

**UNIVERSIDAD NACIONAL  
TORIBIO RODRÍGUEZ DE MENDOZA DE AMAZONAS**



**ESCUELA DE POSGRADO**

**TESIS PARA OBTENER EL GRADO ACADÉMICO DE MAESTRO  
EN GESTIÓN PARA EL DESARROLLO SUSTENTABLE**

**SOSTENIBILIDAD DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS  
CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA BASADOS EN  
TRES TECNOLOGÍAS COMERCIALES EMERGENTES**

**Autor: Bach. Wildor Gosgot Angeles**

**Asesor: Dr. Segundo Manuel Oliva Cruz**

**Registro:.....**

**CHACHAPOYAS – PERÚ**

**2022**

**DATOS DE ASESOR**

**Dr. Segundo Manuel Oliva Cruz**

**DNI N° 05374749**

**Registro ORCID N° 0000-0002-9670-0970**

**<https://orcid.org/0000-0002-9670-0970>**

**Campos de la Investigación y el Desarrollo OCDE**

**1.05.00 -- Ciencias de la Tierra, Ciencias ambientales**

**1.05.08 -- Ciencias del medio ambiente**

## **DEDICATORIA**

### **A MI ESPOSA**

Yesica Montenegro Santillan por darme la motivación, el amor y comprensión para seguir adelante formando nuestro hogar.

### **A MIS PADRES Y HERMANOS**

Wildor Gosgot Valle y Tulita Angeles Rojas por brindarme su apoyo, amor incondicional. Ronald, Robinson y Henry por seguir alimentándome a crecer profesionalmente.

### **A MIS FAMILIARES**

A todos mis familiares y amigos de con su apoyo he podido lograr esta meta.

**Wildor Gosgot**

## **AGRADECIMIENTO**

Al Dr Segundo Manuel Oliva Cruz, por su apoyo, compartir sus conocimientos con fin de concretizar la presente investigación

Al Dr Jan Amaru Palomino por el apoyo incondicional, compartir sus conocimientos, consejos durante el trascurso de mi formación profesional y la ejecución de la presente Tesis

Al Dr. Ing. Miguel Ángel Barrena Gurbillón, por sus aportes y recomendaciones para mejorar la presente investigación.

Al Instituto de Investigación para el Desarrollo Sustentable de Ceja de Selva (INDES-CES) a través del proyecto PROCICEA, por su equipamiento.

Al Grupo de Ciencia de Materiales y Energías Renovables (MatER-PUCP), por sus enseñanzas y soporte técnico.

A todas las personas, que me ha aportado de diferentes maneras en el desarrollo de la investigación.

La tesis recibió financiamiento por el Fondo Nacional de Desarrollo Científico, Tecnológico y de Innovación Tecnológica (FONDECYT) mediante el Banco Mundial con el contrato N° 045-2018-FONDECYT-BM-IADT-MU.

**AUTORIDADES UNIVERSITARIAS**

**Dr. POLICARPIO CHAUCA VALQUI**  
**RECTOR**

**Dr. MIGUEL ÁNGEL BARRENA GURBILLÓN**  
**VICERRECTOR ACADÉMICO**

**Dra. FLOR TERESA GARCÍA HUAMÁN**  
**VICERRECTORA DE INVESTIGACIÓN**

**Dr. RAÚL RABANAL OYARCE**  
**DIRECTOR DE LA ESCUELA DE POSGRADO**

## VISTO BUENO DEL ASESOR DE TESIS



**UNTRM**

### REGLAMENTO GENERAL

PARA EL OTORGAMIENTO DEL GRADO ACADÉMICO DE BACHILLER, MAESTRO O DOCTOR Y DEL TÍTULO PROFESIONAL

#### ANEXO 6-K

#### VISTO BUENO DEL ASESOR DE TESIS PARA OBTENER EL GRADO ACADÉMICO DE MAESTRO ( ) / DOCTOR ( )

El que suscribe el presente, docente de la UNTRM () / Profesional externo ( ), hace constar que ha asesorado la realización de la Tesis titulada Sostenibilidad de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica basados en tres tecnologías comerciales emergentes; cuyo autor Bachiller Wildor Gosgot Angeles es estudiante del ..... ciclo/egresado () de la Escuela de Posgrado, Maestría () / Doctorado ( ) en Gestión para el Desarrollo Sustentable, con correo electrónico institucional wildor.gosgot@untrm.edu.pe



El suscrito da el Visto Bueno a la Tesis mencionada, dándole pase para que sea sometida a la revisión por el Jurado Evaluador, comprometiéndose a supervisar el levantamiento de observaciones que formulen en Acta en conjunto, y estar presente en la sustentación.

Chachapoyas, 09 de mayo del 2022

Firma y nombre completo del Asesor

Segundo Manuel Oliva Cruz  
DNI 05574749

**JURADO EVALUADOR**

**JURADO EVALUADOR**



---

**Dr. EDWIN ADOLFO DÍAZ ORTIZ**

**Presidente**



---

**M.Sc. FERNANDO ISACC ESPINOZA CANAZA**

**Secretario**



---

**M.Sc. GINO ALFREDO VERGARA MEDINA**

**Vocal**

# DECLARACIÓN JURADA DE NO PLAGIO



**UNTRM**

## REGLAMENTO GENERAL

PARA EL OTORGAMIENTO DEL GRADO ACADÉMICO DE BACHILLER, MAESTRO O DOCTOR Y DEL TÍTULO PROFESIONAL

### ANEXO 6-M

#### DECLARACIÓN JURADA DE NO PLAGIO DE TESIS PARA OBTENER EL GRADO ACADÉMICO DE MAESTRO (X) / DOCTOR ( )

Señor:

Dr. Raúl Rabanal Oyarce

Director de la Escuela de Posgrado de la UNTRM

Yo, Wildor Gosgot Angeles, con D.N.I. N° 70156443, con domicilio en Jr. Libertad N° 050, Chachapoyas, estudiante del        ciclo/egresado (X) de la Escuela de Posgrado, Maestría (X) / Doctorado ( ) en Gestión para el Desarrollo Sostenible, con correo electrónico institucional Wildor.gosgot@untrm.edu.pe

#### Declaro Bajo Juramento

Que:

1. Soy autor de la Tesis titulada:

Sostenibilidad de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica basados en tres tecnologías comerciales emergentes, que presento para obtener el Grado Académico de Maestro (X)/Doctor ( ) en: Gestión para el Desarrollo Sostenible

2. La Tesis no ha sido plagiada ni total ni parcialmente, y para su realización se han respetado las normas internacionales de citas y referencias para las fuentes consultadas.
3. La Tesis presentada no atenta contra derechos de terceros.
4. La Tesis presentada no ha sido publicada ni presentada anteriormente para obtener algún grado académico o título profesional.
5. La información presentada es real y no ha sido falsificada, ni duplicada, ni copiada.

Por lo expuesto, mediante la presente asumo toda responsabilidad que pudiera derivarse por la autoría, originalidad y veracidad del contenido de la Tesis para obtener el Grado Académico de Maestro (X)/Doctor ( ), así como por los derechos sobre la obra y/o invención presentada. Asimismo, por la presente me comprometo a asumir además todas las cargas pecuniarias que pudieran derivarse para la UNTRM en favor de terceros por motivo de acciones, reclamaciones o conflictos derivados del incumplimiento de lo declarado o las que encontraren causa en el contenido de la Tesis.

De identificarse fraude, piratería, plagio o falsificación de la Tesis para obtener el Grado Académico de Maestro o Doctor, correspondiente; asumo las consecuencias y sanciones civiles y penales que de mi acción se deriven.

Chachapoyas, 09 de mayo del 2022

Firma del tesista

# CONSTANCIA DE ORIGINALIDAD



UNTRM

## REGLAMENTO GENERAL

PARA EL OTORGAMIENTO DEL GRADO ACADÉMICO DE BACHILLER, MAESTRO O DOCTOR Y DEL TÍTULO PROFESIONAL

### ANEXO 6-0

#### CONSTANCIA DE ORIGINALIDAD DE LA TESIS PARA OBTENER EL GRADO ACADÉMICO DE MAESTRO (X) / DOCTOR ( )

Los suscritos, miembros del Jurado Evaluador de la Tesis titulada:

*Sostenibilidad de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica basados en tres tecnologías comerciales emergentes.*

presentada por el estudiante ( ) / egresado (X) *Bach. Wildor Gasgot Angeles*

de la Escuela de Posgrado, Maestría (X) / Doctorado ( ) en *Gestión para el desarrollo sustentable*

con correo electrónico institucional *Wildor.gasgot@untrm.edu.pe*

después de revisar con el software Turnitin el contenido de la citada Tesis, acordamos:

- a) La citada Tesis tiene *13* % de similitud, según el reporte del software Turnitin que se adjunta a la presente, el que es menor (X) / igual ( ) al 25% de similitud que es el máximo permitido en la UNTRM.
- b) La citada Tesis tiene *..* % de similitud, según el reporte del software Turnitin que se adjunta a la presente, el que es mayor al 25% de similitud que es el máximo permitido en la UNTRM, por lo que el aspirante debe revisar su Tesis para corregir la redacción de acuerdo al Informe Turnitin que se adjunta a la presente. Debe presentar al Presidente del Jurado Evaluador su Tesis corregida para nueva revisión con el software Turnitin.



Chachapoyas, *16* de *mayo* del *2022*

*[Signature]*  
SECRETARIO

*[Signature]*  
VOCAL

*[Signature]*  
PRESIDENTE

OBSERVACIONES:

*Ninguna*

# ACTA DE SUSTENTACIÓN



## ANEXO 6-Q

### ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TESIS PARA OBTENER EL GRADO ACADÉMICO DE MAESTRO (X) / DOCTOR ( )

En la ciudad de Chachapoyas, el día 23 de mayo del año 2022 siendo las 15:00 horas, el aspirante WILTOR BOSCH ANZULES, defiende en sesión pública presencial (X) / a distancia ( ) la Tesis titulada: SOSTENIBILIDAD DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA BASADOS EN TRES TECNOLOGÍAS COMERCIALES EMERGENTES que tiene como asesor a Dr. SEBASTIÁN MANUEL OLIVA CRUZ para obtener el Grado Académico de Maestro (X)/Doctor ( ) en GESTIÓN PARA EL DESARROLLO SUSTENTABLE ser otorgado por la Universidad Nacional Toribio Rodríguez de Mendoza de Amazonas; ante el Jurado Evaluador, conformado por:

Presidente: Dr. EDWIN ADOFO DIAZ ORTIZ

Secretario: Msc. FERNANDO ISAAC ESPINOZA CONDOZO

Vocal: Msc. ENZO ALFREDO VERDEDO MEDINA



Procedió el aspirante a hacer la exposición de la Introducción, Material y método, Resultados, Discusión y Conclusiones, haciendo especial mención de sus aportaciones originales. Terminada la defensa de la Tesis presentada, los miembros del Jurado Evaluador pasaron a exponer su opinión sobre la misma, formulando cuantas cuestiones y objeciones consideraron oportunas, las cuales fueron contestadas por el aspirante.

Tras la intervención de los miembros del Jurado Evaluador y las oportunas respuestas del aspirante, el Presidente abre un turno de intervenciones para los presentes en el acto de sustentación, para que formulen las cuestiones u objeciones que consideren pertinentes.

Seguidamente, a puerta cerrada, el Jurado Evaluador determinó la calificación global concedida a la sustentación de la Tesis de Maestría (X)/Doctorado ( ), en términos de:

Aprobado (X) Desaprobado ( )

Otorgada la calificación, el Secretario del Jurado Evaluador lee la presente Acta en esta misma sesión pública. A continuación se levanta la sesión.

Siendo las 16:45 horas del mismo día y fecha, el Jurado Evaluador concluye el acto de sustentación de la Tesis para obtener el Grado Académico de Maestro (X)/Doctor ( ).

  
SECRETARIO

  
PRESIDENTE

  
VOCAL

OBSERVACIONES:

Ninguna

## ÍNDICE GENERAL

DATOS DE ASESOR.....	i
DEDICATORIA .....	ii
AGRADECIMIENTO.....	iii
AUTORIDADES UNIVERSITARIAS.....	iv
VISTO BUENO DEL ASESOR DE TESIS.....	v
JURADO EVALUADOR.....	vi
DECLARACIÓN JURADA DE NO PLAGIO .....	vii
CONSTANCIA DE ORIGINALIDAD.....	viii
ACTA DE SUSTENTACIÓN .....	ix
ÍNDICE DE FIGURAS .....	xiii
RESUMEN .....	xiv
ABSTRACT.....	xv
I. INTRODUCCIÓN.....	16
II. MATERIAL Y MÉTODOS.....	20
2.1. Ubicación de la instalación de los sistemas fotovoltaicas .....	20
2.2. Sistemas fotovoltaicos.....	21
2.3. Registro de parámetros eléctricos y meteorológicos.....	25
2.4. Evaluación del rendimiento energético .....	28
2.5. Evaluación de la viabilidad económica .....	29
2.5.1. Costo Nivelado de Energía .....	29
2.5.2. Valor actual neto .....	30
2.5.3. Tasa de retorno de inversión.....	30
2.5.4. Período de recuperación .....	30
2.6. Análisis ambiental de los sistemas fotovoltaicos .....	31
III. RESULTADOS .....	32
3.1. Sistemas fotovoltaicos instalados.....	32
3.2. Evaluación del rendimiento energético de los sistemas fotovoltaicos .....	33
3.2.1. Potencial de la energía solar en Chachapoyas .....	33
3.2.2. Comparación de energía eléctrica generada por los sistemas fotovoltaicos	34
3.2.3. Rendimiento mensual de los sistemas fotovoltaicos.....	35
3.2.4. Rendimiento energético anual de los sistemas fotovoltaicos .....	36
3.2.5. Proyección de energía eléctrica fotovoltaica de los sistemas evaluados...37	

3.3.	Análisis económico de los sistemas fotovoltaicos .....	39
3.3.1.	Costos de los sistemas fotovoltaicos .....	39
3.3.2.	Ingresos de los sistemas fotovoltaicos .....	40
3.3.3.	Flujo de caja de los sistemas fotovoltaicos.....	41
3.3.4.	Costo nivelado de energía por los sistemas fotovoltaicos .....	42
3.3.5.	Valor neto presente .....	44
3.3.6.	Tasa de interés de retorno .....	46
3.3.7.	Periodo de recuperación de la inversión.....	46
3.4.	Análisis ambiental de los sistemas fotovoltaicos .....	47
IV.	DISCUSIÓN.....	49
V.	CONCLUSIONES.....	54
VI.	RECOMENDACIONES.....	56
VII.	REFERENCIAS BIBLIGRÁFICAS .....	57
VIII.	ANEXOS .....	63
	Anexo 1. Ficha técnica del módulo PERC .....	63
	Anexo 2. Ficha técnica del módulo HIT.....	65
	Anexo 3. Ficha técnica del módulo CIGS .....	67
	Anexo 4. Ficha técnica del inversor .....	69
	Anexo 5. Recibo del suministro de energía en Chachapoyas .....	73

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Características técnicas de modulo solar PERC .....	22
<b>Tabla 2.</b> Características técnicas de modulo solar CIGS .....	23
<b>Tabla 3.</b> Características técnicas de modulo solar HIT .....	24
<b>Tabla 4.</b> Características técnicas del inversor .....	25
<b>Tabla 5.</b> Energía producida por los sistemas fotovoltaicos .....	34
<b>Tabla 6.</b> Rendimiento mensual de los sistemas fotovoltaicos.....	35
<b>Tabla 7.</b> Proyección de energía eléctrica fotovoltaica. ....	37
<b>Tabla 8.</b> Costos de los sistemas fotovoltaicos.....	39
<b>Tabla 10.</b> Flujo de caja de los sistemas fotovoltaico .....	41
<b>Tabla 11.</b> Costo nivelado de energía de los sistemas fotovoltaicos .....	42
<b>Tabla 12.</b> Valor presente neto de los sistemas fotovoltaicos de acuerdo a la tasa de descuento evaluados .....	45
<b>Tabla 13.</b> Mitigación de emisión de CO <sub>2</sub> .....	47

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Ubicación de los sistemas fotovoltaicos evaluados.....	20
<b>Figura 2.</b> Diagrama de la instalación de los sistemas fotovoltaicos.....	21
<b>Figura 3.</b> Esquema de funcionamiento del sistema de monitoreo.....	26
<b>Figura 4.</b> Interfaz del software de LabVIEW de los registros de los datos de irradiancia, temperatura de los paneles solares. ....	27
<b>Figura 5.</b> Interfaz del software de LabVIEW de los registros de los datos eléctricos de los sistemas fotovoltaicos .....	27
<b>Figura 6.</b> Sistemas fotovoltaicos instalados.....	32
<b>Figura 7.</b> Energía solar mensual y las horas solar promedio mensual .....	33
<b>Figura 8.</b> Variación de la generación de energía mensual de los sistemas fotovoltaicos .....	34
<b>Figura 9.</b> Tendencia del rendimiento mensual de los sistemas fotovoltaicos.....	35
<b>Figura 10.</b> Rendimiento anual de los sistemas fotovoltaicos.....	36
<b>Figura 11.</b> Proyección generación de energía fotovoltaica de la tecnología HIT .....	38
<b>Figura 12.</b> Proyección generación de energía fotovoltaica de la tecnología PERC .....	38
<b>Figura 13.</b> Proyección generación de energía fotovoltaica de la tecnología CIGS.....	38
<b>Figura 14.</b> Costo nivelado de energía de los sistemas fotovoltaicos.....	43
<b>Figura 15.</b> Valor presente neto de los sistemas fotovoltaicos de acuerdo a la tasa de descuento evaluado.....	44
<b>Figura 16.</b> Tasa de interés de retorno de la inversión de los sistemas fotovoltaicos evaluados .....	46
<b>Figura 17.</b> Periodo de recuperación de la inversión .....	46
<b>Figura 18.</b> Cantidad de CO <sub>2</sub> que se prevé mitigar durante la vida útil de los sistemas fotovoltaicos.....	48

## RESUMEN

El aprovechamiento de la energía solar, a través, de los sistemas fotovoltaicos se ha incrementado en los últimos años como una alternativa para impulsar el desarrollo sostenible. Por ello, la investigación evaluó la sostenibilidad de tecnologías fotovoltaicas emergentes: HIT, PERC y CIGS, a través del desempeño energético, económico y ambiental. Se implementó tres sistemas fotovoltaicos conectados a red con capacidad nominal de 1.650 kWh (5 módulos HIT), 1.675 kWh (5 módulos PERC) y 1.610 kWh (14 módulos CIGS) de forma independiente. Los parámetros registrados fueron la irradiancia, potencia activa en el lado AC de los inversores por cada una de las tecnologías. Los resultados demostraron que el mayor desempeño energético de las tecnologías evaluadas fueron el HIT (84.14 %), seguido del PERC (80.43 %) y CIGS (79.15 %). En términos económicos, la fuente de financiamiento para la implementación de los sistemas la tasa de interés de retorno es el 8.27 % para el CIGS, 9.24 % para el HIT y el 9.45% para el PERC. En cuanto a la mitigación de CO<sub>2</sub> se ha estimado para los 25 años de vida útil, donde, la tecnología HIT evitará emitir 25.44 t, PERC, 24.30 t y CIGS, 22.43 t. Las condiciones climáticas evaluadas de Chachapoyas, Amazonas, son las óptimas para el aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica; sin embargo, en el Perú se debe implementar políticas económicas y de desarrollo tecnológico que ayuden en impulsar la generación de electricidad a través de la energía fotovoltaica a nivel residencial.

**Palabras claves:** Energía, panel solar, economía, ambiental, Chachapoyas

## ABSTRACT

The use of solar energy, through photovoltaic systems, has increased in recent years as an alternative to promote sustainable development. Therefore, the research evaluated the sustainability of emerging photovoltaic technologies: HIT, PERC and CIGS, through energy, economic and environmental performance. Three grid-connected PV systems with nominal capacity of 1,650 kWh (5 HIT modules), 1,675 kWh (5 PERC modules) and 1,610 kWh (14 CIGS modules) were implemented independently. The parameters recorded were irradiance, active power on the AC side of the inverters for each of the technologies. The results showed that the highest energy performance of the technologies evaluated were HIT (84.14 %), followed by PERC (80.43 %) and CIGS (79.15 %). In economic terms, the source of financing for the implementation of the systems the interest rate of return is 8.27 % for CIGS, 9.24 % for HIT and 9.45 % for PERC. Regarding CO<sub>2</sub> mitigation, it has been estimated for the 25 years of useful life, where, the HIT technology will avoid emitting 25.44 t, PERC, 24.30 t and CIGS, 22.43 t. The climatic conditions evaluated in Chachapoyas, Amazonas, are optimal for the use of photovoltaic solar energy; however, economic and technological development policies should be implemented in Peru to help promote the generation of electricity through photovoltaic energy at the residential level.

**Key words:** Energy, solar panel, economy, environmental, Chachapoyas.

## **I. INTRODUCCIÓN**

Actualmente, uno de los retos medioambientales más importantes es reducir el uso de combustibles fósiles, como el carbón, el petróleo y el gas natural, y las emisiones asociadas a la atmósfera de gases de efecto invernadero (GEI). En particular, la producción de electricidad y calor representa una cuarta parte de las emisiones de GEI del mundo; paralelamente, las proyecciones de las Naciones Unidas muestran que la población mundial está creciendo significativamente, al igual que las tasas relacionadas de consumo eléctrico per cápita por lo que incrementará el consumo energético (Leccisi, Raugei, y Fthenakis, 2016).

Para mitigar impactos negativos en la generación y el consumo de energía ante el incremento de la demanda, en los últimos años ha aumentado la utilización de las tecnologías de generación de electricidad mediante fuentes renovables, lo cual es una contribución importante a la matriz energética mundial (Shubbak, 2019). En este escenario, la generación de electricidad a través de sistemas fotovoltaicos, es una de las fuentes con mayor impulso, ya que, es de bajo impacto ambiental, alta confiabilidad y gran aplicabilidad en centros urbanos (Tonolo, Mariano, Neves, Silva, y Urbanetz Junior, 2018).

