

**PONTIFICIA UNIVERSIDAD
CATÓLICA DEL PERÚ**

Escuela de Posgrado



Propuesta metodológica para el tratamiento de datos para la evaluación del desempeño de sistemas fotovoltaicos.
Caso de estudio: Tres sistemas fotovoltaicos de 1,5 kWac con tecnologías distintas, en el Campus-PUCP, en San Miguel.

Tesis para obtener el grado académico de Magíster en Energía que presenta:

Arturo Emilio Berastain Hurtado

Asesor:

Luis Ricardo Chirinos García

Lima, 2022

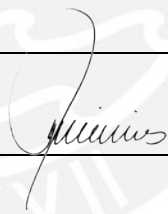
Informe de Similitud

Yo, Luis Ricardo Chirinos García, docente de la Escuela de Posgrado de la Pontificia Universidad Católica del Perú, asesor(a) de la tesis/el trabajo de investigación titulado "Propuesta metodológica para el tratamiento de datos para la evaluación del desempeño de sistemas fotovoltaicos. Caso de estudio: Tres sistemas fotovoltaicos de 1,5 kWac con tecnologías distintas, en el Campus-PUCP, en San Miguel", del autor Arturo Emilio Berastain Hurtado.

Dejo constancia de lo siguiente:

- El mencionado documento tiene un índice de puntuación de similitud de 11%. Así lo consigna el reporte de similitud emitido por el software *Turnitin* el 28/10/2022.
- He revisado con detalle dicho reporte y la Tesis o Trabajo de Suficiencia Profesional, y no se advierte indicios de plagio.
- Las citas a otros autores y sus respectivas referencias cumplen con las pautas académicas.

San Miguel, 04 de enero 2023.

Apellidos y nombres del asesor / de la asesora: <u>Chirinos García Luis Ricardo</u>	
DNI: 07911703	Firma 
ORCID: 0000-0002-5620-3312	

Resumen

El presente trabajo busca proponer una metodología que permita asegurar la calidad de los registros de medición utilizados para evaluar un sistema fotovoltaico, de acuerdo a la norma IEC-61724. La evaluación, de acuerdo a la norma, requiere de un largo periodo experimental (al menos un año de medición). Durante este período, diversas fuentes de error pueden presentarse que afecten los indicadores de desempeño de la instalación. Para el caso del presente trabajo, la metodología propuesta fue implementada para evaluar de tres sistemas fotovoltaicos durante un periodo de dos años.

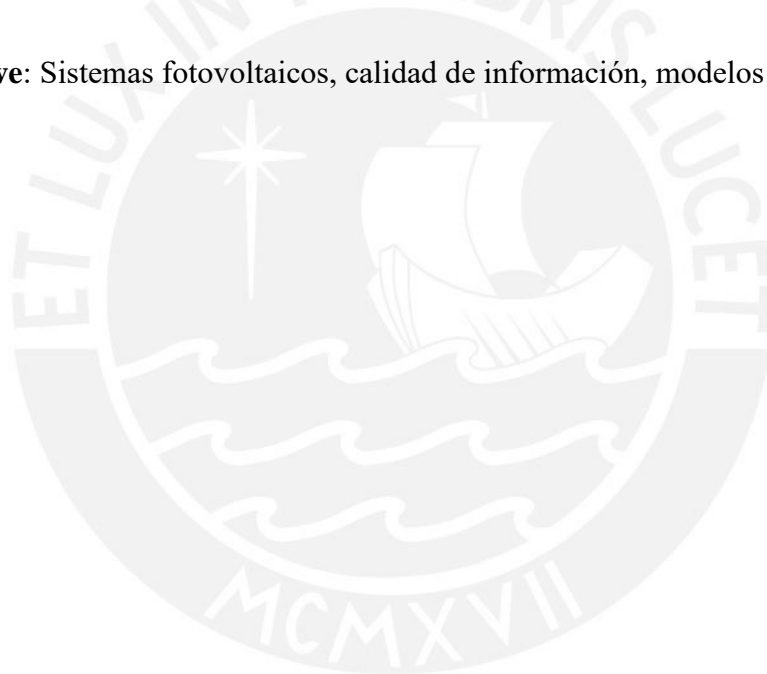
La propuesta metodológica comprende la implementación de criterios de filtrado para detectar registros que no deben considerarse al momento de calcular indicadores. Para llegar a la serie de criterios utilizados, se revisaron en la bibliografía cuatro series de criterios, y el efecto de cada uno en los indicadores de desempeño fueron comparados. Adicionalmente, se propone una metodología para detectar puntos durante el registro en los que la instalación fotovoltaica se vio afectada por la presencia de sombras, basándose en la medición de irradiancia incidente en el plano de la instalación. Estos puntos no son detectados por criterios de filtrado convencionales, pero afectan significativamente los indicadores.

Una vez que los registros que no deben ser utilizados son detectados y se toma en consideración posibles fallas en los sensores que ocurren durante un largo periodo de medición, se corre el riesgo que la cantidad de puntos correctos disponibles no sea suficiente para que los indicadores calculados sean representativos. La metodología propuesta incluye la implementación y evaluación de cuatro modelos de estimación de temperatura del módulo fotovoltaico, cuatro modelos de estimación de irradiancia en el

plano de la instalación y cuatro modelos de estimación de potencia generada por la instalación fotovoltaica. Estos modelos fueron comparados entre ellos para identificar los más adecuados para corregir registros y completar puntos que no pudieron ser registrados.

Finalmente, se presenta una comparación entre los resultados de calcular los indicadores de desempeño de las tres instalaciones fotovoltaicas antes y después de haber implementado la propuesta metodológica. Con esto, se obtuvo una metodología replicable para otros estudios relacionados a instalaciones fotovoltaicas.

Palabras clave: Sistemas fotovoltaicos, calidad de información, modelos de estimación.



Agradecimientos

A mí asesor de tesis, el Dr. Luis Chirinos, por dedicar gran parte de su tiempo y experiencia en apoyarme.

Al Dr. Jan Palomino, por compartir su experiencia y valiosas recomendaciones durante el desarrollo del presente trabajo.

A los miembros del grupo MatER, por su gran trabajo y apoyo, que hicieron posible el desarrollo del presente trabajo.

A mis compañeros del Laboratorio de Energía, por su apoyo y aliento durante el desarrollo de este trabajo.

A mis amigos y familiares, por su apoyo y aliento incondicional.

A PROCENCIA y el Banco Mundial, de parte de quien este proyecto de tesis recibió apoyo financiero, mediante el contrato No 045-2018-FONDECYT-BM-IADT-MU.

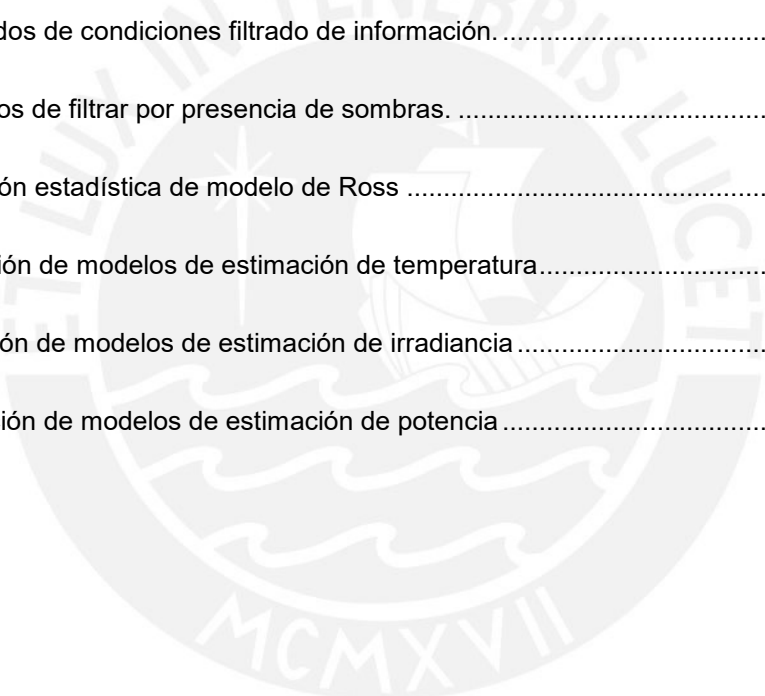
Índice

Resumen.....	2
Agradecimientos	4
Índice.....	5
Introducción	9
1. Capítulo I: Fundamentos teóricos	18
1.1. Sistemas fotovoltaicos: Principios de funcionamiento y parámetros relevantes	18
1.1.1. La celda fotovoltaica.....	18
1.1.2. El espectro solar y la irradiancia	19
1.1.3. El módulo y el sistema fotovoltaico	21
1.2. Tecnologías fotovoltaicas y diferencias en desempeño	23
1.2.1. Emisor pasivado y contacto trasero (PERC).....	24
1.2.2. Unión heterogénea con capa delgada intrínseca (HIT)	26
1.2.3. Cobre, indio y selenio de galio (CIGS).....	27
1.3. Evaluación del desempeño de sistemas fotovoltaicos	28
1.3.1. Normativa IEC-61724.....	28
1.3.2. Estudios relacionados a la evaluación de sistemas fotovoltaicos.....	34
1.3.3. Medidas de caracterización de la irradiancia	36
1.4. Efectos de la calidad de la información en la evaluación de sistemas fotovoltaicos	38
1.5. Estimación de variables relevantes para el aseguramiento de la calidad.....	42
1.5.1. Estimación de temperatura	42
1.5.2. Estimación de irradiancia	43
1.5.3. Estimación de potencia	44

2. Capítulo II: Metodología	47
2.1. Configuración experimental implementada	47
2.2. Equipos e instrumentos utilizados	49
2.2.1. Instalaciones fotovoltaicas	49
2.2.2. Inversor Sunny Boy 1.5	52
2.2.3. Medición de temperatura	54
2.2.4. Medición de irradiancia	55
2.2.5. Medición de parámetros ambientales	57
2.2.6. Adquisición de señales	58
2.3. Programa de cálculo desarrollado	59
2.3.1. Organización de la base de datos	59
2.3.2. Interfaz del usuario	61
2.3.3. Cálculo de la incertidumbre de medición	62
2.4. Descripción de métodos utilizados para filtrar información	64
2.4.1. Detección de valores errados por filtros estandarizados y encontrados en la bibliografía	64
2.4.2. Detección de valores errados por presencia de sombra	67
2.5. Descripción de métodos utilizados para estimar información faltante	69
2.5.1. Modelos para estimación de valores de temperatura	71
2.5.1.1. Modelo sugerido por la norma IEC-61724-2	71
2.5.1.2. Modelo estandarizado	72
2.5.1.3. Modelo térmico de Ross	72
2.5.1.4. Modelo de Skoplaki	73

2.5.2.	Modelos para estimación de valores de irradiancia	73
2.5.2.1.	Modelo de Hottel y Woertz	75
2.5.2.2.	Modelo de Badescu	76
2.5.2.3.	Modelo HDKR.....	77
2.5.2.4.	Modelo Olmo	77
2.5.3.	Modelos para estimación de valores de potencia	78
2.5.3.1.	Modelo por ecuación de Osterwald.....	78
2.5.3.2.	Modelo PVUSA.....	78
2.5.3.3.	Modelo Dias.....	79
2.5.3.4.	Modelo Ayvazoğluyüksel.....	79
3.	Capítulo III: Resultados y discusión	82
3.1.	Efecto de métodos de filtrado de información	82
3.1.1.	Filtrado de información según criterios	82
3.1.2.	Filtrado de puntos por presencia de sombras.....	88
3.2.	Comparación de métodos de estimación	92
3.2.1.	Estimación de valores de temperatura.....	92
3.2.2.	Estimación de valores de irradiancia.....	102
3.2.3.	Estimación de valores de potencia eléctrica	106
3.3.	Evaluación previa a la implementación de la propuesta metodológica	112
3.4.	Evaluación después de implementar propuesta metodológica	116
4.	Capítulo IV: Conclusiones	119
	Bibliografía	121
	ANEXO A: Hoja de datos del módulo fotovoltaico de modelo CS1H-335.....	125

ANEXO B: Hoja de datos del módulo fotovoltaico de modelo VBHN330SA16.....	126
ANEXO C: Hoja de datos del módulo fotovoltaico de modelo VBHN330SA16	127
ANEXO D: Resultados preliminares para plantear valores razonables de medición en la locación de estudio.....	128
ANEXO E: Selección de rango aceptable de diferencia para detección de sombras	132
ANEXO F: Cálculo del valor de Voltaje Térmico	134
ANEXO G: Cálculo de resistencia en serie en condiciones estándar	135
ANEXO H: Resultados de condiciones filtrado de información.....	137
ANEXO I: Resultados de filtrar por presencia de sombras.....	143
ANEXO J: Evaluación estadística de modelo de Ross	144
ANEXO K: Evaluación de modelos de estimación de temperatura.....	146
ANEXO L: Evaluación de modelos de estimación de irradiancia	148
ANEXO M: Evaluación de modelos de estimación de potencia	149



Introducción

Según el reporte anual energético de British Petroleum [1], Perú en la actualidad tiene un consumo energético de 25,9 millones de toneladas de petróleo equivalente (TEP), valor que equivale a 301 TWh. El crecimiento de este consumo es uno de los más altos de la región, con un histórico de 2,6% anual. Con la intención de poder suplir la demanda energética de manera adecuada, el Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional (COES) presenta al Ministerio de Energía y Minas (MINEM), y al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), un informe del plan de transmisión de energía eléctrica. En este informe, elaborado cada dos años, se presentan los siguientes análisis: estado actual de la transmisión en el Perú, modificaciones planificadas en la línea de transmisión para el corto plazo, y modificaciones estimadas en el largo plazo, en función de distintos escenarios económicos. Según el informe del período 2021 al 2030 [2], elaborado por el COES, el país se abastece de dos fuentes principales de energía eléctrica: el gas natural y las centrales hidroeléctricas. En conjunto, estas cubren el 95% de la demanda eléctrica actual, y se espera que la energía eléctrica, a base de gas natural, supere a la energía hidroeléctrica para el año 2024.

Según un estudio realizado por Johnsson [3], los países con una gran cantidad de combustibles fósiles, a su disposición, corren el riesgo de generar una dependencia económica y política a estas fuentes de energía. Esta dependencia puede retrasar el progreso en innovación, con respecto al resto del mundo [3]. El uso de combustibles fósiles, como fuente principal de energía, tiene dos problemas: (i) dependencia de fuentes de energía no renovables y (ii) la contribución de dichas fuentes no renovables a la

contaminación al medio ambiente. El primer problema es uno que no se espera hasta dentro de varios años. De acuerdo con el Libro Anual de Reservas de Hidrocarburos 2019 [4], las reservas confirmadas de gas natural son de más de 10,14 Trillones de pies cúbicos, mientras que la producción de gas natural alcanza cerca de los 45 millones de pies cúbicos al año, según el informe presentado por OSINERGMIN para conmemorar los 10 años desde el inicio del proyecto de Camisea [5].

Por otro lado, la producción de contaminantes es un problema que ya puede evidenciarse. El Sistema Nacional de Información Ambiental (SINIA) realizó el 2018 un diagnóstico de la gestión de la calidad ambiental del aire en Lima y Callao. Como resultado se obtuvo que el 42% de las emisiones totales en la zona provienen de las denominadas “fuentes fijas”. Estas representan al sector industrial, restaurantes y estaciones de servicio [6].

Para solucionar este problema se ha propuesto la modificación de la matriz energética. El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) publicó la propuesta de política energética de estado Perú 2010-2040 [7]. Dentro de este documento se plantean dos objetivos principales: (i) la diversificación de la matriz energética (ii) contar con un abastecimiento eléctrico competitivo en un marco de desarrollo sostenible. El primer objetivo busca incrementar el porcentaje de la energía eléctrica proveniente de fuentes renovables como solar y eólica. El segundo implica promover la competitividad manteniendo procesos eficientes. Esto implica incrementar la oferta energética manteniendo calidad y reduciendo los costos de operación. Una de las principales medidas propuestas para alcanzar estos objetivos es la inversión en instalaciones de energías renovables convencionales y no convencionales. Dentro de la categoría de no convencionales se hace referencia a fuente de energía como solar, eólica y biomasa. El interés del estado en estas

fuentes ha sido respaldado por estudios realizados en los últimos años. En el Renewable Energy Country Attractiveness Index (RECAI), la consultora EY coloca al Perú, como el quinto país en Latinoamérica en términos de potencial para la transformación renovable [8]. Sin embargo, dejan en claro que esta posición está relacionada con la situación actual de las leyes y normas que regulan el mercado. El portal ResourceWatch mantiene mapas de potencial energético para distintas fuentes [9]. En el concepto de energía solar disponible, Perú tiene una de las más altas de la región en su zona costera y por encima del promedio mundial en las demás zonas. Sin embargo, la energía solar representa menos del 1,5% de la matriz eléctrica [2].

La masificación de la tecnología solar fotovoltaica en el Perú tiene como una de sus limitantes la gran cantidad de climas variables que posee. De acuerdo con la clasificación de climas de Werren Thornthwaite, el Perú cuenta con 38 tipos de climas [10]. Estas regiones van desde climas áridos de la costa, pasando por zonas lluviosas y generalmente frías en la sierra, hasta zonas de alta humedad y temperatura en la selva. Cada uno de estos climas cuenta con sus propias características en términos de temperatura, altura, humedad relativa y nubosidad. H. Kazem [11] presenta estudios del efecto de la humedad relativa en tres tecnologías de sistemas fotovoltaicos en base a silicio: silicio policristalino, monocristalino y amorfo en Oman, país principalmente desértico al este de Arabia Saudita. Estos estudios muestran que el aumento de la humedad resulta en una reducción de la eficiencia de los sistemas, pero con una curva de comportamiento diferente para cada tecnología. Estudios similares se han realizado para distintas tecnologías y parámetros ambientales, llegando a la conclusión que para extraer el máximo potencial de energía, es necesario tener un amplio conocimiento de las distintas tecnologías disponibles y su relación con el ambiente [12]-[15].

Para conocer a detalle los efectos de los tipos de clima peruanos en sistemas fotovoltaicos, se planteó un proyecto que involucra el estudio de tres tecnologías fotovoltaicas en distintas condiciones ambientales, y evaluar su desempeño usando la normativa propuesta por la International Electrotechnical Commission (IEC). Específicamente, se siguió la norma 61724, que comprende la evaluación de desempeño para sistemas fotovoltaicos conectados a red. Las tres tecnologías escogidas son las siguientes: Heterojunction with Intrinsic Thin layer (HIT), Passive Emitter and Rear Cell (PERC) y Copper Indium Gallium deSelenide (CIGS). La selección de estas se basa en las tecnologías emergentes en el mercado fotovoltaico. En el trabajo de revisión presentado por Ghosh [16], se observa que para el año 2030 se pronostica que el mercado fotovoltaico este distribuido entre tecnologías de capa delgada (11,1%), silicio cristalino (44,8%) y otras tecnologías emergentes (44,1%). Estas tres categorías se representan en la selección de las tecnologías.

Dentro de los indicadores, a considerar en el presente trabajo, se encuentran, el Rendimiento de referencia ⁽¹⁾, Rendimiento del sistema ⁽²⁾ y Rendimiento final ⁽³⁾. Estos indicadores se calculan dividiendo la generación real relacionada con el potencial de generación en condiciones estandarizadas. Con los valores antes mencionados se puede calcular la Relación de desempeño (PR), valor que también puede ser corregido con mediciones de temperatura.

(1) Cantidad de energía solar que ha recibido el sistema fotovoltaico, con respecto a la irradiancia que recibe en condiciones estándar.

(2) Cantidad de energía eléctrica de corriente continua, que ha generado el sistema fotovoltaico, con respecto a la potencia del sistema en condiciones estándar.

(3) Cantidad de energía eléctrica de corriente alterna, que ha generado el sistema fotovoltaico, con respecto a la potencia del sistema en condiciones estándar.

Estos valores son especialmente útiles, porque representan la generación real de un sistema fotovoltaico tomando en cuenta condiciones ambientales, y los mismos defectos del panel fotovoltaico que desvían su eficiencia, la que se muestra en una hoja de datos. M. Schweiger [17] y I. Romero-Fiances [18] presentaron estudios en los que aplican los cálculos propuestos por la norma para evaluar a profundidad el comportamiento de distintos sistemas fotovoltaicos.

Sin embargo, para poder realizar estos cálculos y evaluar los sistemas fotovoltaicos se presentan distintos retos para obtener resultados concluyentes. Se requiere de una metodología que permita procesar grandes cantidades de datos. Este procesamiento debe incluir métodos de aseguramiento de calidad, que incluya detección de valores errados que pueden modificar los indicadores de desempeño de los sistemas fotovoltaicos. La norma IEC-61724 presenta lineamientos generales para dicho procesamiento. Sin embargo, esta norma presenta principalmente sugerencias, y le da al usuario la libertad de definir límites razonables para los valores medidos. Adicionalmente, la norma plantea la necesidad de definir métodos de estimación que puedan ser usados cuando se tengan inconvenientes en la campaña de medición.

Además de la norma mencionada, distintos trabajos en la bibliografía discuten en efecto de puntos de medición faltante y su tratamiento. En [19], Livera discute métodos para etiquetar datos errados, además de modelos comúnmente utilizados para reemplazar dichos datos. Por otro lado, Lindig [20] discute los filtros planteados como ejemplo por la norma IEC-61724, así como filtros para consideraciones de cielo claro ⁽⁴⁾. El detalle de lo presentado en estos trabajos se trata en las siguientes secciones.

(4) Condición de cielo claro: Mediciones realizadas a falta de nubes notorias. La irradiancia en esta condición puede estimarse en base a la posición relativa del sol y la locación.

En el caso del presente trabajo, se busca obtener resultados de indicadores para una campaña de medición de dos años. Al momento de operar los ensayos se detectó presencia de sombras no considerada con anterioridad. Sumado a ello, se incluyen la falta de datos ocasionados por errores en la comunicación, y caídas de la energía por fallas en la red. Los mencionados retos llevan a la elaboración del presente trabajo de tesis, en el cual, se estudian métodos de aseguramiento de la calidad propuestos en la normativa, y en bibliografía adicional. Estos métodos fueron evaluados con datos de mediciones reales para poder plantear una propuesta metodológica viable y de uso libre.

Además de métodos de aseguramiento de la calidad, en este trabajo se evalúan modelos, propuestos en la bibliografía, para estimar los valores de las variables más relevantes para el desempeño de sistemas fotovoltaicos: la temperatura del panel, la irradiancia global y la potencia generada. Estos modelos hacen uso de mediciones de temperatura ambiental, irradiancia horizontal y velocidad de viento. También se hace uso de información proporcionada por el fabricante de módulos fotovoltaicos para complementar las mediciones.

El presente trabajo busca implementar en conjunto los métodos para aseguramiento de la calidad, y los modelos de estimación de valores. Con esto, se plantea desarrollar una propuesta metodológica, que pueda asegurar la confiabilidad de la información, y procesar los datos necesarios para calcular el desempeño de sistemas fotovoltaicos. Para lograr este objetivo, se plantean los siguientes objetivos específicos:

- Identificar las fuentes de error en los cálculos del desempeño de sistemas fotovoltaicos.

- Comprender métodos presentes en la bibliografía para superar las fuentes de error en los cálculos de desempeño.
- Aplicar metodologías de detección de puntos errados en el registro de sistemas fotovoltaicos.
- Aplicar metodologías de estimación de variables relevantes para los cálculos de desempeño.
- Analizar el error de los modelos de estimación, con respecto a las variables medidas.
- Sistematizar los efectos de la implementación de los procedimientos, que definen la metodología planteada.
- Evaluar la diferencia entre los cálculos del desempeño de sistemas fotovoltaicos, antes y después de implementar la metodología planteada.

El estudio tiene planificado utilizar datos obtenidos en la ciudad costera de Lima. La implementación del sistema fotovoltaico de generación de energía eléctrica se realizó en el Campus Pando de la Pontificia Universidad Católica del Perú, en San Miguel. Para realizar esto se cuenta con tres instalaciones de potencia nominal cercana a 1,65 kW, pero diferente tecnología, de forma que se pueda comparar la eficacia de los distintos modelos de estimación en varias tecnologías.

En el capítulo I, se hace una revisión general de conceptos, necesarios para comprender de manera adecuada el trabajo realizado. Se revisan conceptos de sistemas fotovoltaicos, para comprender el funcionamiento de estos y de las instalaciones que comprenden más

de un módulo. Luego se hace una revisión de las tres tecnologías que forman parte de los datos estudiados en el presente trabajo. Se pasa a realizar una revisión de la manera en la que se evalúa el desempeño de instalaciones fotovoltaicas. Dentro de esta categoría, se hace una extensa revisión de la norma IEC-61724, además los mencionados estudios en los que se realizan la evaluación de sistemas fotovoltaicos. Esta sección también incluye medidas de la caracterización de la irradiancia, que pueden ser relevantes para explicar el comportamiento de las mediciones obtenidas. Dentro del mismo capítulo también se revisan los mencionados trabajos relacionados a la evaluación de la calidad de la información en los cálculos de indicadores. Finalmente, en esta sección se introducen conceptos de estimación de variables de temperatura, irradiancia y potencia.

En el capítulo II se describe al detalle la configuración experimental usada para obtener los datos a tratar. Esta descripción incluye el detalle de las instalaciones, los inversores utilizados y los instrumentos para medir temperatura, irradiancia, velocidad de vientos y potencia. Como parte de la metodología del trabajo, se detalla el programa de cálculo de código abierto usado para calcular indicadores. A continuación, se procede a describir al detalle todas las consideraciones estudiadas para detectar datos. El capítulo termina con una descripción detallada de todos los modelos a estudiar para la estimación de las variables antes mencionadas, además de una descripción de los indicadores usados para seleccionar los modelos a utilizar.

En el capítulo III se presentan los indicadores de desempeño calculados para las tres instalaciones, para una campaña de medición de dos años, previamente a la implementación de la propuesta metodológica. Se describen los resultados a detalle, además de compararlos con estudios similares encontrados en la bibliografía. Con esto,

se busca encontrar comportamientos inconsistentes en los resultados. Una vez que estos comportamientos han sido identificados, se procede a implementar las consideraciones descritas en el capítulo II para filtrar información, y revisar los efectos de la implementación. Una vez que los criterios de filtro de información son definidos, se pasan a implementar los modelos de estimación descritos en el capítulo II, y compararlos entre ellos para encontrar los más adecuados a la aplicación. Finalmente, se presentan los mismos indicadores de desempeño calculados al inicio del capítulo, después de la implementación de la propuesta metodológica.

Una vez concluido el estudio se estaría contribuyendo con una propuesta metodológica que permita evaluar sistemas fotovoltaicos con alta confiabilidad. Esta se puede aplicar en estudios académicos, como el proyecto que da origen al trabajo de tesis, y en implementaciones comerciales de pequeña y gran escala. La información obtenida se podrá usar para sustentar la evaluación de proyectos futuros de instalaciones fotovoltaicas, aportando conocimiento que soporte a la futura modificación de la matriz energética en el Perú.

1. Capítulo I: Fundamentos teóricos

En la presente sección se presentan conceptos fundamentales de sistemas fotovoltaicos, se describe las tecnologías utilizadas en el proyecto y se revisan estudios académicos relevantes para los objetivos de la tesis.

1.1. Sistemas fotovoltaicos: Principios de funcionamiento y parámetros relevantes

1.1.1. La celda fotovoltaica

Una celda solar consta de la unión de un material semiconductor de tipo n (excedente de electrones) y un material de tipo p (falta de electrones). En la unión de ambos materiales se genera una zona sin desbalance de electrones. La diferencia de concentración de electrones entre los dos materiales genera un movimiento de estos por difusión. Al mismo tiempo, como una de las uniones está cargada negativamente y la otra positivamente, se genera un campo eléctrico. Estos dos efectos generan fuerzas de direcciones opuestas que mantienen a los electrones estáticos [21].

Cuando la celda recibe fotones, estos impactan con los electrones. Este impacto les entrega a los electrones la energía necesaria para separarse de su átomo. Cuando esto sucede, cambia la concentración de electrones libres y de espacios vacíos (denominados huecos) en la unión. El reciente incremento en la densidad de electrones y huecos libres, que hay en cada sección, modifica el estado estable. En consecuencia, se genera el flujo de electrones desde la región p a la región n. El movimiento de electrones se ve afectado por distintas condiciones, dentro de las principales se encuentran las siguientes: el

(5) Distribución de la energía emitida por una fuente de luz, en función de la longitud de onda.

espectro solar ⁽⁵⁾ que recibe, la temperatura de la celda solar (T_m), y la resistencia equivalente conectada en el extremo de la celda (R_s).

