



Universidad de Concepción  
Dirección de Postgrado  
Facultad de Ingeniería Agrícola  
Programa de Magíster en Ingeniería Agrícola con menciones en Agroindustrias,  
Mecanización y Energía y Recursos Hídricos

***Evaluación del efecto de la temperatura sobre el  
rendimiento y la eficiencia de conversión energética en  
exteriores de tres tecnologías fotovoltaicas durante el  
periodo estival en la zona centro sur de Chile.***

Tesis para optar al grado de Magíster en Ingeniería Agrícola  
con mención en Mecanización y Energía.

ROBERTO MEDINA CORREA  
CHILLÁN-CHILE  
2021

Profesor Guía: Dr. Juan Antonio Cañumir Veas  
Departamento de Mecanización y Energía  
Facultad de Ingeniería Agrícola  
Universidad de Concepción

Esta tesis ha sido realizada en el Departamento de Mecanización y Energía de la Facultad de Ingeniería Agrícola, Universidad de Concepción.

Profesor Guía

---

Dr. Juan Antonio Cañumir Veas  
Facultad de Ingeniería Agrícola  
Universidad de Concepción

Profesor Co-Guía

---

Dr. David Domingo Lara Castells  
Facultad de Ingeniería Agrícola  
Universidad de Concepción

Comisión Evaluadora

---

Dr. Gabriel Merino Coria  
Facultad de Ingeniería Agrícola  
Universidad de Concepción

---

Dr. Guillermo Esteban Ramírez Arias  
Facultad de Ingeniería Eléctrica  
Universidad Católica de La Santísima Concepción

Director del Programa

---

Dr. Javier Felipe Ferrer Valenzuela  
Facultad de Ingeniería Agrícola  
Universidad de Concepción

## ÍNDICE

RESUMEN .....	v
ABSTRACT .....	vi
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Antecedentes de estudios previos sobre el rendimiento y eficiencia de conversión energética .....	1
1.2. Influencia de la temperatura en el desempeño energético fotovoltaico .....	4
1.3. Integración de la energía solar fotovoltaica en Chile.....	6
2. MATERIALES Y MÉTODOS.....	8
2.1. Descripción de la ubicación.....	8
2.2. Banco de pruebas experimental.....	8
2.3. Sistema de adquisición de datos.....	10
2.4. Teoría y cálculos .....	12
2.4.1. <i>Eficiencia de conversión energética</i> .....	12
2.4.2. <i>Factor de rendimiento</i> .....	13
2.4.3. <i>Coeficiente de pérdida de máxima potencia por temperatura</i> .....	14
3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN .....	16
3.1. Temperatura ambiente .....	16
3.2. Radiación solar y energía generada.....	16
3.3. Eficiencia de conversión energética .....	18
3.4. Rendimiento específico .....	24
3.5. Performance ratio.....	26
3.6. Coeficiente de temperatura .....	28
4. CONCLUSIONES .....	31
5. REFERENCIAS .....	34

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Características eléctricas de las placas fotovoltaicas bajo STC según los fabricantes: voltaje, corriente, potencia máxima. -----	9
Tabla 2: Coeficientes de pérdida por temperatura bajo STC reportados por los fabricantes. -----	10
Tabla 3: Valores de energía y rendimiento específico mensual para las tecnologías evaluadas. -----	25



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Diagrama de flujo de datos. Fuente: Elaboración propia. ....	11
Figura 2: Variabilidad de la temperatura ambiente y la irradiación diaria en el plano inclinado durante el periodo de medición. Fuente: Elaboración propia.....	17
Figura 3: Conversión de energía a distintos intervalos de irradiancia. Fuente: Elaboración propia. ....	18
Figura 4: Eficiencia de conversión energética en función de la irradiancia en el plano. Fuente: Elaboración propia.....	19
Figura 5: Eficiencia normalizada a la eficiencia STC para diferentes rangos de irradiancia en el plano inclinado: a) eficiencia normalizada de a-Si, b) eficiencia normalizada de poli-Si y c) eficiencia normalizada de mono-Si. Fuente: Elaboración propia. ....	21
Figura 6: Eficiencia de conversión energética en función de la temperatura para valores de irradiancia superiores a $400 \text{ W/m}^2$ . Fuente: Elaboración propia. ....	23
Figura 7: Rendimiento específico diario para a-Si, poli-Si y mono-Si, en función de la irradiación diaria. Fuente: Elaboración propia. ....	24
Figura 8: Performance ratio medio mensual para cada tecnología objeto de estudio. Fuente: Elaboración propia.....	27
Figura 9: Coeficientes de pérdidas de potencia máxima por temperaturas obtenidos mediante los datos medidos en terreno y los coeficientes brindados por los fabricantes. Fuente: Elaboración propia. ....	29

## RESUMEN

En este documento se llevó a cabo un estudio comparativo del desempeño energético de tres tecnologías fotovoltaicas con el objetivo de determinar cuál se adecua mejor a las condiciones climáticas presentes en el periodo estival de la zona centro sur de Chile. Las tecnologías que se compararon estaban compuestas por módulos fotovoltaicos de silicio amorfo (a-Si), silicio policristalino (poli-Si) y silicio monocristalino (mono-Si). La irradiación incidente sobre los módulos fotovoltaicos para los meses enero, febrero y marzo presentó una media diaria mensual de 7,4 kWh/m<sup>2</sup> ± 1,6, 6,7 kWh/m<sup>2</sup> ± 1,7 y 6,4 kWh/m<sup>2</sup> ± 1,6 respectivamente. El total de energía generada fue de 128,1 kWh, 127,6 kWh y 87,6 kWh para las tecnologías de poli-Si, a-Si y mono-Si respectivamente, siendo este último el de menor potencia nominal instalada. Se encontró en dicho periodo que a-Si tiene una eficiencia normalizada ligeramente mayor de 4,3% sobre poli-Si y 8,9% sobre mono-Si. Así mismo, el valor de Performance Ratio para a-Si poli-Si y mono-Si fue de 0,91, 0,79 y 0,75 respectivamente. En otro ámbito, los coeficientes de pérdidas de potencia máxima por temperatura obtenidos mediante los datos experimentales extraídos en terreno tienen valores de -0,21%/°C, -0,50%/°C, -0,45%/°C para a-Si, poli-Si y mono-Si respectivamente.

### **Palabras claves:**

Eficiencia energética, Rendimiento específico, Factor de rendimiento, Coeficiente de pérdida de potencia máxima por temperatura.

## **ABSTRACT**

In this document, a comparative study of the energy performance of three photovoltaic technologies was carried out to determine which one is best suited to the climatic conditions present in the summer period in the central-southern zone of Chile. The technologies compared consisted of amorphous silicon (a-Si), polycrystalline silicon (poly-Si), and monocrystalline silicon (mono-Si) photovoltaic modules. The incident irradiance on the PV modules for the months of January, February and March presented a monthly daily average of  $7.4 \text{ kWh/m}^2 \pm 1.6$ ,  $6.7 \text{ kWh/m}^2 \pm 1.7$  and  $6.4 \text{ kWh/m}^2 \pm 1.6$ , respectively. The energy generated during the test period was 128.1 kWh, 127.6 kWh and 87.6 kWh for poly-Si, a-Si and mono-Si technologies respectively, the latter having the lowest installed rated power. It was found that a-Si has a slightly higher normalized efficiency of 4.3% over poly-Si and 8.9% over mono-Si. Likewise, the Performance Ratio value for a-Si poly-Si and mono-Si was 0.91, 0.79 and 0.75 respectively. In another area, the coefficients of maximum power losses due to temperature obtained from the experimental data extracted in the field have values of  $-0.21\%/^{\circ}\text{C}$ ,  $-0.50\%/^{\circ}\text{C}$ ,  $-0.45\%/^{\circ}\text{C}$  for a-Si, poly-Si and mono-Si, respectively.

### **Keywords:**

Energy efficiency, Specific yield, Performance Ratio, Maximum power loss due to temperature coefficient.

## 1. INTRODUCCIÓN

El aumento del desarrollo de nuevas tecnologías solares fotovoltaicas(PV) ha derivado en una reducción sustancial en costos de comercialización de módulos PV. Esto se vio reflejado en el aumento de la capacidad instalada en el mundo que en el año 2018 llegó a un total de potencia PV de 495,5 GW según el reporte de la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2020).

### 1.1. Antecedentes de estudios previos sobre el rendimiento y eficiencia de conversión energética.

Hoy en día se fabrican paneles fotovoltaicos de varias tecnologías, entre ellos existen diferencias en cuanto a material semiconductor, sustratos donde depositar el emisor, arquitectura de la celda PV y el encapsulado del módulo PV en sí (Kumar & Kumar, 2017). Por tanto, los valores de corriente y voltaje, coeficientes de temperatura y, además, sus reacciones frente a factores ambientales tales como radiación, temperatura y velocidad del viento son diferentes para cada tecnología (Green et al., 2021).

Los fabricantes de módulos PV determinan el rendimiento y la eficiencia energética de éstos en un entorno controlado de laboratorio fijando temperatura de celda a 25°C, masa de aire (AM) 1,5 y radiación 1000 W/m<sup>2</sup>. Sin embargo, las plantas PV en exterior están expuestas a condiciones ambientales fluctuantes, por lo que determinar que panel PV obtiene un mejor desempeño ante la variabilidad climatológica de una zona ha sido objeto de estudio por varios investigadores.



Un indicador común que se ha empleado en dichos estudios comparativos entre diferentes tecnologías PV es la relación de rendimiento (PR). Este factor determina qué tan efectivo es un sistema PV para convertir la luz solar recolectada por los módulos PV en electricidad. Para ello se considera la disponibilidad del recurso solar y la energía convertida por los módulos PV en relación con la potencia de la placa de identificación brindada por el fabricante (Rendimiento específico). Este último refleja solamente a los módulos PV si se toma en cuenta la energía generada en DC. Para incluir las pérdidas del inversor se considera la energía convertida y entregada por el sistema PV en CA ( Cañete et al., 2014, Ferrada et al., 2015 ).