Debido a ello, la generación fotovoltaica es significativa en muchas regiones del mundo y se espera que continúe su crecimiento exponencial, a la vez, desempeñe un papel importante en el cumplimiento de los objetivos del desarrollo sostenible establecidos por las autoridades locales, gobiernos nacionales y acuerdos internacionales para cumplir con las reducciones de emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) (Obeidat, 2018). En consecuencia, investigadores y la industria de la energía fotovoltaica están buscando persistentemente nuevas tecnologías que pueden reducir los costos y aumentar la eficiencia de las celdas fotovoltaicas (celda FV) (Green, 2016).

La unidad de generación de energía de una instalación fotovoltaica es el arreglo fotovoltaico, que consta de los módulos fotovoltaicos. Un módulo fotovoltaico se compone, a su vez, de varias celdas fotovoltaicas conectadas en serie y/o paralelo. Estas unidades de generación energética se clasifican en dos categorías: sistemas fotovoltaicos

conectados a la red y los sistemas fotovoltaicos fuera de la red. La energía producida en el sistema autónomo (fuera de la red), se utiliza en el lugar donde se produce y no es posible transmitirla a larga distancia, mientras que en un sistema conectado red se puede transportar a grandes distancias. Por esa razón, el sistema fotovoltaico conectado a la red está ganando mucha atención hoy en día (Chatterjee, Kumar, & Chatterjee, 2018).

Existen diferentes tecnologías fotovoltaica, que el rendimiento y la eficiencia van en aumento en la conversión de la luz solar en electricidad, a la vez, son más sofisticadas en relación a los materiales utilizados y los sistemas de monitoreo (Peinado, Pliego, & García, 2020); conllevando, a mejorar la arquitectura de la celda FV; lo cual ha permitido el desarrollo de tecnologías fotovoltaicas de primera, segunda y tercera generación. Las tecnologías de primera generación se basan en silicio monocristalino y multicristalino (c-Si), las tecnologías de segunda generación consisten en tecnologías de película delgada como silicio amorfo (a-Si), película delgada de silicio de múltiples uniones (a-Si /  $\mu$ c-Si), telururo de cadmio (CdTe), (di) seleniuro de cobre e indio / (di) sulfuro (CIS) y (di) seleniuro / (di) sulfuro de cobre, indio, galio (CIGS) emisor pasivo posterior (PERC), y celdas heterounión de silicio amorfo y cristalino (HIT) y por ultimo las tecnologías de tercera generación incluyen concentradores fotovoltaicos, orgánicos entre otros (Alaaeddin, Sapuan, Zuhri, Zainudin, & AL-Oqla, 2019).

De ahí que, el monitoreo y la evaluación del desempeño energético, económico y ambiental de los sistemas fotovoltaicos se han convertido en una tarea crucial, el cual depende del recurso solar junto con una tecnología fotovoltaica adecuada, la calidad del equilibrio de los componentes del sistema y los diseños adecuados. De hecho, el rendimiento fotovoltaico está influenciado por una amplia variedad de parámetros ambientales relacionados con el sitio, como la temperatura ambiente, los efectos espectrales, las pérdidas angulares, el sombreado parcial, los bajos niveles de irradiancia y las pérdidas por suciedad (Mulcué-Nieto & Mora-López, 2014). También, el análisis de datos, se consideran muy importantes para la predicción del rendimiento de las diferentes tecnologías fotovoltaicas, incluido el método de seguimiento del inversor y del punto de máxima potencia (MPPT), y a la vez, otro aspecto importante en análisis de la viabilidad de sistemas fotovoltaico conectados a la red, es la rentabilidad económica de estos sistemas (Khalid, Mitra, Warmuth, y Schacht, 2016).

Estos parámetros mencionados han sido evaluados en un estudio realizado en Sohar (Omán) por Kazem, Khatib, Sopian, y Elmenreich, (2014), quienes informaron un índice de rendimiento anual de 0,85 y un rendimiento final anual de 1.875 kWh para un sistema fotovoltaico conectado a la red de un sistema policristalino (mc-Si) de 1,4 kW con módulos sin limpiar. Eke & Demircan (2013), analizaron el comportamiento de un sistema conectado a la red de un sistema monocristalino (sc-Si) de 2,73 kW con módulos que también quedaron sin limpiar en Mugla (Turquía) —un sitio con un clima seco—, por lo que encontraron una relación de rendimiento anual y una final anual de 0,72 % y 1.414 kWh · kW<sup>-1</sup>, respectivamente. Los resultados del análisis de un PVGCS mc-Si de 5,52 kW con módulos limpiados semanalmente en un lugar árido, como Kerman (Irán) -relación de rendimiento anual y rendimiento final anual de 0,83% y 1.964 kWh · kW<sup>-1</sup>, respectivamente, fueron presentados por Edalati, Ameri, y Iranmanesh, (2015).

En Perú, Romero-Fiances, Muñoz-Cerón, Espinoza-Paredes, Nofuentes, y De La Casa, (2019), evaluaron el desempeño por más de tres años de un sistema fotovoltaico conectado a red de silicio monocristalino (sc-Si) de 3.3 kWp ubicado en Arequipa, un sistema monocristalino (sc-Si) de 3.3 kWp ubicado en Tacna y un policristalino de 3 kWp (mc-Si) ubicada en Lima, así como un sistema de silicio amorfo / silicio cristalino de 3,5 kWp con heterounión (a-Si /  $\mu$ c-Si) durante más de un año y medio en Lima. Los rendimientos finales anuales obtenidos se encuentran entre 1.770–1.992 kWh / kW, 1.505–1.540 kWh / kW y 736–833 kWh / kW para Arequipa, Tacna y Lima, respectivamente, mientras que el rendimiento energético anual de la matriz fotovoltaica alcanzado por a-Si /  $\mu$ c-Si es 1.338 kWh / kW. La tasa de rendimiento anual se mantiene en la vecindad de 0.83 % para sc-Si en Arequipa y Tacna mientras que este parámetro varía de 0.70 % a 0.77 % para mc-Si en Lima. Se encuentra una excelente relación de rendimiento anual de corriente continua (CC) de 0,97 % para a-Si /  $\mu$ c-Si en este último sitio. Estos mismos sistemas fueron evaluados económicamente por Espinoza, Muñoz-Cerón, Aguilera, y de la Casa, (2019), cuyo reporte fueron que los costos nivelado de la electricidad producidos por sistemas fotovoltaicos conectados a red varían de 0,10 USD/kWh a 0,20 USD/kWh, lo que demuestra que sólo en la ciudad de Arequipa se logra un resultado de costo competitivo, mientras que en Tacna y Lima depende del mecanismo de financiación.

Por último, el desarrollo de las tecnologías fotovoltaicas y el impulso de instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a red debería complementarse con análisis ambientales. La evaluación del ciclo de vida es una metodología que evalúa los impactos asociados a todas las etapas del ciclo de vida de un producto, desde la extracción de la materia prima hasta el final de su vida, y una de las herramientas para analizar el impacto ambiental de estos sistemas que hoy en día están siendo cuestionados por impactos negativos (Lunardi, Alvarez-Gaitan, Chang, y Corkish, 2018).

Cabe señalar que, en la literatura científica, muchos investigadores informaron las métricas del ciclo de vida de los sistemas fotovoltaicos comerciales. Por ejemplo, Pacca, Sivaraman, y Keoleian, (2007); investigaron dos tipos de tecnologías, a-Si y mc-Si; y los resultados muestran que el tiempo de recuperación de la energía y la emisión de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) del a-Si y mc-Si son 1.6, 5.7 años y 34.3 y 72.4 g de CO<sub>2</sub> / kWh, respectivamente. Ito, Kato, Komoto, Kichimi y Kurokawa (2008), informaron que tecnologías fotovoltaicas sc-Si y mc-Si en condiciones reales, el tiempo de recuperación de energía y la emisión de CO<sub>2</sub> de sc-Si y mc-Si es de 1.5 años, 15.5 años y 9.4 gC / kWh, 91 gC / kWh, respectivamente.

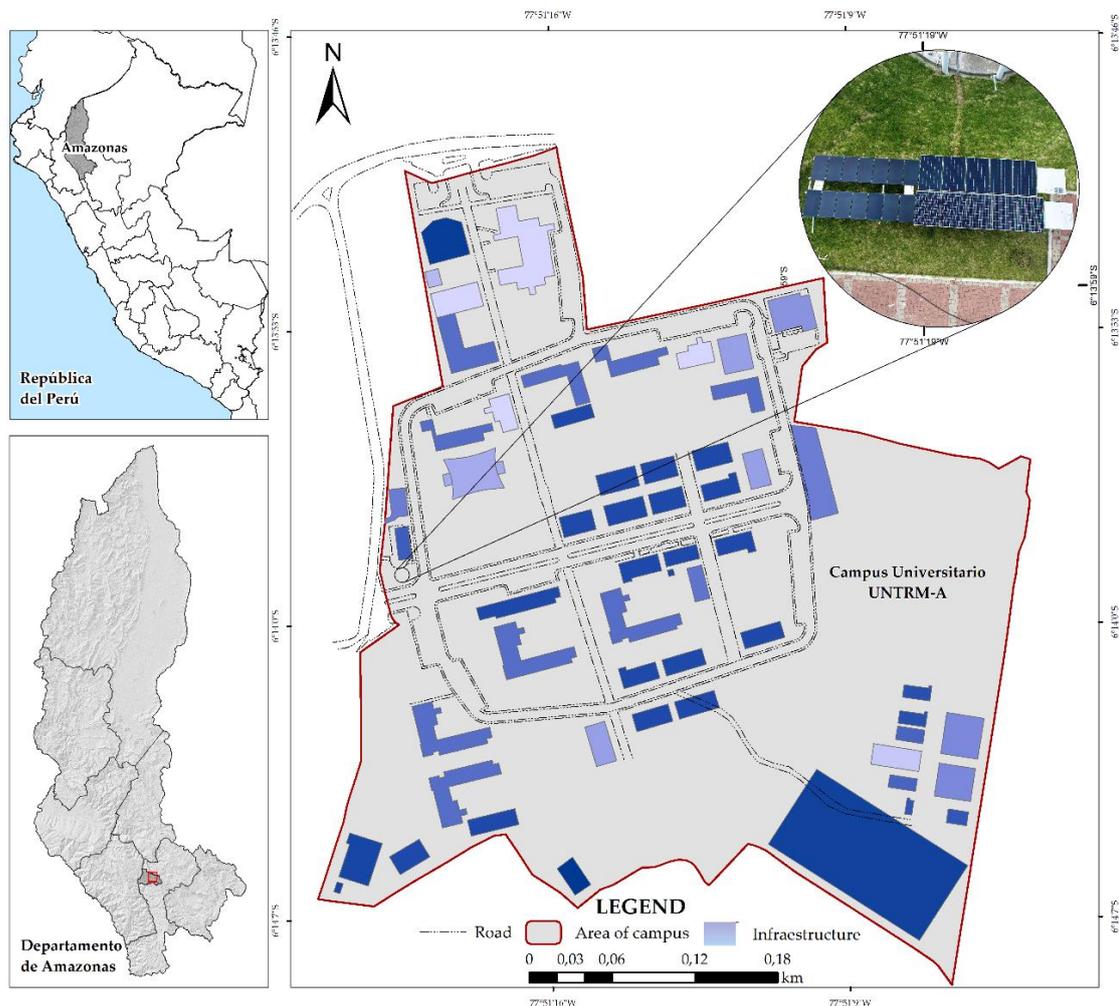
Por su parte Akinyele, Rayudu, y Nair, (2017), compararon los resultados de los sistemas fotovoltaicos de 1,5 kW entre las seis condiciones climáticas diferentes; donde el potencial de calentamiento global y tiempo de recuperación de energía para el sistema era de 1.907 kg de CO<sub>2</sub> y 0,83 años, respectivamente, según la zona noreste del país nigeriano. Además, el análisis de la eficiencia de conversión del ciclo de vida (LCCE) de los sistemas fotovoltaicos de 2,32 kW para las condiciones climáticas de la India se ha realizado después de 20 años de exposición al campo. Para el sistema, el precio unitario de la electricidad es de 61,91 rupias / kWh, el tiempo de recuperación energética fue de 18,93 años y la mitigación neta de CO<sub>2</sub> es de 25,80 tCO<sub>2</sub> (Sharma & Tiwari, 2013).

En la actualidad, no hay resultados publicados de este tipo de estudio comparativo realizado en el clima de la región Amazonas, específicamente en la ciudad de Chachapoyas. En base a ello, en la investigación se planteó los siguientes objetivos: caracterización energética de los sistemas fotovoltaicos HIT, PERC y CIGS, evaluación económica y el análisis ambiental basado en la mitigación de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>).

## II. MATERIAL Y MÉTODOS

### 2.1. Ubicación de la instalación de los sistemas fotovoltaicos

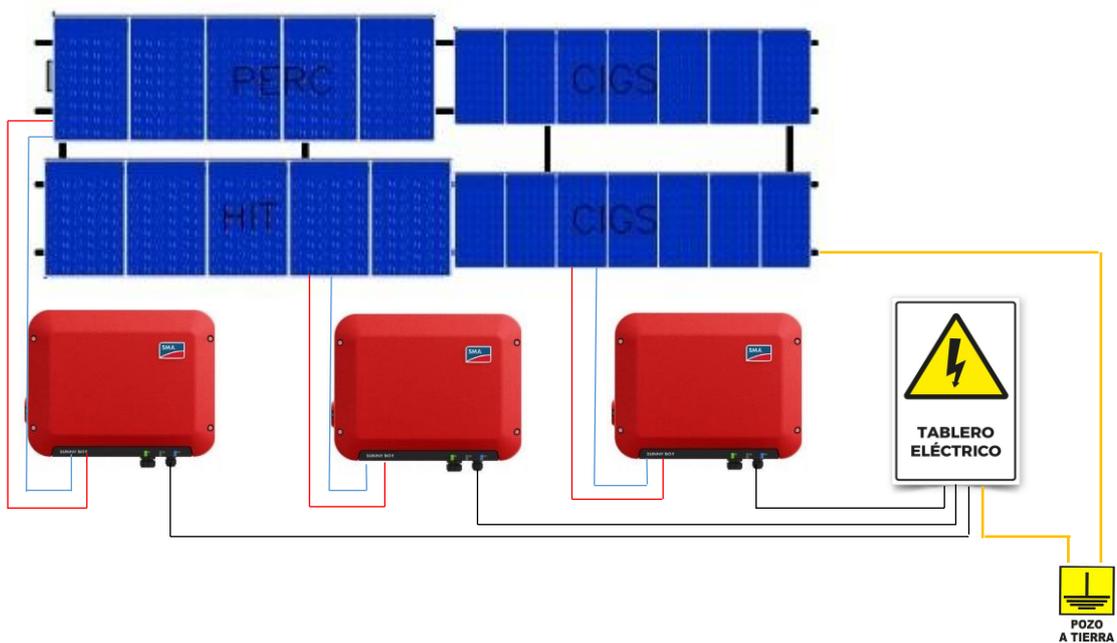
El estudio se realizó en el campus universitario de la Universidad Nacional Toribio Rodríguez de Mendoza ubicado en la ciudad de Chachapoyas, (6.234632 S y 77.854394 W), en la cual predomina un clima ligeramente húmedo y templado cálido, con una irradiancia promedio anual de 5.5 a 6.0 kWh/m<sup>2</sup>, según Atlas Solar del Perú (Figura 1). La investigación se desarrolló durante un año, que comprenden los meses de febrero 2021 a enero del 2022, cuyo periodo de tiempo se ubica en la época seca y húmeda en la ciudad de Chachapoyas (Rascón, Gosgot, Oliva, Quiñones, & Barrena, 2020).



**Figura 1.** Ubicación de los sistemas fotovoltaicos evaluados

## 2.2. Sistemas fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos evaluados son paneles de celdas de emisor pasivo posterior (PERC), celdas de Cobre, Indio, Galio, Selenio/Azufre (CIGS) y celdas heterounión de silicio amorfo y cristalino (HIT). Los cuales han sido instalados en estructuras fijas de acero, orientadas al sur con una inclinación de  $15^\circ$ , con una capacidad instalada de 1.675 kWh (5 módulos), 1.610 kWh (14 módulos) y 1.650 kWh (5 módulos) respectivamente. En la figura 2 se muestra el esquema de la instalación y configuración de los sistemas. Cada uno de ellos, se encuentran instalados en arreglos e inversores SMA independientes.



**Figura 2.** Diagrama de la instalación de los sistemas fotovoltaicos

### A) Características técnicas de sistema fotovoltaico PERC

La célula solar emisor pasivo y celda trasera (PERC), cuyo funcionamiento se basa en la reducción de la recombinación de la superficie posterior mediante una combinación de pasivación de la superficie dieléctrica y la reducción del área de contacto metal/semiconductor (Green, 2015).

Para la investigación, se trabajó con módulos solares PERC de la marca CanadianSolar, modelo CS1H – 335MS, cuyas características técnicas y eléctricas se presentan en la Tabla 1, estos parámetros son bajo condiciones de prueba estándar (STC, por sus siglas en inglés), de masa de aire 1,5; irradiación de 1.000

W/m<sup>2</sup>; temperatura de la célula igual a 25°C, las demás características se muestran en la ficha técnica que se encuentra en el Anexo 1.

**Tabla 1.** Características técnicas del módulo solar PERC

<b>Características</b>	<b>Valores nominales</b>
Potencia máxima (P <sub>máx.</sub> )	335 W
Corriente operativo óptimo	8.96 A
Voltaje operativo óptimo	37.4 V
Corriente en cortocircuito (I <sub>sc</sub> )	9.53 A
Voltaje en circuito abierto (V <sub>oc</sub> )	44.3 V
Voltaje máximo del sistema fotovoltaico	1000 V
Eficiencia	19.86 %
Tasa de degradación de rendimiento por año	-0.6 %
Temperatura de operación	-40 °C a 85 °C

## **B) Características técnicas de sistema fotovoltaico CIGS**

La tecnología solar CIGS significa Cooper, Indio, Galio y Selenuro, que son los cuatro elementos centrales de la celda solar CIGS. CIGS es una tecnología de película delgada que no se basa en materiales de silicio, por lo que tiene sus características particulares ampliamente reconocidas en la industria fotovoltaica. Los materiales CIS y CIGS corresponden a una forma películas delgadas multicristalinas cuyas propiedades han sido estudiadas desde 1980. Al igual que el a-Si, el CIGS también tiene un alto coeficiente de absorción, que le permite absorber alrededor del 90 % de los fotones incidentes con energía superior a 1eV para un espesor de 1µm a 3µm (Bühler, Gabe, & Santos, 2019).

Para la investigación, se trabajó con módulos solares CIGS de la marca Eterbright, modelo CdF – 1150A1, cuyas características técnicas y eléctricas se presentan en la tabla 2, estos parámetros son bajo condiciones de prueba estándar (STC, por sus siglas en inglés), de masa de aire 1,5; irradiación de 1.000W/m<sup>2</sup>; temperatura de la célula igual a 25°C , las demás características se muestran en la ficha técnica que se encuentra en el Anexo 2.

**Tabla 2.** Características técnicas del módulo solar CIGS

<b>Características</b>	<b>Valores nominales</b>
Potencia máxima (P <sub>máx.</sub> )	115 W
Corriente en cortocircuito (I <sub>sc</sub> )	2.077 A
Voltaje en circuito abierto (V <sub>oc</sub> )	69.7 V
Corriente a máxima potencia	5.7 A
Voltaje a máxima potencia	58.0 V
Voltaje máximo del sistema fotovoltaico	1000 V
Eficiencia	19.7 %
Tasa de degradación de rendimiento por año	-0.8 %
Temperatura de operación	-40 °C a 85 °C

### **C) Sistema fotovoltaico heterounión de silicio HIT**

Las células solares de heterounión de silicio (SHJ, por siglas en inglés), están llamando la atención como células solares de silicio (Si) de alta eficiencia, ya que, presentan buenas características de temperatura, es decir, una pequeña disminución en la eficiencia al incremento de la variación de temperatura por los entornos ambientales. Panasonic, a inicios de la década de 1990, comenzó con el desarrollo de las células solares SHJ, y en 1997 introdujo al mercado los módulos equipados con células solares SHJ, bajo la denominación de paneles solares "HIT®" (Taguchi, 2021).

El panel solar utilizado en la investigación, fue el módulo solar marca Panasonic, tecnología HIT – N330, modelo VBHN330SJ53, cuyas características técnicas y eléctricas se presentan en la tabla 3, estos parámetros son bajo condiciones de prueba estándar (STC, por sus siglas en inglés) de masa de aire 1,5; irradiación de 1.000W/m<sup>2</sup>; temperatura de la célula igual a 25°C, las demás características se muestran en la ficha técnica que se encuentra en el Anexo 3.

