

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Profesor Patrocinante:

Dr. José R. Espinoza C.

Informe de Memoria de Título
para optar al título de:

Ingeniero Civil Eléctrico

Modelo de paneles bifaciales con seguimiento y
operación con conexión a un electrolizador

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Profesor Patrocinante
Dr. José R. Espinoza C.

Modelo de paneles bifaciales con seguimiento y operación con conexión a un electrolizador.

Felipe Gabriel Pizarro Mardones

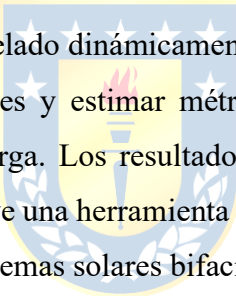
Informe de Memoria de Título
para optar al Título de

Ingeniero Civil Eléctrico

Junio 2025

Resumen

La tecnología fotovoltaica bifacial ha ganado relevancia en el desarrollo de proyectos solares debido a su capacidad de captar irradiancia por ambas caras del módulo, lo que permite aumentar la generación sin incrementar significativamente el área ocupada. No obstante, gran parte de las herramientas de simulación actuales están basadas en modelos monofaciales o simplificaciones que no consideran adecuadamente la geometría bifacial, el sombreado mutuo entre filas, ni el efecto del seguimiento solar sobre la irradiancia trasera. En este contexto, el presente trabajo propone como solución el desarrollo de un modelo físico-computacional detallado, implementado en MATLAB/Simulink y PLECS, que permite simular el comportamiento térmico y eléctrico de un arreglo de paneles bifaciales con seguimiento en uno y dos ejes. El modelo considera componentes no lineales, condiciones ambientales horarias, parámetros geométricos como inclinación, altura y separación entre filas, así como el uso de factores de vista para representar el sombreado dinámico. Para validar su aplicabilidad, se acopló el sistema a una carga representativa del contexto energético actual: un electrolizador tipo PEM, modelado dinámicamente. La simulación anual bajo condiciones reales permitió comparar configuraciones y estimar métricas clave como producción energética, eficiencia horaria y entrega útil a la carga. Los resultados confirman que el modelo es capaz de capturar efectos físicos clave, y constituye una herramienta versátil y precisa para estudios de diseño, optimización y evaluación técnica de sistemas solares bifaciales.





A los gigantes en cuyos hombros nos paramos para ver más allá.

Agradecimientos

Agradezco profundamente a mi familia, por su apoyo incondicional a lo largo de este proceso. Su esfuerzo constante por brindarme una educación acorde a mis capacidades ha sido fundamental para alcanzar esta meta, y su confianza en mí ha sido un pilar en cada etapa del camino.

A mis amigos, quienes han sido una verdadera red de apoyo durante toda mi vida universitaria. Gracias por acompañarme en los momentos de alegría y también en los más difíciles, por las conversaciones sinceras, el oído atento y las risas que hicieron de este viaje algo mucho más llevadero.

A mi profesor guía, por su dedicación, compromiso y cercanía con sus estudiantes. Su acompañamiento durante esta etapa no solo fue clave para el desarrollo de este trabajo, sino también una fuente de inspiración para seguir desafiándome y creciendo tanto en lo académico como en lo personal.

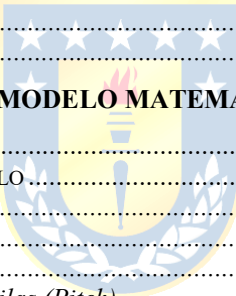
Adicionalmente, a todos mis profesores y trabajadores de la Universidad, por su invaluable aporte en mi formación académica y profesional.

Finalmente, se agradece el apoyo del proyecto ATAMOS-TEC 17PTECES-75830 y ANID / FONDAP / SERC 1523A0006.



Tabla de Contenidos

LISTA DE TABLAS	VIII
LISTA DE FIGURAS	IX
NOMENCLATURA.....	X
ABREVIACIONES.....	XII
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. INTRODUCCIÓN GENERAL	1
1.2. TRABAJOS PREVIOS.....	2
1.2.1 De la tecnología bifacial	2
1.2.2 Del modelo equivalente	4
1.2.3 De la sombra.....	5
1.2.4 Del Seguimiento	7
1.2.5 Discusión	7
1.3. HIPÓTESIS DE TRABAJO	8
1.4. OBJETIVOS.....	8
1.4.1 Objetivo General.....	8
1.4.2 Objetivos Específicos.....	8
1.5. ALCANCES Y LIMITACIONES	9
1.6. TEMARIO Y METODOLOGÍA	9
1.6.1 Temario.....	9
1.6.2 Metodología.....	10
2. VARIABLES Y PARÁMETROS DEL MODELO MATEMÁTICO.....	12
2.1. INTRODUCCIÓN	12
2.2. VARIABLES Y PARÁMETROS DEL MODELO	12
2.2.1 Irradiancia	12
2.2.2 Albedo.....	13
2.2.3 Altura del Módulo	14
2.2.4 Inclinación y Separación entre Filas (Pitch).....	15
2.2.5 Ganancia Bifacial y Factor de Bifacialidad.....	15
2.2.6 Temperatura de Operación y Efectos Térmicos	16
2.2.7 Parámetros Eléctricos del Módulo	17
2.2.8 Sombreado y Factores de Vista	18
2.3. CLASIFICACIÓN DE VARIABLES Y PARÁMETROS	18
2.3.1 Parámetros y Variables Geográficas	18
2.3.2 Parámetros de Diseño	19
2.3.3 Variables de operación.....	19
2.4. DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES	20
3. PROCESAMIENTO DE DATOS	22
3.1. INTRODUCCIÓN	22
3.2. CONTENIDOS.....	23
3.2.1 Cálculo de Ángulos de Inclinación y Orientación del Panel.....	23
3.2.2 Cálculo de Irradiancia Total sobre el Panel.....	24
3.2.3 Modelación de Sombreado y Factor de Vista.....	24
3.2.4 Procesamiento Anual y Evaluación del Desempeño Energético.....	25
3.2.5 Análisis Comparativo y Visualización de Resultados	25
3.2.6 Integración Metodológica y Validación del Procesamiento de Datos.....	26
3.3. DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES	26
4. MODELO DE SIMULACIÓN	28
4.1. INTRODUCCIÓN	28



4.2.	DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN.....	28
4.2.1	<i>Flujo de trabajo general</i>	28
4.2.2	<i>Procesamiento de condiciones ambientales</i>	30
4.2.3	<i>Subsistema fotovoltaico: lógica interna</i>	30
4.2.4	<i>Representación eléctrica en PLECS</i>	32
4.2.5	<i>Comportamiento bajo condiciones variables</i>	34
4.2.6	<i>Modularidad y proyección futura</i>	34
4.3.	CONCLUSIONES	35
5.	SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN CON ELECTROLIZADOR.....	36
5.1.	INTRODUCCIÓN	36
5.2.	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA	36
5.3.	MODELO DE CONVERTIDOR BUCK.....	37
5.4.	MODELO DEL ELECTROLIZADOR	38
5.5.	RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN.....	39
5.6.	DISCUSIÓN	40
6.	CONCLUSIONES.....	42
6.1.	SUMARIO	42
6.2.	CONCLUSIONES	43
6.3.	TRABAJO FUTURO	44
7.	REFERENCIAS.....	46
	REFERENCIAS.....	47
A.	SCRIPT Y FUNCIONES DE MATLAB.....	48
A.1.	DATOSANUALES.M	48
A.2.	CALCUARSOMBRAYFACTORVISTA.M.....	49
A.3.	CALCULARANGULOSPANEL.M	55
A.4.	CALCULARIRRADIANCIA TOTAL.M	58
B.	HOJAS DE DATOS	63
B.1.	PANEL BIFACIAL TSM-450DEG17MC.20(II).....	64



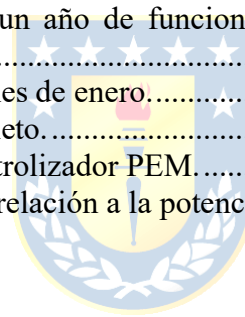
Lista de Tablas

Tabla 2-1 Parámetros utilizados en el modelo térmico 17
Tabla 2-2 Parámetros importantes para caracterizar el módulo..... 17
Tabla 5-1 Parámetros utilizados para simular el electrolizador PEM. 39



Lista de Figuras

Figura 1.1. Flujo de proceso de la modelación bifacial.....	5
Figura 2.1 Comparación de potencia del módulo con distintos valores de albedo [7].....	13
Figura 2.2 Potencia total del módulo respecto a la altura de instalación.	14
Figura 2.3 (a) Energía medida para distintos albedos respecto a la irradiancia del POA. (b) Ganancia bifacial porcentual de distintos niveles de albedo respecto a la irradiancia del POA.	15
Figura 3.1 Diagrama de la configuración del sistema usada en el cálculo de efectos de sombreado [11].	22
Figura 3.2 Comparación de la energía generadas por arreglos monofaciales y bifaciales con y sin seguimiento [12].....	23
Figura 3.3 Geometría representativa para el cálculo del factor de vista entre dos superficies [15]...	25
Figura 3.4 Resultados de simulaciones comparativas entre distintos modos de operación.	26
Figura 4.1 Bloques principales de la simulación en Simulink.	29
Figura 4.2 Vista interna del bloque de Paneles Solares, mostrando la integración de PLECS Blockset.	29
Figura 4.3 Visualización de las variables ambientales que alimentan la simulación.....	30
Figura 4.4 Modelo de la corriente del panel solar.	31
Figura 4.5 Modelo térmico para obtener la temperatura del módulo fotovoltaico.....	32
Figura 4.6 Representación gráfica de un año de funcionamiento relacionando Irradiancia con la corriente y potencia generadas.	33
Figura 4.7 Representación gráfica del mes de enero.....	34
Figura 5.1 Modelo de simulación completo.....	37
Figura 5.2 Circuito equivalente del electrolizador PEM.....	38
Figura 5.3 Producción de hidrógeno en relación a la potencia y energía suministrada.	40



Nomenclatura

Escalares

I	: Corriente.
V	: Voltaje.
R	: Resistencia.
C	: Capacitancia.
G_F	: Irradiancia frontal del panel.
η_{dir}	: Eficiencia para la irradiancia directa del panel.
G_{dir}	: Irradiancia directa.
θ_i	: Ángulo de incidencia sobre la superficie del módulo.
η_{dif}	: Eficiencia para la irradiancia difusa del panel.
G_{dif}	: Irradiancia difusa.
F_{sky}	: Factor de vista entre la superficie y el cielo.
β	: Angulo de inclinación del panel.
G_R	: Irradiancia trasera del panel.
A_g	: Albedo.
h	: Altura de instalación del panel.
F_{gnd}	: Factor de vista suelo-panel.
p	: Pitch o separación entre filas.
S	: Superficie proyectada.
L	: Largo del panel.
$LCOE^*$: Costo nivelado de la energía.
M_L	: Cociente de costes módulo-suelo.
YY	: Yearly yield o generación energética anual.
P_{bif}	: Potencia bifacial.
P_{mono}	: Potencia monofacial.
G_{POA}	: Irradiancia del plano del arreglo.
I_{mp}	: Corriente de máxima potencia.
η_{loss}	: Pérdidas por no-uniformidad.
BG_g	: Ganancia bifacial.
ϕ	: Factor de bifacialidad.
T_{cell}	: Temperatura de la celda.
T_a	: Temperatura ambiente.
G_{NOCT}	: Irradiancia de referencia en el modelo Nominal Operation Cell Temperature.
T_{NOCT}	: Temperatura de la celda en el modelo Nominal Operation Cell Temperature.
T_{aNOCT}	: Temperatura ambiente en el modelo Nominal Operation Cell Temperature.
η_{ref}	: Eficiencia del módulo en condiciones estándar.
τ	: Transmitancia.
α	: Absortancia óptica.
WS_{NOCT}	: Velocidad del viento en el modelo Nominal Operation Cell Temperature.
WS_{adj}	: Velocidad del viento ajustada por altura.
I_{SC}	: Corriente de cortocircuito
V_{OC}	: Voltaje de circuito abierto.

I_{PV} : Corriente del panel solar.
 V_{PV} : Voltaje del panel solar.
 q : Carga del electrón.
 k : Constante de Boltzmann.
 n : Coeficiente de emisión.



Abreviaciones

Mayúsculas

ITRPV	: International Technology Roadmap for Photovoltaics.
POA	: Plane of Array.
LCOE	: Levelized Cost Of Energy.
SAT	: Solar-axis Tracking.
GCR	: Ground-coverage Ratio.
IEW	: Inclined East-West.
HEW	: Horizontal East-West.
AL	: Angular Losses.
OFP	: Optimal Fixed Panel.
GHI	: Global Horizontal Irradiance.
BESS	: Battery Energy Storage System.
NOCT	: Nominal Operating Cell Temperature.
CAPEX	: Capital Expenditures.
HSAT	: Horizontal Single Axis Tracking.
MPPT	: Maximum Power Point Tracking.
PEM	: Proton Exchange Membrane.
PWM	: Pulse-width Modulation.
TYM	: Typical Meteorological Year.
RC	: Resistiva-Capacitiva.



1. Introducción

1.1. Introducción general

La tecnología fotovoltaica bifacial ha ganado protagonismo en la industria solar debido a su capacidad de captar irradiación por ambas caras del módulo, lo que permite aumentar la producción energética sin incrementar proporcionalmente el área ocupada. Según la hoja de ruta del International Technology Roadmap for Photovoltaics (ITRPV), se proyecta que esta tecnología representará cerca del 40% del mercado global para 2028 [1]. Este crecimiento ha motivado el desarrollo de múltiples modelos que permiten simular su comportamiento bajo diversas condiciones de operación, tanto para módulos individuales como para granjas solares.

Dicho lo anterior, modelar con precisión el rendimiento de paneles bifaciales en configuraciones a escala de planta representa un desafío significativo. Aunque los modelos actuales logran capturar de manera precisa la operación de módulos aislados, su aplicación a sistemas complejos se ve limitada por factores como el auto-sombreado, el sombreado mutuo entre filas y la variabilidad del albedo [2], [3]. Estos efectos, que reducen las expectativas de ganancia por bifacialidad observadas en condiciones ideales, deben ser considerados cuidadosamente para no sobreestimar la generación proyectada.

Algunas estrategias de modelación para plantas solares tienden a asumir ángulos de inclinación fijos, evitando así el recálculo continuo del sombreado bajo configuraciones de seguimiento solar. No obstante, diversos estudios han demostrado que implementar sistemas de seguimiento puede generar incrementos de energía de hasta un 45% en comparación con esquemas estáticos [4], especialmente en orientaciones Este-Oeste [5]. Además, se ha observado que los efectos del albedo y la distribución espacial de la irradiación trasera pueden tener un impacto considerable en el rendimiento energético, requiriendo herramientas específicas para su caracterización [6].

Para abordar estos desafíos, se propone desarrollar un modelo físico detallado en el entorno MATLAB/Simulink y PLECS, orientado a representar de forma integral el comportamiento térmico y eléctrico de paneles bifaciales en condiciones reales. Este modelo considera variables dependientes del sitio, como irradiación global, temperatura ambiente y velocidad del viento, así como parámetros de diseño y operación, entre ellos la separación entre filas, altura del montaje, inclinación, orientación

azimutal y albedo del terreno. La salida del modelo permite estimar la cosecha de potencia y la ganancia bifacial, integrando los flujos energéticos que inciden en ambas caras del panel.

La estructura interna del modelo se fundamenta en formulaciones termoeléctricas no lineales, calibradas en base a literatura reciente y validadas con métricas derivadas de condiciones de cielo claro y difuso. Esta aproximación busca proporcionar una herramienta precisa para el diseño y optimización de granjas solares bifaciales, así como para evaluar escenarios climáticos diversos.

1.2. Trabajos Previos

En esta sección se presenta una lista de las publicaciones que fueron recopiladas y estudiadas para el desarrollo del trabajo. Si bien los documentos pudiesen haber explorado más de un tema, o haber sido parte de una evaluación más general, estos se agrupan según el tópico considerado más relevante para la redacción del presente trabajo.

1.2.1 De la tecnología bifacial

- ❖ M. T. Patel, M. R. Khan, X. Sun y M. A. Alam, «A worldwide cost-based design and optimization of tilted bifacial solar farms» *Applied Energy*, n° 247, pp. 467-479, 2019.

En este trabajo se analizan las principales características de la tecnología bifacial que sirven como diferenciador respecto a las demás tecnologías fotovoltaicas. A partir de esto se presentan propuestas para reformular y re-parametrizar el cálculo del costo nivelado de la energía (LCOE) de manera de proveer un entendimiento claro de del impacto de cada parámetro en el cálculo de este con el objetivo de permitir la optimización del diseño y la toma de decisiones en los proyectos de generación fotovoltaica. El principal aporte del artículo es explorar la optimización del diseño a nivel global entre las latitudes menores a 60°.

- ❖ J. Appelbaum, «Bifacial photovoltaic panels field» *Renewable Energy*, vol. 85, pp. 338-343, 2016.

El artículo desarrolla una comparación entre la instalación de paneles bifaciales con un ángulo de inclinación óptimo y paneles bifaciales verticales orientados en el eje Este-Oeste. Se concluye que los primeramente mencionados pueden producir un 32% más energía que los orientados en posición vertical, sin embargo, estos últimos presentan la ventaja de ocupar un área menor, pudiéndose instalar mayor número de equipos en las mismas dimensiones de terreno.

Se expande la comparación a granjas de generación, con el objetivo de saber si es factible implementar granjas solares bifaciales o si es una tecnología limitada solo a tecnologías específicas.

- ❖ R. O. Yakubu, L. D. Mensah, D. A. Quansah y M. S. Adaramola, «Improving solar photovoltaic installation energy yield using bifacial modules and tracking systems: An analytical approach,» *Advances in Mechanical Engineering*, vol. 14, n° 12, pp. 1-12, 2022.

Este estudio analiza el rendimiento energético de una planta fotovoltaica de 3 MWp en Nigeria, comparando cuatro configuraciones: módulos monofaciales y bifaciales con y sin sistema de seguimiento solar de un eje horizontal. Utilizando el software PVsyst 7.2, se evalúan las ganancias por bifacialidad, el efecto del seguimiento solar y la influencia de parámetros como el albedo del terreno y la altura del montaje. Los resultados muestran que el sistema bifacial con seguidor solar tiene el mayor rendimiento, con una ganancia anual promedio del 26.8 % respecto al sistema monofacial fijo. En comparación, un sistema monofacial con seguidor supera en un 4 % al sistema bifacial fijo. Además, el sistema bifacial con seguidor obtiene una ganancia adicional de 13.2 % frente a su contraparte fija.

El estudio también incluye un análisis de sensibilidad, revelando que el albedo y la altura de despeje al suelo afectan significativamente el rendimiento de los módulos bifaciales. Se encontró una relación lineal entre el albedo y el rendimiento específico, y se identificaron alturas óptimas de instalación para distintos valores de albedo. Aunque el estudio se centra en una región de baja latitud, sus resultados evidencian que el uso combinado de módulos bifaciales y seguimiento solar puede ser competitivo incluso fuera de las regiones de alta latitud donde tradicionalmente se ha evaluado esta tecnología. Finalmente, se propone que futuros trabajos evalúen la viabilidad económica de estas configuraciones para guiar decisiones de inversión.

Se desarrolla una comparación entre la instalación de paneles bifaciales con un ángulo de inclinación óptimo y paneles bifaciales verticales orientados en el eje Este-Oeste. Se concluye que los primeramente mencionados pueden producir un 32% más energía que los orientados en posición vertical, sin embargo, estos últimos presentan la ventaja de ocupar un área menor, pudiéndose instalar mayor número de equipos en las mismas dimensiones de tierra.

1.2.2 Del modelo equivalente

- ❖ M. T. Patel, M. S. Ahmed, H. Imran, N. Z. Butt, M. R. Khan y M. A. Alam, «Global analysis of next-generation utility-scale PV: Tracking bifacial» *Applied Energy* 290, vol. 290, 2021.

En este artículo se presenta detalladamente el procedimiento para desarrollar un modelo termoeléctrico equivalente de paneles fotovoltaicos bifaciales para ser estudiado con distintos tipos de seguimiento tales como Sun-tracking, Power-tracking Este-Oeste y Sur-Norte. Se comenta de manera introductoria que el principal problema de aplicar seguimiento en módulos bifaciales radica en la sombra que proyectan sobre el suelo y sobre filas subsecuentes en granjas. En base a lo anterior, se ejecutan diversos estudios comparativos entre modos de operación para posteriormente mapear el LCOE a nivel global para cada estudio.

- ❖ M. R. Khan, A. Hanna, X. Sun y M. A. Alam, «Vertical bifacial solar farms: Physics, design, and global optimization,» *Applied Energy*, vol. 206, pp. 240-248, 2017.

En este trabajo se estudia el comportamiento de los paneles bifaciales instalados de manera vertical debido a su característica particular de presentar dos puntos peak durante su operación diaria. En adición a lo anterior, se incorpora al estudio la reducción de la generación producida por la sombra proyectada en granjas solares. Con este acercamiento se pretende obtener de forma precisa la cosecha de energía en los paneles aislados y las granjas de generación tomando en cuenta la iluminación no-uniforme, la conexión eléctrica y el sombreado mutuo. Como apartado final, se analizan las relaciones entre separación entre filas y altura que permiten optimizar la generación anual, incorporando el efecto de la latitud y el índice de claridad del cielo en la proporción óptima entre pitch y altura del panel.

- ❖ S. Wang, O. Wilkie, J. Lam, R. Steeman, W. Zhang, K. S. Khoo, S. C. Siong y H. Rostan, «Bifacial photovoltaic systems energy yield modelling» *Energy Procedia*, n° 77, pp. 428-433, 2015.