Del Cueto (2002) evaluó en Perth, Australia, varias tecnologías de paneles fotovoltaicos y concluyó que las tecnologías de película delgada eran las más indicadas para su localidad. Por otro parte, Williams et al., 2005 compararon los rendimientos de varias tecnologías de silicio cristalino (c-Si) en Loughborough, Reino Unido y demostraron que los factores ambientales que más influyen en el rendimiento son la cantidad de radiación solar incidente en la superficie del módulo PV, temperatura y ángulo del módulo PV. Rehman & El-Amin (2012) estudiaron módulos PV de silicio policristalinos (poli-Si) y determinaron que la eficiencia de estos módulos PV dependía en gran medida de la temperatura de estos. Sharma et al., (2013) compararon en la India tres tecnologías diferentes en cuanto a eficiencia energética poli-Si, silicio amorfo (a-Si) de unión simple y hetero-unión intrínseca de capa fina (HIT). En dicho documento, al comparar las eficiencias energéticas normalizadas de los módulos PV observó que: El módulo a-Si obtuvo valores un 14% más alto en los meses de verano y valores 6% menos en los meses de invierno

en comparación con el módulo poli-Si. Ye et al., (2014) en Singapur informaron en un estudio con cinco tipos diferentes módulos PV que el nivel de radiación era lo que más afectaba el rendimiento en módulos a-Si y micro morfo Si; sin embargo, para módulos monocristalinos (mono-Si) la temperatura tuvo una influencia mucho más alta.

Cañete et al., (2014) en España, llevaron a cabo un análisis de rendimiento en cuatro tecnologías diferentes e informaron que las tecnologías de película delgada eran más productivas que los módulos poli-Si, esto al comparar la cantidad de energía generada por cada tecnología normalizada a sus respectivas potencias nominales. Milosavljević et al., (2015) analizaron el rendimiento, el factor de capacidad y la eficiencia de un sistema PV on-grid con 2 kW con paneles del tipo monocristalino en Serbia e informaron que la eficiencia del sistema se redujo en un 0,31% cuando la temperatura ambiente aumentó en 1°C. Ferrada et al., (2015) realizaron un análisis de rendimiento de dos tecnologías fotovoltaicas en una zona climática desértica costera al norte de Chile. Se encontró que, desde el invierno hasta el verano, la relación de rendimiento de los módulos de películas delgadas disminuyó menos que los módulos mono-Si, con valores de 0,80 a 0,78 y 0,82 a 0,73 respectivamente. Elibol et al., (2017) analizaron el rendimiento de tres tecnologías PV Mono-Si, Poli-Si y a-Si en Düzce, Turquía, donde se destaca un *PR* promedio de 0,92, 0,82 y 0,72 respectivamente, haciendo énfasis en la estabilidad del *PR* de poli-Si durante el periodo de prueba. Romero et al., (2019) realizaron un estudio de diferentes tecnologías en diferentes localidades en Perú, se encontró que el valor medio de *PR* durante tres años para mono-Si en Arequipa y Tacna fue

de 0,84 y 0,82 respectivamente, además, en Lima el valor medio de *PR* de poli-Si 0,74 durante el mismo periodo de tiempo y la tecnología a-Si registro valores de *PR* de 0,97 en el periodo de 2017-2018.

Como se ha expuesto por los distintos autores, los índices de rendimiento y eficiencia de conversión energética de diferentes tecnologías fotovoltaicas se ven afectados por las variables ambientales locales. Por lo que es relevante poner en ensayo distintas tecnologías fotovoltaicas bajo las mismas condiciones ambientales, de tal manera que se logre cuantificar los efectos de las variaciones estacionales en el desempeño energético de éstas. Además, permite identificar cuál variable ambiental tiene efectos adversos predominantes sobre una tecnología en específico. Tal como lo describe Urrejola et al., (2017), estas evaluaciones realizadas en un periodo de tiempo permiten sugerir la tecnología más apropiada para una región dada, dependiendo de condiciones climáticas locales.

## **1.2. Influencia de la temperatura en el desempeño energético fotovoltaico**

Actualmente, un módulo fotovoltaico de c-Si comercial de primera generación es capaz de convertir poco más de un 20% de la radiación solar incidente en electricidad. Una fracción del resto de la radiación solar incidente no aprovechada se convierte en calor, lo que aumenta significativamente la temperatura del módulo fotovoltaico y reduce su eficiencia de conversión. Dubey et al., (2013) concluyen en su revisión que “la dependencia de eficiencia de conversión y la potencia de salida

con respecto a la temperatura de funcionamiento de un módulo PV se refleja de forma lineal". Además, en la investigación se hace énfasis en las correlaciones existentes entre la temperatura de la celda e irradiancia, así como la temperatura de la celda y velocidad del viento (más que la dirección del viento). Los coeficientes de pérdidas por temperatura ( $k$ ) reflejan la linealidad mencionada por Dubey et al., (2013). Sin embargo, la diferencias entre el coeficiente de pérdida de máxima potencia por temperatura ( $k_{P_{mp}}$ ) reportado por los fabricantes de módulos PV bajo STC con respecto a las mediciones en exteriores está entre 10%-15%, lo que indica que la incertidumbre se subestima significativamente al desplegar módulos PV en exteriores (Mihaylov et, al. 2016). Esto se debe a que contrariamente a la práctica habitual, la derivada de la potencia máxima en función de la temperatura no debe considerarse una constante para un mismo nivel de irradiación. La potencia máxima ( $P_{mp}$ ) es el producto de dos variables, corriente de máxima potencia ( $I_{mp}$ ) y voltaje de máxima potencia ( $V_{mp}$ ) las cuales fluctúan con la temperatura y la irradiancia incidente en el módulo PV. Por lo tanto, la derivada de  $P_{mp}$ , o el  $k_{P_{mp}}$ , debe ser calculada teniendo en cuenta la irradiancia. Los resultados obtenidos por Nishioka et al., (2003) muestran una correlación entre la variación de eficiencia de conversión en torno al 1% con respecto a la variación del coeficiente de temperatura un 0,01%/°C, lo que se traduce en una pérdida significativa de energía en el periodo de un año. Sin embargo, en otros estudios se han observado que la tasa de disminución de la eficiencia de conversión energética de las células solares comerciales de primera generación es de aproximadamente 0,3% a 0,5% por grado Celsius de aumento de temperatura (Dehghan et al., 2021). Esta variabilidad de la

respuesta de conversión energética ante la temperatura de un módulo PV dependerán directamente de las condiciones climatológicas del sitio de estudio.

### **1.3. Integración de la energía solar fotovoltaica en Chile**

Chile, destaca por su potencial solar con una irradiación global ( $H$ ) superior 2400 kWh/m<sup>2</sup> al año en la zona norte y más de 1600 kWh/m<sup>2</sup> para su zona centro sur, lo que justificó, entre otros factores que en el año 2016 se ubicó en el décimo lugar a nivel mundial en cuanto a capacidad PV recientemente agregada (Zurita et al., 2018). En adición, la integración de esta tecnología ha tenido gran aceptación en el sector agrícola. Esto se debe a que, si bien el uso de riego tecnificado es un incentivo para el ahorro de agua, la demanda energética aumenta producto al requerimiento de presión dinámica del sistema de riego, por lo que la utilización de energía fotovoltaica puede disminuir el costo de operación de los sistemas de riego. Además, tal como lo demuestra Gutierrez et al., (2021) en los días con alta irradiación solar, los sistemas de bombeo fotovoltaico pueden suministrar agua suficiente para riego en zonas rurales sin conexión a la red eléctrica. Así, la Comisión Nacional de Riego (CNR), a través de la Ley 18.450, por primera vez, lanzó en diciembre de 2009 el concurso número 20 llamado: "Tecnificación con energías renovables no convencionales". Datos reportados por la misma entidad indican que desde 2012 hasta la fecha, se han integrado más de 987 proyectos de riego con energía renovables, con más del 98% alimentados energéticamente por sistemas fotovoltaicos, destacando la participación de las regiones (pertenecientes

a la zona centro sur de Chile) del Maule, Ñuble y Biobío con un 38% del total de las instalaciones de riego fotovoltaico (CNR, 2020).

Dado que el rendimiento fotovoltaico se ve influenciado por las condiciones de microclimas locales, se hace necesario en la práctica realizar investigaciones referente al desempeño de las tecnología PV in-situ, sin embargo, las exiguas investigaciones relacionadas con el rendimiento de los módulos fotovoltaico en exteriores actualmente en la zona centro sur de Chile, crean vacíos en cuanto a el conocimiento del rendimiento y la eficiencia de conversión energética, y la influencia de la temperatura durante el despliegue de esta tecnología en condiciones de exteriores. Asimismo, el efecto de la temperatura sobre los módulos PV presenta un mayor impacto en el periodo estival, por lo que conocer el rendimiento y la eficiencia energética de diferentes tecnologías fotovoltaicas y además, la variación del coeficiente de pérdida de potencia máxima por temperatura, ante la variabilidad estacional en la región, será útil para generar proyectos con una mayor precisión en cuanto a la generación energética.

Este estudio se centró en realizar un análisis comparativo de tres tecnologías fotovoltaicas conformadas por: dos módulos de silicio amorfo en tándem, un módulo de silicio policristalino y un módulo monocristalino. El análisis consistió en determinar rendimiento y la eficiencia de conversión energética para las condiciones climáticas presentes en el periodo estival en la zona centro sur de Chile. Además, se evaluó la existencia de discrepancias en los coeficientes de pérdida de potencia por temperatura en cuanto a lo propuesto por los fabricantes, y potencia máxima de los módulos medida en terreno.

## 2. MATERIALES Y MÉTODOS

### 2.1. Descripción de la ubicación

El estudio se realizó en la estación experimental de la Facultad de Ingeniería Agrícola de la Universidad de Concepción en el Campus Chillán, Latitud 36,59° S y Longitud 70,08° O a una altura de 134 m sobre el nivel del mar. la temperatura ambiente ( $T_{amb}$ ) promedio durante el año fue de 13,6°C, sin embargo, se observó que  $T_{amb}$  varía en más de 20°C entre el día y la noche en los meses de verano.

### 2.2. Banco de pruebas experimental

Los módulos poli-Si y mono-Si inyectaron la energía directamente a la red eléctrica mediante su respectivo micro-inversor DC/AC modelo NEP bdm-300 con voltaje de 220 V y frecuencia de 50 Hz con una precisión de rastreo MPPT del 99,5%. Los dos módulos a-Si se conectaron en paralelo entre sí y luego envían la energía a su respectivo micro-inversor, con las mismas características que los anteriores.

Todos los módulos PV se montaron de forma coplanar en una estructura de acero galvanizado, elevados a 40 cm con respecto al suelo, con un ángulo de inclinación de 30° y ángulo azimutal igual a 0°.