**Tabla 3.** Características técnicas del módulo solar HIT

<b>Características</b>	<b>Valores nominales</b>
Potencia máxima (P <sub>máx.</sub> )	330 W
Corriente en cortocircuito (I <sub>sc</sub> )	6.07 A
Voltaje en circuito abierto (V <sub>oc</sub> )	69.7 V
Corriente a máxima potencia	5.7 A
Voltaje a máxima potencia	58.0 V
Voltaje máximo del sistema fotovoltaico	1000 V
Eficiencia	19.7 %
Tasa de degradación de rendimiento por año	-0.45 %
Temperatura de operación	-40 °C a 85 °C

#### **D) Características técnicas del inversor**

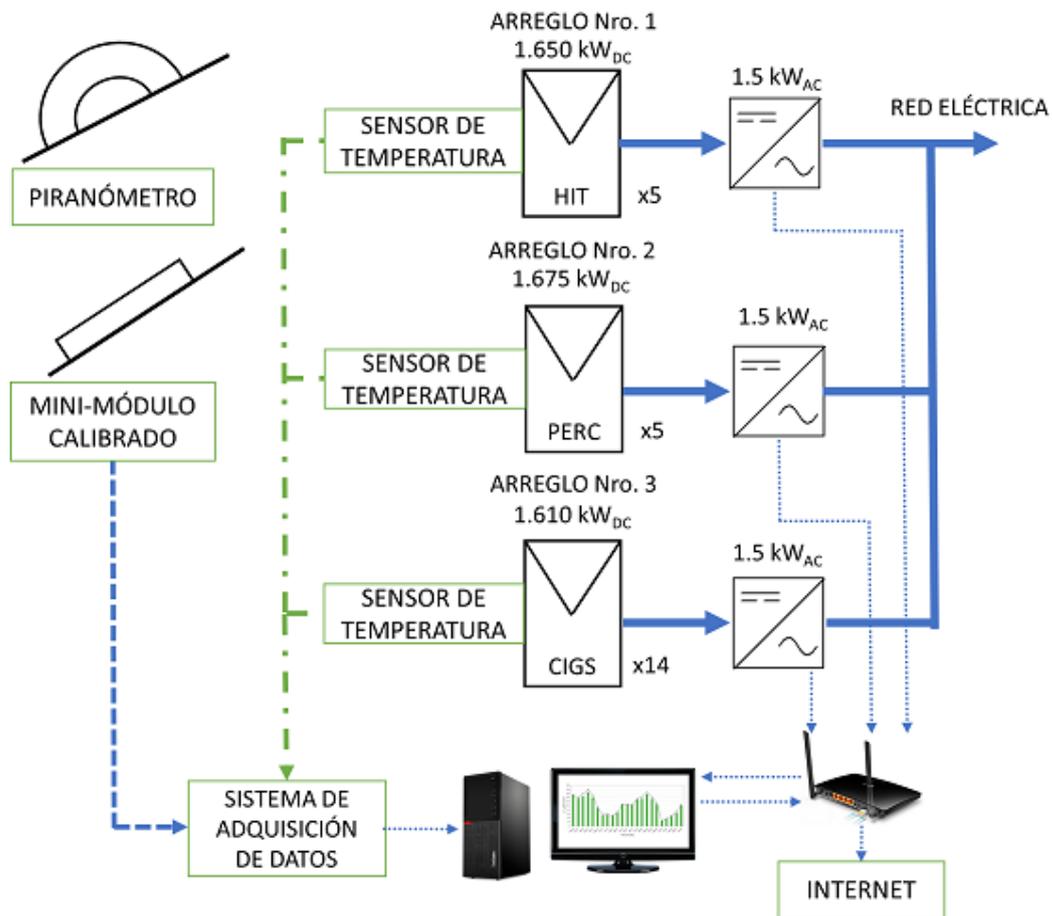
En los sistemas fotovoltaicos conectados a la red, se requiere una atención significativa en el diseño y operación del inversor para lograr una alta eficiencia en la conversión eléctrica para diversas estructuras de energía. Un inversor es el dispositivo electrónico que convierte la energía de CC del conjunto fotovoltaico en energía de CA que es inyectada a la red con una calidad aceptable (Rampinelli, Gasparin, Bühler, Krenzinger, & Chenlo Romero, 2015). Los requisitos para el inversor conectado a la red incluyen: baja distorsión armónica total de las corrientes inyectadas a la red, seguimiento del punto de máxima potencia, alta eficiencia y potencia controlada inyectada a la red. (Zeb et al., 2018). El inversor empleado es de la marca SMA, modelo Sunny boy 1.5, cuyas características técnicas se presentan en la tabla 4, y las demás características se muestran en la ficha técnica que se encuentra en el Anexo 4.

**Tabla 4.** Características técnicas del inversor

<b>Parámetros</b>	<b>Valores técnicos</b>
<b>Entrada de corriente continua (CC)</b>	
Potencia máxima del generador fotovoltaico	3000 Wp
Tensión de entrada máxima	600 V
Tensión asignada de entrada	50 V
Tensión de entrada de inicio	80 V
Corriente máxima de entrada por string	10 A
Corriente de cortocircuito máxima por string	18 A
Número de entradas de MPP independientes	1
<b>Salida de corriente alterna (CA)</b>	
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	1500 W
Potencia máxima aparente de CA	1500 VA
Tensión nominal de CA	220 V
Frecuencia de red de CA/Rango	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz a +5 Hz
Corriente máxima de salida	7 A
Factor de potencia a potencia asignada	1
Factor de desfase ajustable	0,8 inductivo a 0,8 capacitivo
Rendimiento máximo	97,2 %

### **2.3.Registro de parámetros eléctricos y meteorológicos**

Para el registro de datos eléctricos y meteorológicos de los sistemas fotovoltaicos en estudio, se utilizó el sistema de adquisición de datos desarrollado por Carhuavilca et al. (2021) (ver Figura 3), dicho sistema registra los parámetros establecidos por la norma IEC 61724-1, los cuales son: irradiación solar, temperatura del panel, tensión, corriente y potencia DC proveniente del arreglo FV, además de las mediciones en AC de tensión, corriente, frecuencia, factor de potencia, potencia activa, potencia reactiva y potencia aparente de generación energética mediante los inversores.



**Figura 3.** Esquema de funcionamiento del sistema de monitoreo.  
Fuente: Carhuavilca, (2021)

Los datos de las mediciones realizadas por el sistema son enviados de manera serial hacia el ordenador mediante el protocolo Modbus. El computador recibe los datos y los guarda usando un programa desarrollado en el software LabVIEW, el software permite la visualización de las mediciones almacenadas en los ficheros mediante gráficas y tablas que se actualizan cada minuto desde las 6 horas hasta las 19 horas (Figura 4 y Figura 5 ) (Carhuavilca, 2021).

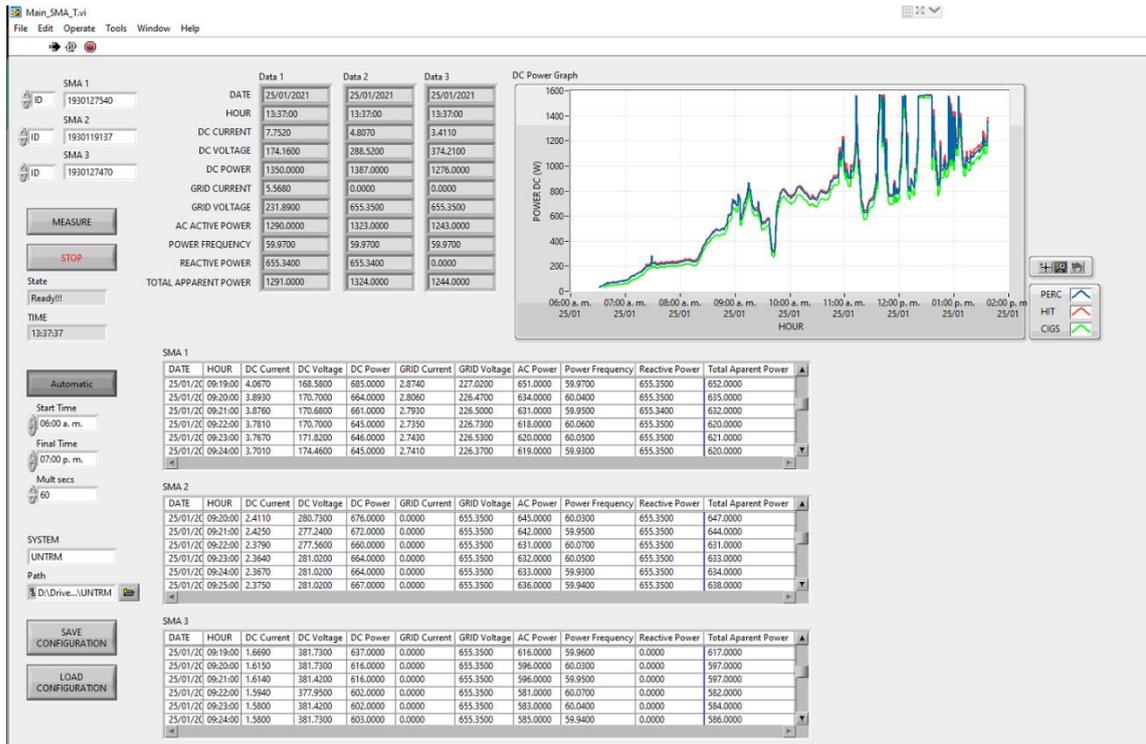


Figura 4. Interfaz del software de LabVIEW de los registros de los datos de irradiancia, temperatura de los paneles solares.



Figura 5. Interfaz del software de LabVIEW de los registros de los datos eléctricos de los sistemas fotovoltaicos

## 2.4. Evaluación del rendimiento energético

El análisis del rendimiento energético se realizó a través de métricas de series de tiempos para los tres sistemas fotovoltaicos de estudio, como se recomienda en la norma IEC 61724 – 1: 2017, de acuerdo, a lo aplicado por Romero-Fiances et al., (2019). Los parámetros evaluados fueron: el valor anual de rendimiento final ( $Y_f$ , anual, en  $Wh \cdot W^{-1}$ ), rendimiento energético del campo fotovoltaico ( $Y_A$ , anual, en  $Wh \cdot W^{-1}$ ), rendimiento de referencia ( $Y_r$ , anual, en  $Wh \cdot W^{-1}$ ), el índice de rendimiento (PR anual), según los indicadores siguientes:

La irradiación mensual en el plano ( $H_i$ , en  $Wh \cdot m^{-2}$ ) se obtuvo de acuerdo a la ecuación dado por:

$$H_i = \sum_k^m G_{i,k} * \tau_k$$

Donde:  $G_{i,k}$  ( $W \cdot m^{-2}$ ) es el k -ésimo valor registrado de la irradiancia en el plano, m es el número de instancias registradas durante un mes y  $\tau_k$  (h) es la duración del k - a intervalo de grabación. Las mediciones se realizarán cada 60 s,  $\tau_k = 1/60$  h.

La salida de energía alterna (CA) mensual del módulo fotovoltaico ( $E_{out}$ , en Wh) se trabajó con:

$$E_{out} = \sum_k^m P_{out,k} * \tau_k$$

Donde  $P_{out,k}$  (W) es el k -ésimo valor registrado de la potencia de CA de salida.

El rendimiento de referencia mensual ( $Y_r$ , en  $Wh \cdot W^{-1}$ ) está dado por:

$$Y_r = \frac{H}{G^*}$$

donde  $G^*$  ( $W \cdot m^{-2}$ ) es la irradiancia en el plano de referencia ( $1000 W \cdot m^{-2}$ ) a la que se representara como  $P_0$ .

El índice de rendimiento anual (PR) fue igual a  $Y_f$  dividido por  $Y_r$ .

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r}$$

## 2.5. Evaluación de la viabilidad económica

El análisis de viabilidad de proyectos de sistemas energéticos es fundamental para determinar las políticas de gestión energética de cualquier país. Un estudio de viabilidad contribuye a la asignación óptima de los recursos energéticos a nivel nacional y es una forma práctica de ayudar a los propietarios de capital a tomar las decisiones correctas, por lo que, la presente evaluación de viabilidad se basó en el estudio realizado por Imam, Al-Turki, & Sreerama Kumar, (2020).

### 2.5.1. Costo Nivelado de Energía

El costo nivelado de energía (LCOE, por sus siglas en inglés), estima el precio por unidad de energía (\$/kWh) durante la vida útil del proyecto. El LCOE se utiliza para comparar el costo en kWh de diferentes tecnologías de sistemas de energía. El LCOE se calcula dividiendo el coste del ciclo de vida del proyecto por la producción de energía esperada.

$$LCOE = \frac{LCC}{E_{grid}}$$

donde LCC es el costo del ciclo de vida y  $E_{grid}$  es el rendimiento energético del sistema. El costo del ciclo de vida incluye el costo de capital inicial, el costo de operación y mantenimiento, así como el costo de reemplazo menos el valor de rescate, que es el valor del proyecto al final de la vida útil del sistema.

$$LCC = C_{capital} + \sum C_{O\&M} + \sum c_{reemplazo}$$

Donde  $C_{capital}$  es el costo de capital,  $C_{O\&M}$  es el costo de operación y mantenimiento,  $C_{reemplazo}$  es el costo de reemplazo de un componente de los sistemas fotovoltaicos durante su vida útil.

### 2.5.2. Valor actual neto

El valor actual neto (VAN) se refiere a la diferencia entre el valor actual de la entrada de efectivo y la salida de efectivo durante la vida útil de un proyecto o empresa. El VAN se mide, durante la fase de planificación de un proyecto para analizar su rentabilidad.

$$VAN = \sum_{t=0}^N \frac{\text{ingresos}_t - \text{costos}_t}{(1 + d)^t}$$

Donde N es el número de años del análisis económico, t es la variable de año en cada suma, d se refiere a la tasa de descuento,  $\text{ingresos}_t$  son los ingresos monetarios del sistema fotovoltaico en el año t, y  $\text{Costo}_t$  representa el costo del sistema en el año t.

### 2.5.3. Tasa de retorno de inversión

La tasa de retorno de inversión (TIR), se refiere al valor de la tasa de descuento, donde el valor actual neto del flujo de efectivo de una inversión en particular es cero. Esta tasa se mide para investigar la rentabilidad de una inversión potencial. La tasa interna de rendimiento viene dada por:

$$TIR = VPN = \sum_{t=0}^N \frac{\text{ingresos}_t - \text{costos}_t}{(1 + d)^t} = 0$$

### 2.5.4. Período de recuperación

El período de recuperación se refiere al tiempo necesario para que una inversión compense la cantidad invertida en términos de ganancias o flujo de efectivo neto. Para el cálculo del período de recuperación simple de los sistemas fotovoltaicos residenciales se utilizó la siguiente formula:

$$PbP = \frac{\text{Precio PV} - \text{credito fiscal de inversión}}{\text{Ingreso anual del PV} - O\&M}$$

## 2.6. Análisis ambiental de los sistemas fotovoltaicos

Para el análisis ambiental se ha tomado el indicador de la mitigación de carbono, expresado en la cantidad de emisión de CO<sub>2</sub> que se dejó de emitir durante la generación de energía fotovoltaico como es propuesto por Rajput, Malvoni, Kumar, Sastry, & Jayakumar, (2020), para ello, se ha realizado con ajustes de acuerdo al contexto del estudio. En Chachapoyas, actualmente, el suministro del fluido eléctrico es del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional de Perú (SEIN), por lo que se tomado como referencia el factor de emisión de 0,4521 ton CO<sub>2</sub>/MWh (Ministerio de Economía y Finanzas del Perú, 2021). Entonces, el cálculo de la mitigación de emisión de CO<sub>2</sub>, se realizó mediante la siguiente ecuación:

$$CO_2emisión = E_{input} * \frac{1}{1 - L_a} * \frac{1}{1 - L_{td}} * 0.4521 \frac{kg CO_2}{kWh}$$

donde, L<sub>a</sub> y L<sub>td</sub> son las pérdidas durante la transmisión y la distribución de energía eléctrica, respectivamente.

### III. RESULTADOS

#### 3.1. Sistemas fotovoltaicos instalados

Los sistemas instalados que se evaluó en la investigación, se muestran en la figura 3. En una misma estructura se encuentra el piranómetro EKO MS80M, que mide la irradiancia solar, asimismo se muestran los sistemas PERC, HIT y CIGS, orientados en la posición norte-sur. Además, al pie de los sistemas fotovoltaicos se encuentra el sistema de adquisición de datos de radiación solar y temperatura de la superficie del panel. Por otra parte, cada sistema fotovoltaico está conectado con un inversor a través del tablero eléctrico del sistema para luego alimentar al tablero eléctrico del edificio. Los datos eléctricos se obtienen por la comunicación entre el inversor y el software de LabVIEW que se encuentra instalado en la computadora, esta comunicación se realiza a través de conexión de internet. También, se instaló un sistema de protección (pozo a tierra) en el lado DC (energía continua) y AC (energía alterna) en caso de descargas eléctricas como rayos, relámpagos o sobre cargas al sistema en general (Figura 6).

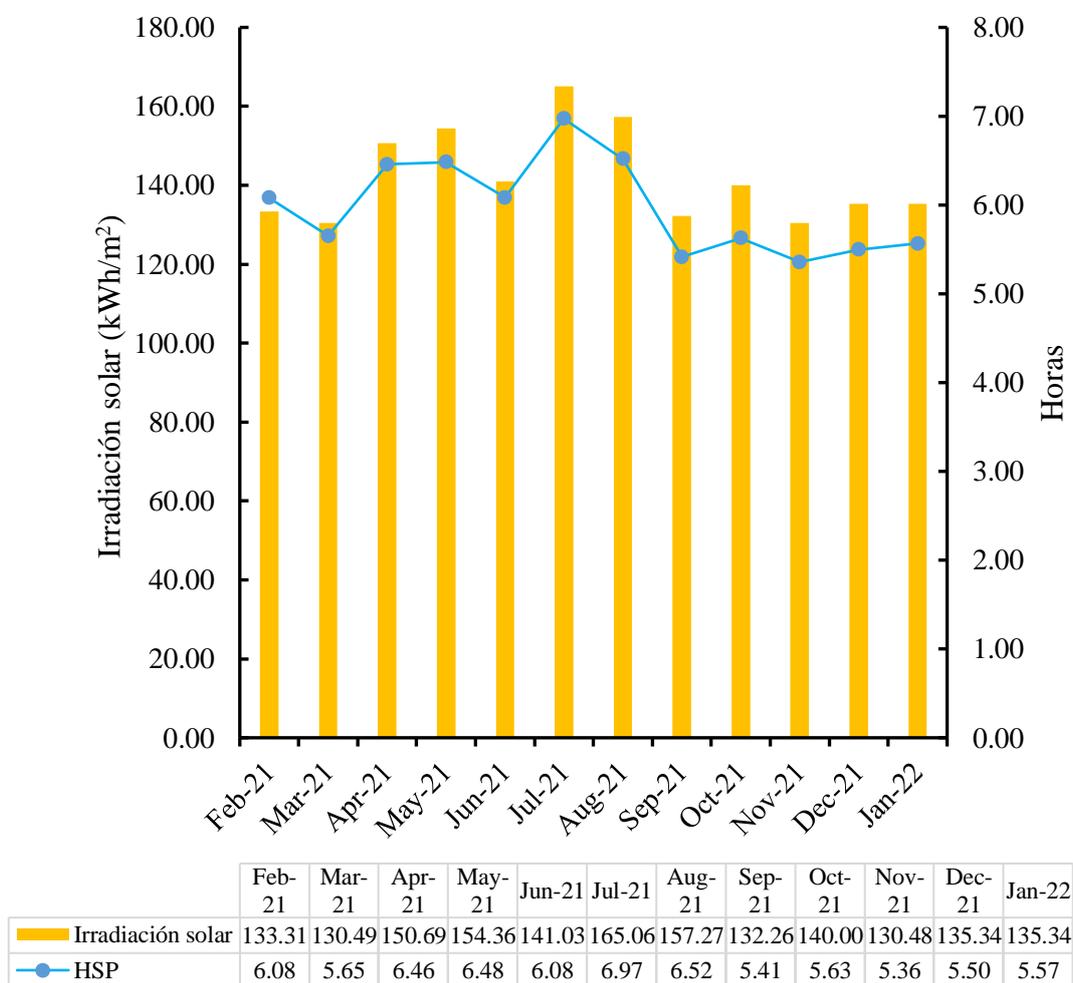


**Figura 6.** Sistemas fotovoltaicos instalados

### 3.2.Evaluación del rendimiento energético de los sistemas fotovoltaicos

#### 3.2.1. Potencial de la energía solar en Chachapoyas

La distribución de la energía solar durante el año de evaluación se muestra en la Figura 7, cuya energía solar acumulada es de 1705.64 kWh/m<sup>2</sup>. En la figura se evidencia una energía acumulada mensual, donde en el mes de noviembre se reporta el valor mínimo de 130.48 kWh/m<sup>2</sup> y el máximo en el mes de julio con 165 kWh/m<sup>2</sup>. Esta variación se debe a la disponibilidad de las horas solar pico (HSP), las cuales para el mes de noviembre fue de 5.36 horas y para julio fue de 6.97 horas. La hora solar es la energía por unidad de superficie que se recibiría con una hipotética irradiancia solar constante de 1000 W/m<sup>2</sup>.



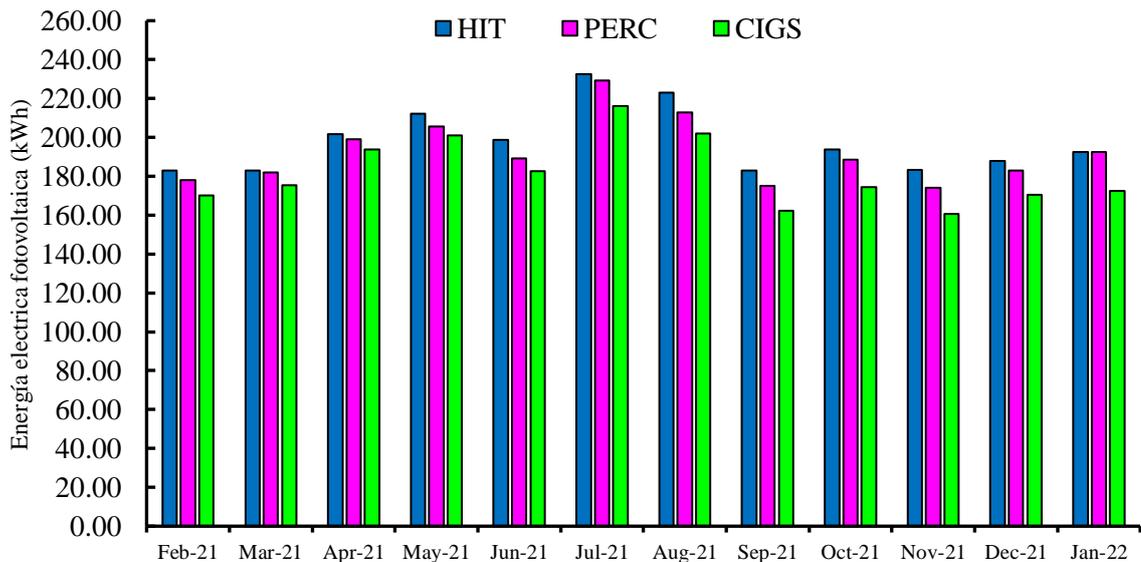
**Figura 7.** Energía solar mensual y las horas solar promedio mensual

### 3.2.2. Comparación de energía eléctrica generada por los sistemas fotovoltaicos

La cantidad de energía solar transformada en energía eléctrica por los sistemas fotovoltaicos estudiados se muestran en la tabla 5, donde, el sistema fotovoltaico HIT tiene mayor energía acumulada durante el primer año de funcionamiento, seguido por el PERC y por último el CIGS. En la figura 8, se muestra la variación de generación de energía mensual de los sistemas fotovoltaicos, cuyo comportamiento está en función de la irradiación solar disponible por mes.

