

**UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN**

FACULTAD DE INGENIERÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Profesor Patrocinante:

Prof. Rubén Peña Guíñez

Informe de Memoria de Título  
para optar al título de:

**Ingeniero Civil Eléctrico**

## Modelación de Paneles Fotovoltaicos Bifaciales

Concepción, Agosto de 2025

Gabriel Ignacio Valenzuela Pereira

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN  
Facultad de Ingeniería  
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Profesor Patrocinante  
Prof. Rubén Peña Guíñez

Gabriel Valenzuela Pereira

Informe de Memoria de Título  
para optar al Título de

Ingeniero Civil Eléctrico

Agosto 2025

# Resumen

En el presente trabajo se desarrolla un modelo de un panel fotovoltaico bifacial, empleándose un enfoque el cual considera aspectos ópticos y geométricos para el modelo de la irradiancia incidente, y, por otra parte, un enfoque eléctrico con un modelo a partir de un circuito equivalente, todo esto con el fin de analizar su comportamiento bajo distintas condiciones de operación.

El modelo de irradiancia permite estimar la irradiancia directa, difusa y reflejada de ambas caras dependiendo del ángulo, altura, azimuth y albedo del suelo en el cual es instalado el módulo bPV, mientras que el modelo del circuito equivalente permite observar los efectos de las pérdidas mediante resistencias serie y shunt, además del aumento de la irradiancia incidente y la temperatura de operación.

Se realizan tres simulaciones. El primero consiste en observar el desempeño del módulo bifacial a lo largo del día con distintos niveles de inclinación, en donde se observa que la irradiancia es mayor siempre y cuando la inclinación del módulo permita que el ángulo incidente de radiación solar sea perpendicular. Por otra parte, se realizan simulaciones para comprobar el efecto de la altura y el albedo sobre la irradiancia, en los cuales se observa que a medida que se aumenta la altura la irradiancia es mayor. Finalmente, se realizan simulaciones para observar el desempeño del bPV bajo variadas condiciones de irradiancia y temperatura, donde se observa que, al aumentar la temperatura, el desempeño del módulo bifacial disminuye.

Complementando las simulaciones, se realizan pruebas experimentales haciendo uso de un panel bifacial Bisun 280 Clear instalado sobre pasto, cemento y cuarzo blanco, las cuales poseen distintos niveles de albedo. Se realizan mediciones de las irradiancias frontales y traseras, así como las corrientes de cortocircuito y voltaje de circuito abierto, con el fin de observar el efecto que tiene el albedo sobre el rendimiento del módulo bifacial.

# Agradecimientos

Agradezco a mi madre, Lisette Pereira, por cuidarme, amarme y enseñarme el valor del nunca rendirse, y que sepas que de no ser por ti yo no llegaría ni la mitad de lejos, mis éxitos y logros son tan tuyos como tuyos, mi mamita querida.

A mi padre, Gabriel Valenzuela, por el cariño, apoyo y siempre ser un ejemplo de esfuerzo e iniciativa, te quiero mucho viejito.

A mis hermanas Francisca y Catalina, por el cariño y apoyo durante todos estos años.

A mis hermanos Alejandro y Alexis, cuyo apoyo y motivación me han hecho levantarme y ver la vida de forma positiva, permitiéndome así llegar hasta este punto en mi vida.

A mis amigos Dangelo, Mauro, Felipe, Alexis y Barbara, por los años de amistad, ser un pilar fundamental en mi vida en los momentos más difíciles de mi vida, las risas y permitirme ser parte de sus logros. Nunca podré retribuirles el amor y apoyo que han dado y gran parte de mi éxito es gracias a ustedes.

A mis amigos Alonso, Benjamín, Felipe, Francisca y Miguel, los cuales me aceptaron en su grupo cuando pensaba que mi paso por la vida universitaria sería uno solitario, me ayudaron y apoyaron no solo en el ámbito académico si no que me animaron a confiar en mí y en lo que puedo lograr.

Al profesor Rubén Peña, por la guía y apoyo no solo durante el proceso final, si no también durante el curso de las distintas asignaturas. Recordare con cariño el humor y las risas.

Al profesor José Espinoza, por confiar en mis capacidades, la disposición y la ayuda.

Finalmente, se agradece el apoyo del proyecto ANID / FONDAP / SERC 1523A0006.

# Tabla de Contenidos

<b>1.</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>11</b>
1.1.	INTRODUCCIÓN GENERAL .....	11
1.2.	TRABAJOS PREVIOS .....	12
1.2.1	<i>Desarrollo del Modelo</i> .....	12
1.2.2	<i>Aplicaciones de la tecnología bifacial</i> .....	14
1.2.3	<i>Discusión</i> .....	18
1.3.	OBJETIVOS .....	19
1.3.1	<i>Objetivo General</i> .....	19
1.3.2	<i>Objetivos Específicos</i> .....	19
1.4.	ALCANCES Y LIMITACIONES .....	19
1.5.	TEMARIO Y METODOLOGÍA .....	19
<b>2.</b>	<b>ESTUDIO DE MODELO DE PANELES FOTOVOLTAICOS BIFACIALES</b> .....	<b>21</b>
2.1.	PRESENTACIÓN DEL MODELO .....	21
2.1.1	<i>Discusión</i> .....	29
2.2.	CIRCUITO EQUIVALENTE DE MODULO FOTOVOLTAICO BIFACIAL .....	30
2.2.1	<i>Discusión</i> .....	36
<b>3.</b>	<b>SIMULACIÓN DE PANEL FOTOVOLTAICO BIFACIAL</b> .....	<b>37</b>
3.1.	OBTENCIÓN DE IRRADIANCIA Y EL EFECTO DEL ÁNGULO DE INCLINACIÓN .....	37
3.1.1	<i>Discusión</i> .....	40
3.2.	VARIACIÓN Y EFECTO DE LA ALTURA Y EL ALBEDO SOBRE LA IRRADIANCIA .....	41
3.2.1	<i>Discusión</i> .....	43
3.3.	SIMULACIONES DE CIRCUITO EQUIVALENTE.....	44
3.3.1	<i>Curvas I-V y P-V con irradiancia constante</i> .....	44
3.3.2	<i>Curvas I-V y P-V con temperatura constante</i> .....	46
3.3.3	<i>Discusión</i> .....	47
<b>4.</b>	<b>RESULTADOS EXPERIMENTALES</b> .....	<b>48</b>
4.1.	INTRODUCCIÓN .....	48
4.2.	SETUP EXPERIMENTAL.....	48
4.3.	RESULTADOS DE PRUEBAS.....	49
4.4.	DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES .....	50
<b>5.</b>	<b>CONCLUSIONES</b> .....	<b>51</b>
5.1.	SUMARIO .....	51
5.2.	CONCLUSIONES .....	52
5.3.	TRABAJO FUTURO.....	53
	<b>REFERENCIAS</b> .....	<b>54</b>
<b>A.</b>	<b>HOJAS DE DATOS</b> .....	<b>56</b>
<b>B.</b>	<b>CÓDIGOS</b> .....	<b>58</b>

## Lista de Tablas

Tabla 2.1: Coeficientes para cálculos de irradiancia (adaptado de [4]).	25
Tabla 2.2: Valores de referencia (adaptado de [5]).	35
Tabla 3.1: Valores de GHI y DHI del 5 de enero del 2018 en Arica	37
Tabla 3.2: Valores de GHI y DHI del 5 de enero del 2024 en Concepción	41
Tabla 3.3: Especificaciones de panel utilizado en simulaciones (adaptado de [5])	44
Tabla 4.1: Mediciones en distintas superficies.	49



# Lista de Figuras

Figura 2.1: Ángulos de interés de un módulo bifacial (adaptado de referencia [1]).....	21
Figura 2.2: Pérdidas de reflexión de las contribuciones por el suelo, tierra y horizonte (adaptado de referencia [1]).....	24
Figura 2.3: Pérdidas por reflexión de la contribución del suelo vs segmento de grado $i^{\text{th}}$ (adaptado de [1]).....	27
Figura 2.4: Modelo de 1 diodo de un módulo fotovoltaico bifacial (adaptado de [5]). .....	30
Figura 3.1: Irradiancias de 8:00 a 10:00.....	38
Figura 3.2: Irradiancias de 11:00 a 13:00.....	38
Figura 3.3: Irradiancias de 14:00 a 16:00.....	39
Figura 3.4: Irradiancias de 17:00 a 19:00.....	39
Figura 3.5: Irradiancias en pasto .....	42
Figura 3.6: Irradiancias en cemento .....	42
Figura 3.7: Irradiancias en cuarzo blanco .....	43
Figura 3.8: Curvas I-V con temperatura variable.....	45
Figura 3.9: Curvas P-V con temperatura variable.....	45
Figura 3.10: Curvas I-V con irradiancia variable.....	46
Figura 3.11: Curvas P-V con irradiancia variable.....	46
Figura 4.1: Setup de panel instalado sobre cuarzo blanco. ....	49
Figura A.1: Datasheet multimeter HIOKI 3287.....	56
Figura A.2: Datasheet solar power meter CEM DT-1307 .....	57
Figura B.1: Código irradiancias 1 .....	58
Figura B.2: Código irradiancias 2 .....	59
Figura B.3: Código irradiancias 3 .....	60
Figura B.4: Código para cálculo de curvas I-V y P-V .....	61

## Nomenclatura

$\rho$	: albedo	$a_r$	: coeficiente de pérdida angular
$HRI \left[ \frac{W}{m^2} \right]$	: irradiancia reflejada horizontal	$gvf$	: factor de vista del suelo
$GHI \left[ \frac{W}{m^2} \right]$	: irradiancia reflejada global	$rl_{gnd,f}$	: pérdidas por reflexión de la luz que llega a la cara frontal del módulo para $I_{gnd,f}$
$I_f \left[ \frac{W}{m^2} \right]$	: irradiancia frontal	$DHI \left[ \frac{W}{m^2} \right]$	: irradiancia horizontal difusa
$I_{dir,f} \left[ \frac{W}{m^2} \right]$	: irradiancia frontal directa	$F_1, F_2$	: coeficientes que expresan el grado de anisotropía circunsolar y horizontal
$I_{gnd,f} \left[ \frac{W}{m^2} \right]$	: irradiancia frontal reflejada	$a', c'$	: factor de geometría del cielo según el modelo de Perez
$I_{diff,f} \left[ \frac{W}{m^2} \right]$	: irradiancia frontal difusa	$rl_{sky,f}$	: pérdidas por reflexión de la luz que llega a la superficie frontal del módulo para el componente cielo del modelo Perez
$DNI \left[ \frac{W}{m^2} \right]$	: irradiación normal directa	$rl_{hor,f}$	: pérdidas por reflexión de la luz que llega a la superficie frontal del módulo para el componente del horizonte del modelo Perez
$AOI_f [^\circ]$	: ángulo de incidencia entre la DNI y la normal de la superficie frontal del módulo	$rl_{cir,f}$	: pérdidas por reflexión de la luz que llega a la superficie frontal del módulo para el componente circunsolar del modelo Perez
$rl_{dir,f}$	: pérdidas por reflexión de la luz que llega a la cara frontal del módulo para $I_{dir,f}$	$\varepsilon'$	: claridad del cielo
$\theta_m [^\circ]$	: ángulo de inclinación del panel	$\Delta$	: brillo del cielo
$z [^\circ]$	: ángulo de zenith del panel	$E_0 \left[ \frac{W}{m^2} \right]$	: irradiancia normal extraterrestrial
$A_s [^\circ]$	: azimuth del sol		



$F_{11}F_{12}, F_{13}, F_{21}, F_{22}, F_{23}$	: coeficientes para el cálculo de irradiancia	$I_{SH}$	: corriente que se filtra en la resistencia shunt
$\chi_c, \chi_h, \psi_c, \psi_h$	: parámetros intermedios en el modelo de Perez	I	: suma de las corrientes $I_{ph(f+r)}, I_{D1}$ y $I_{SH}$
$\theta[rad]$	: ángulo de incidencia	$R_s [\Omega]$	: resistencia serie
$I_r \left[ \frac{W}{m^2} \right]$	: irradiancia trasera	$R_{sh} [\Omega]$	: resistencia shunt
$I_{dir,r} \left[ \frac{W}{m^2} \right]$	: irradiancia trasera directa	$N_s$	: número de celdas en el panel
$I_{gnd,r} \left[ \frac{W}{m^2} \right]$	: irradiancia trasera reflejada	$n$	: factor de idealidad del diodo
$I_{diff,r} \left[ \frac{W}{m^2} \right]$	: irradiancia trasera difusa	$I_0[A]$	: corriente de saturación inversa
$GRI^i \left[ \frac{W}{m^2} \right]$	: irradiancia reflejada por el suelo en el segmento i	$V_t[V]$	: voltaje térmico
$CF_{sky}$	: factor de configuración del cielo	$k \left[ \frac{J}{K} \right]$	: constante de Boltzmann
$\sigma, \Phi$	: parámetros intermedios en el cálculo de la irradiancia trasera reflejada	$q[C]$	: carga de un electrón
$h_{mg}[m]$	: altura del panel		
$l_m[m]$	: largo del panel		
$CF^i$	: factor de configuración para el segmento i		
$G \left[ \frac{W}{m^2} \right]$	: irradiancia total		
$I_{ph(f+r)}$	: corriente fotogenerada total		
$I_{D1}$	: corriente que fluye a través del diodo		



# Abreviaciones

*bPV* : panel fotovoltaico bifacial



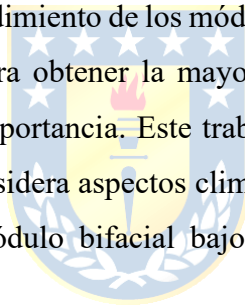
# 1. Introducción

---

## 1.1. Introducción General

En la actualidad, la creciente necesidad de fuentes energéticas y la preocupación de afectar lo menos posible el medio ambiente genera un espacio para la generación de energía eléctrica basada en con fuentes renovables, y entre estas energías, la energía solar fotovoltaica se presenta como una de las opciones más viables y sostenibles a lo largo de los años, es por esto por lo que la constante iteración y desarrollo de los módulos solares se ha mantenido como un tema de interés. Entre las tecnologías propuestas, los módulos fotovoltaicos bifaciales despiertan gran interés debido a su capacidad de capturar irradiancia por ambas caras, lo cual se transforma en una mayor eficiencia con respecto a los módulos convencionales.

Con el fin de comprender el rendimiento de los módulos bifaciales bajo distintas condiciones de operación y así implementarlos para obtener la mayor cantidad de energía, la modelación y simulación de estos es de completa importancia. Este trabajo se centra en el estudio, desarrollo e implementación de un modelo que considera aspectos climáticos, geométricos, ópticos y eléctricos para simular el desempeño de un módulo bifacial bajo distintas condiciones de irradiancia y temperatura.



## 1.2. Trabajos Previos

### 1.2.1 Desarrollo del Modelo

- Carlos D. Rodríguez-Gallegos, Monika Bieri, Oktoviano Gandhi, Jai Prakash Singh, Thomas Reindl, S.K. Panda “Monofacial vs bifacial Si-based PV modules: Which one is more cost-effective?”, 2018.

Este trabajo presenta las ecuaciones que permiten determinar la irradiancia [ $W / m^2$ ] incidente tanto total como trasera en un panel bifacial a partir de su altura, inclinación y azimuth.

- Gautam Raina, Sunanda Sinha “A comprehensive assessment of electrical performance and mismatch losses in bifacial PV module under different front and rear side shading scenarios”, 2022.

Este trabajo presenta un modelo de circuito equivalente en compuesto por 1 diodo, fuentes de corriente que representa la corriente fotogenerada frontal y trasera, y resistencias serie y shunt, con el fin de realizar simulaciones y pruebas que permitan comprender el nivel de desempeño del panel en diversas condiciones de sombra en la cara frontal y trasera.

- Bill Marion, Sara MacAlpine, Chris Deline, Amir Asgharzadeh, Fatima Toor, Daniel Riley, Joshua Stein, Clifford Hansen “A Practical Irradiance Model for Bifacial PV Modules”, 2018.

Este trabajo presenta un modelo para calcular la irradiancia trasera que incide en una fila de módulos de un panel bifacial considerando la sombra en la superficie que los paneles proyectan. Este modelo hace uso de factores de configuración para determinar la fracción de la fuente de irradiancia que es recibida por la cara trasera del panel. Las irradiancias en la cara trasera son modeladas a lo largo de la altura inclinada del panel, asumiendo que no varían a lo largo de la fila de módulos, y adicionalmente, dichas irradiancias se corrigen considerando las pérdidas por ángulo de incidencia.

- Richard Perez, Robert Seals, Pierre Ineichen, Ronald Stewart, David Menicucci “A new simplified version of the Perez diffuse irradiance model for tilted”, 1987.

Este trabajo presenta de forma simplificada el modelo Perez, el cual permite obtener el aporte de irradiancia difusa en la superficie inclinada de un panel bifacial.

- Wenbo Gu, Tao Ma, Meng Li, Lu Shen, Lu Shen, Yijie Zhang “A coupled optical-electrical-thermal model of the bifacial photovoltaic Module”, 2020.

Este trabajo desarrolla un modelo que incorpora las consideraciones ópticas, eléctricas y termales con el fin de lograr un perfil comprensivo de la tecnología bifacial. Adicionalmente se realizaron simulaciones con el fin de lograr estimaciones de desempeño en Hong Kong y Shanghái, tanto diarias como anuales, los cuales reportan un 25,58% y 28,21% de ganancia respectivamente.