1.1.2. El espectro solar y la irradiancia

La luz solar está conformada por fotones, los cuales viajan a la velocidad de la luz. Estos fotones tienen distintos niveles de energía. La energía que lleva un fotón puede ser cuantificada por la siguiente ecuación.

$$E = hv = \frac{hc}{\lambda} \quad (1)$$

donde:

E: Energía del fotón (en eV)

h: Constante de Planck ($6,626 \times 10^{-34}$ m²kg/s)

v: Frecuencia de la onda (en Hz)

λ : Longitud de onda (en m)

c: Velocidad de la luz ($2,99792 \times 10^8$ m/s)

Para poder hallar la energía que recibe la Tierra desde el Sol es necesario tomar en cuenta que este emite fotones de distintas longitudes de onda. Sin embargo, dichas longitudes no están distribuidas de manera equitativa, lo que resulta en diferencias en la energía total emitida, ya que es una función de la longitud de onda que se considere. De manera práctica, se utiliza una unidad de medida que engloba todas las longitudes de onda y cuantifica el flujo de energía total que emite el sol. Esta variable se denomina irradiancia (G). Dado que la irradiancia se mide en un punto geográfico específico, y esta se cuantifica usando la unidad de W/m².

Es relevante diferenciar los tipos de irradiancia dependiendo del ángulo con el que llega al sistema fotovoltaico. A continuación, se dan definiciones relevantes para la caracterización de la irradiancia, además de la Fig. 1-1 como referencia.

- DNI: Irradiancia que llega de manera perpendicular al plano horizontal. Un instrumento que mida esta variable debe tener un ángulo de apertura menor a 5° .
- G_d / DHI: Irradiancia que llega al plano horizontal como resultado del rebote con nubes, estructuras y/o el suelo.
- GHI: Suma de G_d y DNI. Irradiancia total recibida por el plano horizontal.
- $G_{i,b}$: Irradiancia que llega de manera perpendicular al plano inclinado. Un instrumento que mida esta variable tiene el mismo requerimiento que para DNI.
- $G_{i,d}$: Irradiancia que llega al plano inclinado como resultado del rebote con nubes, estructuras y/o el suelo.
- G_i / POA: Suma de $G_{i,b}$ y $G_{i,d}$. Irradiancia total recibida por el plano inclinado.

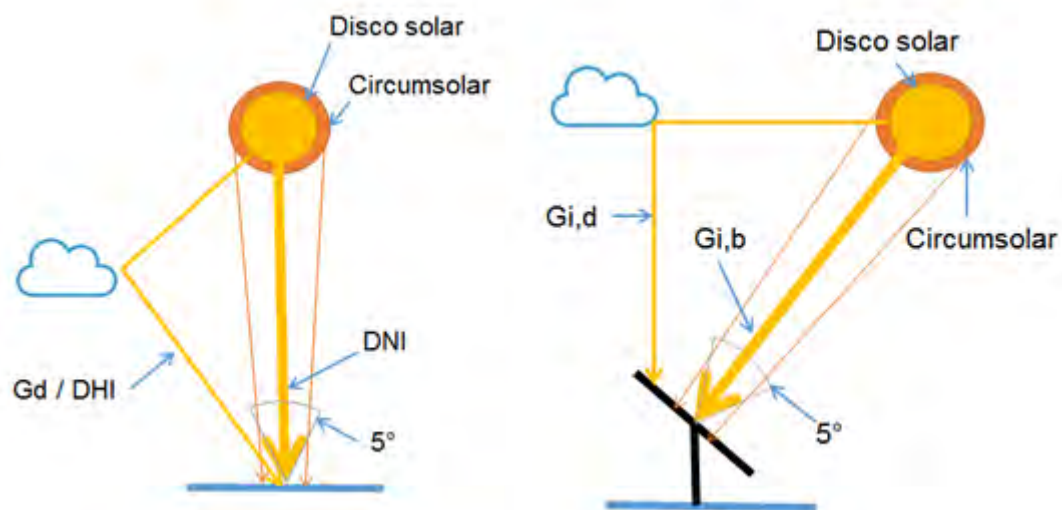


Fig. 1-1: Descripción de los componentes de la irradiación. Elaboración propia.

1.1.3. El módulo y el sistema fotovoltaico

Un módulo solar (también conocido como panel solar) consiste en varias celdas conectadas en serie y/o paralelo durante el proceso de manufactura para alcanzar voltajes y corrientes de operación más altas. En un módulo solar, las celdas se conectan a través de planchas metálicas delgadas, denominadas buses. Un sistema fotovoltaico consiste en varios módulos conectados en serie y/o paralelo mediante cables. Esta conexión se realiza para alcanzar condiciones de operación compatibles con otros componentes como baterías, inversores y reguladores de carga.

Una vez que el sistema fotovoltaico ha sido montado, recibe luz solar y genera energía eléctrica. La combinación de valores de voltaje y corriente que puede entregar un sistema fotovoltaico se muestra en una gráfica denominada curva corriente contra voltaje (I-V). La Fig. 1-2 muestra una gráfica genérica, en la que la línea roja representa la curva I-V, y la línea azul la relación de potencia total generada contra voltaje. Para generar la mayor cantidad de energía eléctrica se debe mantener el punto de operación cerca al punto de máxima potencia (MPP). Este punto corresponde a una combinación de valores entre la corriente de cortocircuito (I_{SC}) y el voltaje de circuito abierto (V_{OC}).

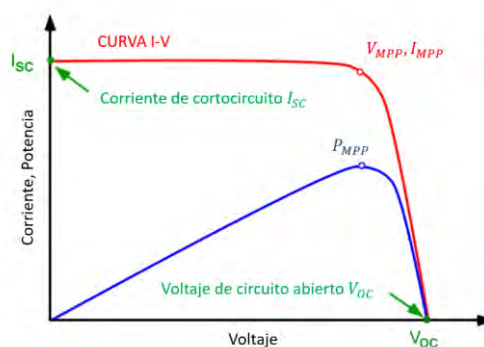


Fig. 1-2: Curva I-V de un panel solar. modificado de: [21]

Las curvas mencionadas se ven afectadas por las condiciones ambientales a las que se encuentra sometido el sistema fotovoltaico. En la Fig. 1-3 (arriba) se muestra una de las gráficas presentadas por Tsuno et al. [22]. En ella se puede observar que un incremento de temperatura del sistema fotovoltaico resulta en una reducción de los voltajes de operación sistema fotovoltaico. Tanto el voltaje de circuito abierto (V_{oc}), como el voltaje en el punto de máxima potencia (V_{MPP}) disminuyen con el incremento de la temperatura. Por otro lado, una reducción de la irradiancia resulta en la reducción en la corriente de operación del sistema fotovoltaico. Tanto la corriente de cortocircuito (I_{sc}), como la corriente en el punto de máxima potencia (I_{MPP}) disminuyen con la reducción de la irradiancia. Ambos cambios en las condiciones de operación afectan la potencia total que puede ser generada por el sistema fotovoltaico.

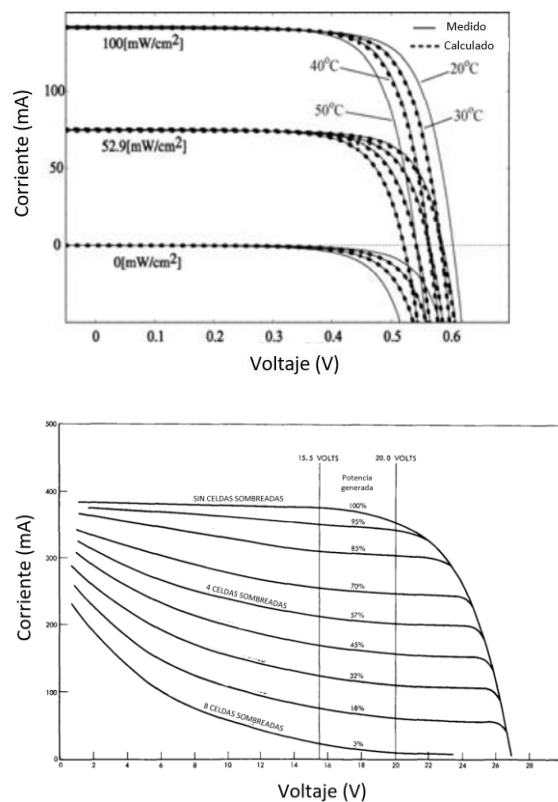


Fig. 1-3: Efecto de la temperatura e irradiancia en la curva I-V (Arriba). Modificado de: [22]. Efectos de sombras parciales en la curva I-V de un sistema fotovoltaico (Abajo). Modificado de [23].

Otra condición importante es la presencia de sombras totales o parciales en un sistema fotovoltaico. Sullivan et al. [23] presenta un estudio en el que se somete un sistema fotovoltaico a sombras parciales de distintos tamaños. La presencia de una sombra parcial en un sistema fotovoltaico conectado en serie limita la corriente total de todo el sistema fotovoltaico. Una situación similar ocurre en un sistema conectado en paralelo, que afecta el voltaje total del sistema fotovoltaico. En la Fig. 1-3 (abajo) se muestra el efecto que tienen distintos niveles de sombreado a la curva I-V. Cuando ninguna celda se encuentra sombreada, el sistema fotovoltaico produce el 100% de su capacidad. Conforme son sombreadas las celdas, la corriente de cortocircuito tiene un impacto directo, con el voltaje sufriendo una reducción menos significativa. Como resultado la potencia eléctrica máxima que puede generar el sistema fotovoltaico disminuye significativamente.

1.2. Tecnologías fotovoltaicas y diferencias en desempeño

Hoy en día, el mercado fotovoltaico está cubierto en su mayoría por paneles de silicio [16], sin embargo, hay diferencias incluso entre las tecnologías de silicio. En base a la diferencia de usos de materiales, tamaños y formas se puede separar las tecnologías existentes en hasta 3 generaciones, como lo describe Gangopadhyay [24]:

- Primera generación: Estos sistemas fotovoltaicos funcionan a base de silicio. El silicio puede ser refinado parcialmente. Este proceso deja irregularidades e imperfecciones en el sistema fotovoltaico y es conocida como tecnología de silicio policristalino. También puede pasar por procesos adicionales para reducir irregularidades el panel e incrementar la eficiencia, estos son los paneles de silicio monocristalino.
- Segunda generación: La segunda generación se caracteriza por una mejora en la precisión de los procesos de manufactura. Esta mejora lleva a la posibilidad construir una

celda fotovoltaica a base de capas con espesores entre uno y cuatro micrómetros, mientras que las celdas de primera generación tienen espesores entre cien y quinientos micrómetros. Gracias al mínimo espesor de las celdas, los paneles de esta generación pueden requerir hasta un 99% menos de material semiconductor, con respecto a la primera generación. Adicionalmente, estas mejoras también permiten trabajar con distintos materiales y distintas estructuras. Las tecnologías más prometedoras dentro de esta generación son las de silicio amorfo y microamorfo, telurio de cadmio y los paneles de cobre, indio y selenio de galio. Si bien estas tecnologías usan menor material que las de la primera generación, también suelen tener una menor eficiencia que los de silicio monocristalino.

- Tercera generación: Las tecnologías pertenecientes a esta generación se encuentran en proceso de maduración. Se incluyen paneles hechos de polímeros, que les permiten ser transparentes y/o flexibles. También existen pruebas a paneles hechos de nanotubos y demás materiales. Las tecnologías presentes en esta generación no son parte del estudio de la tesis.

1.2.1. Emisor pasivado y contacto trasero (PERC)

Esta tecnología consiste en la inclusión de dos láminas de aluminio o silicio, adicionales a la estructura base de la celda fotovoltaica. Estas dos láminas actúan como espejos y evitan que los rayos solares que ingresaron a la celda fotovoltaico salgan de la celda sin ser aprovechados, ya sea por la parte trasera o frontal del panel. Huang [25] presenta la estructura general de esta tecnología y algunas modificaciones que pueden hacerse al proceso de manufactura. Con estas se logró alcanzar una eficiencia de 20,8%, en una

celda de silicio policristalino. En la Fig. 1-4 se muestra la estructura presentada en el trabajo mencionado.

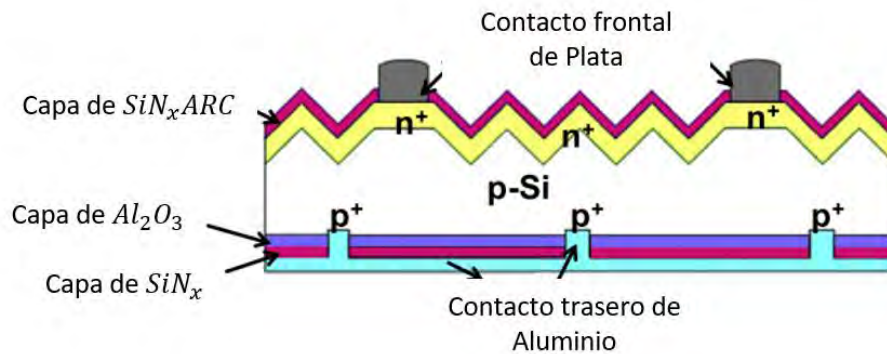


Fig. 1-4: Dibujo esquemático de una celda PERC. Modificado de: [25]

Esta tecnología combina tres conceptos en tecnologías de silicio: Al combinar el material trasero del panel con una lámina adicional, se genera una unión pasivada. Esta evita la recombinación de átomos en contacto con el aire. Adicionalmente, una reducción del área de contacto entre el panel y las borneras, además del ya mencionado efecto reflector de las láminas, permitieron obtener eficiencias alrededor del 19% en el proceso de generación de energía eléctrica [26].

En los últimos 15 años, la tecnología PERC ha pasado a volverse más y más común en sistemas fotovoltaicos de silicio, pasando a ser la segunda tecnología más común. En 2009, Suntech Power reportó una eficiencia de 20,3%, en celdas monocristalinas de silicio [27], mientras que, en el 2012, Roth and Rau reportaron una eficiencia promedio de 20% en celdas policristalinas [28].

Cabe mencionar que, los valores de eficiencia de un panel fotovoltaico son menores a los de una celda. Esto se da porque un panel involucra varias celdas interconectadas en serie

o paralelo. Estas uniones generan pérdidas adicionales que no están presentes cuando se evalúa solo la celda.

1.2.2. Unión heterogénea con capa delgada intrínseca (HIT)

Tecnología comercializada principalmente por la corporación Panasonic. Taguchi [29] presenta las principales mejoras con respecto a una celda fotovoltaica típica, mejoras que permiten llegar a una eficiencia de 24,7%. En la Fig. 1-5 se muestra la estructura de esta tecnología.

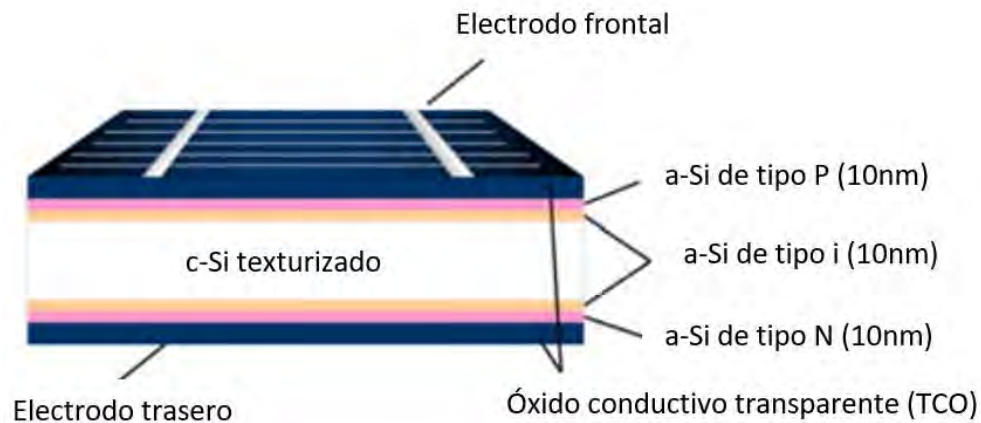


Fig. 1-5: Dibujo esquemático de una celda HIT. Modificado de: [29]

Si bien estos paneles también están hechos de silicio, el grosor de las celdas es menor a 100 micrómetros. La diferencia principal es la presencia de una capa adicional de silicio amorfo (a-Si). Esta se encuentra entre las capas n-Si y p-Si, que forman una celda típica. Esta capa reduce la recombinación interna de átomos de silicio. La segunda gran diferencia es la rugosidad superficial del panel. En lugar de tener una rugosidad aleatoria, esta tecnología tiene una forma definida en la superficie, que asemeja pequeñas colinas conjuntas. Esta forma permite generar rebotes internos de los rayos solares reflejados, incrementando la radiación absorbida por el panel.

La empresa SANYO presentó en 1970 un nuevo diseño que utiliza silicio amorfo como método para pasivar la capa trasera del panel. Además, se usa una fina capa interna de silicio amorfo en la capa de material p. Este desarrollo fue conocido como la “HIT Solar Cell” y sentó el precedente a lo que serían los modelos actuales. Desde entonces se reportaba una eficiencia de conversión de 18,7% en celdas, y más de 13% en paneles [30].

Recientes trabajos en esta tecnología parecen estar dirigidos a cambiar la arquitectura del panel, para reducir la resistencia en la transferencia de energía eléctrica. En [31], Yohikawa presenta una celda HIT con una eficiencia de hasta 26%.

1.2.3. Cobre, indio y selenio de galio (CIGS)

Esta tecnología es una de las principales que encabezan el avance de los paneles de celdas de capas delgadas. Los nuevos procedimientos de manufactura permiten a una celda tener más capas que las tecnologías anteriores, sin aumentar el tamaño total del panel, ni el requerimiento de material. Según Lee et al. [32], la estructura convencional de un panel solar CIGS contiene 5 capas de materiales, una encima de otra. La estructura de esta tecnología se muestra en la Fig. 1-6.

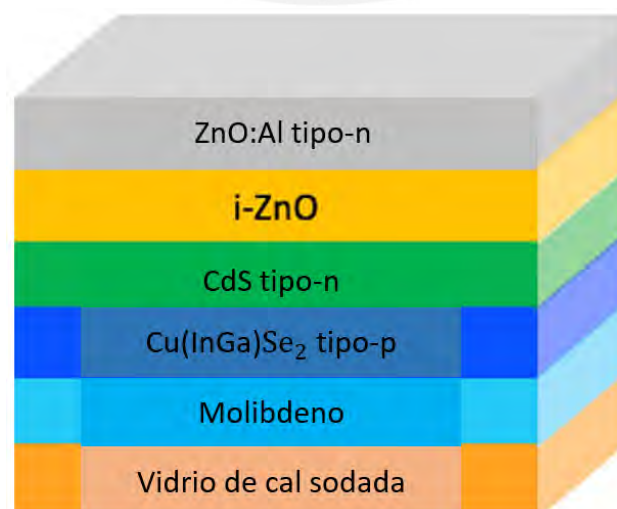


Fig. 1-6: Dibujo esquemático de una celda CIGS. Modificado de: [32]

Las capas más importantes son las que generan la unión de p-n para generar energía. A diferencia de una celda fotovoltaica de silicio, el material de tipo p está formado por cobre, indio, selenio de galio (de donde proviene el nombre). El material de tipo n está formado por sulfuro de cadmio. En aplicaciones en laboratorio se ha logrado llegar a una eficiencia de 22.3%.

1.3. Evaluación del desempeño de sistemas fotovoltaicos

Habiendo revisado conceptos fundamentales de sistemas fotovoltaicos para el desarrollo del presente trabajo, se hace una revisión de información relevante para la evaluación del desempeño de estos.

1.3.1. Normativa IEC-61724

La norma IEC-61724 [33]-[35] estipula equipos, métodos de medición, características de la medición y cálculos para la evaluación apropiada de sistemas fotovoltaicos. La norma se encuentra dividida en tres partes:

Parte 1: Monitoreo – En esta sección se detalla las características de los instrumentos de medición para que estén dentro de rangos mínimos de exactitud que establece la norma.

Parte 2: Evaluación de desempeño en base al método de capacidad – Es el método menos común para evaluar el desempeño de sistemas fotovoltaicos, se utiliza cuando se tiene un periodo corto de datos o se desea centrar el estudio en la generación instantánea de potencia.

Parte 3: Evaluación de desempeño en base al método de energía – Es el método más común para evaluar el desempeño de sistemas fotovoltaicos. Se basa en evaluar la

cantidad de energía total generada a lo largo de un periodo de tiempo igual o superior a un año.

La primera definición que propone la norma para la correcta medición de variables es el tiempo de muestreo y de grabación. En la Fig. 1-7 se muestra la relación entre estos. El tiempo de muestreo representa la velocidad con la que el dispositivo de medición debe tomar datos, mientras que el de grabación es el tiempo entre puntos grabados en el registro.

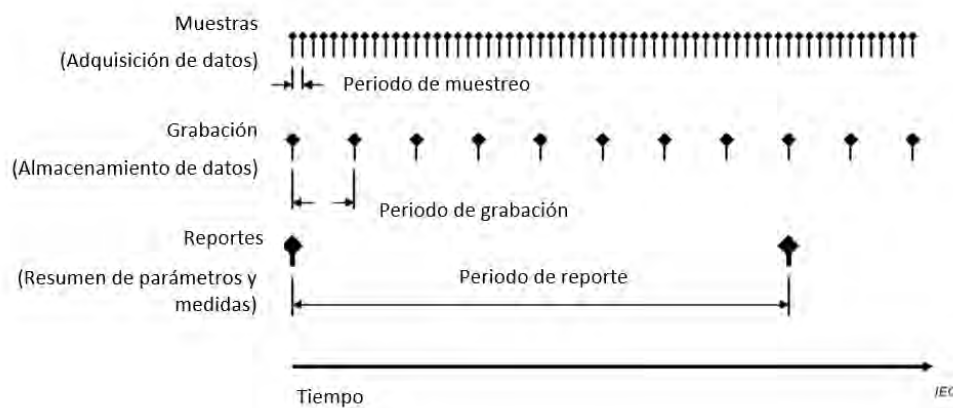


Fig. 1-7 Intervalos de muestreo, grabación y reporte. Modificado de: [33]

El máximo periodo de muestreo permitido para las variables relevantes (potencia eléctrica, irradiancia, temperatura del panel fotovoltaico y velocidad de viento) es de tres segundos. En el caso de grabación, el periodo es de un minuto. Cada punto de grabación consiste en un promedio de todas muestras tomadas durante el periodo.

La segunda recomendación que da la norma hace referencia a la cantidad de instrumentos que se requieren para la correcta evaluación de la instalación. La Tabla 1-1 muestra el resumen de la recomendación.

La irradiancia en el plano se mide con un instrumento que esté instalado en el mismo ángulo que la instalación. Las tres tecnologías de medición de irradiancia recomendadas son: piranómetros, módulos fotovoltaicos de referencia y fotodiodos, las cuales deben tener una incertidumbre menor a 4% para valores que superen los 100 W/m^2 para cumplir con la norma.

Tabla 1-1: Recomendaciones en la cantidad de instrumentos. Modificado de: [33]

Variable	Símbolo	Unidad	Nro. de sensores para < 5MW
Irradiancia en el plano (POA)	G_i	W/m^2	1
Temperatura de módulo	T_m	$^{\circ}\text{C}$	6
Temperatura ambiental	T_{amb}	$^{\circ}\text{C}$	1
Voltaje de la instalación (DC)	V_A	V	
Corriente de la instalación (DC)	I_A	A	
Potencia de la instalación (DC)	P_A	kW	Uno por inversor. Para este caso se toman 3 medidas, ya que cada instalación cuenta con su propio inversor.
Voltaje de salida (AC)	V_{out}	V	
Corriente de salida (AC)	I_{out}	A	
Potencia de salida (AC)	P_{out}	kW	
Energía de salida (AC)	E_{out}	kWh	

El registro de temperatura debe realizarse con una incertidumbre menor a 2°C , considerando el sensor y los componentes de transmisión. El sensor debe estar adherido a la parte trasera del panel para evitar generación innecesaria de sombra. Se recomienda fijar el sensor al panel con un adhesivo que tenga una baja conductividad para evitar pérdidas de temperatura al ambiente. Para el caso del registro de la temperatura ambiental, se recomienda una incertidumbre menor a 1°C . También la norma recomienda que el sensor este localizado a una distancia mayor a un metro del sistema fotovoltaico a evaluar.

Para el caso de las mediciones eléctricas se recomienda que el rango de medición los sensores sean de 120% del valor nominal de la instalación. Esta recomendación se tiene como medida preventiva ante casos de sobre irradiancia. En la Tabla 1-2 se muestran las incertidumbres máximas admisibles para cada categoría de precisión. Estas

incertidumbres solo son válidas para mediciones que superen el 20% del valor nominal de la instalación. Valores menores a estos no están sujetos a los mismos requerimientos para cumplir con la norma.

Tabla 1-2: Incertidumbres en las mediciones. Modificado de: [33]

Parámetro	Incertidumbre de medición		
	Clase A Alta exactitud	Clase B Media exactitud	Clase C Baja exactitud
Voltaje de entrada (DC)	2%	No aplica	No aplica
Corriente de entrada (DC)	2%	No aplica	No aplica
Potencia de entrada (DC)	2%	No aplica	No aplica
Voltaje de salida (AC)	2%	3%	No aplica
Corriente de salida (AC)	2%	3%	No aplica
Potencia de salida (AC)	2%	3%	No aplica

Posteriormente, la norma define las ecuaciones utilizadas para la evaluación del desempeño de sistemas fotovoltaicos.

La irradiación (H) se define como la integral de la irradiancia. Se puede calcular en función de irradiancia global, directa o en el plano. Se mide en kWh.m⁻². Se calcula con la siguiente ecuación:

$$H = \sum_k G_{i,k} * \tau_k \quad (2)$$

donde:

$G_{i,k}$: Irradiancia en el plano del panel fotovoltaico, en el instante k (en W.m⁻²)

τ_k : Periodo de muestreo (en s)

La energía de instalación (E_A) es la energía en corriente directa (DC) que produce la instalación solar durante un periodo de tiempo. Se mide en kWh, y se calcula con la siguiente ecuación:

$$E_A = \sum_k P_{A,k} * \tau_k \quad (3)$$

donde:

$P_{A,k}$: Potencia DC medida en el instante k (en W)

τ_k : Periodo de muestreo (en s)

La energía de salida (E_{out}) es la energía en corriente alterna (AC) que entrega el inversor durante un periodo de tiempo. Se mide en kWh, y se calcula con la siguiente ecuación:

$$E_{out} = \sum_k P_{out,k} * \tau_k \quad (4)$$

donde:

$P_{out,k}$: Potencia AC medida en el instante k (en W)

τ_k : Periodo de muestreo (en s)

El rendimiento de instalación (Y_A) y el rendimiento final (Y_f) son variables que hacen referencia a la cantidad de energía generada, en DC y AC respectivamente, con respecto a la potencia nominal de la instalación (P_0). Ambos rendimientos tienen por unidad kWh.kW⁻¹.

$$Y_A = E_A/P_0 \quad (5)$$

$$Y_f = E_{out}/P_0 \quad (6)$$

donde:

E_A : Energía de instalación DC (en kWh)

E_{out} : Energía de instalación AC (en kWh)

P_0 : Potencia máxima en condiciones estándar (en kW)

El uso de las mediciones de rendimiento permite la comparación entre sistemas fotovoltaicos de distintos tamaños, ya que pone como referencia la potencia nominal.

Típicamente, la potencia nominal es usada como referencia al tamaño de la instalación.

El rendimiento de referencia (Y_r) hace referencia a la cantidad de energía solar que ha obtenido el panel, con respecto a la energía que recibe en condiciones estándar. Se mide en kWh.kW^{-1} .

$$Y_r = H_I / G_{i,\text{ref}} \quad (7)$$

donde:

H_I : Irradiación (en kWh.m^{-2})

$G_{i,\text{ref}}$: Irradiancia en condiciones estándar (en W.m^{-2})

La relación de desempeño (PR) es un indicador del efecto de las pérdidas en el sistema fotovoltaico que incluyen la temperatura de los componentes, sus ineficiencias y sus fallas. Este valor se puede calcular de manera diaria, mensual y anual.

$$\text{PR} = Y_f / Y_r \quad (8)$$

La relación de desempeño a condiciones estándar (PR_{STC}) tiene por objetivo determinar pérdidas de energía que no estén relacionadas con la temperatura, ya que previamente se corrige el valor del rendimiento de referencia (Y_r). Esta corrección utiliza el factor de ajuste de la potencia nominal por temperatura (C_K). Este se calcula con la siguiente fórmula:

$$C_K = 1 + \gamma_P * (T_m - 25) \quad (9)$$

donde:

γ_P : Coeficiente relativo de temperatura. Entregado por el fabricante (en $\%.\text{°C}^{-1}$)

T_m : Temperatura del panel solar (en °C)

1.3.2. Estudios relacionados a la evaluación de sistemas fotovoltaicos

Dada la creciente importancia de la normativa IEC-61724, el cálculo de la relación de desempeño (PR) ha sido usada para comparar sistemas fotovoltaicos en distintas condiciones. Estas pueden ser en distintos ambientes, de distintas tecnologías y hasta de distintas estaciones del año. Reich [36] presenta un estudio de cien instalaciones fotovoltaicas residenciales. Además de los resultados, se comenta las limitaciones de un estudio tan grande, al no tener los mismos instrumentos de medición para todas las instalaciones. También se comenta las diferencias principales entre dos métodos usados para medición de irradiancia: piranómetros y celdas calibradas. Finalmente, presenta una metodología para estimar la incertidumbre de las mediciones antes de proceder a presentar los resultados del estudio. Se puede observar en la Fig. 1-8 un claro incremento en el PR en función del año de la instalación. Esto puede deberse al desarrollo de nuevas tecnologías más eficientes o del deterioro de los sistemas fotovoltaicos con el paso del tiempo.