**Tabla 5.** Energía producida por los sistemas fotovoltaicos

Meses	Energía eléctrica (kWh)		
	HIT	PERC	CIGS
Feb-21	183.10	177.91	170.25
Mar-21	182.99	181.97	175.23
Abr-21	201.53	198.89	193.67
May-21	212.19	205.73	200.90
Jun-21	198.65	189.29	182.47
Jul-21	232.67	229.09	216.12
Ago-21	223.14	212.73	202.02
Set-21	183.09	175.05	162.39
Oct-21	193.79	188.47	174.47
Nov-21	183.30	174.14	160.74
Dic-21	187.82	182.92	170.40
Ene-22	192.45	192.45	172.54
<b>Total</b>	<b>2374.71</b>	<b>2308.64</b>	<b>2181.21</b>



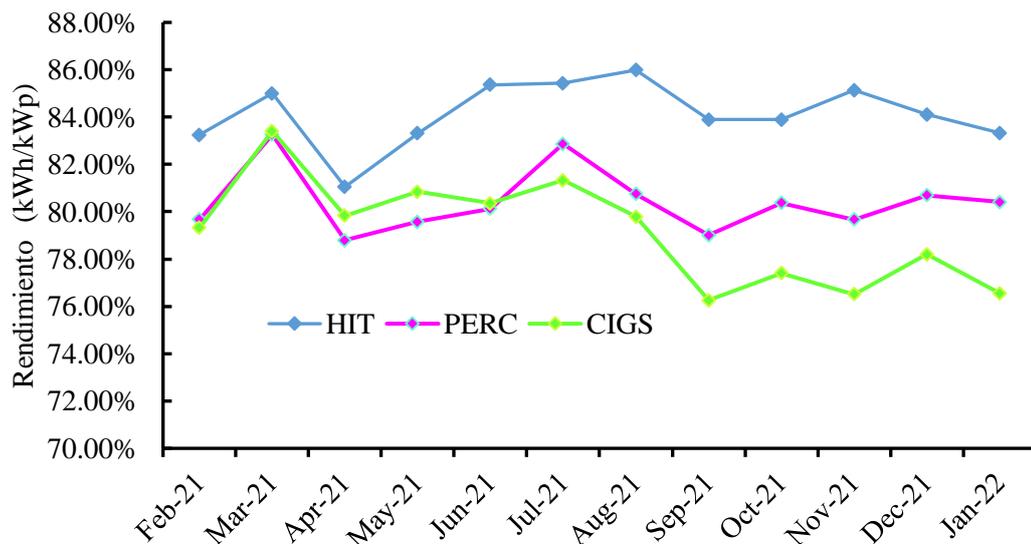
**Figura 8.** Variación de la generación de energía mensual de los sistemas fotovoltaicos

### 3.2.3. Rendimiento mensual de los sistemas fotovoltaicos

El rendimiento mensual se muestra en la tabla 6, el mayor rendimiento del sistema fotovoltaico HIT es en agosto con 85.99 %, mientras para la tecnología PERC y CIGS es en marzo con 83.26 % y 83.41 % respectivamente. En la figura 9, muestra que la tecnología HIT tiene mayor rendimiento en todos los meses, mientras la tecnología PERC y CIGS tienen un mismo comportamiento en los meses de febrero, marzo y junio; sin embargo, a partir de julio la tecnología CIGS tienen rendimientos más bajo que el PERC y HIT.

**Tabla 6.** Rendimiento mensual de los sistemas fotovoltaicos

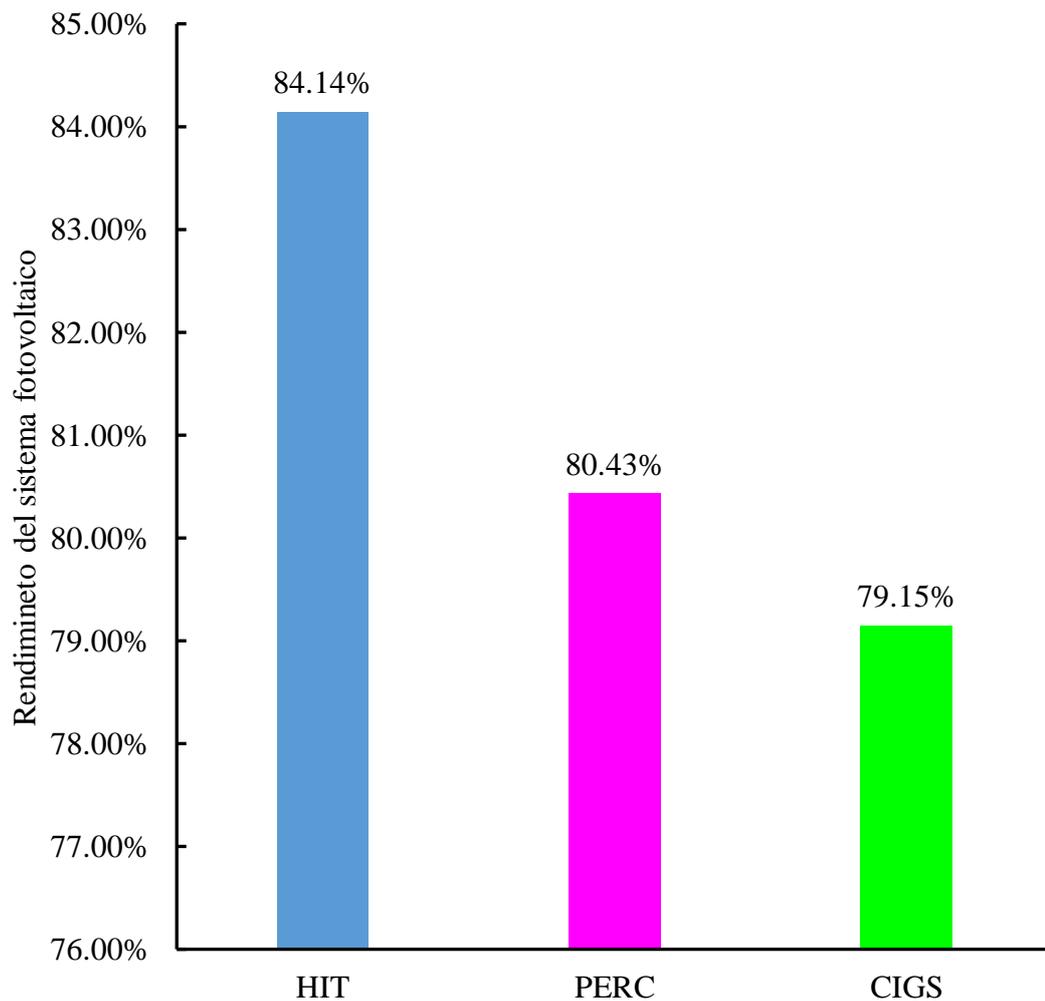
Meses	HIT	PERC	CIGS
Feb-21	83.24 %	79.67 %	79.32 %
Mar-21	84.99 %	83.26 %	83.41 %
Abr-21	81.05 %	78.80 %	79.83 %
May-21	83.31 %	79.57 %	80.84 %
Jun-21	85.37 %	80.13 %	80.36 %
Jul-21	85.43 %	82.86 %	81.33 %
Ago-21	85.99 %	80.75 %	79.78 %
Set-21	83.90 %	79.01 %	76.26 %
Oct-21	83.89 %	80.37 %	77.40 %
Nov-21	85.14 %	79.67 %	76.51 %
Dic-21	84.10 %	80.69 %	78.20 %
Ene-22	83.32 %	80.42 %	76.56 %



**Figura 9.** Tendencia del rendimiento mensual de los sistemas fotovoltaicos

### 3.2.4. Rendimiento energético anual de los sistemas fotovoltaicos

El rendimiento anual energético de los sistemas fotovoltaicos se muestra en la figura 10. Los rendimientos de los tres sistemas se encuentran entre el rango óptimo de desempeño energético de los sistemas fotovoltaicos en el mundo, pero, bajo las condiciones climáticas de Chachapoyas la tecnología HIT tiene mayor rendimiento que el PERC y CIGS.



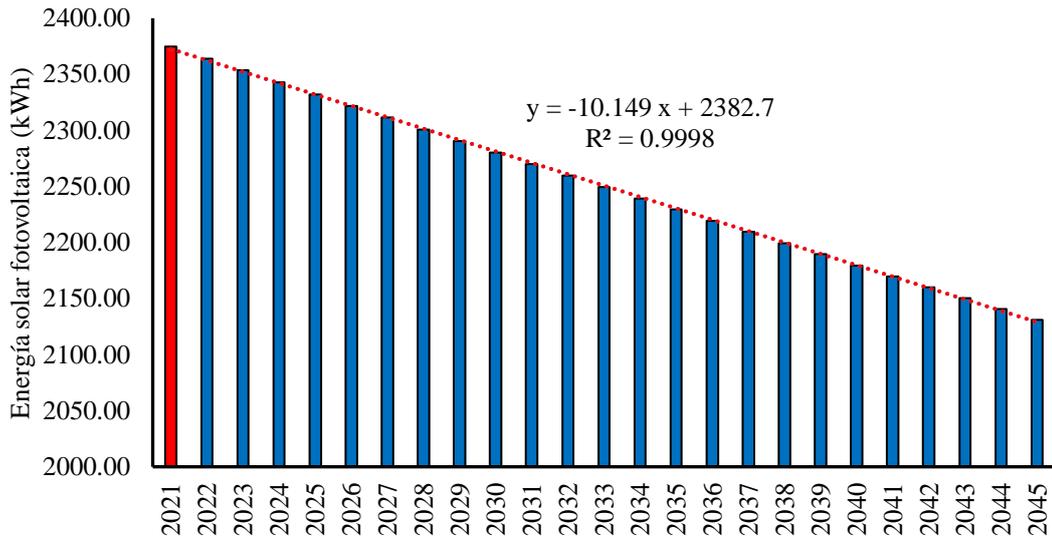
**Figura 10.** Rendimiento anual de los sistemas fotovoltaicos

### 3.2.5. Proyección de energía eléctrica fotovoltaica de los sistemas evaluados

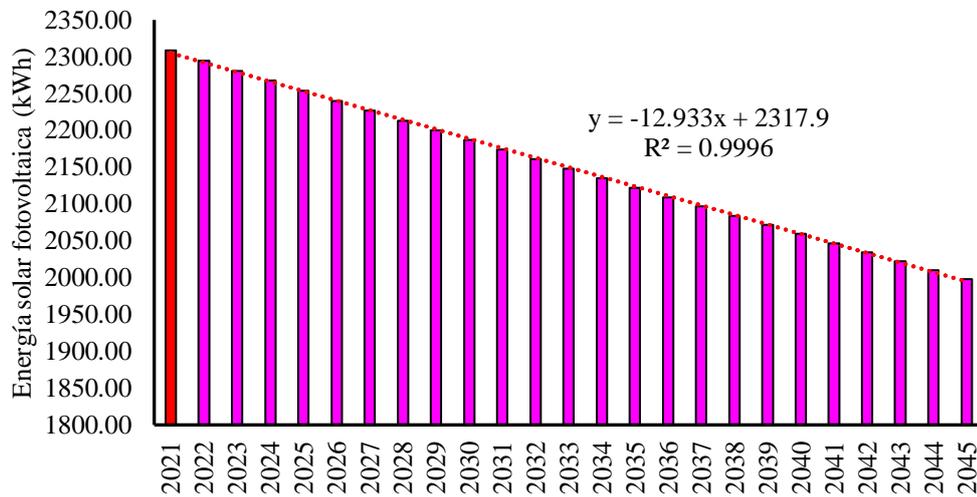
La proyección de la generación de energía eléctrica de los sistemas fotovoltaico se realizó para un periodo de 25 años, teniendo en cuenta que el rendimiento energético del primer año de operación, así como, las tasas de disminución de rendimiento son de 0.045 %, 0.06 %, 0.08 % para la tecnología HIT, PERC y CIGS respectivamente. La tabla 7 se muestra esta proyección y en la figura 11, 12 y 13 las tendencias de proyección que se ha realizado por cada una de las tecnologías evaluadas.

**Tabla 7.** Proyección de energía eléctrica fotovoltaica.

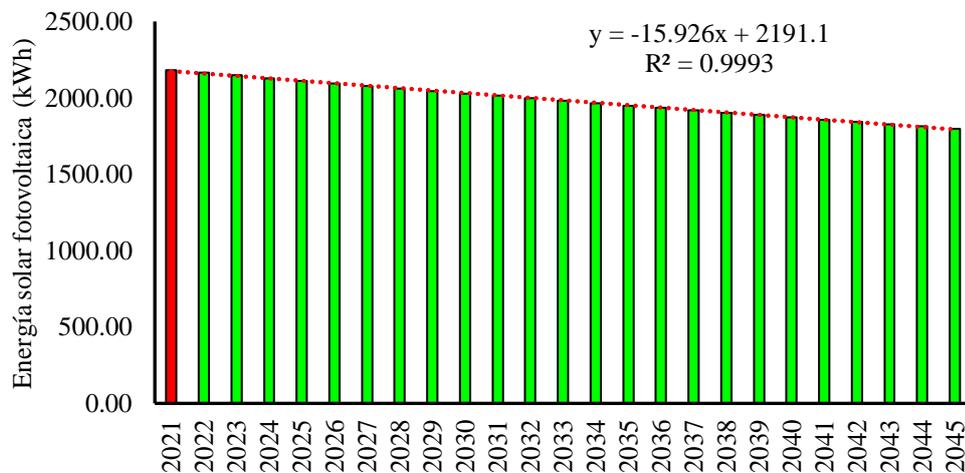
Años	Energía eléctrica (kWh)		
	HIT	PERC	CIGS
2021	2374.71	2308.64	2181.21
2022	2364.02	2294.79	2163.76
2023	2353.38	2281.02	2146.45
2024	2342.79	2267.33	2129.28
2025	2332.25	2253.73	2112.25
2026	2321.75	2240.21	2095.35
2027	2311.31	2226.76	2078.58
2028	2300.90	2213.40	2061.96
2029	2290.55	2200.12	2045.46
2030	2280.24	2186.92	2029.10
2031	2269.98	2173.80	2012.86
2032	2259.77	2160.76	1996.76
2033	2249.60	2147.79	1980.79
2034	2239.48	2134.91	1964.94
2035	2229.40	2122.10	1949.22
2036	2219.37	2109.37	1933.63
2037	2209.38	2096.71	1918.16
2038	2199.44	2084.13	1902.81
2039	2189.54	2071.62	1887.59
2040	2179.69	2059.19	1872.49
2041	2169.88	2046.84	1857.51
2042	2160.11	2034.56	1842.65
2043	2150.39	2022.35	1827.91
2044	2140.72	2010.22	1813.29
2045	2131.08	1998.16	1798.78



**Figura 11.** Proyección generación de energía fotovoltaica de la tecnología HIT



**Figura 12.** Proyección generación de energía fotovoltaica de la tecnología PERC



**Figura 13.** Proyección generación de energía fotovoltaica de la tecnología CIGS

### 3.3. Análisis económico de los sistemas fotovoltaicos

#### 3.3.1. Costos de los sistemas fotovoltaicos

Los costos de un sistema fotovoltaico se basan en la de instalación, operación y mantenimiento. Para expresar los costos e ingresos se optó por la divisa internacional del dólar (Tipo de cambio: 1 dólar = 3.73 soles, al 19 de abril, 2022), ya que los sistemas fotovoltaicos, estructuras e inversores son importados. Los costos de instalación, operación y mantenimiento se describen a continuación:

##### A) Costos de los sistemas fotovoltaicos

Los costos para la implementación de los sistemas fotovoltaicos se encuentran en el inversor, módulos solares, estructura, cables e instalación de los sistemas (Tabla 8). Todos los costos expresados en la tabla 8, es para la ciudad de Chachapoyas, ya que, estos costos pueden variar de acuerdo al lugar de instalación.

**Tabla 8.** Costos de los sistemas fotovoltaicos

<b>Componentes</b>	<b>PERC</b>	<b>HIT</b>	<b>CIGS</b>
Inversor SMA SB1.5-40	\$ 1,238.6	\$ 1,238.6	\$ 1,238.6
Módulos solares	\$ 1,716.2	\$ 1,967.8	\$ 1,707.8
Estructura	\$ 394.7	\$ 390.8	\$ 527.3
Cable fotovoltaico 6 mm <sup>2</sup>	\$ 120.1	\$ 120.1	\$ 120.1
Cable tierra 6 mm <sup>2</sup>	\$ 22.5	\$ 22.5	\$ 22.5
Servicio de Conexión e instalación	\$ 515.8	\$ 515.8	\$ 515.8
<b>Total</b>	<b>\$ 4,008.0</b>	<b>\$ 4,255.6</b>	<b>\$ 4,132.1</b>

##### B) Costos de operación y mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos

En el costo de operación se encuentra la limpieza de la superficie de los módulos solares con agua, cuya actividad no requiere de un conocimiento especializado por lo que puede realizarlo el usuario con facilidad. Por otro lado, en el costo de mantenimiento se encuentra la revisión eléctrica de los sistemas y el pozo a tierra, por ello se ha considerado un monto de 40.21 dólares anuales, ya que, esta actividad debe ser realizado por un profesional certificado.

### 3.3.2. Ingresos de los sistemas fotovoltaicos

El principal ingreso en los sistemas fotovoltaicos es la generación de energía, que se produce durante toda su vida útil. Entonces, para el estudio se ha considerado a los sistemas fotovoltaicos para autoconsumo, es decir, que toda la energía producida se consume en un edificio residencial, por lo que, se realizó la valorización de la energía con tarifa BTB residencial (Opc. Tarif.Resol.206-2013-OS/CD de 14.0.2013) que se paga en los recibos de luz en la ciudad de Chachapoyas (Anexo 5). El valor equivalente de un kilovatio hora (1 kWh) de energía es de S/. 0.7678 ( \$ 0.21 dólares), por lo tanto, tomando como referencia la energía proyecta en la tabla 7, se ha realizado la valorización económica que se muestra en la tabla 9, de acuerdo a esto, la tecnología HIT tiene mayor ingresos, seguido de PERC y del CIGS.

Años	HIT	PERC	CIGS
2021	\$ 498.69	\$ 484.81	\$ 458.05
2022	\$ 496.44	\$ 481.91	\$ 454.39
2023	\$ 494.21	\$ 479.01	\$ 450.75
2024	\$ 491.99	\$ 476.14	\$ 447.15
2025	\$ 489.77	\$ 473.28	\$ 443.57
2026	\$ 487.57	\$ 470.44	\$ 440.02
2027	\$ 485.37	\$ 467.62	\$ 436.50
2028	\$ 483.19	\$ 464.81	\$ 433.01
2029	\$ 481.02	\$ 462.03	\$ 429.55
2030	\$ 478.85	\$ 459.25	\$ 426.11
2031	\$ 476.70	\$ 456.50	\$ 422.70
2032	\$ 474.55	\$ 453.76	\$ 419.32
2033	\$ 472.42	\$ 451.04	\$ 415.97
2034	\$ 470.29	\$ 448.33	\$ 412.64
2035	\$ 468.17	\$ 445.64	\$ 409.34
2036	\$ 466.07	\$ 442.97	\$ 406.06
2037	\$ 463.97	\$ 440.31	\$ 402.81
2038	\$ 461.88	\$ 437.67	\$ 399.59
2039	\$ 459.80	\$ 435.04	\$ 396.39
2040	\$ 457.73	\$ 432.43	\$ 393.22
2041	\$ 455.67	\$ 429.84	\$ 390.08
2042	\$ 453.62	\$ 427.26	\$ 386.96
2043	\$ 451.58	\$ 424.69	\$ 383.86
2044	\$ 449.55	\$ 422.15	\$ 380.79
2045	\$ 447.53	\$ 419.61	\$ 377.74

### 3.3.3. Flujo de caja de los sistemas fotovoltaicos

A partir de los ingresos y egresos proyectados por cada tecnología fotovoltaica, se muestran el flujo de caja en la tabla 10 para los 25 años de vida útil de los sistemas fotovoltaicos. En la tabla 10 se evidencia que los mayores ingresos netos lo tienen la tecnología HIT, seguida PERC y por último por la tecnología CIGS.