- Marco Leonardi, Roberto Corso, Rachela G. Milazzo, Carmelo Conelli, Marina Foti, Cosimo Gerardi, Fabrizio Bizzarri, Stefania M. S. Privitera, Salvatore A. Lombardo “The Effects of Module Temperature on the Energy Yield of Bifacial Photovoltaics: Data and Model”, 2022.

Este trabajo recolecta datos experimentales de temperatura, corriente de cortocircuito, voltaje en circuito abierto, potencia en su punto máximo y ganancia energética durante varios días en clima con cielo despejado con el fin de obtener un perfil preciso del comportamiento de un panel bifacial.

- Dazhi Yang “Solar radiation on inclined surfaces: Corrections and benchmarks”, 2016.

Este trabajo recopila modelos predictivos de incidencia de radiación solar en superficies inclinadas para luego identificar y corregir errores, además de describir las ecuaciones a través de una nomenclatura consistente.

- Marzia Alam, Mehreen Saleem Gul, Tariq Muneer “Performance analysis and comparison between bifacial and monofacial solar photovoltaic at various ground albedo conditions”, 2023.

Este trabajo analiza y compara el rendimiento entre sistemas monofaciales y bifaciales mediante pruebas realizadas en la universidad Heriot-Watt. Para el sistema bifacial se hicieron pruebas en distintas superficies tales como concreto, azulejos blancos, tierra y piedras blancas. Se analizaron para cada superficie los niveles de irradiancia y ganancia trasera. Se realizaron pruebas para días soleados y nublados. Los resultados indican que la mayor ganancia se obtiene con piedras y azulejos blancos llegando a una ganancia superior al 30% con respecto al sistema monofacial.

- Aydan Garrod, Aritra Ghosh “A review of bifacial solar photovoltaic applications”, 2023.

Este trabajo presenta una revisión exhaustiva de los sistemas bifaciales, tales como aplicaciones y su implementación, modelos, comparación de costos e integración de sistemas bifaciales a sistemas ya implementados.



## 1.2.2 Aplicaciones de la tecnología bifacial

- Siyu Guo, Timothy Michael Walsh, Marius Peters “Vertically mounted bifacial photovoltaic modules: A global analysis”, 2013.

Este trabajo presenta como opción el montaje vertical con las caras en dirección este-oeste con el fin de obtener una mayor cantidad de energía durante las primeras y últimas horas de disponibilidad solar, así como la optimización de espacio.

- Odysseas Alexandros Katsikogiannis, Hesam Ziar, Olindo Isabella “Integration of bifacial photovoltaics in agrivoltaic systems: A synergistic design approach”, 2022.

Este trabajo presenta la oportunidad de combinar los esfuerzos para suplir la demanda energética y alimenticia mediante la instalación de sistemas bifaciales en áreas agrícolas, y detalla los beneficios que reciben los cultivos debido a esta configuración.

- Thomas Baumann, Hartmut Nussbaumer, Markus Klenk, Andreas Dreisiebner, Fabian Carigiet, Franz Baumgartner “Photovoltaic systems with vertically mounted bifacial PV modules in combination with green roofs”, 2019.

Este trabajo detalla la implementación de sistemas bifaciales verticales en techos con el fin de maximizar el espacio disponible para aumentar la obtención energética en áreas de alta densidad urbana y también hacer uso del espacio para la implementación de pequeñas granjas.

- Oufan Zhao, Wei Zhang, Lingzhi Xie, Wei Wang, Mo Chen, Zihao Li, Jianhui Li, Xin Wu, Xiding Zeng, Shaomin Du “Investigation of indoor environment and thermal comfort of building installed with bifacial PV modules”, 2022.

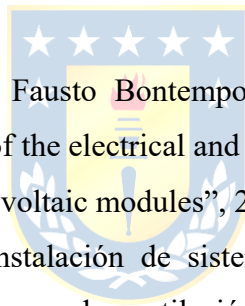
Este trabajo explica los beneficios de la instalación de sistemas bifaciales como ventanales y agregando una capa de material termorefectante, reduciendo la temperatura del ambiente.

- Giuseppe Marco Tina, Fausto Bontempo Scavo, Stefano Aneli, Antonio Gagliano “Assessment of the electrical and thermal performances of building integrated bifacial photovoltaic modules”, 2021.

Este trabajo propone la instalación de sistemas bifaciales como fachada de edificios, y mediante la adición de sistemas de ventilación pasiva y capas de recubrimiento reflectante, las simulaciones presentan aumentos en la producción energética y una reducción de la temperatura del edificio.

- Wook-Jin Choi, Young-Woo Ok, Ajay D. Upadhyaya, Kwan Hong Min, Vijaykumar D. Upadhyaya, Brian Rounsaville, Pradeep Padhamnath, Ajeet Rohatgi “Development of 22.5 % *p*-type tunnel oxide passivated contact solar cells through efficiency enhancement by replacing local Al-BSF in PERC cells with (*p*+) poly-Si/SiO<sub>2</sub> carrier selective contact”, 2025.

Este trabajo presenta el desarrollo y aplicación de una capa de silicio en celdas solares tipo *p* logrando ventajas tales como la minimización de absorción de luz parasitaria en la capa *p*-TOPCon, logrando así una eficiencia mayor a celdas PERC convencionales, alcanzando un máximo de eficiencia de un 22.5%.



- Qingguo Zeng, Fajun Ma, Guangxing Guo, Hongchen Meng, Lang Zhou, Xiuqin Wei “A study of improvement of HJT solar cells by electro-thermal processing”, 2023.

Este trabajo detalla el proceso de mejoramiento de celdas HJT mediante un proceso electrotérmico que logra una mejora de un 0.60% en promedio, siendo esto el doble de métodos alternativos.

- Wenbo Gu, Tao Ma, Salman Ahmed, Yijie Zhang, Jinqing Peng “A comprehensive review and outlook of bifacial photovoltaic (bPV) technology”, 2020.

Este trabajo realiza una comprensiva revisión de la tecnología bifacial, abarcando su estructura básica, tipos de celdas, pérdidas energéticas, simulaciones y aspectos económicos con el fin de determinar el camino a futuro de la aplicación masiva de esta tecnología.

- Nadia AL-Rousan, Nor Ashidi Mat Isa, Mohd Khairunaz Mat Desa “Advances in solar photovoltaic tracking systems: A review”, 2018.

Este trabajo estudia la aplicación de varios sistemas de seguimiento en sistemas fotovoltaicos, considerando variables tales como la localización geográfica, temperatura ambiente, clima y ángulo de incidencia solar con el fin de obtener el mayor nivel de captación energética. Adicionalmente se comparan y categorizan las ventajas y desventajas de diversos sistemas de seguimiento, desde sistemas simples a sistemas de mayor complejidad.

- Giuseppe Marco Tina, Amr Osama, Raniero Cazzaniga, Monica Cicu, Jon Hancock, Eamon Howlin, Marco Rosa-Clot, Paolo Rosa-Clot “PVSails: Harnessing Innovation With Vertical Bifacial PV Modules in Floating Photovoltaic Systems”, 2024.

Este trabajo explora la aplicación de paneles bifaciales verticales en plataformas flotantes en el mar, aprovechando el alto nivel de reflexión solar que presenta el mar y más aún si son desplegados en áreas norteñas donde las superficies cercanas están cubiertas por hielo, así mismo detalla un novedoso sistema de alineación con la dirección del viento con el fin de minimizar la carga del viento en los paneles verticales.

- Silvana Ayala Pelaez, Chris Deline, Peter Greenberg, Joshua S. Stein, Raymond K. Kostuk “Model and Validation of Single-Axis Tracking With Bifacial PV”, 2019.

Este trabajo propone un modelo de seguimiento de un solo eje debido a su menor costo de implementación en comparación a otros sistemas. Las pruebas realizadas en Albuquerque resultan en una ganancia de irradiancia trasera de entre un 10%-14%, por otra parte, las pruebas realizadas al este de Oregon muestra una ganancia promedio de un 9,4% mayor a un sistema monofacial. Simulaciones adicionales demuestran una ganancia sobre el 1% en la ganancia energética anual al ajustar el ángulo de inclinación en días nublados y simulaciones aplicando ray-tracing demuestran que al ajustar la inclinación de módulos en los extremos de las filas logran una ganancia de entre un 15%-25% pero una pérdida en los módulos centrales de 20% debido a la sombra creada.

- Gautam Raina, Rohit Vijay, Sunanda Sinha “Study on the optimum orientation of bifacial photovoltaic Module”, 2021.

Este trabajo estudia la orientación óptima de un panel bifacial con el fin de maximizar la ganancia energética considerando el ángulo de inclinación del panel, la elevación del panel sobre del suelo y el ángulo de azimuth. La orientación óptima es determinada haciendo uso el método de análisis de Taguchi, para posteriormente realizar simulaciones y pruebas con un panel ubicado en Jaipur, India, las cuales determinan que existe una discrepancia de un 2.64% en los datos simulados y los resultados en terreno.

- Ahmed Hasan, Ibrahim Dincer “A new performance assessment methodology of bifacial photovoltaic solar panels for offshore applications”, 2020.

Este trabajo propone el aprovechamiento de la alta reflexión de radiación de cuerpos de agua mediante la instalación de sistemas bifaciales en plataformas flotantes cubiertas con capas de aluminio. Esta configuración es simulada considerando variaciones en las condiciones climáticas, nivel de irradiancia y condiciones marítimas. Los resultados indican que un módulo bifacial con vista norte-sur es expuesto a un 55% más de irradiancia con respecto a un panel monofacial en las mismas condiciones, y un 31% más de irradiancia en el caso este-oeste. Por otra parte, el sistema bifacial la ganancia energética del sistema bifacial en esta configuración corresponde a un 2.8%-11.9% más que un sistema monofacial.

### 1.2.3 Discusión

En este trabajo se revisaron múltiples investigaciones enfocadas en el modelado de módulos bifaciales, los cuales presentan modelos que permiten determinar los niveles de irradiancia de un módulo bifacial a partir de su ubicación, altura e inclinación. Por otra parte, analizan la importancia del albedo ya que la irradiancia trasera es lo que diferencia y lo posiciona como una alternativa a un sistema convencional.

Los modelos propuestos por Perez y Marion son claves a la hora de comprender la irradiancia, puesto que la dividen en componentes directas, difusas y reflejadas, y a su vez permite comprender los parámetros que los afectan.

Por otra parte, se analizaron las distintas potenciales aplicaciones de la tecnología bifacial, las cuales aprovechan las distintas condiciones climáticas y geográficas del mundo para poder extraer la mayor cantidad de energía posible de un sistema bifacial.



## **1.3. Objetivos**

### **1.3.1 Objetivo General**

Modelar y simular un panel fotovoltaico bifacial para distintas condiciones de operación.

### **1.3.2 Objetivos Específicos**

- Modelar un sistema bifacial considerando todas las variables involucradas en el proceso de conversión de energía.
- Caracterizar un panel fotovoltaico bifacial.
- Obtener datos experimentales para validación del modelo.

## **1.4. Alcances y Limitaciones**

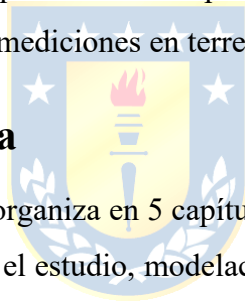
Obtener un modelo que pueda predecir el comportamiento de paneles fotovoltaicos bifaciales, contrastando el modelo con mediciones en terreno.

## **1.5. Temario y Metodología**

El desarrollo de este trabajo se organiza en 5 capítulos, los cuales abarcan aspectos teóricos como experimentales relacionados con el estudio, modelación, implementación y experimentación de los bPV.

El primer capítulo se introduce el contexto del trabajo, seguido de una revisión de los estudios relevantes para este, los distintos objetivos, finalizando con este temario y metodología.

El capítulo 2 presenta las ecuaciones necesarias para obtener las irradiancias frontales y traseras, las cuales se dividen en componentes directas, reflejadas y difusas. Luego se realiza la misma metodología para obtener las corrientes y voltajes en el bPV mediante el modelo de circuito equivalente con un diodo, además de estudiar los efectos de la irradiancia y temperatura en el desempeño del módulo.



En el capítulo 3 se implementan dos modelos en el software MATLAB en el cual se obtienen las irradiancias durante las 8:00 y las 19:00 horas para distintas inclinaciones, y luego, se obtienen las curvas I-V y P-V bajo distintos niveles de irradiancias y temperaturas, comprobando las conclusiones del capítulo 2.

El capítulo 4 se centra en la experimentación de un módulo bifacial sobre 3 tipos de terrenos con distintos niveles de albedo, para luego evaluar el efecto que tiene la variación del albedo en la irradiancia trasera.

Finalmente, el capítulo 5 presenta las conclusiones generales relevantes y se presentan posibles líneas de investigación futura.



## 2. Estudio de modelo de paneles fotovoltaicos bifaciales

### 2.1. Presentación del modelo

En este capítulo se presentan las ecuaciones que permiten modelar la irradiancia incidente sobre un módulo bifacial, los cuales a diferencia de los paneles monofaciales convencionales, capturan energía por ambas caras, por lo cual la altura, inclinación, azimuth y albedo son de vital importancia para obtener las irradiancias que inciden en la cara frontal y trasera, las cuales se dividen en componentes directa, difusa y reflejada del suelo. Con el fin de determinar el rendimiento de un bPV, es importante determinar de las distintas irradiancias con precisión, por lo tanto, se hace uso de modelos avanzados como el modelo de Perez para la irradiancia difusa y el modelo de Marion et al. (2017) para la irradiancia reflejada en el suelo en la cara trasera.

Con el fin de determinar la irradiancia incidente frontal como trasera, en la figura 2.1 se definen los ángulos de interés tanto del panel como del sol, donde  $A_s$  corresponde al azimuth del sol [ $^\circ$ ],  $A_m$  corresponde al azimuth del módulo [ $^\circ$ ],  $\theta_m$  al ángulo de inclinación del módulo [ $^\circ$ ] y  $z$  el ángulo de zenith del módulo [ $^\circ$ ].

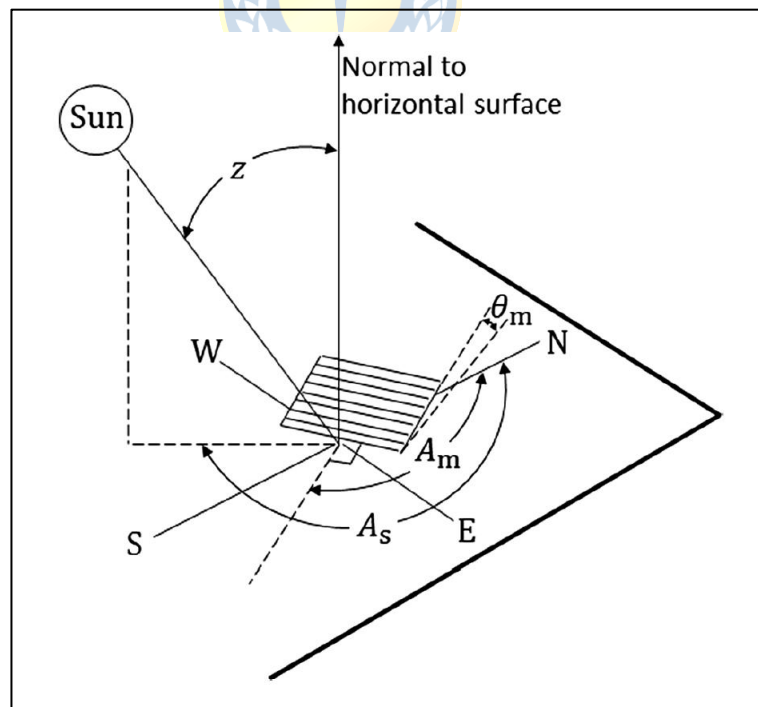


Figura 2.1: Ángulos de interés de un módulo bifacial (adaptado de referencia [1])

Un factor decisivo a la hora de determinar la ganancia de un panel bifacial respecto a un monofacial es el albedo, el cual se define como el porcentaje de radiación que una superficie refleja respecto a la radiación que incide sobre ella, y puede ser calculada por la ecuación (2.1) [2]:

$$\text{Albedo} = \rho = \text{HRI} / \text{GHI} \quad (2.1)$$

Donde, HRI  $\left[\frac{W}{m^2}\right]$  corresponde a la irradiancia reflejada horizontal y GHI  $\left[\frac{W}{m^2}\right]$  a la irradiancia reflejada global.

