

Ciencia Latina Revista Científica Multidisciplinar, Ciudad de México, México.
ISSN 2707-2207 / ISSN 2707-2215 (en línea), septiembre-octubre 2026,
Volumen 10, Número 5.

https://doi.org/10.37811/cl_rcm.v10i5

ANÁLISIS POR SIMULACIÓN DEL DESEMPEÑO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN LA ZONA CONURBADA VERACRUZ-BOCA DEL RÍO, MÉXICO

SIMULATION ANALYSIS OF THE PERFORMANCE OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS IN THE VERACRUZ-BOCA DEL RÍO METROPOLITAN AREA

David Emilio Perdomo Montes

Instituto Tecnológico de Veracruz, México

Rodolfo Alberto Román Montano

Instituto Tecnológico de Veracruz, México

Jorge Arturo Mendoza Sosa

Instituto Tecnológico de Veracruz, México

Francisco Javier Gómez González

Instituto Tecnológico de Veracruz, México

Martín Hernández Ordoñez

Instituto Tecnológico de Veracruz, México

Análisis por Simulación del Desempeño de Sistemas Fotovoltaicos en la Zona Conurbada Veracruz-Boca del Río, México

David Emilio Perdomo Montes¹

M24023043@veracruz.tecnm.mx

<https://orcid.org/0009-0004-8982-4504>

Instituto Tecnológico de Veracruz
México

Rodolfo Alberto Román Montano

rodolfo.rm@veracruz.tecnm.mx

<https://orcid.org/0009-0008-1719-0812>

Instituto Tecnológico de Veracruz
México

Jorge Arturo Mendoza Sosa

jorge.ms@veracruz.tecnm.mx

<https://orcid.org/0009-0008-4027-3157>

Instituto Tecnológico de Veracruz
México

Francisco Javier Gómez González

francisco.gg@veracruz.tecnm.mx

<https://orcid.org/0000-0001-7798-9601>

Instituto Tecnológico de Veracruz

México

Martín Hernández Ordoñez

martin.ho@veracruz.tecnm.mx

<https://orcid.org/0000-0002-3740-5736>

Instituto Tecnológico de Veracruz
México

RESUMEN

El aprovechamiento de las energías renovables se ha consolidado como una estrategia fundamental para diversificar la matriz energética y reducir la dependencia de combustibles fósiles. El desarrollo de proyectos de energías renovables, enfocados en el área de la energía solar fotovoltaica, es uno que ha ido al alza en los últimos años derivado de la accesibilidad de los sistemas fotovoltaicos al público general. Aun con las limitaciones económicas, técnicas y de espacio, se han desarrollado sistemas fotovoltaicos que a la vista parecen ser los más eficientes, pero que generan dudas respecto a la forma más eficiente de la instalación de los mismos, más aún en la respuesta de suministro por parte del sistema dimensionando. El presente artículo analiza el comportamiento y la viabilidad de los sistemas fotovoltaicos residenciales considerando factores técnicos y de capacidad que influyen en su rendimiento. Por medio del software de simulación PVsyst, se examinan distintos tipos de configuraciones, así como las limitaciones asociadas a espacios reducidos como los techos de viviendas. Asimismo, se evalúa el impacto de factores externos, particularmente el sombreado, la orientación de los módulos y las condiciones operativas, los cuales pueden reducir significativamente la producción energética respecto a los valores estimados.

Palabras clave: capacidad, eficiencia, renovables, transición

¹ Autor principal

Correspondencia: M24023043@veracruz.tecnm.mx

Simulation Analysis of the Performance of Photovoltaic Systems in the Veracruz-Boca del Río Metropolitan Area

ABSTRACT

The use of renewable energies has become a fundamental strategy for diversifying the energy mix and reducing dependence on fossil fuels. The development of renewable energy projects, focused on photovoltaic solar energy, has been on the rise in recent years due to the increased accessibility of photovoltaic systems to the general public. Even with economic, technical, and space limitations, photovoltaic systems have been developed that appear to be the most efficient, but raise questions about the most efficient installation method, especially regarding the system's supply response and sizing. This article analyzes the behavior and viability of residential photovoltaic systems, considering technical and capacity factors that influence their performance. Using the PVsyst simulation software, different types of configurations are examined, as well as the limitations associated with small spaces such as rooftops. The impact of external factors is also evaluated, particularly shading, module orientation, and operating conditions, which can significantly reduce energy production compared to estimated values.

Keywords: capacity, efficiency, renewables, transition

Artículo recibido 20 julio 2026

Aceptado para publicación: 20 agosto 2026



INTRODUCCIÓN

En tiempos recientes, las fuentes de energía renovables se consolidan como una fuente de generación energética apartada de las fuentes convencionales con el objetivo de expandir la matriz energéticas y promover la transición energética así como la autogeneración (Andrade Arias, Kabir, Mirmohammadsadeghi, Gunasekaran, & Elizondo Noriega, 2025). Se entienden como fuentes de energía renovables a aquellas fuentes energéticas alternativas que se desarrollan en base a los recursos naturales que no generan residuos de efecto invernadero en su generación, consolidándose como alternativas estratégicas a fin de complementar la matriz energética y reducir la dependencia de combustibles fósiles. La energía solar fotovoltaica se ha desarrollado como la más presente debido a su adaptabilidad y la alta disponibilidad del recurso que la genera, la radiación solar, esto en las zonas donde se pretende instalar (Saleh, S., & Abdallah, 2024).