En la misma estructura de los paneles PV se colocó el piranómetro SR20-D2 de forma coplanar a los módulos PV. De esta forma los módulos PV y el piranómetro

mantienen el mismo ángulo de inclinación y orientación. Así se evitó la desalineación entre las placas PV y el dispositivo de medición, esto se realizó para obtener el valor de irradiancia global incidente en el plano inclinado ( $G_{pi}$ ) de los módulos PV. (King et al., 1997a; Friesen et al., 2018).

La  $T_{amb}$  se midió con un termopar colocado en la parte superior del soporte de los módulos cuidando que esta no causara sombreado sobre los mismos. En cada panel, la temperatura del módulo PV se midió mediante termopares colocados en el centro de los módulos en la parte posterior. Los termopares se aislaron del medio para evitar fluctuaciones en los datos de temperatura producto del viento o gotas de agua debido a condensaciones presentes en las mañanas. Este mismo procedimiento está descrito por (King et al., 1997b; Makrides et al., 2009).

Las características eléctricas de los módulos PV y los coeficientes de temperaturas bajo STC se muestran en las Tablas 1 y 2.

Tabla 1: Características eléctricas de las placas fotovoltaicas bajo STC según los fabricantes: voltaje, corriente, potencia máxima.

Módulos PV	Potencia Nominal (W)	Voltaje de circuito abierto (V)	Voltaje máxima potencia (V)	Corriente de cortocircuito (A)	Corriente máxima potencia (A)	Eficiencia de conversión energética	Factor de llenado
a-Si	116	42,8	33,3	4	3,4	8,0	0,66
Poli-Si	260	38,1	31,1	8,9	8,4	15,8	0,76
mono-Si	190	45,1	36,6	5,6	5,2	14,8	0,75

Fuente: Elaboración propia a partir de datos extraídos de las fichas técnicas de cada módulo PV.



Tabla 2: Coeficientes de pérdida por temperatura bajo STC reportados por los fabricantes.

Módulos fotovoltaicos	Coeficientes					
	$k_I$		$k_V$		$k_{P_{mp}}$	
	%/°C	A/°C	%/°C	V/°C	%/°C	W/°C
a-Si:H	0,08	0,003	-0,33	-0,141	-0,20	-0,232
Poli-Si	0,06	0,005	-0,31	-0,118	-0,41	-1,066
mono-Si	0,02	0,001	-0,32	-0,144	-0,40	-0,760

Fuente: Elaboración propia a partir de datos extraídos de las fichas técnicas de cada módulo PV.

### 2.3. Sistema de adquisición de datos

Se midieron las variables de corriente continua a la salida de los módulos PV, con transductores ASC-712 de 30 A para la corriente y DC SET- VMS2-54/0-100 V para el voltaje. A partir de estas variables se calculó la potencia y energía generada por cada tecnología PV a lo largo del día.

La Figura 1 muestra el diagrama de adquisición de datos empleado, el cual representa las conexiones de los sensores utilizados y el rango de salida de cada variable. El flujo de datos de corriente, voltaje y temperatura de cada tecnología PV se registra en el data-logger Campbell CR1000. De igual forma se recolectaron los datos meteorológicos (irradiancia en el plano inclinado y temperatura ambiente) mediante el data-logger, exceptuando a los datos de velocidad del viento, ya que estos se adquirieron desde la estación de variables ambientales situada a pocos más de diez metros de los módulos PV objeto de estudio.

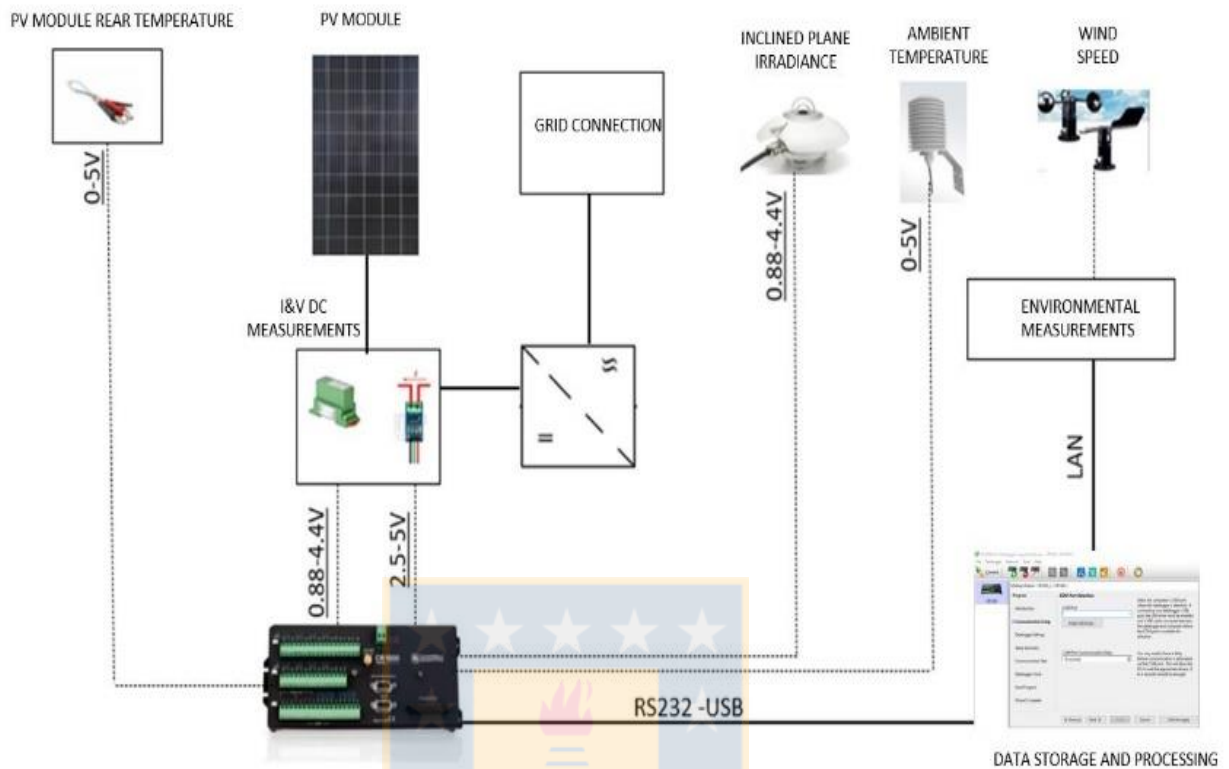


Figura 1: Diagrama de flujo de datos. Fuente: Elaboración propia.

Para la verificación y programación de los sensores se ocupó en el software PC200W. El mismo brindó la posibilidad de visualizar los datos en tiempo real y detectar errores de comunicación con cada uno de los sensores registrando datos con una resolución temporal definida de un segundo, posteriormente se guardaron la media de los datos cada 5 min para luego ser descargados y procesados por el computador.

## 2.4. Teoría y cálculos

### 2.4.1. Eficiencia de conversión energética

La eficiencia de conversión energética de los módulos PV ( $\eta_{mod}$ ) se expresó de forma instantánea y diaria. Donde se aplicó la Ecuación 1 para determinar  $\eta_{mod}$  como el cociente entre la potencia generada en corriente continua ( $P_{DC}$ ) en proporción de la cantidad de irradiancia incidente en el plano inclinado ( $G_{pi}$ ) sobre la superficie de los módulos PV ( $S$ ).

$$\eta_{mod} = \frac{P_{DC}}{G_{pi} * S} \quad \text{Ecuación 1}$$

De igual forma la eficiencia diaria ( $\eta_{diario}$ ) se obtuvo como el cociente entre la energía diaria generada por los módulos ( $E_{diaria}$ ), en relación con la cantidad de irradiación en el plano inclinado ( $H_{pi}$ ) sobre la superficie del módulo PV ( $S$ ).

$$\eta_{diario} = \frac{E_{diaria}}{H_{pi} * S} \quad \text{Ecuación 2}$$

$E_{diaria}$  se calculó como la sumatoria de  $P_{DC}$  multiplicado por la fracción de tiempo ( $\tau$ ), la cual representa el intervalo de registro de datos en una hora con un valor de 0.083 y  $n$  el número de datos registrados en un día.

$$E_{diaria} = \sum_{i=1}^{i=n} P_{DC} * \tau \quad \text{Ecuación 3}$$

La  $H_{pi}$  se calculó como la sumatoria diaria de la irradiancia en el plano inclinado multiplicado por la fracción de tiempo  $\tau$ .

$$H_{pi} = \sum_{i=1}^{i=n} G_{pi} * \tau \quad \text{Ecuación 4}$$

Los valores resultantes de eficiencia a lo largo del día de cada tecnología PV se normalizan en función de  $\eta_{STC}$  y luego se compararon entre sí. Esto permite ver cuánto varía la eficiencia de conversión fotovoltaica de cada uno de los módulos PV para posteriormente correlacionar con radiación y la temperatura.

### 2.4.2. Factor de rendimiento

El parámetro más utilizado para comparar el rendimiento energético de los módulos PV es el performance ratio ( $PR$ ) expresado como se muestra en la ecuación 5. Incluye los factores de rendimiento de referencia “Reference yield” ( $Y_R$ ) y de rendimiento específico en DC “array yield” ( $Y_A$ ).

$$PR = \frac{Y_A}{Y_R} \quad \text{Ecuación 5}$$

$Y_R$  es el cociente entre la irradiación en el plano inclinado  $H_{pi}$  y la irradiancia en condiciones de prueba estándar  $G_{STC}$  expresado en Ecuación 6:

$$Y_R = \frac{H_{pi}}{G_{STC}} \quad \text{Ecuación 6}$$

$Y_A$  es la cantidad de energía que logra transformar un sistema PV medida en corriente continua ( $E_{DC}$ ), normalizada a la potencia nominal del sistema PV ( $P_{STC}$ ). La expresión queda descrita por Ecuación 7:

$$Y_A = \frac{E_{DC}}{P_{STC}} \quad \text{Ecuación 7}$$

$PR$  se ha utilizado por varios autores para comparar y evaluar el rendimiento de la energía fotovoltaica en sistemas PV en diferentes regiones y en diferentes momentos (Urrejola et, al. 2017; Dubey et, al. 2013; Elibol et, al. 2017), ya que normaliza la capacidad de un sistema PV y radiación en una zona en específico.