El artículo detalla el procedimiento para crear un modelo de simulación de paneles bifaciales que permita considerar las características particulares de esta tecnología. Se presenta la siguiente gráfica para caracterizar el diseño:

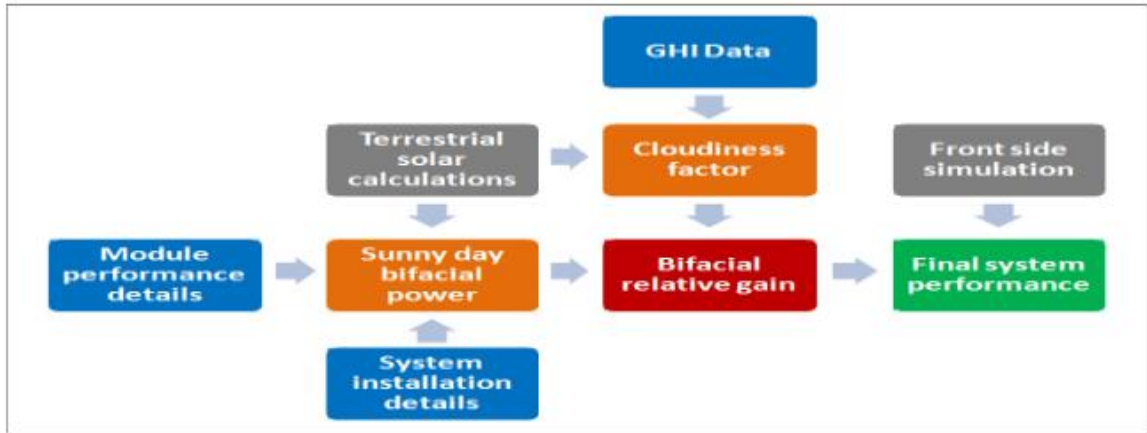


Figura 1.1. Flujo de proceso de la modelación bifacial [7]

Posteriormente, se analiza la relación entre la ganancia por generación bifacial y la elevación a la que está instalado el panel por sobre el suelo. Con ayuda del modelo desarrollado se muestran las diferencias en generación para distintas horas de módulos con los mismos parámetros de diseño.

- ❖ S. Bouchakour, D. Valencia-Caballero, A. Luna, E. Roman, E. A. K. Boudjelthia y P. Rodríguez, «Modelling and Simulation of Bifacial PV Production Using Monofacial Electrical Models,» *Energies*, vol. 14, n° 4224, 2021

Este artículo estudia la viabilidad de utilizar modelos eléctricos desarrollados para módulos fotovoltaicos monofaciales con el fin de simular la producción de módulos bifaciales, que capturan radiación solar tanto por el frente como por el reverso. Para ello, se instalaron tres arreglos de módulos bifaciales idénticos bajo condiciones de albedo distintas (normal, alto y una condición monofacial simulada con la parte trasera cubierta) en la Universidad Politécnica de Cataluña. Se midieron irradiancias frontales y traseras, así como datos eléctricos y ambientales, durante seis meses. Se adaptaron dos modelos (uno analítico y otro empírico) para incluir la bifacialidad mediante una relación lineal entre la irradiancia trasera y las variables eléctricas clave como la corriente de cortocircuito y la corriente en el punto de máxima potencia.

1.2.3 De la sombra

- ❖ D. Passias y B. Källbäck, «Shading effects in rows of solar cell panels» *Solar Cells*, vol. 11, pp. 281-291, 1984.

En este trabajo se analiza el efecto del sombreado en filas consecutivas de paneles solares tanto en radiación directa como difusa, para hacer esto, se presentan las ecuaciones necesarias para determinar la altura y el ancho de la sombra proyectada sobre una fila de paneles, por la fila anterior a ella. A partir de lo anterior, se propone la idea de utilizar un ángulo de enmascaramiento promedio, el cual acarrea un error menor al 1% sobre ciertos valores de proporción entre pitch y altura del panel en cualquier inclinación.

- ❖ S. A. Pelaez, C. Deline, J. S. Stein, B. Marion, K. Anderson y M. Muller, «Effect of torque-tube parameters on rear-irradiance and rear-shading loss for bifacial PV performance on single-axis tracking systems» de *2019 IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, Chicago, 2019.

Este artículo analiza el impacto que tienen las características del tubo de torsión (*torque-tube*) en la irradiancia trasera y las pérdidas por sombreado en sistemas fotovoltaicos bifaciales con seguimiento solar de un eje (SAT). Mediante simulaciones de trazado de rayos con el software RADIANCE, se evalúan distintas geometrías, materiales y configuraciones del tubo de torsión (circular, cuadrado, hexagonal; reflectante o absorbente), así como la influencia de las distancias entre módulos (gaps) sobre el sombreado y el desajuste eléctrico (mismatch) que se genera por una distribución no uniforme de irradiancia en la cara trasera. Los resultados muestran que los factores de sombreado óptico pueden variar entre 2 % y 8 %, y que incluir separaciones entre módulos puede reducir significativamente estas pérdidas, incluso generar ganancias por reflexión en ciertos casos.

El estudio también propone una metodología para cuantificar las pérdidas eléctricas asociadas al sombreado estructural y al desajuste de irradiancia en celdas, considerando configuraciones específicas como sistemas 2-UP en orientación portrait. Se evalúan diferentes ubicaciones (Estados Unidos y Egipto), demostrando cómo factores como el albedo, la altura del eje, la relación de cobertura del suelo (GCR) y la forma del tubo afectan el rendimiento bifacial. Las simulaciones se validan con datos experimentales obtenidos en un sistema real ubicado en Jackson, Michigan, observando buenas concordancias. En conjunto, este trabajo ofrece herramientas para estimar de forma más precisa el rendimiento energético de grandes instalaciones bifaciales con seguimiento, considerando efectos ópticos y eléctricos que frecuentemente son simplificados en software estándar.

1.2.4 Del Seguimiento

- ❖ J. P. Oria y G. Sala «A good combination: Tracking of the sun in polar axis and bifacial photovoltaic modules» *Solar & Wind Technology*, vol. 5, n° 6, pp. 629-636, 1988.

El principal tema del artículo es el desarrollo de un modelo para combinar la tecnología bifacial con el seguimiento polar Sun-tracking. Con este objetivo, se plantean modelos para calcular la irradiancia total sobre la cara frontal y la cara trasera del panel utilizando el método del factor de vista. Adicionalmente se plantea un modelo para un sistema de paneles fotovoltaicos bifaciales instalados sobre una superficie reflectante.

- ❖ Z. Zengwei, Z. Zhen, J. Yongfeng, L. Haolin y Z. Shengcheng, «Performance Analysis on Bifacial PV Panels with Inclined and Horizontal East–West Sun Trackers» *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 9, n° 3, pp. 636-642, 2019.

Este artículo analiza el rendimiento anual de paneles fotovoltaicos bifaciales instalados con seguidores solares de un eje este-oeste, en configuraciones inclinadas (IEW) y horizontales (HEW). Utilizando datos irradiación de tres regiones en China, se estiman los incrementos de radiación que los paneles bifaciales con seguimiento pueden lograr frente a un sistema fotovoltaico monofacial fijo óptimo (OFP). Se considera la incidencia de variables como el espaciamiento entre filas, el albedo del suelo y las pérdidas angulares por reflexión (AL). También se propone un modelo detallado para calcular las componentes de irradiancia (directa, difusa y reflejada) sobre ambas caras de los módulos, y se presentan estrategias óptimas de seguimiento según la geometría del sistema y las condiciones solares.

1.2.5 Discusión

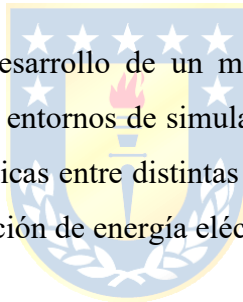
La revisión de literatura evidencia que, si bien la tecnología fotovoltaica bifacial ha demostrado incrementos significativos en la cosecha de energía respecto a su contraparte monofacial, su implementación en sistemas a gran escala presenta desafíos no resueltos. En particular, el impacto del sombreado mutuo, la no uniformidad de la irradiancia en la cara trasera y la sensibilidad a factores como el albedo o la geometría del montaje afectan de forma crítica la precisión de las estimaciones energéticas. Aunque existen modelos avanzados para simular la irradiancia y el comportamiento térmico de paneles bifaciales, estos rara vez integran de manera simultánea los efectos combinados de seguimiento solar y la operación conjunta con una carga específica. Por ello, gran parte de los estudios se limitan a simulaciones de generación aislada o a comparaciones simplificadas con

configuraciones fijas, dejando un espacio vacío en la validación de configuraciones híbridas que conectan directamente con sistemas de conversión energética como los de producción de hidrógeno.

El modelo desarrollado en este trabajo busca precisamente cubrir esa brecha, proponiendo una simulación integrada que vincula el comportamiento energético de un arreglo bifacial con seguimiento solar a dos ejes y su operación en conjunto con un electrolizador. A diferencia de enfoques anteriores, se incorpora un cálculo detallado del factor de vista, adaptado para representar el sombreado proyectado entre filas en distintos momentos del año, y se consideran variaciones horarias de las condiciones ambientales obtenidas desde fuentes oficiales. Esto permite evaluar con mayor fidelidad la energía útil disponible para la electrólisis, considerando condiciones reales de operación. Así, el modelo no solo ofrece una herramienta robusta para estimar la producción energética del sistema, sino también una base metodológica para futuros análisis de dimensionamiento y diseño tecno económico de plantas solares destinadas a la generación de hidrógeno verde.

1.3. Hipótesis de Trabajo

Se plantea que es posible el desarrollo de un modelo de paneles solares bifaciales con seguimiento solar, implementado en los entornos de simulación MATLAB/Simulink y PLECS, que permita realizar comparaciones sistemáticas entre distintas configuraciones y modos de operación y evaluar su impacto relativo en la generación de energía eléctrica.



1.4. Objetivos

1.4.1 Objetivo General

Desarrollar un modelo que permita evaluar los comportamientos y calcular la cosecha de potencia y energía de un arreglo de paneles fotovoltaicos bifaciales a partir de variables geográficas y de diseño para simular la operación a lo largo de un año.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Modelar el arreglo de paneles solares bifaciales a partir de las variables y parámetros más relevantes según la literatura disponible.
- Simular la operación del arreglo de paneles fotovoltaicos bifaciales a lo largo de un año en distintas configuraciones.
- Simular la operación del arreglo de paneles con una carga conectada de tipo electrolizador.

1.5. Alcances y Limitaciones

Este trabajo se enfoca en el desarrollo de un modelo computacional que represente el comportamiento energético de un arreglo de paneles solares bifaciales con seguimiento solar, considerando variables topográficas, ambientales y de diseño geométrico. El modelo permite evaluar y comparar el desempeño de distintas configuraciones, orientaciones y modos de operación, integrando efectos relevantes como el sombreado mutuo, la irradiancia trasera y el albedo. Además, se implementa una carga de tipo electrolizador acoplada al sistema fotovoltaico, con el objetivo de simular el comportamiento conjunto bajo condiciones horarias durante un día típico.

El alcance del trabajo es de carácter teórico-simulativo, sin validación experimental directa de los resultados. Por lo tanto, las conclusiones se limitan a escenarios modelados con datos meteorológicos reales, pero sin contrastar con mediciones físicas de sistemas instalados. Asimismo, no se incluye un análisis económico detallado ni una evaluación del rendimiento del electrolizador más allá de su comportamiento eléctrico básico. No se considera tampoco el diseño de estrategias de control específicas, aunque el modelo desarrollado queda preparado para su eventual integración en estudios futuros.

1.6. Temario y Metodología

1.6.1 Temario

El capítulo 2 caracteriza en detalle las variables y parámetros físicos que afectan el rendimiento de módulos bifaciales. Se incluyen la irradiancia y sus componentes, el albedo, la geometría de instalación (altura, inclinación, separación entre filas), así como los efectos térmicos sobre la eficiencia y la modelación del sombreado mediante factores de vista. Todo esto se traduce en un conjunto de expresiones matemáticas que sustentan el modelo desarrollado.

A continuación, el capítulo 3 se enfoca en el procesamiento de datos que alimentan el modelo. Se explican los algoritmos implementados en MATLAB para convertir bases meteorológicas horarias en entradas coherentes para simulación. Entre ellos, destacan el cálculo de trayectoria solar, proyección de irradiancia sobre las superficies del panel, estimación de sombras y de irradiancia trasera. También se incluye la visualización de resultados mediante mapas de calor y perfiles horarios.

En el capítulo 4, se desarrolla el modelo computacional completo en MATLAB/Simulink y PLECS. Se describe la estructura modular del sistema, que permite representar la dinámica térmica y eléctrica de un arreglo fotovoltaico bifacial bajo condiciones ambientales variables. Se incluyen



bloques específicos para el cálculo de corriente generada, temperatura de operación y respuesta ante distintas configuraciones geométricas y climáticas.

El capítulo 5 integra el sistema fotovoltaico con una carga tipo electrolizador. Se describe el acoplamiento a través de un convertidor tipo buck y se presenta un modelo dinámico del electrolizador PEM basado en referencias experimentales. A partir de una simulación horaria con condiciones reales, se evalúan métricas como eficiencia de conversión y producción potencial de hidrógeno, demostrando la viabilidad técnica de esta integración.

Cierra el documento el capítulo 6, que reúne las conclusiones técnicas más relevantes y propone posibles extensiones del trabajo. Entre ellas, se plantean mejoras en la automatización del modelo, la incorporación de nuevas topologías bifaciales, algoritmos de control simplificado y análisis de sensibilidad para optimización de configuraciones.

1.6.2 Metodología

Para simular el comportamiento energético de sistemas fotovoltaicos bifaciales, se desarrolla un modelo termoeléctrico detallado en el entorno MATLAB/Simulink, complementado con herramientas de simulación en PLECS. El modelo considera la dinámica de transferencia de calor en el módulo, incorporando la dependencia de la eficiencia con la temperatura de la celda, así como la respuesta eléctrica frente a irradiancia variable en ambas caras. La irradiancia incidente fue descompuesta en sus componentes directa, difusa y reflejada (albedo) utilizando el modelo de Pérez modificado [5], con parámetros ajustados a condiciones específicas del sitio de estudio. Las ecuaciones eléctricas del módulo fueron definidas a partir del modelo de un diodo con coeficientes bifaciales diferenciados, considerando además la incorporación de sombras parciales dinámicas en función de la geometría del sistema.

Los datos de entrada se estructuraron a partir de bases meteorológicas públicas que incluyen series horarias de irradiancia global horizontal (GHI), temperatura ambiente y velocidad del viento. Estos valores se proyectaron sobre superficies inclinadas mediante transformaciones geométricas que consideran orientación azimutal, ángulo de inclinación, altura y separación entre filas. A partir de estos datos, se calcula la irradiancia sobre las caras frontal y trasera de los módulos, integrando los efectos de sombreado mutuo y de no uniformidad en la iluminación trasera, según el enfoque de vista-factores propuesto en [2], [3]. Las simulaciones se ejecutan en intervalos horarios para un año típico,

permitiendo estimar la producción energética y la ganancia bifacial bajo diferentes configuraciones geométricas y condiciones climáticas.



2. Variables y parámetros del modelo matemático

2.1. Introducción

El modelo de una planta de generación solar fotovoltaica en base a paneles bifaciales se reduce a un circuito eléctrico equivalente en el cual se consideran como entradas las diferentes variables y parámetros que determinan el comportamiento del módulo bifacial.

En el modelo desarrollado, a partir de la ubicación geográfica se obtienen como variables de entrada los niveles de radiancia, temperatura, velocidad del viento, etc. Estos presentan una variabilidad tanto diaria como anual que es medida a lo largo del país y compilada en bases de datos. El modelo desarrollado está implementado de manera de utilizar los datos disponibles en el explorador solar y el explorador solar del Ministerio de Energía (<https://solar.minenergía.cl/exploración>).

Por otra parte, los parámetros de diseño o constructivos más relevantes considerados en el modelo son las características individuales del panel bifacial, la altura sobre el suelo, distancia entre filas de paneles y el tipo de seguimiento (en un eje, dos ejes, etc.). Algunas de estas cantidades son fijas, pero se pueden acomodar a cada caso particular. A partir de lo anterior, el modelo del panel bifacial entrega como variables de salida la corriente y voltaje de operación, temperatura del módulo, entre otros datos, los que a su vez pueden ser utilizados para el cálculo de la potencia producida y energía generada.

Adicionalmente, el modelo desarrollado permite evaluar, dadas las restricciones de diseño o de la ubicación geográfica de la planta, la conveniencia de agregar a ella sistemas de almacenamiento de energía (BESS). Dado que este ha sido desarrollado en MATLAB lo cual permite su integración con otros modelos que incorporen estrategias de control o sistemas de conversión de energía.

2.2. Variables y parámetros del modelo

2.2.1 Irradiancia

La variable más influyente en la generación fotovoltaica es la irradiancia. Para los módulos bifaciales, se consideran tres componentes: directa, difusa y reflejada (albedo). La irradiancia incidente sobre cada cara del módulo se calcula proyectando estas componentes sobre el plano del panel, considerando su orientación y ángulo de inclinación. Para la cara trasera, se incorpora el cálculo de factores de vista y la proporción de suelo visible por el módulo, según la altura de montaje y el espaciamiento entre filas [7], [8].

La potencia instantánea de la cara frontal se calcula mediante

$$G_F(t) = \eta_{dir}G_{dir}(t)\cos\theta_i(t) + \eta_{dif}G_{dif}(t)F_{sky}(\beta), \quad 2.1$$

donde G_{dir} y G_{dif} son las componentes directa y difusa de la irradiancia global horizontal, θ_i es el ángulo de incidencia sobre la superficie del módulo y $F_{sky}(\beta) = \frac{1}{2}(1 + \cos\beta)$ es el factor de vista hacia el cielo para un panel inclinado en un ángulo β [3]. La separación de la radiación directa y difusa se realiza con el modelo Orgill-Hollands, mientras que la redistribución anisotrópica de la difusa se representa con el modelo de Pérez, que ofrece el menor error sistemático en configuraciones bifaciales [4].

2.2.2 Albedo

El albedo se define como la fracción de radiación solar reflejada por el suelo. Este parámetro tiene una incidencia directa en la energía capturada por la cara trasera del módulo. Estudios han mostrado que valores de albedo altos (superiores al 0,5) pueden incrementar la generación energética hasta en un 10% adicional en ciertas configuraciones [3], [4]. En la Figura 2.1 podemos ver la ganancia de potencia total con relación al albedo del lugar de instalación.

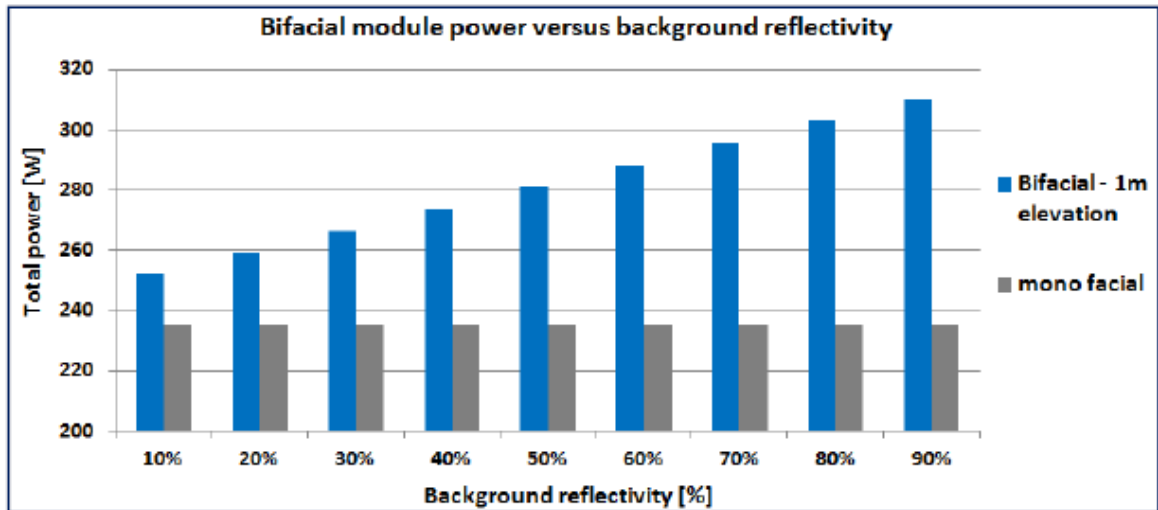


Figura 2.1 Comparación de potencia del módulo con distintos valores de albedo [7].

La potencia correspondiente a la cara trasera se modela como

$$G_R(t) = \eta_{dif}A_gG_{gnd}(t)F_{gnd}(\beta, h, p) \quad 2.2$$

donde G_{gnd} es la irradiancia que llega al suelo, F_{gnd} es el factor de vista suelo–panel, η_{dif} es la eficiencia para la irradiancia difusa y A_g es albedo. Para limitar la sobrestimación de G_R puede adoptarse el enfoque de weighted-view-factor de Passias y Källbäck, que incorpora el sombreado mutuo entre filas.