La luz que incide en los módulos proviene de radiación directa y difusa, por lo tanto, una forma de determinar el nivel de irradiancia en el panel frontal medido en  $\frac{W}{m^2}$  este dado por la ecuación (2.2) [1]:

$$I_f = I_{dir,f} + I_{gnd,f} + I_{diff,f} \quad (2.2)$$

Donde  $I_{dir,f}$ ,  $I_{gnd,f}$ ,  $I_{diff,f}$  corresponden a la irradiancia directa, reflejada en el suelo y difusa respectivamente



La irradiancia directa está dada por la ecuación (2.3) [1]:

$$I_{dir,f} = \text{DNI} * \cos(\text{AOI}_f) * r_{l_{dir,f}} \quad (2.3)$$

Donde, DNI  $\left[\frac{W}{m^2}\right]$  corresponde a la irradiación normal directa y  $\text{AOI}_f$  corresponde al ángulo de incidencia entre la DNI y la normal de la superficie frontal del módulo, y está dado por la ecuación (2.4) [1]:

$$\text{AOI}_f = \cos(z) * \cos(\theta_m) + \sin(z) * \sin(\theta_m) * \cos(A_s - A_m) \quad (2.4)$$

$rl_{dir,f}$  corresponde a pérdidas por reflexión de la luz que llega a la cara frontal del módulo para  $I_{dir,f}$  y se determina mediante la ecuación (2.5) [1]:

$$rl_{dir,f} = \frac{1 - \exp\left(-\cos\left(\frac{AOI_f}{a_r}\right)\right)}{1 - \exp\left(\frac{-1}{a_r}\right)} \quad (2.5)$$

Donde  $a_r$  corresponde al coeficiente de pérdida angular

La irradiancia reflejada en el suelo está dada por la ecuación (2.6) [1]:

$$I_{gnd,f} = GHI * \rho * gvf * rl_{gnd,f} \quad (2.6)$$

Donde  $\rho$  corresponde al albedo del suelo,  $gvf$  corresponde al factor de vista del suelo, el cual se obtiene mediante la ecuación (2.7) [1]:



$$gvf = \frac{1 - \cos(\theta_m)}{2} \quad (2.7)$$

Por otra parte  $rl_{gnd,f}$  corresponde a las pérdidas por reflexión de la luz que llega a la cara frontal del módulo frontal para  $I_{gnd,f}$  y valor de esta pérdida está dada por el módulo del ángulo de inclinación, y su relación se grafica en la figura 2.2:

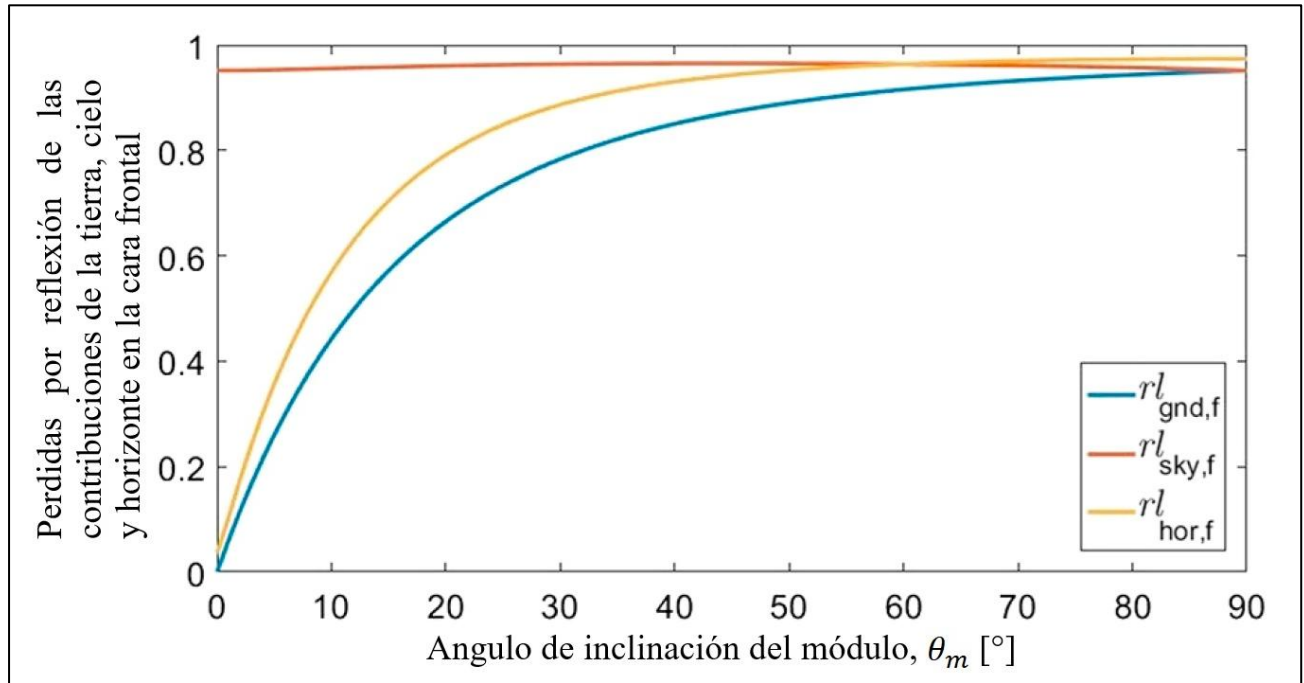


Figura 2.2: Pérdidas de reflexión de las contribuciones por el suelo, tierra y horizonte (adaptado de referencia [1]).

Por otra parte, la irradiancia difusa está dada por la ecuación (2.8) [1]:

$$I_{diff,f} = DHI * svf \quad (2.8)$$

Donde,  $DHI$  corresponde a la irradiancia difusa horizontal y  $svf$  corresponde al factor de vista del cielo, el cual está dado por la ecuación (2.9) [1]:

$$svf = (1 - F_1) * \frac{1 - \cos(\theta_m)}{2} * r_{l_{sky,f}} + F_1 * \frac{a'}{c'} * r_{l_{cir,f}} + |F_2 * \sin(\theta_m) * r_{l_{hor,f}}| \quad (2.9)$$

Donde,  $r_{l_{sky,f}}$ ,  $r_{l_{cir,f}}$  y  $r_{l_{hor,f}}$  corresponden a las pérdidas por reflexión de la contribución del cielo, circunsolar y horizontal respectivamente

Los variables  $F_1, F_2, a', c'$  corresponden a coeficientes que expresan tanto el grado de anisotropía horizontal, circunsolar y los parámetros de geometría del cielo, las cuales están basadas en los modelos de Perez y están dados por las ecuaciones (2.10), (2.11), (2.14) y (2.15) [3]:

$$F_1 = F_{11}(\varepsilon') + \Delta F_{12}(\varepsilon') + zF_{13}(\varepsilon') \quad (2.10)$$

$$F_2 = F_{21}(\varepsilon') + \Delta F_{22}(\varepsilon') + zF_{23}(\varepsilon') \quad (2.11)$$

Donde  $\varepsilon'$  y  $\Delta$  corresponde a la claridad y brillo del cielo respectivamente y están dados por las ecuaciones (2.12) y (2.13) [3]:

$$\varepsilon' = \frac{DHI + DNI}{DHI} \quad (2.12)$$

$$\Delta = \frac{DHI}{E_0 * \cos(z)} \quad (2.13)$$

Donde  $E_0$  corresponde a la irradiancia normal extra-terrestrial

Los valores de los coeficientes presentes en las ecuaciones (2.10) y (2.11) se presentan en la tabla 2.1:

**Tabla 2.1: Coeficientes para cálculos de irradiancia (adaptado de [4]).**

$\varepsilon'$	$F_{11}$	$F_{12}$	$F_{13}$	$F_{21}$	$F_{22}$	$F_{23}$
1–1.056	–0.011	0.748	–0.080	–0.048	0.073	–0.024
1.056–1.253	–0.038	1.115	–0.109	–0.023	0.106	–0.037
1.253–1.586	0.166	0.909	–0.179	0.062	–0.021	–0.050
1.586–2.134	0.419	0.646	–0.262	0.140	–0.167	–0.042
2.134–3.23	0.710	0.025	–0.290	0.243	–0.511	–0.004
3.23–5.98	0.857	–0.370	–0.279	0.267	–0.792	0.076
5.98–10.08	0.743	–0.073	–0.228	0.231	–1.180	0.199
10.08–∞	0.421	–0.661	0.097	0.119	–2.125	0.446

$$a' = 2[1 - \cos(\alpha)] * \chi_c \quad (2.14)$$

$$c' = 2[1 - \cos(\alpha)] * \chi_h \quad (2.15)$$

Donde  $\chi_c$  y  $\chi_h$  corresponden a parámetros intermedios según el modelo de Pérez, y están dados por las ecuaciones (2.16) y (2.17) [3] :

$$\chi_c = \begin{cases} \psi_h * \cos(\theta), & \text{si } \theta < \frac{\pi}{2} - \alpha \\ \psi_h * \psi_c * \sin(\psi_h * \alpha), & \text{si } \theta \in [\pi \pm \alpha] \\ 0, & \text{en otro caso} \end{cases} \quad (2.16)$$

$$\chi_h = \begin{cases} \cos(z), & \text{si } \theta < \frac{\pi}{2} - \alpha \\ \psi_h * \sin(\psi_h * \alpha), & \text{en otro caso} \end{cases} \quad (2.17)$$

Nuevamente,  $\psi_c$  y  $\psi_h$  corresponden a parámetros intermedios y están dados por las ecuaciones (2.18) y (2.19) [3]:

$$\psi_c = \frac{\frac{\pi}{2} - \theta + \alpha}{2\alpha} \quad (2.18)$$

$$\psi_h = \begin{cases} \frac{\frac{\pi}{2} - z + \alpha}{2\alpha}, & \text{si } z < \frac{\pi}{2} - \alpha \\ 1, & \text{en otro caso} \end{cases} \quad (2.19)$$

Donde  $\theta$  es el ángulo de incidencia en radianes

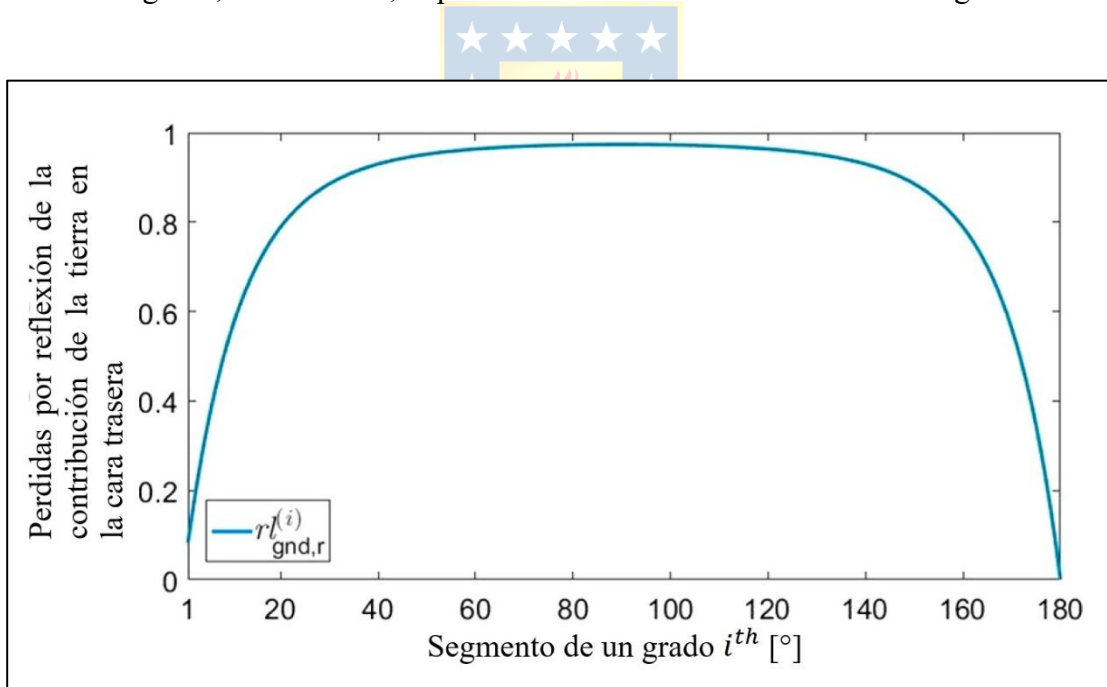
Similar a la irradiancia frontal, la ecuación que describe la irradiancia del panel trasero esta dado por la ecuación (2.20) [1]:

$$I_r = I_{dir,r} + I_{gnd,r} + I_{diff,r} \quad (2.20)$$

Los valores de radiación directa y difusa pueden ser calculados usando las mismas ecuaciones para el panel frontal, con la diferencia es que a  $\theta_m$  deben ser sumados  $180^\circ$ , sin embargo, para obtener el valor de la radiación reflejada del suelo  $I_{gnd,r}$  se deben considerar otros factores tales como la sombra que el panel mismo proyecta sobre el suelo, por lo tanto, debe considerarse la distribución de irradiancia como no uniforme. Se presenta un método para estimar la contribución de irradiancia del suelo trasera el cual no estima la irradiancia por celda solar, sino que lo hace para el largo de una fila de un panel. Para este método, se asume que la cantidad celdas por fila en un panel es de a lo menos 12. De esta forma  $I_{gnd,r}$  esta dado por la ecuación (2.21) [1]:

$$I_{gnd,r} = \sum_{i=1^\circ}^{180^\circ-\theta_m} \rho * GRI^i * CF^i * r_{gnd,r}^{(i)} \quad (2.21)$$

En la ecuación,  $r_{gnd,r}^{(i)}$  corresponde a las pérdidas de reflexión del suelo al lado trasero, y por cada segmento  $i^{th}$  de grado, de  $1^\circ$  a  $180^\circ$ , la pérdida esta ilustrada en la curva de la figura 2.3 :



**Figura 2.3: Pérdidas por reflexión de la contribución del suelo vs segmento de grado  $i^{th}$  (adaptado de [1]).**

Por otra parte,  $GRI^i$  corresponde a la irradiancia que emana desde el suelo medida en  $[\frac{W}{m^2}]$  y está dado por la ecuación (2.22) [1] :

$$GRI^i = \begin{cases} \text{Suelo con sombra} : DNI * F_1 * \frac{a'}{c'} * CF_{sky} * DHI * (1 - F_1) \\ \text{Suelo sin sombra} : CF_{sky} * DHI * (1 - F_1) \end{cases} \quad (2.22)$$

Donde  $CF_{sky}$  y los parámetros que lo componen están dados por las ecuaciones (2.23), (2.24), (2.25), (2.26) [1]:

$$CF_{sky} = \frac{1}{2} * [\cos(\sigma)] \quad (2.23)$$

$$\sigma = \begin{cases} \Phi, \Phi > 0 \\ \Phi + 180^\circ, \text{en otro caso} \end{cases} \quad (2.24)$$

$$\Phi = \tan^{-1} \left( \frac{h_{mg} + l_m * \sin(\theta_m)}{\left( \frac{h_{mg}}{\sin(\theta_m)} + l_m \right) * \cos(\theta_m) - x^{(i)}} \right) \quad (2.25)$$

$$x^{(i)} = \frac{\sin(i) * \left( \frac{h_{mg}}{\sin(\theta_m)} + \frac{l_m}{2} \right)}{\sin(180^\circ - i - \theta_m)} \quad (2.26)$$

El parámetro  $l_m$  corresponde al largo del modulo en metros, mientras que  $h_{mg}$  es la distancia entre el suelo y el borde inferior del panel.

Por otra parte  $CF^i$  corresponde al factor de configuración y está dado por la ecuación (2.27) [1]:

$$CF^i = \frac{1}{2} * [\cos(i - 1) - \cos(i)] \quad (2.27)$$

### 2.1.1 Discusión

Como se observa en las ecuaciones, las irradiancias frontales y traseras se componen de tres contribuciones: irradiancia directa, difusa y reflejada en el suelo. El aporte de cada una de estas depende de diversos factores geométricos y ambientales, los cuales al ser optimizados logran maximizar el rendimiento del módulo bifacial.

La irradiancia directa es la componente que realiza el mayor aporte en condiciones de cielo despejado, y con el fin de maximizar este aporte es importante que el ángulo de incidencia entre los rayos solares y el panel sea lo más cercano a cero, lo cual se logra ajustando el panel con el fin de que sea lo más perpendicular al sol. Otro factor importante es reducir las pérdidas por reflexión, lo cual se logra al mantener la superficie del panel libre de suciedad.

Por otra parte, la irradiancia difusa es predominante en condiciones climáticas de alta nubosidad. En estos casos nuevamente el ángulo de inclinación es importante, con el fin de captar la luz dispersa proveniente del cielo nublado, y es modelado mediante el modelo de Pérez, el cual presenta la irradiancia difusa como la suma del cielo isotrópico, región circunsolar y horizonte.

Finalmente, la irradiancia reflejada desde el suelo es de suma importancia para los módulos bifaciales, puesto que es la que incide en la cara trasera. Su magnitud depende del albedo de la superficie en la cual se encuentra montado el sistema, por lo tanto, superficies claras permiten una mayor captación energética. Por otra parte, se debe evitar que se proyecten sombras en el suelo, por lo tanto, es importante ajustar la altura y la separación entre los paneles. Debido a las sombras, la distribución de la irradiancia no es uniforme en el suelo, por lo tanto, es importante el uso de modelos como el de Marion, el cual segmenta el suelo en secciones con el fin de determinar con mayor precisión la irradiancia del suelo trasera.

El estudio de las 3 componentes de irradiancia permite comprender que la orientación del módulo, ángulo de inclinación, altura, condiciones atmosféricas y albedo del suelo juegan un papel principal a la hora de maximizar la captación energética de un módulo bifacial.

## 2.2. Circuito equivalente de módulo fotovoltaico bifacial

Obteniéndose la irradiancia total, es posible modelar el sistema como el circuito equivalente que se observa en la figura 2.4 [5].