### 2.4.3. Coeficiente de pérdida de máxima potencia por temperatura

Con el objetivo de determinar cuánto varía la  $P_{mp}$  de las tres tecnologías en función de la temperatura se consideró la metodología aplicada por ( Makrides et, al. 2009; Duffie & Beckman 2013). Por lo que se realizaron mediciones alrededor del mediodía solar en condiciones de sol estable y vientos con velocidad inferior a los 2 m/s. Posteriormente se filtran los datos, y se eligen los conjuntos de datos con valores de irradiancia entre 800 y 1200 W/m<sup>2</sup>, esto se realiza para minimizar la influencia de masa de aire.

El punto de máxima potencia ( $P_{mp}$ ) de un módulo PV viene dado por el producto de la corriente de máxima potencia ( $I_{mp}$ ) y el voltaje de máxima potencia ( $V_{mp}$ ) según la Ecuación 8.

$$P_{mp} = I_{mp} * V_{mp} \qquad \text{Ecuación 8}$$

Dado que el rendimiento energético depende de la temperatura, se considera un factor importante en la evaluación de un sistema PV, esto debido a que, si la temperatura aumenta, la tendencia del punto de máxima potencia por lo general es a la baja. La derivada de la potencia máxima con respecto a la temperatura ( $\frac{dP_{mp}}{dT}$ )

se ha utilizado por los fabricantes para definir el  $k_{P_{mp}}$  desde los años 90. Este efecto se ve reflejado en la función lineal representada en la ecuación 9.

$$P_{mp} = P_{mp_{ref}} - k_{P_{mp}} (T_c - T_{c_{ref}}) \quad \text{Ecuación 9}$$

Donde  $P_{mp_{ref}}$  es la máxima potencia de referencia,  $k_{P_{mp}}$  coeficiente de pérdida de máxima potencia por temperatura y  $T_c$  y  $T_{c_{ref}}$  representan temperatura de la celda y temperatura de la celda de referencia respectivamente.

Para determina  $k_{P_{mp}}$ , se puede definir con la Ecuación 10 propuesta por (Duffie & Beckman 2013).

$$k_{P_{mp}} = \left( \frac{dP_{mp}}{dT} \right) = \left( I_{mp} * \frac{dV_{mp}}{dT} + V_{mp} \frac{dI_{mp}}{dT} \right) \quad \text{Ecuación 10}$$

El modelo de la Ecuación 9 puede ser mejorado si se considera que la potencia máxima no solo dependerá de la temperatura sino también de la radiación incidente en el plano de la matriz PV. Luego de tener esta consideración, los resultados obtenidos experimentalmente para  $k_{P_{mp}}$  se compararon con los brindados por el fabricante. Esto permitió analizar y correlacionar la máxima potencia medida en terreno y el modelo de la Ecuación 9 con respecto a los  $k_{P_{mp}}$  brindados por el fabricante.

### 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

#### 3.1. Temperatura ambiente

La temperatura ambiente media diaria y la irradiación se muestran en la Figura 2 donde se consideraron los valores diarios de temperatura e irradiancia desde 7 a 20 horas. La temperatura ambiente a la sombra en el periodo de medición (7 a 20 horas de enero-marzo), alcanzo una temperatura máxima de 36°C el día 22 de enero. El mes con la temperatura ambiente media diaria más alta fue enero con 22°C, este valor disminuye a 19°C en febrero y a 18°C en marzo. Por otra parte, los valores más altos de temperatura de la celda se encontraron en el mes de enero para cada tecnología promediando  $46^{\circ}\text{C} \pm 6,5$ ,  $45^{\circ}\text{C} \pm 5,3$  y  $45^{\circ}\text{C} \pm 6,2$  para los módulos a-Si, mono-Si y poli-Si respectivamente. La temperatura máxima de la celda que se registró fue en el módulo a-Si con un valor de 68°C.

#### 3.2. Radiación solar y energía generada

Los valores medios de irradiación para el periodo de medición se vieron en ocasiones afectados por la presencia de días lluviosos o de alta nubosidad, disminuyendo la media de irradiación mensual, tal como se observa en la Figura 2. Durante los meses de prueba, se encontró que, para temperaturas ambiente superiores a los 20°C, más del 90% de los valores de  $G_{pi}$  superaron los 800 W/m<sup>2</sup>, impactando directamente en la temperatura de la celda y por ende en la eficiencia

de conversión. La irradiación media en el plano inclinado para el mes enero fue 7,4 kWh/m<sup>2</sup> ± 1,6, en el mes de febrero 6,7 kWh/m<sup>2</sup> ± 1,7 y marzo presentó una media diaria mensual de 6,4 kWh/m<sup>2</sup> ± 1,6.

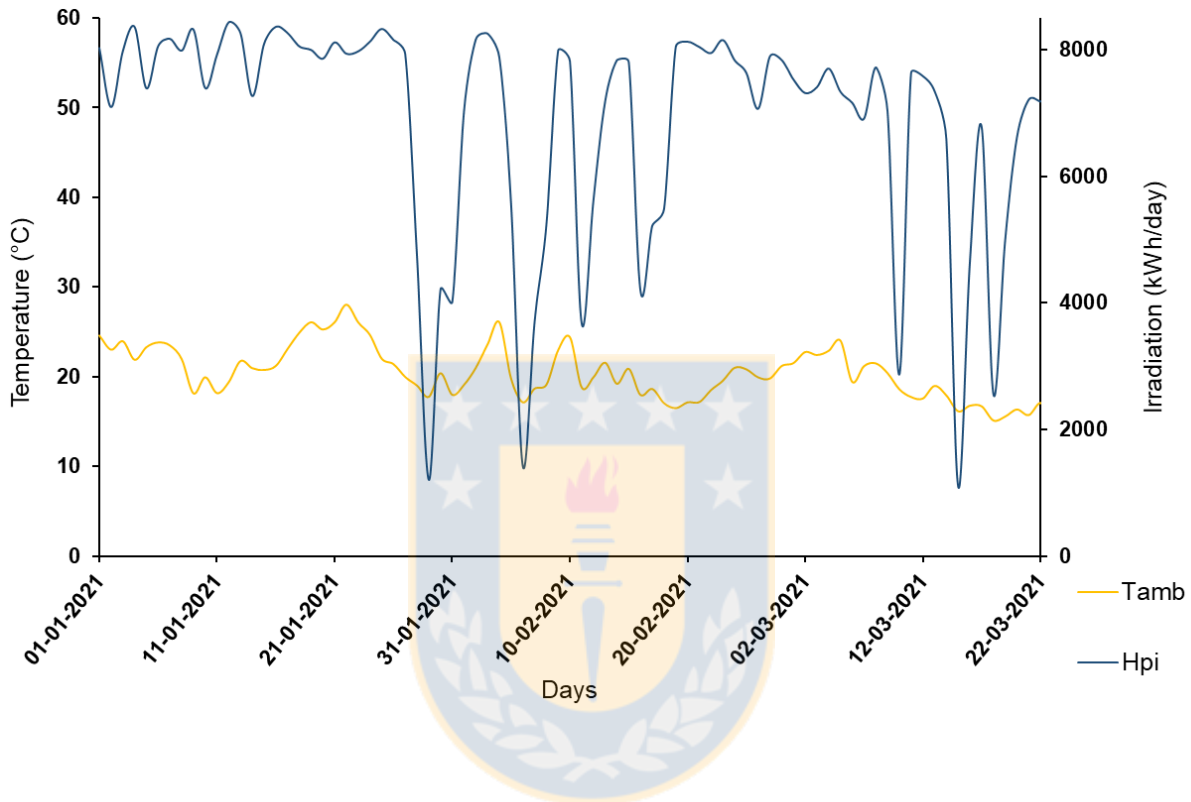


Figura 2: Variabilidad de la temperatura ambiente y la irradiación diaria en el plano inclinado durante el periodo de medición. Fuente: Elaboración propia.

La distribución de energía generada para cada tecnología objeto de estudio a diferentes intervalos de irradiancia se muestra la Figura 3. La energía generada en el rango de baja irradiancia ( $G_{pi} < 400 \text{ W/m}^2$ ) para los módulos a-Si, poli-Si y mono-Si no supera 8% del total. En cambio, a valores de  $G_{pi}$  superiores a  $400 \text{ W/m}^2$ , la



energía generada por las tres tecnologías a-Si, poli-Si, mono-Si representó un valor porcentual con respecto al total de la energía generada de 91,9%, 95,2%, 92,8% respectivamente. Además, los módulos solo fueron capaces de generar menos de un 1% de energía cuando  $G_{pi}$  era inferior a 100 W/m<sup>2</sup>.

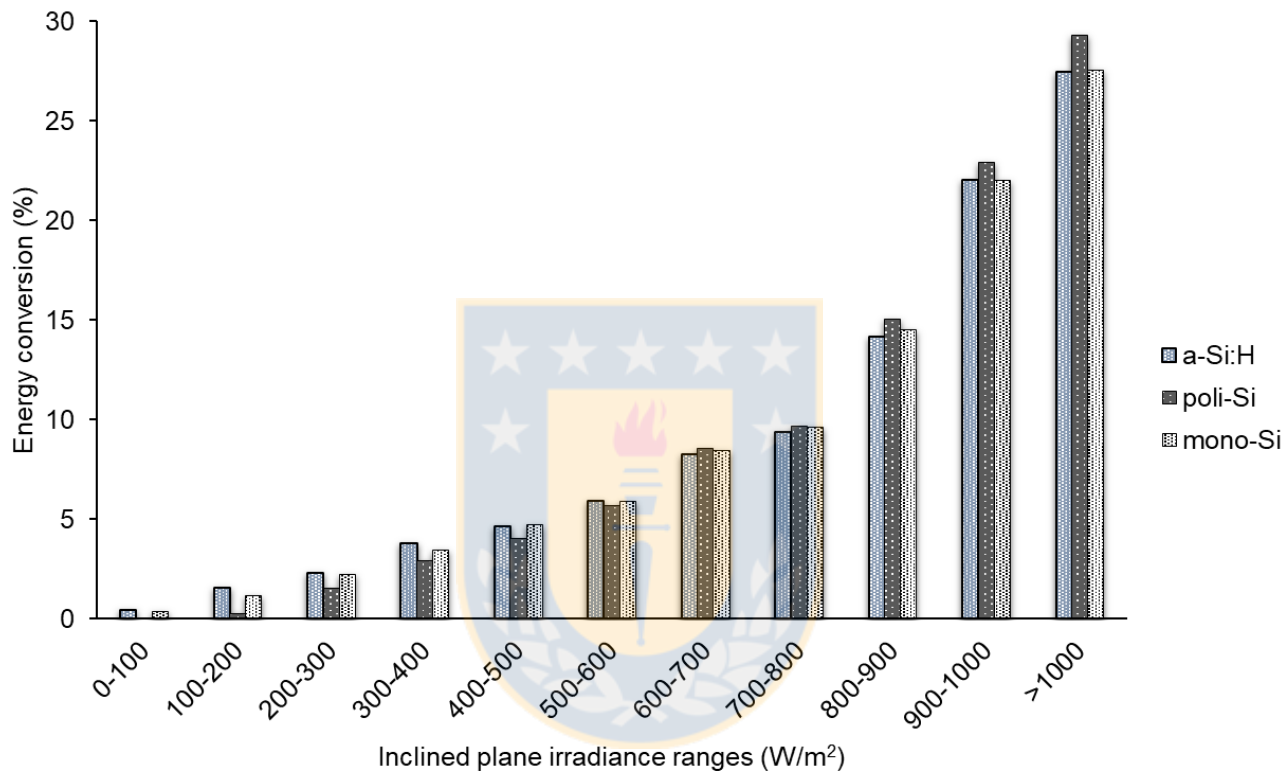


Figura 3: Conversión de energía a distintos intervalos de irradiancia. Fuente: Elaboración propia.