2.2.3 Altura del Módulo

La altura de despeje h regula simultáneamente el auto-sombreado y la porción de suelo “visible” para el panel. En la formulación geométrica, esa visibilidad se cuantifica mediante los factores de vista; por ejemplo, el factor de vista entre la cara posterior y el área sombreada se calcula como $VF = |S|/\pi$, donde S es la superficie proyectada del polígono del suelo sobre la esfera unitaria centrada en el punto receptor [4]. Al aumentar h , dicho factor crece y eleva la irradiancia trasera, pero el efecto satura cuando la sombra arrojada deja de interceptar la zona posterior, de modo que el valor óptimo de h emerge del compromiso entre ganancia energética y sobrecostes estructurales. Estudios paramétricos indican incrementos significativos de producción hasta alturas del orden de un metro en latitudes medias, coherentes con la teoría de filas infinitas [7]. Resultados de estos estudios se ejemplifican en la Figura 2.2.

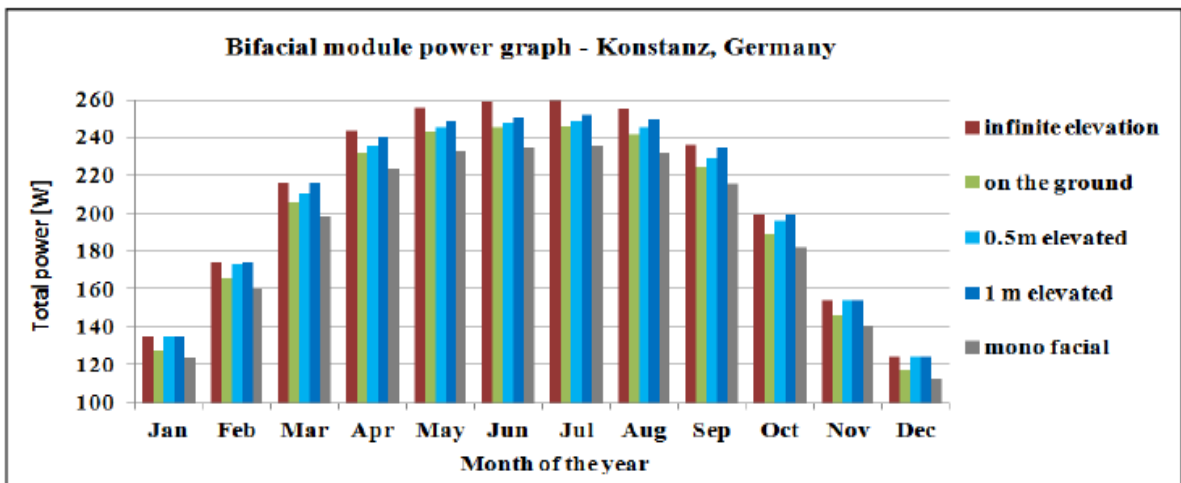
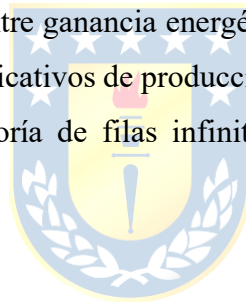


Figura 2.2 Potencia total del módulo respecto a la altura de instalación. [7]

2.2.4 Inclinación y Separación entre Filas (Pitch)

La inclinación β y el espaciado p gobiernan las pérdidas por sombra y la captación de albedo. La métrica geométrica habitual es la razón de cobertura del suelo $GCR = L/p$; su reducción disminuye el sombreado a costa de requerir más terreno. Desde el punto de vista económico, este efecto puede integrarse en el indicador de coste nivelado $LCOE^* = p/h + M_L/YY$ donde p/h representa la penalización por terreno y M_L el cociente de costes módulo-suelo [1]. De forma análoga, los algoritmos de seguimiento emplean la ecuación de incidencia para fijar $\beta(t)$ de modo que θ_i se minimice y se maximice G_{dir} a lo largo del día.

2.2.5 Ganancia Bifacial y Factor de Bifacialidad

En términos ópticos, la contribución trasera se resume en la ganancia bifacial $BG = P_{bif}/P_{mono} - 1$. Para su implementación operativa resulta útil la forma $BG_g = 100G_r/G_{POA}$ propuesta en la literatura, donde G_r es la irradiancia realmente medida en la cara posterior; esta magnitud linealiza la influencia de la luz trasera sobre I_{mp} al asumir que las pérdidas por no-uniformidad (η_{loss}) son despreciables [6]. En la Figura 2.3 podemos ver el efecto del albedo característico de una zona en la ganancia bifacial neta y porcentual, lo cual respalda la relación anteriormente mostrada.

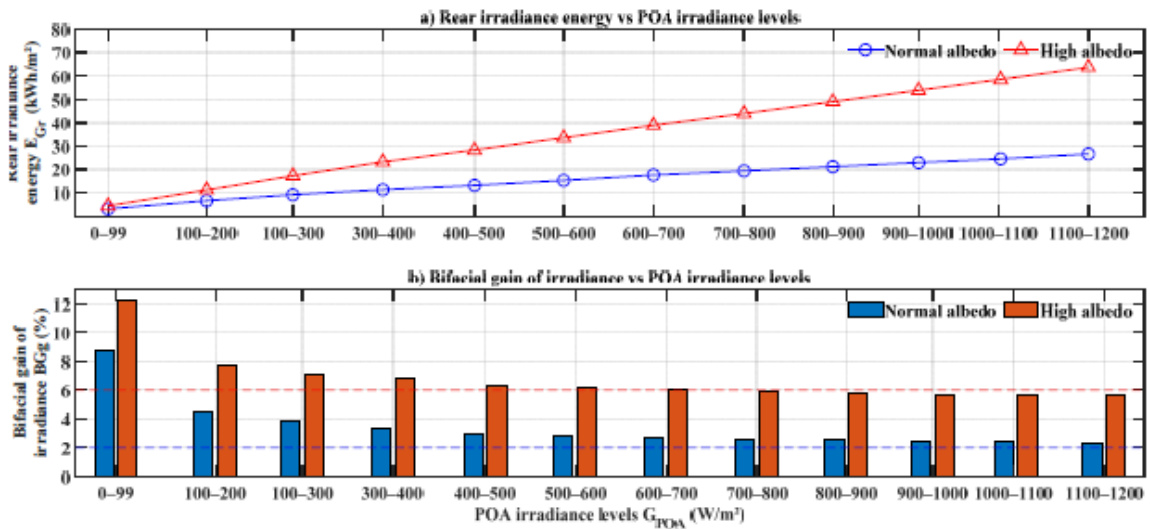


Figura 2.3 (a) Energía medida para distintos albedos respecto a la irradiancia del POA. (b) Ganancia bifacial porcentual de distintos niveles de albedo respecto a la irradiancia del POA. [6]

El factor de bifacialidad ϕ (cociente de eficiencias posterior/frontal) se usa, junto con BG_g , para escalar la curva I-V del módulo y cuantificar el excedente energético frente a la alternativa monofacial

2.2.6 Temperatura de Operación y Efectos Térmicos

La eficiencia de conversión de los módulos fotovoltaicos está fuertemente influenciada por la temperatura de operación de las celdas. A medida que la temperatura de la celda aumenta, se reduce la eficiencia de conversión debido a pérdidas termoeléctricas asociadas principalmente a una disminución en la tensión de salida. Por ello, la estimación precisa de la temperatura de operación es esencial para evaluar correctamente el rendimiento energético de un sistema fotovoltaico.

En este trabajo se utiliza el modelo extendido basado en Duffie y Beckman, ampliamente adoptado en simuladores como SAM y bibliotecas como PVlib, el cual representa una mejora respecto al modelo clásico NOCT al incluir explícitamente la influencia de la velocidad del viento, la eficiencia del módulo, y las propiedades ópticas del sistema [9], [10].

La temperatura de la celda fotovoltaica T_c se estima mediante la siguiente expresión:

$$T_{cell} = Ta + \frac{G_{POA}}{G_{NOCT}} \cdot (T_{NOCT} - Ta_{NOCT}) \cdot \left(1 - \frac{\eta_{ref}}{\tau\alpha}\right) \cdot \frac{3.8WS_{NOCT} + 5.7}{3.8WS_{adj} + 5.7} \quad (2.3)$$

donde T_{cell} es la temperatura de la celda ($^{\circ}C$), Ta es la temperatura ambiente ($^{\circ}C$), G_{POA} es la irradiancia sobre el plano del arreglo (W/m^2), η_{ref} es la eficiencia del módulo en condiciones estándar, $\tau\alpha$ es el producto de la transmitancia y la absorptancia óptica del módulo (típicamente cercano a 0.9) y WS_{adj} es la velocidad del viento ajustada por la altura de la instalación de la planta solar.

Este modelo asume condiciones operativas realistas y captura con mayor fidelidad los intercambios térmicos entre el módulo y el ambiente. El término $\left(1 - \frac{\eta_{ref}}{\tau\alpha}\right)$ representa la fracción de energía solar absorbida que no se convierte en electricidad y, por lo tanto, se disipa como calor. El cociente $\frac{3.8WS_{NOCT}+5.7}{3.8WS_{adj}+5.7}$ modela el efecto de disipación térmica por convección forzada, aumentando la disipación con mayor velocidad del viento.

Para este estudio, se utilizaron valores típicos para los parámetros mencionados, los cuales se detallan en la Tabla 2-1. Estos incluyen el valor NOCT declarado por el fabricante del módulo y una eficiencia de referencia obtenida a partir de la hoja técnica.

Tabla 2-1 Parámetros utilizados en el modelo térmico (B.1 Panel bifacial tsm-450deg17mc.20(II))

Símbolo	Parámetro	Valor
G_{NOCT}	Irradiancia NOCT	800 [W]
T_{NOCT}	Temperatura de la celda NOCT	43 [°C]
Ta_{NOCT}	Temperatura ambiente NOCT	20 [°C]
η_{ref}	Eficiencia del módulo STC	0.20
$\tau\alpha$	Producto de la transmitancia y absorptancia óptica [10]	0.9

Esta aproximación permite simular la evolución horaria de la temperatura de la celda de forma más precisa que con un modelo simplificado, lo cual es especialmente importante en sistemas bifaciales, donde la exposición térmica puede variar dependiendo de la configuración geométrica, orientación y albedo del terreno. Los resultados obtenidos con esta formulación se utilizaron posteriormente para ajustar dinámicamente la eficiencia del módulo en la simulación energética horaria.

2.2.7 Parámetros Eléctricos del Módulo

Se incluyen las curvas características I-V del módulo, considerando los siguientes parámetros eléctricos:

Tabla 2-2 Parámetros importantes para caracterizar el módulo.

Símbolo	Parámetro
I_{sc}	Corriente de cortocircuito
V_{oc}	Voltaje de circuito abierto
I_{mp}	Corriente en el punto de máxima potencia
V_{mp}	Voltaje en el punto de máxima potencia
η_{module}	Eficiencia del modulo
P_{max}	Potencia máxima de salida

La variación de I_{sc} e I_{mp} se modela como función lineal de la ganancia bifacial geométrica (BG_g), estimada a partir de la relación entre irradiación trasera y frontal:

$$BG_g = 100 \times \frac{G_r}{G_{POA}} \quad (2.4)$$

$$I_{sc} = 0.101 \times BG_g + 10.09 \quad (2.5)$$

$$I_{mp} = 0.0932 \times BG_g + 9.56 \quad (2.6)$$

La conversión de irradiancia y temperatura en potencia eléctrica se implementa con un modelo corriente-tensión que combina una formulación analítica de diodo simple y ajustes empíricos. La corriente se evalúa mediante

$$I(V) = \frac{I_{SC}}{1 - \exp(-1/b)} [1 - \exp(V/bV_{OC} - 1/b)], \quad (2.7)$$

mientras que V_{OC} y I_{SC} se recalculan con las expresiones dependientes de G_{POA} y T_C presentadas en [6].

2.2.8 Sombreado y Factores de Vista

Se incluyen pérdidas por sombreado parcial y total, tanto para la cara frontal como posterior. Para ello, se implementan modelos basados en geometría solar y cálculo de factores de vista, los cuales permiten estimar la fracción de cielo y suelo visible desde el módulo en función del ángulo solar, la configuración del campo y el diseño del montaje [7], [8].

2.3. Clasificación de Variables y parámetros

En la presente sección se agrupan las variables y parámetros anteriormente mencionados en tres categorías, geográficos, de diseño y de operación. Los parámetros de diseño corresponden a todos aquellos que deben ser determinados de forma previa a la instalación del módulo, debido a que permanecen fijos una vez instalados. Las variables de operación, en tanto, son todas aquellas que puedan ser manipuladas de manera directa sobre los módulos (esto es no requieren modificaciones a las instalaciones) mientras estos están en funcionamiento, para ajustarse a factores externos como la demanda u otras perturbaciones.

2.3.1 Parámetros y Variables Geográficas

Los parámetros y variables geográficas corresponden a todas las entradas al modelo definidas en función del lugar de instalación del sistema solar fotovoltaico, y están dados por:

- a. **Irradiancia:** Se considera una variable geográfica ya que depende de las coordenadas de instalación y no se puede influenciar directamente actuando sobre el módulo.
- b. **Temperatura ambiente:** Corresponde a una variable geográfica. La temperatura está determinada en su totalidad por la localización geográfica y características constructivas de la planta donde se instalan los módulos, debido a que estos deben estar expuestos idealmente de forma directa a la radiación solar, no se considera climatización.

- c. **Temperatura del módulo:** Se considera un parámetro geográfico debido a su dependencia de otras variables geográficas como la temperatura ambiente y la velocidad del viento.
- d. **Velocidad del viento:** Es una variable geográfica ya que está fuertemente determinado por las coordenadas de instalación y las características de la planta donde se instalen los módulos.

2.3.2 *Parámetros de Diseño*

Los parámetros de diseño corresponden a todas las entradas al modelo dados por la configuración física del arreglo fotovoltaico, y están dados por:

- a. **Albedo:** Se considera un parámetro de diseño, esto se debe a que estará determinado por las características de suelo y sombra presentes en el área de instalación del módulo y cualquier intervención para cambiar estas condiciones no es aplicada sobre los módulos.
- b. **Altura del módulo:** Es un parámetro de diseño. No se considera una instalación con altura variable debido a que aumenta el riesgo de posibles fallas mecánicas y reporta pocos beneficios en comparación.
- c. **Separación entre filas:** Corresponde a un parámetro de diseño. Una vez determinada la separación entre filas de módulos, esta no podrá ser alterada sin rediseñar la planta.
- d. **Inclinación del módulo (módulo fijo):** Se considera un parámetro de diseño ya que, en un módulo fijo, no es posible alterar el ángulo de disposición del panel posterior a la instalación.

2.3.3 *Variables de operación*

Las variables de operación corresponden a todas las entradas al modelo propias del módulo bifacial, y están dados por:

- a. **Inclinación del módulo (con seguimiento):** Para módulos con seguimiento en un eje, se considerará un ángulo como parámetro de diseño (N-S o E-W dependiendo de la dirección del seguimiento) y otro como variable de operación. Para seguimiento en dos ejes, ambos ángulos se consideran variables de operación teniendo en cuenta que puedan ser operados tanto de forma automática como manual.

- b. Sombra:** Se considera una variable de operación. Esto se debe a que, si bien la sombra proyectada está fuertemente relacionada con parámetros de diseño como espaciamiento entre filas, altura y zona geográfica, también puede ser manipulada directamente a través de los ángulos de inclinación del módulo, a excepción de módulos fijos.

2.4. Discusión y Conclusiones

La caracterización detallada de la irradiancia a partir de G_{dir} , G_{dif} y G_R constituye la piedra angular del modelo bifacial, pues todas las transformaciones eléctricas posteriores dependen de la precisión con que se capture el recurso óptico horario. La adopción del esquema de Pérez para la componente difusa permite reproducir con un error inferior al 5 % la variabilidad estacional en climas con alta nubosidad, mientras que el uso de factores de vista ponderados corrige los sesgos que surgen en configuraciones con grandes espaciamientos entre filas [10]. Estas estrategias acercan la simulación a la complejidad geométrica real sin penalizar de forma significativa el tiempo de cómputo, lo que resulta crucial cuando se requieren optimizaciones paramétricas o evaluaciones de mercado a largo plazo.

La interacción entre albedo, altura de despeje y separación entre filas puede guiar un compromiso triple entre captación trasera, densidad de potencia y coste de terreno. En emplazamientos con albedo moderado ($\approx 0,25$), elevar el módulo de 0,4 m a 1,0 m puede incrementar la ganancia bifacial anual hasta un 6 %, pero dicho beneficio se atenúa cuando la razón p/h supera los valores óptimos identificados por estudios globales de diseño ($6 \leq p/h \leq 8$) [1]. De este modo, el modelo refleja la saturación energética y ayuda a cuantificar en qué punto el CAPEX asociado a la estructura y la obra civil deja de compensar la mejora de rendimiento.

Las pérdidas por sombreado (parciales y totales) aparecen como el mecanismo de degradación energética más sensible a la geometría. La incorporación de algoritmos basados en cinemática solar y factores de vista dinámicos permite evaluar hora a hora la fracción de cielo y suelo visible desde cada cara, de manera que el modelo ajusta simultáneamente B_t , D_t y R_t cuando la trayectoria solar interseca los planos de sombra proyectados [9]. Este enfoque evita la sobrestimación típica de los métodos estáticos y, combinado con los coeficientes de pérdida angular a_r , mejora la estimación de producción en emplazamientos de latitudes medias y altas, donde los amaneceres y atardeceres extensos amplifican la influencia de la irradiancia con ángulos de incidencia elevados.

Por último, la temperatura de operación actúa como modulador eléctrico que puede anular parte de las ganancias ópticas si no se controla adecuadamente. La formulación empleada, basada en

el modelo *Nominal Operation Cell Temperature (NOCT)* corregido por velocidad de viento, vincula de forma directa la elevación térmica con el aumento de G_{POA} ; así, un escenario de alto albedo que aumente la irradiancia posterior en 50 Wm^{-2} podría elevar T_{cell} en 2–3 °C, reduciendo la eficiencia en alrededor de 1 % [7]. El modelo captura esta penalización térmica mediante los coeficientes TC_i y TC_v , garantizando que la ganancia neta reportada sea técnicamente realista. En conjunto, la arquitectura presentada integra en un marco coherente los fenómenos ópticos, geométricos y térmicos, ofreciendo una base sólida para los capítulos posteriores de validación experimental y análisis de sensibilidad.



3. Procesamiento de datos

3.1. Introducción

El procesamiento de datos constituye una etapa fundamental dentro de la modelación energética de sistemas fotovoltaicos bifaciales, pues permite transformar los datos meteorológicos y geométricos del emplazamiento en entradas coherentes para la simulación energética. Este trabajo desarrolló una serie de scripts en MATLAB que automatizan este proceso a partir de datos horarios provenientes del Explorador Solar del Ministerio de Energía. Las funciones permiten calcular la trayectoria solar, proyectar la irradiancia sobre los planos del panel, determinar la geometría de sombra y estimar la contribución de la irradiancia reflejada. La estructura modular del código facilita la adaptabilidad a distintos emplazamientos y configuraciones.

Se pone especial énfasis en reflejar fielmente la interacción entre los parámetros de diseño (altura, separación, inclinación) y los fenómenos de sombra, irradiancia trasera y ganancia bifacial, cuya interacción puede apreciarse en la Figura 3.1. Para ello, se incorporaron modelos de irradiancia como Pérez y Orgill-Hollands [10], [11], junto con métodos de cálculo geométrico derivados de [12] y [13]. Estas herramientas aseguran una representación realista del recurso solar disponible y de las condiciones de operación del sistema.

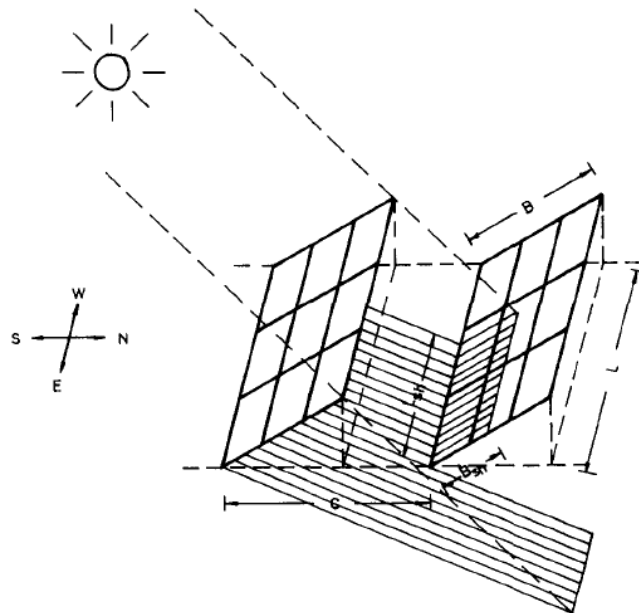


Figura 3.1 Diagrama de la configuración del sistema usada en el cálculo de efectos de sombreado [11].

3.2. Contenidos

3.2.1 Cálculo de Ángulos de Inclinación y Orientación del Panel

El primer paso del procesamiento consiste en determinar la posición solar en coordenadas ecuatoriales y horizontales para cada hora del año. Se calcula el ángulo cenital y el azimut solar mediante algoritmos astronómicos estándares, y se obtiene la normal del plano del módulo según su orientación e inclinación. Esto permite proyectar con precisión la irradiancia directa sobre el plano del panel, elemento crítico para calcular la irradiancia efectiva.

Para sistemas con seguimiento en un eje, se genera un algoritmo que permite rotar el panel sobre el eje horizontal para mantener un ángulo de incidencia cercano a cero. Esta operación, que responde a la configuración HSAT (Horizontal Single Axis Tracking), maximiza la captación de irradiancia directa, y se ajusta según restricciones geométricas como el ángulo máximo de inclinación admisible. En [12] y [13] se indica que esta metodología es eficaz para incrementar la generación anual lo cual se ejemplifica en la Figura 3.2.