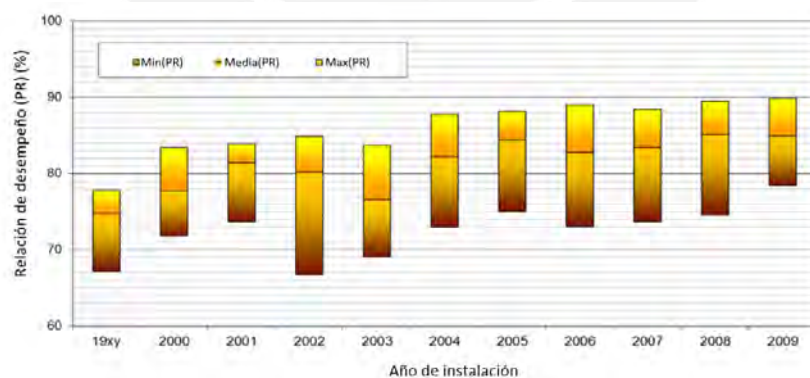


Fig. 1-8: Relación del PR con el año de instalación. Modificado de: [36]

Schweiger [17] realizó un estudio de alto impacto en el cual instaló 15 sistemas fotovoltaicos, de tecnologías diferentes, en cuatro locaciones en distintos continentes del hemisferio norte. Las locaciones fueron: Colonia (latitud: 50,9375°), Ancona (latitud:

43,6158°), Tempe (latitud: 33,4255°), y Chennai (latitud: 13,0827°). En cada caso se calculó la relación de desempeño, además de otros indicadores, para estudiar las diferencias entre las tecnologías. Los resultados se muestran en la Fig. 1-9. Se puede observar una clara mejora del comportamiento de los sistemas fotovoltaicos en ambiente más fríos (Colonia). También se observa una clara superioridad de tecnologías más recientes, en zonas de mayor temperatura (Tempe y Chennai). Además de esto, el estudio buscó desarrollar y comprobar, ecuaciones que permitan estimar los distintos mecanismos de pérdida de eficiencia, dependiendo de las condiciones ambientales de la zona.

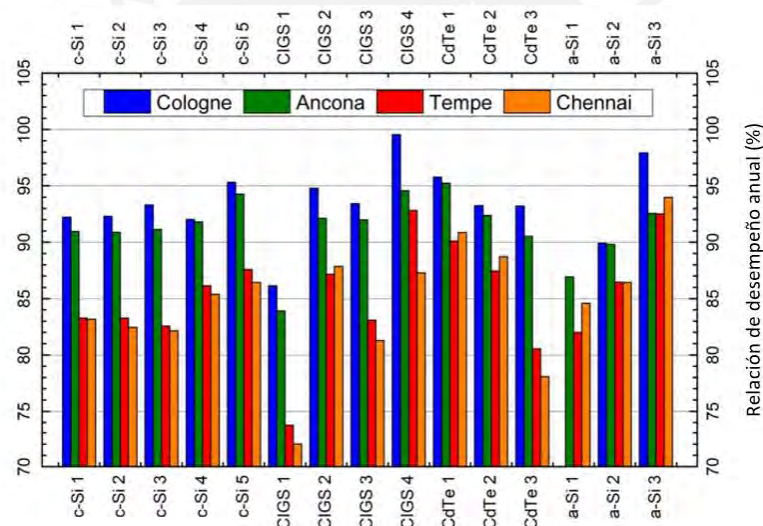


Fig. 1-9: Desempeño de distintas tecnologías en ciudades del mundo. Modificado de: [17]

En busca de iniciar estudios similares de desempeño en función del ambiente, I. Romero-Fiances [18] presentó un estudio del desempeño de las tecnologías en zonas de Perú. Se estudiaron dos tecnologías comerciales (monocristalino y silicio amorfo) en los departamentos de Arequipa, Tacna y Lima. En las Fig. 1-10 y Fig. 1-11 se muestran los resultados del desempeño durante un año calendario en Lima. De las gráficas se puede observar que, para un mismo clima, la tecnología de silicio amorfo tiene una mayor relación de desempeño (PR). Otra observación relevante son los efectos en el cambio de

estación. Esto se refiere a que la tecnología monocristalina podría más afectada por los cambios de temperatura e irradiancia inherentes al cambio de estación. En la Fig. 1-11, se puede observar que esta tecnología obtiene una ganancia, en el valor del PR, entre el mes de agosto de 2017 y el mes de febrero de 2018.

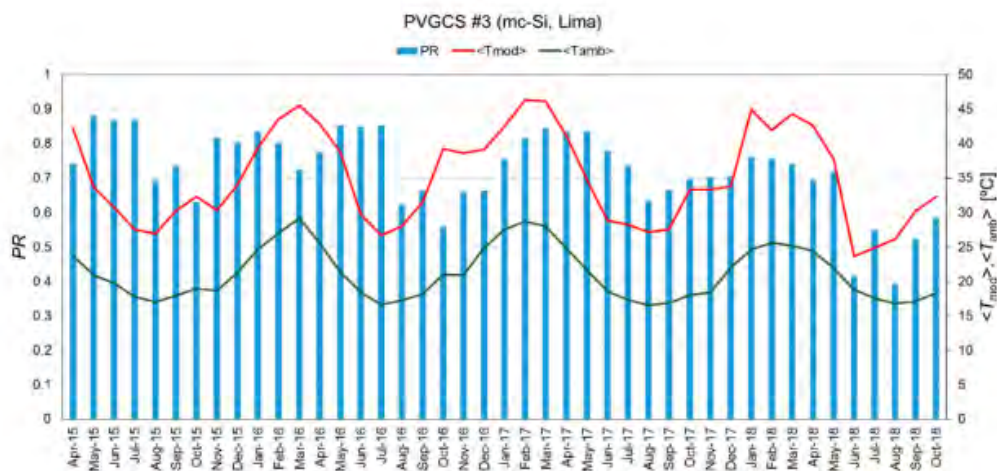


Fig. 1-10: Resultados de sistema fotovoltaico monocristalino en Lima. Modificado de: [18]



Fig. 1-11: Resultados de sistema fotovoltaico de silicio amorfo en Lima. Modificado de: [18]

1.3.3. Medidas de caracterización de la irradiancia

Además de las ecuaciones planteadas por la Norma IEC-61724, en esta sección se presentan otras ecuaciones útiles para caracterizar el comportamiento de la irradiancia.

Moreto-Tejera [37] presenta técnicas de caracterización de días basados en el perfil de la irradiancia. De las distintas variables de clasificación, dos son de interés: El índice de claridad (k_t) y el índice de variabilidad (VAR). El índice de claridad, calculado con la ecuación (10) se obtiene dividiendo la irradiancia obtenida para un día, entre la irradiancia que se obtendría en el día, en condición de cielo claro ⁽⁶⁾. La irradiancia en cielo claro es un valor de irradiancia teórico, obtenido si se toma principalmente, la posición del sol con respecto al punto de medición, y se desprecian efectos presentes en la atmósfera. Este índice da una idea de que tan nublado se encontraba el día.

$$k_t = H/H_{ICS} \quad (10)$$

donde:

k_t : índice de claridad. Sin unidades.

H: Irradiancia medida (en kWh.m⁻²)

H_{ICS} : Irradiancia en condición de cielo claro (en kWh.m⁻²)

El índice de variabilidad es presentado en la ecuación (11). Este se calcula dividiendo la suma de las variaciones entre los puntos de irradiancia medidos, y la suma de las variaciones de la irradiancia de cielo claro. El objetivo de este indicador es medir el cambio de la irradiancia durante el día.

$$VAR = \frac{\sum_k \sqrt{(G_k - G_{k-1})^2 + \Delta t^2}}{\sum_k \sqrt{(G_{CSk} - G_{CSk-1})^2 + \Delta t^2}} \quad (11)$$

donde:

VAR : índice de variabilidad. Sin unidades.

G_k : Irradiancia medida en el tiempo k (en kW.m⁻²)

G_{CSk} : Irradiancia en cielo claro calculada en el tiempo k (en kW.m⁻²)

Δt : Diferencia de tiempo entre los puntos k y k-1 (en s)

(6) Condición de cielo claro: Mediciones realizadas a falta de nubes notorias. La irradiancia en esta condición puede estimarse en base a la posición relativa del sol y la locación.

1.4. Efectos de la calidad de la información en la evaluación de sistemas fotovoltaicos

Para obtener valores conclusivos se requiere una correcta validación de los datos tomados. Los siguientes estudios buscan presentar los efectos que estos pueden tener en resultados finales.

Livera [19] presenta un estudio utilizando registros obtenidos de dos sistemas fotovoltaicos: el primero de ellos es de un módulo instalado en la ciudad de Arizona, y el segundo es de un sistema fotovoltaico en el país de Chipre. Se plantea pasos a seguir para mejorar la calidad de la información, especialmente centrado en la información faltante.

Para averiguar los efectos de distintos métodos de validación de información, se generaron datos faltantes en distintos instrumentos y en distintos periodos de tiempo. Este artículo también presenta una revisión de métodos para tratar la data, incluyendo la eliminación de puntos faltantes relacionados, y la posibilidad de reemplazarlos según ecuaciones empíricas. Una revisión de estos métodos y ecuaciones se presenta más adelante, en el capítulo II.

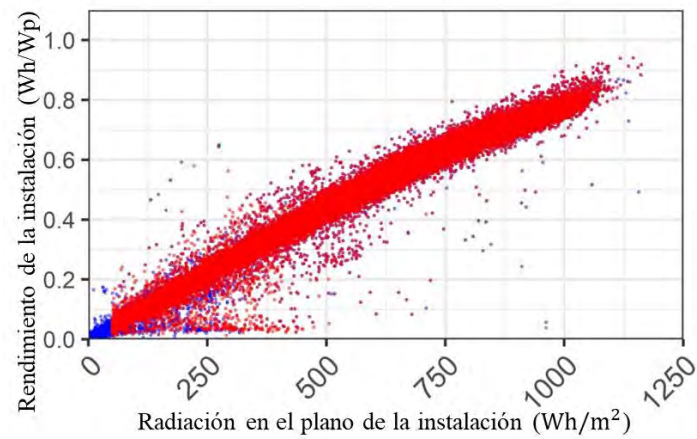
Lindig [20] presenta una comparación entre distintos métodos de filtrado de puntos en los resultados de la evaluación de sistemas fotovoltaicos. Las metodologías presentadas para el filtrado de las señales se muestran a continuación:

- Umbral de Irradiancia: Eliminar puntos de medición en función de la irradiancia medida. Esto se hace para acercar las condiciones a las estandarizadas.
- Umbral de potencia: Eliminación de puntos en los que se pueda detectar caídas en la red eléctrica y otros fallos del sistema fotovoltaico y/o los inversores.

- Filtros estadísticos de performance: Filtrado de señales que detecten anomalías entre la relación de irradiancia para reducir fuentes de error.
- Filtros de cielo claro: Filtrado de puntos de medición en función a su cercanía al valor teórico que tendría la irradiancia en un día de cielo claro.

Las diferencias entre tres métodos de filtrado se muestran en la Fig. 1-12. Se puede observar que el filtro propuesto por la norma rechaza un bajo porcentaje de las mediciones realizadas. Por otro lado, el filtro propuesto por Lindig asegura el uso de mediciones de alta irradiancia, puntos donde se encuentra la mayoría de la energía generada. Finalmente, el método de filtrado de cielo claro rechaza los puntos que sean afectados por la presencia de nubes.

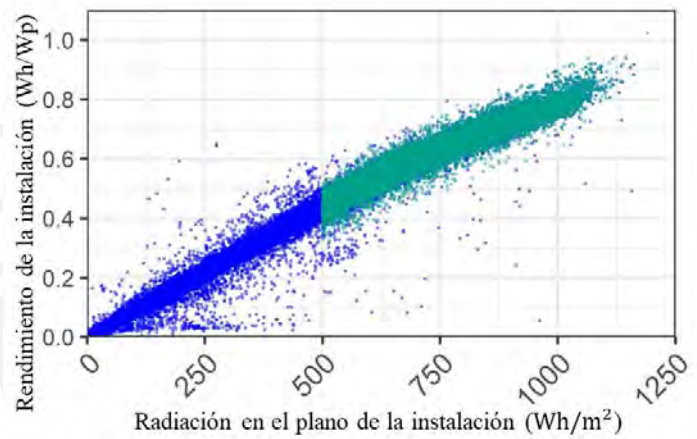
D. Dirnberger [38] realizó un estudio presentando los impactos de la irradiancia espectral en los cálculos de desempeño. Para esto presenta pasos previos para el filtrado de la información. Estos pasos incluyen el cálculo del ángulo de incidencia del sol sobre el sistema de medición para filtrar valores que superen los 60° . Finalmente, en esta sección presenta el concepto de disponibilidad energética. Este concepto mide la energía total que se puede calcular con los puntos de medición clasificados como correctos, en comparación con la energía total que debería obtenerse. Para este valor se puede utilizar un sensor adicional para usar como referencia, o algoritmos teóricos. Este concepto también se puede aplicar tomando en cuenta la cantidad de puntos que se tiene, y los que se deberían tener manteniendo un periodo de muestreo constante.



Filtrado estándar según normativa IEC:

$$0.01P_{nom} < Potencia < 1.02P_{nom}$$

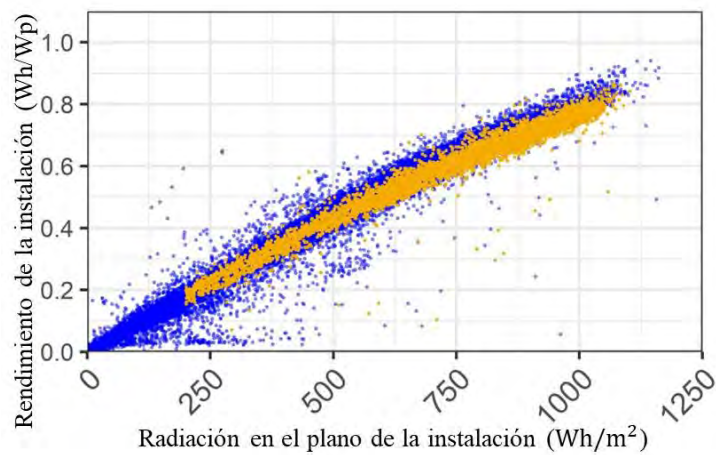
$$50 \text{ W/m}^2 < POA < 1200 \text{ W/m}^2$$



Filtrado planteado por el Lindig:

$$0.01P_{nom} < Potencia < 1.02P_{nom}$$

$$500 \text{ W/m}^2 < POA < 1200 \text{ W/m}^2$$



Filtrado de puntos de cielo claro:

$$200 \text{ W/m}^2 < POA < 1200 \text{ W/m}^2$$

Solo se consideran valores de irradiancia que concuerden con el cielo claro modelado en un máximo de 15%

Fig. 1-12: Comparación de puntos filtrados en función del método. Adaptado y Modificado de: [20]

H. Mekki [39] presenta un modelo para la detección de fallas en sistemas fotovoltaicos. Este modelo está basado en redes neuronales artificiales. Distintos algoritmos de redes neuronales fueron usados para entrenar un algoritmo que pueda calcular la potencia en función de la irradiancia y la temperatura ambiental. Se obtuvo que el algoritmo con menor grado de error es el llamado “Resilient back propagation”. Con este algoritmo se puede obtener una correlación con respecto a la potencia real, con un valor de R^2 de 99,864%. Con el algoritmo entrenado, se calcula para todos los puntos de medición del día la potencia estimada. Este procedimiento puede repetirse para estimar el voltaje y la corriente, lo que permite mayor precisión en la detección de la falla. Esta potencia es luego comparada con la potencia real generada por el sistema fotovoltaico, y se considera la presencia de fallas cuando la diferencia entre los dos valores supere un umbral determinado. Este umbral depende de la preferencia del usuario. En la Fig. 1-13 se muestra el comportamiento de un panel que ha sido sombreado y se puede apreciar como los valores de voltaje y corriente, medidos y afectados por la sombra, difieren de los estimados, en los que no se considera la presencia de sombra.

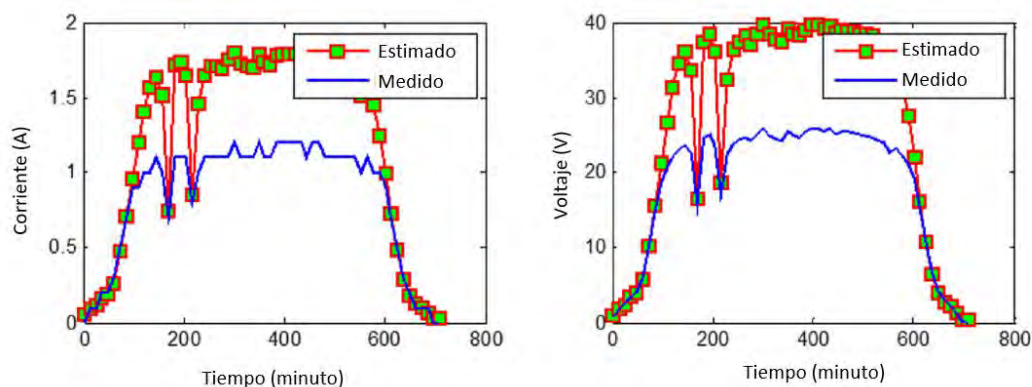


Fig. 1-13: Diferencias entre voltaje y corriente estimados y con falla. Modificado de: [39]

1.5. Estimación de variables relevantes para el aseguramiento de la calidad

La falta de puntos de medición de distintos parámetros puede ocasionar errores en los parámetros de evaluación como el PR. Dependiendo de la cantidad de datos faltantes, la norma IEC-61724 permite el uso de datos obtenidos por modelos matemáticos. En esta sección final del capítulo I, se revisan algunos estudios relacionados a estos modelos. Específicamente, para los tres parámetros más importantes: Temperatura, Irradiancia y Potencia.

La norma IEC-61724 también propone un modelo, que puede ser utilizado, para la estimación de estos parámetros. Estos modelos serán revisados a detalle en el Capítulo III, cuando se detallen los modelos implementados en el presente trabajo.

1.5.1. Estimación de temperatura

Markvart [40] plantea el método estandarizado de cálculo de temperatura de celda. Este método utiliza un procedimiento que sigue el fabricante de paneles para obtener la temperatura en operación, a condiciones de temperatura ambiental e irradiancia. Este valor es luego escalado con respecto a las condiciones en la medición, para obtener la temperatura. El principal inconveniente de este método es la poca importancia que se le da a la velocidad de viento, que puede afectar la transferencia de calor al ambiente.

Ross [41] plantea un modelo bastante más simple que genera una relación lineal entre el incremento de la temperatura de la celda, con respecto a la temperatura ambiental, y la irradiancia en el plano. La pendiente de la relación se obtiene con una regresión lineal en base a información histórica.

Shoplaki [42] plantea un modelo empírico basado en el método estandarizado. A este método se le añade datos de velocidad de viento. Adicionalmente, este modelo hace amplio uso de información entregada por el fabricante en la ficha técnica, como la eficiencia del panel a condiciones estándar, y coeficientes de temperatura de los módulos.

1.5.2. Estimación de irradiancia

La presencia de nubes, edificios y otros elementos que deforman los rayos provenientes del sol, vuelven particularmente complicada la estimación de la irradiancia basado solo en datos fáciles de obtener como la posición de la locación. La mayoría de los métodos para estimación de irradiancia se desarrollan en base a información histórica. Dado que el presente trabajo se basa en un proyecto en proceso de implementación, y aún no se cuenta con años de información histórica, esta opción no es viable. Los métodos por estudiar se basan en estimar la irradiancia en el plano de los sistemas fotovoltaicos en base a otras mediciones de irradiancia como la global horizontal.

Perez [43] presenta una serie de ecuaciones para la estimación de la irradiancia en el plano, basados en la medición de la irradiancia directa y difusa. La componente difusa se considera independiente del ángulo de inclinación, y la directa puede ser corregida en base a diversos factores empíricos. La suma de los dos valores permite obtener la irradiancia en el plano. Además, este método toma como condiciones de referencia, para sus constantes, puntos de máxima irradiancia en la zona.

Badescu [44] propone un modelo basado en asumir una distribución uniforme en la irradiancia, de forma que el valor se pueda calcular principalmente en la posición tridimensional del sol, con respecto al plano del panel solar, y los valores de la irradiancia

directa horizontal. Este método también considera una estimación de la irradiancia, proveniente del rebote con el suelo, para la estimación total de la irradiancia difusa.

Chwieduk [45] presenta un modelo de estimación de la irradiancia en el plano, basado en modificaciones puramente empíricas, de distintos modelos anteriores. El método varía de los demás, al tener pocas constantes que deben ser calibradas para la estimación de la irradiancia. Se basa principalmente en el uso de los ángulos que relacionan el módulo con la posición del sol para generar los factores de corrección.

Finalmente, Olmo [46] presenta un modelo que difiere de los anteriores, al no usar la separación de la irradiancia en sus dos componentes: difusa y directa. En su lugar, utiliza la irradiancia global extraterrestre para calcular la irradiancia global en el plano.

1.5.3. Estimación de potencia

Calsi [47] presenta un procedimiento para el cálculo de la potencia nominal de un generador fotovoltaico. Este procedimiento se basa inicialmente en la ecuación de Osterwald. Esta ecuación permite estimar la potencia de un sistema fotovoltaico en base a las condiciones de temperatura e irradiancia, así como al valor de corrección de potencia entregado por el fabricante en la hoja de datos del módulo fotovoltaico.

Dias [48] presenta un estudio para distintas tecnologías, desarrollado en Brasil. En este trabajo se realizó una comparación entre dos métodos de predicción. El primer método es el denominado PVUSA, un método basado en data de irradiancia por paquetes de 30 días y regresiones lineales. El autor propone un modelo con menos variables y que le da un mayor peso a la temperatura del panel. Los resultados de ambos modelos para las tecnologías estudiadas se muestran en la Tabla 1-3. Se puede observar que el modelo

PVUSA tiende a subestimar el valor de la potencia, por ende, se obtienen valores negativos del error parcial medio (MBE) ⁽⁷⁾. En el caso del modelo propuesto (DIAS), se obtiene un MBE positivo para la mitad de las tecnologías, y un MBE negativo para la otra mitad. Se llega a la conclusión que el modelo DIAS puede estimar la potencia con menores valores de MBE para cinco de las seis tecnologías estudiadas. El único caso en el que el modelo PVUSA tiene un menor valor absoluto de MBE es para el silicio amorfo.

Tabla 1-3: Comparación entre modelos de estimación. Modificado de: [48]

Tecnología	Potencia medida (W)	Modelo PVUSA		Modelo Propuesto	
		Potencia estimada (W)	MBE (%)	Potencia estimada (W)	MBE (%)
a-Si	876.46 ±0.8%	885,31	-1,0091	865.12	1.2947
a-Si/μSi	793.90 ±0.8%	815,39	-2,7078	793.62	0.0344
p-Si	748.72 ±0.8%	787,85	-5,22645	756.40	-1.0264
m-Si	812.85 ±0.8%	848,94	-4,4408	821.03	-1.006
CIGS	782.55 ±0.8%	815,83	-4,2532	797.66	-1.930
CdTe	834.60 ±0.8%	854,34	-2,3651	833.40	0.1444

Un tercer modelo es presentado por Ayvazoğluyüksel [49] que combina dos modelos. El primer modelo se usa para calcular valores corregidos de voltaje de circuito abierto y de corriente de cortocircuito, para las condiciones de operación. El segundo modelo consiste en la estimación de la potencia de operación, en base a los factores de corrección entregados por el fabricante, y los valores de voltaje de circuito abierto y cortocircuito. Este modelo tiende a sobreestimar la potencia generada durante las horas de menor irradiancia.

(7) MBE: Indicador de efectividad de un modelo para estimar el valor real de una medición. Si el valor es negativo, el modelo tiene a subestimar el valor real, si es positivo, tiende a sobreestimarlos. El detalle de la ecuación para su cálculo es presentado en el capítulo II.

En el Capítulo II se hace una revisión del ensayo utilizado para obtener la información a procesar mediante la propuesta metodológica. Además, también se presentan los pasos incluidos en dicha propuesta.



2. Capítulo II: Metodología

En el presente capítulo se detalla la instalación usada para el ensayo. Las variables medidas, y los instrumentos utilizados para la medición.

2.1. Configuración experimental implementada

Se busca analizar el desempeño de distintas tecnologías fotovoltaicas, específicamente en la ciudad de Lima, Perú, y evaluar la posibilidad de mejorar los modelos de predicción de este desempeño.

Para este propósito se requiere someter las tecnologías evaluadas, a situaciones similares para las variables más relevantes para la generación de energía fotovoltaica: la irradiancia y la temperatura. Adicionalmente, se requiere que todas las tecnologías sean dimensionadas con una potencia nominal similar.

Como se mencionó en el capítulo I, las tecnologías a estudiar son: Passivated Emitter and Rear Cell (PERC), Heterojunction Solar Cell (HIT) y Copper Indium Gallium Selenide (CIGS). Dado que cada tecnología tiene eficiencias, número de celdas y valores nominales diferentes de voltaje, corriente y potencia, el área de cada instalación varía para cada caso.

Las tres instalaciones para estudiar cuentan con el número de módulos de cada tecnología necesarios para tener una potencia nominal alrededor de 1,6 kW⁽⁸⁾ eléctricos DC, de esta forma se puede utilizar el mismo modelo de inversor para todas las tecnologías. En la Fig. 2-1 se muestra un esquema de la instalación completa. Estas instalaciones fueron

(8) La potencia nominal de una instalación fotovoltaica se obtiene midiendo la potencia DC máxima generada a condiciones estándar.

dimensionadas por el personal del Laboratorio de Ciencias de Materiales y Energías Renovables (MATER), siguiendo las recomendaciones de la norma IEC-61724.

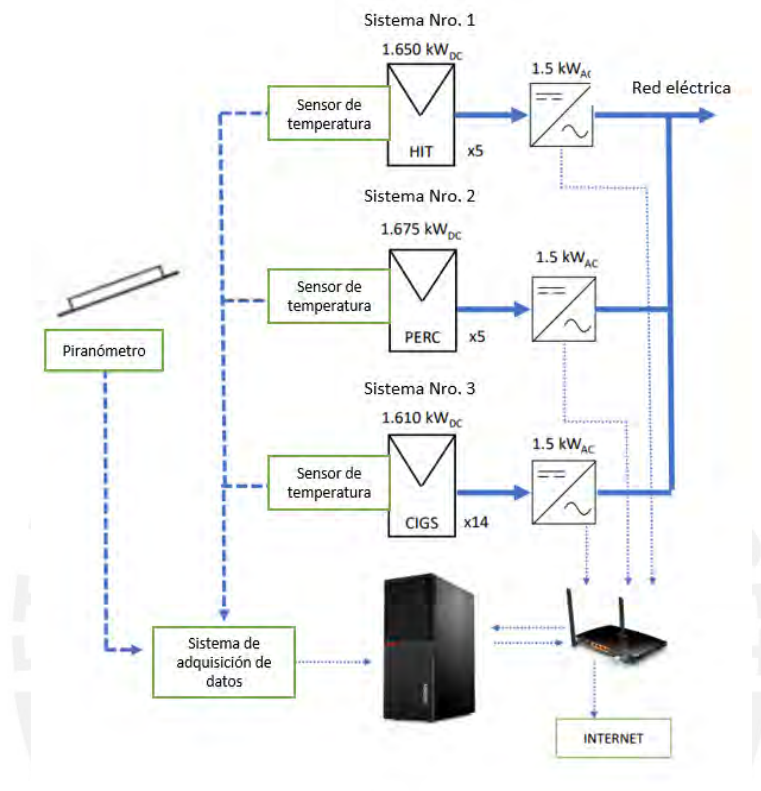


Fig. 2-1: Esquema técnico de ensayo

La instalación experimental cuenta con un sistema fotovoltaico para cada tecnología. Cada sistema fotovoltaico se conecta a un inversor de 1,5 kW⁽⁹⁾ eléctricos AC (potencia de salida), y luego se conecta con la red eléctrica de la universidad. Dado que el consumo de la universidad es mayor a 4,5 kW eléctricos, esta conexión asegura que el inversor es libre de producir toda la energía que pueda y los paneles entreguen la mayor potencia posible en todo momento. Estos inversores también cumplen la función de medir los parámetros eléctricos, que serán relevantes para la evaluación. Los paneles se encuentran inclinados 15° con respecto al piso, y orientados hacia el norte, para maximizar la generación a lo largo del año.