### 3.3. Eficiencia de conversión energética

En la Figura 4 se muestra la eficiencia de conversión instantánea para cada tecnología PV.

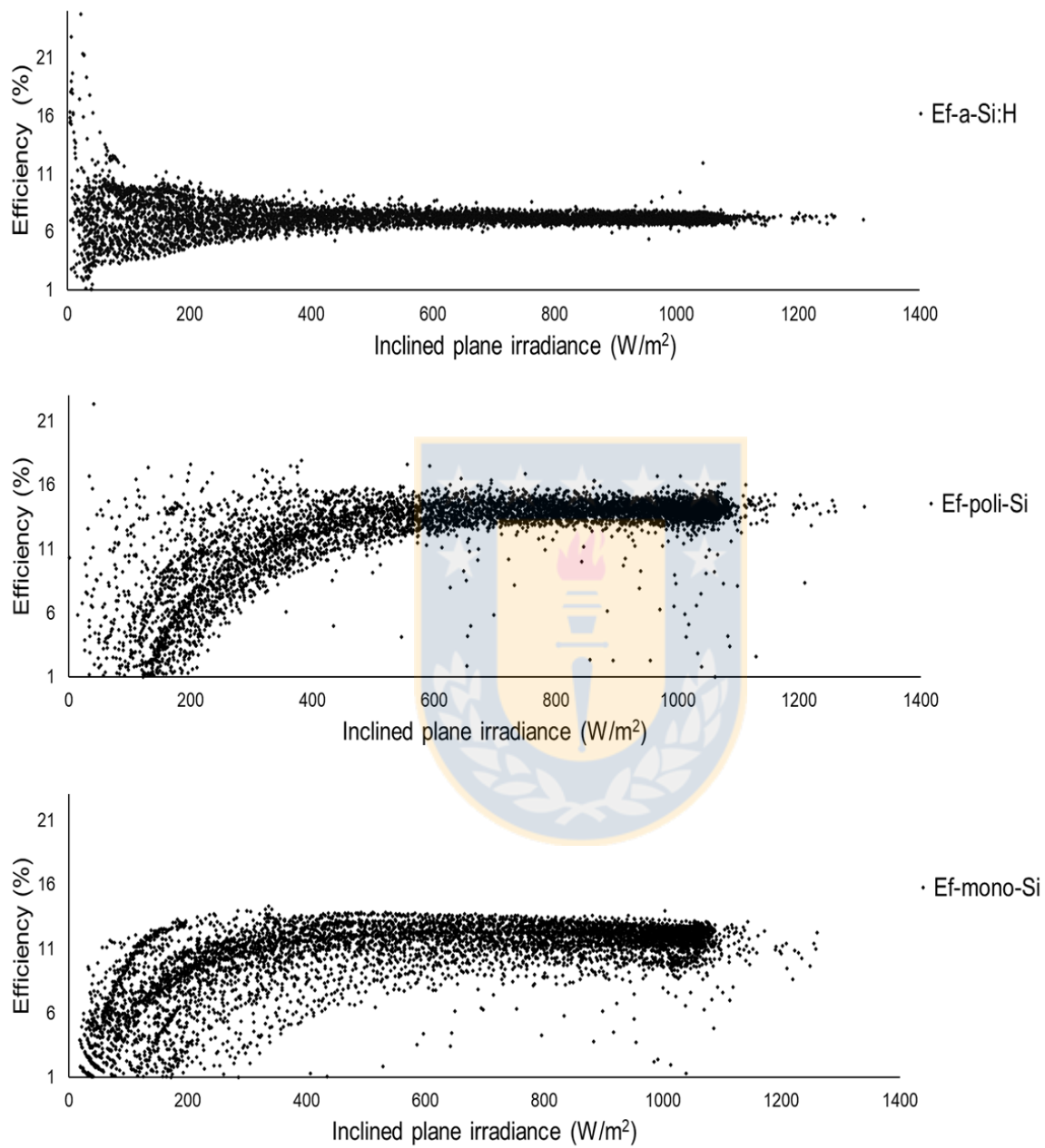


Figura 4: Eficiencia de conversión energética en función de la irradiancia en el plano. Fuente: Elaboración propia.

A valores de  $G_{pi}$  inferiores  $200 \text{ W/m}^2$  se notaron ciertas variaciones en los datos registrados atribuibles a encendidos y apagados de los micro-inversores en condiciones de baja irradiancia. Por otra parte, tal como se muestra en la Figura 3, la energía generada para  $G_{pi} < 400 \text{ W/m}^2$  aporta menos del 8% de generación total diaria. Por ello, se excluyeron los datos de potencia generada para estos niveles de irradiancia a la hora de comparar la eficiencia de conversión energética entre las tres tecnologías.

La eficiencia media obtenida para las tecnologías a-Si y poli-Si respecto su eficiencia nominal fue de 0,91 y 0,87 respectivamente. Ambas tecnologías presentaron un mejor comportamiento que el módulo monocristalino el cual obtuvo una media de 0,83 con respecto a su eficiencia nominal. Adicionalmente, en la Figura 5 se muestran las eficiencias medias normalizadas, la tecnología a-Si (Figura 5 a) posee una menor variación en la eficiencia de conversión que las tecnologías poli-Si (Figura 5 b) y mono-Si (Figura 5 c), siendo los valores medios de estas desviaciones ante diferentes intervalos de irradiancia de un 0,04, 0,06 y 0,05 respectivamente, lo que indica que la tecnología de silicio amorfo hidrogenado tiene una eficiencia de conversión energética ligeramente mayor en el periodo estival de 4,3% sobre la tecnología de poli-Si y un 8,9% mayor que mono-Si.

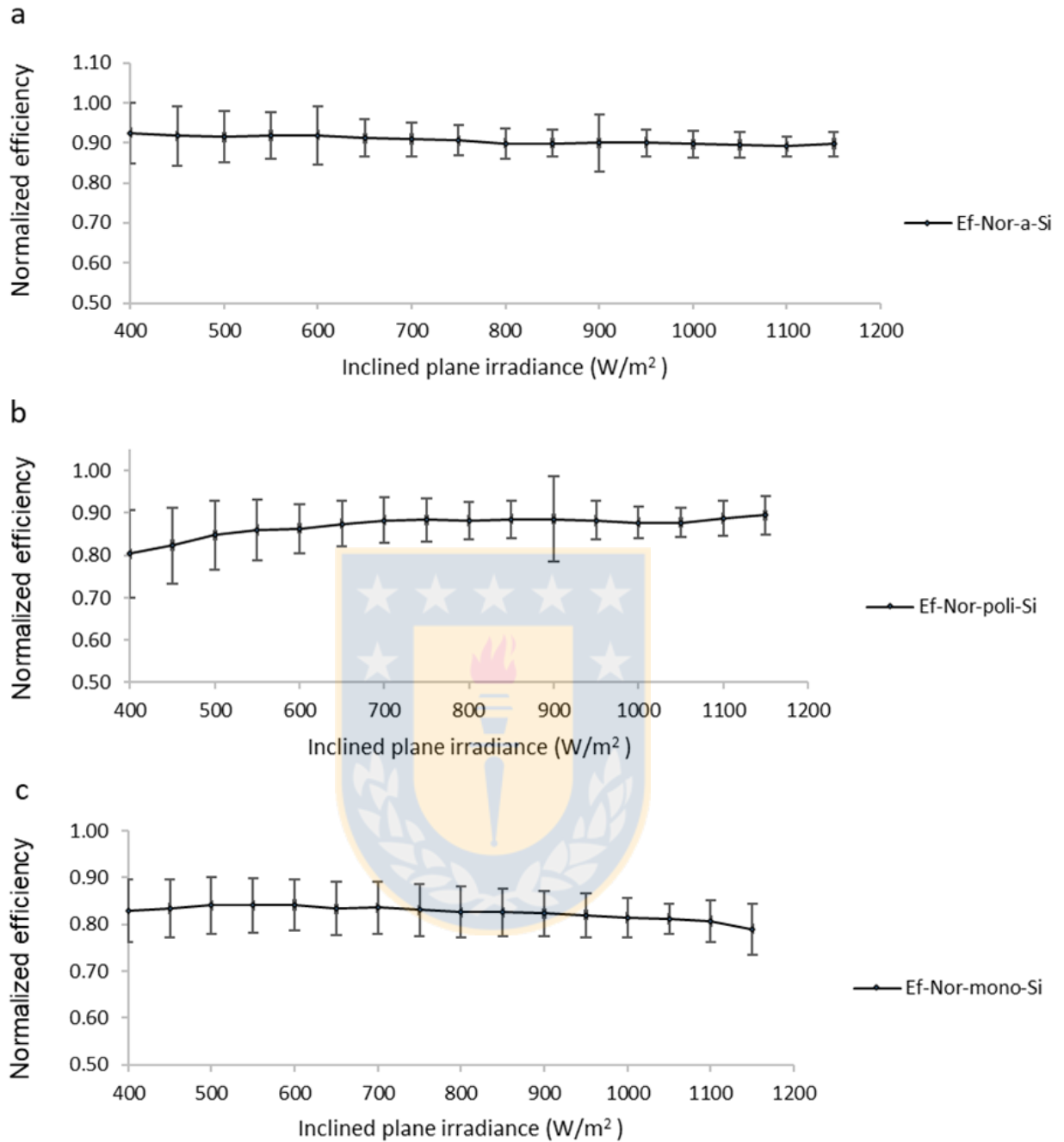


Figura 5: Eficiencia normalizada a la eficiencia STC para diferentes rangos de irradiancia en el plano inclinado: a) eficiencia normalizada de a-Si, b) eficiencia normalizada de poli-Si y c) eficiencia normalizada de mono-Si. Fuente: Elaboración propia.