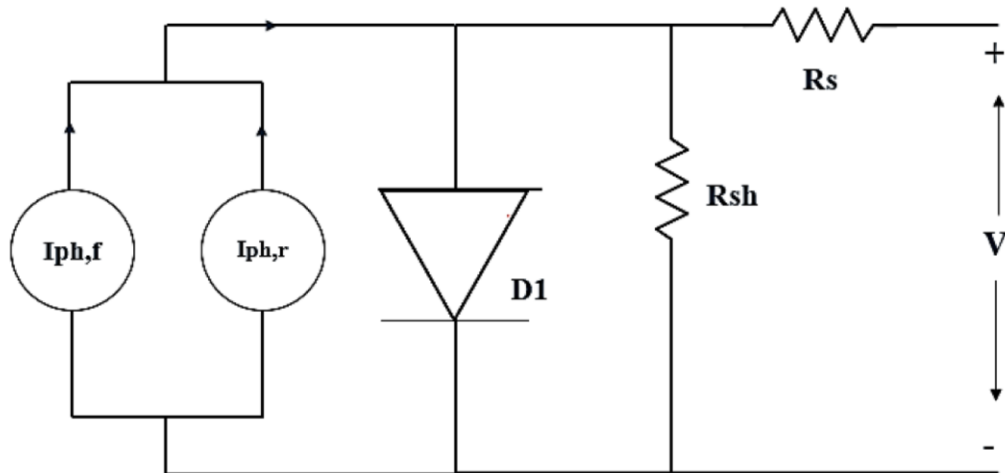


Figura 2.4: Modelo de 1 diodo de un módulo fotovoltaico bifacial (adaptado de [5]).

La relación corriente-voltaje del circuito se describe con la ecuación (2.28) [5]:

$$I = I_{ph(f+r)} - I_{D1} - I_{SH} \quad (2.28)$$

De la ecuación,  $I_{ph(f+r)}$  corresponde a la corriente fotogenerada total,  $I_{D1}$  representa la corriente que fluye a través del diodo, la cual es responsable de las características no lineales del circuito equivalente y  $I_{SH}$  la corriente que se filtra en la resistencia shunt. Otra forma de escribir esta ecuación es como se presenta en la ecuación (2.29) [5]:

$$I = I_{ph(f+r)} - I_0 \left( \exp \left( \frac{V + IR_s}{N_s n V_t} \right) - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_{SH}} \quad (2.29)$$

Donde  $R_s$  corresponde a la resistencia en serie,  $R_{sh}$  a la resistencia shunt,  $N_s$  el número de celdas en el módulo,  $n$  el factor de idealidad del diodo,  $I_0$  la corriente de saturación inversa y  $V_t$  el voltaje térmico, el cual está dado por  $\frac{k*T}{q}$ , donde  $k$  es la constante de Boltzmann igual a  $1.38 * 10^{-23} \left[ \frac{J}{K} \right]$  y  $q$  es la carga de un electrón igual a  $1.6 * 10^{-19} [C]$ .

Con el fin de determinar la ecuación corriente-voltaje se deben determinar los valores de los parámetros  $I_{ph(f+r)}$ ,  $R_s$ ,  $R_{SH}$ ,  $n$ ,  $I_0$ . Ordenando la ecuación (2.29) y considerando el estado de circuito abierto donde  $I = 0$ ,  $V = V_{OC}$  para la condición de referencia  $G_{ref} = 878 \frac{W}{m^2}$ ,  $T_{ref} = 49,25 \text{ } ^\circ C$  se tiene la ecuación (2.30) [5]:

$$I_{PH,t,ref} = I_{0,ref} \left[ \exp \left( \frac{V_{OC,ref}}{N_s n_{ref} V_t} \right) - 1 \right] - \frac{V_{OC,ref}}{R_{SH,ref}} \quad (2.30)$$

Donde  $I_{PH,t,ref}$  corresponde a la corriente fotogenerada total en condiciones de referencia.

Por otra parte, considerando el estado de cortocircuito ( $I = I_{SC}$ ,  $V = 0$ ) y substituyendo la ecuación (2.30) en ecuación (2.29) se obtiene la ecuación (2.31) [5]:

$$I_{SC,ref} = I_{0,ref} \left[ \exp \left( \frac{V_{OC,ref}}{N_s n_{ref} V_t} \right) - \exp \left( \frac{I_{SC,ref} R_{S,ref}}{N_s n_{ref} V_t} \right) \right] + \frac{V_{OC,ref} + I_{SC,ref} R_{S,ref}}{R_{SH,ref}} \quad (2.31)$$

Haciendo uso de la ecuación (2.31) y el valor de  $I_{PH,t,ref}$  obtenido en la ecuación (2.30),  $I_{0,ref}$  se puede definir como [5]:

$$I_{0,ref} = \frac{I_{SC,ref} + \left( 1 + \frac{R_{S,ref}}{R_{SH,ref}} \right) - V_{OC,ref}}{R_{SH,ref} \left[ \exp \left( \frac{V_{OC,ref}}{N_s n_{ref} V_t} \right) - \exp \left( \frac{I_{SC,ref} R_{S,ref}}{N_s n_{ref} V_t} \right) \right]} \quad (2.32)$$

Puesto que  $R_{SH} \gg R_S$ , se puede considerar  $\frac{R_{S,ref}}{R_{SH,ref}} = 1$ , y por otra parte  $\exp\left(\frac{V_{OC,ref}}{N_s n_{ref} V_t}\right) \gg \exp\left(\frac{I_{SC,ref} R_{S,ref}}{N_s n_{ref} V_t}\right)$ . De esta forma la ecuación (2.32) se puede escribir como [5]:

$$I_{0,ref} = I_{SC,ref} \exp\left(\frac{-V_{OC,ref}}{N_s n_{ref} V_t}\right) \quad (2.33)$$

Por otra parte, substituyendo los valores de corriente y voltaje en el punto de máxima potencia ( $I = I_{MMP}$ ,  $V = V_{MMP}$ ) y la ecuación (2.30) en la ecuación (2.29) se tiene [5]:

$$I_{MMP,ref} \left(1 + \frac{R_{S,ref}}{R_{SH,ref}}\right) = I_{0,ref} \left[ \exp\left(\frac{V_{OC,ref}}{N_s n_{ref} V_t}\right) - \exp\left(\frac{V_{MMP,ref} + I_{MMP,ref} R_{S,ref}}{N_s n_{ref} V_t}\right) \right] + \frac{V_{OC,ref} - V_{MMP,ref}}{R_{SH,ref}} \quad (2.34)$$

Substituyendo  $\frac{V_{OC,ref} - V_{MMP,ref}}{R_{SH,ref}} = 0$  y reemplazando la ecuación (2.33) se obtiene [5]:

$$I_{MMP,ref} = I_{SC,ref} \left[ 1 - \exp\left(\frac{V_{MMP,ref} - V_{OC,ref} + I_{MMP,ref} R_{S,ref}}{N_s n_{ref} V_t}\right) \right] \quad (2.35)$$

La potencia de cada punto de la curva corriente-voltaje esta dado por  $P = IV$ . Por otra parte, la derivada de la potencia en su punto máximo es igual a 0, lo cual resulta en la ecuación (2.36) [5]:

$$\frac{dI}{dV} = -\frac{I_{MMP,ref}}{V_{MMP,ref}} \quad (2.36)$$

Adicionalmente, la derivada puede ser determinada realizando la diferenciación de la ecuación (2.29) respecto al voltaje, obteniéndose la ecuación (2.37) [5]:

$$\frac{dI}{dV} = -\frac{I_0}{N_s n V_t} \left(1 + R_s \frac{dI}{dV}\right) \exp\left(\frac{V + IR_s}{N_s n V_t}\right) - \frac{1}{R_{SH}} \left(1 + R_s \frac{dI}{dV}\right) \quad (2.37)$$

De esta forma, substituyendo la ecuación (2.36) en (2.37) se obtiene [5]:

$$\begin{aligned} \frac{I_{MMP,ref}}{V_{MMP,ref}} = & \frac{I_{0,ref}}{N_s n_{ref} V_t} \left(1 + R_{s,ref} \frac{I_{MMP,ref}}{V_{MMP,ref}}\right) \exp\left(\frac{V_{MMP,ref} + I_{MMP,ref} R_{s,ref}}{N_s n_{ref} V_t}\right) \\ & + \frac{1}{R_{SH}} \left(1 - R_{s,ref} \frac{I_{MMP,ref}}{V_{MMP,ref}}\right) \end{aligned} \quad (2.38)$$

De la ecuación (2.38), el termino  $\frac{1}{R_{SH}} \left(1 - R_{s,ref} \frac{I_{MMP,ref}}{V_{MMP,ref}}\right)$  puede considerarse  $\sim 0$ , por lo tanto, la ecuación resulta en lo expresado en la ecuación (2.39) [5]:

$$\frac{I_{MMP,ref}}{V_{MMP,ref}} = \frac{I_{0,ref}}{N_s n_{ref} V_t} \left(1 + R_{s,ref} \frac{I_{MMP,ref}}{V_{MMP,ref}}\right) \exp\left(\frac{V_{MMP,ref} + I_{MMP,ref} R_{s,ref}}{N_s n_{ref} V_t}\right) \quad (2.39)$$

A partir de la ecuación (2.39) y (2.35) es posible obtener el valor de  $R_{s,ref}$  y  $n_{ref}$  mediante las ecuaciones (2.40) y (2.41) [5]:

$$R_{s,ref} = \frac{V_{MMP,ref}}{I_{MMP,ref}} - \frac{2V_{MMP,ref} - V_{OC,ref}}{(I_{SC,ref} - I_{MMP,ref}) \left[ \ln\left(1 - \frac{I_{MMP,ref}}{V_{MMP,ref}}\right) + \frac{I_{MMP,ref}}{I_{SC,ref} - I_{MMP,ref}} \right]} \quad (2.40)$$

$$n_{ref} = \frac{2V_{MMP,ref} - V_{OC,ref}}{N_s V_t \left[ \ln \left( 1 - \frac{I_{MMP,ref}}{V_{MMP,ref}} \right) + \frac{I_{MMP,ref}}{I_{SC,ref} - I_{MMP,ref}} \right]} \quad (2.41)$$

La derivada de la corriente con respecto al voltaje en condición de cortocircuito está dada por  $\frac{dI}{dV} = \frac{-1}{R_{sho}}$ , donde  $R_{sho}$  corresponde a la pendiente de la curva I-V en condición cortocircuito. Realizando la sustitución en la ecuación (2.37) se obtiene [5]:

$$\frac{1}{R_{sho} - R_{S,ref}} = \left[ \frac{1}{R_{SH,ref}} + \frac{I_{0,ref}}{N_s n_{ref} V_t} \exp \left( \frac{I_{SC,ref} R_{S,ref}}{N_s n_{ref} V_t} \right) \right] \quad (2.42)$$

Haciendo uso de las ecuaciones (2.33), (2.40), (2.41) y (2.42) se obtiene la ecuación (2.43) [5]:

$$R_{SH,ref} = \sqrt{\frac{R_{S,ref}}{\frac{I_{0,ref}}{N_s n_{ref} V_t} \exp \left( \frac{I_{SC,ref} R_{S,ref}}{N_s n_{ref} V_t} \right)}} \quad (2.43)$$

Las ecuaciones (2.30), (2.33), (2.40), (2.41) y (2.47) pueden ser utilizadas para determinar los valores iniciales de los parámetros de interés ( $I_{ph(f+r)}$ ,  $R_s$ ,  $R_{SH}$ ,  $n$ ,  $I_0$ ), y las resultantes ecuaciones no lineales pueden ser resueltas mediante el uso del software MATLAB.

De esta forma, los parámetros de la ecuación ( $I_{ph(f+r)}$ ,  $R_s$ ,  $R_{SH}$ ,  $n$ ,  $I_0$ ) pueden ser obtenidos mediante las ecuaciones (2.44)-(2.47) [5].

$$I_{ph(f+r)} = I_{ph(f+r),ref} * \left( \frac{G}{G_{ref}} \right) * [1 + \alpha_i (T - T_{ref})] \quad (2.44)$$

Donde  $\alpha_i = 0.004 \left[ \frac{\%A}{^\circ C} \right]$  corresponde al cambio porcentual de corriente con el aumento de un grado Celsius en el panel.

$$R_{SH} = R_{SH,ref} * \left( \frac{G}{G_{ref}} \right) \quad (2.45)$$

$$R_S = R_{S,ref} * \left( \frac{T}{T_{ref}} \right) * \left[ 1 - 0.22 * \ln \left( \frac{G}{G_{ref}} \right) \right] \quad (2.46)$$

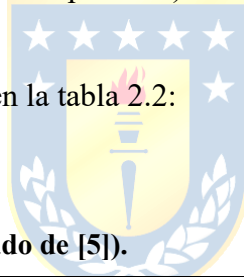
$$I_0 = I_{0,ref} * \left( \frac{T}{T_{ref}} \right)^3 * \exp \left[ \frac{q}{n * k} * \left( \frac{E_{g,ref}}{T_{ref}} - \frac{E_g}{T} \right) \right] \quad (2.47)$$

Donde  $E_g$  es obtenido mediante la ecuación (2.48) [5]:

$$E_g = E_{g,ref} * \left( 1 - 0.00027(T - T_{ref}) \right) \quad (2.48)$$

Con  $G$  correspondiendo a la irradiancia total,  $T$  a la temperatura en Kelvin y  $n = n_{ref}$ , esto debido a la ínfima variación con los cambios de temperatura).

Los valores de referencia se recopilan en la tabla 2.2:



**Tabla 2.2: Valores de referencia (adaptado de [5]).**

Parámetro de referencia	Valor
$G_{ref}$	878 $\left[ \frac{W}{m^2} \right]$
$T_{ref}$	49,25 [°C]
$I_{0,ref}$	9,19 [A]
$R_{S,ref}$	0,384 [ $\Omega$ ]
$R_{SH,ref}$	4858 [ $\Omega$ ]
$E_{g,ref}$	1,12 [eV]
$n_{ref}$	1,08

## 2.2.1 Discusión

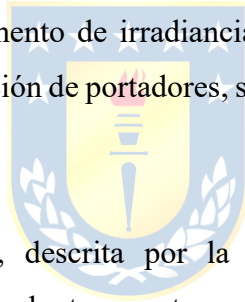
Las ecuaciones que describen el comportamiento de los parámetros eléctricos del sistema bifacial permiten analizar como la irradiancia y la temperatura afectan el desempeño de este. En el caso de la corriente fotogenerada, definida por la ecuación (2.44), se puede observar es directamente proporcional con la irradiancia y en menor medida, debido a  $\alpha_i$ , a la temperatura, por lo tanto, la irradiancia es el parámetro principal de la corriente fotogenerada.

En el caso de la resistencia shunt, descrita por la ecuación (2.45), se observa que es directamente proporcional al valor de irradiancia, por lo tanto, el aumento de esta implica una reducción en las pérdidas por corriente de fuga.

La resistencia serie, la cual se obtiene mediante la ecuación (2.46), es directamente proporcional a la temperatura, lo cual supone un impacto negativo al rendimiento del bPV. Por otra parte, la resistencia serie disminuye con el aumento de irradiancia, lo cual puede indicar a la mejora de conductividad al incrementar la generación de portadores, sin embargo, la presencia de un logaritmo indica un comportamiento no lineal.

La corriente de saturación inversa , descrita por la ecuación (2.47), indica que aumenta significativamente con el aumento de la temperatura, además de una variación exponencial relacionada con el band gap, el cual, disminuye con el aumento de la temperatura, según lo indicado en la ecuación (2.48).

Considerando el análisis anterior, se puede concluir que la irradiancia es el factor principal si se quiere maximizar la obtención energética de un bPV, por otra parte, el aumento de temperatura provoca a su vez el aumento de corriente de saturación inversa, lo cual disminuye el rendimiento del bPV.



### 3. Simulación de panel fotovoltaico bifacial

---

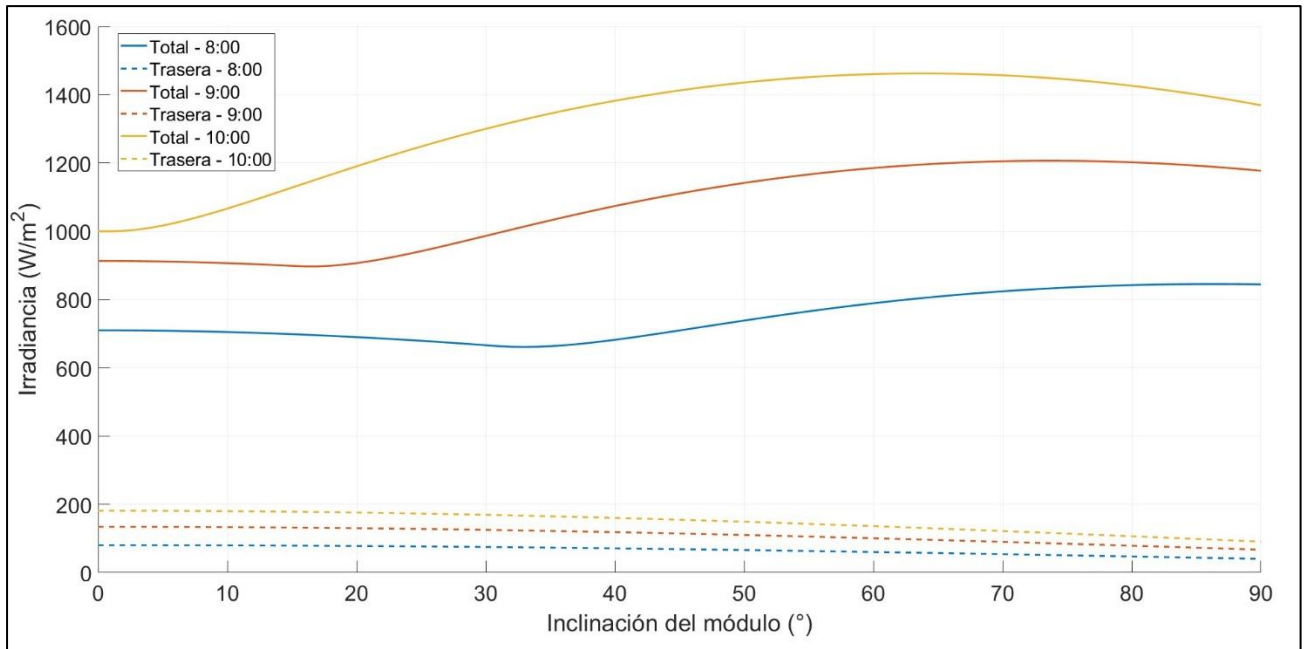
#### 3.1. Obtención de irradiancia y el efecto del ángulo de inclinación

Con el fin de comprender el impacto que tiene el ángulo de inclinación de un bPV sobre el desempeño energético de este, se han desarrollado simulaciones en el software MATLAB que simula la irradiancia total en función de la inclinación y hora del día, realizando un barrido de 0° a 90°, con pasos de 1° entre las 8:00 AM hasta las 7:00 PM, horarios donde comúnmente existe mayor actividad solar, con datos de radiación directa normal (DNI) e irradiancia global horizontal (GHI) registrados el 5 de enero del 2018 en la ciudad de Arica (-18.48, -70.329) recopilados en la base de datos del National Renewable Energy Laboratory, los cuales se detallan en la tabla 3.1. También se realizan otras consideraciones tales como las pérdidas ópticas por reflexión y los factores de vista hacia el suelo y cielo.