El desarrollo de proyectos fotovoltaicos en la zona de Latinoamérica, en especial de México, ha tenido un aumento de forma significativa en los últimos años derivado de la accesibilidad de los sistemas fotovoltaicos y el interés de los consumidores por tener una alternativa de suministro que no sea la red convencional de energía, así como la búsqueda de una reducción de los gastos de esta red, aunado a la necesidad de contar con soluciones energéticas sostenibles que respondan a los retos actuales de consumo, costo y eficiencia (INI, 2025) (CMIC, 2025) (NIKO Solar, 2026).

Estos sistemas se pueden clasificar fundamentalmente en sistemas off-grid (Aislados a la red), estos funcionan de forma independiente de la red eléctrica, incorporando baterías y controladores de carga (reguladores) para almacenar la energía generada, siendo estos elementos necesarios para cubrir demanda durante la noche o en días con baja irradiación solar junto con paneles fotovoltaicos y sistemas. Por otra parte, los sistemas On-grid (Conectados a la red) operan en sincronía con la red eléctrica convencional y permiten que la energía generada por los módulos fotovoltaicos se inyecte a la red cuando excede el consumo local. Así mismo, se encuentran los sistemas híbridos, que además de ser incorporados a la red, cuentan con un sistema de respaldo en caso de falla, regularmente estos sistemas no cubren el 100% de la demanda suministrada (Miranda Jiménez, y otros, 2024).

Las condiciones geográficas y climáticas de México favorecen la captación de energía solar. Con una densidad energética aproximada de 5.5kw/h/m^2 , lo convierte en una fuente importante para la



implementación de la tecnología fotovoltaica y en una opción viable para disminuir los costos eléctricos y promover prácticas de autoconsumo (Weber, Magaña López, Martínez Cienfuegos, Durán García, & Stadlbauer, 2020). Además, el aprovechamiento del recurso solar mediante sistemas fotovoltaicos distribuidos ha demostrado ser una alternativa eficaz para reducir costos eléctricos en el sector residencial y comercial, especialmente bajo esquemas de generación distribuida y autoconsumo, donde la energía producida localmente disminuye la dependencia de la red convencional.

Sin embargo, la generación real de estos sistemas se encuentra condicionada por diversos factores externos, como pueden ser el sombreado parcial o total, la orientación de los módulos, la suciedad acumulada y las variaciones estacionales de radiación, los cuales pueden disminuir significativamente la energía producida en comparación con el potencial teórico (Jamal, y otros, 2024) (Huang, Yang, Ren, Ye, & Liu, 2024). El efecto sombra se erige como uno de los problemas principales en el aprovechamiento de los sistemas fotovoltaicos, donde el sombreado limita la irradiación solar que incide sobre el plano de los módulos, reduciendo la absorción de radiación y, por consiguiente, la corriente y potencia producida por las células fotovoltaicas; incluso sombras parciales pueden provocar caídas abruptas en el rendimiento (Zhao, y otros, 2019).

Otro de los factores externos es el área de trabajo para la instalación de sistemas fotovoltaicos a nivel residencial. La mayoría de sistemas a gran escala se les destinan áreas específicas para su instalación, mientras que los sistemas residenciales deben de trabajar en los espacios de tejados o llamados “Espacios muertos”, mismos que pueden limitar la capacidad de la instalación y su aprovechamiento (Jäger-Waldau, 2020). Fenómenos limitantes como los mencionados han motivado a un creciente interés por evaluar el comportamiento de los sistemas fotovoltaicos residenciales, donde la capacidad instalada no siempre corresponde con la energía que las simulaciones estiman.

En base a lo anterior, el uso de modelos de simulación como PVsyst, pasa a ser una parte importante del estudio de la viabilidad y eficiencia de estos sistemas, pues permite anticipar el rendimiento energético de un sistema antes de su instalación (Ocampo Bahena, y otros, 2024). No obstante, en dichas simulaciones se suelen asumir condiciones ideales de operación, mismas que puede generar discrepancias entre la energía proyectada y la energía realmente generada en un entorno doméstico, así como las pérdidas por sombreados en edificaciones.



Por ello, cobra relevancia analizar cómo influyen factores como el sombreado y la capacidad instalada efectiva en el desempeño final del sistema, con el fin de comprender las limitaciones de los modelos y su relación con la producción energética obtenida en la práctica.

Para este estudio se desarrollan tres casos configuraciones arquitectónicas donde se simulen dichos sistemas fotovoltaicos aplicados a una casa habitación, cada uno con una configuración que permite evaluar su comportamiento ante la demanda eléctrica, las condiciones ambientales que afectan su rendimiento. El primer caso representa un sistema básico donde se busque suministrar la demanda total de la casa habitación; el segundo evalúa la mitad de la demanda de la casa habitación y el tercero hace el análisis similar al segundo con el agregado de un sistema de respaldo de energía.