(9) La potencia nominal de un inversor hace referencia a la potencia máxima que se inyecta a la red.

Adicionalmente, la temperatura de los módulos fotovoltaicos y la irradiancia global, en el ángulo de los paneles, se mide y registra en un sistema de adquisición de datos. Este fue diseñado e implementado por personal de MATER, también siguiendo las normas IEC-61724. Este sistema y los inversores se conectan a respectivas computadoras que generan archivos de registro y los guardan en la nube.

El análisis de la información se realiza mediante un programa de elaboración propia que toma la información de la nube, la filtra, procesa y corrige los errores en la medición, cuando se tenga suficiente información necesaria para la corrección. En las siguientes subsecciones se detallan las operaciones internas del programa.

Realizar un estudio durante un año calendario permite cubrir todas las variaciones que se dan en ese periodo en el área de estudio. En este caso el estudio comenzó en marzo de 2020 y se finalizó en febrero de 2022. Cabe mencionar que la temperatura de los módulos fotovoltaicos solo pudo ser registrada a partir de enero de 2021, por la imposibilidad de acceder a la universidad a realizar las pruebas necesarias y retrasos en el envío de los componentes necesarios.

2.2. Equipos e instrumentos utilizados

En esta sección se detallan los componentes de cada instalación fotovoltaica.

2.2.1. Instalaciones fotovoltaicas

En la Tabla 2-1 se muestran las características de los tres modelos de paneles a estudiar. En los anexos A, B y C, se muestran las especificaciones técnicas de los módulos usados para las instalaciones de tecnología PERC, HIT y CIGS, respectivamente. La Tabla 2-1, basada en las hojas de datos de los fabricantes, da una indicación del desempeño esperado

de los módulos. Se observa que hay una diferencia significativa en la eficiencia de los módulos. Los módulos de tecnología CIGS tienen una eficiencia 27,4% menor que los módulos de tecnología HIT y 27,99% menor que los módulos de tecnología PERC, de forma que se esperaría que en condiciones cercanas a las condiciones de evaluación estándar (STC), las tecnologías PERC y HIT tengan una relación desempeño (PR) mayor que la CIGS.

Tabla 2-1: Datos de los modelos de módulos

Tecnología	PERC	HIT	CIGS
Modelo	CS1H-335	VBHN330SA16	CDF1000A1
Área (m ²)	1,6864	1,6742	0,80456
Potencia Nominal (W)	335	330	115
Voltaje en MPP (V)	36,2	58,0	59,3
Corriente en MPP (A)	9,27	5,70	1.94
Voltaje en circuito abierto (V)	43,6	69,7	77,2
Corriente en cortocircuito (A)	9,73	6,07	2,07
Eficiencia a STC (%)	19,86	19,70	14,30
NOCT (°C)	42	44	46
Coeficientes de temperatura			
Potencia (%P _{max} /°C)	-0,37	-0,29	-0,23
Voltaje (%V _{oc} /°C)	-0,29	-0,25	-0,31
Corriente (%I _{sc} /°C)	0,05	0,03	0,01

Otra diferencia importante es el valor de la temperatura de celda normal en operación (NOCT)⁽¹¹⁾. En base a este valor se podría esperar que los módulos basados en tecnología CIGS tengan una mayor temperatura a lo largo del ensayo que los demás, factor que incrementaría sus pérdidas de energía.

Finalmente, podemos observar los coeficientes de temperatura, en la sección inferior de la Tabla 2-1. Los coeficientes de voltaje tienen valores negativos en los tres casos. Esto implica que las tres tecnologías pierden voltaje, cuando operan en temperaturas superiores

(11) La temperatura de celda a condiciones nominales (NOCT) se obtiene haciendo ensayos a una temperatura ambiental de 20°C, irradiancia de 800 W/m², velocidad de viento de 1 m/s, con la celda instalada a un ángulo de 45° con respecto al suelo y con la parte trasera de la celda libre para disipar calor al ambiente.

a los 25 °C. El coeficiente de corriente tiene un valor positivo, lo que implica que la corriente de las tres tecnologías incrementa, con el incremento de la temperatura de operación. Al considerar ambos cambios, el incremento en la corriente de operación no llega a compensar la pérdida de voltaje. Es por esto que el coeficiente de potencia para las tres tecnologías es negativo. La tecnología PERC es la más propensa a mantener una temperatura baja, pero al mismo tiempo es la que se ve más afectada por los cambios de temperatura. Por otro lado, los módulos de tecnología CIGS son más propensos a tener una temperatura elevada en operación, y al mismo tiempo, su potencia es la menos afectada por el incremento de la temperatura.

Los módulos son instalados en conjunto para poder llegar a una potencia nominal que pueda ser usada por un inversor de 1,5 kW. En la Tabla 2-2 se muestran los datos de cada una de las instalaciones.

Tabla 2-2: Datos de las instalaciones

Tecnología	PERC	HIT	CIGS
Etiqueta	SCFR1	SCFR2	SCFR3
Modelo	CS1H-335	VBHN330SA16	CDF1150A1
Nro. Paneles	5	5	14
Área (m ²)	8,43	8,37	11,26
Potencia Instalada	1,675	1,650	1,610

En la Fig. 2-2 se muestra los sistemas fotovoltaicos estudiados, en la instalación de la PUCP, en la ciudad de San Miguel, Lima, Perú (latitud: -12,0716, longitud: -77,0803). Se observa en la figura que las instalaciones se ubican a una distancia que evita la generación de sombras entre ellas.



Fig. 2-2: Instalaciones para el ensayo

2.2.2. Inversor Sunny Boy 1.5

Las instalaciones fotovoltaicas se encuentran conectadas a inversores de la marca SMA, modelo Sunny Boy 1.5. Estos modelos están diseñados para poder acoplarse a la red eléctrica y generar una onda sinusoidal similar, de forma que la energía eléctrica generada por las instalaciones pueda ser consumida en aparatos convencionales a través de las redes ya instaladas.

Los inversores también registran las variables eléctricas para la evaluación del desempeño. Las mediciones se realizan tanto para los parámetros DC (que ingresan al inversor) como los parámetros AC (que salen del inversor). SMA no proporciona información detallada en cuanto al método o sensor utilizado, pero si entrega información respecto a cómo estimar la incertidumbre de las mediciones. El usuario debe asumir una incertidumbre de 3% para las variables medidas directamente. Estas variables incluyen el voltaje, la corriente y la frecuencia de la corriente de salida.

En la siguiente Tabla 2-3 se muestran las características técnicas principales de los inversores utilizados.

Los inversores pueden comunicarse con una computadora a través de una red inalámbrica local o conexión cableada. Se usa el protocolo Modbus para transmitir la información cuando se desea registrar en algún dispositivo externo. En caso tengan conexión directa a internet, los datos son transmitidos a la nube desde donde pueden ser descargados.

Tabla 2-3: Datos del inversor SMA SunnyBoy1.5

Datos de entrada (DC)	
Potencia máxima (W)	3000
Voltaje máximo (V)	600
Rango de voltajes MPP (V)	160 - 500
Voltaje nominal (V)	360
Voltaje mínimo (V)	80
Corriente de entrada máxima (A)	10
Corriente máxima absoluta (A)	18
Datos de salida (AC)	
Potencia nominal (W)	1500
Potencia aparente máxima (VA)	1500
Rango de voltajes aceptable (V)	180 - 280
Rango de frecuencias (Hz)	50/60
Variación aceptable en frecuencia (%)	5
Valores de red nominales (Hz / V)	50 / 230
Corriente de salida máxima (A)	7
Otros datos	
Eficiencia máxima (%)	97.2

Finalmente, los inversores cuentan con registro de datos interno, el cual puede ser exportado a través de una memoria externa en caso se pierda la conexión a internet.

En la Fig. 2-3 se muestra una imagen de los inversores instalados dentro del laboratorio de MATER.



Fig. 2-3: Inversores instalados

2.2.3. Medición de temperatura

El sensor utilizado para medir la temperatura del módulo es del tipo PT100, esto significa que para un valor de 0°C tiene una resistencia eléctrica de 100 ohmios. Para valores que superan los 0°C , la resistencia eléctrica se incrementa siguiendo, para efectos prácticos, un comportamiento lineal. El modelo usado tiene la punta de medición encapsulada con un parche de silicona rectangular que cuenta con pegamento conductivo en uno de los lados, como se muestra en la Fig. 2-4. Esta construcción permite al sensor mantenerse en contacto con una superficie durante la medición. El valor de la resistencia es medido por un circuito integrado, que escala el valor a un valor de temperatura. En la Tabla 2-4 se muestran algunas de las características del sensor usado.



Fig. 2-4: RTD Pt100

Tabla 2-4: Datos del sensor de temperatura

Sensor PT100	
Marca	RS Pro
Tipo	RTD PT100
Norma	IEC 751 Clase B
Rango (°C)	-50 a 150
Metros de cable	2
Cables	4
Dimensiones (mm)	40 x 13 x 5

El sensor cumple con la normativa IEC 751 para la incertidumbre en la resistencia de este tipo de sensores. Se debe tomar en cuenta que la incertidumbre cambia con la temperatura, según lo mostrado en la Tabla 2-5. Para la clase utilizada, la incertidumbre en la medición de la temperatura, ocasionada por la incertidumbre en la resistencia, llega a 0.8 °C. Se considera este valor porque no se espera tener valores de temperatura que superen los 100 °C.

Tabla 2-5: Tolerancias en sensores de temperatura RTD PT100. Modificado de: [50]

Temperatura (°C)	Tolerancia			
	Clase B		Clase A	
	±°C	±0hm	±°C	±0hm
-200	1.3	0.56	0.55	0.24
-100	0.8	0.32	0.35	0.14
0	0.3	0.12	0.15	0.06
100	0.8	0.3	0.35	0.13
200	1.3	0.48	0.55	0.2

2.2.4. Medición de irradiancia

Para la medición de la irradiancia se utiliza un piranómetro, el cual fue instalado en una estructura adicional, al mismo ángulo de inclinación que las instalaciones fotovoltaicas. Un piranómetro consiste en termopares dentro de un domo que permite concentrar la irradiancia incidente. De esta manera la temperatura del termopar se eleva con la elevación de la irradiancia. Como resultado de esta combinación, se obtiene una salida de

voltaje que aumenta de manera lineal con la irradiancia. En la siguiente imagen se muestra el piranómetro instalado y la tabla muestra sus características.



Fig. 2-5: Piranómetro MS-80S

Tabla 2-6: Características del piranómetro a utilizar.

Sensor de irradiancia	
Marca	Eko
Tipo	Piranómetro
Modelo	MS-80S
Norma	ISO 9060:2018 Clase A
Salidas disponibles	Modbus 485 RTU
	SDI-12
	4-20 mA 0-10 mA / 0-1 V
Tiempo de respuesta	< 0,5 segundos
Rango de temperatura de trabajo	-40 a 80 °C
Rango de irradiancia	0 - 2000 W/m ²
Rango de longitud de ondas	285 - 3000 nm
Alimentación	5 - 30 VDC
Protección IP	67
Longitud de cable (m)	10
Errores a considerar	
Error de cero	1 W/m ²
No linealidad	0,20%
Respuesta direccional a 1000 W/m ²	10 W/m ²
Error espectral	0,20%
Respuesta a la temperatura	0,50%
Errores por procesamiento	1 W/m ²

La hoja de datos del piranómetro contempla incertidumbres que pueden generarse, aún en la correcta operación del equipo. Tomando en cuenta estos valores, el equipo se encuentra dentro de las especificaciones requeridas por la norma. Para decidir esto se toma en cuenta que, para cumplir con la norma, el valor mínimo de medición es de 100 W/m². En los valores más bajos de irradiancia, el error en cero y los errores de procesamiento, toman mayor relevancia, llegando a una incertidumbre combinada de 1,5%. Sumado a los demás errores se puede considerar una incertidumbre de 3,5 W/m².

Para reducir el error generado, al convertir una señal analógica en digital al momento de registro, se usa una salida de voltaje enviada a un conversor digital antes de enviar la información largas distancias.

2.2.5. Medición de parámetros ambientales

Las variables mencionadas hasta ahora bastan para realizar una evaluación, según la norma IEC-61724. Sin embargo, la estimación de las variables relevantes requiere de otras ecuaciones que hacen uso de parámetros ambientales. Estas variables se miden a través de una estación meteorológica de modelo WS500-UMB. Esta estación mide 6 variables del ambiente, siendo las más importantes: temperatura ambiente, velocidad y dirección predominante del viento. En la Fig. 2-6 se muestra la estación meteorológica y en la Tabla 2-7, se muestran sus especificaciones técnicas. Dado que la medición de estos parámetros no es crucial para la evaluación de acuerdo con norma, solo se cuenta con estas mediciones en la instalación de la PUCP, en la ciudad de Lima.



Fig. 2-6: Estación meteorológica WS500 UMB

Tabla 2-7: Datos de la estación meteorológica WS500 UMB

Estación meteorológica	
Marca	Lufft
Modelo	WS500-UMB
Comunicación	Modbus 485 RTU
Alimentación	12 - 24 VDC
Temperatura ambiental	
Método de medición	NTC
Tiempo de muestreo	1 minuto
Rango de temperatura	-50 - 60 °C
Resolución	0.1 °C
Incertidumbre	0.2 °C
Velocidad de viento	
Método de medición	Ultrasonido
Tiempo de muestreo	10 segundos
Rango de velocidad	0 - 75 m/s
Resolución	0.1 m/s
Incertidumbre	0.3 m/s

2.2.6. Adquisición de señales

El sistema de adquisición de datos fue diseñado por el personal de MATER y presentado por Carhuavilca [51]. La señal de voltaje del piranómetro es enviada a un conversor analógico ADS1115 de 16 bits. Con estos 11 bits de medición se tiene una resolución de $0,03 \text{ W/m}^2$ en la medición, mucho mejor de la requerida. La última especificación

relevante con respecto a la normativa es el tiempo de muestreo. Este conversor tiene un tiempo de muestreo de 1,16 ms.

En el caso de la temperatura, la señal de los sensores RTD es enviada a un convertidor de modelo MAX31865, específicamente diseñado para convertir la señal RTD. La resolución es de 15 bits. Tomando en cuenta la medición en el rango completo del RTD, esto da una resolución de 0,007 °C. El tiempo de muestreo de este convertidor es de 66 ms, varias veces más lento que el anterior, pero un valor aceptable para los requerimientos de la norma.

2.3. Programa de cálculo desarrollado

Con el objetivo de realizar los cálculos necesarios para la evaluación del desempeño, se programó un software basado en el lenguaje de programación Python, usando la plataforma de código abierto PyCharm. Este programa de recopila información almacenada en carpetas, filtra datos y arregla posibles errores en la toma de datos cuando se tiene suficiente información adicional, antes de realizar los cálculos necesarios.

2.3.1. Organización de la base de datos

Para mantener el sistema de código abierto, se decidió utilizar carpetas de Google Drive como la base de datos. Dentro de estas carpetas se graba la información en archivos por día, en formato separado por comas, de extensión .csv. En al Fig. 2-7 se muestra la organización general de la base de datos.

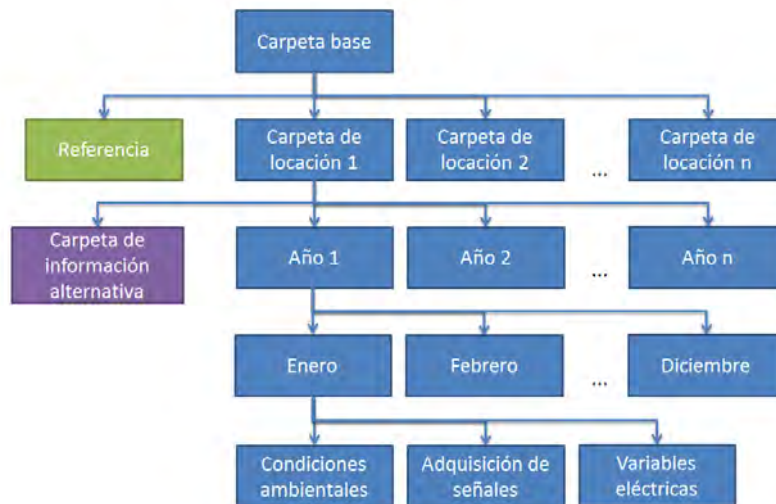


Fig. 2-7: Estructura general de la base de datos.

La información de los sistemas de adquisición de datos es grabada en archivos de texto separados por comas. Esta información es grabada en paquetes de un día en carpetas de Google Drive. Dentro del archivo de Referencia se encuentra información relevante de todas las instalaciones que el usuario puede evaluar. Este archivo contiene los siguientes datos:

- Etiqueta de la instalación: Nombre que se le da a la instalación dentro de todas las que se tiene en la locación.
- Nombre de la institución en la que se encuentra: Etiqueta que se da a la locación en la que se encuentran los sistemas.
- Región en la que se encuentra: Nombre de la región (del Perú) en la que se encuentran los sistemas.
- Tecnología fotovoltaica: Tecnología fotovoltaica de los módulos que forman el sistema fotovoltaico.
- Número de paneles: Número total de paneles fotovoltaicos que conforman el panel.
- Área total de la instalación: Área total del sistema fotovoltaico (m²).

- Potencia nominal: Potencia nominal de la instalación (kW).
- Latitud de la ubicación: Latitud de la locación donde se encuentra la instalación fotovoltaica (°).
- Longitud de la ubicación: Longitud de la locación donde se encuentra la instalación fotovoltaica (°).
- Altura de la ubicación: Altura de la locación con respecto al nivel del mar (m).
- Zona horaria de la ubicación: Zona horaria con respecto al tiempo coordinado universal.
- Ángulo con respecto al suelo: Ángulo de inclinación del sistema fotovoltaico con respecto al suelo (°).
- Ángulo con respecto al norte: Ángulo de la instalación con respecto a la línea de longitud (°).

2.3.2. Interfaz del usuario

La interfaz fue desarrollada usando principalmente la librería Tkinter, el método más popular para crear interfaces de usuario en Python. En la Fig. 2-8 se muestran las 2 ventanas que tiene la interfaz. La primera ventana existe para que el usuario escoja los detalles de la información que desea obtener del programa. La segunda ventana existe para que el usuario escoja que filtros desea que el programa tome en consideración. En el capítulo III se detalla todos los filtros y procedimientos matemáticos que aplica el programa.

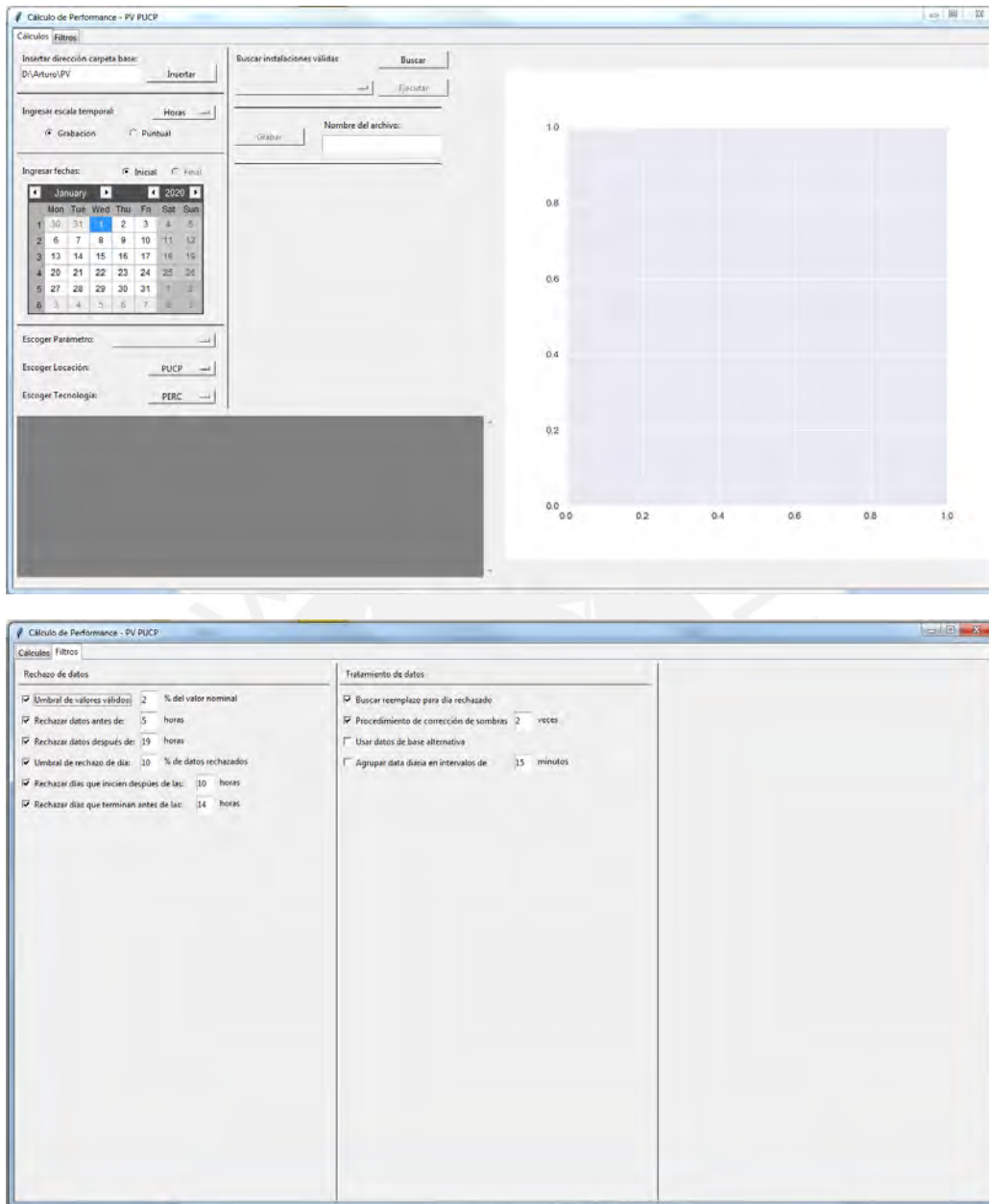


Fig. 2-8: Interfaz de usuario.

2.3.3. Cálculo de la incertidumbre de medición

En esta subsección se estudia la incertidumbre de los instrumentos utilizados y sus efectos en las ecuaciones planteadas por la norma IEC-61724, para la evaluación de sistemas fotovoltaicos.

El cálculo de la incertidumbre total de las mediciones se basa en la guía presentada por la Organización Internacional para la Estandarización [52]. La incertidumbre inherente ($\sigma_{B,d}$) está basada en la resolución del sistema de medición y/o instrumento. Esta incertidumbre se calcula usando la ecuación (12).

$$\sigma_{B,d} = \frac{a}{2\sqrt{3}} \quad (12)$$

donde:

a : Resolución del instrumento

Dado que todas las mediciones son digitalizadas para su grabación, no es necesario elaborar, en la posibilidad de calcular, la incertidumbre para mediciones analógicas. Luego, se puede calcular la incertidumbre total de la medición (σ_T), como se muestra en la ecuación (13).

$$\sigma_T = \sqrt{\sigma_A^2 + \sigma_{B,d}^2} \quad (13)$$

donde:

$\sigma_{B,d}$: Incertidumbre inherente.

σ_A : Incertidumbre de hoja de datos.

Tomando las 2 ecuaciones en consideración, se muestra la incertidumbre en la Tabla 2-8

Tabla 2-8: Incertidumbre total de las mediciones.

Medición	Incertidumbre A	Resolución	Incertidumbre B	Incertidumbre Total
Temperatura de Panel (°C)	0,8	0,007	0,002	0,800
Irradiancia (W/m ²)	3,5	0,03	0,009	3,500
Potencia (W)	45	1	0,289	45,001
Temperatura ambiente (°C)	0,2	0,1	0,029	0,202
Velocidad de viento (m/s)	0,3	0,1	0,029	0,301

2.4. Descripción de métodos utilizados para filtrar información

2.4.1. Detección de valores errados por filtros estandarizados y encontrados en la bibliografía

Para asegurar que los datos medidos sean confiables, y no datos que puedan afectar la medición, se van a comparar tres casos. El primer caso considera datos que no han sido filtrados (más allá del filtro mencionado en la anterior sección). El primer filtro se basa en las recomendaciones hechas por la Norma IEC-61724-2, para la evaluación por medición de potencia. El segundo filtro se basa en las recomendaciones de la Norma IEC-61724-3, para la evaluación por medición de energía. Las normas describen tres filtros principales:

- Filtro de valores fuera de rango razonable: En este caso, se eliminan valores para puntos que quedan fuera de los rangos máximos y mínimos del estudio. Se muestra en la Fig. 2-9. En esta figura se muestra el registro de irradiancia para el día 10 de abril de 2020. Se observan valores cercanos a cero y a 1400 en un día convencional. Estos valores no razonables de irradiancia pueden ser ocasionados por cortos periodos de desconexión y reconexión del sistema de medición, y deben ser adecuadamente filtrados.
- Valor muerto: Filtro para detectar fallos en el funcionamiento de la grabación. En estos casos se tienen valores demasiado similares entre 2 puntos.
- Cambios abruptos y estabilidad: Este filtro busca eliminar datos que varían demasiado del valor anterior. Este puede significar momentos de sobreirradiación, reflejos y sombras instantáneas [35]. Se muestra en la Fig. 2-10. En esta figura se muestra el registro de irradiancia para el día 20 de agosto de 2020. A partir de las

11 de la mañana, y hasta la 1 de la tarde, la irradiancia sube al doble del valor que tenía 5 minutos antes. Durante este período de tiempo también se pueden observar caídas igual de abruptas. Esto se ve ocasionado por el hecho de que la irradiancia es medida en un solo punto. Por este motivo, para instalaciones de mayor tamaño, se recomienda en [35] tener más de un sensor, con estos posicionados alrededor de la instalación.

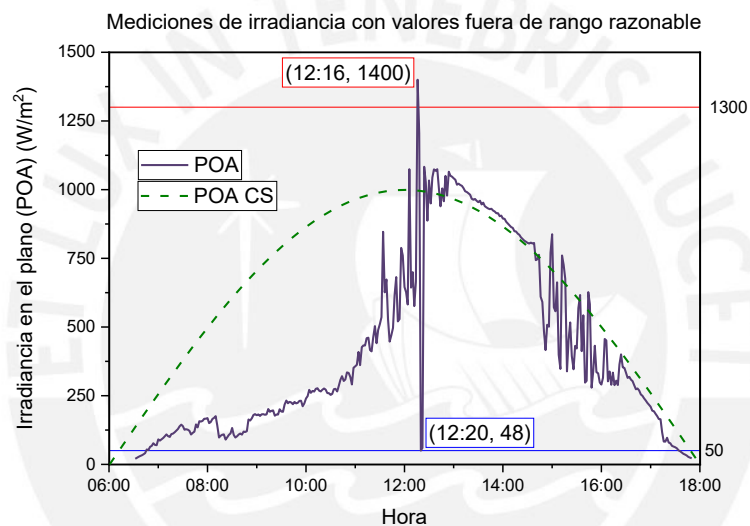


Fig. 2-9: Filtro por valores fuera de rangos razonables.

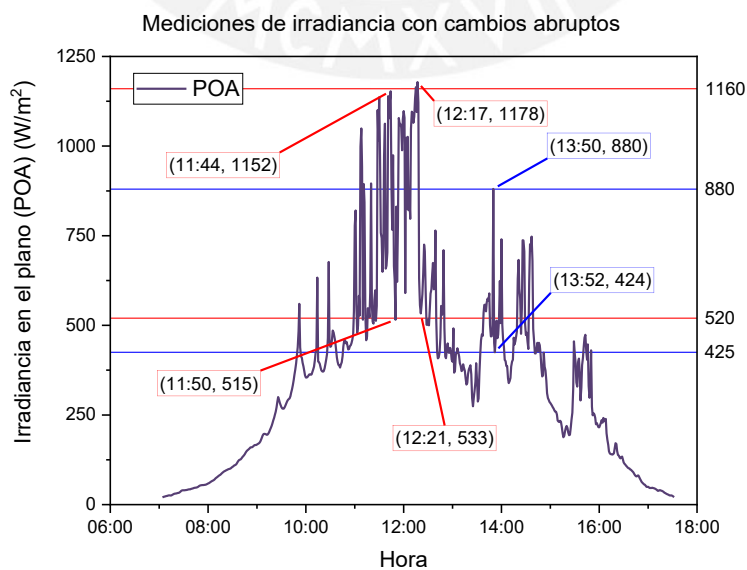


Fig. 2-10: Filtro por cambios abruptos y estabilidad.

Tabla 2-9: Consideraciones de los distintos filtros a estudiar.