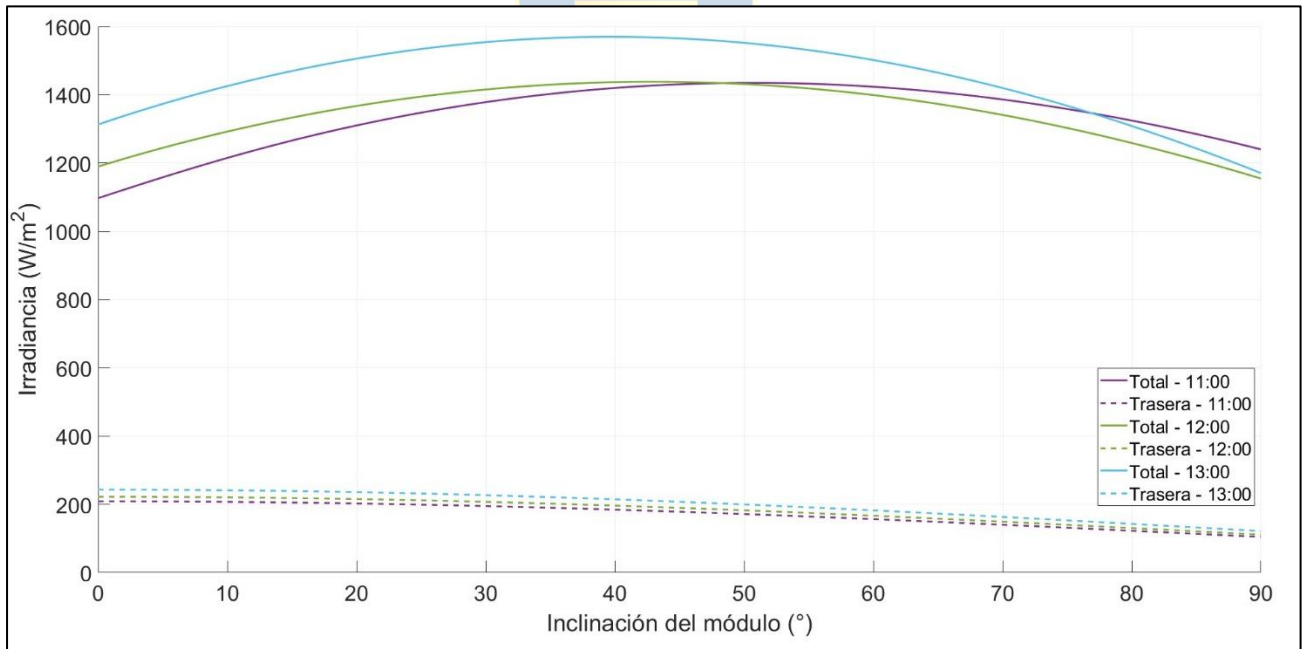
**Tabla 3.1: Valores de GHI y DHI del 5 de enero del 2018 en Arica**

Hora	GHI $\left[\frac{W}{m^2}\right]$	DNI $\left[\frac{W}{m^2}\right]$
8:00	357	636
9:00	596	783
10:00	806	862
11:00	928	709
12:00	987	696
13:00	1080	936
14:00	958	655
15:00	847	594
16:00	643	448
17:00	407	454
18:00	189	76
19:00	41	155

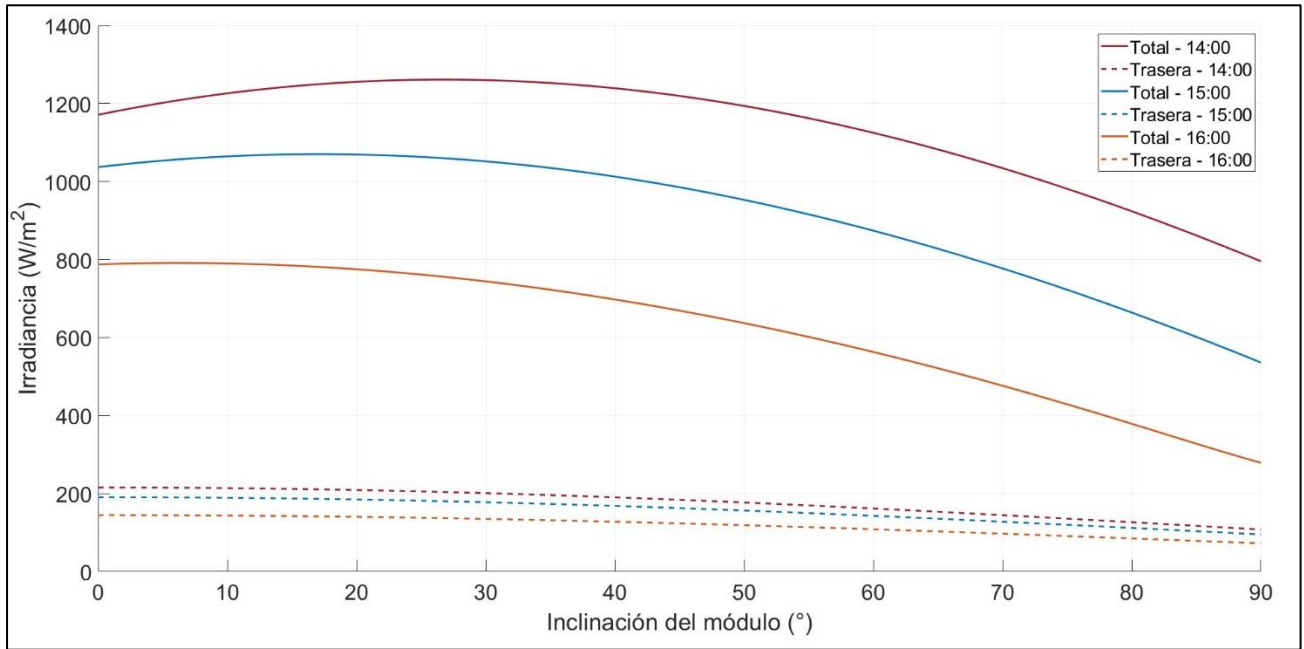
El bPV posee un ángulo de azimuth de 90°, lo cual significa que esta con la cara frontal mirando directamente al este, está montando en una superficie con un albedo de 0.225, similar al albedo del concreto, cuenta con un largo de 3 metros y tiene una altura con respecto al suelo de 0,5 metros.



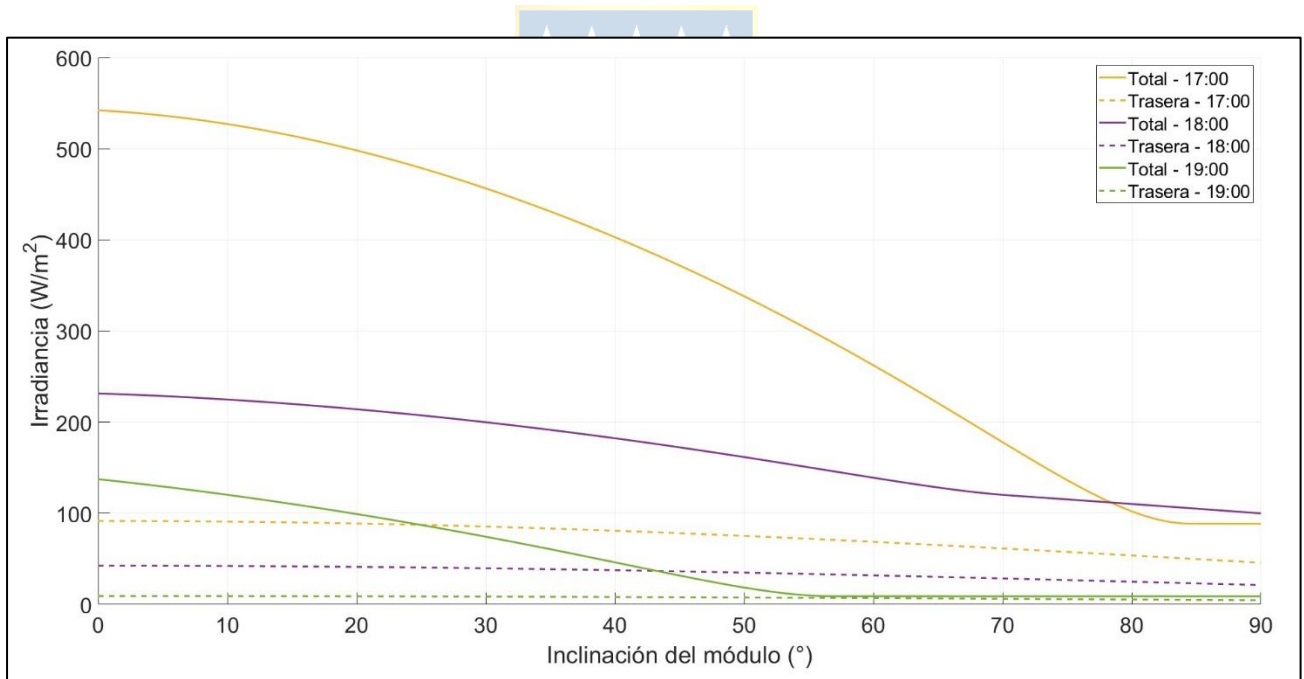
**Figura 3.1: Irradiancias de 8:00 a 10:00**



**Figura 3.2: Irradiancias de 11:00 a 13:00**



**Figura 3.3: Irradiancias de 14:00 a 16:00**



**Figura 3.4: Irradiancias de 17:00 a 19:00**

### 3.1.1 Discusión

A partir de los resultados simulados se puede observar como la irradiancia total del bPV presenta una fuerte dependencia al grado de inclinación de este, ya que para cada hora existe un ángulo en el cual el nivel de captación energética es mayor, concretamente, durante las horas de mañana y tarde, el panel recibe una mayor irradiancia si tiende a mantenerse vertical, y por otra parte durante las horas cercanas al mediodía existe una mayor captación si el panel se mantiene cercano a la horizontalidad. Por otra parte, se observa que el aporte de irradiancia trasero no es menor durante las horas del día, por lo tanto, es importante a la hora de realizar la implementación física de un sistema bifacial de considerar el albedo del suelo cercano.



### 3.2. Variación y efecto de la altura y el albedo sobre la irradiancia

Otros factores importantes a la hora de posicionar un módulo bPV es la altura y el nivel de radiación que refleja la superficie cercana a la cual está instalado, es por esto por lo que se realizaron simulaciones en la cual un bPV es instalado en 5 de enero del 2024 en la ciudad de Concepción (-36.84, -73.03) recopilados en la base de datos del National Renewable Energy Laboratory cuyos valores de DNI y GHI se muestran en la tabla 3.2.

**Tabla 3.2: Valores de GHI y DHI del 5 de enero del 2024 en Concepción**

Hora	GHI $\left[\frac{W}{m^2}\right]$	DNI $\left[\frac{W}{m^2}\right]$
00:00	0	0
01:00	0	0
02:00	0	0
03:00	0	0
04:00	0	0
05:00	0	0
06:00	18	0
07:00	101	3
08:00	309	257
09:00	275	38
10:00	215	3
11:00	475	62
12:00	669	253
13:00	572	109
14:00	663	281
15:00	366	17
16:00	542	285
17:00	428	152
18:00	136	1
19:00	191	653
20:00	23	231
21:00	0	0
22:00	0	0
23:00	0	0

El módulo bPV posee un azimuth de  $90^\circ$ , tiene un largo de 3 metros y es montado en 4 alturas: 0,5 [m], 1 [m], 1,5 [m] y 2 [m]. Adicionalmente es instalado en 3 superficies: Pasto, el cual tiene un albedo aproximado de  $\sim 0,2-0,25$ , cemento, el cual posee un albedo aproximado de  $\sim 0,3 - 0,4$  y finalmente piedra de cuarzo blanca, la cual posee un albedo aproximado de  $\sim 0,6 - 0,8$ .