METODOLOGÍA

Se realiza un enfoque cuantitativo en el sentido de los datos y los resultados. El tipo de investigación realizada es explicativo pues busca desarrollar el porqué de un sistema cubre o no cubre una demanda. El diseño de este estudio fue por medio de simulación en base a los datos recolectados usados en el programa.

Se contempló la siguiente estructura metodológica:

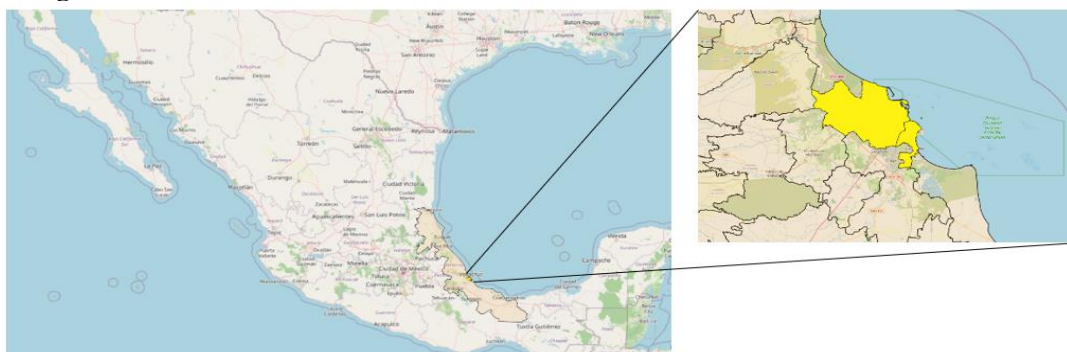
1. Caracterización del contexto. Se realiza una caracterización del contexto donde se analizan las condiciones climatológicas así como la incidencia de irradiancia solar en la zona, donde también se realiza un levantamiento de cargas en la residencia ejemplo.
2. Evaluación de los elementos arquitectónicos. Se hace una recopilación de los distintos tipos de arquitecturas fotovoltaicas existentes en la zona seleccionando modelos de paneles y respaldo energético así como un análisis de las estructuras circundantes.
3. Proposición de configuración. En base a la información recopilada, se realiza un cálculo provisional para la proposición de 3 escenarios de trabajo; Caso 1 de configuración string a demanda total; Caso 2 de micro inversor sin respaldo y Caso 3 de micro inversor con respaldo. Se busca cubrir las pérdidas, la demanda y el aprovechamiento.
4. Análisis de resultados. Se realiza una recopilación de los resultados obtenidos y se hace un análisis de la información obtenida.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Área de estudio

El área de la zona conurbada de Veracruz-Boca del Río, México, (Imagen 1) representa una de las zonas de mayor crecimiento urbano en el estado de Veracruz donde se desarrollan proyectos residenciales en los que no todos poseen la misma arquitectura. Dicho crecimiento viene acompañado de una alta necesidad por cubrir las necesidades energéticas en la zona, mismas que generan la búsqueda de alternativas a la red derivada de una importante cantidad de fallas en el suministro.

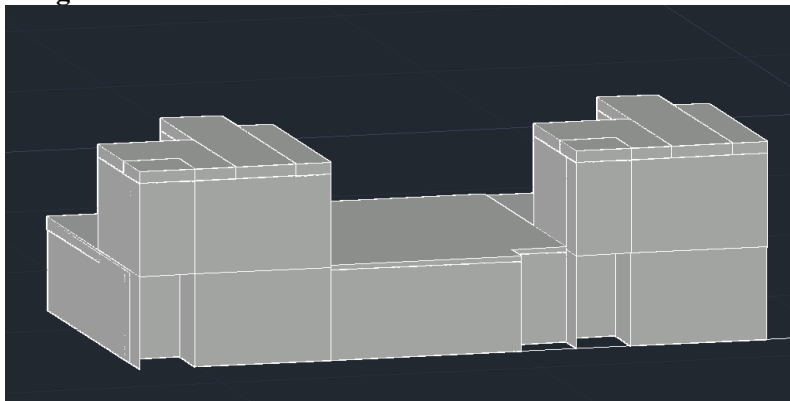
Imagen 1. Zona Conurbada Veracruz-Boca del Río



Es en la búsqueda de opciones para cubrir la demanda por parte de los consumidores y de búsqueda de una menor dependencia de la red, es que los desarrollos de sistemas fotovoltaicos han tenido un alza, especial en zonas residenciales.

El área de estudio seleccionada es una casa habitación típica en una de estas áreas residenciales, donde se presenta una arquitectura no homogénea entre las casas circundantes. Misma que tiene un área de trabajo de 42m² en el tejado donde se presenta sombreados por parte de las casas circundantes.

Imagen 2. Renderización de la casa habitación del estudio



Análisis y cálculo de consumo

Antes de la selección de los equipos, se realiza un levantamiento de cargas para determinar los consumos de la propiedad en un periodo de tiempo de un año, esto se realiza mediante un recibo de consumos proporcionado por la empresa suministradora de luz.