Categoría	IEC Capacidad	IEC Energía	Lindig	Cielo Claro	Anexo D
Irradiancia (W/m ²)					
Valor fuera de rango razonable	< 0,5 TRC > 1,2 TRC	< -6 > 1500	< 50 > 1200	< 200 > 1200	< 0 > 1300
Valor muerto	< 0,0001	< 0,0001	No Considera	Solo se consideran valores que difieran del modelo de cielo claro en 15%	< 0.0001
Cambios abruptos y estabilidad	Desviación estándar > 5% del valor promedio	> 800	No Considera		> 800
Temperatura (°C)					
Valor fuera de rango razonable	< -10 > 50	< -30 > 50	No Considera	No Considera	< 10 > 45
Valor muerto	< 0.0001	< 0.0001	No Considera	No Considera	< 0.0001
Cambios abruptos y estabilidad	> 4	> 4	No Considera	No Considera	> 4
Velocidad de viento (m/s)					
Valor fuera de rango razonable	< 0.5 > 15	< 0 > 32	No Considera	No Considera	< 0 > 20
Valor muerto	n/a	n/a	No Considera	No Considera	n/a
Cambios abruptos y estabilidad	> 10	> 10	No Considera	No Considera	> 10
Potencia (W)					
Valor fuera de rango razonable	< -0,01 P _{nom} > 1,02 P _{nom}	< -0,01 P _{nom} > 1,02 P _{nom}	< -0,01 P _{nom} > 1,02 P _{nom}	No Considera	< -0,01 P _{nom} > 1,02 P _{nom}
Valor muerto	< 0,1% en 3 mediciones	n/a	No Considera	No Considera	n/a
Cambios abruptos y estabilidad	Desviación estándar > 5% del valor promedio	> 80% P _{nom}	No Considera	No Considera	> 80% P _{nom}

En la Tabla 2-9 se muestran las consideraciones que la norma IEC [35] propone como ejemplo para el filtrado de la información. Se puede observar que los filtros para el análisis por capacidad son considerablemente más rigurosos. También en la Tabla 2-9 se muestra el detalle de dos filtros presentados por Lindig [20]. Finalmente, basado en las normas IEC, y el procedimiento descrito en el Anexo D se muestran las consideraciones propuestas por el presente trabajo.

Una vez que se muestran los efectos que podría tener la aplicación de los filtros respectivos, se estudia los efectos que podrían tener la estimación de parámetros en la evaluación de sistemas fotovoltaicos.

2.4.2. Detección de valores errados por presencia de sombra

Uno de los principales problemas que se observó al revisar los resultados de la potencia de las tres instalaciones fue la presencia de una sombra ocasionada por un árbol cercano a las instalaciones fotovoltaicas. En la Fig. 2-11 se muestra el efecto que tiene esta sombra en una de las instalaciones. El registro presentado en la figura es el realizado el día 24 de abril de 2020. Al ver el comportamiento de la irradiancia global (POA), se puede ver un incremento desde las 6 a.m., y se llega al pico alrededor del mediodía. Se puede observar que, la instalación de tecnología CIGS, tiene un comportamiento similar al de la irradiancia, con un incremento de la potencia de corriente alterna desde las 6 a.m., y llegando al pico alrededor del mediodía. A diferencia de la instalación de tecnología CIGS, la instalación de tecnología HIT no tiene el mismo comportamiento. Se puede notar para el mismo tiempo que la instalación CIGS llega a casi 800 W de potencia eléctrica AC, la instalación HIT se mantiene por debajo de los 450 W. Se puede notar en la figura

que a partir de las 8:50 de la mañana, la instalación HIT se eleva y concuerda con la potencia de la instalación CIGS por el resto del día.

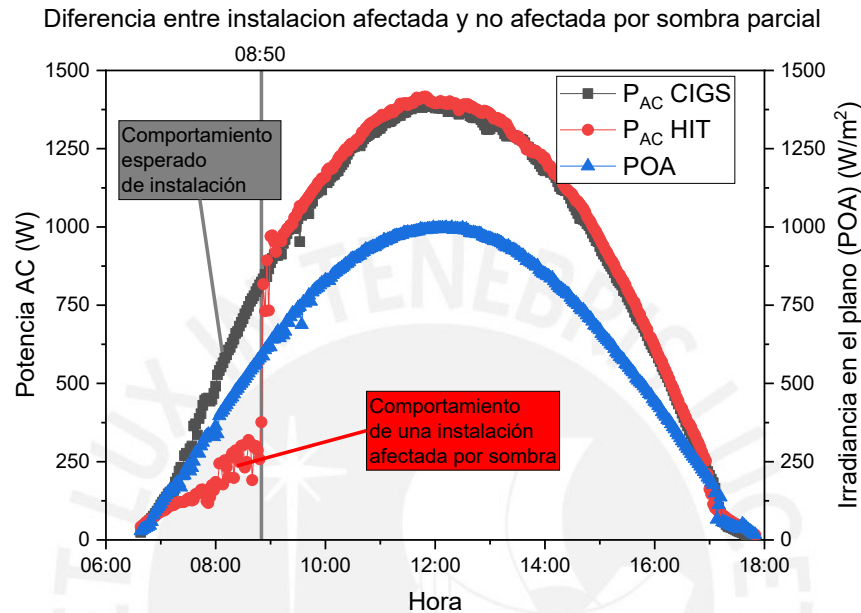


Fig. 2-11: Efectos del sombreado parcial en la instalación de tecnología HIT. Comparación con la instalación de tecnología CIGS..

Para detectar la presencia de las sombras se planteó una metodología basada en lo presentado por Mekki [39]. Esta empieza por mapear la potencia medida con la irradiación. Estos valores deberían acercarse a una línea recta. Con estos datos, se puede trazar una línea recta que mejor represente la curva mapeada, como se muestra en la Fig. 2-12. En color negro se muestran los datos de la instalación de tecnología CIGS. La línea que mejor representa la relación entre la potencia y la irradiación tiene un valor de R^2 igual a 0.9983. Este resultado representa el comportamiento esperado de una instalación fotovoltaica. Por otro lado, de color rojo se muestra la misma línea para la instalación de tecnología HIT. En este caso, el valor de R^2 es un 5% menor, debido a la presencia de puntos que se encuentran por debajo de la curva estimada (resaltados por la circunferencia azul). Los datos de potencia que se encuentren por debajo de la línea son puntos que

tienen presencia de sombra. Estos datos pueden ser eliminados o modificados, según el usuario. En base a los resultados presentados en el Anexo E, los datos que sean un 20% menor al valor esperado en base a la irradiancia son considerados como afectados por sombra y fueron modificados.

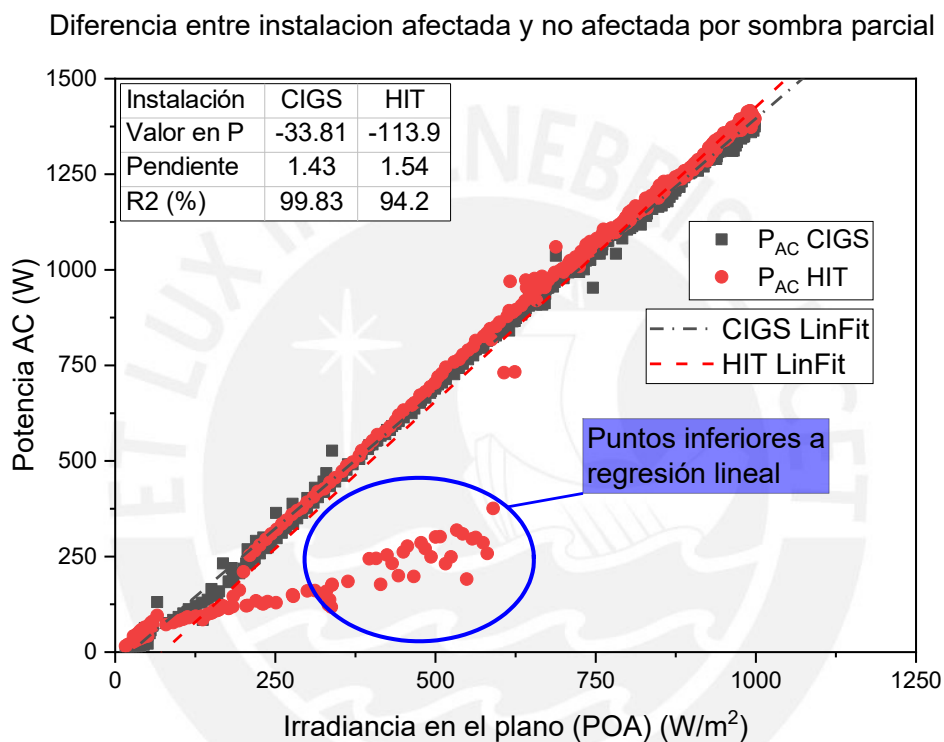


Fig. 2-12: Gráfica de potencia vs irradiancia para un día con sombra parcial. Arriba: Instalación HIT.
Abajo: Instalación CIGS

2.5. Descripción de métodos utilizados para estimar información faltante

En esta sección, se revisan doce modelos utilizados para estimar valores relevantes para evaluación de sistemas fotovoltaicos. Para asegurar la correcta selección del modelo a utilizar, dos parámetros fueron calculados: la raíz del error cuadrático medio (RMSE) y el error parcial medio (MBE). Estos valores son usados en la bibliografía para validar mediciones y evaluar la estimación de valores [48][49][51].

Estos dos valores se calculan comparando la medición de un sistema de referencia ($M_{\text{ref system}}$), y el valor estimado ($M_{\text{estimated}}$). Estos valores se pueden calcular para un largo periodo, ya que toma en cuenta el número de mediciones (N). Las ecuaciones (14) y (15) detallan el procedimiento para calcular el RMSE y el MBE, respectivamente. En el capítulo IV, estas ecuaciones son usadas para evaluar la eficacia de los modelos de estimación de variables.

$$\text{RMSE}(\%) = 100 \times \frac{\sqrt{\frac{1}{N} \sum_i^N (M_{\text{estimated}_i} - M_{\text{ref system}_i})^2}}{\frac{1}{N} \sum_{i=0}^N M_{\text{estimated}_i}} \quad (14)$$

$$\text{MBE}(\%) = 100 \times \frac{\frac{1}{N} \sum_i^N (M_{\text{estimated}_i} - M_{\text{ref system}_i})}{\frac{1}{N} \sum_{i=0}^N M_{\text{estimated}_i}} \quad (15)$$

donde:

N : Número de mediciones a evaluar.

$M_{\text{ref system}_i}$: Valor de medición del sistema de referencia.

$M_{\text{estimated}_i}$: Valor estimado a evaluar.

La selección de que indicador considerar para la selección del modelo depende de la utilidad que se le vaya a dar. Como se detalla en el trabajo presentado por Livera [19], es relevante considerar métodos diferentes dependiendo del tipo de información faltante. Para el caso de los dos indicadores presentados, un valor bajo de MBE implica que los puntos sobreestimados y subestimados terminan cancelándose a lo largo del día. Por otro lado, un valor bajo de RMSE implica que el modelo es particularmente bueno en predecir los valores. Cuando se requiera rellenar datos dentro de un mismo día, se prefiere usar el modelo que obtenga el valor menor de RMSE. Por otro lado, si se requiere reemplazar un día entero, se prefiere tener un valor más bajo de MBE.

2.5.1. Modelos para estimación de valores de temperatura

Para estimar la temperatura de la celda, se tienen cuatro métodos de cálculo, varios de los cuales se presentaron en el capítulo I. El detalle de las ecuaciones se muestra en las siguientes subsecciones.

2.5.1.1. Modelo sugerido por la norma IEC-61724-2

El modelo sugerido por la norma IEC comienza por calcular la velocidad de viento corregida (WS). Este valor es obtenido mediante el uso de la ecuación (16).

$$WS = WS_{\text{meas}} \left[\frac{H_{\text{std}}}{H_{\text{meas}}} \right]^{\alpha} \quad (16)$$

donde:

WS_{meas} : Velocidad de viento medida en la cercanía de la instalación a evaluar (m/s).

H_{std} : Altura estándar. Valor considerado por el modelo como 10 m.

H_{meas} : Altura a la que se realiza la medición de velocidad de viento. Para el caso de estudio equivale a 2 m.

α : Coeficiente de resistencia del suelo. Sin unidades.

El valor α se halla en base a la tabla A.2, que pertenece a la norma IEC-61724 [34]. De esta tabla se obtiene el valor del coeficiente en base a las condiciones climáticas de la zona y el nivel de urbanización en el punto en el que se realiza la medición. Para el caso de estudio, el coeficiente equivale a 0,27. Una vez que se ha calculado la velocidad de viento, se procede a calcular la temperatura de la parte posterior de la celda (T_m), usando la ecuación (17).

$$T_m = G_i [e^{(a+bWS)}] + T_a \quad (17)$$

donde:

G_i : Irradiancia medida en el plano de la instalación fotovoltaica (W/m^2).

WS: Velocidad de viento corregida (m/s)

T_a : Temperatura ambiental ($^{\circ}C$).

a: Constante relacionada a la cubierta de los módulos fotovoltaicos utilizados. Sin unidades.

b: Constante relacionada al método de instalación del sistema fotovoltaico. (s/m).

Las constantes a y b son valores obtenidos de la tabla A.1, que pertenece a la norma IEC-61724 [34], basándose en el tipo de instalación y de módulo fotovoltaico. Para este caso $a = -3,58$ y $b = -0,113$.

2.5.1.2. Modelo estandarizado

Presentado por Markvart [39], quien propone usar el valor de NOCT, proporcionado por el fabricante. En base a este valor y a las condiciones ambientales se puede estimar la temperatura de módulo (T_m) con la ecuación (18).

$$T_m = G_i \left[\frac{\text{NOCT} - 20}{800} \right] + T_a \quad (18)$$

donde:

G_i : Irradiancia medida en el plano de la instalación fotovoltaica (W/m^2).

T_a : Temperatura ambiental ($^{\circ}\text{C}$).

NOCT: Temperatura del panel solar a $T_a = 20^{\circ}\text{C}$ y $G_i = 800 \text{ W/m}^2$ ($^{\circ}\text{C}$)

2.5.1.3. Modelo térmico de Ross.

Este se trata de un modelo simplificado, presentado por Ross [41]. Se basa en un modelo que asume que la temperatura del módulo (T_m) incrementa de manera lineal con la irradiancia. Esto se muestra en la ecuación (19).

$$T_m = kG_i + T_a \quad (19)$$

donde:

G_i : Irradiancia medida en el plano de la instalación fotovoltaica (W/m^2).

k: Coeficiente térmico de Ross. Sin unidades

T_a : Temperatura ambiental ($^{\circ}\text{C}$).

El valor del coeficiente térmico de Ross se obtiene de realizar una regresión lineal entre la diferencia de temperaturas, y la irradiancia, para los datos disponibles.

2.5.1.4. Modelo de Skoplaki.

Este método se basa en la aplicación de conceptos de transferencia de calor para la generación de constantes, cuyo valor depende de la instalación del panel. Para la condición instalada se tiene la ecuación (20).

$$T_m = \left(\frac{0.32}{8.91 + 2WS_{meas}} \right) G_i + T_a \quad (20)$$

donde:

WS_{meas} : Velocidad de viento medida en la cercanía de la instalación (m/s).

G_i : Irradiancia medida en el plano de la instalación fotovoltaica (W/m^2).

T_a : Temperatura ambiental ($^{\circ}C$).

2.5.2. Modelos para estimación de valores de irradiancia

Para estimar la irradiancia en caso de falta de datos, se revisaron cuatro métodos. En las siguientes subsecciones se detallan las ecuaciones que serán usadas.

Varios de los modelos planteados requieren de cálculos previos para obtener las variables necesarias. Estas ecuaciones se describen a continuación.

La ecuación (21) y la ecuación (22) se utilizan para dos ángulos necesarios, ambos con grados como unidades. El primero es el ángulo de incidencia solar (θ), con la ecuación (21). El segundo es el ángulo de cenit solar (θ_z), con la ecuación (22). Estos ángulos son utilizados en la mayoría de los modelos. Las ecuaciones fueron tomadas del trabajo realizado por Ayvazoğluyüksel [49].

$$\theta = \cos^{-1}(\sin \delta \sin(\phi - \gamma_{in}) + \cos \delta \cos(\phi - \gamma_{in}) \cos W) \quad (21)$$

$$\theta_z = \cos^{-1}(\sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \cos W) \quad (22)$$

donde:

δ : Ángulo de declinación solar ($^{\circ}$). Calculado con la ecuación (23).

ϕ : Latitud ($^{\circ}$). Para las instalaciones corresponde a $-12,069669^{\circ}$.

γ_{in} : Inclinación con respecto al suelo ($^{\circ}$). Para el caso de estudio es 15° .

W : Hora solar. Calculado por la ecuación (24).

$$\delta = -23,45 \cos\left(\frac{360}{365}(d + 10)\right) \quad (23)$$

donde:

d : Día del año.

$$W = 15 * (h_d - 12) \quad (24)$$

donde:

h_d : Hora del día.

Los modelos también requieren el cálculo de la irradiancia difusa horizontal (DHI), y las irradiancias directas horizontal (DNI) e inclinada ($G_{i,b}$). Para estimar estos valores se hace uso de procedimientos descritos por Danandeh [54]. Este procedimiento requiere el cálculo del índice de claridad para irradiancia extraterrestre (K_t). Este valor se calcula usando la ecuación (25).

$$K_t = \frac{GHI}{G_0} \quad (25)$$

donde:

GHI: Irradiancia global horizontal (W/m^2).

G_0 : Irradiancia extraterrestre (W/m^2).

La irradiancia extraterrestre se calcula con la ecuación (26):

$$G_0 = 1366,1 \left[1 + 0,033 \cos\left(\frac{360d}{365}\right) \right] \quad (26)$$

donde:

d: Día del año.

Se puede aproximar la irradiancia difusa en función del valor de K_t , como se muestra en la ecuación (27), para los casos de K_t entre 0,17 y 0,75.

$$G_d = (0,97 + 0,8K_t - 3K_t^2 - 3,1K_t^3 + 5,2K_t^4)GHI \quad (27)$$

donde:

GHI: Irradiancia global horizontal (W/m^2).

K_t : Índice de claridad para irradiancia extraterrestre. Sin unidades.

Cuando el valor de K_t es mayor a 0,75, se utiliza la ecuación (28).

$$G_d = 0,17GHI \quad (28)$$

donde:

GHI: Irradiancia global horizontal (W/m^2).

Y para casos en el que el valor de K_t es menor que 0,17, se puede usar la ecuación (29).

$$G_d = 0,95GHI \quad (29)$$

donde:

GHI: Irradiancia global horizontal (W/m^2).

El valor de la irradiancia difusa se puede restar de la irradiancia horizontal global medida, para obtener la irradiancia horizontal directa. Con estos valores se puede implementar modelos para estimar la irradiancia total sobre los sistemas fotovoltaicos.

2.5.2.1. Modelo de Hottel y Woertz

De acuerdo con la metodología presentada por Hottel [55], se puede calcular la irradiancia directa en una superficie inclinada con la Eq (30).

$$G_{i,b} = \text{DNI} \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (30)$$

donde:

DNI: Irradiancia directa horizontal (W/m^2).

θ : Ángulo de incidencia solar ($^\circ$).

θ_z : Ángulo de cenit solar ($^\circ$).

Una vez que se tiene la irradiancia directa sobre el plano, se asume que la irradiancia difusa afecta de manera uniforme, sin importar del ángulo de inclinación, resultando en la ecuación (31). Esta asume que la irradiancia global en el plano (G_i) es la suma de la irradiancia directa sobre la superficie inclinada ($G_{i,b}$) y la irradiancia difusa (G_d).

$$G_i = G_{i,b} + G_d \quad (31)$$

2.5.2.2. Modelo de Badescu

De acuerdo con lo presentado por Badescu [44], la irradiancia total sobre una superficie inclinada se calcula en base a una combinación de la irradiancia directa, la irradiancia difusa horizontal corregida por el ángulo de inclinación, y una estimación de la irradiancia obtenida por albedo. La relación entre las variables se muestra en la ecuación (32). Una limitación del modelo de Badescu es la necesidad de tener como variable de entrada el valor de $G_{i,b}$. Para propósitos del presente trabajo, se usó la ecuación (30) para poder implementar el modelo.

$$G_i = G_{i,b} + G_d \frac{3 - \cos 2\gamma_{in}}{4} + \text{GHI} \frac{1 - \cos 2\gamma_{in}}{4} \rho_g \quad (32)$$

donde:

ρ_g : Efecto del albedo ⁽¹²⁾. Considerado como 0,2. Sin unidades.

GHI: Irradiancia global horizontal (W/m^2).

$G_{i,b}$: Irradiancia directa en el plano (W/m^2).

(12) Irradiancia que proviene de rebotes alrededor del punto de medición.

G_d : Irradiancia difusa en el plano (W/m^2).

γ_{in} : Inclinación con respecto al suelo ($^\circ$).

2.5.2.3. Modelo HDKR

El modelo presentado por Chwieduk [45] considera una ecuación basada en la posición del sol, la inclinación de la superficie, y la relación entre la irradiancia directa y difusa en la condición horizontal, para corregir la irradiancia difusa en el plano. Esta ecuación se muestra en la ecuación (33).

$$G_i = G_{i,b} + GHI \frac{1 - \cos \gamma_{in}}{2} \rho_g + G_d \left[\frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \frac{DNI}{G_0} + \left(1 - \frac{DNI}{G_0}\right) \left(\frac{1 + \cos \gamma_{in}}{2}\right) \left(1 + \sqrt{\frac{DNI}{DNI + G_d}} \left(\sin \frac{\gamma_{in}}{2}\right)^3\right) \right] \quad (33)$$

donde:

ρ_g : Efecto del albedo. Considerado como 0,2. Sin unidades.

GHI: Irradiancia global horizontal (W/m^2).

$G_{i,b}$: Irradiancia directa en el plano (W/m^2).

G_d : Irradiancia difusa en el plano (W/m^2).

γ_{in} : Inclinación con respecto al suelo ($^\circ$).

θ : Ángulo de incidencia solar ($^\circ$).

θ_z : Ángulo de cenit solar ($^\circ$).

G_0 : Irradiancia extraterrestre (W/m^2).

2.5.2.4. Modelo Olmo

El modelo presentado por Olmo [46] no considera la separación entre irradiancia directa e irradiancia difusa. Al contrario, busca corregir directamente la irradiancia global en el plano (G_i), en base a la posición del sol y el valor de albedo, como se muestra en la ecuación (34).

$$G_i = GHI \left[e^{-k_t \left[\left(\frac{\pi \theta}{180}\right)^2 - \left(\frac{\pi \theta_z}{180}\right)^2 \right]} \right] \left[1 + \rho_g \left(\sin \frac{\theta}{2} \right)^2 \right] \quad (34)$$

donde:

ρ_g : Efecto del albedo. Considerado como 0,2. Sin unidades.

GHI: Irradiancia global horizontal (W/m^2).

θ : Ángulo de incidencia solar ($^\circ$).

θ_z : Ángulo de cenit solar ($^\circ$).

K_t : Índice de claridad para irradiancia extraterrestre. Sin unidades.

2.5.3. Modelos para estimación de valores de potencia

Para estimar la potencia en caso de falta de datos, se revisan cuatro métodos, los cuales fueron presentados en el capítulo I. En las siguientes subsecciones se detallan las ecuaciones que serán evaluadas en el capítulo III.

2.5.3.1. Modelo por ecuación de Osterwald

Este método usa datos proporcionados por la hoja de datos, y las condiciones de operación para corregir la potencia a condiciones estándar. Se utiliza la ecuación (35)

$$P_A = P_0 \frac{G_i}{1000} C_K \quad (35)$$

donde:

P_0 : Potencia máxima de instalación en condiciones estándar (W).

G_i : Irradiancia global en el plano de la instalación (W/m^2).

C_K : Factor de ajuste de potencia nominal por temperatura. Sin unidades. Calculado a través de la ecuación (9).

Este método considera únicamente las pérdidas ocasionadas por el incremento de la temperatura del panel.

2.5.3.2. Modelo PVUSA

Este método se basa en hallar los valores de cuatro coeficientes. Estos coeficientes se multiplican con otras mediciones como la velocidad de viento y la temperatura del panel.

Vale la pena notar que la irradiancia se encuentra presente en todos los componentes del polinomio, resaltando el efecto que tiene este en la potencia.

$$P_A = aG_i + bG_i^2 + c(G_i)(WS_{meas}) + d(G_i)(T_m) \quad (36)$$

donde:

T_m : Temperatura del módulo fotovoltaico ($^{\circ}\text{C}$).

G_i : Irradiancia global en el plano de la instalación (W/m^2).

WS_{meas} : Velocidad del viento medida en la cercanía de la instalación (m/s).

Donde las letras a , b , c , y d corresponden a los coeficientes que deben ser obtenidos, en base a mediciones previamente realizadas.

2.5.3.3. Modelo Dias

Este modelo se basa en el modelo PVUSA. En lugar de hallar coeficientes para calcular la potencia directamente, este modelo busca hallar coeficientes para modificar la potencia nominal. Otra modificación se basa en incrementar la importancia de la temperatura y eliminar los efectos de la velocidad de viento. Esta última modificación asume que el efecto de la velocidad de viento está incluido en la temperatura de la celda.

$$P_A = P_0 \left[aG_i + b \left(\frac{G_i}{T_m} \right)^2 + c(G_i)(T_m) \right] \quad (36)$$

donde:

T_m : Temperatura del módulo fotovoltaico ($^{\circ}\text{C}$).

G_i : Irradiancia global en el plano de la instalación (W/m^2).

P_0 : Potencia máxima de instalación en condiciones estándar (W).

Donde las letras a , b , y c corresponden a los coeficientes que deben ser obtenidos, en base a mediciones previamente realizadas.

2.5.3.4. Modelo Ayvazoğluyüksel

Este modelo busca usar en su totalidad la información proporcionada por la hoja de datos de los paneles solares. En la ecuación (37) se muestra la ecuación para calcular la potencia DC del sistema fotovoltaico.

$$P_A = V_{oc} \left[1 - \frac{b}{V_{oc}} \ln(a) - r_s(1 - a^{-b}) \right] I_{sc} [1 - a^{-b}] \quad (37)$$

donde:

I_{sc} : Corriente de cortocircuito (A). Obtenida mediante la ecuación (38).

V_{oc} : Voltaje de circuito abierto (V). Obtenido mediante la ecuación (39).

r_s : Resistencia en serie en operación (Ω). Obtenida mediante la ecuación (43).

a : Coeficiente de operación. Sin unidades. Obtenida mediante la ecuación (40).

b : Coeficiente de operación. Sin unidades. Obtenida mediante la ecuación (41).

Para esto, se requiere obtener los valores de corriente de cortocircuito (I_{sc}) y voltaje de circuito abierto (V_{oc}). Estos dos valores deben ser corregidos para las condiciones de irradiancia y temperatura, cada uno con sus propias ecuaciones.

$$I_{sc} = I_{sc,STC} \frac{G_i}{G_{i,STC}} [1 + \alpha_{Isc}(T_m - 25)] \quad (38)$$

$$V_{oc} = V_{oc,STC} + \alpha_{Voc}(T_m - 25) + V_t \ln\left(\frac{G_i}{G_{i,STC}}\right) \quad (39)$$

donde:

$I_{sc,STC}$: Corriente de cortocircuito en condiciones estándar (A).

$V_{oc,STC}$: Voltaje de circuito abierto en condiciones estándar (V).

α_{Isc} : Coeficiente de pérdida de corriente de cortocircuito ($\%/^{\circ}\text{C}$).⁽¹³⁾

α_{Voc} : Coeficiente de pérdida de voltaje de circuito abierto ($\%/^{\circ}\text{C}$).⁽¹³⁾

T_m : Temperatura del módulo fotovoltaico ($^{\circ}\text{C}$).

G_i : Irradiancia global en el plano de la instalación (W/m^2).

$G_{i,STC}$: Irradiancia en el plano de la instalación a condiciones estándar (W/m^2).

V_t : Voltaje térmico (V). Valor calculado siguiendo el procedimiento en el Anexo F.

Basándonos en los signos de las constantes α de cada caso, las ecuaciones muestran que la corriente de cortocircuito tiene un incremento lineal con la temperatura y la irradiancia. Por otro lado, el voltaje de circuito abierto tiene una caída con el incremento del voltaje y un incremento con la irradiancia.

Además, se requiere el cálculo de dos constantes, a y b .

(13) Datos proporcionados por el fabricante en la hoja de datos.

$$a = v_{oc} + 1 - 2v_{oc}r_s \quad (40)$$

$$b = \frac{a}{1 + a} \quad (41)$$

donde:

v_{oc} : Voltaje normalizado. Sin unidades. Se calcula usando la ecuación (42).

$$v_{oc} = \frac{V_{oc,STC}}{V_t} \quad (42)$$

donde:

V_t : Voltaje térmico (V). Valor calculado siguiendo el procedimiento en el Anexo F.

$V_{oc,STC}$: Voltaje de circuito abierto en condiciones estándar (V).

Finalmente, se hace una estimación de la resistencia en serie en operación.

$$r_s = \frac{R_s I_{sc}}{V_{oc}} \quad (43)$$

donde:

R_s : Resistencia en serie a condiciones estándar (Ω).