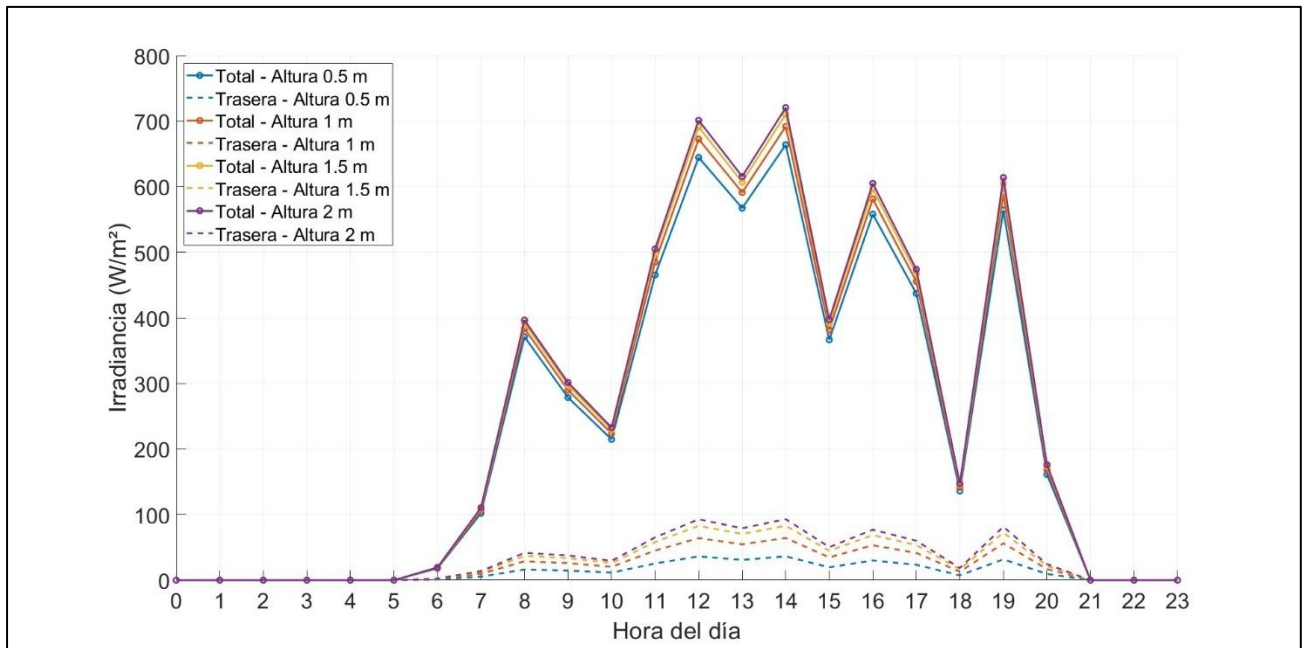


Figura 3.5: Irradiancias en pasto

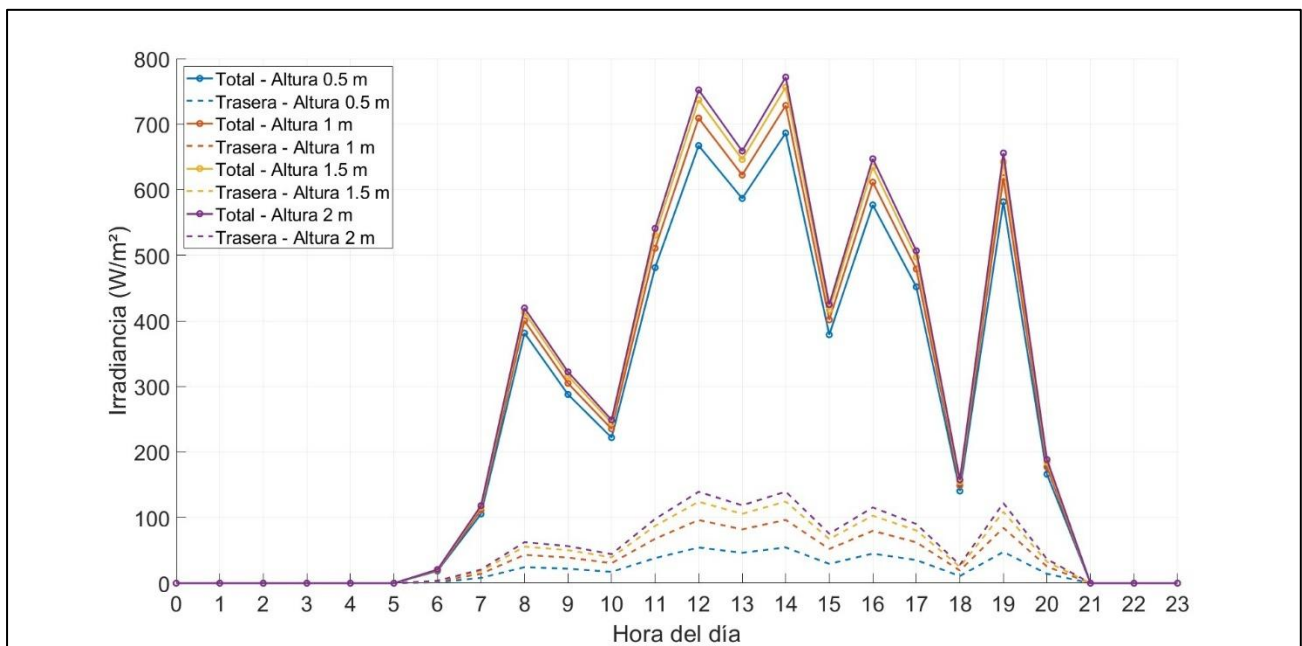


Figura 3.6: Irradiancias en cemento

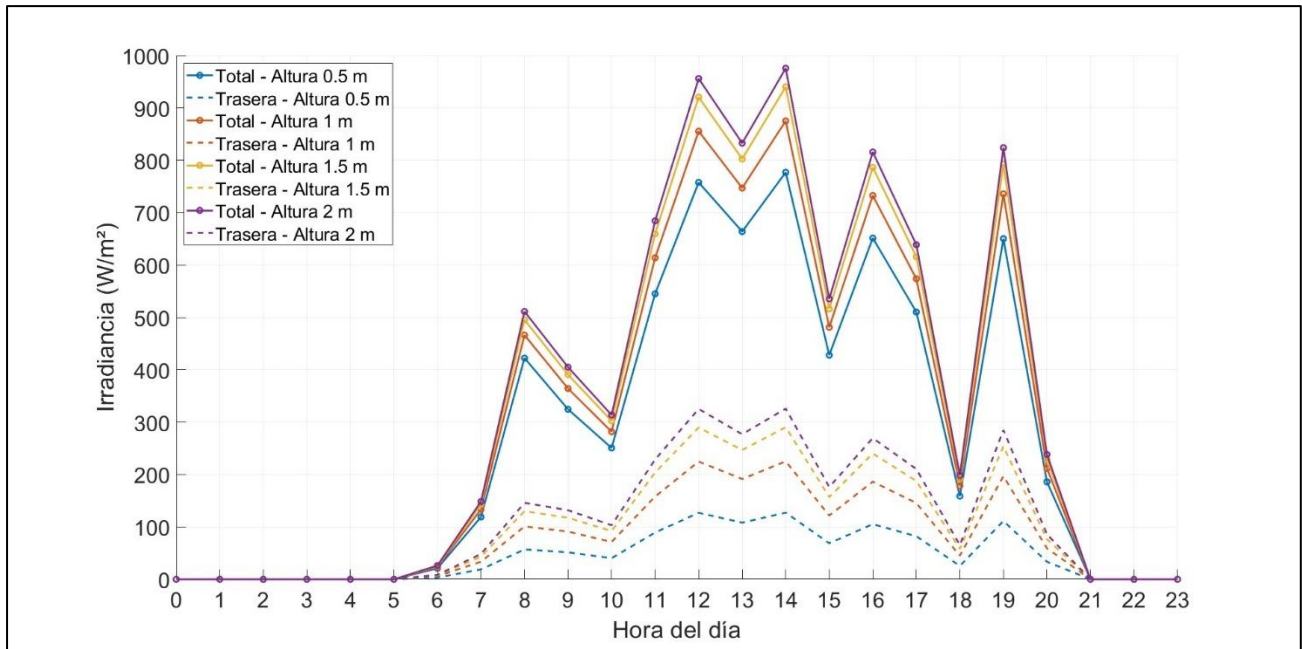


Figura 3.7: Irradiancias en cuarzo blanco

### 3.2.1 Discusión

De los resultados se observa que la irradiancia total aumenta al incrementar la altura, esto es debido a que para la cara trasera existe un mayor campo de visión del panel hacia el suelo, lo cual implica una mayor captación de irradiancia trasera debido al aumento de la irradiancia reflejada, y más aún, este efecto es aún mayor cuando la superficie presenta un mayor albedo, sin embargo como se puede observar entre las curvas de 1,5 [m] y 2 [m] existe un límite para esta ganancia relacionada con la altura, ya que eventualmente el aumento de irradiancia trasera reflejada dejará de aumentar.

Por otra parte, si bien la ganancia del módulo aumenta con la altura, es importante considerar que al instalar varias filas de módulos bPV, estos mismos pueden proyectar sombra en los módulos cercanos, disminuyendo así el nivel de captación energética de estos, por lo tanto, es importante considerar no solo la altura de estos, sino también el espaciado entre ellos.

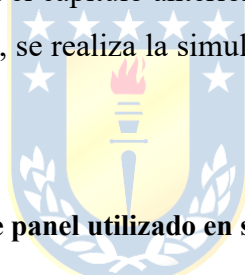
### 3.3. Simulaciones de circuito equivalente

#### 3.3.1 Curvas I-V y P-V con irradiancia constante

Como se detalla durante este trabajo, el rendimiento de un sistema fotovoltaico bifacial está relacionado con los niveles de irradiancia y temperatura de operación del panel. Estos afectan tanto el voltaje como la corriente del panel, por lo tanto, también su potencia de salida.

A continuación, se realiza un análisis del comportamiento de un panel bifacial a través de la simulación de sus curvas de corriente vs. voltaje y potencia vs. voltaje. Primero se estudiará el efecto de variar la temperatura de operación del panel manteniendo la irradiancia constante para luego variar la irradiancia y mantener constante la temperatura.

Con las ecuaciones definidas en el capítulo anterior, considerando los valores de referencia y haciendo uso del software MATLAB, se realiza la simulación de un bPV cuyas especificaciones se presentan en la tabla 3.1:



**Tabla 3.3: Especificaciones de panel utilizado en simulaciones (adaptado de [5])**

Parámetro	Medición
$W_p$	355 [W]
$V_{MPP}$	37,9 [V]
$I_{MP}$	9,37 [A]
$V_{OC}$	46,4 [V]
$I_{SC}$	9,72 [A]

Manteniendo la irradiancia constante a  $878 \left[ \frac{W}{m^2} \right]$  y variando las temperaturas de operación a 25,30,35,40,45 y 50 grados Celsius respectivamente se obtienen las siguientes curvas I-V y P-V en las figuras 4.1 y 4.2:

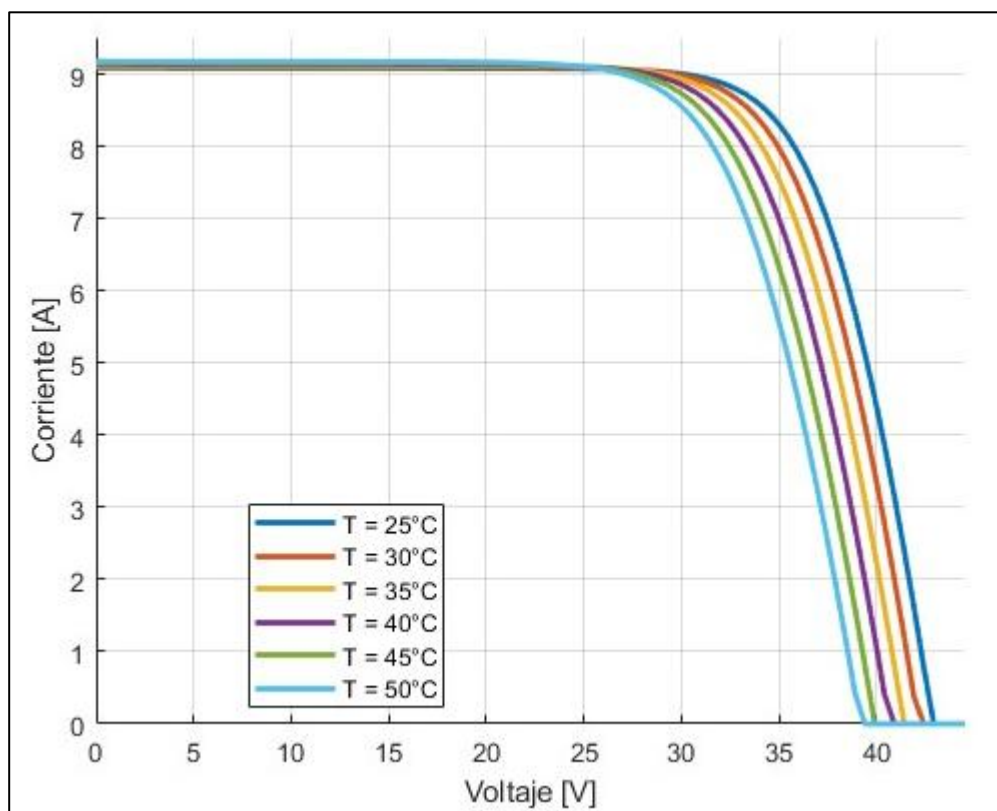


Figura 3.8: Curvas I-V con temperatura variable.

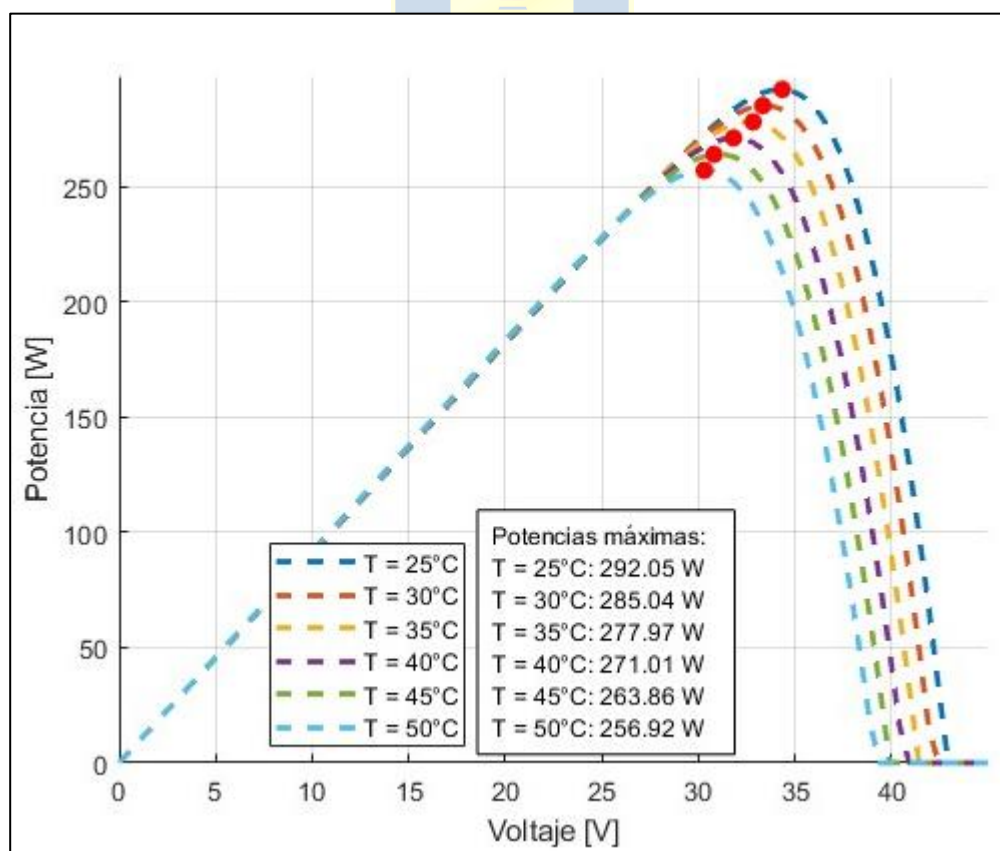


Figura 3.9: Curvas P-V con temperatura variable.

### 3.3.2 Curvas I-V y P-V con temperatura constante

Manteniendo una temperatura de operación de 25 [°C], se tienen 6 curvas de I-V y P-V a distintos niveles de irradiancia comenzando desde los 200 [ $\frac{W}{m^2}$ ] hasta los 1200 [ $\frac{W}{m^2}$ ], las cuales se pueden observar en las figuras 4.3 y 4.4.

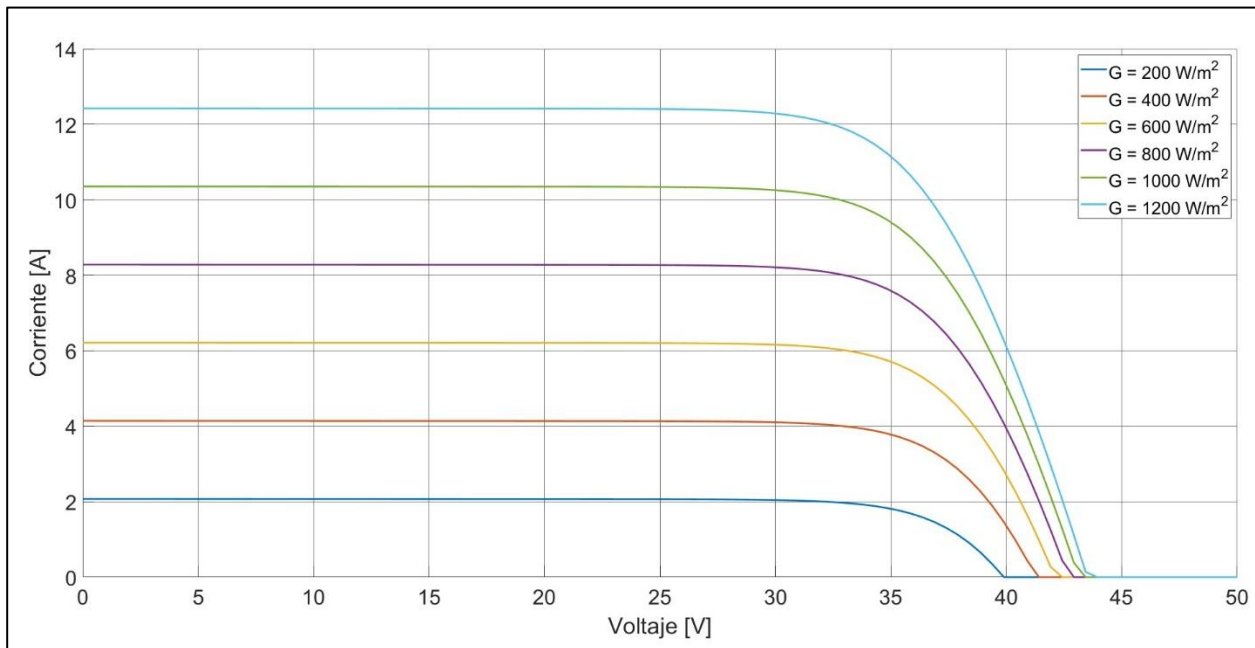


Figura 3.10: Curvas I-V con irradiancia variable.

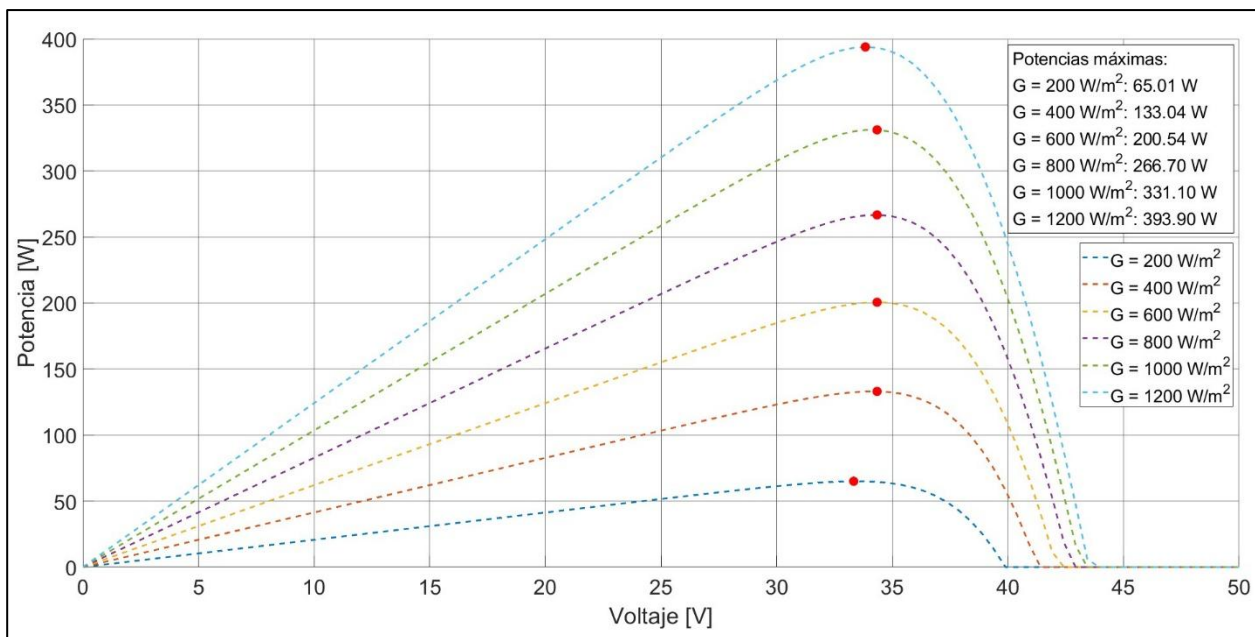


Figura 3.11: Curvas P-V con irradiancia variable.