En esta zona, tomando los datos de NASA Power, se cuenta con un $SI_TILTED_MAX_LATITUDE$ máximo de 5.60 kW-hr/m²/día, del mismo registro se obtiene que el promedio anual es de 5.28 kW-hr/m²/día.

Tabla 1. Consumos de la propiedad en un año.

Consumos totales	
Bimestres	Consumo (kW/h)
ABR-JUN 2025	1158
FEB-ABR 2025	736
DIC 2024 -FEB 2025	490
OCT-DIC 2024	752
AGO-OCT 2024	1181
JUN-AGO 2024	1079
Total	5396 kW/h

Para determinar el consumo diría que se tendría en base al total sumado, se divide entre los 365 días del año, quedando de la siguiente forma...

$$\frac{5396 \text{ kW/h}}{365 \text{ días}} = 14.78 \text{ kW/h día}$$

Conociendo el dato del consumo diario estimado, se considera el dato de las horas solares pico y se divide a fin de obtener la potencia total a instalar en paneles solares, quedando de la siguiente forma...

$$\frac{14.78 \text{ kW/h}}{5.28 \text{ kW} - \text{hr/m}^2/\text{día}} = 2.69 \text{ kW} \approx 2.7 \text{ kW}$$

Los cálculos realizados a partir de este momento se harán en base el consumo diario estimado de 2.7 kW, diferenciando los casos de estudio o configuraciones propuestas a fin de crear diferentes casos según demanda cubierta de consumo y respaldo energético.

Configuraciones experimentales

Como se mencionó, se trabajó con el desarrollo de 3 configuraciones; El primer caso representa un sistema básico donde se busca suministrar la demanda total de la casa habitación; el segundo evalúa la mitad de la demanda de la casa habitación y el tercero hace el análisis similar al segundo con el agregado de un sistema de respaldo de energía. Los casos presentados, después de su configuración en base al cálculo, serán simulados en PVsyst.

Caso 1

Este caso trabajará con una configuración tipo string sin un sistema de respaldo de energía.

Para trabajar con el primer escenario, se selecciona el modelo LRS-54HTB-435M de la marca LONGi monocristalino, que tiene una potencia máxima en STC (Standard Test Conditions) de 435w . Estos paneles tienen medidas de 1.722m x 1.134m

Se empieza por determinar el número de paneles tomando en base la potencia requerida por el sistema y la potencia que generará cada panel en su STC. Lo anterior es expresado en la ecuación 1

$$No\ de\ paneles = \frac{Potencia\ requerida}{Potencia\ de\ los\ paneles} \quad (Ec. 1)$$

$$\frac{2700w}{435w} = 6.20 \approx 7\ paneles$$

En el caso del inversor, se selecciona un inversor Inversor Huawei SUN2000-3KTL-L1, donde se desarrolla una configuración de paneles de 2 cadenas; una de 3 y una de 4 en serie.

Caso 2

En este caso se trabajará con una configuración de micro inversores sin respaldo de energía.

En el caso de un dimensionamiento basado en micro inversor, se calcula primero este sistema para saber la potencia con la que se va a trabajar. En este caso se considera la potencia fotovoltaica, la potencia del micro inversor y el voltaje así como el tipo de la red. Se calcula primero el micro inversor, buscando que inyecte al sistema la potencia que están generando la mayor parte del tiempo el sistema. Lo anterior se expresa en la Ecuación 2.

$$No.\ de\ micro\ inversores = \frac{P.\ Fotovoltaica}{P.\ salida\ del\ micro\ inversor} \quad (Ec. 2)$$



Trabajando con el modelo MICRO HOYMILES 700w, se calcula como...

$$No. de micro inversores = \frac{1569 w}{700 w} = 2.28 \approx 3 \text{ mico inversores}$$

El modelo trabaja a 2 paneles por micro inversor. Para ello, se considera entonces la cantidad de micro inversores por los paneles de salida, quedando como $3 \times 2 = 6$; basándose en la potencia máxima que soporta el micro que es de 380. Haciendo el cálculo queda como $370 \times 6 = 2220$. Se trabaja con el modelo de panel solar ENERTIK-370M de 370w.

Caso 3

Esta configuración es similar a la anterior con la diferencia de que se trabajará con sistema de respaldo de energía. Para el dimensionamiento de dicho sistema, se toman en cuenta las cargas críticas, mismas que se pueden ver en la Tabla 2.

Tabla 2. Cargas críticas a respaldar por el sistema.

Cargas a respaldar					
Equipo	Cantidad	Potencia	Consumo	Tiempo de consumo	Total (w/h)
Refrigerador	1	150w	150w	20hr	3000w/h
Modem	1	12w	12w	24hr	288w/h
Luminarias	10	13w	120w	10hr	1200w/h
Cargadores	3	30w	90w	1hr	90w/h
Ventilador de techo	1	165w	165w	6hr	990w/h
				Total	5568w/hr

El respaldo se lleva a cabo por el equipo NBA Open Tub a 12v y 96Ah mediante una configuración 2 baterías serie y 3 paralelo, aportando 5.6 kWh.

