mensah, J. O. Yamoah, and M. S. Adaramola, "Performance evaluation of a utility-scale grid-tied solar photovoltaic (PV) installation in Ghana," *Energy for sustainable development*, vol. 48, pp. 82-87, 2019.
- [38] M. A. C.-C. Rodríguez-Meza, Jorge L., "El efecto fotoeléctrico," *Ciencia Ergo Sum*, vol. 13, pp. 303-311, 2006.
- [39] A. Einstein, "On a Heuristic Point of View about the Creation and Conversion of Light," *Annalen der Physik*, vol. 17, pp. 132-148, 1905.
- [40] M. Marghany, "Quantization of Maxwell's equations," *Synthetic Aperture Radar Imaging Mechanism for Oil Spills.*, pp. 41-60, 2020, doi: 10.1016/b978-0-12-818111-9.00003-3.
- [41] O. P. Lamigueiro, *Energía Solar Fotovoltaica*. 2013.
- [42] M. A. Green, *Solar Cells Operating Principles Technology and System Applications* (BARBARA BERNSTEIN). 1982.
- [43] N. B. Ignacio Romero, María Paz Cristófalo, Santiago Cuccorese, Ignacio Ramos Defferrari, Daniel Raggio, Luis Christian Navntoft., *Manual de Generación Distribuida Solar Fotovoltaica* (ResearchGate). 2019.
- [44] M. C. C. Estefanía Caamaño Martín, Daniel Masa Bote, Alvaro Gutiérrez, Eduardo Matallanas de Ávila, Félix Monasterio-Huelin Maciá, F.Javier Jiménez Leube, "Autoconsumo de Energía Solar Fotovoltaica con Gestión Activa de la Demanda: El Sistema GeDELOS-FV," *ResearchGate*, 2010.

- [45] I. C. M. R. Maykop Pérez Martínez, Elio Castro., "La hora solar pico equivalente, definición e interpretación," *Revista de Ingeniería Energética*, vol. XXXVIII, pp. 124-131, 2017.
- [46] CFE. (2008). *Interconexión a la red eléctrica de baja tensión de sistemas fotovoltaicos con capacidad hasta 30kW*.
- [47] SOLARGIS. "Mapas de recurso solar y GIS data." <https://solargis.com/resources/free-maps-and-gis-data?locality=mexico> (accessed 23, may, 2025).
- [48] C. T. G. E. Coria1, "EVALUACIÓN ECONÓMICA Y ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN BASE A DATOS REALES DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED DE DISTRIBUCIÓN," *ASADES*, vol. 18, pp. 07.43-07.51, 2014.
- [49] P. p. software. "Transposition factor." <https://www.pvsyst.com/help/glossary/meteo-data/transposition-factor.html> (accessed 23/11, 2024).
- [50] P. p. software. "Performance Ratio PR." <https://www.pvsyst.com/help/project-design/results/performance-ratio-pr.html> (accessed 24/11, 2024).

Anexos

Anexo A. Historial de consumo.

Dentro del recuadro rojo de la figura A1 se encuentran los seis bimestres correspondientes al año 2023 tomados en cuenta para el dimensionamiento fotovoltaico.

Período	kWh	Importe	Pagos	Pendientes de Pago
del 30 AGO 24 al 30 OCT 24	530	\$878.00	\$878.00	
del 02 JUL 24 al 30 AGO 24	526	\$684.00	\$684.00	
del 30 ABR 24 al 02 JUL 24	638	\$885.00	\$885.00	
del 29 FEB 24 al 30 ABR 24	537	\$862.00	\$862.00	
del 28 DIC 23 al 29 FEB 24	449	\$959.00	\$959.00	
del 30 OCT 23 al 28 DIC 23	415	\$810.00	\$810.00	
del 30 AGO 23 al 30 OCT 23	512	\$695.00	\$695.00	
del 30 JUN 23 al 30 AGO 23	551	\$681.00	\$681.00	
del 28 ABR 23 al 30 JUN 23	611	\$797.00	\$797.00	
del 01 MAR 23 al 28 ABR 23	451	\$595.00	\$595.00	
del 29 DIC 22 al 01 MAR 23	352	\$480.00	\$480.00	

Figura A 1. Historial de consumo del año 2023.