### 3.3.3 Discusión

A partir de los resultados de las simulaciones, se pueden extraer las siguientes conclusiones sobre las distintas condiciones de operación del bPV.

Con respecto a la temperatura, se observa que, al aumentar, la potencia máxima de salida disminuye notablemente. Esto es debido a que el incremento de la temperatura está ligado a las pérdidas internas del panel tales como el aumento de la resistencia serie y la corriente de saturación inversa. Aunque el modelo indica un pequeño aumento de la corriente generada con el aumento de la temperatura, el efecto negativo sobre el voltaje es un mayor detrimento, por lo tanto, operar el bPV a temperaturas bajas es crucial para obtener un mejor rendimiento.

Observando las curvas donde se presenta la variación de irradiancia se observa que la disminución de irradiancia incidente en el bPV reduce la corriente generada, lo cual provoca una disminución en la potencia de salida, lo que confirma que la irradiancia es el factor decisivo si se desea la máxima producción energética de un sistema bifacial.

Estos resultados recalcan la importancia de considerar las condiciones climáticas de donde se desea instalar un sistema bifacial, ya que estos determinarán el nivel de temperatura en la cual este opera. Por otra parte, el posicionamiento, altura, ordenamiento y albedo de un sistema bifacial afecta el nivel de irradiancia tanto frontal como trasera durante las horas de actividad solar.

## 4. Resultados Experimentales

---

### 4.1. Introducción

Con el fin de validar y contrastar los resultados de las simulaciones realizadas, se realiza la instalación de un panel bifacial en condiciones climáticas reales. Puesto que el albedo es uno de los factores más relevantes para que un sistema bifacial, se realizan pruebas en distintos tipos de superficies para medir la irradiancia frontal y trasera, así como las corrientes de cortocircuito y el voltaje de circuito abierto.

### 4.2. Setup Experimental

Con el objetivo de evaluar experimentalmente el efecto que tiene el albedo sobre el desempeño energético de un bPV, se implementó un setup simple pero representativo de las condiciones en las que se puede encontrar un bPV. Las pruebas se llevaron a cabo el día 25 de junio del 2025 frente al edificio tecnológico mecánico de la Universidad de Concepción. Se utilizó un módulo bPV Bisun 280 Clear, el cual fue montando en una estructura de aluminio diseñada para módulos fotovoltaicos. Para medir la irradiancia frontal y trasera se hizo uso de un piranómetro CEM DT-1307.

A las terminales del panel se conectó un reóstato y se hizo uso de un multímetro HIOKI 3287 para medir las corrientes y luego se conectaron las terminales de dicho multímetro para medir el voltaje de circuito abierto. Las superficies evaluadas fueron 3: Pasto, el cual tiene un albedo aproximado de  $\sim 0,2-0,25$ , cemento, el cual posee un albedo aproximado de  $\sim 0,3 - 0,4$  y finalmente piedra de cuarzo blanca, la cual posee un albedo aproximado de  $\sim 0,6 - 0,8$ . El panel se instala con el cuidado de maximizar la irradiancia, es por esto por lo que se posicionó de cara al sol. Debido al diseño de la estructura de soporte, no fue posible ajustar el ángulo de inclinación del panel.



Figura 4.1: Setup de panel instalado sobre cuarzo blanco.

### 4.3. Resultados de Pruebas

En primera instancia se realizaron pruebas en cemento, cuyos resultados se recopilan en la tabla 4.1:

Tabla 4.1: Mediciones en distintas superficies

Material	$G_{front} \left[ \frac{W}{m^2} \right]$	$G_{back} \left[ \frac{W}{m^2} \right]$	$V_{oc} [V]$	$I_{sc} [A]$
Cemento	834	115	37,55	7,78
Pasto	834	87	37,13	3,38
Cuarzo Blanco	836	156	37,77	9,78

#### 4.4. **Discusión y Conclusiones**

Las mediciones realizadas permiten comprobar el impacto que tiene la superficie, y por lo tanto el albedo, en el desempeño de un bPV puesto que, si la superficie cuenta con un nivel mayor de reflexión, como en este caso el cuarzo blanco, la irradiancia trasera es mayor, superando las irradiancias medidas en el pasto y el cemento, esto se traduce en una mayor corriente de cortocircuito. Sin embargo, un beneficio que podría presentar el pasto es la reducción de temperatura que puede presentar debido a su composición biológica, sin embargo, se necesitaría de más experimentación.



## 5. Conclusiones

---

### 5.1. Sumario

Este trabajo presenta el desarrollo de un modelo para bPV con el objetivo de evaluar el desempeño de estos bajo distintas condiciones de operación. Se analizan las componentes directas, difusas y reflejadas del suelo de la irradiancia y como el posicionamiento, altura y ángulo de inclinación de un bPV las afectan, con este fin se analizan las ecuaciones presentadas en los trabajos de Rodríguez-Gallegos, Perez y Marion.

Posteriormente, se realizan simulaciones para observar el impacto del nivel de inclinación de un módulo bPV en el nivel de irradiancia que capta, y de los resultados es claro que un sistema con inclinación ajustable a lo largo del día aumentaría de forma significativa el desempeño energético del bPV.

Luego, se presenta un modelo de circuito equivalente de un diodo, presentado en el trabajo de Raina et al., para después, haciendo uso del software MATLAB, implementar y simular su comportamiento ilustradas en las curvas corriente-voltaje y potencia voltaje, poniendo atención a la irradiancia y temperatura. Dichas simulaciones ponen en evidencia que el aumento de temperatura y la disminución de la irradiancia afecta el desempeño del bPV disminuyendo la potencia de salida.

Finalmente, se lleva a cabo un experimento en terreno mediante la instalación de un panel bifacial Bisun 280 Clear sobre 3 superficies: pasto, cemento y cuarzo blanco. Se hacen mediciones de corriente de cortocircuito y voltaje de circuito abierto y estas corroboran que la superficie con mayor albedo genera una mayor irradiancia trasera y por lo tanto un mayor desempeño. Esto comprueba la importancia de considerar no solo el posicionamiento del bPV, sino que también su entorno.

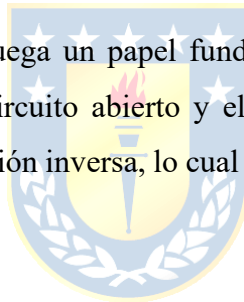
## 5.2. Conclusiones

El modelo desarrollado, basado en las distintas componentes de irradiancia y el circuito equivalente de un diodo permite simular el comportamiento de un bPV, además de poner en evidencia las variables y parámetros importantes a la hora de considerar realizar una instalación de un bPV.

En las simulaciones realizadas se observa la importancia del ángulo de inclinación del módulo bPV, ya que debido a la rotación de la tierra la posición relativa del sol con respecto al módulo significa que la cara frontal del panel debe rotar con el fin de captar la mayor cantidad de radiación solar.

Adicionalmente se comprueba que, al aumentar la altura, es posible aumentar hasta cierto punto el nivel de irradiancia trasera reflejada, aumentando así la irradiancia total, y de la misma forma, la selección de una superficie con un albedo favorable conlleva también a un aumento de la irradiancia total.

Por otra parte, la temperatura juega un papel fundamental, puesto que el aumento de esta supone una reducción del voltaje en circuito abierto y el aumento de las pérdidas tales como la resistencia serie y la corriente de saturación inversa, lo cual se traduce en la disminución significativa de la potencia de salida del bPV.



Finalmente, los resultados obtenidos ilustran como la irradiancia trasera contribuye de forma significativa al total captado por el módulo, lo cual demuestra que la tecnología bifacial es capaz de ofrecer una ganancia energética adicional frente a la monofacial, es por esto por lo que toma importancia las condiciones de instalación de un módulo bPV, ya que mientras mayor consideración se de a el ángulo de inclinación, altura y albedo, se puede aumentar aún la ganancia total.

La experimentación con el panel Bisun Clear 280 permitió validar las conclusiones teóricas, ya que, al hacer uso de distintas superficies, se comprueba que el cuarzo blanco, debido a su alto albedo, permite obtener mayores corrientes que al ser instalado en otras superficies con menor albedo.

### 5.3. Trabajo Futuro

Considerando los estudios y resultados de este trabajo, se identifican como potenciales oportunidades de investigación para estudios futuros:

- Extender el modelo para considerar las condiciones horarias y las distintas estaciones del año, ya que los niveles de irradiancia y temperatura varían durante las horas del día y también durante el año.
- Considerar otras opciones de albedo, ya que existen múltiples opciones para implementar un sistema bPV y, por otra parte, el nivel de albedo de una superficie puede cambiar dependiendo de otros factores como la humedad y la acumulación de polvo.
- Realizar un estudio de costo-beneficio de la implementación de un sistema bifacial y el material en el cual es montado. También comparar este costo con un sistema fotovoltaico convencional.
- Experimentar con mayor profundidad en experimentación real el impacto de la inclinación y altura del bPV, ya que estos son claves para maximizar la irradiancia tanto frontal como trasera.



## Referencias

---

- [1] C. D. Rodríguez-Gallegos, M. Bieri, O. Gandhi, J. P. Singh, T. Reindl and S. Panda, "Monofacial vs bifacial Si-based PV modules: Which one is more cost-effective?," *Solar Energy*, vol. 176, pp. 412-438, 2018.
- [2] M. Alam, M. S. Gul and T. Muneer, "Performance analysis and comparison between bifacial and monofacial solar photovoltaic at various ground albedo conditions," *Renewable Energy Focus*, vol. 44, pp. 295-316, 2023.
- [3] D. Yang, "Solar radiation on inclined surfaces: Corrections and benchmarks," *Solar Energy*, vol. 136, pp. 288-302, 2016.
- [4] R. Perez, R. Seals, P. Ineichen, R. Stewart and D. Menicucci, "A new simplified version of the perez diffuse irradiance model for tilted surfaces," *Solar Energy*, vol. 39, pp. 221-231, 1987.
- [5] G. Raina and S. Sinha, "A comprehensive assessment of electrical performance and mismatch losses in bifacial PV module under different front and rear side shading scenarios," *Energy Conversion and Management*, vol. 261, 2022.
- [6] W. F. Marion, S. MacAlpine, A. Asgharzadeh, C. Hansen, F. Toor, D. Riley, J. Stein and C. A. Deline, "A Practical Irradiance Model for Bifacial PV Modules," *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, vol. 2017, 2018.
- [7] W. Gu, T. Ma, M. Li, L. Shen and Y. Zhang, "A coupled optical-electrical-thermal model of the bifacial photovoltaic module," *Applied Energy*, vol. 258, p. 114075, 2020.
- [8] M. Leonardi, R. Corso, R. G. Milazzo, C. Conelli, M. Foti, C. Gerardi, F. Bizzarri, S. M. S. Privitera and S. A. Lombardo, "The Effects of Module Temperature on the Energy Yield of Bifacial Photovoltaics: Data and Model," *Energies*, vol. 15, 2022.
- [9] S. Guo, T. M. Walsh and M. Peters, "Vertically mounted bifacial photovoltaic modules: A global analysis," *Energy*, vol. 61, pp. 447-454, 2013.
- [10] O. A. Katsikogiannis, H. Ziar and O. Isabella, "Integration of bifacial photovoltaics in agrivoltaic systems: A synergistic design approach," *Applied Energy*, vol. 309, pp. 118-475, 2022.
- [11] T. Baumann, H. Nussbaumer, M. Klenk, A. Dreisiebner, F. Carigiet and F. Baumgartner, "Photovoltaic systems with vertically mounted bifacial PV modules in combination with green roofs," *Solar Energy*, vol. 190, pp. 139-146, 2019.
- [12] O. Zhao, W. Zhang, L. Xie, W. Wang, M. Chen, Z. Li, J. Li, X. Wu, X. Zeng and S. Du, "Investigation of indoor environment and thermal comfort of building installed with bifacial PV modules," *Sustainable Cities and Society*, vol. 76, 2022.
- [13] G. M. Tina, F. B. Scavo, S. Aneli and A. Gagliano, "Assessment of the electrical and thermal performances of building integrated bifacial photovoltaic modules," *Journal of Cleaner Production*, vol. 313, 2021.
- [14] W.-J. Choi, Y.-W. Ok, A. D. Upadhyaya, K. H. Min, V. D. Upadhyaya, B. Rounsaville, P. Padhamnath and A. Rohatgi, "Development of 22.5 % p-type tunnel oxide passivated contact solar cells through efficiency enhancement by replacing local Al-BSF in PERC cells with (p+) poly-Si/SiO<sub>2</sub> carrier selective contact," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 283, 2025.

- [15] Q. Zeng, F. Ma, G. Guo, H. Meng, L. Zhou and X. Wei, "A study of improvement of HJT solar cells by electro-thermal processing," *Materials Science in Semiconductor Processing*, vol. 168, 2023.
- [16] W. Gu, T. Ma, S. Ahmed, Y. Zhang and J. Peng, "A comprehensive review and outlook of bifacial photovoltaic (bPV) technology," *Energy Conversion and Management*, vol. 223, 2020.
- [17] N. AL-Rousan, N. A. Mat Isa and M. K. Mat Desa, "Advances in solar photovoltaic tracking systems: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, pp. 2548-2569, 2018.
- [18] G. M. Tina, A. Osama, R. Cazzaniga, M. Cicu, J. Hancock, E. Howlin, M. Rosa-Clot and P. Rosa-Clot, "PVSails: Harnessing Innovation With Vertical Bifacial PV Modules in Floating Photovoltaic Systems," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 32, no. 12, pp. 872-888, 2024.
- [19] S. A. Pelaez, C. Deline, P. Greenberg, J. S. Stein and R. K. Kostuk, "Model and Validation of Single-Axis Tracking With Bifacial PV," *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 9, no. 3, pp. 715-721, 2019.
- [20] G. Raina and R. Vijay, "Study on the optimum orientation of bifacial photovoltaic module," *International Journal of Energy Research*, vol. 46, 2021.
- [21] A. Hasan and I. Dincer, "A new performance assessment methodology of bifacial photovoltaic solar panels for offshore applications," *Energy Conversion and Management*, vol. 220, 2020.
- [22] A. Garrod and A. Ghosh, "A review of bifacial solar photovoltaic applications," *Frontiers in Energy*, vol. 17, pp. 1-23, 2023.



# A. Hojas de Datos

## Functions

Display will automatically turn off if the instrument is not used for 30 min. (Auto power-saving function)

- The auto power save function is activated automatically when the power is turned on. (Not possible to cancel)
- To resume instrument operation in the previous state, select the "OFF" position with the rotary switch and then move the switch to the desired function.

Automatically sets the measurement range to the most appropriate range (Auto-range function)

Displays [AUTO]

To set the measurement range arbitrarily (Manual-range function)

- Power on the tester while holding down the  $\frac{0}{\sim}$  or HOLD key to select a manual range for measuring AC current [ $\sim$ A], DC current [ $\overline{\text{A}}$ ], AC voltage [ $\sim$ V], DC voltage [ $\overline{\text{V}}$ ] or resistance [ $\Omega$ ].
- Note that this function is not available for continuity testing. Press the  $\frac{0}{\sim}$  key to step to the next range.
- To switch between AC voltage [ $\sim$ V] and DC voltage [ $\overline{\text{V}}$ ], press and hold the  $\frac{0}{\sim}$  key for at least one second.

Indication when input exceeds the measurement range (Overflow indication)

Displays [OF] or [LOF]

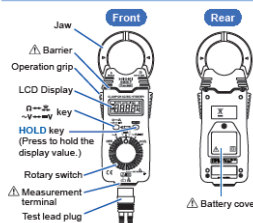
Zero-adjust Function

- The zero adjustment function compensates for sensor magnetization and changes in current display over time.

- Before measuring DC current [ $\overline{\text{A}}$ ], you must perform zero adjustment by simultaneously pressing the  $\frac{0}{\sim}$  and HOLD keys while there is no input to the instrument.

- This function is only effective with measurement of DC current [ $\overline{\text{A}}$ ].

## Parts Names



### Test leads

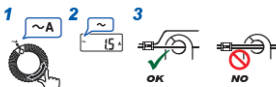
Sleeves (Red) When attaching the L4933 or L4934 to the L6208 Test Lead, remove the sleeves from the L9208 (in a CAT II state).