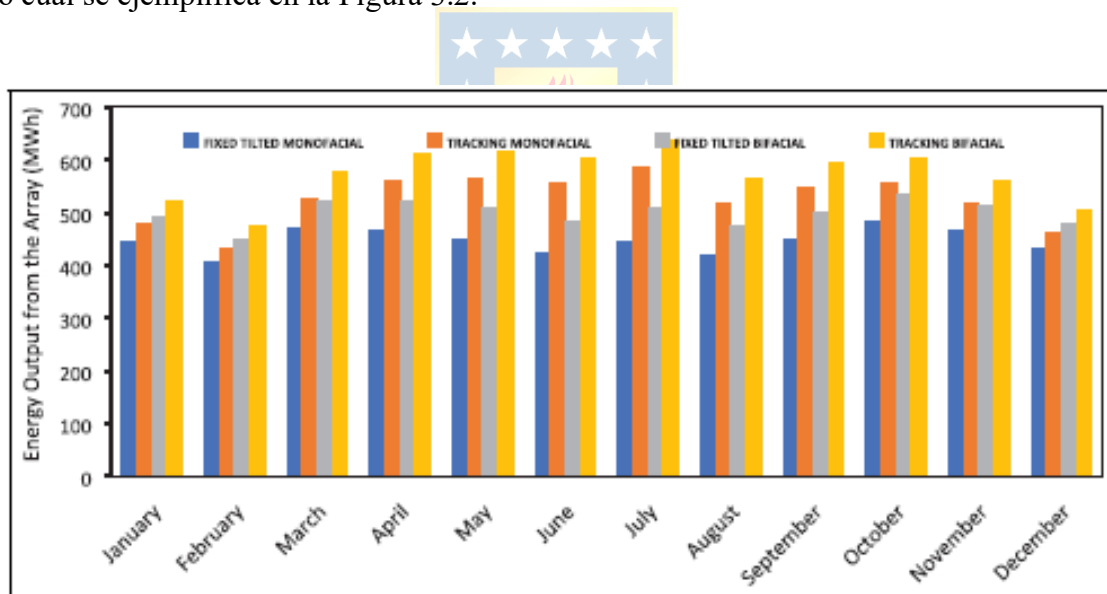


Figura 3.2 Comparación de la energía generadas por arreglos monofaciales y bifaciales con y sin seguimiento [12].

Además de considerar configuraciones fijas y con seguimiento en un eje, se implementa un algoritmo específico para simular el comportamiento de paneles con seguimiento solar en dos ejes, bajo el supuesto de un seguimiento perfecto. Este algoritmo fue desarrollado en MATLAB y se basa en la rotación geométrica de la superficie del panel mediante matrices de transformación. En cada

instante horario, la posición del sol se calcula a partir de los datos de irradiancia, fecha y coordenadas geográficas, determinando así el vector unitario que representa la dirección de los rayos solares.

Para alinear el panel con la posición del sol, se aplica una matriz de rotación que orienta la normal del plano del módulo en dirección al sol incidente. Esta transformación garantiza que el ángulo de incidencia sea nulo en todo momento (es decir, la irradiancia directa incide perpendicularmente), lo que representa un caso ideal de seguimiento dual.

3.2.2 *Cálculo de Irradiancia Total sobre el Panel*

Una vez determinada la orientación del plano, se calcula la irradiancia sobre ambas caras del panel. Se aplica el modelo de Orgill-Hollands para descomponer la irradiancia global horizontal (GHI) en componentes directa y difusa [11], y luego el modelo de Pérez para reubicar la difusa sobre superficies inclinadas [10]. Estas transformaciones permiten obtener la irradiancia directa, difusa y reflejada sobre el plano frontal.

Para la cara posterior, se calcula la fracción de irradiancia reflejada por el suelo (albedo) que incide en la superficie posterior del módulo. Esta estimación depende del factor de vista suelo-panel, que se determina según la altura, inclinación y separación entre filas. La irradiancia reflejada se multiplica por el albedo del terreno, asumido constante o ajustado según campañas de medición. El modelo garantiza que las entradas energéticas se mantengan coherentes con la geometría del sistema.

3.2.3 *Modelación de Sombreado y Factor de Vista*

El sombreado entre filas se modela mediante la proyección de la sombra de una fila sobre la posterior, considerando el ángulo solar horario. A partir de este cálculo se define un polígono de sombra, que se intersecta con la superficie visible del panel para determinar la fracción sombreada. En el caso de sombra parcial, se penaliza la irradiancia directa mediante un coeficiente angular. Este enfoque permite evaluar las pérdidas por sombreado de forma horaria y diferenciada entre las caras del módulo.

El cálculo del factor de vista hacia el suelo emplea una formulación numérica basada en el análogo de la esfera unitaria de Nusselt. Se discretiza el plano del suelo y se calcula la contribución geométrica de cada elemento al punto receptor en el panel, ponderando por ángulos sólidos y distancias. Este enfoque, descrito en [14], [15], [16] y [17] ejemplificado en la Figura 3.3 permite representar la visibilidad parcial del terreno debido al sombreado propio.

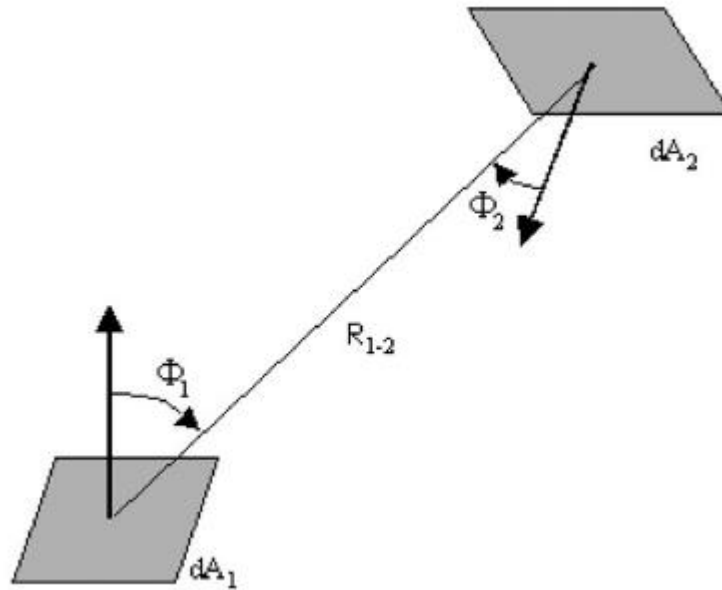


Figura 3.3 Geometría representativa para el cálculo del factor de vista entre dos superficies [15].

3.2.4 Procesamiento Anual y Evaluación del Desempeño Energético

Una vez obtenida la irradiancia frontal y trasera horaria, se evalúa la potencia instantánea utilizando un modelo eléctrico que considera la eficiencia variable con la temperatura de la celda. La temperatura se estima mediante el modelo de NOCT corregido por velocidad del viento. Esta información se utiliza para calcular el perfil anual de generación horaria y la energía total generada.

El procesamiento incluye variables intermedias como el ángulo de incidencia, la fracción sombreada, la irradiancia trasera promedio y el factor de ganancia bifacial. Esta desagregación permite evaluar el impacto de cada fenómeno sobre la generación y realizar análisis comparativos entre configuraciones. En [17] se subraya la importancia de estas variables para caracterizar el rendimiento bifacial de manera integral.

3.2.5 Análisis Comparativo y Visualización de Resultados

Se desarrollaron funciones de visualización que grafican los perfiles horarios de irradiancia, potencia y ganancia bifacial. Estas herramientas permiten identificar patrones característicos como la bimodalidad de la generación diaria en configuraciones verticales o los periodos de sombra intensa en horarios de baja elevación solar. Asimismo, se construyeron mapas de calor y gráficos de barras para comparar el desempeño mensual y estacional de los sistemas como el que se puede observar en la Figura 3.4.

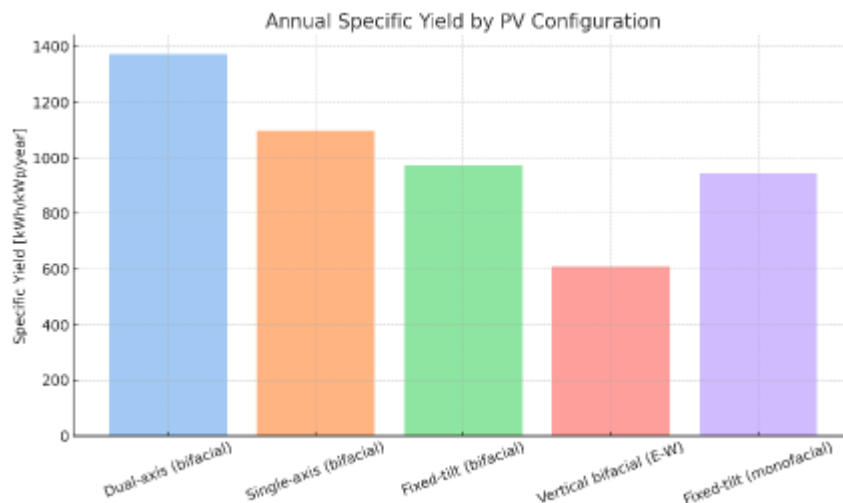


Figura 3.4 Resultados de simulaciones comparativas entre distintos modos de operación. (Imagen de elaboración propia)

Estas representaciones gráficas ayudan a validar el modelo y detectar inconsistencias. Adicionalmente, permiten cuantificar de forma intuitiva la contribución de la irradiancia trasera y estimar la sensibilidad del sistema ante variaciones de albedo o de separación entre filas. En [18] se respalda el uso de estas herramientas para optimizar configuraciones y mejorar la relación kWh/kWp en diseños bifaciales.

3.2.6 Integración Metodológica y Validación del Procesamiento de Datos

Todo el procesamiento descrito se encapsula en un flujo automatizado que recibe como entrada un archivo meteorológico y un conjunto de parámetros geométricos. A partir de esto, se genera un conjunto de series horarias que describen el comportamiento del sistema durante un año. Esta estructura modular permite ejecutar simulaciones paramétricas y adaptar rápidamente el modelo a nuevos emplazamientos o tecnologías.

El diseño del código facilita también su integración con entornos de simulación eléctrica, como PLECS, y con modelos de carga como el electrolizador. Este acoplamiento entre procesamiento de datos y modelación eléctrica permite simular de forma coherente la operación horaria del sistema completo.

3.3. Discusión y Conclusiones

El desarrollo del procesamiento de datos descrito en este capítulo constituye la base funcional sobre la cual se construye el modelo energético. Las decisiones metodológicas tomadas, desde el

tratamiento de la irradiancia hasta la evaluación geométrica del sombreado, fueron guiadas por la necesidad de reproducir condiciones realistas y específicas del sitio de estudio. Se priorizó un balance entre precisión física y viabilidad computacional, asegurando que los resultados puedan ser usados tanto en estudios académicos como en proyectos aplicados.

La implementación de estos procedimientos permite evaluar con detalle el desempeño horario de un sistema fotovoltaico bifacial, identificando con claridad los factores que inciden en su variabilidad. Además, entrega una plataforma adaptable para futuras expansiones del modelo, como el acoplamiento con almacenamiento energético o la evaluación del comportamiento conjunto con cargas no lineales, como es el caso del electrolizador considerado en los capítulos siguientes.



4. Modelo de simulación

4.1. Introducción

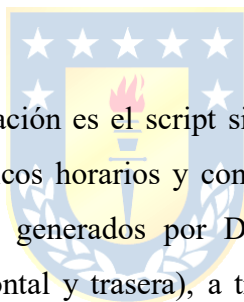
En este capítulo se presenta el desarrollo e implementación de un modelo de simulación orientado a evaluar el comportamiento dinámico de un sistema fotovoltaico bifacial con seguimiento solar. El modelo integra herramientas de cálculo como MATLAB para el preprocesamiento de condiciones climáticas y geométricas, y Simulink/PLECS para representar la dinámica eléctrica del generador fotovoltaico. Su objetivo es vincular de manera coherente la variabilidad horaria del recurso solar con la respuesta térmica y eléctrica del módulo, permitiendo simular escenarios realistas de operación. Todos las funciones y scripts mencionados están disponibles en el anexo: Script y funciones de MATLAB.

4.2. Descripción del modelo de simulación

4.2.1 *Flujo de trabajo general*

El punto de partida de la simulación es el script `simulacion.mlx`, que coordina la carga de parámetros del sistema, perfiles climáticos horarios y condiciones geométricas. Este script utiliza como entrada principal los resultados generados por `DatosAnuales.m`, que proveen las series temporales de irradiancia incidente (frontal y trasera), a través del procesamiento de los datos de irradiancia global horizontal y posición solar para determinar la posición tridimensional de los paneles, su proyección de sombra y factor de vista entre el módulo y el suelo. También se incorporan temperatura ambiente y velocidad del viento en forma de timeseries. Estas variables se interpolan para adaptarse al paso de integración de la simulación en Simulink.

Una vez inicializadas las condiciones, el modelo Simulink se organiza en dos subsistemas principales: un bloque meteorológico y un bloque fotovoltaico como se observa en la Figura 4.1. El bloque meteorológico actúa como interfaz entre las variables externas y la simulación eléctrica, mientras que el bloque fotovoltaico encapsula la lógica interna del módulo bifacial, incluyendo su respuesta térmica y eléctrica a través de una integración del Blockset de PLECS para Simulink como se observa en la Figura 4.2.



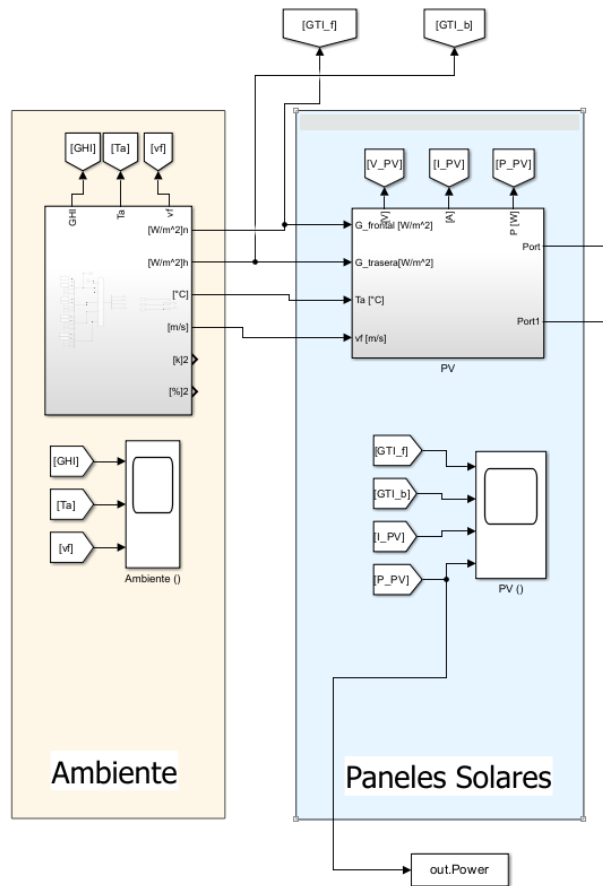


Figura 4.1 Bloques principales de la simulación en Simulink.

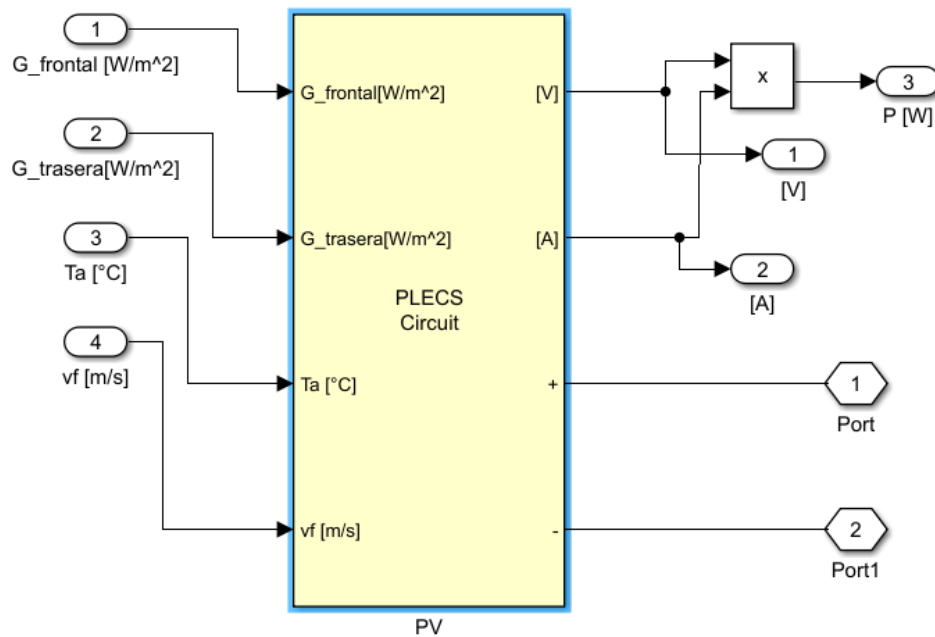


Figura 4.2 Vista interna del bloque de Paneles Solares, mostrando la integración de PLECS Blockset.

4.2.2 Procesamiento de condiciones ambientales

El bloque meteorológico contiene una serie de entradas tipo *From Workspace*, encargadas de recibir las señales climáticas desde MATLAB. Las señales de entrada incluyen: irradiancia frontal, irradiancia trasera, temperatura ambiente y velocidad del viento. Estas señales se procesan a través de bloques de interpolación para generar flujos de datos, compatibles con el motor de simulación y permiten seleccionar entre distintos modos de operación como paneles fijos, seguimiento en un eje, o dos ejes.

Las señales interpoladas alimentan bloques de visualización (*Scope*) como se observa en la Figura 4.3 y se redirigen al subsistema fotovoltaico. Esta separación funcional permite modificar fácilmente los perfiles de entrada sin alterar la lógica eléctrica del sistema, facilitando la ejecución de análisis paramétricos o la simulación de nuevos emplazamientos.

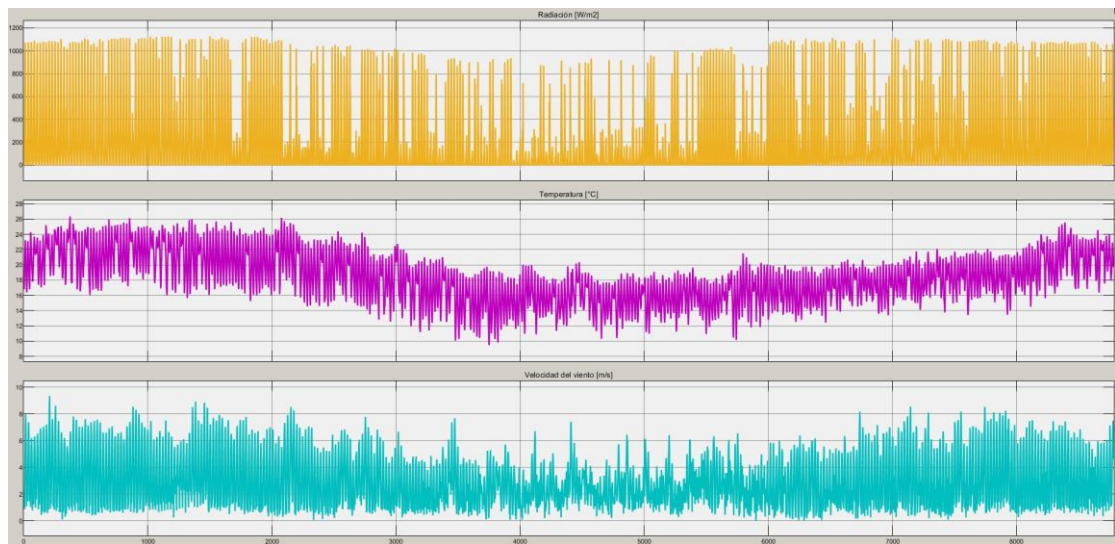


Figura 4.3 Visualización de las variables ambientales que alimentan la simulación.

4.2.3 Subsistema fotovoltaico: lógica interna

El núcleo del modelo se encuentra en el subsistema fotovoltaico, que incluye un bloque PLECS en su interior. Este bloque representa un generador solar bifacial alimentado por variables climáticas externas. La estructura interna del bloque PLECS incluye:

Un subsistema de cálculo de corriente, donde se determina la corriente generada a partir de la irradiancia efectiva y la temperatura del módulo. La corriente generada responde a una expresión de tipo:

$$I_{PV} = \frac{G_{total}}{G_{ref}} + I_{SC}(1 - \exp\left(\frac{qV_{PV}}{nkT_c}\right)) \quad (3.1)$$

Donde q es la carga del electrón, k es la constante de Boltzmann y n son obtenidos de valores típicos de diodos. Esta formulación captura la dependencia lineal con la irradiancia y la sensibilidad térmica del módulo, utilizando parámetros extraídos de hojas técnicas de paneles bifaciales disponibles, como por ejemplo la mostrada en el anexo: Hojas de datos. Esta dinámica de la corriente generada fue modelada en PLECS como se puede observar en la Figura 4.4.