Simulaciones

Las configuraciones previamente desarrolladas serán presentadas a continuación en sus respectivas simulaciones en el programa PVsyst, donde se introdujeron los datos de paneles, inversores, micro inversores.

Imagen 3. Simulación caso 1

Subconjunto **Generador FV** A/B + Añadir Eliminar ?

Seleccione la orientación
Orientación **Fijo, Incl. 30.0°, Azim. 0.0°**

Ayuda de pre-dimensionamiento
☐ Sin dimensionamiento Potencia planeada kWp
☒ Redimens. o área disponible m²

Seleccione el módulo FV
 Disponible ahora Filtro Todos los módulos F Módulos necesarios aprox. **6**
 Longi Solar 435 Wp 28V Si-mono LR5-54HTDB-435M Desde 2025 Datasheets 2025 Q Abrir
☐ Usar optimizador
 Dimensiona. voltaje : Vmpp (60°C) **29.2 V**
 Voc (-10°C) **42.9 V**

Seleccione el inversor
 Disponible ahora Voltaje de salida 230 V Mono 50Hz 50 Hz 60 Hz
 Huawei Technologies 3.0 kW 80 - 600 V TL 50/60 Hz SUN2000-3KTL-L1 Desde 2020 Q Abrir
 Núm. de inversores Voltaje de funcionamiento: 80-600 V Poder global inversor 3.0 kWca
☒ Reparto de PNom en el inversor Voltaje máximo de entrada: 600 V **inversor con 2 MPPT**
☐ Entradas MPPT independientes **Reparto de potencia en este inversor**

Diseñe el conjunto
Núm. de módulos y cadenas
 Mód. en serie entre 3 y 13
 Núm. cadenas entre 2 y 3
 Pérdida sobrecarga **0.0 %**
 Proporción Pnom **0.87** Dimensionamiento
Núm. de módulos 6 Área 12 m²

Condiciones de operación
 Vmpp (60°C) 88 V
 Vmpp (20°C) 100 V
 Voc (-10°C) 129 V
 Irradia. plano **1000W/m²**
 Imp (STC) 26.1 A
 Isc (STC) 28.2 A
 Isc (en STC) 28.2 A

La potencia del inversor está ligeramente sobredimensionada.
☐ Máx. en datos ☒ STC
 Potencia de funcionamiento máx. **2.4 kW**
 (en 1000 W/m² y 50°C)
Potencia nom. conjunto (STC) 2.6 kWp

Imagen 4. Simulación caso 2.

Subconjunto **Generador FV** A/B + Añadir Eliminar ?

Seleccione la orientación
Orientación **Fijo, Incl. 30.0°, Azim. 0.0°**

Ayuda de pre-dimensionamiento
☐ Sin dimensionamiento Potencia planeada kWp
☒ Redimens. o área disponible m²

Seleccione el módulo FV
 Disponible ahora Filtro Todos los módulos F Módulos necesarios aprox. **4**
 Jinkosolar 370 Wp 34V Si-mono JKM 370M-72 Desde 2017 Manufacturer 2017 Q Abrir
☐ Usar optimizador
 Dimensiona. voltaje : Vmpp (60°C) **34.8 V**
 Voc (-10°C) **53.9 V**

Seleccione el inversor
 Disponible ahora Voltaje de salida 230 V Mono 60Hz 50 Hz 60 Hz
 Hoymiles 0.70 kW 16 - 60 V HF Tr 60 Hz HMS-700-2T Desde 2021 Q Abrir
 Núm. de inversores Voltaje de funcionamiento: 16-60 V Poder global inversor 1.4 kWca
☒ Reparto de PNom en el inversor Voltaje máximo de entrada: 60 V **inversor con 2 MPPT**
☐ Entradas MPPT independientes **Reparto de potencia en este inversor**

Diseñe el conjunto
Núm. de módulos y cadenas
 Mód. en serie única posibilidad 1
 Núm. cadenas entre 4 y 6
 Pérdida sobrecarga **0.0 %**
 Proporción Pnom **1.06** Dimensionamiento
Núm. de módulos 4 Área 8 m²

Condiciones de operación
 Vmpp (60°C) 35 V
 Vmpp (20°C) 41 V
 Voc (-10°C) 54 V
 Irradia. plano **1000W/m²**
 Imp (STC) 37.1 A
 Isc (STC) 38.4 A
 Isc (en STC) 38.4 A

La potencia máxima del conjunto es mayor que la potencia FV de entrada máxima permitida del inversor, es decir, 1 kW/inversor. (Info, no significativa)
☐ Máx. en datos ☒ STC
 Potencia de funcionamiento máx. **1.3 kW**
 (en 1000 W/m² y 50°C)
Potencia nom. conjunto (STC) 1.5 kWp

Imagen 5. Simulación caso 3.

Subconjunto
Generador FV

Añadir
Eliminar
?