**Tabla 9.** Flujo de caja de los sistemas fotovoltaico

Años	HIT	PERC	CIGS
0	\$ -4,255.61	\$ -4,007.96	\$ -4,132.08
1	\$ 458.48	\$ 444.60	\$ 417.84
2	\$ 456.23	\$ 441.70	\$ 414.18
3	\$ 454.00	\$ 438.80	\$ 410.54
4	\$ 451.78	\$ 435.93	\$ 407.94
5	\$ 449.56	\$ 433.07	\$ 405.36
6	\$ 447.36	\$ 430.23	\$ 402.81
7	\$ 445.16	\$ 427.41	\$ 400.29
8	\$ 442.98	\$ 424.60	\$ 397.80
9	\$ 440.81	\$ 421.82	\$ 395.34
10	\$ 438.64	\$ 419.04	\$ 392.90
11	\$ 436.49	\$ 416.29	\$ 390.49
12	\$ 434.34	\$ 413.55	\$ 388.11
13	\$ 432.21	\$ 410.83	\$ 385.76
14	\$ 430.08	\$ 408.12	\$ 383.43
15	\$ 427.96	\$ 405.43	\$ 381.13
16	\$ 425.86	\$ 402.76	\$ 378.85
17	\$ 423.76	\$ 400.10	\$ 376.60
18	\$ 421.67	\$ 397.46	\$ 374.38
19	\$ 419.59	\$ 394.83	\$ 372.18
20	\$ 417.52	\$ 392.22	\$ 370.01
21	\$ 415.46	\$ 389.63	\$ 367.87
22	\$ 413.41	\$ 387.05	\$ 365.75
23	\$ 411.37	\$ 384.48	\$ 363.65
24	\$ 409.34	\$ 381.94	\$ 361.58
25	\$ 407.32	\$ 379.40	\$ 359.53

### 3.3.4. Costo nivelado de energía por los sistemas fotovoltaicos

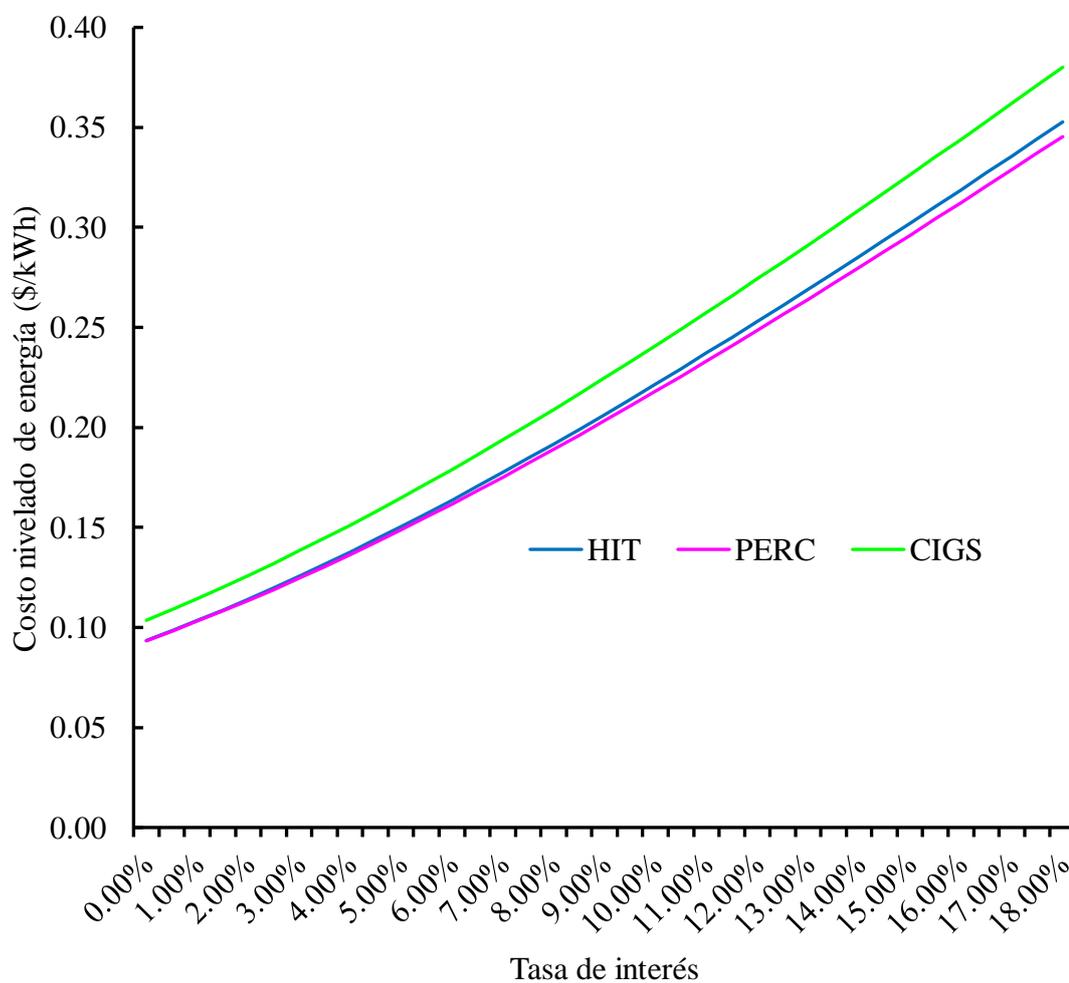
El costo nivelado de energía viene a ser el costo que debe cubrir para generar un kilovatio hora de energía de acuerdo a las condiciones de financiamiento del proyecto. Entonces en la tabla 11 se muestra que a mayor tasa de descuento es mayor el costo nivelado, por otro lado, en la figura 14, se muestra la tecnología CIGS tiene mayor costo nivelado de energía respecto a HIT y PERC, mientras que, estos últimos tienen una tendencia similar.

**Tabla 10.** Costo nivelado de energía de los sistemas fotovoltaicos

Tasa de descuento	Costo nivelado de energía (\$/kWh)		
	HIT	PERC	CIGS
0.00%	0.09	0.09	0.10
0.50%	0.10	0.10	0.11
1.00%	0.10	0.10	0.11
1.50%	0.11	0.11	0.12
2.00%	0.11	0.11	0.13
2.50%	0.12	0.12	0.13
3.00%	0.13	0.12	0.14
3.50%	0.13	0.13	0.14
4.00%	0.14	0.14	0.15
4.50%	0.14	0.14	0.16
5.00%	0.15	0.15	0.16
5.50%	0.16	0.16	0.17
6.00%	0.16	0.16	0.18
6.50%	0.17	0.17	0.19
7.00%	0.18	0.18	0.19
7.50%	0.18	0.18	0.20
8.00%	0.19	0.19	0.21
8.50%	0.20	0.20	0.22
9.00%	0.21	0.20	0.22
9.50%	0.21	0.21	0.23
10.00%	0.22	0.22	0.24
10.50%	0.23	0.23	0.25
11.00%	0.24	0.23	0.26
11.50%	0.24	0.24	0.27
12.00%	0.25	0.25	0.27
12.50%	0.26	0.26	0.28
13.00%	0.27	0.26	0.29
13.50%	0.28	0.27	0.30
14.00%	0.29	0.28	0.31
14.50%	0.29	0.29	0.32
15.00%	0.30	0.30	0.33

**Tabla 11.** Costo nivelado de energía de los sistemas fotovoltaicos

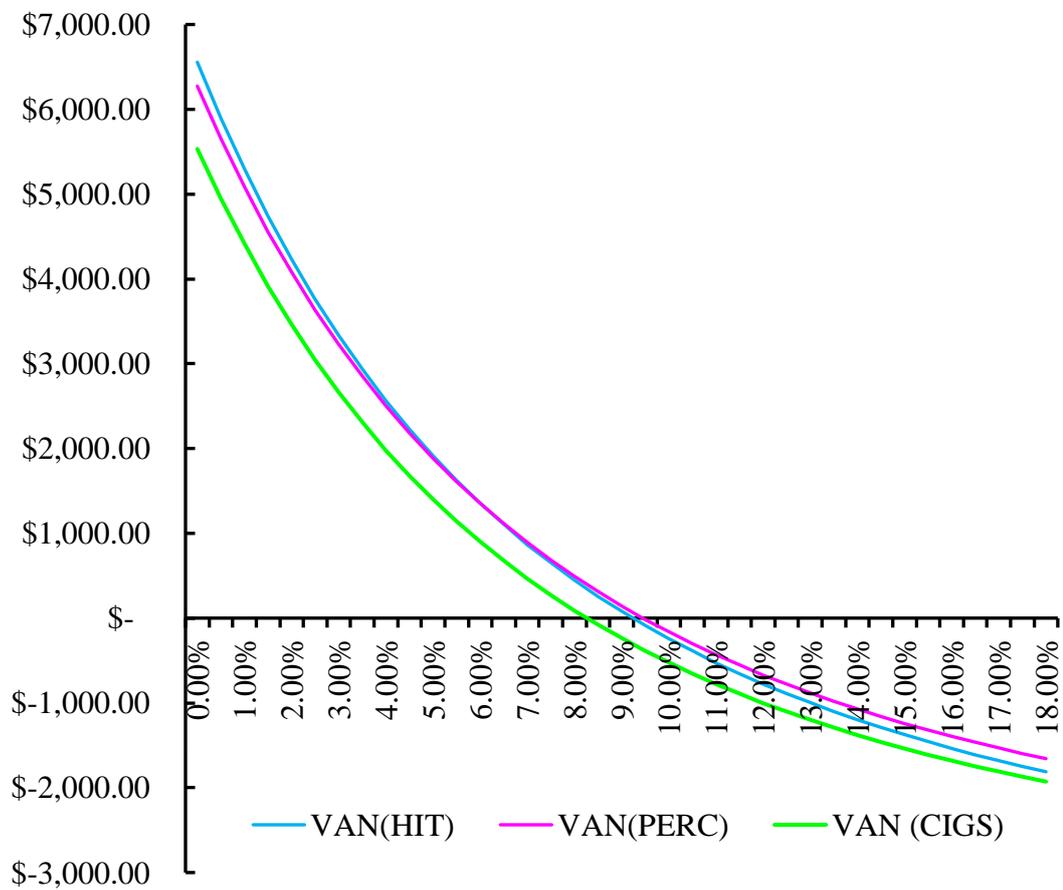
Tasa de descuento	Costo nivelado de energía (\$/kWh)		
	HIT	PERC	CIGS
15.50%	0.31	0.30	0.34
16.00%	0.32	0.31	0.34
16.50%	0.33	0.32	0.35
17.00%	0.34	0.33	0.36
17.50%	0.34	0.34	0.37
18.00%	0.35	0.35	0.38



**Figura 14.** Costo nivelado de energía de los sistemas fotovoltaicos

### 3.3.5. Valor neto presente

Los valores presentes netos evaluados para cada una de las tecnologías fotovoltaicas, se muestran en la figura 15 y la tabla 12. En las cuales se perciben que a tasas de descuentos menores al 9 %, las tecnologías HIT y PERC son viables, mientras que, para la tecnología CIGS tienen que ser tasas de descuento menores al 8 %. En consecuencia, si las tasas son superiores a la mencionadas, las inversiones en los sistemas fotovoltaicos no tendrían un beneficio económico.



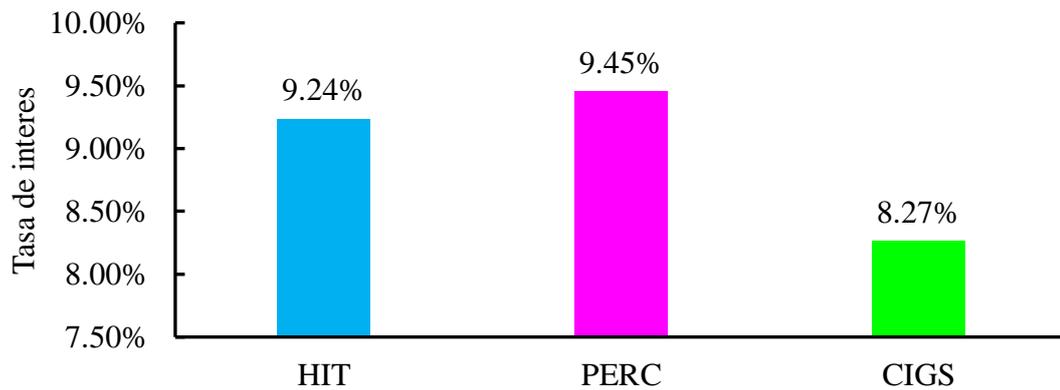
**Figura 15.** Valor presente neto de los sistemas fotovoltaicos de acuerdo a la tasa de descuento evaluado.

**Tabla 11.** Valor presente neto de los sistemas fotovoltaicos de acuerdo a la tasa de descuento evaluados

<b>Tasa de descuento</b>	<b>VAN (HIT)</b>	<b>VAN (PERC)</b>	<b>VAN (CIGS)</b>
0.00%	\$ 6,555.78	\$ 6,273.33	\$ 5,532.25
0.50%	\$ 5,896.55	\$ 5,650.61	\$ 4,945.80
1.00%	\$ 5,292.70	\$ 5,080.04	\$ 4,408.52
1.50%	\$ 4,738.84	\$ 4,556.52	\$ 3,915.61
2.00%	\$ 4,230.13	\$ 4,075.54	\$ 3,462.79
2.50%	\$ 3,762.28	\$ 3,633.04	\$ 3,046.26
3.00%	\$ 3,331.41	\$ 3,225.40	\$ 2,662.57
3.50%	\$ 2,934.09	\$ 2,849.36	\$ 2,308.68
4.00%	\$ 2,567.21	\$ 2,502.03	\$ 1,981.83
4.50%	\$ 2,227.99	\$ 2,180.78	\$ 1,679.57
5.00%	\$ 1,913.95	\$ 1,883.27	\$ 1,399.67
5.50%	\$ 1,622.82	\$ 1,607.39	\$ 1,140.15
6.00%	\$ 1,352.61	\$ 1,351.23	\$ 899.21
6.50%	\$ 1,101.47	\$ 1,113.09	\$ 675.24
7.00%	\$ 867.78	\$ 891.41	\$ 466.77
7.50%	\$ 650.05	\$ 684.80	\$ 272.50
8.00%	\$ 446.94	\$ 492.01	\$ 91.24
8.50%	\$ 257.23	\$ 311.87	\$ -78.10
9.00%	\$ 79.83	\$ 143.37	\$ -236.49
9.50%	\$ -86.26	\$ -14.43	\$ -384.82
10.00%	\$ -241.95	\$ -162.40	\$ -523.87
10.50%	\$ -388.04	\$ -301.30	\$ -654.40
11.00%	\$ -525.30	\$ -431.83	\$ -777.05
11.50%	\$ -654.39	\$ -554.64	\$ -892.44
12.00%	\$ -775.95	\$ -670.32	\$ -1,001.11
12.50%	\$ -890.53	\$ -779.39	\$ -1,103.57
13.00%	\$ -998.65	\$ -882.34	\$ -1,200.27
13.50%	\$ -1,100.78	\$ -979.62	\$ -1,291.63
14.00%	\$ -1,197.35	\$ -1,071.63	\$ -1,378.04
14.50%	\$ -1,288.76	\$ -1,158.75	\$ -1,459.85
15.00%	\$ -1,375.37	\$ -1,241.32	\$ -1,537.38
15.50%	\$ -1,457.52	\$ -1,319.65	\$ -1,610.92
16.00%	\$ -1,535.49	\$ -1,394.03	\$ -1,680.75
16.50%	\$ -1,609.59	\$ -1,464.72	\$ -1,747.11
17.00%	\$ -1,680.06	\$ -1,531.97	\$ -1,810.24
17.50%	\$ -1,747.14	\$ -1,596.01	\$ -1,870.34
18.00%	\$ -1,811.05	\$ -1,657.04	\$ -1,927.62

### 3.3.6. Tasa de interés de retorno

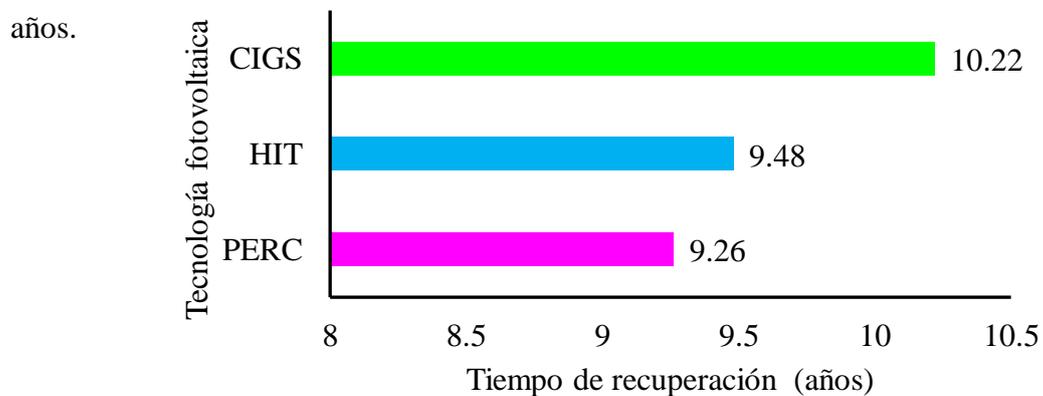
Las tasas de interés de retorno para las inversiones de las tecnologías fotovoltaicas, se muestran en la figura 16, en la cual se evidencia que la tecnología PERC tienen mayor tasa de interés, seguido por la tecnología HIT y después por el CIGS. Entonces, esto significa que, a tasa superiores, las inversiones no generan beneficios económicos.



**Figura 16.** Tasa de interés de retorno de la inversión de los sistemas fotovoltaicos evaluados

### 3.3.7. Periodo de recuperación de la inversión

En la figura 17, se muestra los tiempos de recuperación de los capitales invertidos en cada una de las tecnologías fotovoltaicas, en donde se evidencia que la tecnología PERC se recupera en 9.26 años, mientras para la tecnología HIT será en 9.48 años y la CIGS en 10.22 años.



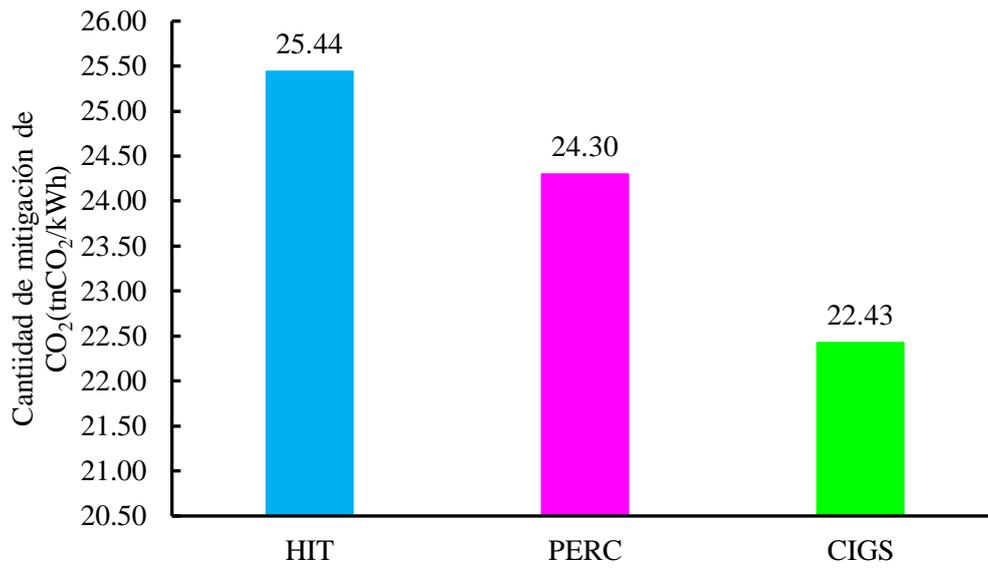
**Figura 17.** Periodo de recuperación de la inversión

### 3.4. Análisis ambiental de los sistemas fotovoltaicos

En la tabla 13, se muestra la cantidad de CO<sub>2</sub> que se dejó de emitir en el primer año de funcionamiento de los sistemas, y a partir de 2022 se ha proyectado la cantidad de CO<sub>2</sub> que se mitigará al utilizar los sistemas fotovoltaicos. Estas proyecciones se derivan directamente de proyección de energía que cada sistema genera, por ello, se muestra en la figura 17, la cantidad acumulada que se prevé mitigar durante la vida útil de los sistemas fotovoltaicos. Por consiguiente, la tecnología HIT tiene mayor cantidad de mitigación de CO<sub>2</sub>, seguido de la tecnología PERC y posteriormente la tecnología CIGS.

**Tabla 12.** Mitigación de emisión de CO<sub>2</sub>

Años	Mitigación de emisión de CO <sub>2</sub> (kgCO <sub>2</sub> /kWh)		
	HIT	PERC	CIGS
<b>2021</b>	<b>1073.60</b>	<b>1043.74</b>	<b>986.13</b>
2022	1068.77	1037.47	978.24
2023	1063.96	1031.25	970.41
2024	1059.18	1025.06	962.65
2025	1054.41	1018.91	954.95
2026	1049.66	1012.80	947.31
2027	1044.94	1006.72	939.73
2028	1040.24	1000.68	932.21
2029	1035.56	994.68	924.75
2030	1030.90	988.71	917.35
2031	1026.26	982.78	910.02
2032	1021.64	976.88	902.74
2033	1017.04	971.02	895.51
2034	1012.47	965.19	888.35
2035	1007.91	959.40	881.24
2036	1003.38	953.64	874.19
2037	998.86	947.92	867.20
2038	994.36	942.23	860.26
2039	989.89	936.58	853.38
2040	985.44	930.96	846.55
2041	981.00	925.38	839.78
2042	976.59	919.82	833.06
2043	972.19	914.30	826.40
2044	967.82	908.82	819.79
2045	963.46	903.37	813.23
<b>Total</b>	<b>25439.53</b>	<b>24298.31</b>	<b>22425.41</b>



**Figura 18.** Cantidad de CO<sub>2</sub> que se prevé mitigar durante la vida útil de los sistemas fotovoltaicos.

#### IV. DISCUSIÓN

La evaluación de sostenibilidad de los tres sistemas fotovoltaicos se basó en el desempeño energético, económico y ambiental, debido a que la economía mundial, actualmente se enfoca a una producción con bajas emisiones de carbono con impulso de la transición energética para la generación de energía con fuentes renovables (Lassio, Magrini, & Branco, 2021). Sin embargo; para continuar con este proceso se debe asegurar los recursos económicos y la viabilidad técnica para mitigar los efectos negativos del cambio climático, por ello, las tecnologías fotovoltaicas emergentes están progresando a un ritmo exponencial para cubrir la demanda energética, y convertirse en un plan de negocio atractivo (Ludin et al., 2021).