Esta mejoría en la respuesta en los módulos de silicio amorfo hidrogenado es una tendencia estacional, observada anteriormente por Sharma et al., (2013); Cañete et al., (2014), esto se debe principalmente a dos efectos, (i) el aumento de la temperatura del módulo induce un proceso reversible en el que los átomos de hidrogeno retornan a su posición original, este fenómeno es conocido como recocido térmico dando como resultado un aumento de la potencia máxima de salida del módulo PV y (ii) los cambios espectrales de la luz solar en el verano se adaptan mejor a las longitudes de ondas a las que responde la tecnología a-Si (Makrides et al., 2012). Por ello, debido a estos dos factores, se produce esa mejoría de la eficiencia de conversión energética en verano y se reduce en invierno para la tecnología a-Si.

La Figura 6 representa la eficiencia de conversión energética en función de la temperatura diaria de los módulos. Se observa que la eficiencia de conversión energética para tecnología de a-Si es menos dependiente de la temperatura del módulo PV por lo que justifica su coeficiente de temperatura reducido, inclusive tiene una pequeña tendencia al alza, concordando con lo observado por (Mateo et al., 2018). Contrariamente, las tecnologías poli-Si y mono-Si muestran una fuerte tendencia decreciente de la eficiencia de conversión energética con respecto al aumento temperatura del módulo PV por lo que sus coeficientes de pérdida por temperaturas son mayores.

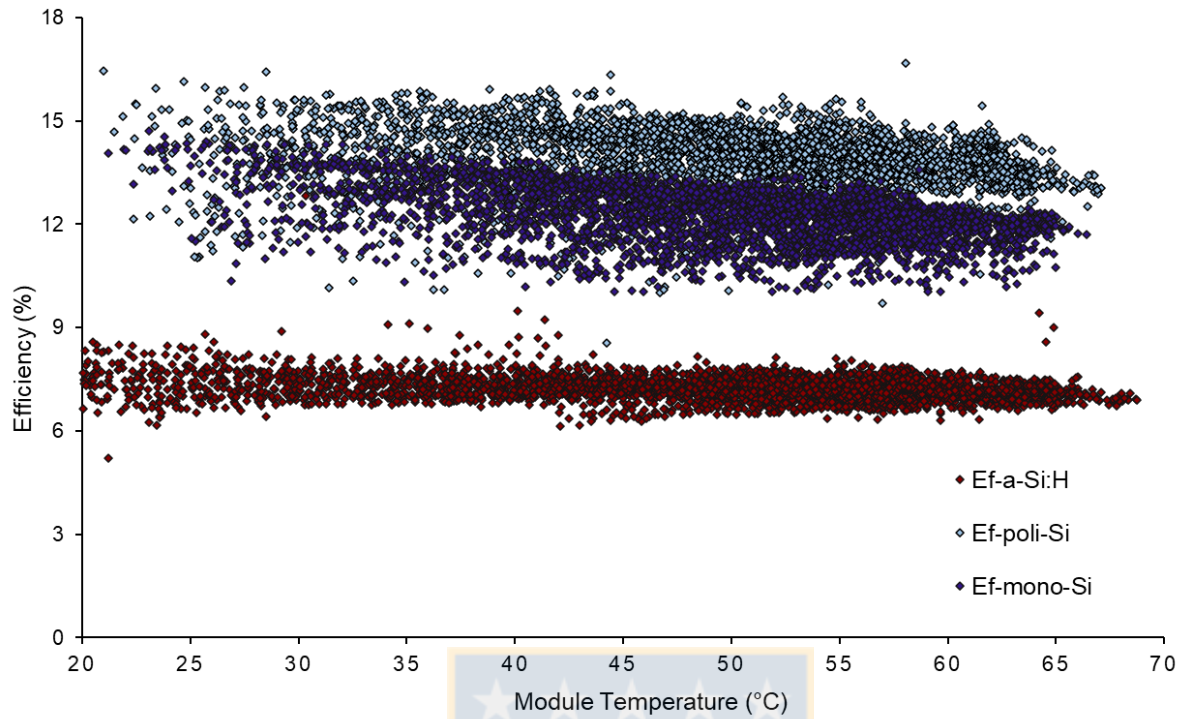


Figura 6: Eficiencia de conversión energética en función de la temperatura para valores de irradiancia superiores a  $400 \text{ W/m}^2$ . Fuente: Elaboración propia.

La tecnología a-Si presentó una mayor cantidad de datos de  $T_c$  de entre  $20^\circ\text{C}$  y  $25^\circ\text{C}$ , esto se debe a que el tiempo necesario para que a-Si alcance la temperatura de funcionamiento es mayor que para poli-Si y mono-Si. Estas diferencias de tiempo entre las tecnologías son producto a los diferentes materiales utilizados en el encapsulado de los mismos; las celdas fotovoltaicas encapsulados de vidrio/vidrio (como están en nuestro caso la tecnología a-Si) requieren mayor tiempo para alcanzar una temperatura determinada con respecto a los módulos con encapsulados EVA/Tedlar (poli-Si, mono-Si).

### 3.4. Rendimiento específico

En la Figura 7 se muestran los valores diarios de  $YA$  donde se observan los valores máximos en los días 16, 17 y 25 de enero. Para estos días se registraron valores de  $H_{pi}$  superiores a 8200 Wh/m<sup>2</sup> siendo los valores de  $YA$  superiores a 7,4 Wh/Wp, 7,2 Wh/Wp y 6,9 Wh/Wp para a-Si, poli-Si y mono-Si respectivamente. En contraste, los valores más bajos de  $H_{pi}$  se registraron el día 29 de enero, 6 de febrero y 15 de marzo, durante estos días  $H_{pi}$  no superó los 2000 Wh/m<sup>2</sup> a lo largo del día donde se observó que los valores de  $YA$  para cada tecnología fueron inferiores a 1,3 Wh/Wp, 0,7 Wh/Wp y 0,3 Wh/Wp para a-Si, mono-Si y poli-Si respectivamente.

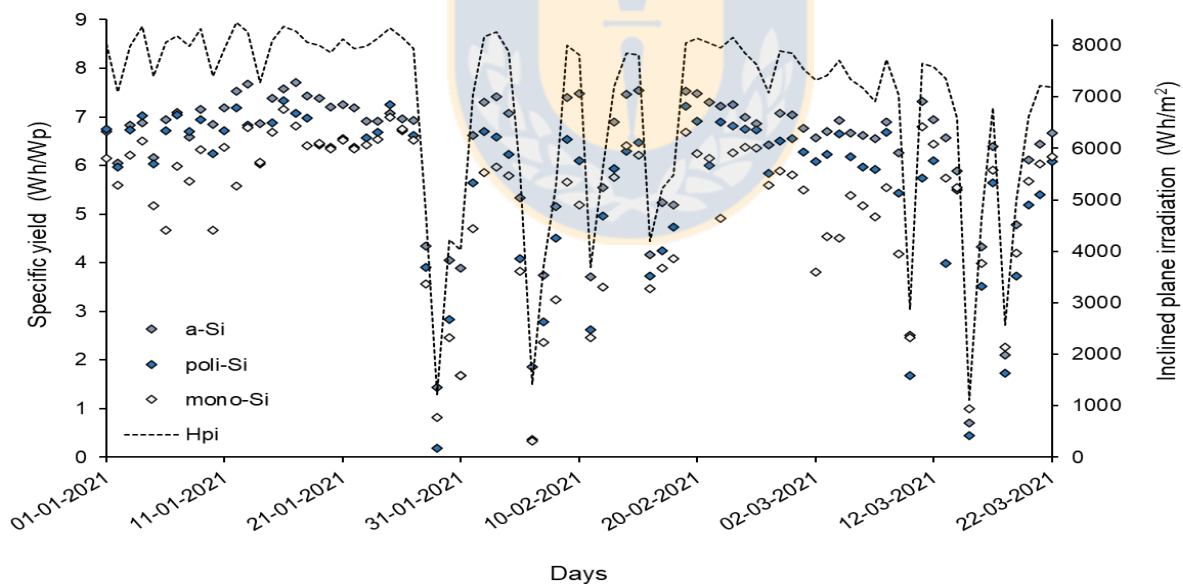


Figura 7: Rendimiento específico diario para a-Si, poli-Si y mono-Si, en función de la irradiación diaria. Fuente: Elaboración propia.

La Tabla 3 resume la energía generada por mes, así como los valores medios de  $Y_A$ . El mes con mayor energía generada por los paneles fue enero, en dicho mes la irradiación fue la mayor del periodo de medición con un total de 17 días con irradiación diaria superior a 8000 Wh como se aprecia en la Figura 7, por lo que el total de la energía convertida fue de 49,2 kWh, 47,3 kWh, 33,4 kWh para poli-Si, a-Si, mono-Si respectivamente. En los dos meses posteriores (febrero y marzo) las tres tecnologías sufrieron una caída en la generación energética producto a la disminución de la irradiancia disponible y el aumento de la nubosidad, siendo las tecnologías de silicio cristalino las más afectadas.

Tabla 3: Valores de energía y rendimiento específico mensual para las tecnologías evaluadas.

Meses	Producción de energía (kWh)			Rendimiento específico (Wh/Wp)		
	a-Si	poli-Si	mono-Si	a-Si	poli-Si	mono-Si
Enero	47,3	49,2	33,4	6,5±1,3	6,1±1,6	5,6±1,5
Febrero	40,9	40,2	26,4	6,3±1,4	5,5±1,6	4,9±1,5
Marzo	39,3	38,7	27,7	5,8±1,5	5,1±1,5	5,0±1,3

Fuente: Elaboración propia.

Tomando como referencia el mes de enero, la producción de energía de a-Si decae 13,59% y 16,97% para los meses de febrero y marzo respectivamente, para poli-Si decayó un 18,25% en febrero y 21,39% en marzo. Por otra parte, el módulo mono-Si disminuyó su producción de energía en 21,14% y 17,23% para los meses de



febrero y marzo respectivamente. De igual forma, esto se ve reflejado en el rendimiento específico diario definido como la energía diaria convertida por cada tecnología dividida por la capacidad máxima del módulo PV como lo describe la Ecuación 7.