Sleeves (Black)

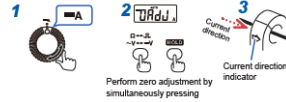
## Measurement Methods

### Current Measurement

#### AC Current Measurement [ $\sim$ A]



#### DC Current Measurement [ $\overline{\text{A}}$ ]

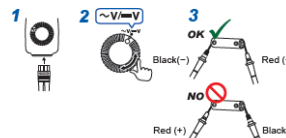


### Voltage Measurement

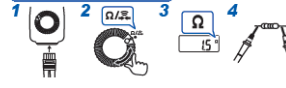
#### AC Voltage Measurement [ $\sim$ V]



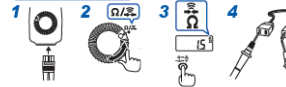
#### DC Voltage Measurement [ $\overline{\text{V}}$ ]



### Resistance Measurement [ $\Omega$ ]



### Continuity check [L]



## Specifications

### General Specifications

Operating environment	Indoors, pollution degree 2, altitude up to 2000 m (6562 ft.)
Operating temperature and humidity	0°C to 40°C (32°F to 104°F) 80% RH or less (no condensation)
Storage temperature and humidity	-10°C to 50°C (14°F to 122°F), 80% RH or less (no condensation)
Standards	Safety: EN61010 EMC: EN61326

Power supply CR2032 Coin-shaped lithium battery \*1 (3 V DC)

Maximum rated power: 15 mVA

Continuous operating time 3287: Approx. 25 hours, 3288: Approx. 60 hours, 3288-20: Approx. 35 hours (continuous, unloaded)

Dimensions Approx. 57W x 180H x 16D mm (2.24"W x 7.09"H x 0.63"D)

Mass • 3287: Approx. 170 g (6.0 oz.)  
• 3288, 3288-20: Approx. 150 g (5.3 oz.)

Product warranty period 3 years

Accessories • CR2032 Coin-shaped lithium battery

• 9398 Carrying Case

• L9208 Test lead

• L4934 Small Alligator Clip Set (Can be connected to the tip of the L9208, which comes with the instrument.)

Option • 9209 Test Leads Holder

• L4933 Contact Pin Set (Can be connected to the tip of the L9208, which comes with the instrument.)

• L4934 Small Alligator Clip Set (Can be connected to the tip of the L9208, which comes with the instrument.)

### Basic Specifications

Maximum input current 3287: 100 A AC/DC continuous (ACA/DCA)

current 3288, 3288-20: 1000 A AC/DC continuous (ACA/DCA)

Maximum input voltage 600 V AC/DC (ACV/DCV)

Overload protection 600 V AC/DC (ACV/DCV)

250 V AC/DC (DC/continuity)

Maximum rated voltage to earth 600 V (Measurement category III), (Anticipated transient overvoltage: 6000 V)

300 V (Measurement category II) (Anticipated transient overvoltage: 4000 V)

AC measurement method 3288: Mean value rectification RMS method

3287, 3288-20: True RMS method

Display update rate 400 ms  $\pm$  25 ms

Crest factor • 3287: 2.5 max., Current range: 150 A max., Voltage range: 1000 V max.

• 3288, 3288-20: 3 max., Current range: 1000 A range is 2 max., Voltage range: 1.5 max.

Zero-display range 5 counts or less (current measurement only)

Effects of conductor position • 3287: within  $\pm$ 1.0%

• 3288, 3288-20: within  $\pm$ 2.0% (At all positions around the sensor's centerpoint reference)

Maximum measurable conductor diameter  $\phi$ 35 mm or less

### Accuracy Specifications

Conditions of guaranteed accuracy • Guaranteed accuracy period: 1 year (Number of jaw open/close cycles: 10,000 or less)

• Battery warning indicator is not lighting

• Temperature and humidity for guaranteed accuracy: 23°C  $\pm$ 5°C (73.0°F  $\pm$ 9.0°F), 80% RH or less (no condensation)

• Temperature characteristic: 0°C to 40°C

Measurement accuracy  $\pm$ 0.1°C is added

### AC current measurement (ACA)

Range	Accuracy guarantee range	Accuracy
10.00 A	0.10 A to 10.00 A	45 Hz $\leq$ f $\leq$ 60 Hz
100.0 A	1.0 A to 100.0 A	10 Hz $\leq$ f < 20 Hz
		20 Hz $\leq$ f < 45 Hz
		60 Hz < f $\leq$ 1 kHz

Range	Accuracy guarantee range	Accuracy
100.0 A	1.0 A to 100.0 A	45 Hz $\leq$ f $\leq$ 60 Hz
1000 A	10 A to 1000 A	10 Hz $\leq$ f < 45 Hz
		60 Hz < f $\leq$ 500 Hz

### DC current measurement (DCA)

Range	Accuracy guarantee range	Accuracy
10.00 A	0.10 A to 10.00 A	$\pm$ 1.5% rdg $\pm$ 5 dgt
100.0 A	1.0 A to 100.0 A	$\pm$ 1.5% rdg $\pm$ 5 dgt

Range	Accuracy guarantee range	Accuracy
100.0 A	1.0 A to 100.0 A	$\pm$ 1.5% rdg $\pm$ 5 dgt
1000 A	10 A to 1000 A	$\pm$ 1.5% rdg $\pm$ 5 dgt

### AC voltage measurement (ACV)

Range	Accuracy guarantee range	Accuracy	Input impedance
4.200 V	0.400 V to 4.199 V	30 Hz $\leq$ f $\leq$ 500 Hz	11 M $\Omega$ $\pm$ 5%
42.00 V	4.00 V to 41.99 V		10 M $\Omega$ $\pm$ 5%
420.0 V	0.400 V to 419.9 V	$\pm$ 2.3% rdg $\pm$ 8 dgt	10 M $\Omega$ $\pm$ 5%
600 V	400 V to 600 V		10 M $\Omega$ $\pm$ 5%

### DC voltage measurement (DCV)

Range	Accuracy guarantee range	Accuracy	Input impedance
420.0 mV	40.0 mV to 419.9 mV		100 M $\Omega$ or more
4.200 V	0.400 V to 4.199 V		11 M $\Omega$ $\pm$ 5%
42.00 V	4.00 V to 41.99 V	$\pm$ 1.3% rdg $\pm$ 4 dgt	10 M $\Omega$ $\pm$ 5%
420.0 V	40.0 V to 419.9 V		10 M $\Omega$ $\pm$ 5%
600 V	400 V to 600 V		10 M $\Omega$ $\pm$ 5%

### Resistance measurement ( $\Omega$ )

Range	Accuracy guarantee range	Accuracy	Open terminal voltage
420.0 $\Omega$	40.0 $\Omega$ to 419.9 $\Omega$	$\pm$ 2.0% rdg $\pm$ 4 dgt	3.4 V or less
4.200 k $\Omega$	400.0 k $\Omega$ to 4.199 k $\Omega$	$\pm$ 2.0% rdg $\pm$ 4 dgt	0.7 V (typ.) 3.4 V or less
42.00 k $\Omega$	4.00 k $\Omega$ to 41.99 k $\Omega$	$\pm$ 2.0% rdg $\pm$ 4 dgt	0.47 V (typ.) 3.4 V or less
420.0 k $\Omega$	40.0 k $\Omega$ to 419.9 k $\Omega$	$\pm$ 2.0% rdg $\pm$ 4 dgt	0.47 V (typ.) 3.4 V or less
4.200 M $\Omega$	400.0 k $\Omega$ to 4.199 M $\Omega$	$\pm$ 5.0% rdg $\pm$ 4 dgt	0.47 V (typ.) 3.4 V or less
42.00 M $\Omega$	4.00 M $\Omega$ to 41.99 M $\Omega$	$\pm$ 10.0% rdg $\pm$ 4 dgt	0.47 V (typ.) 3.4 V or less

### Continuity check

Range	Accuracy	Threshold level (beep sound)	Open terminal voltage
420.0 $\Omega$	$\pm$ 2.0% rdg $\pm$ 8 dgt	50 $\Omega$ $\pm$ 40 $\Omega$ or less	3.4 V or less

Figura A.1: Datasheet multimeter HIOKI 3287

# DT-1307

## Solar Power Meter

### Electrical Specifications

Operating Temp. & RH	5°C - 40°C, below 80% RH
Storage Temp & RH	-10°C - 60°C, below 70%
Display	3-1/2 digits LCD with maximum reading 1999
Sampling time	Approx 0.25 second
Resolution	1W/m <sup>2</sup> 1 BTU/(ft <sup>2</sup> *h)
Accuracy	typically within $\pm 10\text{W/m}^2$ [ $\pm 3\text{BTU}/(\text{ft}^2*\text{h})$ ] or $\pm 5\%$ , whichever is greater in sunlight, Additional temperature induced error $\pm 0.38\text{W}/\text{m}^2\text{ }^\circ\text{C}$
Accuracy	< $\pm 3$ /year
Over - input	Display shows 'OL'
Range	1999W/m <sup>2</sup> , 634BTU/(ft <sup>2</sup> *h)
Size	160 (L)*63(W)*28(H)
Weight (including battery)	About 250g

### Accessories

User Manual, 4.5V (1.5V AAA\* 3) Alkaline Battery, Carrying Case, Test Certificate



Contact :

**CEM INSTRUMENTS (INDIA) PVT. LTD.**  
32A, Ganesh Chandra Avenue, 4th Floor, Kolkata-700013  
Tel: 033-22151376, 22159759  
Email: info@cem-instruments.in / info@cem-india.com  
Web: www.cem-instruments.in / www.cem-india.com

**CEM INSTRUMENTS HEADQUATER & FACTORY**  
19th Building, 5th Region, Baiwangxin Industry Park,  
Songbai Road, Baimang, Xili, Nanshan, Shenzhen,  
China, 518108  
Tel: +86-755-27353188, Fax: +86-755-27653699

**Figura A.2: Datasheet solar power meter CEM DT-1307**

## B. Códigos

```
function [I_f, I_r, G] = calcular_irradiancias_totales_por_hora(theta_m_g, DNI, GHI, A_s_g, z_g)

ro = 0.225;      % Albedo (concreto)
h_mg = 3;       % Largo del módulo [m]
l_m = 1;        % Altura del módulo al suelo [m]
A_m_g = 90;     % Azimuth del módulo [°]

theta_m_g = max(min(round(theta_m_g), 90), 0);

% Vector pérdidas suelo (frontal)
rl_gnd_f_vector = [ ...
    0.000, 0.042, 0.082, 0.120, 0.156, 0.191, 0.225, 0.257, 0.287, 0.316, ...
    0.344, 0.371, 0.396, 0.421, 0.444, 0.466, 0.488, 0.508, 0.527, 0.546, ...
    0.564, 0.581, 0.597, 0.613, 0.627, 0.642, 0.655, 0.668, 0.681, 0.692, ...
    0.704, 0.715, 0.725, 0.735, 0.744, 0.753, 0.762, 0.770, 0.778, 0.786, ...
    0.793, 0.800, 0.806, 0.813, 0.819, 0.825, 0.830, 0.835, 0.840, 0.845, ...
    0.850, 0.854, 0.858, 0.863, 0.866, 0.870, 0.874, 0.877, 0.880, 0.883, ...
    0.886, 0.889, 0.892, 0.894, 0.897, 0.899, 0.901, 0.903, 0.905, 0.907, ...
    0.909, 0.911, 0.913, 0.914, 0.916, 0.917, 0.919, 0.920, 0.922, 0.923, ...
    0.924, 0.925, 0.926, 0.927, 0.928, 0.929, 0.930, 0.931, 0.932, 0.933, ...
    0.933 ];

% Conversión a radianes
A_m = deg2rad(A_m_g);
A_s = deg2rad(A_s_g);
z = deg2rad(z_g);
theta_m = deg2rad(theta_m_g);

% Irradiancia directa frontal
c_AOI_f = max(cos(z)*cos(theta_m) + sin(z)*sin(theta_m)*cos(A_s - A_m), 0);
a_r = 0.16;
rl_dir_f = (1 - exp(-c_AOI_f / a_r)) / (1 - exp(-1 / a_r));
I_dir_f = DNI * c_AOI_f * rl_dir_f;

% Irradiancia del suelo (frontal)
gvf = (1 - cos(theta_m)) / 2;
rl_grnd_f = rl_gnd_f_vector(theta_m_g + 1);
I_gnd_f = GHI * ro * gvf * rl_grnd_f;

% Irradiancia difusa frontal
DHI = GHI - DNI * cos(z);
if DHI < 0
    DHI = 0;
end
svf_f = (1 + cos(theta_m)) / 2;
I_diff_f = DHI * svf_f;

% Irradiancia frontal total
I_f = I_dir_f + I_diff_f + I_gnd_f;

% Irradiancia trasera (simplificado)
I_r = GHI * ro * (1 - gvf);

% Irradiancia total
G = I_f + I_r;
end
```

Figura B.1: Código irradiancias 1

```

%% Parámetros de visualización
baseFontSize = 12;
axisFontSize = baseFontSize + 12;
labelFontSize = baseFontSize + 8;
titleFontSize = baseFontSize + 12;
legendFontSize = baseFontSize + 8;
linewidth = 2;

gridColor = [0.4, 0.4, 0.4];
gridAlpha = 0.1;

% Coordenadas Arica
lat = -18.48;
lon = -70.3293;

% Fecha
year = 2018; month = 1; day = 5;

% Datos horarios (8 a 19)
horas = 8:19;

% Datos GHI y DNI
GHI_horas = [357, 596, 806, 928, 987, 1080, 958, 847, 643, 407, 189, 41];
DNI_horas = [636, 783, 862, 709, 696, 936, 655, 594, 448, 454, 76, 155];

% Vector inclinaciones
angulos = 0:1:90;

% Inicialización
I_f_horas = zeros(length(horas), length(angulos));
I_r_horas = zeros(length(horas), length(angulos));
G_horas = zeros(length(horas), length(angulos));

for h = 1:length(horas)
    hora = horas(h);
    GHI = GHI_horas(h);
    DNI = DNI_horas(h);

    [Az_solar, Zenith_solar] = calcular_angulos_solares(lat, lon, year, month, day, hora, 0);

    for i = 1:length(angulos)
        theta_m_g = angulos(i);
        [I_f, I_r, G] = calcular_irradiancias_totales_por_hora(theta_m_g, DNI, GHI, Az_solar, Zenith_solar);
        I_f_horas(h,i) = I_f;
        I_r_horas(h,i) = I_r;
        G_horas(h,i) = G;
    end
end

% Colores únicos para cada hora
cmap = lines(length(horas)); % paleta de colores

% Gráficas en 4 figuras
num_figuras = 4;
horas_por_figura = ceil(length(horas)/num_figuras);

```

**Figura B.2: Código irradiancias 2**

```

for k = 1:num_figuras
    figure('WindowState', 'maximized');
    hold on;
    start_idx = (k-1)*horas_por_figura + 1;
    end_idx = min(k*horas_por_figura, length(horas));

    for h = start_idx:end_idx
        color = cmap(h,:); % asigna color único por hora

        % Irradiancia total (línea continua)
        plot(angulos, G_horas(h,:), '-', 'LineWidth', lineWidth, ...
            'Color', color, ...
            'DisplayName', ['Total - ' num2str(horas(h)) ':00']);

        % Irradiancia trasera (línea punteada del mismo color)
        plot(angulos, I_r_horas(h,:), '--', 'LineWidth', lineWidth, ...
            'Color', color, ...
            'DisplayName', ['Trasera - ' num2str(horas(h)) ':00']);
    end

    xlabel('Inclinación del módulo (°)', 'FontSize', labelFontSize);
    ylabel('Irradiancia (W/m^2)', 'FontSize', labelFontSize);
    title(['Irradiancia bifacial - Horas ' num2str(horas(start_idx)) ' a ' num2str(horas(end_idx))], ...
        'FontSize', titleFontSize);

    legend('Location', 'eastoutside', 'FontSize', legendFontSize);
    grid on;

    set(gca, 'FontSize', axisFontSize, ...
        'GridColor', gridColor, ...
        'GridAlpha', gridAlpha, ...
        'GridLineStyle', '-');

    set(gca, 'Position', [0.07, 0.12, 0.9, 0.85]);
    hold off;
end

```

**Figura B.3: Código irradiancias 3**



```

%% Cálculo de curvas I-V y P-V
for g_idx = 1:length(G_values)
    G = G_values(g_idx);
    V_t = (k * T) / q;
    I_ph_t = I_ph_t_ref * (G / G_ref) * (1 + alfa_i * (T - T_ref));
    E_g = E_g_STC * (1 - 0.00027 * (T - 25));
    I_0 = I_0_ref * (T / T_ref)^3 * exp((q / (n_ref * k)) * ((E_g_STC / T_ref) - (E_g / T)));
    R_s = R_s_ref * (T / T_ref);
    R_sh = R_sh_ref;

    for idx = 1:length(V_range)
        V = V_range(idx);
        I = I_ph_t;
        for iter = 1:100
            f = I_ph_t - I_0 * (exp((V + I * R_s) / (N_s * n_ref * V_t)) - 1) - (V + I * R_s) / R_sh - I;
            df = -I_0 * exp((V + I * R_s) / (N_s * n_ref * V_t)) * (R_s / (N_s * n_ref * V_t)) - R_s / R_sh - 1;
            I_new = I - f / df;
            if abs(I_new - I) < 1e-6
                break;
            end
            I = I_new;
        end
        I_data(g_idx, idx) = max(I, 0);
        P_data(g_idx, idx) = V * I_data(g_idx, idx);
    end

    [P_max, idx_max] = max(P_data(g_idx, :));
    V_mpp_values(g_idx) = V_range(idx_max);
    P_mpp_values(g_idx) = P_max;
end

```

**Figura B.4: Código para cálculo de curvas I-V y P-V**