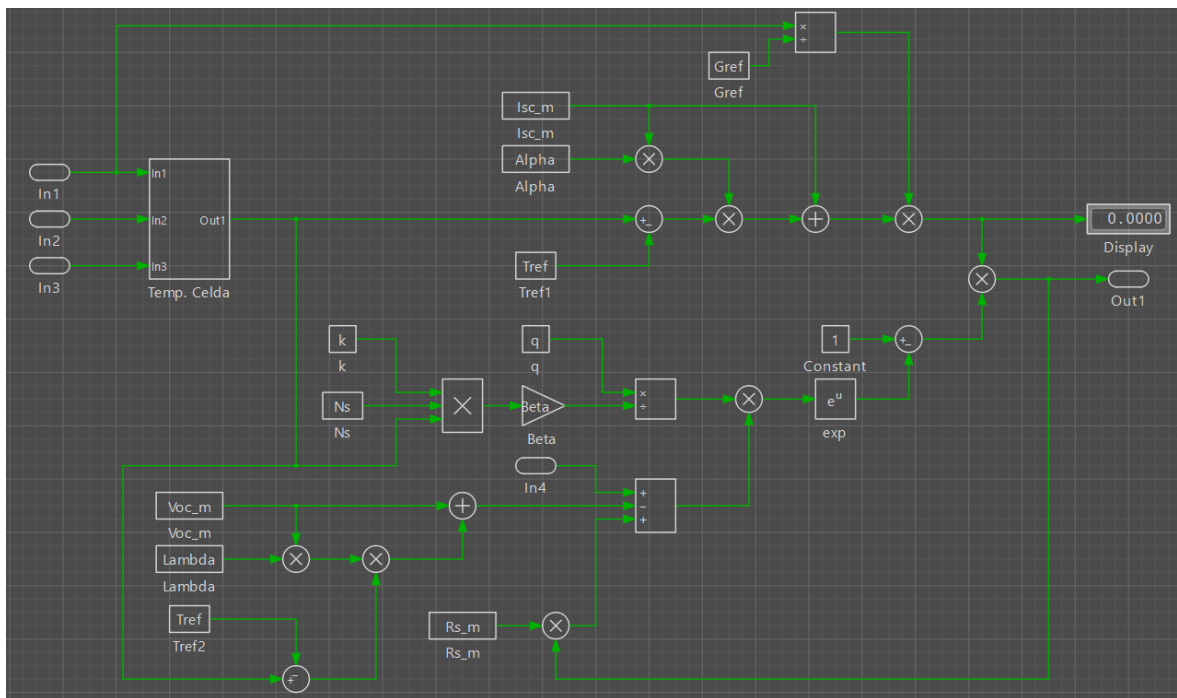


Figura 4.4 Modelo de la corriente del panel solar.

En segundo lugar, el subsistema incluye un modelo térmico mostrado en la, que estima la temperatura del módulo a partir de la irradiancia total, la temperatura ambiente y la velocidad del viento como se visualiza en la Figura 4.5. Este modelo emplea una versión corregida del modelo NOCT [12] [10], y permite ajustar el rendimiento térmico del sistema bajo condiciones dinámicas.

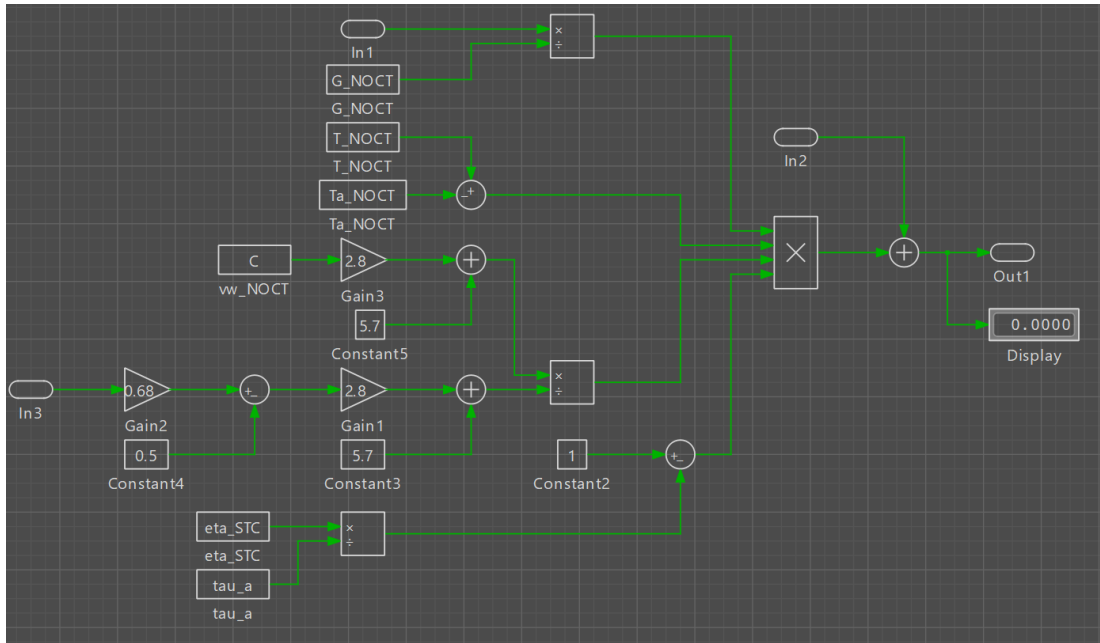


Figura 4.5 Modelo térmico para obtener la temperatura del módulo fotovoltaico

Una fuente de corriente controlada que inyecta la corriente generada hacia una carga. Este componente modela la entrega de potencia activa bajo el supuesto de un convertidor ideal, sin pérdidas por conversión. La decisión de excluir el MPPT responde al enfoque centrado en el rendimiento energético y no en la dinámica de control, considerando además que el sistema simula un seguimiento solar perfecto en dos ejes.

4.2.4 Representación eléctrica en PLECS

La representación eléctrica del sistema fotovoltaico fue implementada en PLECS mediante una fuente de corriente controlada, que simula el comportamiento de un panel solar bifacial bajo condiciones dinámicas. Esta fuente es parametrizada por irradiancia y temperatura, siguiendo el modelo de generación descrito previamente.

Para representar una planta fotovoltaica realista, se conectaron múltiples unidades de estas fuentes de corriente en serie, simulando una fila de paneles. Posteriormente, se agruparon varias de estas filas en paralelo, con el fin de representar una granja solar bifacial completa. Esta topología permite modelar la escala y arquitectura eléctrica típica de sistemas fotovoltaicos conectados a cargas de potencia industrial.

El conjunto resultante se conecta a un convertidor tipo buck ideal, el cual tiene por función ajustar el voltaje y la corriente de salida del generador fotovoltaico a los requerimientos de una carga

del tipo electrolizador. Tanto el convertidor como la carga se modelan de forma ideal: se asume que el convertidor opera sin pérdidas y que la carga impone una condición fija de consumo energético en función del perfil de irradiancia disponible, sin retroalimentación activa.

Esta configuración permite analizar la respuesta horaria del sistema a las entradas de irradiancia por cara en cuanto a corriente entregada, y potencia generada. Los resultados pueden registrarse mediante bloques *To Workspace* y visualizados mediante *Scopes*, como se observa en la Figura 4.6 permitiendo así su posterior análisis.

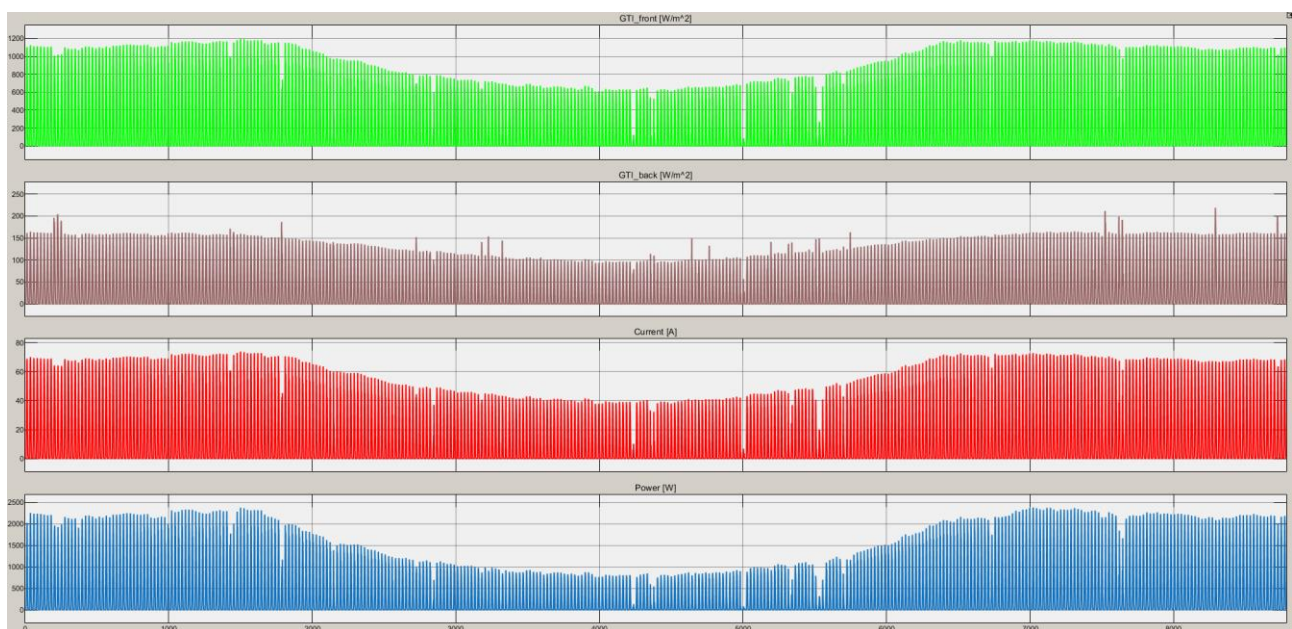


Figura 4.6 Representación gráfica de un año de funcionamiento relacionando Irradiancia con la corriente y potencia generadas.

Haciendo un acercamiento a la simulación para los primeros 31 días del año en la Figura 4.7 podemos ver las formas de las curvas de G_F y G_R .

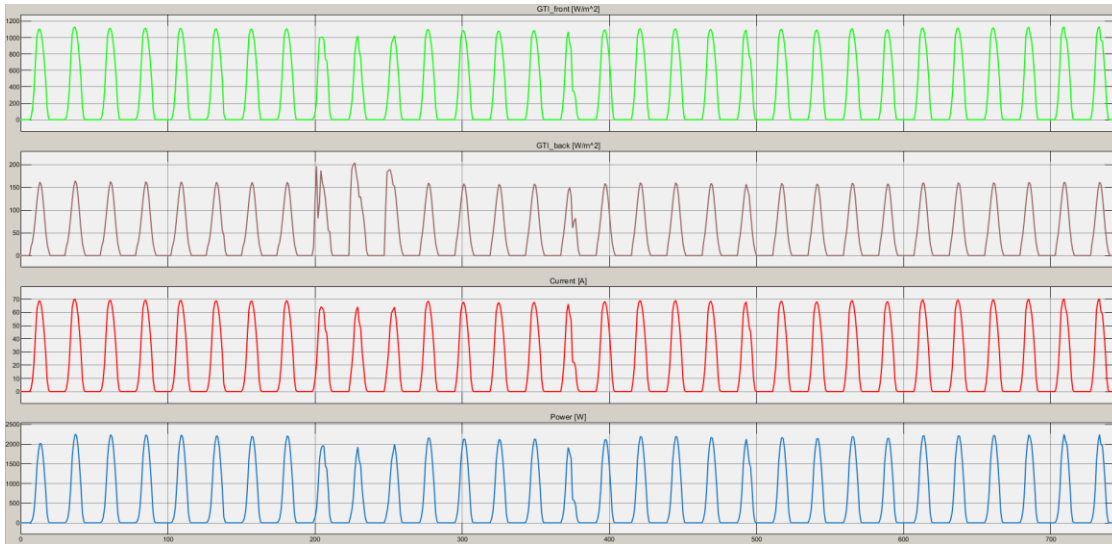


Figura 4.7 Representación gráfica del mes de enero.

4.2.5 Comportamiento bajo condiciones variables

La simulación permite representar escenarios dinámicos como el paso de nubes, cambios abruptos de temperatura o condiciones de irradiancia baja. Gracias al modelo térmico interno, es posible observar cómo la temperatura del módulo responde ante estas perturbaciones y cómo esto afecta la corriente de salida.

La inclusión de irradiancia trasera como variable independiente permite además evaluar el impacto de la bifacialidad en diferentes momentos del día. En [13] y [17] se destaca que este efecto puede ser particularmente relevante en horas de baja incidencia directa o en configuraciones verticales, lo que valida la utilidad del modelo desarrollado para análisis de detalle.

4.2.6 Modularidad y proyección futura

Uno de los aspectos clave del modelo es su arquitectura modular. Las funciones de procesamiento (en MATLAB), simulación eléctrica (en PLECS y Simulink) están claramente separadas, lo que permite modificar o extender cada componente de forma independiente. Esta modularidad es esencial para futuras extensiones, como la inclusión de almacenamiento (baterías) o el acoplamiento con electrolizadores dinámicos, como se plantea en capítulos posteriores.

Además, el modelo permite simular cualquier horizonte temporal (diario, semanal, anual) simplemente modificando los archivos de entrada. Esta característica lo hace apto para estudios de

sensibilidad, simulación de escenarios climáticos extremos o evaluación comparativa entre configuraciones tecnológicas.

4.3. Conclusiones

El modelo de simulación desarrollado representa una herramienta robusta, flexible y físicamente fundamentada para evaluar el comportamiento de sistemas solares bifaciales con seguimiento. La combinación de procesamiento previo en MATLAB con simulación eléctrica en PLECS permite capturar tanto los efectos climáticos como la dinámica térmica y eléctrica del sistema.

Su modularidad y capacidad de extensión lo hacen útil no sólo para análisis académicos, sino también para estudios de diseño, optimización y evaluación económica. En los siguientes capítulos, se utilizará este modelo para simular distintos escenarios de operación, incluyendo configuraciones acopladas a sistemas de electrólisis.

Si bien la validación cuantitativa del modelo queda sujeta a comparación con datos experimentales en futuros trabajos, se ha contrastado su estructura con modelos publicados en la literatura. En [12], por ejemplo, se respalda el uso de representaciones simplificadas basadas en corriente como herramientas eficaces para simulaciones horarias. Asimismo, en [18] se destaca la importancia de modelar explícitamente la irradiancia trasera, práctica que ha sido adoptada directamente en este trabajo.

El modelo responde coherentemente frente a los cambios de condiciones climáticas y reproduce tendencias esperadas en la generación diaria y estacional. Esto valida la consistencia estructural del sistema y su aplicabilidad en análisis energéticos de mediano y largo plazo.

5. Simulación de la operación con electrolizador

5.1. Introducción

La integración de sistemas fotovoltaicos con electrolizadores representa una alternativa prometedora para la producción descentralizada de hidrógeno verde. Esta estrategia permite aprovechar la generación renovable in situ para alimentar procesos electroquímicos de conversión de energía, promoviendo así el almacenamiento estacional de energía y la descarbonización de sectores difíciles de electrificar. En este capítulo se describe la simulación de un sistema compuesto por un arreglo de paneles solares bifaciales con seguimiento solar y una carga de tipo electrolizador, modelado en el entorno PLECS. Se presenta el desarrollo del modelo del convertidor buck, el acoplamiento con un modelo dinámico del electrolizador de membrana de intercambio protónico (PEM) y se analiza su operación conjunta bajo perfiles variables de generación.

5.2. Descripción general del sistema

El sistema simulado consta de tres componentes principales:

- ❖ Un arreglo de paneles bifaciales con seguimiento solar en dos ejes, cuya salida fue previamente modelada y caracterizada.
- ❖ Un convertidor buck reductor de tensión, encargado de adaptar la salida del arreglo fotovoltaico a los requerimientos eléctricos del electrolizador.
- ❖ Un modelo dinámico de un electrolizador PEM, desarrollado a partir del modelo equivalente validado experimentalmente [20].

El objetivo de esta simulación es evaluar el comportamiento eléctrico del sistema bajo condiciones horarias típicas, estimando la potencia útil transferida al electrolizador y la eficiencia global de conversión. El sistema completo queda entonces como se muestra en la Figura 5.1.

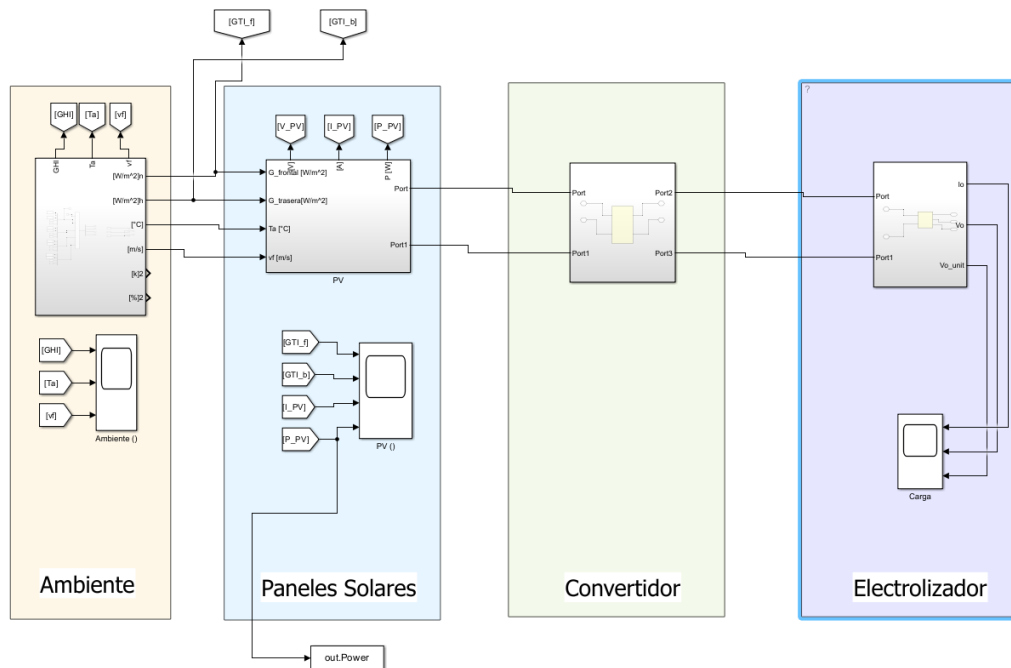


Figura 5.1 Modelo de simulación completo.

5.3. Modelo de convertidor Buck

El Para adaptar la salida del generador fotovoltaico a una carga representativa, se implementa un convertidor de tipo buck, cuya función es reducir la tensión de entrada mientras ajusta la corriente de salida en función de la demanda. Sin embargo, dado que el foco de este trabajo está en la modelación energética del sistema fotovoltaico bifacial y no en la electrónica de potencia ni en el control de conversores, se optó por una representación funcional simplificada del convertidor.

En este esquema, el convertidor se modela como un componente ideal, sin pérdidas por conmutación, resistencias ni inductancias, y su comportamiento se reduce a un escalamiento directo de la corriente generada. La corriente de salida hacia la carga se calcula como una fracción de la corriente entregada por el sistema fotovoltaico, modulada mediante un ciclo de trabajo definido externamente. Este enfoque permite simular el efecto fundamental del convertidor buck sin introducir complejidades innecesarias para el objetivo del estudio.

En este caso, se selecciona como carga un electrolizador tipo PEM, dispositivo de creciente interés por su potencial en la producción de hidrógeno verde. No obstante, el comportamiento interno del electrolizador, así como el diseño detallado del convertidor, no se abordan en profundidad, ya que

el objetivo principal es evaluar el rendimiento energético del sistema fotovoltaico bajo condiciones ambientales reales y configuraciones geométricas diversas.

Esta aproximación simplificada resulta adecuada para estudios de flujo energético, permitiendo analizar la compatibilidad entre la generación fotovoltaica horaria y el consumo electroquímico sin recurrir a modelos electrónicos detallados. En este contexto, el convertidor cumple su función como interfaz energética sin afectar significativamente la validez de los resultados.

5.4. Modelo del electrolizador

El modelo del electrolizador PEM fue implementado en base a la literatura, donde se propone un esquema eléctrico equivalente que capta tanto el comportamiento estático como dinámico del dispositivo [20]. El modelo circuital se muestra en la Figura 5.2 e incluye:

- ❖ Una fuente de voltaje reversible V_{int} .
- ❖ Una resistencia interna total R_{tot} .
- ❖ Dos redes RC en paralelo para representar la dinámica de carga en los electrodos (ánodo y cátodo).

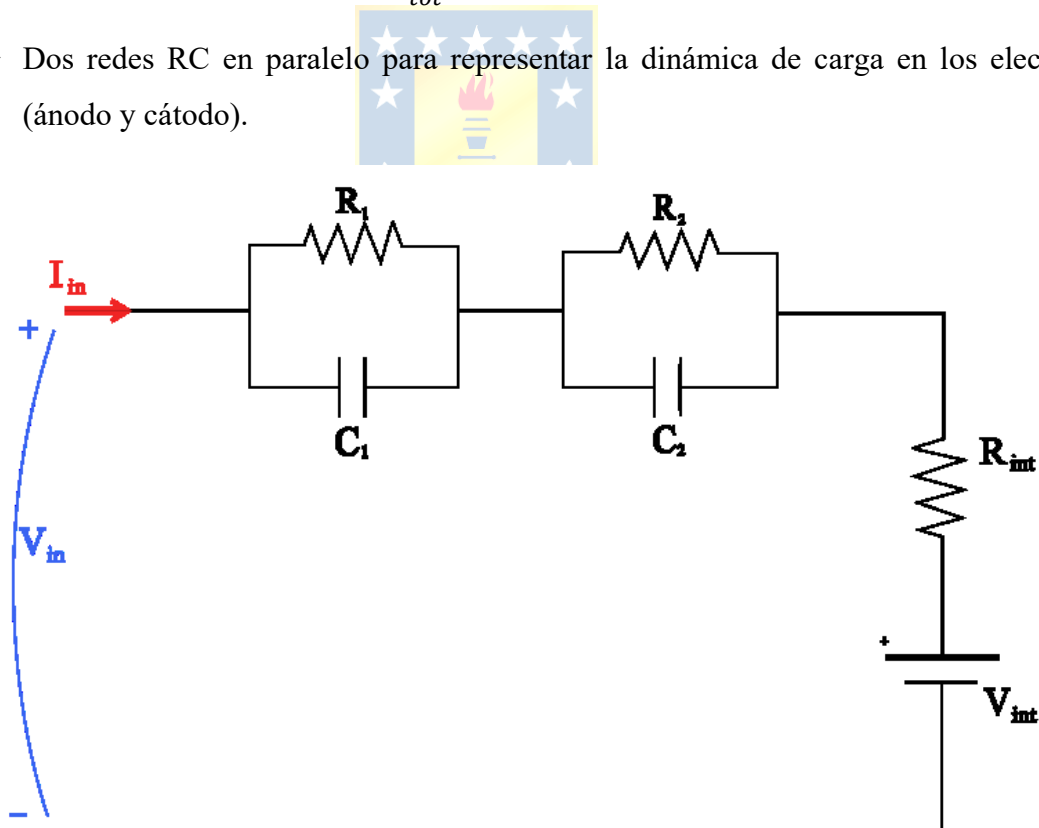


Figura 5.2 Circuito equivalente del electrolizador PEM.