Las condiciones climáticas del lugar de instalación de los sistemas fotovoltaicos, influyen en el rendimiento de los módulos solares (Gulkowski, Zdyb, & Dragan, 2019). Por lo que, monitorear el recurso solar es la principal tarea, para estimar el desempeño energético de los sistemas fotovoltaicos (Sengupta, Habte, Wilbert, Gueymard, & Remund, 2021). Por ello, se realizó la recolección de los datos de irradiación solar desde febrero del 2021 a enero del 2022, en Chachapoyas en donde se fueron instalados los sistemas HIT, PERC y CIGS. La energía solar acumulada fue de 1705.64 kWh/m<sup>2</sup> cuyo nivel de disponibilidad de la radiación es alta, cercana a la energía solar disponible anualmente en Tacna (1859 kWh/m<sup>2</sup>), menor a lo disponible en Arequipa (2220 kWh/m<sup>2</sup>), pero superior a la radiación anual de Lima (1477 kWh/m<sup>2</sup>) (Espinoza et al., 2019).

La diferencia de la disponibilidad de los recursos solares es debido que en Arequipa, Tacna y Lima presentan un clima desértico con influencia costera; sin embargo, particularmente en Lima es un clima desértico costero muy húmedo, donde la irradiancia es bajo durante algunos meses de invierno (Romero-Fiances et al., 2019). Mientras que, en Chachapoyas, predomina un clima ligeramente húmedo y templado cálido, cuyas variaciones atmosféricas se caracterizan por la presencias de neblinas, debido a la cercanía a la zona de selva alta y corrientes frías de aire en la zona alto andina, cuya altitud es de 2379.077 m.s.n.m, es por ello, que esta zona presenta dos patrones muy marcados, relacionados con las épocas lluviosas (noviembre a abril) y secas (mayo a octubre) (Rascón et al., 2020). Por ende, se registró valor mínimo de energía solar de 130.48 kWh/m<sup>2</sup> en el mes de noviembre y un máximo de 165 kWh/m<sup>2</sup> en el mes de julio.

De ahí que, la investigación se basó en determinar el desempeño energético de las tecnologías emergentes disponibles en el mercado de las energías renovables como son: HIT, PERC y CIGS. Esto debido a que en la actualidad la tecnología más utilizada es de silicio monocristalino y multicristalino (Aghaei et al., 2022). Pero, se presume que las nuevas tecnologías con mayor rendimiento y bajos costos desplazarán a las actuales tecnologías, debido a que, en la última década, los fabricantes de módulos fotovoltaicos han experimentado un rápido crecimiento en el mercado con innovaciones en el uso de nuevos y novedoso materiales; pero, se están produciendo y vendiendo módulos sin un conocimiento a largo plazo sobre el rendimiento y la fiabilidad de estos nuevos materiales (Oreski et al., 2021). Por lo que, la presente investigación es el primer estudio en el nororiente peruano que evaluó el desempeño energético durante año de operaciones bajo condiciones climáticas reales en el ámbito de estudio.

Los resultados demuestran que la tecnología HIT tiene mayor producción energética con 2374.71 kWh/año, seguido por el PERC con 2308.64 kWh/año y por último el CIGS con 2181.21 kWh/año. Esta producción energética de estas tecnologías, no es el mismo durante el tiempo de evaluación debido a las variaciones de los cambios en el comportamiento de los parámetros ambientales, así como del material utilizado para construir el módulo fotovoltaico (Rajput et al., 2020). Esto se evidencia en los rendimientos mensuales de las cada una las tecnologías, en donde, el mayor rendimiento del sistema fotovoltaico HIT es en agosto con 85.99 %, mientras para la tecnología PERC y CIGS es en marzo con 83.26 % y 83.41 % respectivamente. Además, la tecnología HIT tiene mayor rendimiento en todos los meses del año, mientras la tecnología PERC y CIGS tienen un mismo comportamiento en los meses de febrero, marzo y junio; sin embargo, a partir de julio la tecnología CIGS tiene rendimiento más bajo que el PERC e HIT.

El índice de rendimiento anual (PR), es una de las mejores métricas de rendimiento utilizadas para evaluar el rendimiento de las plantas de energía solar (Gopi, Sudhakar, Keng, & Krishnan, 2021). El Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL, por sus siglas en inglés), informa que, el rango típico de PR para los nuevos sistemas fotovoltaicos es del 60 % al 90 % (Dierauf, Growitz, Kurtz, & Hansen, 2013). De ahí que, los rendimientos de los tres sistemas evaluados se encuentran entre el rango óptimo de desempeño energético de los sistemas fotovoltaicos en el mundo; sin embargo, bajo las condiciones climáticas de Chachapoyas la tecnología HIT (84.14 %) tiene mayor rendimiento que el PERC (80.43 %) y CIGS (79.15 %). Este comportamiento es similar a lo reportado por Gao et al., (2022), en

Shanghái, al este de China, desde julio de 2016 hasta octubre de 2019, donde, la comparación de la PR media anual sin calibrar los distintos módulos, donde el módulo bifacial HIT > CIGS > n-tipo multibarra > monofacial HIT > sc-Si PERC > mc-Si PERC > CdTe.

Por otro lado, Quansah & Adaramola, (2016), estudiaron módulos de silicio amorfo (a-Si) y CIS, en un clima cálido y húmedo en Ghana, en donde para la tecnología CIS requirieron un 15 % más de espacio en el techo que a-Si, sin embargo, la producción de energía (del CIS) es un 40 % menor que a-Si. En consecuencia, para instalar sistemas CIGS se requiere más espacio que las otras tecnologías, por ejemplo, en la investigación, se requieren 14 módulos CIGS, para tener una potencia nominal equivalente a 5 módulos de la tecnología HIT y/o PERC, sin embargo; su rendimiento energético es menor como se muestra en la figura 16.

Asimismo, Quansah, Adaramola, Appiah, & Edwin, (2017), encontraron que las diferentes tecnologías difieren en las proporciones de rendimiento, donde los módulos monocristalinos (m-Si) tienen un ligero rendimiento superior al HIT, y esta tecnología supera al policristalino (pc-Si) y por último el pc-Si es mayor al CIS, cuyos rendimientos son de 70.8 %, 69.8 %, 63.4 % y 48,8 %, respectivamente. También, Santoyo-Castelazo, Solano-Olivares, Martínez, García, & Santoyo, (2021), evaluaron un sistema fotovoltaico de 12 módulos de tecnología de silicio multicristalino, en la Ciudad de México PR es de 75 %. De igual importancia, Romero-Fiances et al. (2019), de acuerdo a los autores, los módulos fotovoltaicos sc-Si y presumiblemente mc-Si son adecuados para ser utilizados en climas desérticos, como los de Arequipa y Tacna, mientras que la tecnología fotovoltaica a-Si/ $\mu$ c-Si, es recomendable para la ciudad de Lima, debido a que, la eficiencia del módulo de película fina está menos influenciada por la temperatura como por los bajos niveles de luz solar.

Por otro lado, la viabilidad económica de las plantas fotovoltaicas depende en gran medida de su rendimiento energético durante su vida útil, y este, es influenciado por los efectos de la degradación y la vida útil, que influyen directamente en la electricidad producida y en el flujo de caja, que también repercute en los costes nivelados de la energía (LCOE) y, por tanto la rentabilidad de la planta eléctrica (Weiß, Bruckman, French, Oreski, & Tanahashi, 2021); es decir, que a menor degradación de los sistemas fotovoltaicos se reducirá el costo de generación y aumentará la vida útil de la planta, y por ende, mejorará su sostenibilidad (Aghaei et al., 2022). Para realizar la proyección de la generación de energía eléctrica de los sistemas fotovoltaico se tomó en cuenta, el periodo de 25 años que es lo que garantiza el

fabricante de los módulos. Además, se tomó como referencia la tasa de disminución de rendimiento de 0.045 %, 0.06 %, 0.08 % para las tecnologías HIT, PERC y CIGS respectivamente, cuyos datos fueron tomados de la ficha técnica de cada módulo. A partir de esas consideraciones se evaluó el rendimiento del primer año para luego proyectar la generación de energía para los 25 años posteriores.

Para los costos nivelados de energía, se reportaron que la tecnología CIGS tiene mayor costo nivelado de energía respecto a HIT y PERC, mientras que, estos últimos tienen una tendencia similar, a medida que se incrementa la tasa de descuento, mayor es el costo de nivelado de energía de los sistemas fotovoltaicos, sin embargo; los costos nivelados son altos en comparación a un sistema policristalino y cristalino amorfo cuyo valor oscila entre 0,0491 USD/kWh y 0,0605 USD/kWh con una tasa de descuento del 6% (Ludin et al., 2021). Esto debido a que, los mayores costos se encuentran en el equipamiento (módulos solares y el inversor), ya que, todos los sistemas son importados. También, se debe considerar la tecnología HIT y CIGS, que aún no están comercializados en el mercado peruano en comparación con la tecnología PERC. Debido a esto, los costos nivelados de energía en el Perú superan los 0.1 USD/kWh, como reporta Espinoza et al., (2019) para Arequipa, Tacna y Lima.

Por otro lado, si bien es cierto que la inversión en los sistemas fotovoltaicos no está sujeta a una tasa de descuento, el periodo de recuperación del capital se ha estimado para la tecnología PERC se recuperará en 9.26 años, mientras para la tecnología HIT en 9.48 años y para CIGS en 10.22 años. Estos periodos se encuentran dentro del tiempo de amortización simple para una tecnología policristalina que oscila entre 7 y 10 años (Ludin et al., 2021). Por otro lado, si la implementación de los sistemas fotovoltaicos se realizaría con un préstamo de alguna fuente de financiamiento bancario, las tasas de interés tendrían que ser menores al 9 % para las tecnologías HIT y PERC, mientras que, para la tecnología CIGS tienen que ser tasas de descuento menores a 8 %. Ahora, si no se busca tener una ganancia monetaria, la tasa de interés de retorno del capital es de 8.27 % para el CIGS, 9.24 % para el HIT y el 9.45% para el PERC. En el Perú, las tasas de interés comerciales de las entidades bancarias superan el 10 %, por lo que, la implementación de los sistemas fotovoltaicos debe ser categorizados como proyectos de inversión pública ambientales para poder acceder a una tasa de descuento equivalente al 4 %, para poder tener una viabilidad económica (Ministerio de Economía y Finanzas, 2011).

La importancia de que los proyectos fotovoltaicos sean categorizados como proyectos ambientales es fundamental, ya que se impulsa el cierre de brechas al acceso de energía y la vez se mitiga la emisión de CO<sub>2</sub> y por ende los efectos negativos del cambio climático. De las tecnologías evaluadas, los resultados muestran que la tecnología HIT evita emitir 25.44 t CO<sub>2</sub>, seguido por la tecnología PERC con 24.30 t CO<sub>2</sub> y por la tecnología CIGS con 22.43 t CO<sub>2</sub>. Estos resultados implican que durante la generación de electricidad los sistemas fotovoltaicos son amigables con el ambiente, lo que es comprobado, con otros estudios, como por ejemplo de Rajput et al. (2020), que reporta la mitigación de emisiones de CO<sub>2</sub> de 78,68 tCO<sub>2</sub>, 74,05 tCO<sub>2</sub> y 129,64 tCO<sub>2</sub> para las tecnologías mc-Si, a-Si e HIT, respectivamente; durante su vida útil de los sistemas fotovoltaicos es de 25 años. Por lo tanto, el sistema fotovoltaico HIT puede proporcionar una mayor mitigación de CO<sub>2</sub> y obtener mayor crédito de carbono que los sistemas fotovoltaicos de otras tecnologías.

Por último, se evidencia que la aplicación del recurso solar en las energías renovables gana terreno, también crece la demanda de la tecnología fotovoltaica asequibles (Muttumthala & Yadav, 2022). Por lo tanto, los resultados obtenidos por la investigación demuestran que las tecnologías fotovoltaicas HIT, PERC y CIGS, tienen un buen desempeño energético frente a las variaciones ambientales, sin embargo, en la viabilidad económica se tiene que realizarse ajustes en el sistema financiero del país, para acceder a créditos con tasas de interés reducidos para proyectos ambientales. Y, para una implementación masiva con sistemas fotovoltaicos a nivel residencial en el Perú, el gobierno debe incentivar la generación de energía renovable introduciendo competencia e innovación tecnológica para el rediseño y apertura del mercado del sector energético a nivel residencial, ya que, con ello, se buscaría una mejora en el sector energético para minimizar la dependencia de los combustibles fósiles para la generación de electricidad (Santoyo-Castelazo et al., 2021).

Para ello, los responsables de las políticas gubernamentales y los agentes públicos del Perú tienen que legislar para promover la generación distribuida fotovoltaica a nivel residencial y además de promover incentivos fiscales que reduzcan el coste medio ponderado del capital (Espinoza et al., 2019). Por otro lado, se debe crear oportunidades de desarrollo tecnológico e innovación, así como, un marco legislativo de las políticas públicas en producción de energías limpias y sostenibles como lo viene haciendo la Unión Europea (UE), que parte de un análisis de los puntos conflictivos para el ambiente de los productos fotovoltaicos a lo largo de todo su ciclo de vida (desde la extracción de las materias primas hasta el final de su vida útil y eliminación) (Polverini, Dodd, & Espinosa, 2021).

## V. CONCLUSIONES

La evaluación de sostenibilidad de los tres sistemas fotovoltaicos se basó en el desempeño energético, económico y ambiental. En cuanto, al desempeño energético de los sistemas se analizó la disponibilidad del recurso solar y el rendimiento anual de cada uno de los sistemas. Para la viabilidad económico se basó en el valor presente neto, la tasa de retorno y tiempo de recuperación de la inversión y, por último, en el desempeño ambiental se estimó la mitigación de CO<sub>2</sub>. A partir de ellos, se concluye lo siguiente:

- La disponibilidad del recurso solar en la parte sur de la región Amazonas, tiene una alta irradiación, similares al potencial solar de la costa sur del Perú e inclusive supera a la disponibilidad de energía solar de Lima, esto debido a que Chachapoyas encuentra geográficamente entre la zona alto andina y selva alta. En la investigación, se determinó que la energía solar acumulada anual fue de 1705.64 kWh/m<sup>2</sup>, entre febrero del 2021 y enero del 2022, y la variación de la disponibilidad del recurso solar coinciden con la época lluviosa (noviembre a abril) y secas (mayo a octubre), siendo noviembre el mes con menor disponibilidad de energía solar, y julio es el mes con mayor energía solar. En consecuencia, esta zona geográfica tiene un gran potencial para aprovechar la energía solar a través de los sistemas fotovoltaicos para generar electricidad con la finalidad de cerrar las brechas al acceso de energía e impulsar la transición energética.
- El mayor desempeño energético evaluado fue de la tecnología HIT con rendimiento de 84.14 %, seguido por PERC (80.43 %) y CIGS (79.15 %). Estos rendimientos se encuentran dentro los valores óptimos de las plantas fotovoltaicas en el mundo, gracias a las condiciones climáticas de Chachapoyas que son las óptimas para el aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica.
- En cuanto a la viabilidad económica, se establece que, si la implementación de los sistemas fotovoltaicos se realiza con un financiamiento que no tenga tasa de descuento, es viable monetariamente; y el tiempo de retorno de inversión del capital de la tecnología PERC sería en 9.26 años, mientras para la tecnología HIT es en 9.48 años y para CIGS de 10.22 años. Por otra parte, la tasa de interés de retorno es de 8.27 % para el CIGS, 9.24 % para el HIT y el 9.45% para el PERC.

Además, si se espera tener una ganancia monetaria la tasa de descuento debe ser menor al 9 % para las tecnologías HIT y PERC, mientras que, para la tecnología CIGS debe ser menor al 8 %. De aquí que, en el Perú se debe implementar políticas económicas que ayuden a impulsar la generación de electricidad a través de sistemas fotovoltaicos a nivel residencial y sean categorizados como proyectos ambientales para acceder a tasas descuentos menores a las tasas comerciales actuales.

- En lo respecta a la mitigación de la emisión de CO<sub>2</sub>, se ha demostrado que los sistemas fotovoltaicos son amigables con el ambiente debido a que se ha estimado en base a la producción de energía durante los 25 años, que, la tecnología HIT puede evitar emitir 25.44 t CO<sub>2</sub>, seguido por la tecnología PERC con 24.30 t CO<sub>2</sub> y por la tecnología CIGS con 22.43 t CO<sub>2</sub>. Por lo que, se debe impulsar políticas gubernamentales para generar oportunidades de desarrollo tecnológico e innovación para la implementación de sistema fotovoltaico a nivel residencial.
- Por último, las tres tecnologías fotovoltaicas evaluadas bajo las condiciones climáticas de Chachapoyas, tienen un desempeño energético y ambiental aceptable, sobresaliendo la tecnología HIT en comparación a las otras tecnologías, mientras que, en lo económico la tecnología PERC es más viables esto debido a que en el mercado fotovoltaico peruano ya está posicionado en comparación a la tecnología HIT y CIGS.

## **VI. RECOMENDACIONES**

- Caracterizar el recurso solar en la región Amazonas y estimar el potencial de aprovechamiento de energía solar fotovoltaica.
- Realizar estudios de sostenibilidad con otras tecnologías.
- Seguir monitoreando las tecnologías evaluadas para cuantificar la degradación real bajo las condiciones climáticas.
- Realizar estudios sobre el ciclo de vida de los sistemas fotovoltaicos.
- Analizar la viabilidad económica para otras tecnologías fotovoltaicas.
- Analizar el impacto ambiental para otras tecnologías fotovoltaicas.

## VII. REFERENCIAS BIBLIGRÁFICAS

- Aghaei, M., Fairbrother, A., Gok, A., Ahmad, S., Kazim, S., Lobato, K., ... Kettle, J. (2022). Review of degradation and failure phenomena in photovoltaic modules. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *159*(July 2021), 112160. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112160>
- Akinyele, D. O., Rayudu, R. K., & Nair, N. K. C. (2017). Life cycle impact assessment of photovoltaic power generation from crystalline silicon-based solar modules in Nigeria. *Renewable Energy*, *101*, 537–549. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.09.017>
- Alaaeddin, M. H., Sapuan, S. M., Zuhri, M. Y. M., Zainudin, E. S., & AL-Oqla, F. M. (2019). Photovoltaic applications: Status and manufacturing prospects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *102*(October 2018), 318–332. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.12.026>
- Bühler, A. J., Gabe, I. J., & Santos, F. H. dos. (2019). Uma Revisão Sobre As Tecnologias Fotovoltaicas Atuais. *Energia Solar e Eólica*, 10–25. <https://doi.org/10.22533/at.ed.6671922011>
- Carhuavilca, A. M., Conde, L. A., Berastain, A. E., Montes-Romero, J., Gosgot, W., De La Casa, J., ... Catao, M. A. (2021). Monitoring system based on IEC standards for irradiance and module temperature measurements in photovoltaic systems. *Journal of Physics: Conference Series*, *1841*(1). <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1841/1/012002>
- Carhuavilca, V. A. M. (2021). *Diseño e implementación de un sistema de adquisición de datos para el registro de irradiancia, temperatura y cálculo de productividad energética de los sistemas fotovoltaicos conectados a red*. Pontificia Universidad Católica del Perú.
- Chatterjee, S., Kumar, P., & Chatterjee, S. (2018). A techno-commercial review on grid connected photovoltaic system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *81*(March), 2371–2397. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.045>

- Dierauf, T., Growitz, A., Kurtz, S., & Hansen, C. (2013). Weather-Corrected Performance Ratio. *NREL Technical Report NREL/TP-5200-57991*, (April), 1–16.
- Edalati, S., Ameri, M., & Iranmanesh, M. (2015). Comparative performance investigation of mono- and poly-crystalline silicon photovoltaic modules for use in grid-connected photovoltaic systems in dry climates. *Applied Energy*, *160*, 255–265. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.09.064>
- Eke, R., & Demircan, H. (2013). Performance analysis of a multi crystalline Si photovoltaic module under Mugla climatic conditions in Turkey. *Energy Conversion and Management*, *65*, 580–586. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2012.09.007>
- Espinoza, R., Muñoz-Cerón, E., Aguilera, J., & de la Casa, J. (2019). Feasibility evaluation of residential photovoltaic self-consumption projects in Peru. *Renewable Energy*, *136*, 414–427. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.01.003>
- Gao, B., Shao, Y., Liu, W., Xiang, H., Yu, Y., & Liu, Z. (2022). Out-door reliability and degradation of HIT, CIGS, n-type multi-busbar, PERC, and CdTe modules in Shanghai, China. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, *236*(October 2021), 111490. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2021.111490>
- Gopi, A., Sudhakar, K., Keng, N. W., & Krishnan, A. R. (2021). Comparison of normal and weather corrected performance ratio of photovoltaic solar plants in hot and cold climates. *Energy for Sustainable Development*, *65*(2021), 53–62. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2021.09.005>
- Green, M. A. (2015). The Passivated Emitter and Rear Cell (PERC): From conception to mass production. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, *143*, 190–197. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2015.06.055>
- Green, M. A. (2016). Commercial progress and challenges for photovoltaics. *Nature Energy*, *1*(1), 1–4. <https://doi.org/10.1038/nenergy.2015.15>
- Gulkowski, S., Zdyb, A., & Dragan, P. (2019). Experimental efficiency analysis of a photovoltaic system with different module technologies under temperate climate conditions. *Applied Sciences (Switzerland)*, *9*(1). <https://doi.org/10.3390/app9010141>