I_{sc} : Corriente de cortocircuito (A).

V_{oc} : Voltaje de circuito abierto (V).

El valor de R_s para los tres tipos de instalaciones fue calculado según el procedimiento presentado por Siddique [56], que se basa en datos proporcionado por el fabricante. Se obtuvo que para la instalación de tecnología PERC vale 0,35 ohmios, para la instalación de tecnología HIT vale 1,64 ohmios, y para la tercera instalación un valor de 9,18 ohmios. El procedimiento se detalla en el Anexo G.

3. Capítulo III: Resultados y discusión

En este capítulo, se describen los procesos propuestos para asegurar la calidad de la información. Luego, se muestran los resultados de evaluar los sistemas fotovoltaicos previos a la aplicación de la metodología planteada. Finalmente, se muestran los efectos de los procesos propuestos en la evaluación de sistemas fotovoltaicos.

3.1. Efecto de métodos de filtrado de información

En esta sección se presentan y discuten los resultados de implementar métodos para filtrar información. En la subsección 3.1.1 se revisan los criterios presentados en la Tabla 2-9. En la subsección 3.1.2 se revisa el efecto del método para detección de presencia de sombras en los indicadores de desempeño.

3.1.1. Filtrado de información según criterios

Dependiendo de la variable a tratar según los criterios establecidos en la Tabla 2-9 se tuvieron cantidades diferentes de días que fueron grabados en su totalidad, sin cortes en la energía o mediciones intermitentes significativas (>10% del total de mediciones esperadas [33]). Para el caso de las mediciones de irradiancia en el plano de la instalación, se registraron 529 días completos de 720 días que duró la campaña de mediciones (73,47% del total). La Fig. 3-1 muestra el rendimiento referencial mensual calculado. En color anaranjado, se muestran los resultados sin filtro. De estos resultados se resalta la presencia de valores errados en el mes de abril 2020. En situaciones específicas, cuando un instrumento de medición tiene una mala comunicación puede registrar valores que se acercan al infinito negativo. Esto resulta en el valor no esperado de un rendimiento referencial de valor negativo en el mencionado mes. El mes de mayo 2020 representa otro potencial error de registro. Cuando se registran valores de irradiancia durante todo el día,

los instrumentos pueden registrar valores negativos en forma de ruido ⁽¹⁴⁾ durante las horas de noche. De no tomarse en consideración, la suficiente cantidad de valores negativos puede reducir el valor final de rendimiento referencial. En los dos meses mencionados, se puede notar que al implementar cuatro de los cinco filtros evaluados se obtienen valores más altos de rendimiento referencial. Estos filtros son: el filtro planteado por la norma IEC-61724-3 (morado), el planteado por Lindig (amarillo), el filtro de condiciones de cielo claro (celeste) y el filtro propuesto (rosado), según el Anexo D. Para el caso de abril 2020, el filtro planteado por la norma IEC-61724-2 (verde), se obtiene un valor de rendimiento referencial menor que el caso sin modificaciones (caso base).

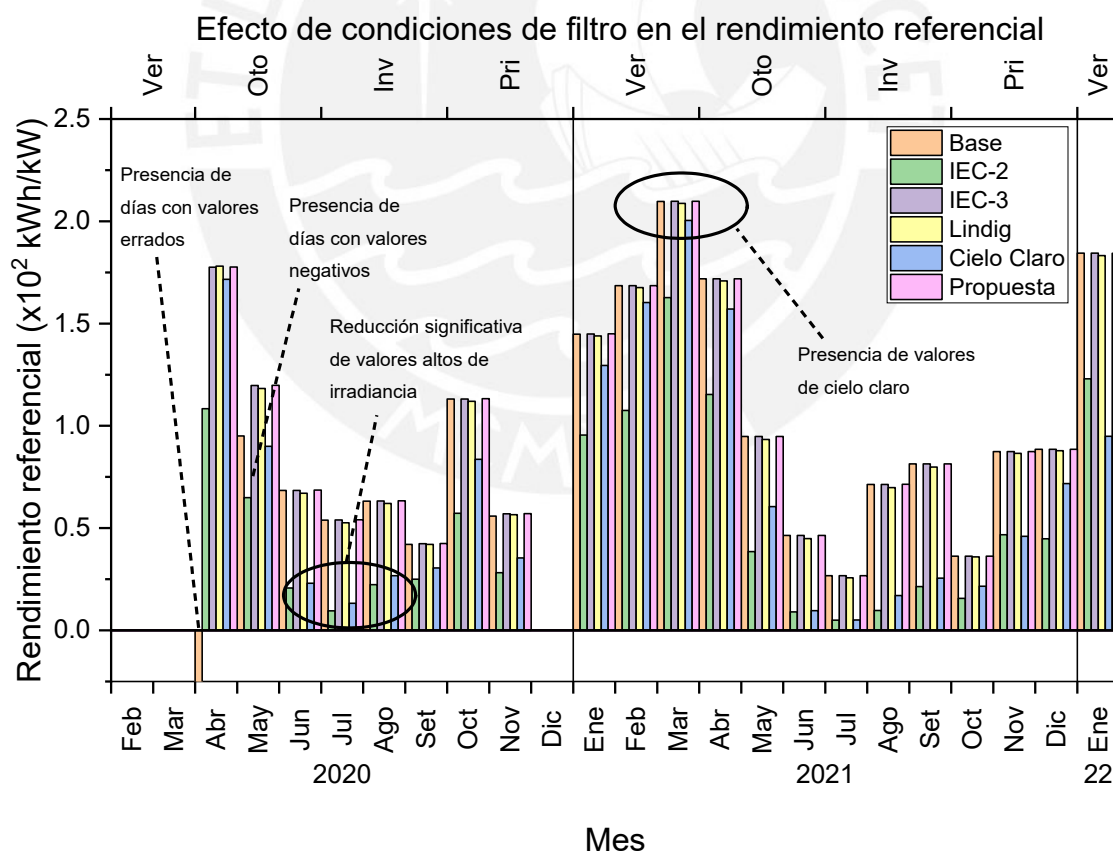


Fig. 3-1: Efecto de distintas condiciones de filtrado en el rendimiento referencial.

(14) Se le dice ruido en mediciones a cambios erráticos en una señal eléctrica. Este suele provenir de la presencia de cargas inductivas en la red eléctrica y cambios en las condiciones ambientales a las que está expuesto el circuito de medición.

Para los meses de otoño e invierno, el filtro IEC-2 (verde) reduce hasta en 82.35% (julio 2020) el rendimiento referencial, con respecto del caso base (anaranjado). Por otro lado, el filtro de cielo claro (celeste) reduce el rendimiento hasta en 75,39% (julio 2020). Esto implica que la ciudad de Lima tiene temporadas con una reducción significativa del nivel de irradiancia, para las cuales, usar estos dos filtros resultan en una subestimación del rendimiento referencial. En comparación, los filtros de la norma IEC-3 (morado), Lindig (amarillo) y el propuesto (rosado) mantienen valores cercanos al caso base, siendo para el mes de julio 2020 la reducción de 0,03%, 2,41% y 0,22%, respectivamente.

Para los meses de marzo y abril 2021, se tienen los valores máximos de rendimiento referencial medido. Para estos meses, los filtros IEC-2 (verde) y cielo claro (celeste) presentan una reducción del rendimiento alrededor del 28% y 7%, respectivamente. Esto implica que para estos meses, la mayor parte de la irradiancia se encuentra cerca a los valores de condiciones estándar.

Los resultados de la figura en mención también sirven para validar las condiciones de filtrado propuestas (rosado), ya que mantienen concordancia con la norma IEC-3 (morado). En el caso más extremo, los valores de rendimiento varían en 0,4% (mayo 2020), por más que el rango de valores aceptables ha sido reducido.

Para el caso de mediciones de velocidad de viento, se recopilaron 711/720 días completos (98,75% del total de días). En la Fig. 3-2 se muestran los efectos de tres condiciones de filtro para estas mediciones. El principal punto para resaltar es la presencia de ruido en puntos estacionarios, que de mantenerse reducen la velocidad promedio real. Adicionalmente, errores en comunicación pueden resultar en valores cercanos al infinito negativo. Los tres filtros plantados arreglan el problema mencionado.

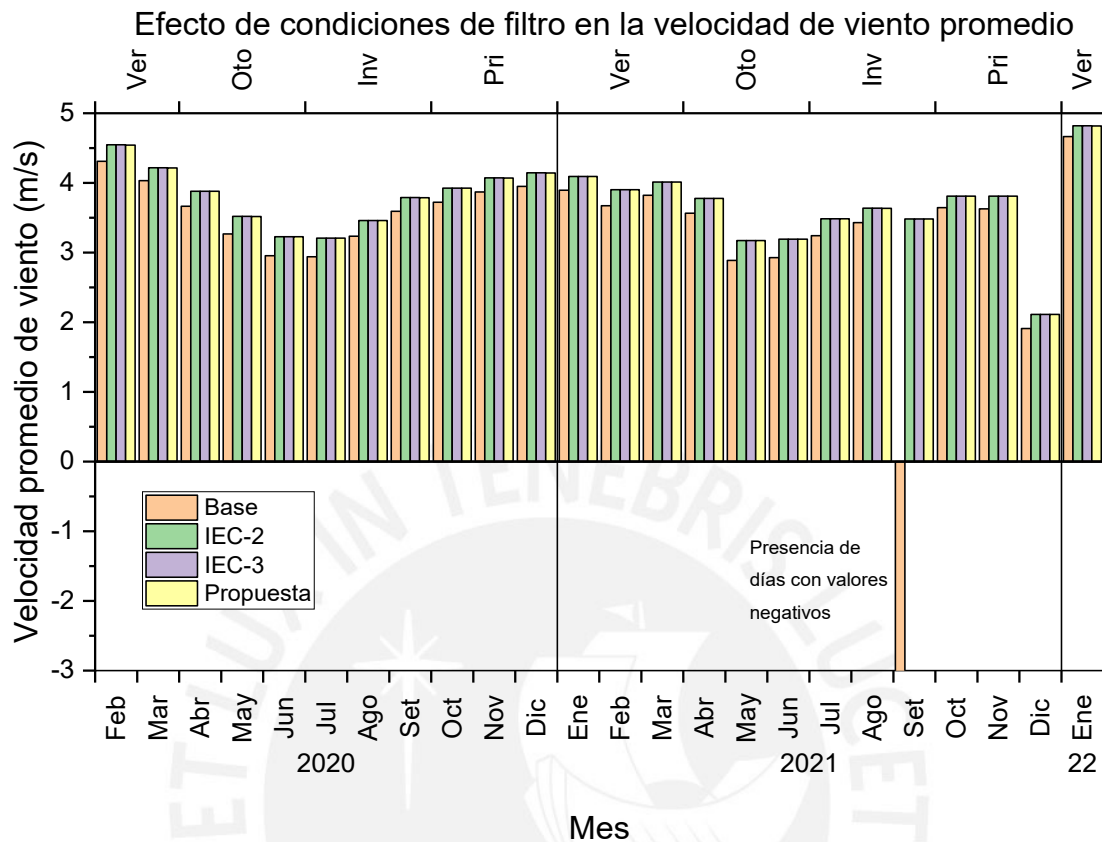


Fig. 3-2: Efecto de distintas condiciones de filtrado en la velocidad de viento promedio.

Para el caso de mediciones de potencia, se registraron 666/720 días completos (92,5% de los días totales). En la Fig. 3-3 se muestra el cambio en el rendimiento final para cuatro condiciones de filtrado. Se puede observar que las diferencias entre las distintas condiciones son mínimas. En los casos más extremos, las mediciones considerando el filtro de IEC-2 (verde) llegan a un rendimiento 0,57% mayor (marzo 2020) y 0,32% menor (agosto 2021) que el caso base y las demás condiciones de medición. Esto se debe a dos efectos particulares. Primeramente, para estas mediciones el inversor que regula los valores de potencia es el mismo que realiza el registro. Esto implica que errores en la medición suelen ocurrir porque la generación de energía ha sido detenida en su totalidad. Adicionalmente, no llega frecuentemente a las condiciones estándar. La mayoría de los puntos de medición removidos por el filtro IEC-2 provienen de cambios repentinos en la

irradiancia incidente sobre los sistemas fotovoltaicos. Por otro lado, el filtro propuesto (celeste) presenta total concordancia con los resultados obtenidos aplicando el filtro IEC-3 (morado) y Lindig (amarillo). Este resultado respalda la correcta selección de límites, presentados en el Anexo D.

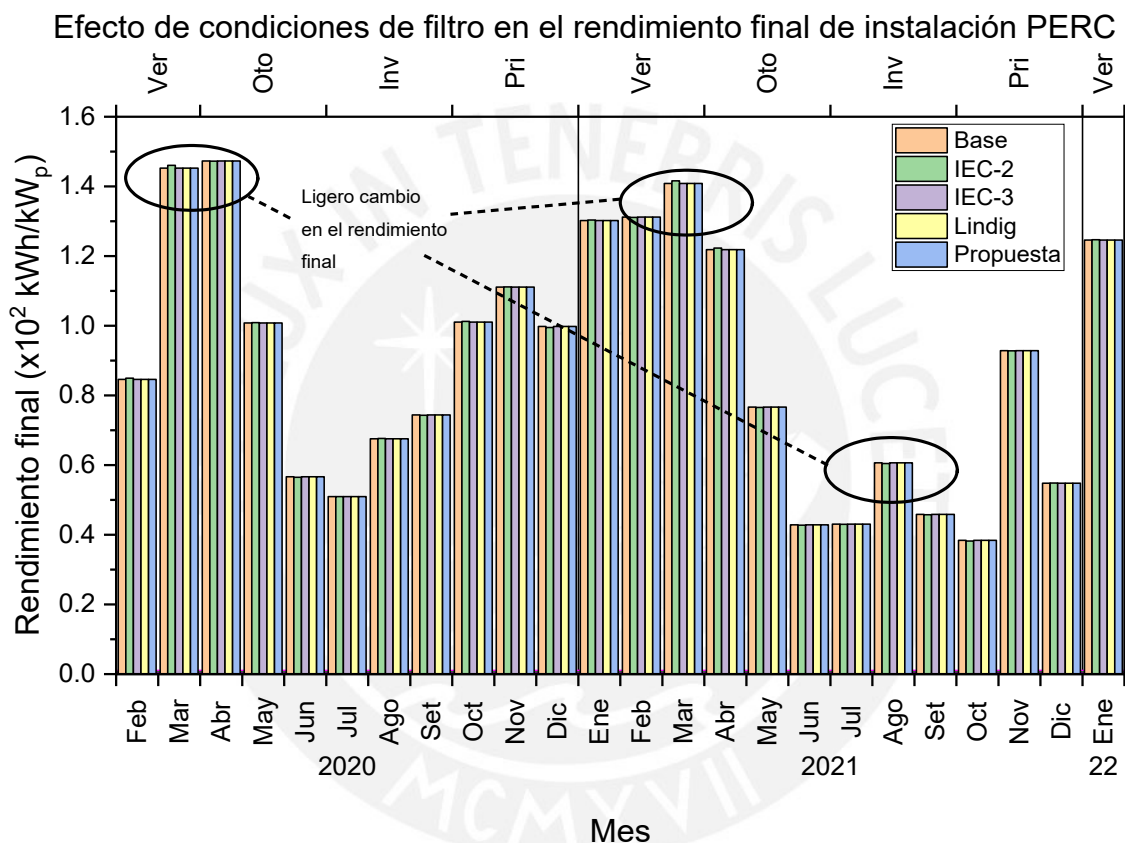


Fig. 3-3: Efecto de distintas condiciones de filtrado en el rendimiento final de la instalación PERC.

Para el caso de mediciones de temperatura, se registraron 337/720 días completos (46,81% del total de días). El motivo de la diferencia entre la cantidad de mediciones de temperatura del panel fotovoltaico y la cantidad de mediciones antes presentadas es el aislamiento obligatorio ocasionado por la pandemia (marzo 2020 a julio 2021). Retrasos en el envío de componentes del sistema de adquisición de datos y la imposibilidad de realizar pruebas de campo, llevaron a que los sensores de temperatura fueran implementados a inicios del mes de enero 2021. En la Fig. 3-4 se muestran los efectos de

las condiciones de filtro en la temperatura promedio de la instalación de tecnología HIT. Tanto la instalación de tecnología PERC como la de tecnología CIGS comparten observaciones similares. Se puede observar que en doce de los trece meses presentados no hay cambios significativos en la medición. En el caso más extremo, todos los filtros modifican la temperatura en 0,28% (agosto 2021), y el caso diferenciado es el de julio 2021. Para este mes, errores en la sujeción del sensor de temperatura al transmisor ocasionaron registros superiores al esperado. Se observa para este mes que los tres filtros son capaces de corregir la presencia de estos valores. La concordancia entre los filtros significa que, de presentarse errores en la medición de temperatura, estos suelen presentarse en forma de puntos extremos.

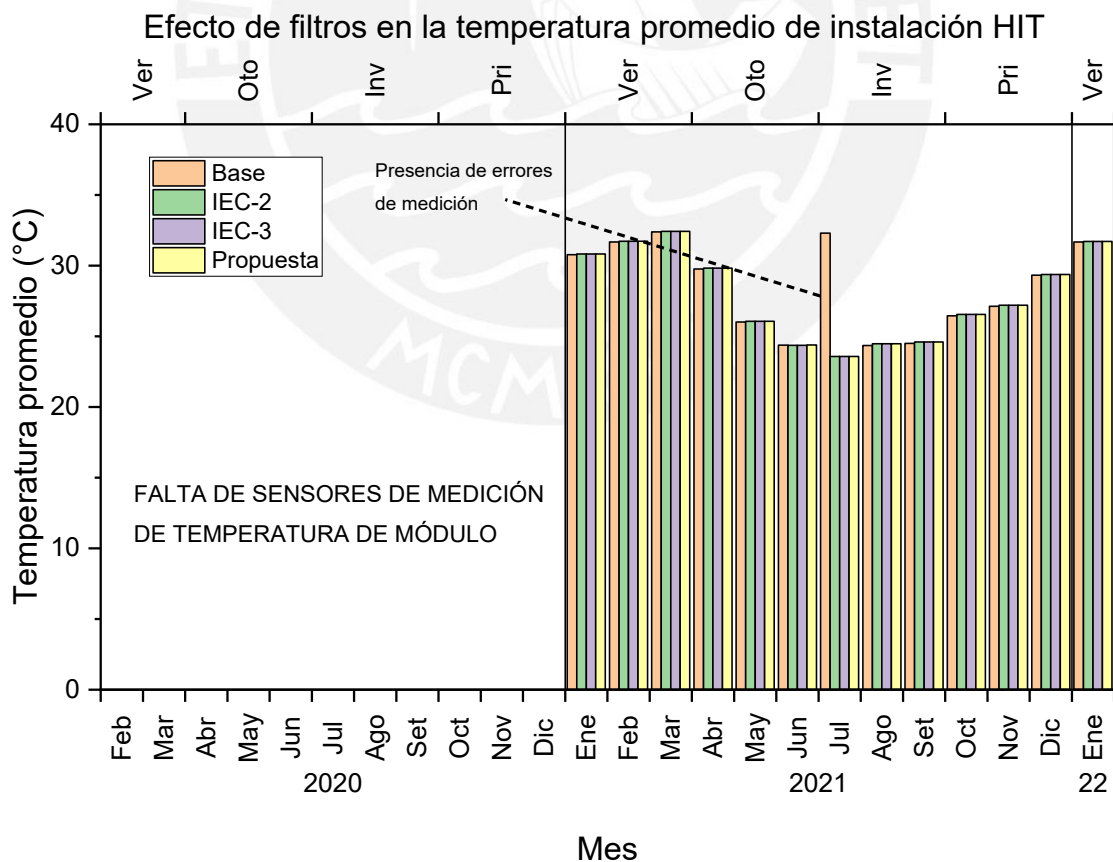


Fig. 3-4: Efecto de distintos filtros en la temperatura promedio de la instalación HIT.

En esta sección se comparan los filtros encontrados en la bibliografía (IEC-2, IEC-3, cielo claro y Lindig) con el filtro propuesto. Se obtiene que, si bien las condiciones propuestas son más restrictivas, mantienen los resultados esperados y permiten detectar errores en la medición. Por este motivo, se mantendrán las condiciones propuestas para las siguientes secciones. En el Anexo H se muestran los resultados mensuales presentados en esta sección.

3.1.2. Filtrado de puntos por presencia de sombras

Se registraron 527/720 días correctamente muestreados para esta sección (73,19% del total de días medidos). Dentro de estos días, 330 tuvieron la presencia de un árbol cercano a los sistemas fotovoltaicos instalados. Particularmente, este el árbol se encuentra más cerca a la instalación de tecnología HIT, luego a la de tecnología PERC y finalmente, la instalación de tecnología CIGS. Para el resto de los días, el efecto de la sombra a estudiar desapareció, ya que este árbol fue retirado. En la Fig. 3-5 se muestra el porcentaje de puntos filtrados por el algoritmo de detección de sombras descrito en la sección 2.4.2. Adicionalmente, en la misma gráfica se incluyen los valores de índice de claridad (k_t) y de índice de variabilidad (VAR). La manera de calcular estos valores se detalla en las ecuaciones (10) y (11), respectivamente. De manera general, k_t indica la presencia de nubes en la atmósfera para cierto día. Por otro lado, el valor de VAR indica que tan frecuentemente cambia el valor de irradiancia. Se puede observar que en la Fig. 3-5 como en la locación el valor de los dos indicadores cambia durante el año. Los meses de junio y julio se caracterizan por tener valores bajos de VAR y de k_t . Para el mes de julio 2020, el valor de VAR es de 3,22 y el de k_t es de 0,375. Para el mes de julio 2021, se tienen valores de 4,23 y 0,361, respectivamente. Esto implica que se cuenta con nubes grandes que se comportan como una capa que reduce la irradiancia de manera consistente. Por

otro lado, se tiene el mes particular de octubre, con valores relativamente bajos de K_t (0,577 en 2020 y 0,673 en 2021) y, al mismo tiempo, se tienen los valores más altos de VAR (11,26 en 2020 y 13,11 en 2021). Esto implica que la entrada de la primavera trae nubes pequeñas pero densas, que permiten el paso de la irradiancia cuando no se encuentran sobre la locación y la reducen significativamente cuando sí. El detalle de los resultados para esta sección se encuentra disponible en el Anexo I.

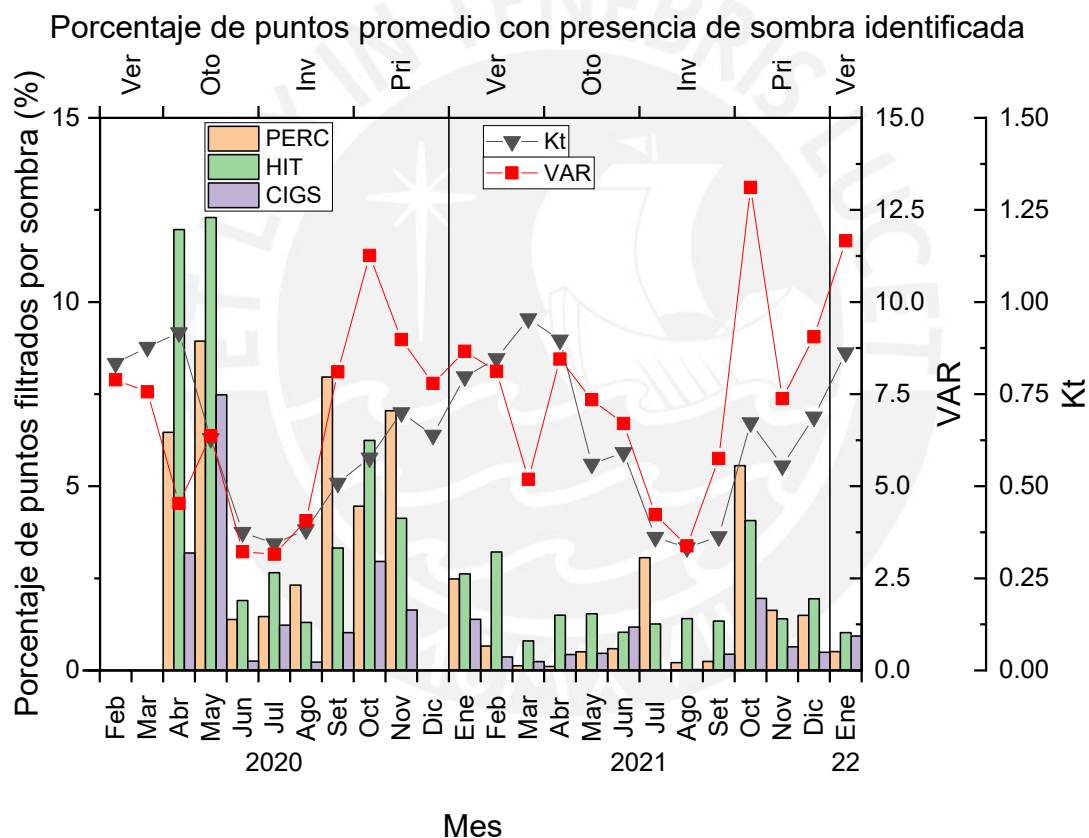


Fig. 3-5: Porcentaje de puntos modificados por el algoritmo de sombras, comparado con los índices de claridad y variabilidad.

Es necesario hacer la observación para la Fig. 3-6, que, a partir de febrero 2021, la fuente de la sombra sobre las instalaciones fue retirada, de forma que se puede realizar una comparación entre los dos años disponibles. Se puede observar que, para todos los rangos de valores de índice de claridad, se filtran más puntos en el sistema de tecnología HIT, que en el CIGS. Para un índice de calidad promedio de 0,63 (mayo 2020), se filtran

11,97% de los puntos de potencia generados por la instalación de tecnología HIT. Para el mismo mes, se filtran en promedio 6,47% y 3,19% del total de puntos de las instalaciones de tecnología PERC y CIGS, respectivamente. Para complementar los resultados presentes en la Fig. 3-6, es necesario estimar el efecto que tienen los puntos filtrados en los parámetros relevantes para la evaluación de sistemas fotovoltaicos. Para este objetivo, se calculó la potencia perdida por filtrar los puntos detectados con presencia de sombra. Los resultados de este cálculo se presentan en la Fig. 3-6.

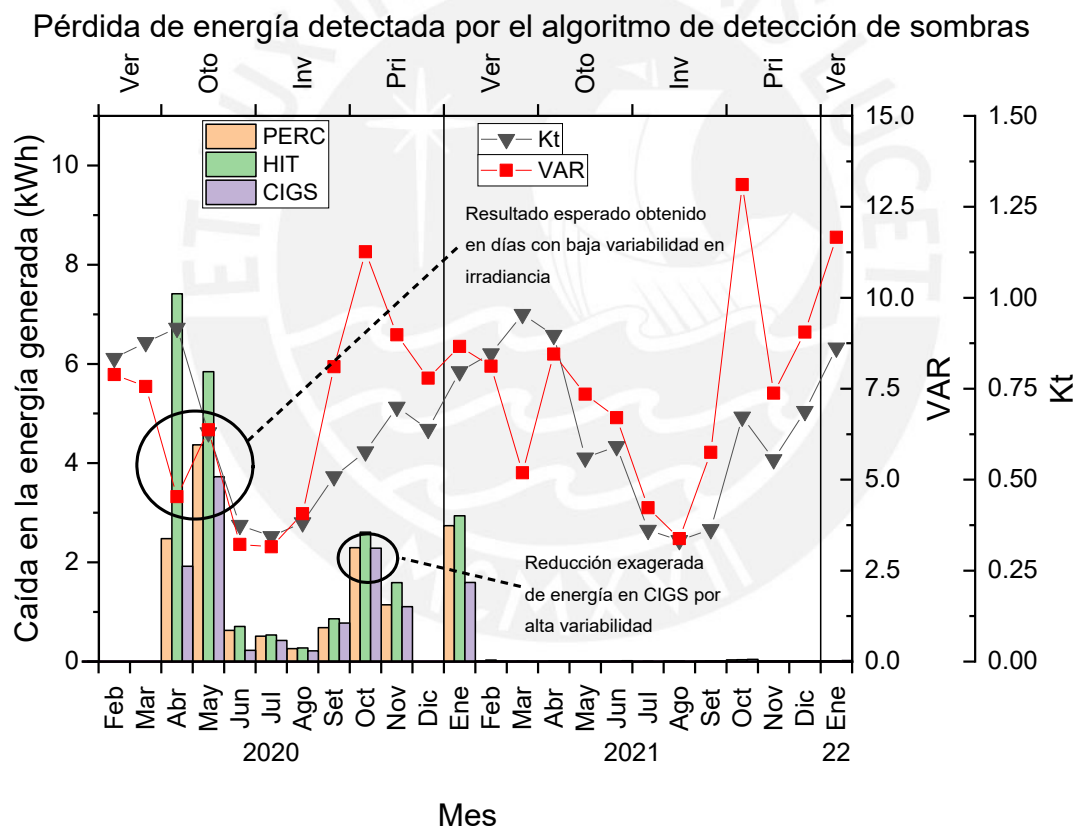


Fig. 3-6: Pérdida de energía detectada por el algoritmo de sombras, comparada con los índices de claridad y variabilidad.