Seleccione la orientación
Orientación **Fijo, Incl. 30.0°, Azim. 0.0°**

Ayuda de pre-dimensionamiento
☐ Sin dimensionamiento Potencia planeada kWp
☒ Redimens. o área disponible m²

Seleccione el módulo FV

Disponible ahora
Filtro Todos los módulos F

Jinkosolar 370 Wp 34V Si-mono JKM 370M-72 Desde 2017 Manufacturer 2017

Módulos necesarios aprox. **4**

☐ Usar optimizador

Dimensiona. voltaje : Vmpp (60°C) **34.8 V**
Voc (-10°C) **53.9 V**

Seleccione el inversor

Disponible ahora
Voltaje de salida 230 V Mono 60Hz

Hoymiles 0.70 kW 16 - 60 V HF Tr 60 Hz HMS-700-2T Desde 2021

Núm. de inversores
☒ Voltaje de funcionamiento: **16-60 V** Poder global inversor **1.4 kWca**
☐ Entradas MPPT independientes Voltaje máximo de entrada: **60 V** **inversor con 2 MPPT**

☒ Reparto de PNom en el inversor **Reparto de potencia en este inversor**
☐ Entradas MPPT independientes

Diseñe el conjunto

Núm. de módulos y cadenas
Mód. en serie ☒ única posibilidad 1
Núm. cadenas ☒ entre 4 y 6
Perdida sobrecarga **0.0 %**
Proporción Pnom **1.06**

Condiciones de operación
Vmp (60°C) 35 V
Vmp (20°C) 41 V
Voc (-10°C) 54 V
Irradia. plano **1000W/m²**
Imp (STC) 37.1 A
Isc (STC) 38.4 A
Isc (en STC) 38.4 A

La potencia máxima del conjunto es mayor que la potencia FV de entrada máxima permitida del inversor, es decir, 1 kW/inversor. (Info, no significativa)
☐ Máx. en datos ☒ STC
Potencia de funcionamiento máx. **1.3 kW**
(en 1000 W/m² y 50°C)
Potencia nom. conjunto (STC) 1.5 kWp

Especifique el conjunto de batería

Ordenar baterías por ☒ voltaje ☐ capacidad ☐ fabricante

NBA 12 V 97 Ah Pb Open Tub 3 AX 12N Desde 2019 Datasheets

Plomo-ácido

☐ baterías en serie Número de baterías **6** Voltaje paquete de baterías **24 V**
 ☐ baterías en paralelo Número de elementos **36** Capacidad global (C10) **291 Ah**
 % Estado inicial de desgaste (núm. de ciclos) Energía almacenada (80% DOD) **5.6 kWh**
 % Estado inicial de desgaste (estático) Peso total **167 kg**
 % Estado inicial de carga Núm. de ciclos a 50% DOD **1929**
Energía total almacenada durante la vida útil de la batería **7743 kWh**

Temperatura de funcionamiento batería

Modo temperatura Fijo (aire acondicionado)

Temperatura fija °C

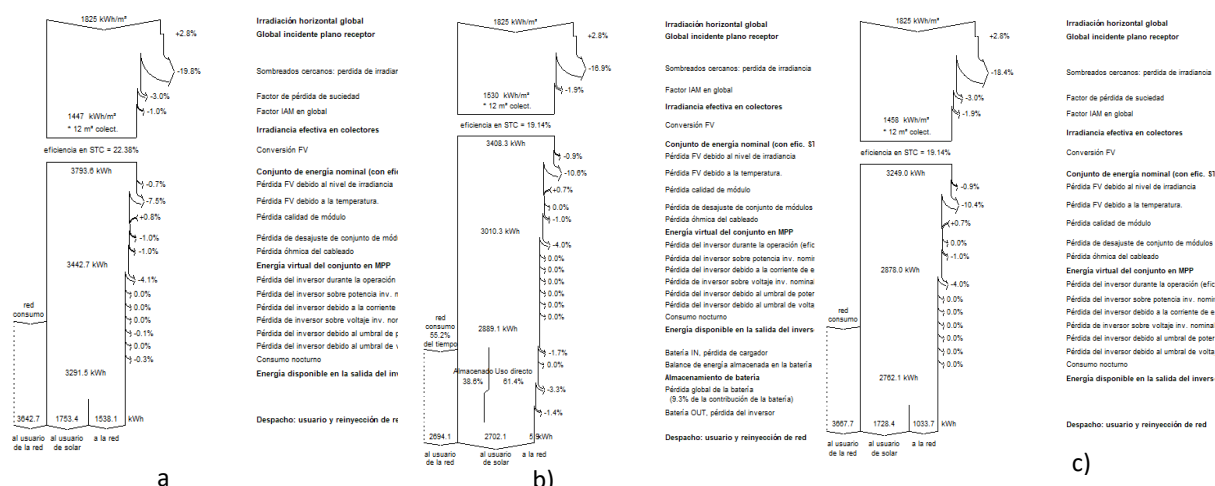
La temperatura de la batería es importante para el envejecimiento de la batería
Un aumento de 10 °C divide la vida útil de la batería "estática" por un factor de dos

Información del sistema

Pnom del generador FV **2.22 kWp**
Producción diaria del conjunto FV (día claro de verano) **11.23 kWh**
Potencia del usuario máxima **0.62 kW**
Necesidades medias diarias del usuario **14.78 kWh**

Este paquete de baterías representan alrededor :
Tiempo de carga en condiciones de pleno sol **2.2 horas**
Descarga bajo carga media **7.9 horas**
Descarga bajo carga máxima **7.9 horas**

Imagen 6. Resultados de pérdidas a partir de las simulaciones, correspondiendo al caso 1 (a, caso 2 (b), caso 3 (c).