Anexo B. Hojas de datos de los elementos del sistema.

- Variante 1, módulo fotovoltaico Canadian Solar CS6W 550MS.

ELECTRICAL DATA | STC*

CS6W	530MS	535MS	540MS	545MS	550MS	555MS
Nominal Max. Power (Pmax)	530 W	535 W	540 W	545 W	550 W	555 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	40.9 V	41.1 V	41.3 V	41.5 V	41.7 V	41.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	12.96 A	13.02 A	13.08 A	13.14 A	13.20 A	13.25 A
Open Circuit Voltage (Voc)	48.8 V	49.0 V	49.2 V	49.4 V	49.6 V	49.8 V
Short Circuit Current (Isc)	13.80 A	13.85 A	13.90 A	13.95 A	14.00 A	14.05 A
Module Efficiency	20.5%	20.7%	20.9%	21.1%	21.3%	21.5%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C					
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)					
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 61730 1500V) or TYPE 2 (UL 61730 1000V) or CLASS C (IEC 61730)					
Max. Series Fuse Rating	25 A					
Application Classification	Class A					
Power Tolerance	0 ~ + 10 W					

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS6W	530MS	535MS	540MS	545MS	550MS	555MS
Nominal Max. Power (Pmax)	397 W	401 W	405 W	409 W	412 W	416 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	38.3 V	38.5 V	38.7 V	38.9 V	39.1 V	39.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.38 A	10.42 A	10.47 A	10.52 A	10.55 A	10.59 A
Open Circuit Voltage (Voc)	46.1 V	46.3 V	46.5 V	46.7 V	46.9 V	47.1 V
Short Circuit Current (Isc)	11.13 A	11.17 A	11.21 A	11.25 A	11.29 A	11.33 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 x (12 x 6)]
Dimensions	2278 x 1134 x 30 mm (89.7 x 44.6 x 1.18 in)
Weight	27.6 kg (60.8 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass with anti-reflective coating
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	350 mm (13.8 in) (+) / 250 mm (9.8 in) (-) or customized length*
Connector	T6 or MC4-EVO2 or MC4-EVO2A
Per Pallet	35 pieces
Per Container (40' HQ)	700 pieces or 630 pieces (only for US & Canada)

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

- Variante 1, inversor Fronius Galvo 2.0-1.

DATOS TÉCNICOS

DATOS GENERALES	ESTÁNDAR PARA TODOS LOS MODELOS GALVO			
Dimensiones (alto x ancho x largo)	62.7 x 42.9 x 20.6 cm			
	GALVO 1.5-1	GALVO 2.0-1	GALVO 2.5-1	GALVO 3.1-1
Peso	16.4 kg		16.8 kg	
Envoltente	NEMA 4X			
Consumo nocturno	< 1W			
Tecnología de inversor	Transformador de Alta Frecuencia			
Enfriamiento	Ventilador de velocidad variable			
Instalación	Interior y exterior			
Temperatura ambiente admisible	-40 a 50 °C			
Humedad relativa admisible	0 - 100 % (sin condensación)			
Terminales de CD	3 x CD+ y 3 x CD- terminales de tornillo para cable de cobre o aluminio sólido; cobre trenzado o de trenzado fino			
Tamaño de conductor admisible (CA)	AWG 14 a AWG 6 Cobre / AWG 6 – Aluminio sólido			
Certificaciones y cumplimiento de estándares	UL 1741-2010; UL 1998 (para funciones: AFCI, GFDI y monitorización del aislamiento), IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1-2003, ANSI/IEEE C62.41, FCC Parte 15 A y B; NEC Artículo 690, C22.2 No. 107.1-01 (Septiembre 2001), UL1699B Issue 2-2013, CSA T11 M-07 Issue 1-2013.			