Los valores utilizados en la simulación fueron los mostrados en la Tabla 5-1:

Tabla 5-1 Parámetros utilizados para simular el electrolizador PEM.

Símbolo	Parámetro	Valor
V_{int}	Voltaje interno	4.38 [V]
R_{int}	Resistencia interna de la celda	0.088 [Ω]
R_1	Resistencia del cátodo	0.035 [Ω]
R_2	Resistencia del ánodo	0.318 [Ω]
C_1	Capacitancia del cátodo	37.26 [F]
C_2	Capacitancia del ánodo	37.26 [F]

Estos parámetros fueron ajustados de acuerdo con las ecuaciones propuestas en el artículo original y en base a ensayos con escalones de corriente.

$$R_{int} = (V_{t \rightarrow 0+} - V_{int}) / i_{t \rightarrow 0+} \quad (5.1)$$

$$R_{tot} = (V_{t \rightarrow \infty} - V_{int}) / i_{t \rightarrow \infty} \quad (5.2)$$

$$R_1 + R_2 = R_{tot} - R_{int} \quad (5.3)$$

5.5. Resultados de la simulación

Se ejecutó una simulación horaria para un día representativo con alta irradiancia, evaluando la respuesta del sistema completo durante la operación solar activa (08:00 a 18:00 horas). Como se observa en la Figura 5.3, la energía entregada al electrolizador se integró para calcular la producción potencial de hidrógeno en función de la eficiencia de la celda PEM calculada como la energía disipada en las resistencias entre la energía total (76%) y una constante de conversión energética de 52 kWh por kg de hidrógeno producido siguiendo el procedimiento descrito en la literatura [21].

Los resultados muestran que el sistema es capaz de seguir adecuadamente las fluctuaciones de la irradiancia, y que el convertidor buck permite una entrega regulada y eficiente de potencia al electrolizador. La tensión de operación se mantuvo dentro del rango aceptable para la pila PEM, evitando pérdidas por sobrevoltaje o activación ineficiente.

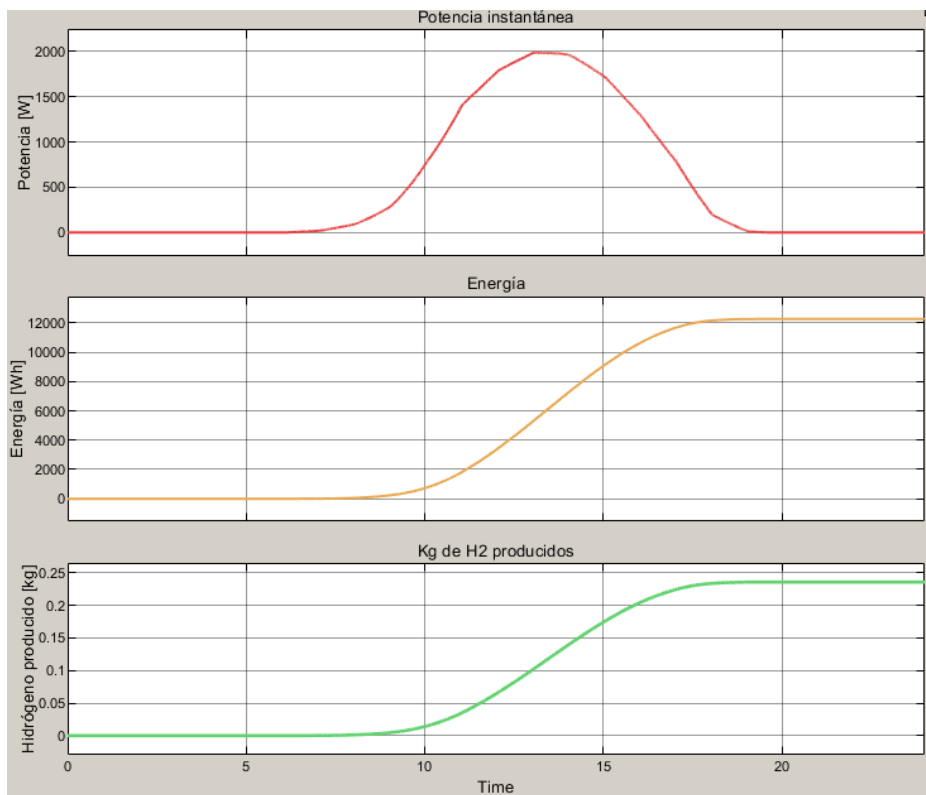


Figura 5.3 Producción de hidrógeno en relación a la potencia y energía suministrada.

En promedio, la eficiencia del sistema se situó en torno a 76% lo cual se encuentra dentro de los rangos esperados para sistemas similares.

5.6. Discusión

En el desarrollo del modelo se toman decisiones metodológicas orientadas a mantener el enfoque en el análisis energético del sistema fotovoltaico bifacial, priorizando la representación realista de variables climáticas, condiciones geométricas y fenómenos óptico-térmicos. En ese marco, se opta por una representación funcional simplificada del subsistema de conversión y de la carga, con el objetivo de contextualizar la utilización de la energía generada sin desviar el foco del trabajo hacia aspectos de electrónica de potencia o dinámica electroquímica.

En particular, el convertidor fue modelado como un sistema ideal de tipo buck, en el cual la corriente de salida se escala proporcionalmente al ciclo de trabajo, sin considerar elementos reactivos ni pérdidas internas. De manera complementaria, la carga utilizada, un electrolizador tipo PEM, se incorporó como una carga representativa del contexto tecnológico actual, dadas las crecientes aplicaciones del hidrógeno verde en esquemas de almacenamiento energético y descarbonización

industrial. No obstante, ni el convertidor ni la carga son objeto de análisis detallado en esta tesis, ya que su inclusión tuvo como único propósito permitir la evaluación energética del sistema bajo un escenario de consumo verosímil.

Este enfoque metodológico resulta válido dentro del alcance del trabajo, ya que permite estimar la compatibilidad energética y el potencial de integración de tecnologías fotovoltaicas bifaciales en esquemas de generación-distribución de energía sin sobrecargar el modelo con dinámicas ajenas al objetivo principal.



6. Conclusiones

6.1. Sumario

El presente trabajo de memoria de título abordó el desarrollo de un modelo computacional orientado a la simulación del comportamiento energético de paneles solares bifaciales con distintos tipos de seguimiento solar, y su operación integrada con una carga del tipo electrolizador para la producción de hidrógeno verde. La motivación principal radica en la creciente necesidad de integrar tecnologías de generación renovable con sistemas de almacenamiento energético de mediano y largo plazo, siendo el hidrógeno una de las alternativas más prometedoras desde el punto de vista ambiental y estratégico.

Para ello, se construye un modelo físico detallado de generación fotovoltaica bifacial utilizando el entorno MATLAB/Simulink y PLECS. Este modelo incorporó parámetros geométricos y ambientales relevantes, tales como orientación, inclinación, separación entre filas, altura de instalación, irradiancia frontal y trasera, albedo del terreno, velocidad del viento y temperatura ambiente. Se aplicaron transformaciones geométricas para proyectar datos meteorológicos reales sobre la superficie activa de los módulos, considerando tanto componentes directas como difusas y reflejadas, según el modelo de Pérez modificado. Adicionalmente, se utilizó un enfoque de factores de vista para modelar los efectos del sombreado mutuo y la no uniformidad en la irradiancia trasera, aspectos clave en la operación de sistemas bifaciales.

Una vez obtenido el perfil horario de generación del sistema para distintas configuraciones (paneles fijos, con seguimiento en un eje y seguimiento en dos ejes), se procede a modelar el subsistema de carga representado por un electrolizador de membrana de intercambio protónico (PEM). Este modelo fue construido en base a [22], el cual propone un esquema equivalente dinámico basado en una fuente de voltaje reversible, resistencias internas asociadas a pérdidas óhmicas y de activación, y redes RC que representan los retardos por acumulación de carga en los electrodos.

El sistema completo fue acoplado mediante un convertidor tipo buck reductor de tensión, encargado de adaptar la salida de los módulos fotovoltaicos a los requerimientos eléctricos del electrolizador. Este convertidor es modelado en modo de conducción continua y operado mediante modulación por ancho de pulso (PWM), con el objetivo de mantener una operación estable y eficiente

a lo largo del día. Se priorizó el seguimiento del punto óptimo de eficiencia del electrolizador, considerando su carácter no lineal y dependiente del punto operativo.

Las simulaciones se ejecutaron utilizando perfiles horarios reales correspondientes a un año típico meteorológico (TMY), permitiendo evaluar la respuesta energética del sistema en escenarios variables. Se analizaron indicadores tales como potencia instantánea, energía diaria entregada al electrolizador, eficiencia de conversión, y producción estimada de hidrógeno. Los resultados obtenidos muestran que el sistema es capaz de operar de manera estable en una amplia gama de condiciones, y que el seguimiento solar contribuye significativamente a mejorar el aprovechamiento del recurso solar, aumentando la productividad del sistema acoplado.

En síntesis, este trabajo presenta una metodología robusta para modelar la operación integrada de sistemas fotovoltaicos bifaciales y electrolizadores, permitiendo analizar la viabilidad técnica de la producción de hidrógeno verde en función de variables locales y de diseño. Los modelos desarrollados están preparados para futuras ampliaciones, como la incorporación de estrategias de control más avanzadas, análisis económico-financiero y validaciones experimentales.

6.2. Conclusiones

El presente trabajo tuvo por objetivo desarrollar un modelo físico-computacional que permita simular con precisión el comportamiento térmico y eléctrico de paneles solares bifaciales con distintas configuraciones de seguimiento, incorporando además su operación conjunta con cargas representativas como un electrolizador tipo PEM. Tal como se planteó en la hipótesis inicial, la implementación del modelo en los entornos MATLAB/Simulink y PLECS permitió evaluar de forma sistemática el desempeño del sistema bajo diversas condiciones geométricas, ambientales y operativas.

Uno de los principales aportes del modelo desarrollado es su capacidad para simular distintos modos de operación, lo que lo convierte en una herramienta útil para la comparación entre configuraciones fijas y de seguimiento, así como para la evaluación del impacto de parámetros como la altura de montaje, el albedo o la separación entre filas. Gracias a esta capacidad, el modelo puede ser utilizado para realizar barridos de sensibilidad y análisis de optimización en fases de diseño preliminar de plantas solares bifaciales, lo que reviste especial relevancia para proyectos en etapa de evaluación técnico-económica.

La accesibilidad del modelo constituye otro aspecto destacable. La estructura del código permite modificar fácilmente las condiciones de entrada y adaptarse a nuevas ubicaciones geográficas simplemente cambiando los datos meteorológicos y algunas configuraciones menores de la simulación geométrica relacionadas a la latitud. Esta característica permite su uso transversal en estudios comparativos regionales o en la simulación de escenarios prospectivos de generación solar.

En paralelo, se destaca la modularidad de la arquitectura desarrollada, que facilita su integración con otros modelos más complejos, como algoritmos de control, sistemas de almacenamiento energético, cargas no lineales o modelos económicos. Esta cualidad extiende significativamente el alcance del modelo, permitiendo su aplicación tanto en investigaciones técnicas como en evaluaciones integradas de nuevas configuraciones híbridas de generación y consumo.

En cuanto a la carga considerada en este trabajo, la inclusión de un electrolizador tipo PEM responde al creciente interés tecnológico por el hidrógeno verde como vector energético. No obstante, se identificaron limitaciones importantes en los modelos eléctricos disponibles. En particular, las altas capacitancias utilizadas para representar los tiempos de respuesta en los electrodos generan un comportamiento análogo al de una batería durante la simulación, lo cual puede inducir resultados poco representativos si no se valida adecuadamente con datos experimentales. Además, la inclusión de una fuente de voltaje DC en el modelo desplaza artificialmente la relación entre tensión y corriente generada por el arreglo fotovoltaico, debido a la interdependencia no lineal de estas variables en el modelo bifacial. Estos efectos evidencian la necesidad de continuar perfeccionando los modelos eléctricos de electrolizadores, especialmente en su interacción dinámica con generadores renovables.

En conjunto, los resultados obtenidos validan la utilidad del modelo como herramienta de simulación, diseño y análisis para configuraciones avanzadas de energía solar bifacial. Asimismo, sientan las bases para futuros desarrollos orientados a la integración energética con sistemas de conversión y almacenamiento, en el marco de la transición energética y la descarbonización de la matriz.

6.3. Trabajo Futuro

A partir de los desarrollos alcanzados en este trabajo, existen múltiples líneas de investigación y extensión que permitirían enriquecer y profundizar los resultados obtenidos. A continuación, se enumeran algunas posibles continuaciones directas:

❖ **Automatización de la recolección de datos meteorológicos**

Actualmente, el modelo depende de la descarga manual y preprocesamiento de las bases de datos climáticas. Como trabajo futuro, se propone el desarrollo de un sistema automatizado de consulta y descarga de datos meteorológicos desde plataformas oficiales (por ejemplo, Explorador Solar del Ministerio de Energía, bases de ERA5, entre otras). Esto permitiría extender el modelo a nuevas ubicaciones de forma más expedita y generar perfiles horarios actualizados para escenarios prospectivos de análisis.

❖ **Compilación de las funciones en un entorno parametrizable**

Se sugiere implementar una interfaz modular que permita ejecutar las simulaciones a partir de una función única, recibiendo como entrada los parámetros principales de diseño (geometría de la planta, ubicación geográfica, parámetros eléctricos, configuración de seguimiento, etc.). De esta forma, se facilitaría la ejecución sistemática de simulaciones para distintos escenarios, además de preparar el modelo para su integración en futuros optimizadores automáticos.

❖ **Extensión del modelo a configuraciones de granjas bifaciales verticales**

La modelación de granjas fotovoltaicas bifaciales en orientación vertical (especialmente Este-Oeste) representa una topología de creciente interés, particularmente en proyectos de alta densidad de potencia o en climas con alta radiación difusa. Se propone como línea de trabajo futura el desarrollo de los factores geométricos y de vista correspondientes, así como la simulación de escenarios comparativos frente a las configuraciones inclinadas modeladas en el presente trabajo.

❖ **Realización de barridos de parámetros para optimización de casos de referencia**

El modelo desarrollado permite ejecutar barridos de sensibilidad sobre parámetros geométricos (altura, separación entre filas, inclinación, albedo, etc.). Como trabajo futuro, se plantea utilizar estas capacidades para realizar optimizaciones sistemáticas que identifiquen configuraciones óptimas de diseño bajo condiciones climáticas específicas.

❖ **Integración de algoritmos de control simplificado para el convertidor buck**

Actualmente, el convertidor opera bajo un control predefinido. Se sugiere como extensión implementar algoritmos de control automático, como seguimiento del punto de eficiencia óptima del electrolizador (Efficiency Optimal Point Tracking), lo cual permitiría adaptar en tiempo real la operación frente a variaciones de irradiancia sin comprometer la estabilidad del sistema.

7. Referencias

- [1] M. T. Patel, M. S. Ahmed, H. Imran, N. Z. Butt, M. R. Khan y M. A. Alam, «Global analysis of next-generation utility-scale PV: Tracking bifacial,» *Applied Energy* 290, vol. 290, 2021.
- [2] M. R. Khan, A. Hanna, X. Sun y M. A. Alam, «Vertical bifacial solar farms: Physics, design, and global optimization,» *Applied Energy*, vol. 206, pp. 240-248, 2017.
- [3] J. Appelbaum, «Bifacial photovoltaic panels field,» *Renewable Energy*, vol. 85, pp. 338-343, 2016.
- [4] Z. Zengwei, Z. Zhen, J. Yongfeng, L. Haolin y Z. Shengcheng, «Performance Analysis on Bifacial PV Panels With Inclined and Horizontal East–West Sun Trackers,» *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 9, nº 3, pp. 636-642, 2019.
- [5] J. Perez Oria y G. Sala, «A good combination: Tracking of the sun in polar axis and bifacial photovoltaic modules,» *Solar & Wind Technology*, vol. 5, nº 6, pp. 629-636, 1988.
- [6] S. Bouchakour, D. Valencia-Caballero, A. Luna, E. Roman, E. A. K. Boudjelthia y P. Rodríguez, «Modelling and Simulation of Bifacial PV Production Using Monofacial Electrical Models,» *Energies*, vol. 14, nº 4224, 2021.
- [7] S. Wang, O. Wilkie, J. Lam, R. Steeman, W. Zhang, K. S. Khoo, S. C. Siong y H. Rostan, «Bifacial photovoltaic systems energy yield modelling,» *Energy Procedia*, nº 77, pp. 428-433, 2015.
- [8] M. T. Patel, M. R. Khan, X. Sun y M. A. Alam, «A worldwide cost-based design and optimization of tilted bifacial solar farms,» *Applied Energy*, nº 247, pp. 467-479, 2019.
- [9] M. Patel, R. Vijayan, R. Asadpour, M. Varadharajaperumal, M. Khan y M. Alam, «Temperature-dependent energy gain of bifacial PV farms: A global perspective,» *Applied Energy*, vol. 276, 2020.
- [10] P. Gilman, A. Dobos, N. DiOrio, J. Freeman, S. Janzou y D. Ryberg, «SAM Photovoltaic Model Technical Reference Update,» Golden, Colorado, 2018.
- [11] R. Perez, R. Seals, P. Ineichen, R. Stewart y D. Menicucci, «A new simplified version of the Perez diffuse irradiance model for tilted surfaces,» *Solar Energy*, vol. 39, nº 3, pp. 221-231, 1987.
- [12] D. Passias y B. Källbäck, «Shading effects in rows of solar cell panels,» *Solar Cells*, vol. 11, pp. 281-291, 1984.
- [13] J. F. Orgill y K. G. T. Hollands, «Correlation Equation For Hourly Diffuse Radiation on a Horizontal Surface,» *Solar Energy*, vol. 19, pp. 357-359, 1977.
- [14] R. O. Yakubu, L. D. Mensah, D. A. Quansah y M. S. Adaramola, «Improving solar photovoltaic installation energy yield using bifacial modules and tracking systems: An analytical approach,» *Advances in Mechanical Engineering*, vol. 14, nº 12, pp. 1-12, 2022.
- [15] C. Domínguez, J. Marcos, S. Ures, S. Askins y I. Antón, «A Horizontal Single-Axis Tracker Mock-Up to Quickly Assess the Influence of Geometrical Factors on Bifacial Energy Gain,» de *IEEE 50th Photovoltaic Specialists Conference*, 2023.
- [16] M. Takoorparsadh y A. J. Rix, «Bifacial PV Performance Evaluation with reference to the Solar Spectrum and Broadband Irradiance,» de *International Conference on Electrical, Computer, Communications and Mechatronics Engineering*, Tenerife, 2023.

- [17] T. Muneer, S. Ivanova, Y. Kotak y M. Gul, «Finite-element view-factor computations for radiant energy exchanges,» *Journal of renewable and sustainable energy*, vol. 7, nº 3, 2015.
- [18] Y. Nassar, S. Belhaj, S. Alsadi y H. El-Khozondar, «Analysis of the View Factors in Rooftop PV Solar,» de *3rd International Conference on Smart Grid and Renewable Energy*, 2022.
- [19] S. A. Pelaez, C. Deline, J. S. Stein, B. Marion, K. Anderson y M. Muller, «Effect of torque-tube parameters on rear-irradiance and rear-shading loss for bifacial PV performance on single-axis tracking systems,» de *2019 IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, Chicago, 2019.
- [20] T. Alves, A. da Silva, V. Cavalcante, E. Barbosa y M. L. Z. Cavalcanti, «Analysis of Energy Yield in Bifacial PV Plants as a Function of Installation Factors Through the View Factor Model,» de *IEEE 8th Southern Power Electronics Conference* , 2023.
- [21] G. J. M. Jansen, A. R. Burgers, A. Binani, A. J. Carr, B. B. Van Aken y I. G. Romijn, «How to Maximize the kWh/kWp Ratio: Simulations of Single-axis Tracking in Bifacial Systems,» de *35th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Brussels, 2018.
- [22] D. Guilbert y G. Vitale, «Experimental Validation of an Equivalent Dynamic Electrical Model for a Proton Exchange Membrane Electrolyzer,» de *IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe*, Palermo, Italy, 2018.
- [23] A. Ursua, L. M. Gandia y P. Sanchis, «Hydrogen Production From Water Electrolysis: Current Status and Future Trends,» *Proceedings of the IEEE*, vol. 100, nº 2, pp. 410-426, 2012.