Los valores medios  $Y_A$  para la tecnología a-Si fueron 6,5 Wh/Wp, 6,3 Wh/Wp y 5,8 Wh/Wp para enero, febrero y marzo respectivamente. La variabilidad climatológica se hace presente como resultado en desviaciones estándar para a-Si con una media durante los tres meses de  $\pm 1,4$  Wh/Wp. Para poli-Si el valor medio de  $Y_A$  decayó un 15,96% en el periodo de prueba de 6,1 Wh/Wp en el mes de enero hasta 5,1 Wh/Wp en marzo con una desviación media mensual de  $\pm 1,6$  Wh/Wp. El  $Y_A$  medio para la tecnología mono-Si sufrió una caída en el mes de febrero en un 12,32% menos de energía generada por Wp que en el mes de enero, aumentando ligeramente en 1,32% para el mes de marzo y una desviación media mensual de  $\pm 1,4$  Wh/Wp. Comparando los valores medios de  $Y_A$  entre las tecnologías, a-Si produjo un 7,25%, 12,24% y 12,18% más de energía por Wp instalada que la tecnología poli-Si durante los meses de prueba. En cambio, al comparar el  $Y_A$  de la tecnología a-Si con el  $Y_A$  de mono-Si hubo una diferencia aún mayor de 13,67%, 21,20% y 13,94% en los tres meses de estudio.

### 3.5. Performance ratio

Los valores medios de  $PR$  para cada mes se muestran en la Figura 8. El factor de rendimiento de a-Si mostró valores de 0,9-0,95; el poli-Si tuvo una menor variación

mensual con valores entre 0,78-0,80, resultados similares a los observados por Elibol et al., (2017) donde hacen énfasis en la estabilidad anual del PR para poli-Si. En cuanto a la tecnología mono-Si su valor de *PR* más bajo fue en febrero de 0,72 y el más alto de 0,79 en marzo.

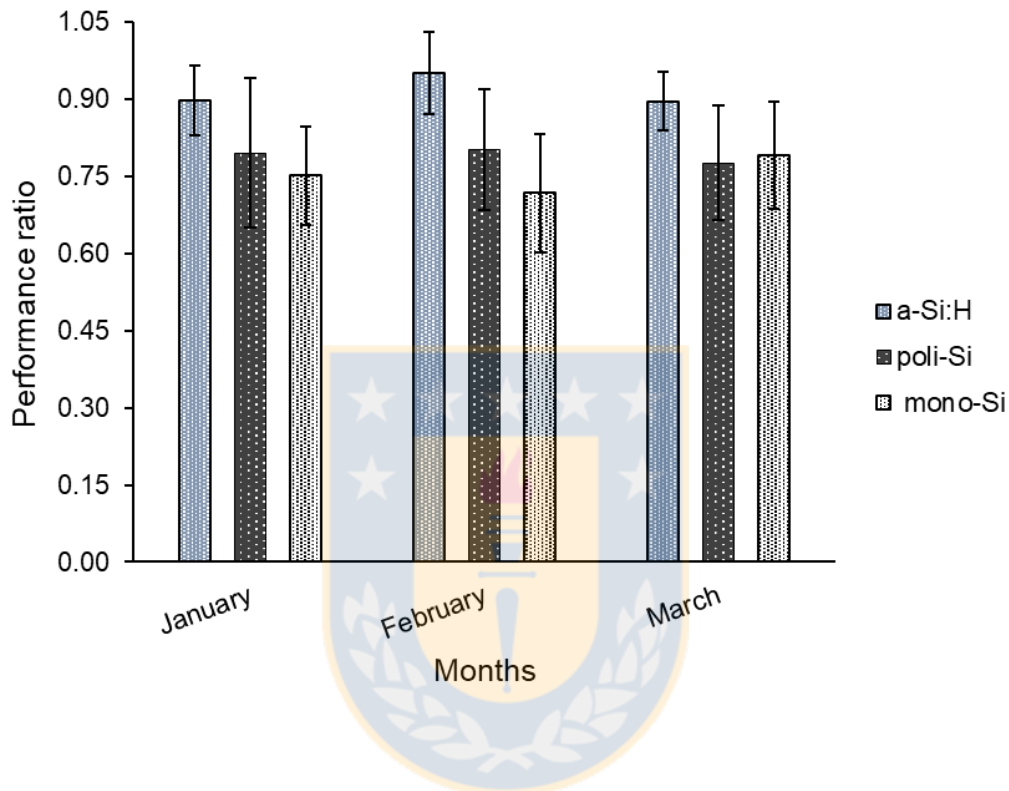


Figura 8: Performance ratio medio mensual para cada tecnología objeto de estudio. Fuente: Elaboración propia.

Los resultados en este experimento indican que la tecnología a-Si se comporta 15% mejor que las tecnologías de silicio cristalino en cuanto al *PR* en la etapa estival. Por consiguiente, se puede decir que las fluctuaciones de radiación incidente sobre los módulos afectan en mayor cuantía la generación de energía para tecnologías de silicio cristalino que para la tecnología de a-Si. Esto se observa en la Figura 7 donde

en los últimos días de enero, la segunda quincena de febrero e inicios del mes de marzo hubo una mayor presencia de nubosidad y precipitaciones obteniendo valores de  $PR$  inferiores a 0,40 para las tecnologías de silicio cristalino. En cambio, las diferencias observadas de  $PR$  en condiciones de alta irradiación se deben principalmente a la derivada de potencia máxima en la temperatura de los módulos PV. Así, poli-Si y mono-Si al tener un mayor coeficiente de pérdida por temperatura de potencia máxima, presentan las mayores pérdidas, lo que se refleja en un menor valor medio diario de  $Y_A$  y  $PR$  ya que ambos factores dependen de  $P_{mp}$ .

### 3.6. Coeficiente de temperatura

Se seleccionaron datos medidos al aire libre para todos los módulos PV a valores de irradiancia superiores a los  $800 \text{ W/m}^2$  e inferiores a  $1200 \text{ W/m}^2$ . Los resultados de los coeficientes de pérdida de potencia máxima por temperatura obtenidos experimentalmente se muestran en la Figura 9, donde se comparan los valores de  $k_{P_{mp}}$  medidos en terreno y los datos de  $k_{P_{mp}}$  entregados por los fabricantes para las distintas tecnologías objeto de estudio.

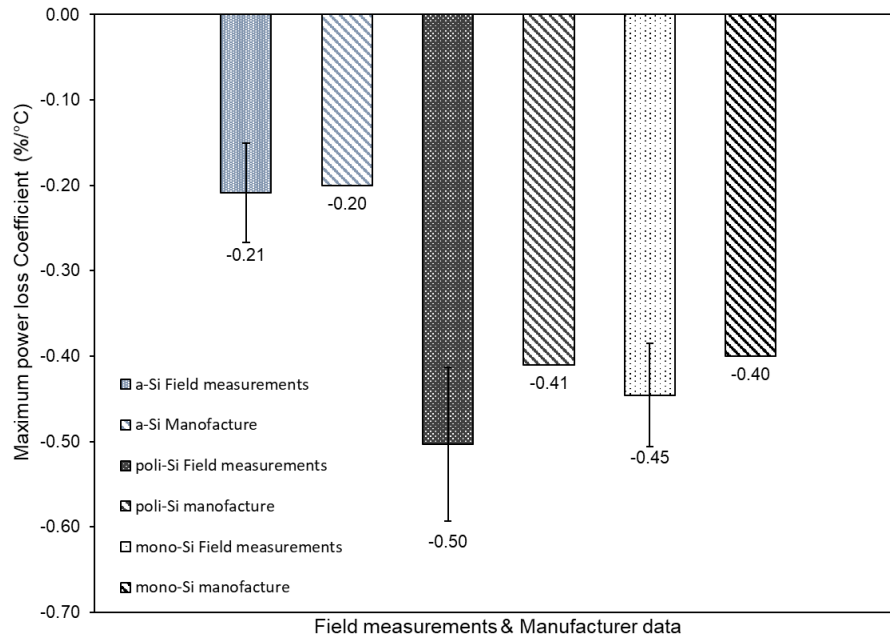


Figura 9: Coeficientes de pérdidas de potencia máxima por temperaturas obtenidos mediante los datos medidos en terreno y los coeficientes brindados por los fabricantes. Fuente: Elaboración propia.

El  $k_{P_{mp}}$  de a-Si obtenido mediante los datos experimentales es de  $-0,21\%/^{\circ}\text{C}$ , siendo similar al brindado por los fabricantes de  $-0,20\%/^{\circ}\text{C}$ , variando solo en 5%. Los  $k_{P_{mp}}$  de poli-Si y mono-Si entregados por los fabricantes tienen valores de  $-0,41\%/^{\circ}\text{C}$  para poli-Si y  $-0,40\%/^{\circ}\text{C}$  para mono-Si. Sin embargo, los resultados obtenidos experimentalmente de  $k_{P_{mp}}$  para estas tecnologías son de  $-0,50\%/^{\circ}\text{C}$  para poli-Si y  $-0,45\%/^{\circ}\text{C}$  para mono-Si. Cuantificando las pérdidas de  $k_{P_{mp}}$  para poli-Si y mono-Si en unidad de potencia por grado Celsius los valores obtenidos son de  $-1,30\text{ W}/^{\circ}\text{C}$  y  $-0,86\text{ W}/^{\circ}\text{C}$  respectivamente.

Las diferencias en  $k_{P_{mp}}$  de 22,7% para poli-Si y 11,42% para mono-Si con respecto a los coeficientes nominales, indican mayores pérdidas  $P_{mp}$  por la influencia de la temperatura en las tecnologías de silicio cristalino. Esto pone de manifiesto que, el  $k_{P_{mp}}$  en las tecnologías de silicio cristalino es mayor que en condiciones estandarizadas de prueba cuando es expuesto a condiciones reales de operación, por lo que la potencia que se puede extraer a dichas tecnologías en el periodo estival es menor que la predicha por los fabricantes.