DATOS DE ENTRADA	GALVO 1.5-1	GALVO 2.0-1	GALVO 2.5-1	GALVO 3.1-1
Potencia FV recomendada (kWp)	1.2 - 2.4	1.6 - 3.2	2.0 - 3.8	2.5 - 4.5
Rango de voltaje MPP	120 - 335 V		165 - 440 V	
Corriente nominal de entrada				
240 V	6.3 A	8.3 A	10.4 A	12.9 A
220 V	6.8 A	9.1 A	11.4 A	14.1 A
208 V	7.2 A	9.1 A	12.0 A	14.1 A
Max. corriente de entrada				
240 V	13.4 A	17.9 A	16.1 A	20.0 A
220 V	13.4 A	17.4 A	16.1 A	19.2 A
208 V	13.4 A	17.0 A	16.1 A	18.7 A
Máxima corriente de cortocircuito del arreglo FV	16.7 A	22.4 A	20.1 A	25.0 A
Voltaje de puesta en marcha	140 V		185 V	
Voltaje nominal de entrada	260 V		330 V	
Voltaje máximo de entrada	420 V		550 V	
Tamaño de conductor admisible CD	AWG 14 a AWG 6 Cobre / AWG 6 – Aluminio sólido			
Número de seguidores MPP	1			

DATOS DE SALIDA	GALVO 1.5-1	GALVO 2.0-1	GALVO 2.5-1	GALVO 3.1-1
Potencia nominal de salida CA	1500 VA	2000 VA	2500 VA	3100 VA
Potencia máxima de salida CA	1500 VA	2000 VA	2500 VA	3100 VA
Potencia nominal @ 50°C				
240 V	1500 W	2000 W	2500 W	2750 W
220 V	1500 W	2000 W	2500 W	2650 W
208 V	1500 W	1900 W	2500 W	2600 W
Número de fases	1-NPE			
Voltaje Nominal AC	208 V / 240 V			
Precisión de los límites de voltaje	1% de valor nominal			
Corriente nominal de salida AC				
240 V	6.3 A	8.3 A	10.4 A	14.1 A
220 V	6.8 A	9.1 A	11.4 A	14.1 A
208 V	7.2 A	9.1 A	12.0 A	12.9 A
Máxima protección de sobre corriente 208 V - 240 V	20 A			
Frecuencia	60 Hz			
Rango de Frecuencia	59.3 - 60.5 Hz			
Precisión de los límites de frecuencia	0.05 Hz			
Distorsión armónica total	< 4 %			
Factor de Potencia (cos ϕ_{avg})	1 (ajustable 0.85-1 ind / cap.)			

* positivo a tierra conectado mediante elemento externo al inversor.

INTERFACES	ESTÁNDAR PARA TODOS LOS MODELOS GALVO
WiFi*/ Ethernet LAN	Wireless standard 802.11 b/g/n Fronius Solar.web, SunSpec Modbus TCP, JSON
Entradas/Salidas Digitales	6 E/S digitales configurables + 4 entradas digitales + 1 contacto de relé
USB (socket tipo A)	Para memoria USB, registro de datos
2x RS422 (RJ45 socket)*	Fronius Solar Net, protocolo de interfaz
Datalogger y servidor web	Incluido

DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN	ESTÁNDAR PARA TODOS LOS MODELOS GALVO
Modos de operación	tierra flotante / neg. a tierra / pos. a tierra *
Desconexión de CD	Sí
Protección contra polaridad inversa de CD	Sí
Protección GFDI	Sí
Comportamiento de sobrecarga	Desplazamiento del punto de operación, limitación de potencia de salida.
AFCI y NEC 2014	Sí

EFICIENCIA	GALVO 1.5-1	GALVO 2.0-1	GALVO 2.5-1	GALVO 3.1-1
Eficiencia Máxima	95.8 %		96. %	
Eficiencia CEC				
240 V	94.5%	94.5%	95.0%	95.5%
220 V	94.0%	94.5%	95.0%	95.0%
208 V	94.0%	94.5%	95.0%	95.0%
OCPD/Breaker CA Recomendado	10 A	15.0 A	15.0 A	20.0 A

- Variante 2, módulo fotovoltaico IUSASOL PV 19 – 223901.