En la gráfica se puede observar una clara distinción entre el primer año de registro (febrero 2020 a enero 2021) y el segundo año (febrero 2021 a enero 2022). Si bien en la Fig. 3-5 se observa que en el segundo año hay puntos que son filtrados, estos puntos corresponden a valores de menor potencia que, al ser integrados a lo largo de un día,

generan una modificación mínima en el cálculo de la energía. Este fenómeno se puede apreciar al comparar los meses de julio 2020 y 2021. Para el primer año, en promedio, son filtrados el 1,46%, 2,65% y 1,23% de los puntos, para las tecnologías PERC, HIT y CIGS respectivamente. En el segundo año, para el mes de julio se filtran el 3,06%, 1,26% y 0,02% de los datos. Sin embargo, la reducción en la energía promedio para el mes de julio en el primer año es de 512,32 Wh, 535,02 Wh y 426,93 Wh. La reducción para el mismo caso sin la presencia del árbol que genera la sombra es de 1,59 Wh, 2,49 Wh y 0,01 Wh. Esto ocurre porque los puntos filtrados corresponden a registros en condiciones de baja irradiancia. Para estos puntos, la baja cantidad de irradiancia genera una reducción en la relación de linealidad entre potencia e irradiancia.

La información mensual, que comprueba el funcionamiento del método son los meses de abril y mayo, para ambos años. Durante el mes de abril 2020, el método detecta cuatro veces más puntos errados en la tecnología HIT que en la tecnología CIGS. Esto se debe a que la primera tecnología se encuentra más cerca de la fuente de sombras. Esta diferencia se traduce en un cambio de energía que no fue generada por la presencia de la sombra. Para el mencionado mes, la instalación HIT, perdió en promedio, aproximadamente 7,415 kWh y la instalación CIGS 1,922 kWh. Para los mismos meses durante el segundo año (sin fuente de sombra), la pérdida estimada en la instalación HIT es de 0.013 kWh y en la instalación CIGS es de 0,008 kWh.

Un comportamiento que vale la pena resaltar ocurre en los meses de octubre. Como se puede ver en la Fig. 3-5, este mes es el que tiene una mayor presencia de nubes pequeñas. Esto se traduce en los valores promedio más altos del índice de variabilidad (VAR) en sus respectivos años. Adicionalmente, dado que la irradiancia se mide en un punto

específico y la potencia es generada por la incidencia sobre un área más grande, se corre el riesgo que se pierda la correlación entre los valores de potencia e irradiancia. Sin embargo, como se observa en el mes de octubre 2021 en la Fig. 3-6. La pérdida de energía estimada es del orden de las milésimas de kWh (0,033 kWh para PERC, 0,037 kWh para HIT y 0,045 kWh para CIGS). Estos resultados respaldan la selección de umbral del 20%, presentada en el Anexo E.

3.2. Comparación de métodos de estimación

En esta sección se compara el rendimiento de los métodos de estimación de variables relevantes para evaluación de sistemas fotovoltaicos presentados en la sección 2.5.

3.2.1. Estimación de valores de temperatura

Para esta evaluación se obtuvieron resultados para 328/360 días completos (91,1% de los días desde que inicia la medición de temperatura de módulo), filtrados por las condiciones revisadas en la sección 3.2 y que tienen el 90% o más de los datos esperados [33]. Se estimó la temperatura de la celda en base a tres modelos puramente empíricos. Estos fueron revisados con anterioridad y son los siguientes: el modelo NOCT [40], el modelo IEC [33] y el modelo de Skoplaki [42]. El cuarto modelo, propuesto por Ross [41], está basado en correlaciones probadas con datos históricos. Como se detalla en la sección 2.5.1.3, este modelo plantea una relación lineal entre la irradiancia en el plano (POA) y la diferencia entre la temperatura del módulo fotovoltaico y la temperatura ambiental.

La Fig. 3-7 muestra la diferencia entre la temperatura de la instalación de tecnología PERC y la temperatura ambiental, graficada contra los valores medidos de irradiancia. De acuerdo con el trabajo presentado por I. Romero-Fiances [18], resumido en la Fig. 1-10, se espera que la temperatura de instalaciones de tecnología monocristalina en la

ciudad de Lima supere en 20 °C la temperatura ambiental y se mantengan por debajo de los 50 °C. Siguiendo la ecuación (19), se obtuvo una pendiente de 0,01732. Para obtener este valor, se realizó una regresión previa y se analizó la distribución de los residuales para determinar valores aislados a retirar. Se removieron 210 puntos en condiciones de baja irradiancia y 532 puntos en condiciones de irradiancia mayor a 600 W/m². El detalle de la obtención del umbral se muestra en el Anexo J (para esta y las otras dos tecnologías a estudiar). En la Fig. 3-7 se muestra la aproximación lineal en color negro. Se puede notar que para condiciones de baja irradiancia (menor a 200 W/m²), la regresión lineal subestima la diferencia entre la temperatura del módulo y la temperatura ambiental, mientras que en condiciones cercanas a la estándar (definidas por la norma IEC-61724-2 en la Tabla 2-9), la misma regresión sobreestima los valores de la diferencia de temperatura. Tomando ambas consideraciones, se obtiene un valor de r de Pearson igual a 92,98%.

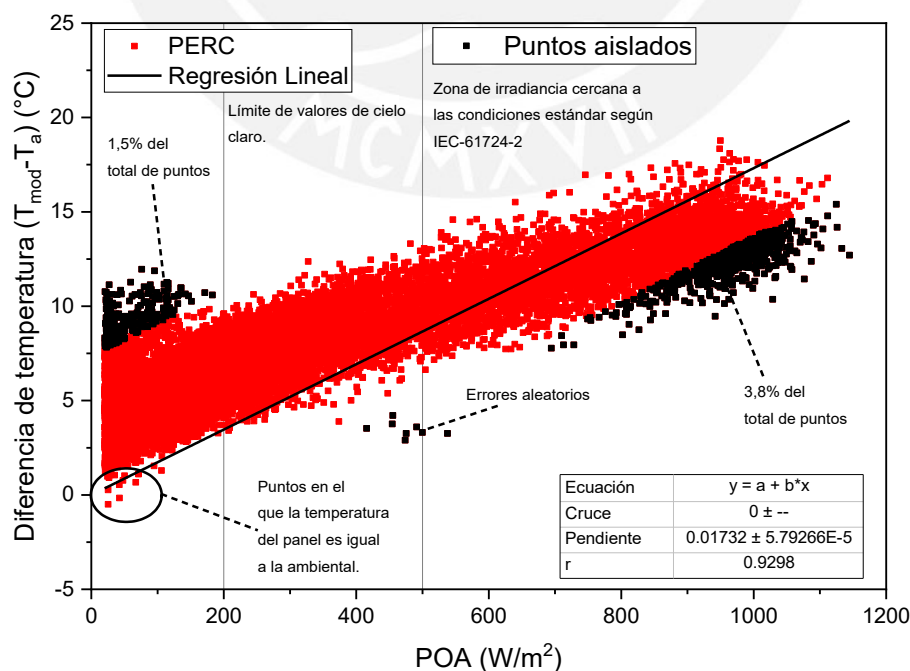


Fig. 3-7: Relación entre la irradiancia en el plano y la diferencia entre la temperatura del módulo fotovoltaico y la temperatura ambiental. Instalación de tecnología PERC.

En la Fig. 3-8 se muestra el gráfico previamente mencionado para la instalación de tecnología HIT. De acuerdo con el trabajo presentado por I. Romero-Fiances [18], resumido en la Fig. 1-11, se espera que la diferencia entre la temperatura de módulo y la temperatura ambiental de instalaciones de tecnología de silicio amorfo, en la ciudad de Lima, se encuentren entre 5 °C y 20. Se puede notar que esta tecnología tiene un comportamiento diferente de la tecnología PERC en condiciones de baja irradiancia. Para estas condiciones, la temperatura de la tecnología PERC varía entre 0 °C y 12,5 °C con respecto a la temperatura ambiental. Por otro lado, para las mismas condiciones, la tecnología HIT varía entre 2 °C y 10 °C. También se puede notar que mantiene un comportamiento más lineal. Esto se evidencia en el valor de r de Pearson obtenido (93.85%) después de realizar la regresión lineal y obtener una pendiente de 0.01981. Para obtener este valor, se realizó una regresión lineal previa y se analizó la distribución de los residuales para determinar valores aislados a retirar. A diferencia de la tecnología PERC, solo se detectaron puntos aislados en mediciones de irradiancia superior a 600 W/m². En estas condiciones, nuevamente se removieron 532 puntos de medición, que eran sobreestimados por el modelo de Ross. Una mayor pendiente con respecto de la tecnología PERC corrobora, adicionalmente, que la tecnología HIT opera a valores más altos de temperatura. Este resultado era esperado en base al valor de temperatura de celda en condiciones nominales (NOCT) presentado en la Tabla 2-1.

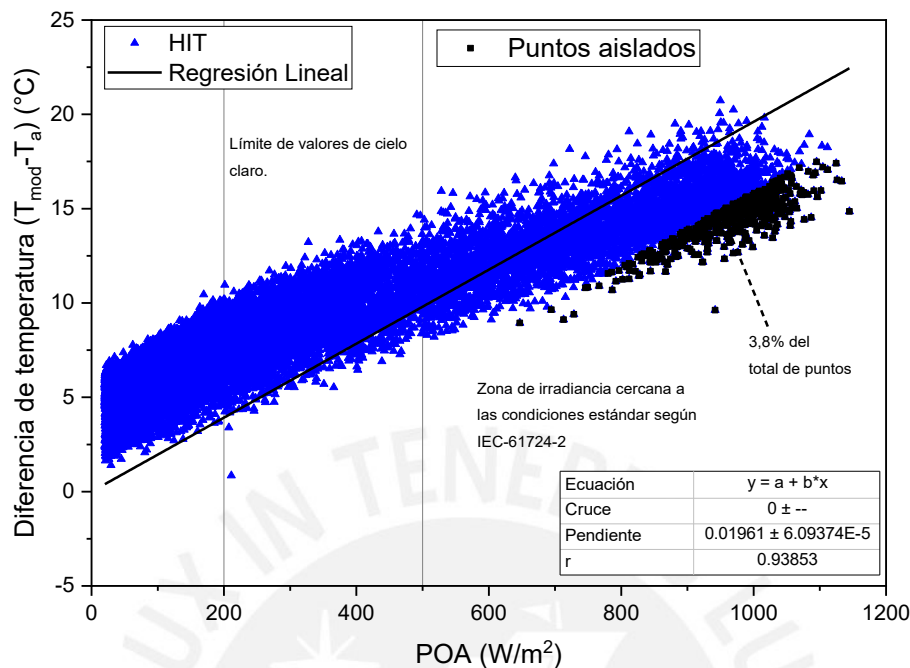


Fig. 3-8: Relación entre la irradiación en el plano y la diferencia entre la temperatura del módulo fotovoltaico y la temperatura ambiental. Instalación de tecnología HIT.

En la Fig. 3-9 se muestra la misma gráfica para el caso de la instalación de tecnología CIGS. En este caso se puede observar que esta tecnología llega a valores de diferencia de temperatura más bajos. Para registros de irradiación cercanos a los 1000 W/m^2 , la temperatura del módulo llega a 14,5 $^{\circ}C$ por encima de la temperatura ambiental. Para casos similares, la diferencia de temperaturas para la tecnología PERC se acerca a los 18 $^{\circ}C$ y para la tecnología HIT a los 20 $^{\circ}C$. Para el caso de esta tecnología se obtiene un valor de pendiente de 0,01152. Para obtener este valor, nuevamente se realizó una regresión lineal previa y se analizó la distribución de los residuales para determinar valores aislados a retirar. A diferencia de las dos tecnologías antes mencionadas, solo se retiraron 392 puntos registrados, en condiciones de irradiación superior a 600 W/m^2 . Con la pendiente obtenida se tiene un valor de r de Pearson igual a 85.90%, siendo la que representa la menor correlación entre las tecnologías. La justificación de esto puede encontrarse en la presencia de un módulo en mal estado dentro de la instalación de

tecnología CIGS. La medición de temperatura de los módulos fotovoltaicos inició el 6 de enero de 2021, mientras que se detectó la falla en la instalación de tecnología CIGS a mediados del mes de febrero de 2021. Durante el año 2021, las dificultades de acceso para identificar el problema, en conjunto con dificultades para encontrar un reemplazo del mismo modelo llevaron a tomar la decisión de mantener el estado de la instalación y estudiar los efectos de un módulo defectuoso a mayor detalle. El módulo en mal estado podría limitar la potencia de los otros módulos de la instalación, lo que ocasiona una reducción en la potencia disipada a través de las resistencias internas de los módulos.

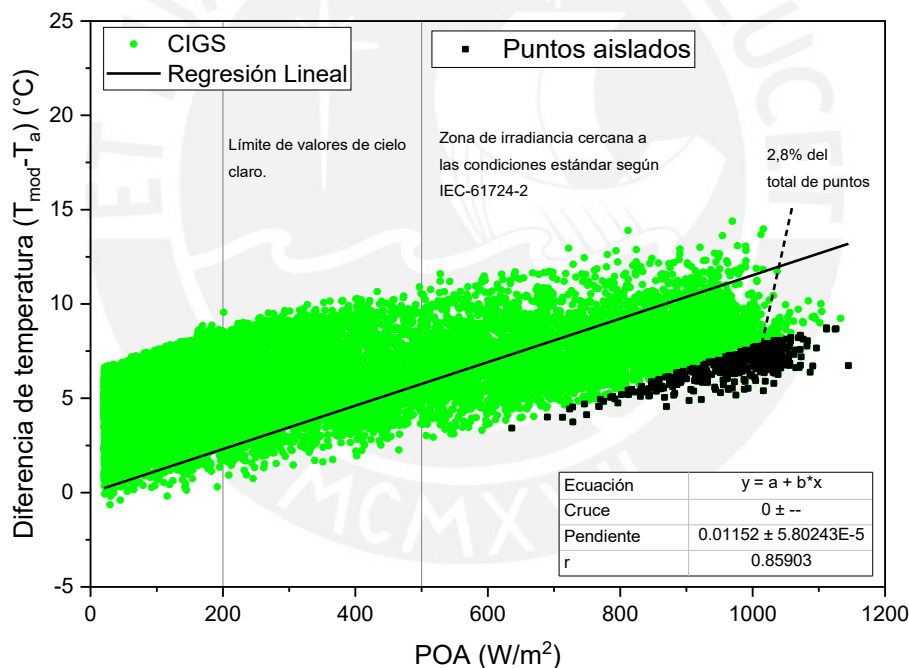


Fig. 3-9: Relación entre la irradiación en el plano y la diferencia entre la temperatura del módulo fotovoltaico y la temperatura ambiental. Instalación de tecnología CIGS.

Antes de pasar a los resultados de indicadores de efectividad promedio mensual (MBE y RMSE) para los distintos métodos, es relevante revisar las condiciones ambientales a las cuales están expuestas las instalaciones. En la Fig. 3-10 se muestra la temperatura ambiental promedio (T_a), la velocidad del viento promedio (WS_{MEAS}) y el índice de claridad (k_t) promedio para todos los meses registrados. De manera general se puede

observar que las tres mediciones cambian con las estaciones de la misma manera. Los valores más altos de temperatura, velocidad de viento e índice de claridad se reportan en los meses de verano, mientras que los valores mínimos se registran en el punto medio entre el otoño y el invierno. Sin embargo, vale la pena revisar la diferencia relativa entre estos puntos. Durante el primer año de registro, la diferencia relativa entre el promedio máximo y mínimo es de 49,09% (febrero 2020 y agosto 2020). El mismo valor para el segundo año de registro es de 47,57% (marzo 2021 y setiembre 2021). Para el caso de la velocidad del viento la diferencia relativa es de 39,61% para el primer año (febrero 2020 y junio 2020) y 31,90% para el segundo año (marzo 2021 y junio 2021). Finalmente, para el caso del índice de claridad. La diferencia relativa entre el mayor y menor valor promedio durante el primer año es de 165,71% (abril 2020 y julio 2020). Para el segundo año, el mismo valor es de 187,88% (marzo 2021 y agosto 2021). Estos valores indican que durante el año, el cambio principal en las condiciones ambientales es la irradiancia disponible, seguido de la temperatura ambiental y finalmente, la velocidad de viento en el área de estudio (locación).

En la Fig. 3-11, Fig. 3-12 y Fig. 3-13 se muestran los promedios mensuales de los valores del error parcial medio (MBE) de la temperatura de módulo para las tecnologías PERC, HIT y CIGS, respectivamente. Para obtener estos valores, primero se calcula el valor del MBE para cada día, de acuerdo con la ecuación (13). Con los valores diarios calculados, se calcula el promedio mensual para cada modelo y tecnología.

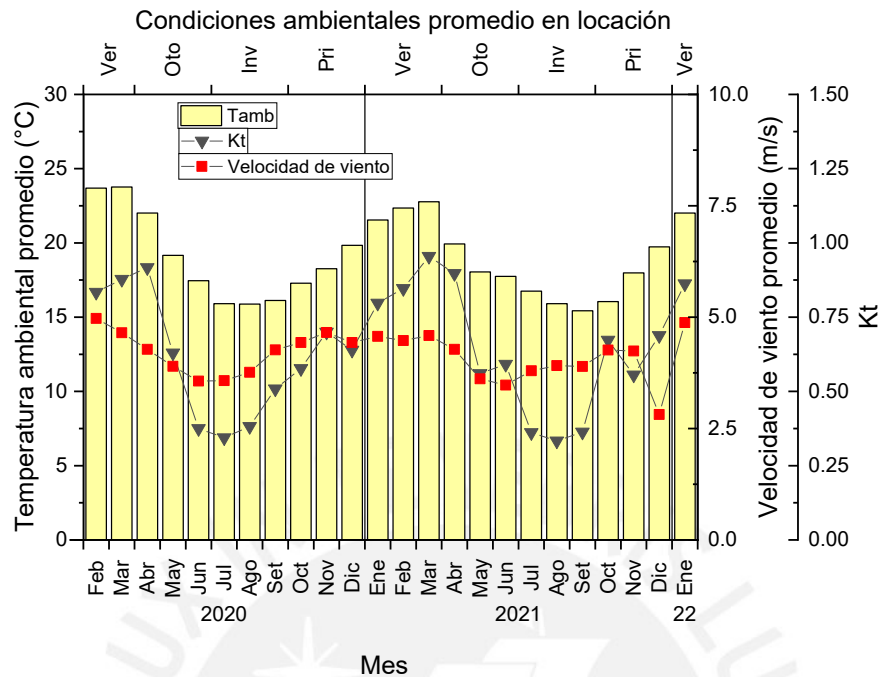


Fig. 3-10: Condiciones ambientales promedio en la locación del ensayo.

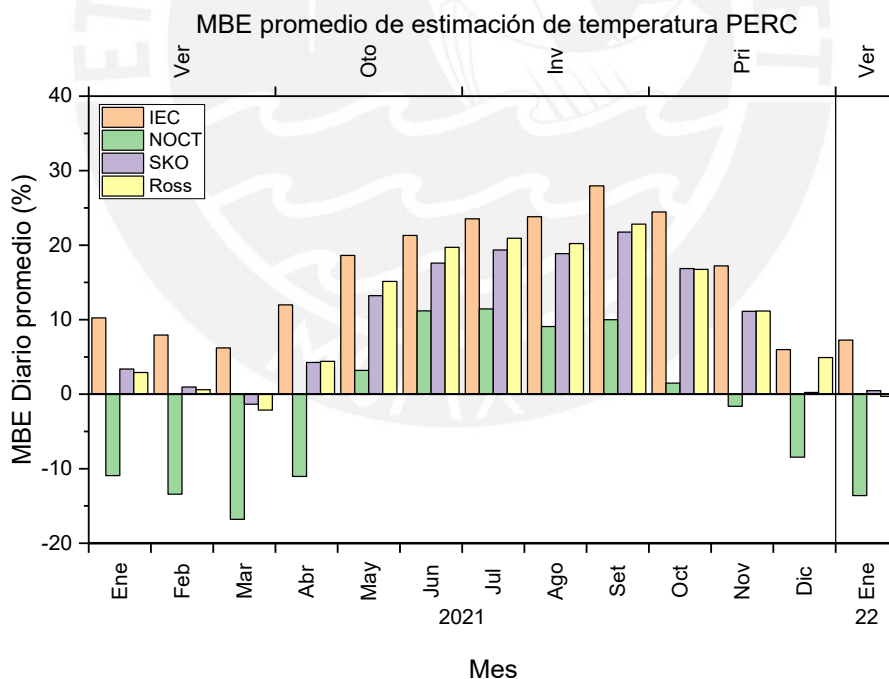


Fig. 3-11: Promedio mensual del MBE diario para la estimación de temperatura. Instalación de tecnología PERC.

Uno de los factores más resaltante al revisar los resultados, es el hecho de que el modelo más adecuado, para estimar puntos particulares de temperatura de módulo durante el día, no se mantiene constante con el paso de los meses. La Fig. 3-11 muestra el caso de la

tecnología PERC. Durante los meses de verano, tanto el modelo de Skoplaki y el modelo de Ross tienen el mejor desempeño, con valores de MBE que van de 0,96% y 0,60% (febrero 2021) hasta 3,37% y 2,91% (enero 2021). Seguidos a estos modelos, se encuentra el modelo IEC, con datos que van desde 6,20% (marzo 2021) hasta 10,23% (enero 2021). Finalmente, se tiene al modelo NOCT, con un MBE de -16,80% para el mes de marzo 2021. Este modelo es el único que en promedio subestima los valores de temperatura. Para la temporada de invierno, las posiciones se invierten parcialmente. Para la temporada de invierno, el modelo NOCT tiene un valor promedio de MBE 10,17%. Entre los meses de mayo 2021 y octubre 2021, este método pasa a sobreestimar los valores de temperatura. En esta misma temporada los modelos siguen en el siguiente orden creciente: Skoplaki (19,99%), Ross (21,32%) y IEC (25,10%).

Para el caso de tecnología HIT, se puede observar en la Fig. 3-12 el resultado del cálculo del MBE. La principal diferencia entre esta tecnología y la instalación de tecnología HIT es el desempeño del modelo de Skoplaki. Para todos los meses, este modelo sobreestima la temperatura del panel. Para el mes de junio 2021, el modelo tiene una diferencia de MBE promedio de 0.75%. Para el caso de los meses de enero a marzo, la diferencia aumenta significativamente. En el caso extremo del mes de agosto 2021, este modelo para la tecnología HIT difiere de los resultados de MBE para la tecnología PERC en 7,08% (diferencia relativa).

Finalmente, la tecnología CIGS se comporta de manera diferente a las dos tecnologías previamente discutidas. Se observa en la Fig. 3-13 que el modelo NOCT subestima la temperatura de los paneles durante todos los meses, con excepción de los meses de junio, julio, agosto y setiembre. Los valores extremos de MBE son obtenidos por modelos

diferentes que en el caso de las otras dos tecnologías. Como punto de comparación, el valor máximo de MBE promedio para la tecnología PERC es el obtenido en el mes de setiembre para el modelo IEC (27,96%). En el caso de la tecnología HIT, el valor máximo también incluye el modelo IEC para el mes de setiembre (32,84%). Por otro lado, para el caso de la tecnología CIGS, el MBE promedio más alto se alcanza en el mes de setiembre, con el modelo de Ross (28,78%). Este incremento en el valor se justifica en la baja correlación entre la diferencia de las temperaturas de módulo y ambiente, y la irradiancia.

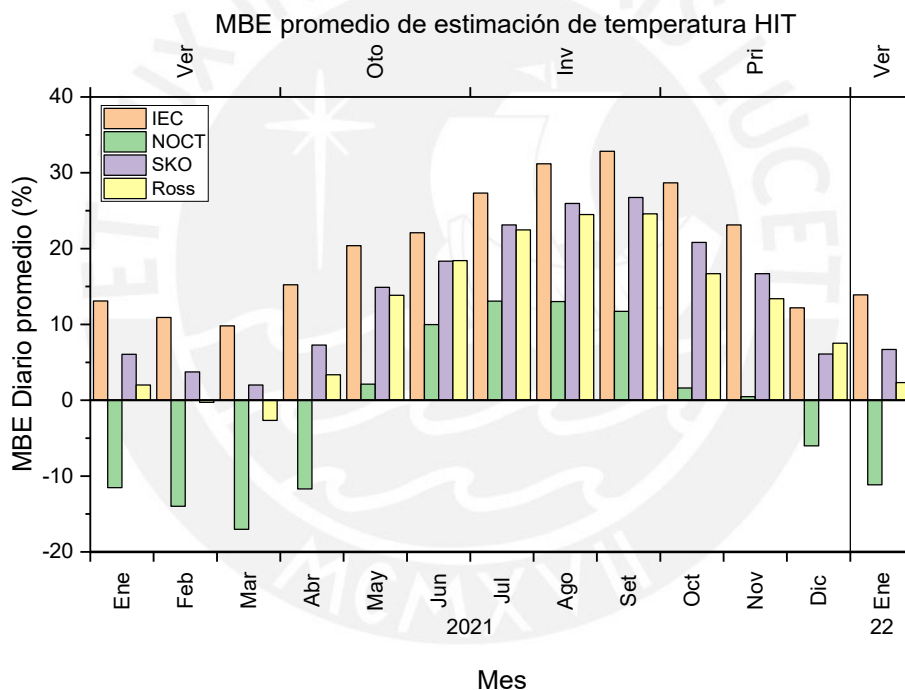


Fig. 3-12: Promedio mensual del MBE diario para la estimación de temperatura. Instalación de tecnología HIT.

En la Tabla 3-1 se presenta un resumen del modelo más adecuado para cada mes, según la tecnología. Se puede concluir que el modelo de Ross es el más adecuado para los meses de enero y febrero para las tres tecnologías (color amarillo en la tabla), ya que se obtienen los valores más bajos de MBE. Al revisar la Fig. 3-10, estos meses concuerdan con los valores más altos de irradiancia y temperatura ambiental. Esto implica que el modelo de Ross se ve favorecido por la relación lineal que tiene la irradiancia con la temperatura

para valores más altos. Los meses de baja temperatura ambiental y baja irradiancia (junio a setiembre) favorecen el modelo NOCT (color verde). Durante estos meses, el modelo es particularmente bueno para predecir la temperatura de la tecnología CIGS, con valores de MBE entre 1,34% y 4,44%. En los meses intermedios entre estas dos temporadas, el modelo más adecuado depende de la tecnología. Para el caso de la instalación de tecnología PERC, estos meses favorecen al modelo de Skoplaki (color celeste), ya que el modelo de Ross sobreestima la temperatura del panel en irradiancia más bajas y el modelo NOCT la subestima para condiciones similares.

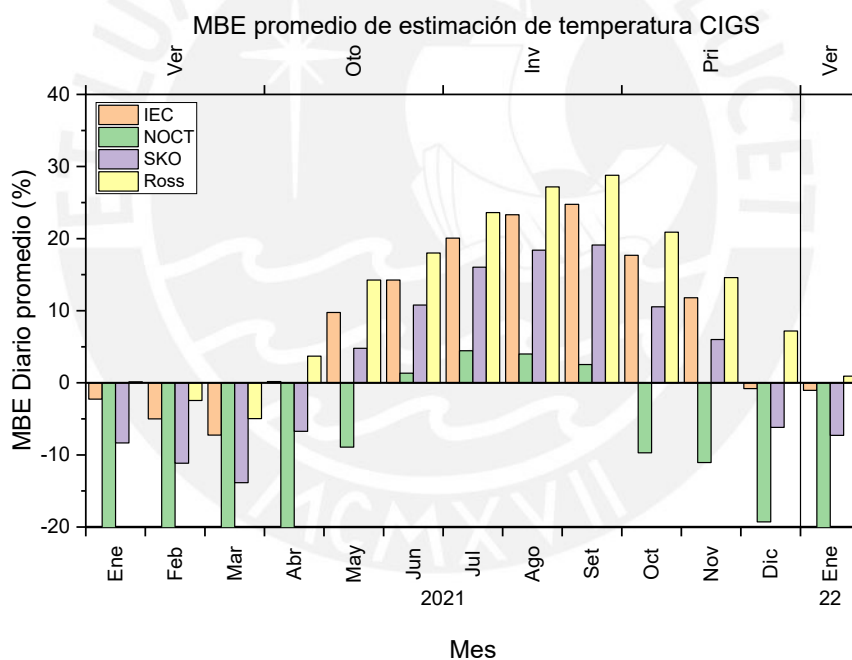


Fig. 3-13: Promedio mensual del MBE diario para la estimación de temperatura. Instalación de tecnología CIGS.