Obteniendo los diagramas de pérdida, se trabaja con la Ecuación 3 para determinar la Cobertura de demanda y con la Ecuación 4 para determinar el aprovechamiento fotovoltaico.

$$C.de\ demanda = \frac{Consumo\ fotovoltaico}{Consumo\ total\ del\ usuario} \times 100 \text{ (Ec. 3)}$$

$$Apr.Fotovoltaico = \frac{Consumo\ fotovoltaico}{Producción\ total} \times 100 \text{ (Ec. 4)}$$

La Tabla 3 muestra los resultados usando las ecuaciones 3 y 4 a los resultados obtenidos del diagrama de pérdida (Imagen 6) de cada caso.

Tabla 3. Resultados de C. de demanda y Aprov. Fotovoltáico.

	Cobertura de demanda	Aprov. Fotovoltaico
Caso 1	32.25%	53.27%
Caso 2	32.03%	62.7%
Caso 3	50.07%	99.78%

Los resultados obtenidos de las ecuaciones de cobertura de demanda reflejan las pérdidas mostradas por el programa de simulación. A través de estas simulaciones se evidencian las pérdidas energéticas derivadas del sombreado parcial, la temperatura presente y el tipo de configuración utilizada, permitiendo comparar de manera precisa el desempeño entre sistemas string, micro inversores y sistemas con almacenamiento energético. Lo anterior coincide con estudios de pérdidas y eficiencia, como el expuesto por Foronda-Gutiérrez et al., donde se menciona que softwares como PVsyst permiten

desarrollar análisis de producción energética, pérdidas por sombreado y rendimiento de los sistemas fotovoltaicos, facilitando la optimización del diseño antes de la instalación física.

En la parte de los casos, para empezar, el caso 1, diseñado para cubrir el 100% de la demanda, se aprecia como este solamente cubre alrededor del 32%, teniendo un aprovechamiento fotovoltaico de solo el 53.27%. Las pérdidas en este sistema se deben a las sombras aledañas en conjunto al tipo de configuración que es string, misma que tiene pérdidas importantes al ser en serie, donde al tener solo un elemento del panel con sombreados provoca una gran pérdida de la eficiencia. La simulación indica que en las condiciones reales tiene una gran cantidad de pérdidas este sistema impactando en su desempeño futuro.

En el caso 2, con una cobertura esperada a cubrir el 50% de la demanda, arrojó realmente una cobertura de demanda del 32.03% junto a un aprovechamiento fotovoltaico del 62.7%. Lo anterior podría mostrar un error respecto a lo calculado, sin embargo, se muestra un mayor aprovechamiento fotovoltaico respecto al primero, esto debido al tipo de configuración manejada (Micro inversor). Aunque la cobertura de demanda no incrementó considerablemente debido a la reducción de capacidad instalada planteada para este escenario, el sistema mostró una utilización más eficiente de la energía producida, reduciendo las pérdidas asociadas al desbalance entre módulos.

El último caso, el caso 3, es un sistema por microinversores que cuenta con un sistema de respaldo de energía para una cobertura de demanda del 50%, misma que se ve reflejada en el cálculo hecho. Esta cobertura se aprecia gracias al aprovechamiento fotovoltaico del 98%, que se logra con la incorporación del sistema de almacenamiento permitió conservar parte de la energía generada durante las horas de mayor irradiación solar para utilizarla posteriormente durante la noche o en momentos sin generación fotovoltaica. Como consecuencia, se redujo significativamente el desperdicio energético y se incrementó el nivel de autoconsumo de la vivienda.

Por otra parte, se observa como la adición de los sistemas de respaldo en la configuración 3 genera una retención y mejor aprovechamiento de la generación del sistema fotovoltaico donde se le da un mejor uso a la energía generada en las horas pico que se encarga de la recarga de las baterías y así poder usarla en las noches reduciendo la dependencia de la red (siendo esto en el sistema 3, de media demanda) o en momentos en los que la red no se encuentre alimentada.



Los resultados de las simulaciones, a su vez, indicaron que los sombreados tienen un alto porcentaje de participación en las pérdidas por parte de los sistemas fotovoltaicos. Aun cuando la teoría indica esto, los resultados por parte del sistema de simulación remarcan estos puntos, siendo aún más incisivo en pérdidas del 19% donde se puede ver el efecto de las cosas aledañas propias a la arquitectura de las casas circundantes, donde en el caso de estudio no se presentan tan diferenciadas como en otras edificaciones que hay en los diversos cuados de la ciudad de Veracruz. Así mismo, aunadas a las pérdidas por sombra, se aprecian las pérdidas por temperatura de alrededor del 7.5%, siendo estas por las pérdidas derivadas de las altas temperaturas presentes en la ciudad que degradan el funcionamiento de esos sistemas.