- Imam, A. A., Al-Turki, Y. A., & Sreerama Kumar, R. (2020). Techno-economic feasibility assessment of grid-connected PV systems for residential buildings in Saudi Arabia-A case study. *Sustainability (Switzerland)*, *12*(1). <https://doi.org/10.3390/su12010262>
- Ito, M., Kato, K., Komoto, K., Kichimi, T., & Kurokawa, K. (2008). A comparative study on cost and life-cycle analysis for 100 MW very large-scale PV (VLS-PV) systems in deserts using m-Si, a-Si, CdTe, and CIS modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, *16*(1), 17–30. <https://doi.org/10.1002/pip.770>
- Kazem, H. A., Khatib, T., Sopian, K., & Elmenreich, W. (2014). Performe and feasibility assessment of a 1.4 kW roof top grid-connected photovoltaic poqer system under desertic weather conditions. *Energy and Buildings*, *82*, 123–129.
- Khalid, A. M., Mitra, I., Warmuth, W., & Schacht, V. (2016). Performance ratio – Crucial parameter for grid connected PV plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *65*, 1139–1158. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.07.066>
- Lassio, J. G., Magrini, A., & Branco, D. (2021). Life cycle-based sustainability indicators for electricity generation: A systematic review and a proposal for assessments in Brazil. *Journal of Cleaner Production*, *311*(June 2020), 127568. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.127568>
- Leccisi, E., Raugei, M., & Fthenakis, V. (2016). The energy and environmental performance of ground-mounted photovoltaic systems - A timely update. *Energies*, *9*(8), 622. <https://doi.org/10.3390/en9080622>
- Ludin, N. A., Affandi, N. A. A., Purvis-Roberts, K., Ahmad, A., Ibrahim, M. A., Sopian, K., & Jusoh, S. (2021). Environmental Impact and Levelised Cost of Energy Analysis of Solar Photovoltaic Systems in Selected Asia Pacific Region: A Cradle-to-Grave Approach. *Sustainability (Switzerland)*, *13*(1), 1–21.
- M. Lunardi, M., Alvarez-Gaitan, J. P., Chang, N. L., & Corkish, R. (2018). Life cycle assessment on PERC solar modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, *187*(August), 154–159. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2018.08.004>

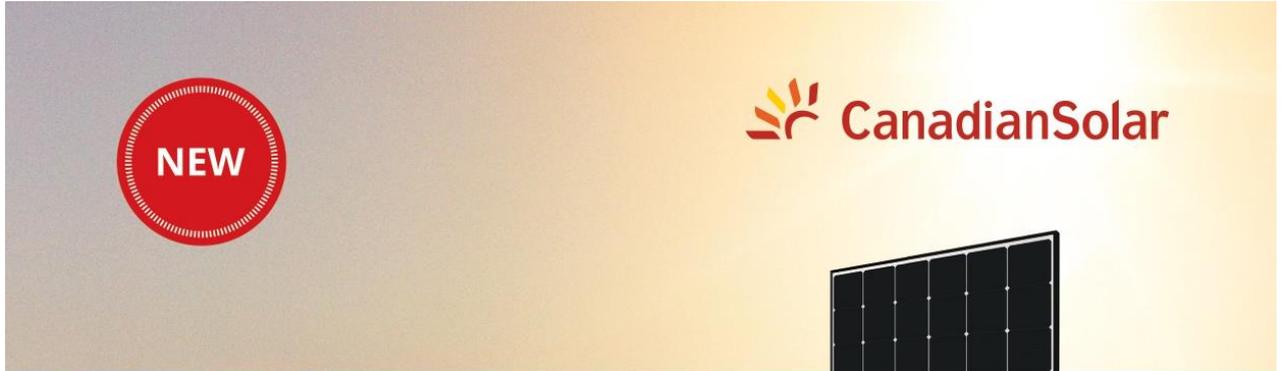
- Ministerio de Economía y Finanzas. (2011). *Cálculo de la Tasa Social de Descuento para Proyectos de Inversión Pública Ambientales* (pp. 1–22). pp. 1–22.
- Ministerio de Economía y Finanzas del Perú. (2021). *Nota Técnica para el uso del Precio Social del Carbono en la Evaluación Social de Proyectos De Inversión*. Retrieved from [https://www.mef.gob.pe/contenidos/inv\\_publica/anexos/anexo3\\_RD006\\_2021EF6301.pdf](https://www.mef.gob.pe/contenidos/inv_publica/anexos/anexo3_RD006_2021EF6301.pdf)
- Mulcué-Nieto, L. F., & Mora-López, L. (2014). A new model to predict the energy generated by a photovoltaic system connected to the grid in low latitude countries. *Solar Energy*, *107*, 423–442. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.04.030>
- Muttumthala, N. L., & Yadav, A. (2022). Materials Today: Proceedings A concise overview of thin film photovoltaics. *Materials Today: Proceedings*, (xxxx). <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2022.04.862>
- Obeidat, F. (2018). A comprehensive review of future photovoltaic systems. *Solar Energy*, *163*(July 2017), 545–551. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.01.050>
- Oreski Gernot , Stein Joshua , Eder Gabriele , Berger Karl, Bruckman Laura S., Vedde Jan , Weiss Karl-Anders , Tanahashi Tadanori , French Roger H., R. S. (2021). *IEA-PVPS: Designing New Materials for Photovoltaics: Opportunities for Lowering Cost and Increasing Performance through Advanced Material Innovations*.
- Pacca, S., Sivaraman, D., & Keoleian, G. A. (2007). Parameters affecting the life cycle performance of PV technologies and systems. *Energy Policy*, *35*(6), 3316–3326. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.10.003>
- Peinado Gonzalo, A., Pliego Marugán, A., & García Márquez, F. P. (2020, December 1). Survey of maintenance management for photovoltaic power systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 134, p. 110347. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110347>
- Polverini, D., Dodd, N., & Espinosa, N. (2021). Potential regulatory approaches on the environmental impacts of photovoltaics: Expected improvements and impacts on technological innovation. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, *29*(1), 83–97. <https://doi.org/10.1002/pip.3344>

- Quansah, D. A., & Adaramola, M. S. (2016). Economic assessment of a-Si and CIS thin film solar PV technologies in Ghana. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, *18*, 164–174. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2016.10.006>
- Quansah, D. A., Adaramola, M. S., Appiah, G. K., & Edwin, I. A. (2017). Performance analysis of different grid-connected solar photovoltaic (PV) system technologies with combined capacity of 20 kW located in humid tropical climate. *International Journal of Hydrogen Energy*, *42*(7), 4626–4635. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.10.119>
- Rajput, P., Malvoni, M., Kumar, N. M., Sastry, O. S., & Jayakumar, A. (2020). Operational performance and degradation influenced life cycle environmental-economic metrics of mc-si, a-si and hit photovoltaic arrays in hot semi-arid climates. *Sustainability (Switzerland)*, *12*(3), 1075. <https://doi.org/10.3390/su12031075>
- Rampinelli, G. A., Gasparin, F. P., Bühler, A. J., Krenzinger, A., & Chenlo Romero, F. (2015). Assessment and mathematical modeling of energy quality parameters of grid connected photovoltaic inverters. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *52*, 133–141. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.087>
- Rascón, J., Gosgot, A. W., Oliva, M., Quiñones, L., & Barrena, G. M. Á. (2020). Determinación de las épocas lluviosas y secas en la ciudad de Chachapoyas para el periodo de 2014-2018. *Revista de Climatología*, *20*(July), 15–28.
- 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). <https://doi.org/10.3390/en12010186>
- Santoyo-Castelazo, E., Solano-Olivares, K., Martínez, E., García, E. O., & Santoyo, E. (2021). Life cycle assessment for a grid-connected multi-crystalline silicon photovoltaic system of 3 kWp: A case study for Mexico. *Journal of Cleaner Production*, *316*(September 2020), 128314. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.128314>

- Sengupta, M., Habte, A., Wilbert, S., Gueymard, C., & Remund, J. (2021). *Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data for Solar Energy Applications: Third Edition*. Retrieved from <https://iea-pvps.org/research-tasks/solar-resource-for-high-penetration-and-large-scale-applications/#:~:text=The main goals of Task,forecasts and the resources assessments.&text=Develop enhanced analysis of long,trends in the solar resource.>
- Sharma, R., & Tiwari, G. N. (2013). Life cycle assessment of stand-alone photovoltaic (SAPV) system under on-field conditions of New Delhi, India. *Energy Policy*, *63*, 272–282. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.08.081>
- Shubbak, M. H. (2019). Advances in solar photovoltaics: Technology review and patent trends. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *115*(June 2018), 109383. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109383>
- Taguchi, M. (2021). Review—Development History of High Efficiency Silicon Heterojunction Solar Cell: From Discovery to Practical Use. *ECS Journal of Solid State Science and Technology*, *10*(2), 025002. <https://doi.org/10.1149/2162-8777/abdfb6>
- Tonolo, É. A., Mariano, J. D., Neves, C. E. T., Silva, A. P. de M., & Urbanetz Junior, J. (2018). Study of the Performance Reduction Due to the Dirt Effect in the Photovoltaic Systems of UTFPR - Curitiba. *Brazilian Archives of Biology and Technology*, *61*(spe). <https://doi.org/10.1590/1678-4324-smart-2018000240>
- Weiß, K.-A., Bruckman, L. S., French, R. H., Oreski, G., & Tanahashi, T. (2021). *Service Life Estimation for Photovoltaic Modules*. Retrieved from [www.iea-pvps.org](http://www.iea-pvps.org)
- Zeb, K., Uddin, W., Khan, M. A., Ali, Z., Ali, M. U., Christofides, N., & Kim, H. J. (2018). A comprehensive review on inverter topologies and control strategies for grid connected photovoltaic system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *94*(June), 1120–1141. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.06.053>

## VIII. ANEXOS

### Anexo 1. Ficha técnica del módulo PERC



## HiDM

HIGH DENSITY MONO PERC MODULE

320 W ~ 345 W

CS1H-320 | 325 | 330 | 335 | 340 | 345MS



#### MORE POWER



Maximize the light absorption area, module efficiency up to 20.5 %



Low temperature coefficient (Pmax): -0.37 % / °C



Better shading tolerance

#### MORE RELIABLE



Lower internal current, lower hot spot temperature



Minimizes micro-crack impacts



Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa\*



enhanced product warranty on materials and workmanship\*



linear power output warranty\*

\*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

#### MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\*

ISO 9001:2015 / Quality management system

ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system

OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

#### PRODUCT CERTIFICATES\*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS / JET / INMETRO

UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US) / FSEC (US Florida)

UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE

UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-e-way



As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

**CANADIAN SOLAR INC.** is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 40 GW deployed around the world since 2001.

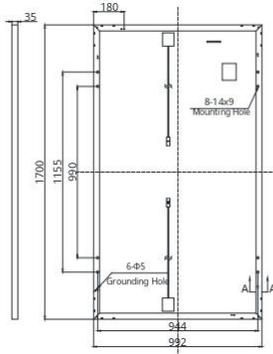
\* For detail information, please refer to Installation Manual.

#### CANADIAN SOLAR INC.

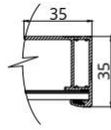
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com), [support@canadiansolar.com](mailto:support@canadiansolar.com)

## ENGINEERING DRAWING (mm)

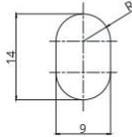
### Rear View



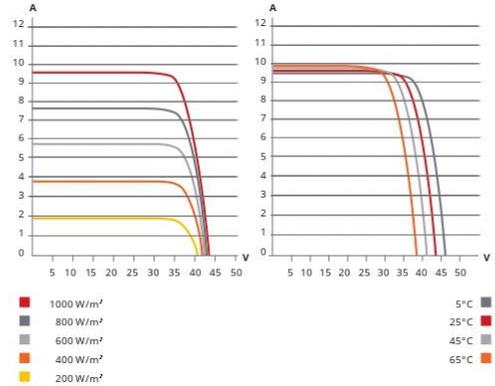
### Frame Cross Section A-A



### Mounting Hole



## CS1H-330MS / I-V CURVES



## ELECTRICAL DATA | STC\*

CS1H	320MS	325MS	330MS	335MS	340MS	345MS
Nominal Max. Power (Pmax)	320 W	325 W	330 W	335 W	340 W	345 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.2 V	36.6 V	37.0 V	37.4 V	37.8 V	38.2 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.85 A	8.88 A	8.92 A	8.96 A	9.00 A	9.04 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.0 V	44.1 V	44.2 V	44.3 V	44.5 V	44.6 V
Short Circuit Current (Isc)	9.60 A	9.64 A	9.68 A	9.72 A	9.76 A	9.80 A
Module Efficiency	19.0%	19.3%	19.6%	19.9%	20.2%	20.5%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C					
Max. System Voltage	1500V (IEC) or 1000V (IEC/UL)					
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)					
Max. Series Fuse Rating	16 A					
Application Classification	Class A					
Power Tolerance	0 ~ + 10 W					

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

## ELECTRICAL DATA | NMOT\*

CS1H	320MS	325MS	330MS	335MS	340MS	345MS
Nominal Max. Power (Pmax)	237 W	241 W	244 W	248 W	252 W	255 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.5 V	33.9 V	34.2 V	34.6 V	35.0 V	35.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.07 A	7.11 A	7.14 A	7.17 A	7.20 A	7.23 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.1 V	41.2 V	41.3 V	41.4 V	41.6 V	41.7 V
Short Circuit Current (Isc)	7.75 A	7.78 A	7.81 A	7.85 A	7.88 A	7.91 A

\* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup> spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

## MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Dimensions	1700 × 992 × 35 mm (66.9 × 39.1 × 1.38 in)
Weight	19.2 kg (42.3 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm <sup>2</sup> (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	1350 mm (53.1 in)
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	780 pieces

## TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.37 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	43 ± 3 °C

## PARTNER SECTION



The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice. Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

## CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com), [support@canadiansolar.com](mailto:support@canadiansolar.com)

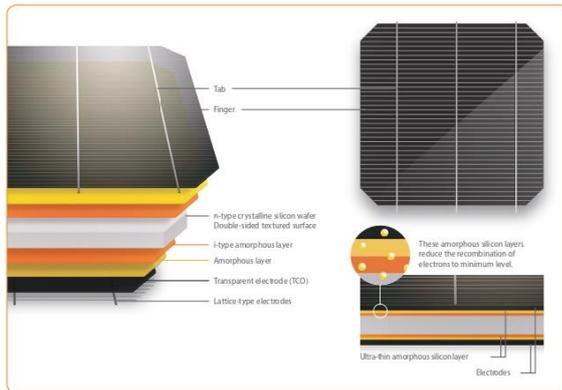
May 2020. All rights reserved. PV Module Product Datasheet V5.591\_EN

## Anexo 2. Ficha técnica del módulo HIT



### Photovoltaic module HIT® N330/N325

Panasonic's unique heterojunction technology uses ultra-thin amorphous silicon layers. These thin dual layers reduce losses, resulting in higher energy output than conventional panels.



Our powerful Panasonic HIT® N330 features a high module efficiency of 19.7%, an industry leading temperature coefficient of  $-0.258\%/^{\circ}\text{C}$  and a sleek design.

Powerful and efficient, designed to get the most out of your roof!

### Our competitive advantages



**High Performance at High Temperatures**  
As temperature increases, HIT® continues to perform at high levels due to the industry leading temperature coefficient of  $-0.258\%/^{\circ}\text{C}$ . No other module even comes close to our temperature characteristics. That means more energy throughout the day and particularly in summer.



**25 Year Product and Performance Guarantee\*\***  
Industry leading 25 year product workmanship and performance guarantee is backed by a century old company - Panasonic. Power output is guaranteed to 86.2% after 25 years.



**Quality and Reliability**  
Panasonic's vertical integration, over 20 years of experience manufacturing HIT® and 20 internal tests 3-times beyond those mandated by current standards provide extreme quality assurance.



**Higher Efficiency 19.7% and compact size**  
Enables higher power output and greater energy yields. HIT® provides maximum production for your limited roof space.



**Low Degradation**  
HIT "N-type" cells result in extremely Low Light Induced Degradation (LID) and zero Potential Induced Degradation (PID) which supports reliability and longevity. This technology reduces annual degradation, guaranteeing more power for the long haul.



**Unique water drainage**  
The water drainage system gives rain, water and snow melt a place to go, reducing water stains and soiling on the panel. Less dirt on the panel means more sunlight getting through to generate power.

HIT® is a registered trademark of Panasonic Group

Photovoltaic module HIT® N330/N325

ELECTRICAL SPECIFICATIONS

Model	VBHN330SJ53	VBHN325SJ53
Maximum Power (Pmax) <sup>1</sup>	330W	325W
Maximum Power Voltage (Vpm)	58.0V	57.6V
Maximum Power Current (Ipm)	5.70A	5.65A
Open Circuit Voltage (Voc)	69.7V	69.6V
Short Circuit Current (Isc)	6.07A	6.03A
Max. Power at NOCT (Normal Operating Conditions)	251.9W	249.3W
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.258%/°C	-0.258%/°C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.164V/°C	-0.164V/°C
Temperature Coefficient (Isc)	3.34mA/°C	3.34mA/°C
NOCT	44.0°C	44.0°C
Module Efficiency	19.7%	19.4%
Maximum System Voltage	1000V	1000V
Series Fuse Rating	15A	15A
Power Tolerance (-/+)	+10%/0%*	+10%/0%*

MECHANICAL SPECIFICATIONS

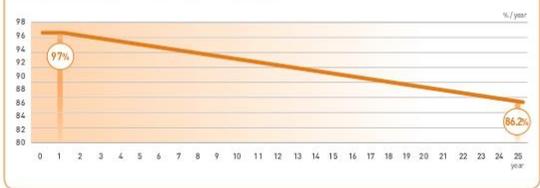
Model	VBHN330SJ53, VBHN325SJ53
Internal Bypass Diodes	4 Bypass Diodes
Module Area	1.67m <sup>2</sup>
Weight	19kg
Dimensions LxWxH	1590mm x 1053mm x 40 mm
Cable Length +Male/-Female	1020mm/1020 mm
Cable Size / Type	No. 12 AWG / PV Cable
Connector Type	SMK
Static Wind / Snow Load	5400 Pa
Pallet Dimensions LxWxH	1618mm x 1071mm x 2356mm (double stack)
Quantity per Pallet / Pallet Weight	48 pcs. (2x24 pcs.) (960 kg)
Quantity per 40' Container	672 pcs.

OPERATING CONDITIONS & SAFETY RATINGS

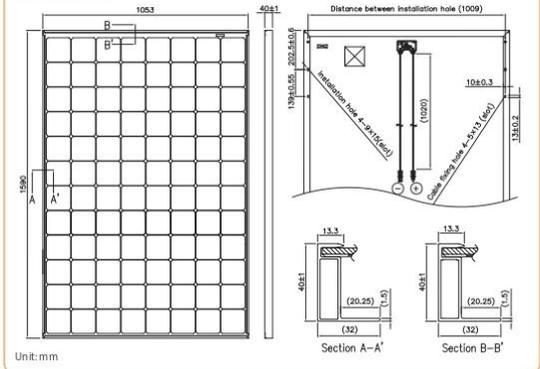
Model	VBHN330SJ53, VBHN325SJ53
Operating Temperature	-40°C to 85°C
Safety & Rating Certifications	IEC61215, IEC61730-1, IEC1730-2
Fire Classification	Class Uno (TUV Rheinland)
Limited Guarantee	25 <sup>***</sup> years workmanship and power output (linear) <sup>***</sup>

NOTE: Standard Test Conditions: Air mass 1.5; irradiance = 1000W/m<sup>2</sup>; cell temp. 25°C  
<sup>\*</sup> Maximum power at delivery. For guarantee conditions, please check our guarantee document.  
<sup>\*\*</sup> Registration necessary on [www.eu-solar.panasonic.net](http://www.eu-solar.panasonic.net), otherwise 15 years apply based on guarantee document).  
<sup>\*\*\*</sup> 1st year 97 %, from 2nd year -0.45 %/year, in 25th year 86.2%.  
<sup>1</sup> STC: Cell temp. 25°C, AM1.5, 1000W/m<sup>2</sup>  
 NOTE: Specifications and information above may change without notice.

LINEAR PERFORMANCE GUARANTEE



DIMENSIONS



CERTIFICATES

CLASS UNO  
By TUV Rheinland  
UNI 8457  
UNI 9174  
UNI 9177

IEC61215  
IEC61730-1  
IEC61730-2

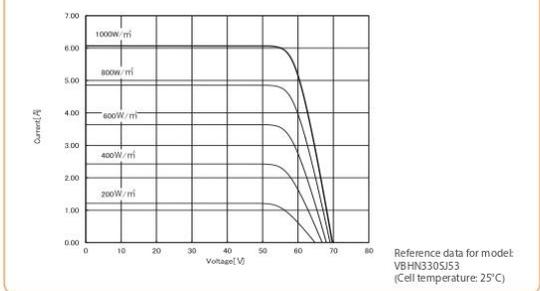
RoHS COMPLIANT

APPROVED PRODUCT  
Certificate No. TCR PV04  
Photovoltaic System

Electrical Products  
C1866 II

CE

DEPENDENCE ON IRRADIANCE



**CAUTION!** Please read the installation manual carefully before using the products.

Used electrical and electronic products must not be mixed with general household waste. For proper treatment, recovery and recycling of old products, please take them to applicable collection points in accordance with your national legislation.