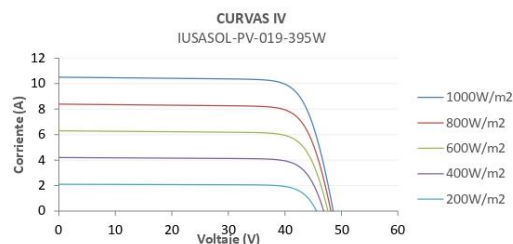
IUSASOL-PV-19

MÓDULO MONOCRISTALINO PERC
395W, 410W

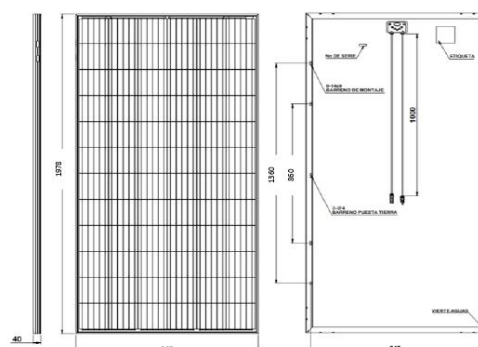
CARACTERÍSTICAS DE OPERACION

Temperatura de Operación	-40°C ~ +85°C
Voltaje Máximo de Sistema	1500 V (IEC)
Resistencia al Fuego	CLASE C (IEC 61730)
Corriente Inversa Máxima	15 A
Clase de Aplicación	CLASE A
Tolerancia de Potencia	0 ~ +5W

CURVA IV



DIMENSIONES DEL MÓDULO (mm)



CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS EN CONDICIONES ESTÁNDAR STC

Código		223877	223901	223904	223907
Potencia Máxima	Pmax (Wp)	395	400	405	410
Voltaje a Potencia Máxima	Umpp (V)	41.5	41.6	41.8	42.0
Corriente a Potencia Máxima	Imp (A)	9.53	9.58	9.67	9.73
Voltaje a Circuito Abierto	Uoc (V)	49.2	49.3	49.3	49.4
Corriente a Corto Circuito	Isc (A)	10.31	10.39	10.48	10.53
Eficiencia del Módulo	η	20.1%	20.3%	20.6%	20.8%

*Condiciones de prueba estándar (STC): Irradiancia de 1000 W/m², espectro AM 1.5, temperatura de la celda 25°C.
Tolerancia de medición (Pmax, Voc, Isc): +/- 2%

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS EN CONDICIONES NORMALES NOCT

Código		223877	223901	223904	223907
Potencia Máxima	Pmax (Wp)	296	300	304	308
Voltaje a Potencia Máxima	Umpp (V)	38.8	39.2	39.6	40.0
Corriente a Potencia Máxima	Imp (A)	7.65	7.68	7.71	7.74
Voltaje a Circuito Abierto	Uoc (V)	46.4	46.7	47.0	47.3
Corriente a Corto Circuito	Isc (A)	8.36	8.42	8.48	8.54

*Comportamiento a NOCT: Irradiancia de 800 W/m², espectro AM 1.5, temperatura ambiente 20°C, temperatura de la celda a NOCT, velocidad del viento 1m/s.
Tolerancia de medición (Pmax, Voc, Isc): +/- 3%

ESTÁNDARES

IEC 61215 / IEC 61730
UL 61730
ISO 9001:2015 / Sistema de Gestión de Calidad



CORPORATIVO

Paseo de la Reforma 2608 PH Lomas
Altas, Miguel Hidalgo CP 11950,
Ciudad de México

PLANTA

Carretera Panamericana México-Gro
Km 109, Jocotitlán, CP 50700
Estado de México

CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS

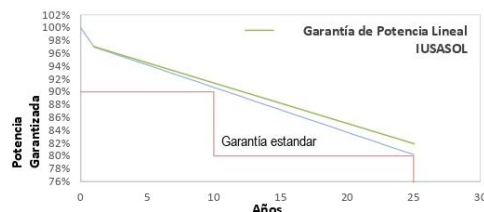
Celdas	72 celdas de silicio monocristalino PERC, M3
Arreglo de celdas	Arreglo 6 x 12
Dimensiones	1978 x 995 x 40mm
Peso	22 kg
Frontal	Vidrio templado de 3.2 mm, antirreflejante
Posterior	Lámina multicapa blanca
Marco	Aluminio anodizado natural
Caja de conexión	IP68, UL, TUV, con 3 diodos bypass
Conector	Compatible con MC4, resistente a la intemperie
Cables	1x4mm² de sección (12 AWG), largo 1000 mm
Tarima	25 módulos, 587Kg
Contenedor (40' HQ)	250 módulos