CONCLUSIONES

Los resultados de la investigación reflejan la practicidad y funcionalidad de realizar una simulación previa de los sistemas fotovoltaicos, permitiendo el análisis de sistemas de conexiones de micro inversores o string para instalaciones residenciales. Así mismo, las condiciones arquitectónicas reflejadas en la presencia de sombreados cercanos en los paneles, remarcan las pérdidas generales en los sistemas fotovoltaicos, mismas que pueden ser eliminadas con el uso de sistemas que puedan funcionar aún con sombreados cercanos como son los micro inversores.

Desde la facilidad de conexiones, la posibilidad de expandir la capacidad instalada aunado a su característica más importante de no perder la generación por las sombras cercanas, a diferencia del sistema string, que con sombras cercanas su capacidad decrece mucho. Estudios como el de Cortés et.al. sobre análisis de micro inversores e inversores centralizados demuestran como en zonas residenciales el sistema de micro inversores es más eficiente. Aun con sombreados cercanos, la generación eléctrica decae menos que la del sistema string, manteniéndose fuerte aún en zonas lluviosas y de altas temperaturas.

De igual forma, la incorporación de un sistema de respaldo en caso de fallos representa una importante adición a los sistemas residenciales generando un mayor aprovechamiento de la energía solar, no solo limitándola al suministro común de la residencia, si no como un elemento en paralelo de aprovechamiento energético, demostrando que los sistemas de respaldo no solo mejoran el uso de la energía, si no como contribución a reducir la dependencia energética de la red convencional.



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Andrade Arias, A., Kabir, G., Mirmohammadsadeghi, M., Gunasekaran, A., & Elizondo Noriega, A. (2025). Exploring public perspectives on solar energy adoption in Mexico. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 212. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2025.115410>
- CMIC. (2025). La transición hacia energías renovables en México: auge de la energía solar en este 2025. Camara Mexicana de la Industria de la Construcción.
- Cortés, C. L., Gómez-Gómez, G. S., Betancur-Londoño, F., Carvajal-Quintero, S. X., & Guerrero-González, N. (2020). Análisis experimental del desempeño de un sistema solar fotovoltaico con inversor centralizado y con microinversores: caso de estudio Manizales. *Tecnológicas*, 1-21. doi: <https://doi.org/10.22430/22565337.1403>.
- Foronda-Gutiérrez, L. A., Trejos-Grisales, L. A., & González-Montoya, D. (2022). Evaluación de herramientas computacionales para análisis de sistemas fotovoltaicos. Ingeniería y competitividad. doi: <https://doi.org/10.25100/iyv.v24i2.11516>.
- Huang, Y., Yang, Y., Ren, H., Ye, L., & Liu, Q. (2024). From Urban Design to Energy Sustainability: How Urban Morphology Influences Photovoltaic System Performance. *Sustainability*, 16. doi: <https://doi.org/10.3390/su16167193>
- INI, I. (10 de Febrero de 2025). Un estudio expone los retos y las tendencias positivas del mercado fotovoltaico mexicano. PV MAGAZINE.
- Jäger-Waldau, A. (2020). The Untapped Area Potential for Photovoltaic Power in the European Union. *MDPI*, 2, 440-446. doi: <https://doi.org/10.3390/cleantechnol2040027>
- Jamal, J., Mansur, I., Rasid, A., Mulyadi, M., Marwan, M. D., & Marwan, M. (2024). Evaluating the shading effect of photovoltaic panels to optimize the performance ratio of a solar power system. *Results in Engineering*, 21. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2024.101878>
- Miranda Jiménez, R., Vigil Galán, O., González Castillo, R., Terán Cuevas, A. R., Gutiérrez Castillo, M., & Tovar Gálvez, L. R. (2024). Solar PV technologies selection for the design of photovoltaic installations in Mexico based on the analysis of meteorological satellite data from the region. *Atmósfera*, 38. doi: <https://doi.org/10.20937/atm.53282>



NIKO Solar. (11 de Febrero de 2026). Energía solar en México: evolución, cifras y retos hacia 2030.

NIKO.

Ocampo Bahena, A., E., D. L., J., A. A., E., F. R., M., P. S., & G., V. V. (2024). Dimensionamiento Y

Análisis De Rendimiento De Un Sistema Fotovoltaico Residencial Interconectado A La Red.

Pistas Educativas, 46(148), 551-570.

Saleh, O. S., S., S. K., & Abdallah, I. I. (2024). An Overview on Photovoltaic System. *IRASD Journal*

of Energy & Enviroment, V(2), 76-100. doi:10.52131/jee.2024.0502.0046

Weber, B., Magaña López, R., Martínez Cienfuegos, I., Durán García, M., & Stadlbauer, E. A. (2020).

Current status of photovoltaic plants in Mexico-An analysis based on online monitoring. *Energy*

for Sustainable Development, 57, 48-56.

Zhao, H., Yang, R., Wang, C., Pabasara, W., Wijeratne, U., Liu, C., . . . Abdeen, N. (2019). Effects of

Design Parameters on Rooftop Photovoltaic Economics in the Urban Environment: A Case

Study in Melbourne, Australia. *Front. Eng. Manag*6, 351-367 doi:10.1007/s42524-019-0023-6