#### 4. CONCLUSIONES

Se evaluaron tres tecnologías fotovoltaicas diferentes en función de su rendimiento y su eficiencia de conversión energética en el periodo estival en la zona centro-sur de Chile. Las tecnologías a-Si, poli-Si y mono-Si presentaron valores medios de eficiencia de  $7,2\% \pm 0,3$ ,  $13,8\% \pm 0,5$  y  $12,6\% \pm 0,7$  respectivamente durante el periodo de evaluación. Según los resultados obtenidos en este estudio cabe destacar la uniformidad de la eficiencia de a-Si ante las variaciones de radiación y temperatura durante el periodo estival. Por otra parte, se debe considerar que la principal desventaja de las tecnologías de a-Si, producto a su baja eficiencia, es el requerimiento de una mayor área para obtener la misma capacidad de potencia instalada al compararla con las tecnologías de silicio cristalino. Esto se traduce en una mayor inversión inicial en términos de materiales estructurales para la instalación de una matriz PV con la misma capacidad de potencia nominal.

Los valores de  $YA$  para a-Si fueron  $6,5 \text{ Wh/Wp}$ ,  $6,3 \text{ Wh/Wp}$  y  $5,8 \text{ Wh/Wp}$  para enero, febrero y marzo respectivamente. Lo que dio como resultado que a-Si produjo un  $7,25\%$ ,  $12,24\%$  y  $12,18\%$  más de energía por  $Wp$  instalada que la tecnología poli-Si durante los meses de prueba; de igual forma al comparar el  $YA$  de la tecnología a-Si con el  $YA$  de mono-Si hubo una diferencia aun mayor de  $13,67\%$ ,  $21,20\%$  y  $13,94\%$  en los tres meses de estudio. En cuanto al PR para la tecnología a-Si fue un  $15\%$  mayor en comparación con la tecnología de silicio cristalino.

Otro factor que se debe considerar es  $kPmp$  de cada tecnología. Las diferencias encontradas en cuanto a los coeficientes de pérdida de potencia máxima por

temperatura presentada por los fabricantes y los obtenidos durante el periodo de evaluación fueron de 5% para a-Si, 22,7% para poli-Si y 11,4% para mono-Si. Eso se traduce en menos potencia disponible a altas temperaturas lo cual afecta directamente a la capacidad de una planta PV.

Finalmente, el comportamiento de a-Si en cuanto a la eficiencia de conversión energética, el rendimiento específico, el factor de rendimiento y el coeficiente de pérdida de potencia máxima por temperatura se atribuye a una condición estacional típica para nuestra zona de estudio, la cual favorece a las tecnologías de capa fina en verano y afecta negativamente a las tecnologías de silicio cristalino.



## GLOSARIO

PV	Fotovoltaico
c-Si	Silicio Cristalino
poli-Si	Silicio Policristalino
a-Si	Silicio Amorfo
mono-Si	Silicio Monocristalino
HIT	Hetero-uni3n intr3nica de capa fina
CNR	Comisi3n nacional de riego
IEA	International Energy Agency
DC	Corriente Directa
AC	Corriente alterna
MPPT	Rastreador del punto de m3xima potencia
STC	Condiciones est3ndar de testeo
AM	Masa de aire
$T_{ref}$	Temperatura de la celda PV de referencia
$G_{STC}$	Irradiancia bajo condiciones est3ndar de testeo
$\eta_{STC}$	Eficiencia en condiciones est3ndar de testeo
$V_{oc}$	Voltaje de circuito abierto
$I_{sc}$	Corriente de corto circuito
$FF$	Factor de llenado
$P_{mp}$	M3xima potencia
$I_{mp}$	Corriente de m3xima potencia
$V_{mp}$	Voltaje de m3xima potencia
$T_{amb}$	Temperatura ambiente
$T_c$	Temperatura de la celda PV
$S$	Superficie del m3dulo PV
$H$	Irrradiaci3n global
$H_{pi}$	Irrradiaci3n global en el plano inclinado
$G_{pi}$	Irradiancia global en el plano inclinado
$P_{DC}$	Potencia en corriente directa
$\eta_{mod}$	Eficiencia de conversi3n energ3tica
$\eta_{diario}$	Eficiencia diaria
$E_{diaria}$	Energ3a diaria generada por el m3dulo PV
$\tau$	Fracci3n de tiempo
$PR$	Factor de rendimiento
$Y_R$	Rendimiento de referencia
$Y_A$	Rendimiento especifico
$k$	Coefficientes de p3rdida por temperatura
$k_{Pmp}$	Coefficiente de p3rdida de m3xima potencia por temperatura
$k_I$	Coefficiente de p3rdida de corriente por temperatura
$k_V$	Coefficiente de p3rdida de voltaje por temperatura



## 5. REFERENCIAS

Cañete, C., Carretero, J., & Sidrach-de-Cardona, M. (2014). Energy performance of different photovoltaic module technologies under outdoor conditions. *Energy*, 65, 295-302.

CNR (2020). Datos abiertos Comisión Nacional de Riego/ Estadística de cantidad y potencia de proyectos de riego y drenaje con Energías Renovables. <https://www.datos.cnr.gob.cl/proyectos-fotovoltaico> [accedido el 11 mayo 2021].

Del Cueto, J. A. (2002, May). Comparison of energy production and performance from flat-plate photovoltaic module technologies deployed at fixed tilt. In *Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2002*. (pp. 1523-1526). IEEE.

Dehghan, M., Rahgozar, S., Pourrajabian, A., Aminy, M., & Halek, F. S. (2021). Techno-economic perspectives of the temperature management of photovoltaic (PV) power plants: A case-study in Iran. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 45, 101133.

Dubey, S., Sarvaiya, J. N., & Seshadri, B. (2013). Temperature dependent photovoltaic (PV) efficiency and its effect on PV production in the world—a review. *Energy Procedia*, 33, 311-321.

Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). Solar engineering of thermal processes, fourth edition. *Design of Photovoltaic Systems*, 745-773.

Elibol, E., Özmen, Ö. T., Tutkun, N., & Köysal, O. (2017). Outdoor performance analysis of different PV panel types. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 67, 651-661.

Ferrada, P., Araya, F., Marzo, A., & Fuentealba, E. (2015). Performance analysis of photovoltaic systems of two different technologies in a coastal desert climate zone of Chile. *Solar Energy*, 114, 356-363.

Friesen, G., Herrmann, W., Belluardo, G., & Herteleer, B. (2018). Photovoltaic module energy yield measurements: existing approaches and best practice. *Report IEA-PVPS T13-11*, 25-26.

Green, M., Dunlop, E., Hohl-Ebinger, J., Yoshita, M., Kopidakis, N., & Hao, X. (2021). Solar cell efficiency tables (version 57). *Progress in photovoltaics: research and applications*, 29(1), 3-15.

IEA (2020), Key World Energy Statistics 2020, IEA, Paris. <https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2020> [accedido el 12 noviembre 2020].

Gutierrez, J., Merino, G., Lara, D., & Salazar, L. (2021). Hydraulic assessment of a photovoltaic system driving a conventional AC surface electric pump. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 45, 101060.

King, D. L. (1997a, February). Photovoltaic module and array performance characterization methods for all system operating conditions. In *AIP conference proceedings* (Vol. 394, No. 1, pp. 347-368). American Institute of Physics.

King, D. L., Kratochvil, J. A., & Boyson, W. E. (1997b, September). Temperature coefficients for PV modules and arrays: measurement methods, difficulties, and results. In *Conference record of the twenty sixth IEEE Photovoltaic Specialists Conference-1997* (pp. 1183-1186). IEEE.

Kumar, M., & Kumar, A. (2017). Performance assessment and degradation analysis of solar photovoltaic technologies: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 78, 554-587.

Makrides, G., Zinsser, B., Georghiou, G. E., Schubert, M., & Werner, J. H. (2009). Temperature behaviour of different photovoltaic systems installed in Cyprus and Germany. *Solar energy materials and solar cells*, 93(6-7), 1095-1099.

Makrides, G., Zinsser, B., Phinikarides, A., Schubert, M., & Georghiou, G. E. (2012). Temperature and thermal annealing effects on different photovoltaic technologies. *Renewable Energy*, 43, 407-417.

Mateo, C., Hernández-Fenollosa, M. A., Montero, Á., & Segui-Chilet, S. (2018). Analysis of initial stabilization of cell efficiency in amorphous silicon photovoltaic modules under real outdoor conditions. *Renewable Energy*, 120, 114-125.

Mihaylov, B., Betts, T. R., Pozza, A., Müllejans, H., & Gottschalg, R. (2016). Uncertainty estimation of temperature coefficient measurements of PV modules. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 6(6), 1554-1563.

Milosavljević, D. D., Pavlović, T. M., & Piršl, D. S. (2015). Performance analysis of A grid-connected solar PV plant in Niš, republic of Serbia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 44, 423-435.

Nishioka, K., Hatayama, T., Uraoka, Y., Fuyuki, T., Hagihara, R., & Watanabe, M. (2003). Field-test analysis of PV system output characteristics focusing on module temperature. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 75(3-4), 665-671.

Rehman, S., & El-Amin, I. (2012). Performance evaluation of an off-grid photovoltaic system in Saudi Arabia. *Energy*, 46(1), 451-458.

Romero-Fiances, I., Muñoz-Cerón, E., Espinoza-Paredes, R., Nofuentes, G., & De la Casa, J. (2019). Analysis of the performance of various pv module technologies in Peru. *Energies*, 12(1), 186.

Sharma, V., Kumar, A., Sastry, O. S., & Chandel, S. S. (2013). Performance assessment of different solar photovoltaic technologies under similar outdoor conditions. *Energy*, 58, 511-518.

Urrejola, E., Antonanzas, J., Ayala, P., Salgado, M., Ramírez-Sagner, G., Cortés, C., ... & Escobar, R. (2016). Effect of soiling and sunlight exposure on the performance ratio of photovoltaic technologies in Santiago, Chile. *Energy Conversion and Management*, 114, 338-347.

Williams, S. R., Betts, T. R., Vorasayan, P., Gottschalg, R., & Infield, D. G. (2005, January). Actual PV module performance including spectral losses in the UK.

In *Conference Record of the Thirty-first IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2005*. (pp. 1607-1610). IEEE.

Ye, J. Y., Reindl, T., Aberle, A. G., & Walsh, T. M. (2014). Performance degradation of various PV module technologies in tropical Singapore. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 4(5), 1288-1294.

Zurita, A., Castillejo-Cuberos, A., García, M., Mata-Torres, C., Simsek, Y., García, R., ... & Escobar, R. A. (2018). State of the art and future prospects for solar PV development in Chile. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 92, 701-727.