COEFICIENTES DE TEMPERATURA

Coefficiente de temperatura de Isc	+0.04% / °C
Coefficiente de temperatura de Voc	-0.29% / °C
Coefficiente de temperatura de Pmax	-0.37% / °C
NMOT	45 ± 2 °C

IUSASOL® GARANTÍA

Garantía del producto:	15 años en materiales y mano de obra.
Garantía de potencia lineal:	25 años.



PRECAUCIÓN: Lea las instrucciones de Instalación antes de utilizar el producto.

- Variante 2, inverter Growatt MIC 2000TL-X.

Datasheet	MIC 1500TL-X	MIC 2000TL-X	MIC 2500TL-X	MIC 3000TL-X	MIC 3300TL-X
Input Data (DC)					
Max. recommended PV power (for module STC)	2100W	2800W	3500W	4200W	4290W
Max. DC voltage	500V	500V	550V	550V	550V
Start voltage	50V	50V	80V	80V	80V
Nominal voltage	250V	360V	360V	360V	360V
MPP voltage range	50V-500V	50V-500V	65V-550V	65V-550V	65V-550V
No. of MPP trackers	1				
No. of PV strings per MPP tracker	1				
Max. input current per MPP tracker	13A				
Max. short-circuit current per MPP tracker	16A				
Output data(AC)					
AC nominal power	1500W	2000W	2500W	3000W	3300W
Max. AC apparent power	1500VA	2000VA	2500VA	3000VA	3300VA
Nominal AC voltage (range*)	Default:240V split-phase, optional:208V & 240V single phase , 183-228@208V 211-264V@240V				
AC grid frequency (range*)	50/60 Hz (45-55Hz/55-65 Hz)				
Max. output current	7.1A	9.5A	11.9A	14.3A	14.3A
Adjustable power factor	0.8leading...0.8lagging				
THDi	<3%				
AC grid connection type	Single phase				
Efficiency					
Max. efficiency	97.4%	97.4%	97.6%	97.6%	97.6%
European efficiency	97.0%	97.0%	97.0%	97.1%	97.1%
MPPT efficiency	99.9%				
Protection Devices					
DC reverse polarity protection	Yes				
DC switch	Yes				
AC/DC surge protection	Type II / Type III				
Insulation resistance monitoring	Yes				
AC short-circuit protection	Yes				
Ground fault monitoring	Yes				
Grid monitoring	Yes				
Anti-islanding protection	Yes				
Residual-current monitoring unit	Yes				
AFCI protection	Yes				
General Data					
Dimensions (W / H / D)	274/254/138mm				
Weight	6kg	6kg	6.2kg	6.2kg	6.2kg
Operating temperature range	- 25°C ... +60°C				
Nighttime power consumption	< 0.5W				
Topology	Transformerless				
Cooling	Natural convection				
Protection degree	IP65				
Relative humidity	0-100%				
Altitude	4000m				
DC connection	H4/MC4(Optional)				
AC connection	Connector				
Display	OLED+LED/WIFI+ APP				
Interfaces: RS485 / USB/Wi-Fi/ GPRS/ RF/LAN	Yes/Yes/Optional/Optional/Optional /Optional				
Warranty: 5 years / 10 years	Yes/Optional				
CE, AS4777, AS/NZS 3100, CEI 0-21, VDE-AR-N 4105, VDE 0126-1-1, IEC 61168, IEC 61683, IEC 62116, IEC 61727, INMETRO, G98, EN61000-6-2, EN61000-6-3, EN61000-3-2, EN61000-3-3, IEC/EN62109-1, IEC/EN62109-2, UL1741,IEEE1547					