## Anexo 3. Ficha técnica del módulo CIGS



# CdF-1000A1 Series

## High Performance Cd-Free CIGS Thin Film Modules

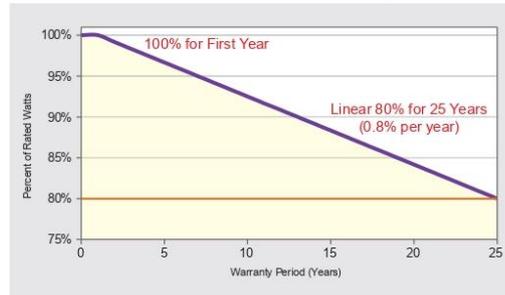
MAX SYSTEM 1000V CIGS MODULES

### CIGS Competitive Advantages

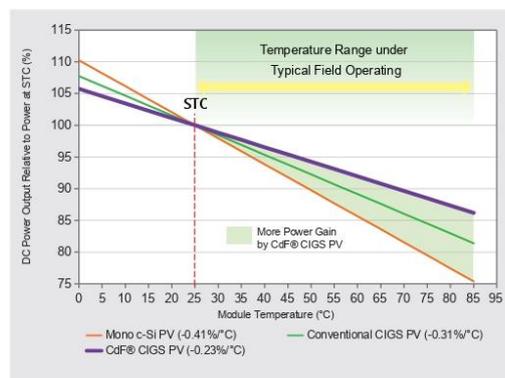
- PID- free, LID-free
- No microcrack problem
- Less solder joints than C-Si
- No glint/glare problem
- Low shadow impact
- RoHs compliant
- Free of Lead, Cadmium, Tellurium, Arsenic



### Linear Pmax. Performance Warranty

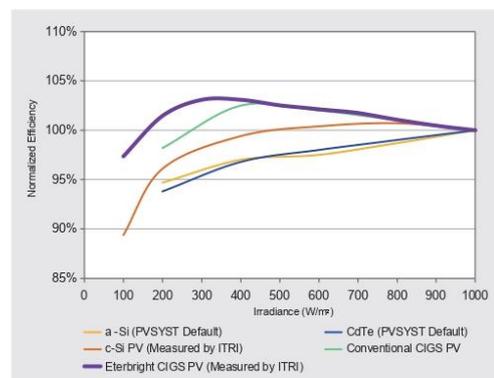


### Lowest Temperature Coefficient (-0.23%/°C)



In tropical areas i.e. desert regions, equatorial regions, subtropical regions or high temperature areas, CIGS module will be the only choice.

### The Comparison of Normalized Efficiency between Eterbright CIGS and Others



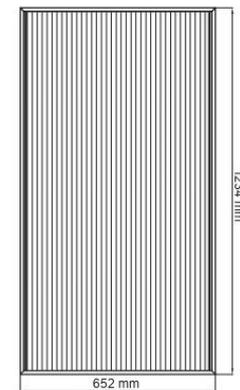
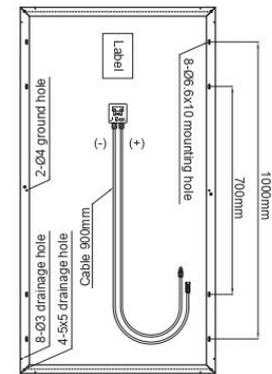
Eterbright Cd-Free CIGS PV performs better normalized efficiency under lower irradiance.



## Mechanical Specification

Dimensions	1234mm x 652mm x 35mm (48.6 inches x 25.7 inches x 1.38 inches)
Weight	12.9 kg (28.44lbs)
Cell type	CIGS thin film
Front cover	3.2mm tempered glass with ARC
Cell substrates	1.8mm ultra-thin soda lime glass
Back cover	Al back sheet
Encapsulant	EVA
Frame	Anodized Al frame (black) with L-Key mounting
Junction Box	IP67 rated with bypass diode
Connectors	MC4 compatible
Cable length	900mm (35.4 inches)

## Module Drawing



## Electrical Specification

Power performance at STC (STC: 1000W/m<sup>2</sup>, 25°C/77°F, AM 1.5)\*

Module Models	CdF-	1000A1	1050A1	1100A1	1150A1	1200A1
Nominal power	P <sub>MPP</sub> [W]	100	105	110	115	120
Power tolerance	[W]	0~+5	0~+5	0~+5	0~+5	0~+5
Open circuit voltage	V <sub>OC</sub> [V]	75.2	75.3	75.4	75.5	75.6
Short circuit current	I <sub>SC</sub> [A]	2.16	2.18	2.20	2.21	2.23
Voltage at P <sub>MPP</sub>	V <sub>MPP</sub> [V]	54.7	55.6	56.5	57.4	58.3
Current at P <sub>MPP</sub>	I <sub>MPP</sub> [A]	1.82	1.88	1.94	2.00	2.05
Module efficiency	[%]	≥ 12.4	≥ 13.1	≥ 13.7	≥ 14.3	≥ 14.9

Power performance at NOCT (NOCT: 800W/m<sup>2</sup>, 20°C/68°F, AM1.5)\*

Module Models	CdF-	1000A1	1050A1	1100A1	1150A1	1200A1
Nominal power	P <sub>MPP</sub> [W]	77.1	81.0	84.9	88.7	95.2
Open circuit voltage	V <sub>OC</sub> [V]	72.3	72.5	72.6	72.6	72.7
Short circuit current	I <sub>SC</sub> [A]	1.73	1.75	1.76	1.77	1.79
Voltage at P <sub>max</sub>	V <sub>MPP</sub> [V]	51.7	52.8	54.0	55.2	56.4
Current at P <sub>max</sub>	I <sub>MPP</sub> [A]	1.49	1.53	1.57	1.60	1.68

\*All STC characteristics are measured after pre-treatment of 43kWh/m<sup>2</sup> light soaking.  
Measurement uncertainty: (P<sub>MPP</sub>: +5%/-3%; I<sub>SC</sub>, V<sub>OC</sub>, I<sub>MPP</sub>, V<sub>MPP</sub>: ±10%)

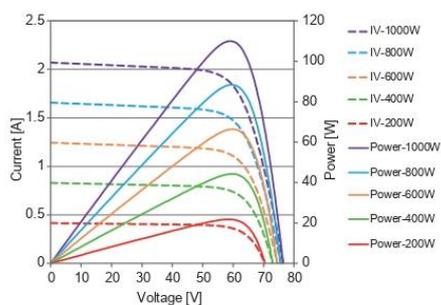
### Temperature coefficients

NOCT	TC I <sub>SC</sub> (α)	TC V <sub>OC</sub> (β)	TC P <sub>MPP</sub> (δ)
46°C	+0.01%/°C	-0.31%/°C	-0.23%/°C

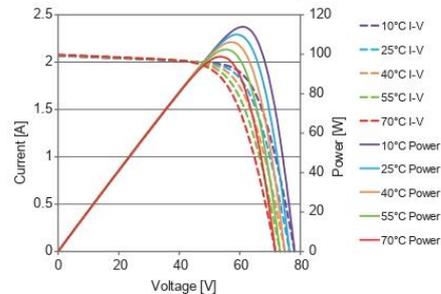
### Properties for solar system construction design

Max. system voltage (V <sub>sys</sub> )	Max. series overcurrent protective devices	Mechanical load	Safety class	Fire rating	Operating temperature
1000V	5A	2400Pa	II	Class C(IEC)	-40 ~ 85°C

### I-V curves at various irradiation



### I-V curves at various temperature



\*This datasheet is for informational purposes only. No rights can be derived from the information contained herein.

## Anexo 4. Ficha técnica del inversor

### SUNNY BOY 1.5 / 2.0 / 2.5 con SMA SMART CONNECTED



#### Compacto

- Montaje por parte de una sola persona gracias al bajo peso de 9,2 kg
- Mínima necesidad de espacio gracias a su diseño compacto

#### Cómodo

- Instalación 100 % plug & play
- Monitorización en línea gratuita por medio de Sunny Places
- Servicio automatizado mediante SMA Smart Connected

#### De gran rendimiento

- Aprovechamiento de la energía sobrante por la limitación de la potencia activa dinámica
- Gestión de las sombras mediante OptiTrac Global Peak

#### Combinable

- Amplio rango de tensión de entrada
- Ampliable en cualquier momento con gestión inteligente de la energía y soluciones de almacenamiento
- Combinable con componentes TS4-R para la optimización de módulos

## SUNNY BOY 1.5 / 2.0 / 2.5

El nuevo modelo para las plantas fotovoltaicas pequeñas

El Sunny Boy 1.5 / 2.0 / 2.5 es el inversor perfecto para los clientes que tengan plantas fotovoltaicas de pequeño tamaño. Con su amplia zona de tensión de entrada que va de los 80 a los 600 V se puede utilizar en diversas situaciones, lo que le concede una elevada flexibilidad a la hora de elegir los módulos y es, además, muy fácil de instalar gracias a su reducido peso. Después de poner en marcha el Sunny Boy 1.5 / 2.0 / 2.5 de una manera muy cómoda a través de la interfaz de usuario integrada, el equipo puede llevar a cabo una monitorización local mediante su red inalámbrica o bien, en línea con el Sunny Portal o Sunny Places. Con el servicio técnico integrado, SMA Smart Connected ofrece un confort absoluto a los operadores de la planta e instaladores. La monitorización automática de inversores por parte de SMA analiza el funcionamiento, avisa de irregularidades y proporciona unos tiempos de inactividad mínimos.

## SMA SMART CONNECTED

### Servicio técnico integrado para un confort absoluto

SMA Smart Connected\* es la monitorización gratuita del inversor a través de Sunny Portal de SMA. Si se produce un error en un inversor, SMA informa de manera proactiva al operador de la planta y al instalador. Esto ahorrará valiosas horas de trabajo y costes.

Con SMA Smart Connected, el instalador se beneficia del diagnóstico rápido de SMA, lo que le permite solucionar los errores con rapidez y ganarse la simpatía del cliente con atractivas prestaciones adicionales.



#### ACTIVACIÓN DE SMA SMART CONNECTED

El instalador activa SMA Smart Connected durante el registro de la planta en el Sunny Portal y de este modo se beneficia de la monitorización automática de inversores por parte de SMA.



#### MONITORIZACIÓN AUTOMÁTICA DEL INVERSOR

Con SMA Smart Connected, SMA se hace cargo de la monitorización de los inversores. SMA supervisa cada uno de los inversores de forma automática y permanente para detectar anomalías en el funcionamiento. De este modo, los clientes se benefician de la vasta experiencia de SMA.



#### COMUNICACIÓN PROACTIVA EN CASO DE ERRORES

Tras el diagnóstico y el análisis de un error, SMA informa de inmediato al instalador y al cliente final por correo electrónico. Así todas las partes están perfectamente preparadas para corregir el error. Esto minimiza el tiempo de parada y, en consecuencia, ahorra tiempo y dinero. Gracias a los informes periódicos sobre el rendimiento, se obtienen valiosas conclusiones adicionales acerca del sistema completo.



#### SERVICIO DE RECAMBIO

En caso de requerirse un equipo de recambio, SMA suministra automáticamente un nuevo inversor en el plazo de 1 a 3 días tras diagnosticarse el error. El instalador puede dirigirse de forma activa al operador de la planta para la sustitución del inversor.

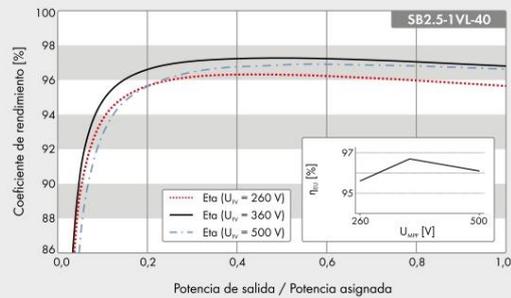


#### SERVICIO DE REEMBOLSO

El operador de la planta puede exigir un pago compensatorio de parte de SMA si el inversor de recambio no se entrega dentro del plazo de 3 días.

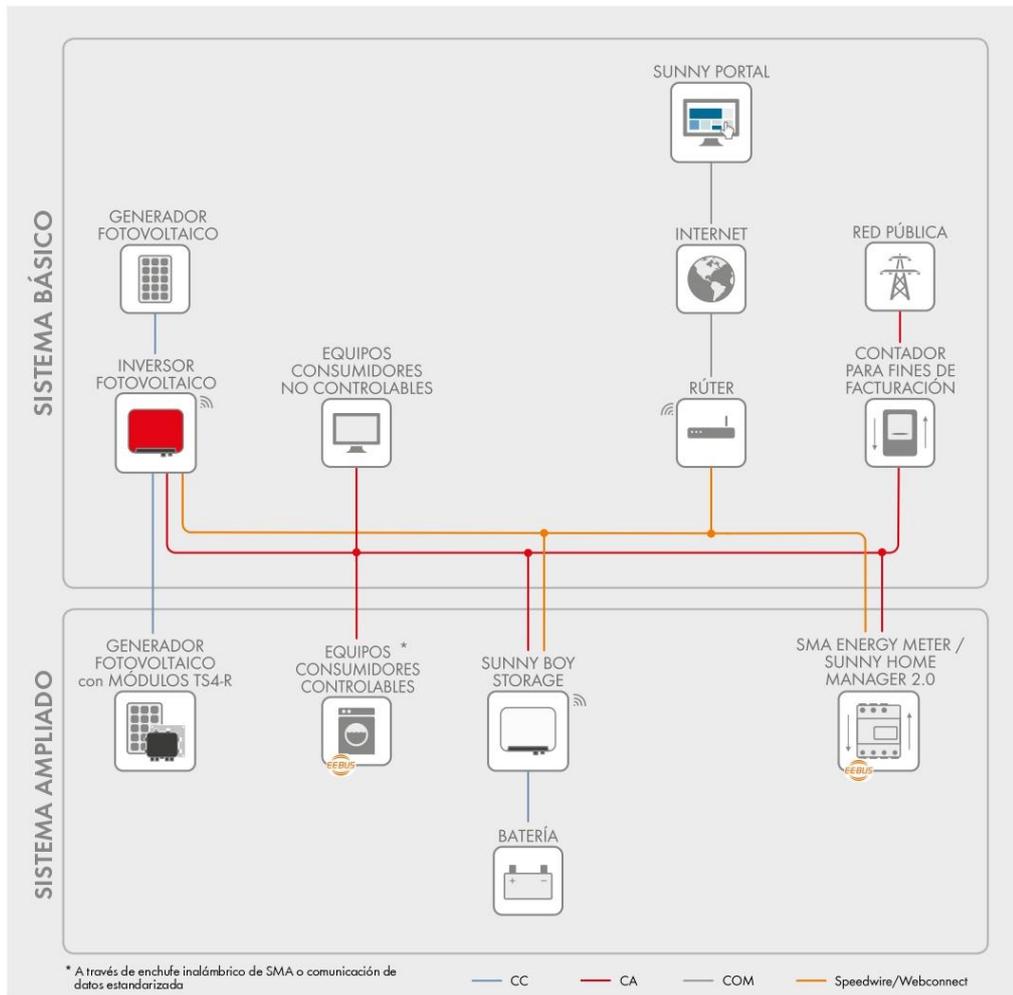
\* Para más detalles, véase el documento "Descripción de los servicios: SMA SMART CONNECTED"

### Curva de rendimiento



● De serie ○ Opcional – No disponible  
 Datos en condiciones nominales  
 Versión de diciembre de 2018

Datos técnicos	Sunny Boy 1.5	Sunny Boy 2.0	Sunny Boy 2.5
<b>Entrada (CC)</b>			
Potencia máx. del generador fotovoltaico	3000 Wp	4000 Wp	5000 Wp
Tensión de entrada máx.	600 V	600 V	600 V
Rango de tensión del MPP	160 V a 500 V	210 V a 500 V	260 V a 500 V
Tensión asignada de entrada		360 V	
Tensión de entrada mín. / de inicio		50 V / 80 V	
Corriente máx. de entrada por string		10 A	
Corriente de cortocircuito máx. por string		18 A	
Número de entradas de MPP independientes / strings por entrada de MPP		1 / 1	
<b>Salida (CA)</b>			
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	1500 W	2000 W	2500 W
Potencia máx. aparente de CA	1500 VA	2000 VA	2500 VA
Tensión nominal de CA		220 V / 230 V / 240 V	
Rango de tensión nominal de CA		180 V a 280 V	
Frecuencia de red de CA/Rango		50 Hz, 60 Hz / -5 Hz a +5 Hz	
Frecuencia / tensión asignadas de red		50 Hz / 230 V	
Corriente máx. de salida	7 A	9 A	11 A
Factor de potencia a potencia asignada		1	
Factor de desfase ajustable		0,8 inductivo a 0,8 capacitivo	
Fases de inyección / fases de conexión		1 / 1	
<b>Rendimiento</b>			
Rendimiento máx. / europeo	97,2 % / 96,1 %	97,2 % / 96,4 %	97,2 % / 96,7 %
<b>Dispositivos de protección</b>			
Punto de desconexión en el lado de CC		●	
Monitorización de toma a tierra / de red		● / ●	
Protección contra polarización inversa de CC / resistencia al cortocircuito de CA / con separación galvánica		● / ● / -	
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal		●	
Clase de protección (según IEC 62103) / categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)		I/III	
Protección contra corriente inversa		No es necesario.	
<b>Datos generales</b>			
Dimensiones (ancho / alto / fondo)	460 / 357 / 122 mm (18,1 / 14,1 / 4,8 in)		
Peso	9,2 kg (20,3 lb)		
Rango de temperatura de funcionamiento	-40 °C a +60 °C (-40 °F a +140 °F)		
Emisión sonora, típica	< 25 dB		
Autoconsumo (nocturno)	2,0 W		
Topología	Sin transformador		
Sistema de refrigeración	Convección		
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP65		
Clase climática (según IEC 60721-3-4)	4K4H		
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100 %		
<b>Equipamiento</b>			
Conexión de CC/CA	SUNCLIX / conector de enchufe		
Visualización a través de teléfono inteligente, tableta o portátil	●		
Interfaces: WLAN / ethernet	● / ●		
Protocolos de comunicación	Modbus (SMA, Sunspec), Webconnect		
Garantía: 5 / 10 / 15 / 20 años	● / ○ / ○ / ○		
Certificados y autorizaciones (otros a petición)	AS4777, C10/11, CE, CEI0-21, DIN EN 62109-1/IEC 62109-1, DIN EN 62109-2/IEC 62109-2, EN50438, GB3/2, IEC61727, IEC62116, NBR16149, NEN-EN50438, NRS0972-1, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, VFR2014		
Disponibilidad de SMA Smart Connected en los países	AU, AT, BE, CH, DE, ES, FR, IT, LU, NL, UK		
Modelo comercial	SB1.5-1VL-40	SB2.0-1VL-40	SB2.5-1VL-40



#### Funciones del SISTEMA BÁSICO

- Puesta en marcha sencilla gracias a la interfaz WLAN y Speedwire integrada
- Transparencia máxima gracias a la visualización en Sunny Portal/Sunny Places
- Seguridad de la inversión por medio de SMA Smart Connected
- Modbus como interfaz de tercero

#### Funciones del SISTEMA AMPLIADO

- Funciones del sistema básico
- Reducción del consumo de la red y aumento del autoconsumo mediante el aprovechamiento de la energía fotovoltaica almacenada provisionalmente
- Máximo aprovechamiento de la energía con una carga basada en la previsión
- Autoconsumo ampliado gracias a una gestión de la carga inteligente
- Rendimiento máximo de la planta gracias a la tecnología de módulos inteligentes

#### Con SMA Energy Meter

- Rendimiento máximo de la planta gracias a la limitación dinámica de la inyección a red entre el 0% y el 100%
- Visualización de los consumos energéticos

## Anexo 5. Recibo del suministro de energía en Chachapoyas

"El importe FOSE está incluido en su Cargo por Energía"

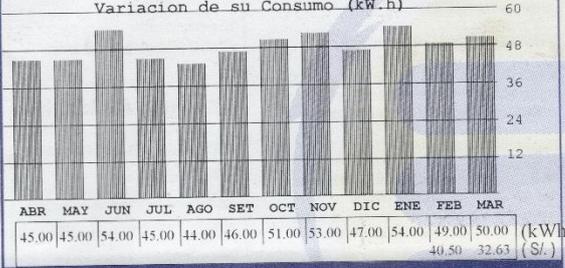


**Electro Oriente**  
Generando Progreso  
EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO PÚBLICO  
DE ELECTRICIDAD DEL ORIENTE S.A.  
JR. DOS DE MAYO N° 437 - CHACHAPOYAS  
R.U.C. 20103795631

RECIBO N° S030-01047513  
Salida A2501 Sub Est. E252416 Sist. Eléctrico SE1095

DATOS DE SUMINISTRO Y CONSUMO	DETALLES DE LOS IMPORTES FACTURADOS
Tarifa BT5B Residencial P.C. 1.000 kW	Cargo Fijo Ajustado 4.20
Opc. Tarif. Resol. 206-2013-OS/CD del 14.10.2013	Cargo por Energía Ajustado 32.63
Tipo C1.1 Monofasico-Aereo Tensión 220 V	Alumbrado Público 2.73
Serie medidor N° N 2 hilos	Mantenimiento de Conexión 1.18
Lectura Actual 1777 31/03/2022	Reposición de Conexión 0.25
Lectura Anterior 1727 28/02/2022	Interés Compensatorio 0.08
Diferencia entre lecturas 50	
Factor del medidor 1.0000	
Consumo a facturar 50.00 kW.h	
Primeros 30kwh S/. 17.2723	
de 31 a 100 S././kWh 0.7678	

Variación de su Consumo (kW.h)



ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR
45.00	45.00	54.00	45.00	44.00	46.00	51.00	53.00	47.00	54.00	49.00	50.00
									40.50	32.63	
									(kW.h)	(S/.)	

**Descuento FOSE: 5.76**

SUBTOTAL	41.07
Interés Moratorio	0.01
Aporte Electríf. Rural 1	0.46
Redondeo Mes Anterior	-0.01
Redondeo Mes Actual	-0.03

**MENSUALES AL CUENITE**

CONSUMO 50.00 kW.h

FECHA EMISION 05-ABR-2022  
FECHA VENCIMIENTO 20-ABR-2022

"Cancele su recibo puntualmente y evite el pago de intereses y moras"



Participa en el  
**CENEC**  
Censo Nacional Económico 2022

"LAS TARIFAS DE ELECTRICIDAD SON FIJADAS POR OSINERGMIN"  
SU RECIBO HA SIDO FACTURADO CON TARIFA PLANA (LEY N° 30468)  
Estimado Cliente, el nuevo número de teléfono (línea gratuita) de FONOSERVICIO para atención de emergencias y/o consultas es: \_\_\_\_\_

BIENES TRANSFERIDOS / SERVICIOS PRESTADOS EN LA REGION DE LA SELVA PARA SER CONSUMIDOS EN LA MISMA