A. Script y funciones de MATLAB

A.1. DatosAnuales.m

```
% Configuración de parámetros del sistema de seguimiento solar de dos ejes
csvFilePath = "C:\Users\Felip\OneDrive\U\MdT\Archivos modelo 2024\Datos Copiapo_1.csv";

% Parámetro geométrico de la instalación
distanciaPaneles = 1050; % Separación entre paneles en mm

% Inicializar vectores para almacenar los resultados anuales
factordevistaAnuales = [];
porcentajesombraAnuales = [];
inclinacionPanelAnuales = []; % Ángulos de inclinación del panel
acimutPanelAnuales = []; % Ángulos de acimut del panel

% Determinar si el año es bisiesto para cálculos de días del año
year = 2024;
bisiesto = mod(year, 4) == 0 && (mod(year, 100) ~= 0 || mod(year, 400) == 0);

% Iterar sobre cada mes y día del año para generar datos horarios anuales
for mes = 1:12
    fprintf('Procesando mes: %d\n', mes);

    % Determinar el número de días en el mes actual
    if mes == 2
        if bisiesto
            numDias = 29; % Febrero en año bisiesto
        else
            numDias = 28; % Febrero en año normal
        end
    elseif any(mes == [4, 6, 9, 11])
        numDias = 30; % Abril, junio, septiembre, noviembre
    else
        numDias = 31; % Enero, marzo, mayo, julio, agosto, octubre, diciembre
    end

    % Procesar cada día del mes actual
    for dia = 1:numDias
        % Calcular factor de vista y porcentaje de sombra para el día
        [factordevista, porcentajesombra] = calcularSombraYFactorVista(csvFilePath, dia,
mes, bisiesto);

        % Calcular ángulos de orientación del panel para el día
        try
            [inclinacionPanel, acimutPanel] = calcularAngulosPanel(csvFilePath, dia,
mes, bisiesto);

            % Convertir los vectores de 24 horas en formato columna
            % Para mantener consistencia con factordevista y porcentajesombra
            inclinacionPanelDia = reshape(repmat(inclinacionPanel, 1, 1), [], 1);
            acimutPanelDia = reshape(repmat(acimutPanel, 1, 1), [], 1);

        catch e
    end
end
end
```

```

        % Si ocurre error al calcular ángulos, crear vectores de NaN
        fprintf('Error al obtener ángulos para día %d/%d: %s\n', dia, mes,
e.message);
        inclinacionPanelDia = NaN(size(factordevista));
        acimutPanelDia = NaN(size(factordevista));
    end

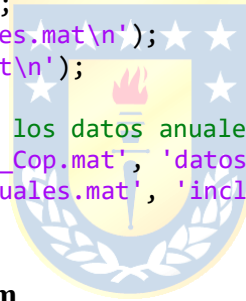
    % Acumular los resultados del día en los vectores anuales
    factordevistaAnuales = [factordevistaAnuales; factordevista];
    porcentajesombraAnuales = [porcentajesombraAnuales; porcentajesombra];
    inclinacionPanelAnuales = [inclinacionPanelAnuales; inclinacionPanelDia];
    acimutPanelAnuales = [acimutPanelAnuales; acimutPanelDia];
end
end

% Guardar los resultados anuales en archivos .mat para uso posterior
save('factorvistaAnuales.mat', 'factordevistaAnuales');
save('sombraAnuales.mat', 'porcentajesombraAnuales');
save('inclinacionPanelAnuales.mat', 'inclinacionPanelAnuales');
save('acimutPanelAnuales.mat', 'acimutPanelAnuales');

fprintf('☑ Datos anuales guardados:\n');
fprintf(' - factorvistaAnuales.mat\n');
fprintf(' - sombraAnuales.mat\n');
fprintf(' - inclinacionPanelAnuales.mat\n');
fprintf(' - acimutPanelAnuales.mat\n');

% Calcular irradiancia total usando los datos anuales generados
calcularIrradianciaTotal('datos\DHI_Cop.mat', 'datos\DNI_Cop.mat',
'factorvistaAnuales.mat', 'sombraAnuales.mat', 'inclinacionPanelAnuales.mat',
'acimutPanelAnuales.mat', 0.3);

```



A.2. CalcularSombraYFactorVista.m

```

function [tablafactordevista, tablaporcentajesombra] =
calcularSombraYFactorVista(csvFilePath, dia, mes, bisiestro)
    % CALCULARSOMBRAYFACTORDEVISTA Calcula factor de vista y porcentaje de sombra
    % para un panel solar con seguimiento de dos ejes durante un día específico

    % Obtener los datos de elevación y acimut solar para el día especificado
    [elevaciones, acimuts] = Posicion(csvFilePath, dia, mes, bisiestro);

    % Inicializar matrices para almacenar los resultados
    numRows = size(elevaciones, 1);
    numCols = size(elevaciones, 2);
    factoresVista = zeros(numRows, numCols);
    porcentajesSombra = zeros(numRows, numCols);

    % Procesar cada combinación de elevación y acimut solar
    for col = 1:numCols
        for row = 1:numRows
            elevacion = elevaciones(row, col);
            acimut = acimuts(row, col);

            % Verificar si los valores son válidos
            if isnan(elevacion) || isnan(acimut)

```

```

    factoresVista(row, col) = NaN;
    porcentajesSombra(row, col) = NaN;
    continue;
end

% Calcular sombra y factor de vista para esta posición solar
[porcentajeSombra, factorVista] = superficieFrenteSol(elevacion, acimut);

% Almacenar los resultados
factoresVista(row, col) = factorVista;
porcentajesSombra(row, col) = porcentajeSombra;
end
end

% Transponer arrays para obtener el formato de salida requerido
tablafactordevista_raw = factoresVista';
tablaporcentajesombra_raw = porcentajesSombra';

% Procesar resultados finales reemplazando NaN por 0
[tablafactordevista, tablaporcentajesombra] =
procesarResultados(tablafactordevista_raw, tablaporcentajesombra_raw);
end

function [elevacion, acimut] = Posicion(csvFilePath, dia, mes, bisiesto)
% POSICION Extrae datos de posición solar del archivo CSV para un día específico
% Método idéntico al usado en calcularAngulosPanel para mantener consistencia

% Definir horas del día (0 a 23)
hora = 0:1:23;

% Días acumulados hasta el final de cada mes (año no bisiesto)
dianum = [0, 31, 59, 90, 120, 151, 181, 212, 243, 273, 304, 334];

% Calcular el día del año ajustando para años bisiestos
if bisiesto && mes > 2
    diaIndex = dianum(mes) + dia + 1; % Agregar día extra para años bisiestos
después de febrero
else
    diaIndex = dianum(mes) + dia;
end

% Configurar opciones de importación para el archivo CSV
opts = delimitedTextImportOptions("NumVariables", 49);
opts.DataLines = [2, Inf]; % Comenzar desde la segunda línea (omitir encabezados)
opts.Delimiter = ";"; % Separador de columnas
opts.VariableNames = ["date", "E00_00_00", "A00_00_00", "E01_00_00", "A01_00_00",
"E02_00_00", "A02_00_00", "E03_00_00", "A03_00_00", "E04_00_00", "A04_00_00",
"E05_00_00", "A05_00_00", "E06_00_00", "A06_00_00", "E07_00_00", "A07_00_00",
"E08_00_00", "A08_00_00", "E09_00_00", "A09_00_00", "E10_00_00", "A10_00_00",
"E11_00_00", "A11_00_00", "E12_00_00", "A12_00_00", "E13_00_00", "A13_00_00",
"E14_00_00", "A14_00_00", "E15_00_00", "A15_00_00", "E16_00_00", "A16_00_00",
"E17_00_00", "A17_00_00", "E18_00_00", "A18_00_00", "E19_00_00", "A19_00_00",
"E20_00_00", "A20_00_00", "E21_00_00", "A21_00_00", "E22_00_00", "A22_00_00",
"E23_00_00", "A23_00_00"];
opts.VariableTypes = ["datetime", "double", "double", "double", "double", "double",
"double", "double", "double", "double", "double", "double", "double", "double",

```

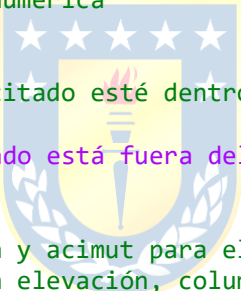
```

"double", "double", "double", "double", "double", "double", "double", "double",
"double", "double", "double", "double", "double", "double", "double", "double",
"double", "double", "double", "double", "double", "double", "double", "double",
"double", "double", "double", "double", "double", "double", "double", "double",
"double", "double", "double"];
opts.ExtraColumnsRule = "ignore";
opts.EmptyLineRule = "read";
opts = setvaropts(opts, ["E00_00_00", "A00_00_00", "E01_00_00", "A01_00_00",
"E02_00_00", "A02_00_00", "E03_00_00", "A03_00_00", "E04_00_00", "A04_00_00",
"E05_00_00", "A05_00_00", "E06_00_00", "A06_00_00", "E20_00_00", "A20_00_00",
"E21_00_00", "A21_00_00", "E22_00_00", "A22_00_00", "E23_00_00", "A23_00_00"],
"EmptyFieldRule", "auto");
opts = setvaropts(opts, "date", "InputFormat", "yyyy-MM-dd");
opts = setvaropts(opts, ["E07_00_00", "A07_00_00", "E19_00_00", "A19_00_00"],
"TrimNonNumeric", true);
opts = setvaropts(opts, ["E07_00_00", "A07_00_00", "E19_00_00", "A19_00_00"],
"ThousandsSeparator", ",");

% Importar datos del archivo CSV
try
% Leer archivo como tabla temporal con fechas como índice de fila
Pos = readtimetable(csvFilePath, opts, "RowTimes", "date");

% Convertir tabla a matriz numérica
Poss = table2array(Pos);

% Verificar que el día solicitado esté dentro del rango de datos
if diaIndex > size(Poss, 1)
error('El día especificado está fuera del rango de datos disponibles.');
```



```

end

% Extraer datos de elevación y acimut para el día especificado
% Columnas impares contienen elevación, columnas pares contienen acimut
elevacion = Poss(diaIndex, 2 * hora + 1);
acimut = Poss(diaIndex, 2 * hora + 2);
catch e
% En caso de error, mostrar advertencia y devolver valores NaN
warning('Error al leer el archivo CSV: %s', e.message);
elevacion = nan(1, length(hora));
acimut = nan(1, length(hora));
end
end

function [porcentajeSombra, factorVista] = superficieFrenteSol(elevacion, acimut)
% SUPERFICIEFRENTE SOL Calcula sombra y factor de vista para panel con seguimiento de
dos ejes
% Considera la geometría del panel, posición solar y efectos de sombra entre paneles

% Parámetros físicos del panel y configuración
ancho = 2111; % Ancho del panel en mm
alto = 1046; % Alto del panel en mm
alturaZ = 2500; % Altura del centro del panel sobre el suelo en mm
distanciaPaneles = 1050; % Separación entre paneles en mm
resolucion = 100; % Resolución para cálculos (no utilizada actualmente)

% Normalizar ángulo de acimut al rango [0, 360]

```

```

acimut = mod(acimut, 360);

% Limitar elevación mínima para evitar problemas geométricos
if elevacion < 2
    elevacion = 2;
end

% Convertir ángulos de grados a radianes
elevacionRad = deg2rad(elevacion);
acimutRad = deg2rad(acimut);

% Calcular vector solar unitario (apunta desde el origen hacia el sol)
v_sol = [cos(elevacionRad)*cos(acimutRad), ...
        cos(elevacionRad)*sin(acimutRad), ...
        sin(elevacionRad)];

% Calcular vector normal del panel (seguimiento de dos ejes)
% El panel rota en ambos ejes para seguir al sol
n_panel = [cos(acimutRad), sin(acimutRad), 0];

% Construir base ortonormal para el panel
% Evitar colinealidad con el vector vertical
if abs(dot(n_panel, [0, 0, 1])) > 0.99
    v1 = cross(n_panel, [0, 1, 0]);
else
    v1 = cross(n_panel, [0, 0, 1]);
end
v1 = v1 / norm(v1); % Primer vector del plano del panel
v2 = cross(n_panel, v1); % Segundo vector ortogonal al plano

% Crear los vértices del panel en su sistema de coordenadas local
p1 = -ancho/2 * v1 - alto/2 * v2;
p2 =  ancho/2 * v1 - alto/2 * v2;
p3 =  ancho/2 * v1 + alto/2 * v2;
p4 = -ancho/2 * v1 + alto/2 * v2;

% Trasladar vértices al centro del panel en el espacio global
centro = [0, 0, alturaZ];
vertices = [p1; p2; p3; p4] + centro;

% Calcular vértices de la sombra proyectada en el suelo
sombraVertices = proyectarSombra(vertices, v_sol);

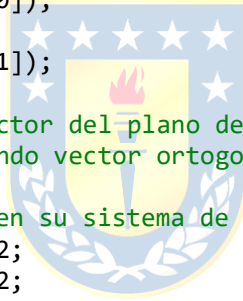
% Calcular porcentaje de sombra sobre el panel siguiente
porcentajeSombra = calcularPorcentajeSombra(vertices, v_sol, distanciaPaneles,
resolucion);

% Calcular factor de vista hacia el suelo sombreado
F_sombra = calcularFactorVistaOptimizado(vertices, sombraVertices);

% Calcular factor de vista hacia el cielo desde la cara trasera
F_cielo = (1 - abs(dot(n_panel, [0, 0, 1]))) / 2;

% Calcular factor de vista hacia el suelo iluminado
factorVista = 1 - F_sombra - F_cielo;
end

```



```

function sombraVertices = proyectarSombra(vertices, normal)
% PROYECTARSOMBRA Calcula los vértices de la sombra proyectada en el suelo
% Utiliza geometría de proyección para encontrar donde la sombra toca el suelo (z =
0)

% Proteger contra divisiones por cero en la componente z del vector normal
if abs(normal(3)) < 1e-6
    normal(3) = sign(normal(3)) * 1e-6;
    if normal(3) == 0 % Si es exactamente cero, asignar un valor pequeño positivo
        normal(3) = 1e-6;
    end
end

% Calcular la proyección de cada vértice del panel en el suelo
sombraVertices = zeros(size(vertices));
for i = 1:size(vertices, 1)
    % Calcular parámetro t para intersección con el plano z = 0
    t = -vertices(i,3) / normal(3);
    % Proyectar vértice usando el vector normal solar
    sombraVertices(i, :) = vertices(i, :) + t * normal;
    sombraVertices(i, 3) = 0; % Asegurar que la sombra esté en el suelo
end
end

function porcentajeSombra = calcularPorcentajeSombra( ...
    panelVertices, vectorNormalSol, ...
    distanciaPaneles, resolucion) %#ok<INUSD>
% CALCULARPORCENJAJESOMBRA Calcula qué porcentaje del panel trasero está sombreado
% por el panel frontal considerando la posición solar y separación entre paneles

% Crear panel trasero desplazado en el eje Y
panelTrasero = panelVertices;
panelTrasero(:,2) = panelTrasero(:,2) + distanciaPaneles;

% Calcular vector normal del panel (se asume superficie plana)
n = cross(panelVertices(2,:) - panelVertices(1,:), ...
    panelVertices(3,:) - panelVertices(1,:));
n = n / norm(n);

% Calcular dirección de los rayos solares (del sol hacia la tierra)
dirRay = -vectorNormalSol;

% Proyectar la sombra del panel frontal sobre el plano del panel trasero
% Calcular distancia hasta el plano del panel trasero
dPlano = dot(panelTrasero(1,:) - panelVertices(1,:), n);
tPanel = dPlano ./ dot(dirRay, n);
sombraPanel = panelVertices + tPanel .* dirRay; % Vértices de la sombra en el
panel trasero

% Construir base ortonormal (u,v) en el plano del panel trasero
u = panelTrasero(2,:) - panelTrasero(1,:); u = u ./ norm(u);
v = cross(n, u); % Vector ortogonal a u y n

% Función para convertir coordenadas 3D a 2D en el plano del panel

```

```

to2D = @(P) [ (P - panelTrasero(1,:)) * u', ...
              (P - panelTrasero(1,:)) * v' ];

% Convertir geometrías a coordenadas 2D
polPanel = to2D(panelTrasero);
polSombra = to2D(sombraPanel);

% Calcular intersección entre el panel trasero y la sombra proyectada
pgPanel = polyshape(polPanel(:,1), polPanel(:,2));
pgSombra = polyshape(polSombra(:,1), polSombra(:,2));
pgSolape = intersect(pgPanel, pgSombra);

% Calcular porcentaje de área sombreada
porcentajeSombra = 100 * area(pgSolape) / area(pgPanel);
end

function factorVista = calcularFactorVistaOptimizado(panelVertices, sombraVertices)
% CALCULARFACTORVISTAOPTIMIZADO Calcula el factor de vista entre el panel y la
sombra
% Utiliza la fórmula de Nusselt para intercambio radiativo entre superficies

% Calcular el centroide del panel
centroidePanel = mean(panelVertices, 1);

% Calcular el vector normal del panel (asumiendo superficie plana)
v1 = panelVertices(2,:) - panelVertices(1,:);
v2 = panelVertices(3,:) - panelVertices(1,:);
normalPanel = cross(v1, v2);
normalPanel = normalPanel / norm(normalPanel);

% Calcular áreas del panel y de la sombra
areaPanel = polyarea(panelVertices(:, 1), panelVertices(:, 2)) /
abs(normalPanel(3));
areaSombra = polyarea(sombraVertices(:, 1), sombraVertices(:, 2));

% Verificar que ambas áreas sean válidas
if areaPanel <= 0 || areaSombra <= 0
    factorVista = 0;
    return;
end

% Discretizar la sombra para integración numérica
numPoints = 20; % Número de puntos para la discretización
[xSombra, ySombra] = meshgrid(linspace(min(sombraVertices(:,1)),
max(sombraVertices(:,1)), numPoints), ...
                              linspace(min(sombraVertices(:,2)),
max(sombraVertices(:,2)), numPoints));
zSombra = zeros(size(xSombra));

% Filtrar solo los puntos que están dentro del polígono de sombra
puntosDentro = inpolygon(xSombra(:), ySombra(:), sombraVertices(:,1),
sombraVertices(:,2));
xSombra = xSombra(puntosDentro);
ySombra = ySombra(puntosDentro);
zSombra = zSombra(puntosDentro);

```

```

% Verificar que existan puntos válidos
if isempty(xSombra)
    factorVista = 0;
    return;
end

% Vector normal a la sombra (superficie horizontal apuntando hacia arriba)
normalSombra = [0, 0, 1];

% Calcular contribución al factor de vista para cada punto discretizado
factorSuma = 0;

% Área diferencial de cada elemento de la sombra discretizada
deltaA = areaSombra / length(xSombra);

% Integración numérica usando la fórmula de transferencia radiativa
for i = 1:length(xSombra)
    % Vector desde el centroide del panel al punto de la sombra
    vectorR = [xSombra(i) - centroidePanel(1), ...
              ySombra(i) - centroidePanel(2), ...
              zSombra(i) - centroidePanel(3)];

    % Calcular distancia
    distancia = norm(vectorR);

    % Evitar divisiones por cero
    if distancia < 1e-6
        continue;
    end

    % Vector unitario en dirección R
    vectorRunit = vectorR / distancia;

    % Cosenos de los ángulos entre normales de superficies y vector R
    cosTheta1 = abs(dot(normalPanel, vectorRunit));
    cosTheta2 = abs(dot(normalSombra, -vectorRunit));

    % Sumar contribución según la fórmula de transferencia radiativa
    factorSuma = factorSuma + (cosTheta1 * cosTheta2 * deltaA) / (pi * distancia^2);
end

% Asignar el factor de vista calculado
factorVista = factorSuma;

% Limitar el factor de vista al rango físico válido [0, 1]
factorVista = min(factorVista, 1);
end

```



A.3. calcularAngulosPanel.m

```

function [inclinacionPanel, acimutPanel] = calcularAngulosPanel(csvFilePath, dia, mes,
bisiesto)
    % CALCULARANGULOSPANEL Calcula los ángulos de orientación del panel solar
    % para un sistema de seguimiento de dos ejes durante un día específico.

```

```

%
% ENTRADAS:
% csvFilePath: Ruta al archivo CSV con datos de posición solar
% dia: Día del mes (1-31)
% mes: Mes del año (1-12)
% bisiestro: Booleano que indica si el año es bisiestro
%
% SALIDAS:
% inclinacionPanel: Vector con los ángulos de inclinación del panel para las 24
horas (grados)
% acimutPanel: Vector con los ángulos de acimut del panel para las 24 horas
(grados)

% Obtener posición solar (elevación y acimut) para el día especificado
[elevacionSolar, acimutSolar] = Posicion(csvFilePath, dia, mes, bisiestro);

% Inicializar vectores para almacenar ángulos del panel durante las 24 horas
inclinacionPanel = zeros(1, 24);
acimutPanel = zeros(1, 24);

% Calcular orientación óptima del panel para cada hora del día
for i = 1:24
    % Verificar si existen datos válidos de posición solar para esta hora
    if ~isnan(elevacionSolar(i)) && ~isnan(acimutSolar(i))
        % Calcular ángulos del panel basados en la posición solar
        [inclinacionPanel(i), acimutPanel(i)] =
calcularAnguloPanelDosEjes(elevacionSolar(i), acimutSolar(i));
    else
        % Asignar valores por defecto si no hay datos válidos
        inclinacionPanel(i) = 0;
        acimutPanel(i) = 0;
    end
end
end

function [elevacion, acimut] = Posicion(csvFilePath, dia, mes, bisiestro)
% POSICION Extrae datos de posición solar del archivo CSV para un día específico
% Replica el método utilizado en calcularSombraYFactorVista para consistencia

% Definir horas del día (0 a 23)
hora = 0:1:23;

% Días acumulados hasta el final de cada mes (año no bisiestro)
dianum = [0, 31, 59, 90, 120, 151, 181, 212, 243, 273, 304, 334];

% Calcular el día del año ajustando para años bisiestros
if bisiestro && mes > 2
    diaIndex = dianum(mes) + dia + 1; % Agregar día extra para años bisiestros
después de febrero
else
    diaIndex = dianum(mes) + dia;
end

% Configurar opciones de importación para el archivo CSV
opts = delimitedTextImportOptions("NumVariables", 49);
opts.DataLines = [2, Inf]; % Comenzar desde la segunda línea (omitir encabezados)

```

```

opts.Delimiter = ";"; % Separador de columnas

% Definir nombres de variables para elevación (E) y acimut (A) por hora
opts.VariableNames = ["date", "E00_00_00", "A00_00_00", "E01_00_00", "A01_00_00",
"E02_00_00", "A02_00_00", "E03_00_00", "A03_00_00", "E04_00_00", "A04_00_00",
"E05_00_00", "A05_00_00", "E06_00_00", "A06_00_00", "E07_00_00", "A07_00_00",
"E08_00_00", "A08_00_00", "E09_00_00", "A09_00_00", "E10_00_00", "A10_00_00",
"E11_00_00", "A11_00_00", "E12_00_00", "A12_00_00", "E13_00_00", "A13_00_00",
"E14_00_00", "A14_00_00", "E15_00_00", "A15_00_00", "E16_00_00", "A16_00_00",
"E17_00_00", "A17_00_00", "E18_00_00", "A18_00_00", "E19_00_00", "A19_00_00",
"E20_00_00", "A20_00_00", "E21_00_00", "A21_00_00", "E22_00_00", "A22_00_00",
"E23_00_00", "A23_00_00"];

% Especificar tipos de datos para cada columna
opts.VariableTypes = ["datetime", "double", "double", "double", "double", "double",
"double", "double", "double", "double", "double", "double", "double", "double",
"double", "double", "double", "double", "double", "double", "double", "double",
"double", "double", "double", "double", "double", "double", "double", "double",
"double", "double", "double", "double", "double", "double", "double", "double",
"double", "double", "double"];

% Configurar reglas de manejo para columnas extra y líneas vacías
opts.ExtraColumnsRule = "ignore";
opts.EmptyLineRule = "read";

% Configurar manejo de campos vacíos para columnas específicas
opts = setvaropts(opts, ["E00_00_00", "A00_00_00", "E01_00_00", "A01_00_00",
"E02_00_00", "A02_00_00", "E03_00_00", "A03_00_00", "E04_00_00", "A04_00_00",
"E05_00_00", "A05_00_00", "E06_00_00", "A06_00_00", "E20_00_00", "A20_00_00",
"E21_00_00", "A21_00_00", "E22_00_00", "A22_00_00", "E23_00_00", "A23_00_00"],
"EmptyFieldRule", "auto");

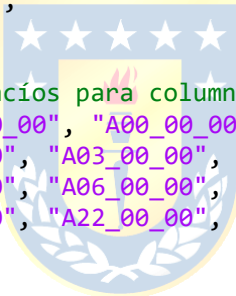
% Configurar formato de fecha
opts = setvaropts(opts, "date", "InputFormat", "yyyy-MM-dd");

% Configurar opciones especiales para columnas con formato numérico específico
opts = setvaropts(opts, ["E07_00_00", "A07_00_00", "E19_00_00", "A19_00_00"],
"TrimNonNumeric", true);
opts = setvaropts(opts, ["E07_00_00", "A07_00_00", "E19_00_00", "A19_00_00"],
"ThousandsSeparator", ",");

% Importar datos del archivo CSV
try
% Leer archivo como tabla temporal con fechas como índice de fila
Pos = readtimetable(csvFilePath, opts, "RowTimes", "date");

% Convertir tabla a matriz numérica para facilitar el acceso a datos
Poss = table2array(Pos);

% Verificar que el día solicitado esté dentro del rango de datos disponibles
if diaIndex > size(Poss, 1)
error('El día especificado está fuera del rango de datos disponibles.');
```



```

    % Columnas impares contienen elevación, columnas pares contienen acimut
    elevacion = Poss(diaIndex, 2 * hora + 1);
    acimut = Poss(diaIndex, 2 * hora + 2);
catch e
    % En caso de error, mostrar advertencia y devolver valores NaN
    warning('Error al leer el archivo CSV: %s', e.message);
    elevacion = nan(1, length(hora));
    acimut = nan(1, length(hora));
end
end

function [inclinacionPanel, acimutPanel] = calcularAnguloPanelDosEjes(elevacion, acimut)
    % CALCULARANGULOPANELDOSEJES Calcula ángulos óptimos del panel para seguimiento de
dos ejes
    % En un sistema de dos ejes, el panel se orienta perpendicular a los rayos solares

    % Normalizar acimut al rango [0, 360] grados
    acimut = mod(acimut, 360);

    % Corregir elevación para mantener valores físicamente válidos
    % Limitar elevación al rango [-90, 90] grados
    if elevacion > 90
        % Si elevación > 90°, corregir invirtiendo y ajustando acimut
        elevacion = 180 - elevacion;
        acimut = mod(acimut + 180, 360);
    elseif elevacion < -90
        % Si elevación < -90°, corregir invirtiendo y ajustando acimut
        elevacion = -180 - elevacion;
        acimut = mod(acimut + 180, 360);
    end

    % Calcular inclinación del panel como complemento de la elevación solar
    % Para orientación perpendicular: inclinación_panel = 90° - elevación_solar
    inclinacionPanel = 90 - elevacion;

    % El acimut del panel coincide con el acimut solar en seguimiento de dos ejes
    acimutPanel = acimut;

    % Asegurar que los valores estén dentro de rangos físicamente válidos
    inclinacionPanel = max(0, min(90, inclinacionPanel)); % Limitar a [0°, 90°]
    acimutPanel = mod(acimutPanel, 360); % Mantener en [0°, 360°]
end

```

A.4. calcularIrradianciaTotal.m

```

function [GTI_frontal, GTI_trasera] = calcularIrradianciaTotal(ruta_DHI, ruta_DNI,
ruta_factorVista, ruta_sombra, ruta_inclinacion, ruta_acimut, albedo)
% CALCULARIRRADIACIATOTAL Calcula la irradiancia total en ambas caras de un panel solar
bifacial
% con seguimiento de dos ejes
%
% ENTRADAS:
% ruta_DHI          - Ruta al archivo .mat con irradiancia horizontal difusa (8784 x
1)
% ruta_DNI          - Ruta al archivo .mat con irradiancia normal directa (8784 x 1)

```

```

% ruta_factorVista - Ruta al archivo .mat con factor de vista al suelo (8784 x 1)
% ruta_sombra - Ruta al archivo .mat con porcentaje de sombra (8784 x 1)
% ruta_inclinacion - Ruta al archivo .mat con ángulos de inclinación del panel
% ruta_acimut - Ruta al archivo .mat con ángulos de acimut del panel
% albedo - Coeficiente de reflectancia del suelo (0.1-0.3)
%
% SALIDAS:
% GTI_frontal - Irradiancia total en la cara frontal (W/m²)
% GTI_trasera - Irradiancia total en la cara trasera (W/m²)

% Asignar valor por defecto al albedo si no se proporciona
if nargin < 7
    albedo = 0.2; % Valor típico para suelo/pasto
end

% Cargar archivos de datos de irradiancia y geometría
fprintf('Cargando datos de irradiancia y geometría para panel con seguimiento en dos
ejes...\n');
datos_DHI = load(ruta_DHI);
datos_DNI = load(ruta_DNI);
datos_factorVista = load(ruta_factorVista);
datos_sombra = load(ruta_sombra);

% Cargar datos de orientación del panel
datos_inclinacion = load(ruta_inclinacion);
datos_acimut = load(ruta_acimut);

% Obtener nombres de variables de cada archivo cargado
fieldnames_DHI = fieldnames(datos_DHI);
fieldnames_DNI = fieldnames(datos_DNI);
fieldnames_factorVista = fieldnames(datos_factorVista);
fieldnames_sombra = fieldnames(datos_sombra);
fieldnames_inclinacion = fieldnames(datos_inclinacion);
fieldnames_acimut = fieldnames(datos_acimut);

% Extraer las variables de los archivos cargados
DHI = datos_DHI.(fieldnames_DHI{1});
DNI = datos_DNI.(fieldnames_DNI{1});
factorVista = datos_factorVista.(fieldnames_factorVista{1});
porcentajeSombra = datos_sombra.(fieldnames_sombra{1});

% Extraer ángulos de orientación del panel
inclinacion = datos_inclinacion.(fieldnames_inclinacion{1});
acimut = datos_acimut.(fieldnames_acimut{1});

% Verificar que los datos de inclinación no estén vacíos
if isempty(inclinacion)
    warning('Datos de inclinación vacíos. Usando valor óptimo para seguimiento.');
```



```

    inclinacion = 34 * ones(size(DHI));
end

% Verificar que los datos de acimut no estén vacíos
if isempty(acimut)
    warning('Datos de acimut vacíos. Usando valor óptimo para seguimiento.');
```



```

    acimut = 0 * ones(size(DHI));
end
end

```

```

    % Verificar que los vectores de irradiancia tengan el mismo tamaño
    if length(DHI) ~= length(DNI) || length(DHI) ~= length(factorVista) || length(DHI)
    ~= length(porcentajeSombra)
        error('Las variables DHI, DNI, factorVista y porcentajeSombra deben tener el
mismo tamaño.');
```



```

    end

    % Ajustar tamaño del vector de inclinación si es necesario
    if length(inclinacion) ~= length(DHI)
        warning('La longitud de los datos de inclinación (%d) no coincide con DHI (%d).
Ajustando...', length(inclinacion), length(DHI));
        if length(inclinacion) > length(DHI)
            inclinacion = inclinacion(1:length(DHI)); % Recortar datos extra
        else
            % Extender vector con valor por defecto
            temp = inclinacion;
            inclinacion = ones(size(DHI)) * 34; % Valor por defecto para seguimiento
            inclinacion(1:length(temp)) = temp;
        end
    end

    % Ajustar tamaño del vector de acimut si es necesario
    if length(acimut) ~= length(DHI)
        warning('La longitud de los datos de acimut (%d) no coincide con DHI (%d).
Ajustando...', length(acimut), length(DHI));
        if length(acimut) > length(DHI)
            acimut = acimut(1:length(DHI)); % Recortar datos extra
        else
            % Extender vector con valor por defecto
            temp = acimut;
            acimut = zeros(size(DHI)); % Orientación sur por defecto
            acimut(1:length(temp)) = temp;
        end
    end

    % Cargar datos de posición solar
    datos_elevacion = load('datos\elevacion.mat');
    datos_acimut = load('datos\acimut.mat');
    elevacionSolar = datos_elevacion.elevacion; % Altura solar en grados
    acimutSolar = datos_acimut.acimut; % Acimut solar en grados

    % Inicializar vectores de irradiancia total
    GTI_frontal = zeros(size(DHI));
    GTI_trasera = zeros(size(DHI));

    fprintf('Calculando irradiancia total para panel con seguimiento en dos ejes para %d
horas...\n', length(DHI));

    % Calcular irradiancia total para cada hora del año
    for i = 1:length(DHI)
        % 1. Componente directa en cara frontal
        % Calcular coseno del ángulo de incidencia entre rayos solares y panel
        cosAngIncidencia = calcularCosAngIncidencia(elevacionSolar(i), acimutSolar(i),
inclinacion(i), acimut(i));
    end
end

```

```

% Aplicar irradiancia directa solo si el sol está frente al panel
if cosAngIncidencia > 0
    componenteDirectaFrontal = DNI(i) * cosAngIncidencia * (1 -
porcentajeSombra(i)/100);
else
    componenteDirectaFrontal = 0;
end

% 2. Componente difusa del cielo en cara frontal
% Factor geométrico para superficie inclinada viendo el cielo
factorDifusoFrontal = (1 + cos(deg2rad(inclinacion(i)))) / 2;
componenteDifusaFrontal = DHI(i) * factorDifusoFrontal * (1 -
porcentajeSombra(i)/100);

% 3. Componente reflejada del suelo en cara frontal
% Factor geométrico para superficie inclinada viendo el suelo
factorAlbedoFrontal = (1 - cos(deg2rad(inclinacion(i)))) / 2;
componenteAlbedoFrontal = (DHI(i) + DNI(i) * sind(elevacionSolar(i))) * albedo *
factorAlbedoFrontal;

% 4. Componente directa en cara trasera (generalmente cero)
componenteDirectaTrasera = 0; % No hay irradiancia directa en cara trasera

% 5. Componente difusa del cielo en cara trasera
% Factor geométrico para cara trasera viendo el cielo
factorDifusoTrasero = (1 - cos(deg2rad(inclinacion(i)))) / 2;
componenteDifusaTrasera = DHI(i) * factorDifusoTrasero ;

% 6. Componente reflejada del suelo en cara trasera
% Usar factor de vista que considera geometría y sombras
componenteAlbedoTrasera = (DHI(i) + DNI(i) * sind(elevacionSolar(i))) * albedo *
factorVista(i);

% Sumar componentes para obtener irradiancia total en cada cara
GTI_frontal(i) = componenteDirectaFrontal + componenteDifusaFrontal +
componenteAlbedoFrontal;
GTI_trasera(i) = componenteDirectaTrasera + componenteDifusaTrasera +
componenteAlbedoTrasera;

% Aplicar corrección física: sin irradiancia cuando el sol está bajo el
horizonte
if elevacionSolar(i) <= 0
    GTI_frontal(i) = 0;
    GTI_trasera(i) = 0;
end
end

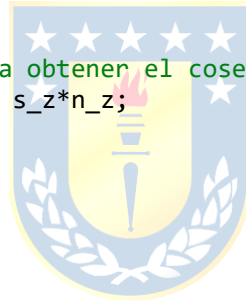
% Reemplazar valores no válidos por cero
GTI_frontal(isnan(GTI_frontal)) = 0;
GTI_trasera(isnan(GTI_trasera)) = 0;

% Guardar resultados en archivos .mat
save('GTI_frontal.mat', 'GTI_frontal');
save('GTI_trasera.mat', 'GTI_trasera');

```

```
fprintf('☑ Cálculo completado. Se guardaron los archivos GTI_frontal.mat y  
GTI_trasera.mat\n');  
end
```

```
function cosAngulo = calcularCosAngIncidencia(elevacionSolar, acimutSolar,  
inclinacionPanel, acimutPanel)  
    % CALCULARCOSENANGULOINCIDENCIA Calcula el coseno del ángulo de incidencia  
    % entre los rayos solares y la normal del panel  
  
    % Convertir ángulos de grados a radianes  
    elevacionSolar = deg2rad(elevacionSolar);  
    acimutSolar = deg2rad(acimutSolar);  
    inclinacionPanel = deg2rad(inclinacionPanel);  
    acimutPanel = deg2rad(acimutPanel);  
  
    % Calcular componentes del vector unitario solar  
    s_x = cos(elevacionSolar) * sin(acimutSolar);  
    s_y = cos(elevacionSolar) * cos(acimutSolar);  
    s_z = sin(elevacionSolar);  
  
    % Calcular componentes del vector normal al panel  
    n_x = sin(inclinacionPanel) * sin(acimutPanel);  
    n_y = sin(inclinacionPanel) * cos(acimutPanel);  
    n_z = cos(inclinacionPanel);  
  
    % Calcular producto escalar para obtener el coseno del ángulo de incidencia  
    cosAngulo = s_x*n_x + s_y*n_y + s_z*n_z;  
end
```



B. Hojas de datos



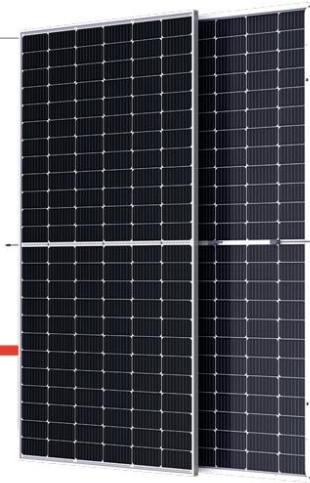
B.1. Panel bifacial tsm-450deg17mc.20(II)

Mono Multi Solutions

THE

DUOMAX twin

BIFACIAL DUAL GLASS 144 LAYOUT MODULE



144 LAYOUT
MONOCRYSTALLINE MODULE

430-450W
POWER OUTPUT RANGE

20.4%
MAXIMUM EFFICIENCY

0~+5W
POSITIVE POWER TOLERANCE

Founded in 1997, Trina Solar is the world's leading total solution provider for solar energy. With local presence around the globe, Trina Solar is able to provide exceptional service to each customer in each market and deliver our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, bankable brand. Trina Solar now distributes its PV products to over 100 countries all over the world. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaborations with installers, developers, distributors and other partners in driving smart energy together.

Comprehensive Products and System Certificates

IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716
ISO 9001: Quality Management System
ISO 14001: Environmental Management System
ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
ISO45001: Occupational Health and Safety Management System



Trinasolar

PRODUCTS
TSM-DEG17MC.20(II)

POWER RANGE
430-450W



High power

- Up to 450W front power and 20.4% module efficiency with half-cut and MBB (Multi Busbar) technology bringing more BOS savings
- Lower resistance of half-cut and good reflection effect of MBB ensure high power



High reliability

- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to salt, acid and ammonia
- Proven to be reliable in high temperature and humidity areas
- Certificated to fire class A
- Minimizes micro-crack and snail trails
- Mechanical performance: Up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



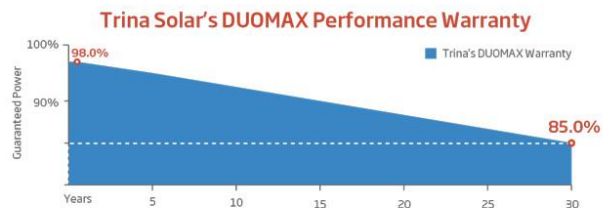
High energy generation

- Up to 25% additional power gain from back side depending on the albedo ;
- Excellent IAM and low light performance validated by 3rd party with cell process and module material optimization
- Lower temp coefficient (-0.35%) and NMOT bring more energy leading to lower LCOE
- Better anti-shading performance and lower operating temperature

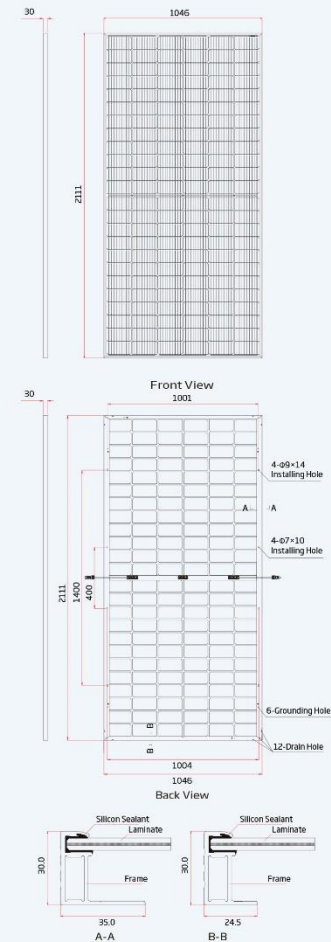


Easy to install

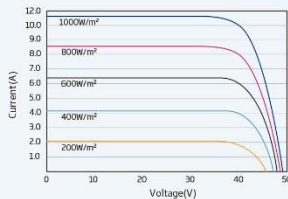
- Frame design makes module compatible with all racking and installation methods
- Easy to handle and install as normal framed module during transportation



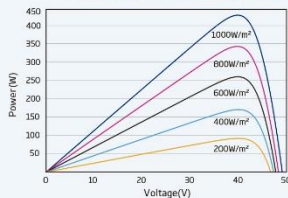
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



I-V CURVES OF PV MODULE(440 W)



P-V CURVES OF PV MODULE(440W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	430	435	440	445	450
Power Output Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	40.5	40.8	41.1	41.4	41.7
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	10.62	10.67	10.71	10.75	10.80
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	48.7	48.9	49.1	49.3	49.5
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	11.20	11.24	11.28	11.32	11.36
Module Efficiency η_m (%)	19.5	19.7	19.9	20.2	20.4

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.
*Measuring tolerance: ±3%.

Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 435 Wp front)

Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	457	479	500	522	544
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	11.20	11.74	12.27	12.80	13.34
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	49.0	49.1	49.2	49.3	49.4
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	11.80	12.36	12.93	13.49	14.05
Pmax gain	5%	10%	15%	20%	25%

Power Bifaciality: 70±5%.

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	325	329	333	337	341
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	38.2	38.5	38.8	39.0	39.1
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	8.51	8.55	8.58	8.63	8.71
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	46.0	46.2	46.4	46.6	46.7
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	9.02	9.05	9.08	9.12	9.15

NMOT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
Cell Orientation	144 cells (6 × 24)
Module Dimensions	2111 × 1046 × 30 mm (83.11 × 41.18 × 1.18 inches)
Weight	28.6 kg (63.1 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	30mm(1.18 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Landscape: 1900/1900 mm(74.80/74.80 inches)
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NMOT (Nominal Module Operating Temperature)	41°C (±3°C)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	- 0.35%/°C
Temperature Coefficient of V_{OC}	- 0.25%/°C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/°C

(Do not connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	20A

WARRANTY

- 12 year Product Workmanship Warranty
- 30 year Power Warranty
- 2% first year degradation
- 0.45% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

- Modules per box: 35 pieces
- Modules per 40' container: 770 pieces