Por otro lado, el caso la tecnología HIT, el modelo de Ross se mantiene como el más adecuado por dos meses más (color rosado), esto se justifica en el hecho de que esta tecnología tiene la mayor correlación con el incremento de la irradiancia. Para el caso de la tecnología CIGS, los meses de marzo a mayo y octubre a diciembre varían constantemente. Estos resultados sugieren que la falla presente en la instalación de

tecnología CIGS impiden que alguno de los modelos estudiados pueda representar la temperatura del módulo de manera adecuada. También vale la pena mencionar que los valores de RMSE tienden a mantenerse alrededor de 10%, con solo el modelo de Skoplaki, para el mes de marzo y la tecnología HIT llegando a 5,12%.

Tabla 3-1: Resumen de modelo más adecuado para estimar la temperatura de módulo por tecnología.

Mes	PERC			HIT			CIGS		
	Modelo	RMSE (%)	MBE (%)	Modelo	RMSE (%)	MBE (%)	Modelo	RMSE (%)	MBE (%)
Ene	Ross	7.70	2.91	Ross	7.57	2.02	Ross	6.80	0.14
Feb	Ross	7.02	0.60	Ross	6.97	-0.27	Ross	7.12	-2.45
Mar	SKO	6.24	-1.35	SKO	5.12	2.01	Ross	8.37	-4.96
Abr	SKO	8.95	4.27	Ross	9.12	3.37	IEC	9.99	-11.11
May	NOCT	15.47	3.20	NOCT	15.27	2.13	SKO	12.97	4.80
Jun	NOCT	14.89	11.19	NOCT	15.19	9.98	NOCT	13.66	1.34
Jul	NOCT	15.96	11.44	NOCT	16.73	13.07	NOCT	14.58	4.44
Ago	NOCT	17.48	9.08	NOCT	17.20	13.01	NOCT	16.60	4.01
Set	NOCT	18.90	10.01	NOCT	17.91	11.72	NOCT	18.93	2.55
Oct	NOCT	17.76	1.48	NOCT	17.09	1.62	SKO	15.20	10.54
Nov	NOCT	14.15	-1.62	NOCT	14.96	0.48	SKO	11.15	6.00
Dic	SKO	7.48	0.23	Ross	9.31	6.11	IEC	13.45	-6.18
Gen	-	7.18	-0.29	-	7.88	2.33	-	6.05	0.93

3.2.2. Estimación de valores de irradiancia

Para esta evaluación se obtuvieron resultados para 510/720 días completos (70,8% del total de días posibles), filtrados por las condiciones revisadas en la sección 3.2 y que tienen el 90% o más de los datos esperados [33]. Se estimó la irradiancia inclinada a 15° en base a mediciones de irradiancia medida en el plano horizontal, y cuatro modelos de

estimación. Estos fueron revisados con anterioridad y son los siguientes: el modelo de Hottel y Woertz (etiquetado como HW) [55], el modelo de Badescu [44], el modelo HDKR [45] y el modelo de Olmo [46]. En la Fig. 3-14 se muestran los valores de MBE diario promedio para 21 meses. El detalle de los resultados se encuentra en el Anexo L. La primera observación que se puede realizar de los resultados es el comportamiento estacional que tiene el error en los modelos. El modelo de Badescu consistentemente sobreestima el valor de la irradiancia. Los otros tres modelos tienden a subestimar y sobreestimar el valor de la irradiancia en el plano inclinado, en función de la temporada. Este modelo tiene su mejor desempeño en los meses de verano, en los cuales puede llegar a un valor mínimo de MBE de 3,42% (enero 2021). Para las demás temporadas del año, el valor de MBE sube y va desde 19,84% (noviembre 2021) hasta 80,03% (julio 2020). Este comportamiento sugiere que este modelo funciona de manera adecuada solo para condiciones de alta irradiancia.

En el caso del modelo de Olmo, este sobrestima los valores de irradiancia inclinada para las temporadas de otoño e invierno. Durante estas temporadas llega a un máximo de 16,54% (mayo 2021) y un mínimo de 1,75% (setiembre 2021). Durante las temporadas de verano y primavera, subestima el valor de la irradiancia inclinada (-5.14% en enero 2022 y -0,87% en octubre 2021). El mejor desempeño es obtenido en los cambios de temporada de invierno a primavera y de verano a otoño.

El modelo de Hottel y Woertz (HW) y el modelo HDKR mantienen valores similares de MBE. Estos modelos subestiman el valor de la irradiancia durante los meses de primavera y verano, mientras que sobreestiman el valor de la irradiancia durante los meses de otoño e invierno. En los días que subestiman la irradiancia llegan a valores de MBE

considerables, como -19,61% (HW en enero 2022) y -21,29% (HDKR en enero 2022). Durante estos meses en los que los modelos HW y HDKR subestiman el valor de la irradiancia, el modelo de Olmo tiene valores más bajos de MBE absoluto. Como ejemplo de esto, para el mes de enero 2022, el modelo de Olmo presenta un valor promedio de MBE de -5,2%, mostrando una predicción mucho más acertada que los modelos HW y HDKR. Por otro lado, en los meses entre mayo y agosto, los modelos HW y HDKR son los que tienen un valor más bajo de MBE absoluto, por más que estén sobreestimando el valor de la irradiancia. Durante estos meses, llegan a valores de MBE tan bajos como 0,62% (HDKR en julio 2021) y 0,01% (HW en agosto 2020). Por otro lado, el modelo de Olmo sobreestima el valor de la irradiancia, llegando a valores de MBE promedio superiores a 15% (octubre 2021).

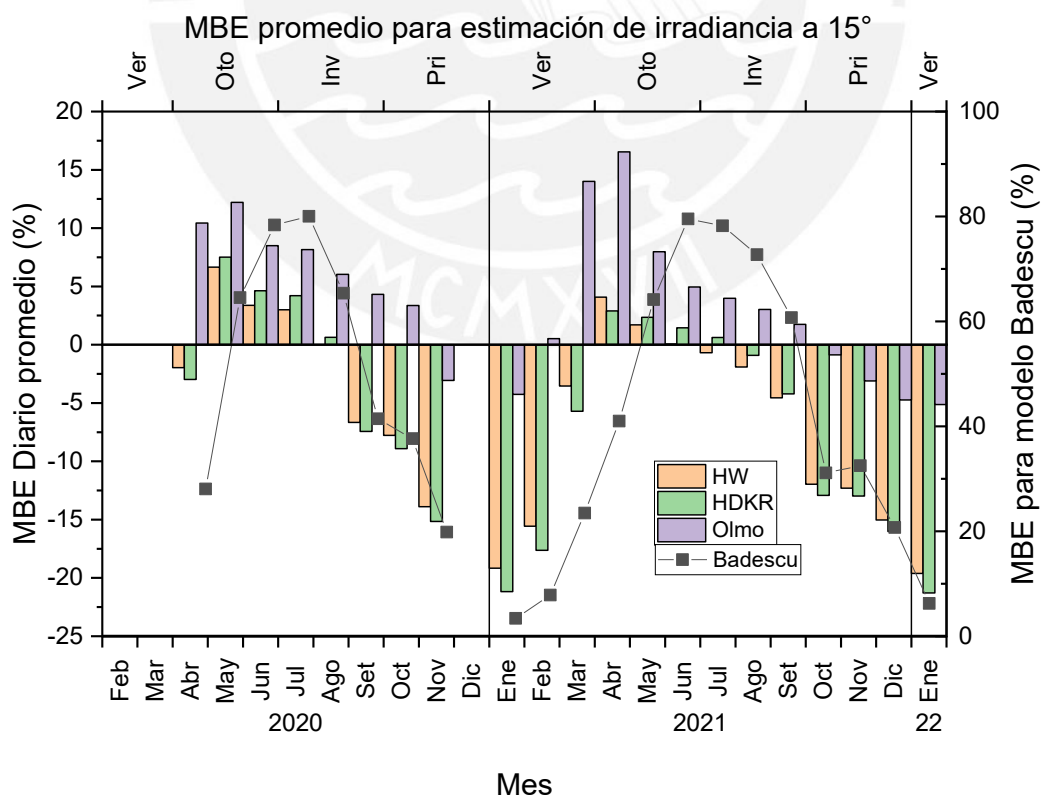


Fig. 3-14: MBE promedio de para cuatro modelos de estimación de irradiancia en el plano.

En la Tabla 3-2 se presenta un resumen del modelo más adecuado para cada mes. Se puede ver que el modelo Olmo es el más adecuado para los primeros y los últimos meses del año (setiembre a febrero), marcados de color verde. Durante estos meses, el valor de MBE va de -4,74% hasta 3,04%. Durante este mismo período de meses, el valor de RMSE se mantiene entre 3,99% y 6,92%. Esto sugiere que, para los meses entre setiembre y febrero, se puede estimar días enteros y corregir puntos dentro de estos días. También se puede ver en la tabla que los valores de índice de claridad (k_t) dentro de estos meses varían desde 0,36 hasta 0,85. Esto sugiere que no hay una correlación entre el valor de MBE de este modelo y el nivel de irradiancia.

Para los meses intermedios del año (mayo a julio), marcados de amarillo, el modelo de Hottel y Woertz (HW) es el más adecuado para la estimación de la irradiancia. En estos meses se llega a valores de MBE entre 1,15% y 4,18%. Para estos mismos meses, los valores de RMSE son más altos. En el mismo período de tiempo, este valor varía desde 6,09% hasta 10,10%. Este periodo de tiempo también comprende los valores más bajos de índice de claridad, que va desde 0,36 hasta 0,59.

Finalmente, se tienen los meses intermedios entre los que favorecen el modelo de Olmo y los que favorecen el modelo HW. Estos meses se encuentran resaltados de color rosados, e incluyen los meses de marzo, abril y agosto. En estos meses, el modelo HDKR tienen los valores promedio de MBE más bajos. Los valores de MBE para los meses de abril y agosto son -0,04% y -0,14%, respectivamente. Ambos meses muestran valores de índice de claridad (k_t) muy variados (0,95 para marzo, 0,9 para abril y 0,33 para agosto), pero valores de índice de variabilidad que se encuentran en el rango intermedio del total

medidos (4,53 para marzo, 6,37 para abril y 8,11 para agosto). Este punto intermedio en la variabilidad de la irradiancia puede favorecer de manera particular el modelo HDKR.

Tabla 3-2: Resumen de modelo más adecuado para estimar la irradiancia en el plano de la instalación.

Mes	Irradiancia a 15°			Condiciones ambientales	
	Modelo	RMSE (%)	MBE (%)	k_t	VAR
Ene	Olmo	6.70	-4.69	0.80	7.89
Feb	Olmo	3.99	0.52	0.85	7.56
Mar	HDKR	24.07	-5.71	0.95	4.53
Abr	HDKR	19.44	-0.04	0.90	6.37
May	HW	10.10	4.18	0.56	3.22
Jun	HW	6.91	1.72	0.59	3.15
Jul	HW	6.09	1.15	0.36	4.07
Ago	HDKR	6.74	-0.14	0.33	8.10
Set	Olmo	5.33	3.04	0.36	11.26
Oct	Olmo	5.61	1.25	0.67	8.98
Nov	Olmo	5.35	-3.08	0.56	7.79
Dic	Olmo	6.92	-4.74	0.69	8.66
Gen	-	8.94	-0.55	-	-

3.2.3. Estimación de valores de potencia eléctrica

Dado que esta evaluación requiere de las correctas mediciones de temperatura de celda, irradiancia y potencia, se tiene un número reducido de días evaluados. Se obtuvieron un total de 295/360 días medidos para las instalaciones de tecnologías PERC y HIT durante el segundo año de registro (81,94%, tomando en cuenta que se requiere la medición de temperatura). Dado que uno de los módulos de la instalación de la tecnología CIGS

presentó fallos que no han sido superados, y por tanto descartados par esta evaluación. Se evaluaron cuatro modelos diferentes. De estos, dos modelos son empíricos, basados en el uso de coeficientes con valores sugeridos o entregados por el fabricante. Estos son los siguientes: el modelo de Osterwald [47] y el modelo de Ayvazoğluyüksel [49]. Los modelos restantes, PVUSA y Dias [48] se basan en tener coeficientes que se estiman usando una regresión lineal múltiple. El detalle de los resultados de implementar todos los modelos y compararlos en base al valor de MBE se encuentra disponible en el Anexo M.

En la Tabla 3-3 se muestran los coeficientes obtenidos después de implementar la regresión lineal múltiple. Al revisar las ecuaciones de los modelos, se puede observar los efectos que tiene cada componente de las ecuaciones (35) y (36). Los resultados para el modelo PVUSA sugieren que la potencia generada por la instalación de tecnología HIT incrementa con la velocidad de viento, lo que se podría traducir a una menor temperatura de la instalación. La misma variable sugiere tener el efecto opuesto en la tecnología PERC, pero con una relevancia diez veces menor que la obtenida para la tecnología HIT. En ambos modelos, también es relevante la diferencia en los coeficientes relacionados con la componente de la temperatura del módulo (T_m). En ambos modelos y ambas tecnologías, el incremento de la temperatura conlleva una reducción en la potencia generada. Para el caso de del modelo PVUSA, el valor absoluto del coeficiente en mención para la tecnología PERC es 39,75% mayor que el coeficiente de la tecnología HIT mientras que en el modelo Dias, dicha diferencia relativa es de 32,28%. Estos resultados respaldan los valores presentados en la Tabla 2-1, en esta se muestra que el coeficiente de reducción de potencia por temperatura para la tecnología PERC tiene un valor absoluto 29,69% mayor con respecto al consignado para la tecnología HIT.

Tabla 3-3: Coeficientes obtenidos por regresión lineal múltiple.

Modelo PVUSA			
Variable independiente	Coefficiente	PERC	HIT
G_i	a	1.979	1.853
G_i^2	b	-6.68-05	-6.21E-05
$(G_i)(WS_{meas})$	c	-1.95E-04	2.04E-03
$(G_i)(T_m)$	d	-2.25E-02	-1.61E-02
R^2		97,82%	98,09%
Modelo Días			
Variable independiente	Coefficiente	PERC	HIT
G_i	a	1.09E-03	1.06E-03
$\left(\frac{G_i}{T_m}\right)^2$	b	7.00E-05	6.68E-05
$(G_i)(T_m)$	c	-1.09E-05	-8.24E-06
R^2		97,82%	98,09%

En la Fig. 3-15 se muestra el valor promedio del error parcial medio (MBE) diario para la tecnología PERC, calculado de la misma manera que en las secciones 3.3.1 y 3.3.2. Se puede ver que los cuatro modelos tienden a subestimar el valor de la potencia eléctrica. Solo se obtienen valores sobrestimados para los meses de enero y febrero, usando los modelos basados en regresión múltiple. Para estos meses, el modelo PVUSA obtiene un valor de MBE de 0,14 (enero) y 1,55 (febrero). En el caso del modelo Días, se obtienen valores de 0,72 (enero) y 2,11 (febrero). Para todos los demás meses, los cuatro modelos subestiman la potencia a generar. Todos los modelos obtienen valores absolutos de MBE más altos en los meses de marzo y abril, mientras que los valores de MBE absolutos más bajos se obtienen en los meses de invierno. Notablemente, los modelos basados en regresión operan con un valor de MBE hasta 40% menor que los modelos basados en coeficientes proporcionados por el fabricante.

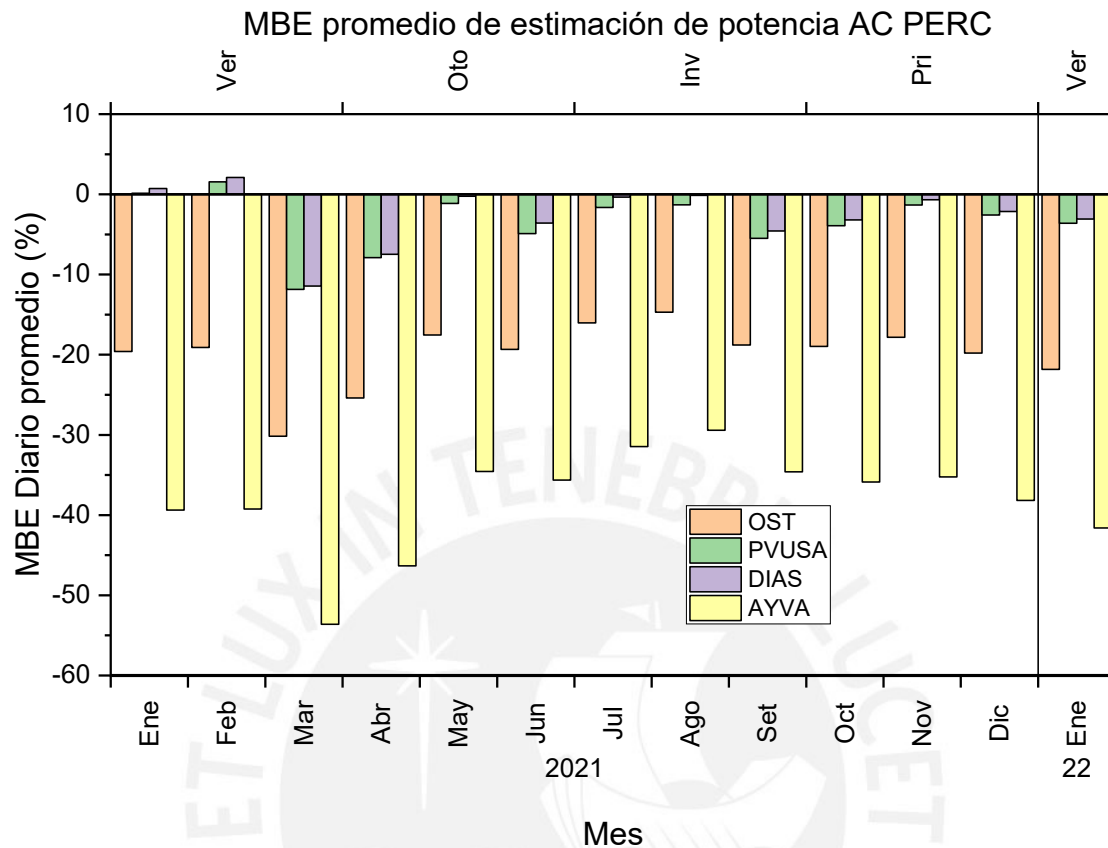


Fig. 3-15: MBE promedio de para cuatro modelos de estimación de potencia. Instalación de tecnología PERC.

En la Fig. 3-16 se muestra el mismo cálculo para la instalación de tecnología HIT. Se observa nuevamente que los modelos basados en regresión múltiple resultan en valores absolutos de MBE más bajos que los modelos basados en datos del fabricante. En el mes más cercano, los modelos basados en regresión múltiple tienen un valor de MBE hasta 10% menor, en comparación al modelo de Osterwald. A diferencia de los resultados en la tecnología PERC, la potencia en el mes de agosto también es sobreestimada, tanto para el modelo PVUSA (1,73%) como para el modelo Días (3,15%).

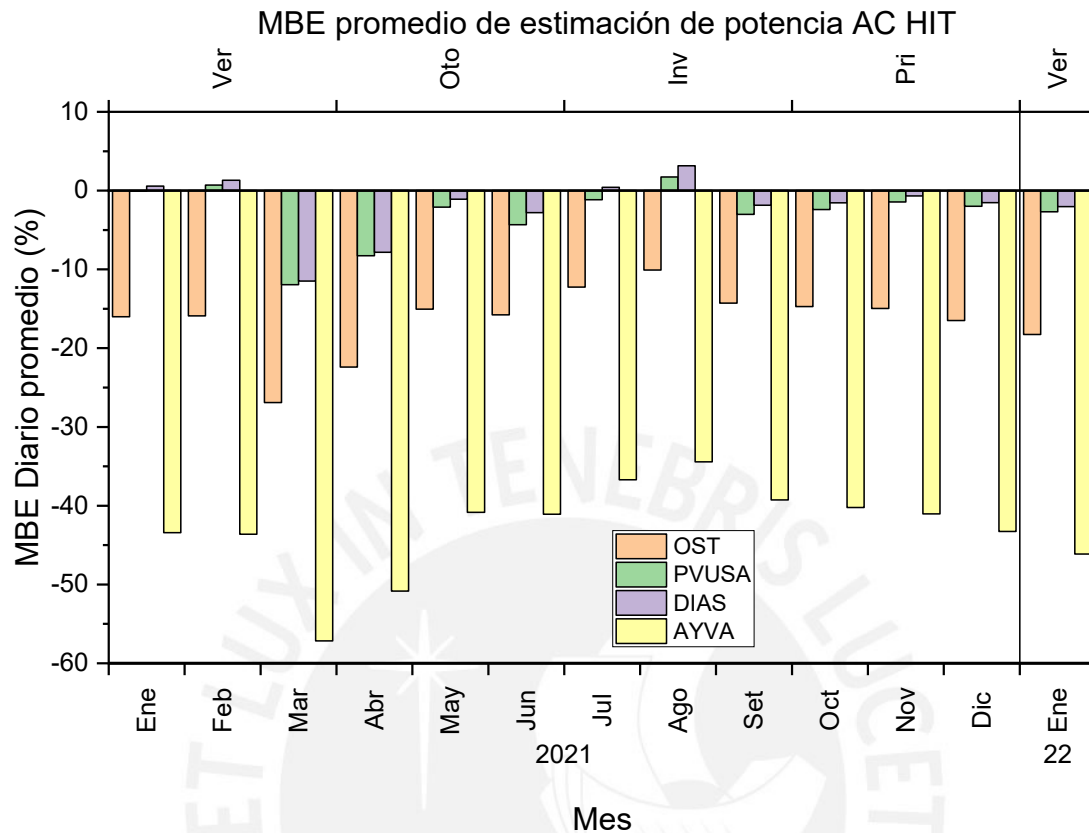


Fig. 3-16: MBE promedio de para cuatro modelos de estimación de potencia. Instalación de tecnología HIT.

La principal diferencia entre los dos tipos de modelos viene del hecho de que los valores presentados por el fabricante son particularmente válidos para condiciones de irradiancia cercanas a 1000 W/m^2 y temperaturas de módulo cercanas a $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Como se presenta en la referencia [47], para usar la ecuación de Osterwald, se consideran valores obtenidos entre 800 W/m^2 y 1000 W/m^2 . Esto implica que para bajos valores de irradiancia, las relaciones planteadas por la ecuación de Osterwald y el modelo de Ayvazoğluyüksel pierden validez.

En la Tabla 3-4 se detalla cual es el modelo más adecuado para la estimación de potencia en cada mes. Adicionalmente, se muestran los valores de índice de claridad (k_t), temperatura ambiente y velocidad de viento. Los resultados respaldan el modelo propuesto por Días [48], ya que el MBE promedio anual es 29% más bajo que el obtenido

por el modelo PVUSA en la tecnología PERC. Los únicos meses para el caso de tecnología PERC en los que el modelo PVUSA supera el modelo de Días, son los meses de enero y febrero (resaltados en verde). Estos meses cuentan con dos de los valores promedio más altos de velocidad de viento, 4,57 para enero y 4,47 para el mes de febrero, lo que respalda la presencia de esta variable en el modelo PVUSA. El mes de marzo (resaltado en amarillo) presenta el valor de velocidad de viento promedio más alto del año (0,44% más alto que enero), sin embargo, el incremento en la irradiancia contrarresta la relevancia de la velocidad de viento en la estimación (índice de claridad de marzo es 18,75% más alto que enero).

Tabla 3-4: Resumen de modelo más adecuado para estimar la potencia de módulo por tecnología.

Mes	PERC			HIT			Condiciones ambientales		
	Modelo	RMSE (%)	MBE (%)	Modelo	RMSE (%)	MBE (%)	k_t	T. amb. (°C)	V. viento (m/s)
Ene	PVUSA	4.98	0.14	PVUSA	5.06	-0.06	0.80	21.54	4.57
Feb	PVUSA	7.49	1.55	PVUSA	7.56	0.71	0.85	22.35	4.47
Mar	DIAS	12.08	-11.43	DIAS	12.10	-11.47	0.95	22.77	4.59
Abr	DIAS	14.75	-7.47	DIAS	13.29	-7.82	0.90	19.93	4.28
May	DIAS	6.21	-0.25	DIAS	5.82	-1.10	0.56	18.05	3.62
Jun	DIAS	6.19	-3.59	DIAS	6.29	-2.79	0.59	17.75	3.48
Jul	DIAS	7.75	-0.35	DIAS	7.43	0.42	0.36	16.75	3.80
Ago	DIAS	5.17	-0.13	PVUSA	5.84	1.73	0.33	15.91	3.91
Set	DIAS	6.14	-4.56	DIAS	4.75	-1.86	0.36	15.43	3.90
Oct	DIAS	6.34	-3.20	DIAS	6.17	-1.56	0.67	16.05	4.26
Nov	DIAS	3.79	-0.68	DIAS	3.75	-0.67	0.56	17.99	4.24
Dic	DIAS	4.77	-2.15	DIAS	4.79	-1.53	0.69	19.73	2.82
Gen	-	7.14	-2.68	-	6.90	-2.17	-	-	-

Para el caso de la tecnología HIT, la diferencia entre el valor de MBE promedio anual entre los modelos PVUSA y Dias incrementa hasta 45,64%, en favor del segundo modelo. De manera similar a la tecnología PERC, los meses de enero y febrero favorecen al modelo PVUSA por los altos valores de velocidad de viento. Durante estos meses se llega a valores de MBE tan bajos como -0,06% (enero) y 0,71% (febrero). Adicionalmente, para la tecnología HIT, el modelo PVUSA también supera al modelo Días en el mes de agosto (resaltado en rosado). Esto ocurre por una particular combinación de velocidad de viento alta (3,91 m/s en promedio) y baja irradiancia (índice de claridad de 0,33).

La principal diferencia entre los modelos más efectivos (PVUSA y Dias) es la presencia de la velocidad de viento. En los meses de enero, febrero y marzo se tienen los valores más altos de velocidad de viento, lo que podría sugerir que, a velocidades más altas, es necesario tomarla en cuenta. Notablemente, el mes de marzo tiene el valor de velocidad de viento más alto, pero también tiene el índice de claridad más alto, por lo que el efecto de la irradiancia en la potencia supera los cambios causados por la velocidad de viento.

3.3. Evaluación previa a la implementación de la propuesta metodológica

En esta sección se revisan los resultados de calcular directamente las relaciones de desempeño (PR) mensual, antes de tratar la información registrada. En la Fig. 3-17 se muestra la evolución mensual de la variable. Se observa que los meses de: febrero 2020, marzo 2020 y diciembre 2020 no pueden ser calculados, ya que no se tiene información de la irradiancia global sobre el plano. Si bien esto ocurrió en los periodos de aislamiento obligatorio, ocasionados por la pandemia (marzo 2020 a Julio 2021), durante el desarrollo de la tesis.

En los meses de: setiembre 2020, noviembre 2020 y julio 2021, se obtienen valores de PR superiores a los reportados en la bibliografía. En la Fig. 3-17 se muestran cuatro líneas horizontales. La línea magenta, etiquetada como “Max” marca el valor máximo de PR reportado entre dos estudios incluidos en la referencia [17][18]. Específicamente, para el caso de la instalación de tecnología HIT se obtienen los valores de 1,883, 2,082 y 1,682, las demás tecnologías tienen valores menores; 1,754, 1,948 y 1,613 para la instalación de tecnología PERC, y 1,847, 1,948 y 0,932 para la instalación de tecnología CIGS. Sin embargo, estos valores se mantienen por encima del marcador mencionado. La línea azul, etiquetada como “MinMC”, marca el valor de PR mínimo reportado para la tecnología de silicio monocristalino, dentro de los primeros dos años del estudio presentado por I. Romero-Fiances [18]. Este indicador es relevante, ya que la tecnología PERC se encuentra dentro de la categoría de silicio monocristalino. Dejando de lado los meses ya comentados, los resultados de esta instalación se mantienen dentro de los rangos esperados. Las líneas de colores verde y rojo son etiquetadas como “MinAmorf” y “MinCIGS”, respectivamente. La primera marca el PR mínimo reportado por tecnologías de silicio amorfo y la segunda, el PR mínimo reportado para la tecnología CIGS. Ambos valores son tomados de los resultados reportados por Schweiger [17]. Se puede observar en la imagen también que, a partir del mes de febrero 2021, la relación de desempeño de la tecnología CIGS disminuye a valores menores que el mínimo reportado en la bibliografía. Adicionalmente, se nota que antes del mencionado punto la diferencia entre el valor de PR de la tecnología CIGS y HIT se mantuvo alrededor del 6% (6,87% para noviembre 2021). Después de la fecha mencionada esta diferencia incrementa significativamente a valores más cercanos al 30% (mayo 2021). Después de una evaluación interna dentro del grupo de investigación, se determinó que uno de los paneles

que forma parte de dicha instalación sufrió un desperfecto. El motivo de este desperfecto se encuentra en investigación y no es parte del objetivo del trabajo de tesis. Por este motivo, la instalación de tecnología CIGS no fue incluida en la evaluación de métodos de estimación de potencia. Sin embargo, esta instalación si fue incluida en la evaluación de métodos de estimación de temperatura, ya que se confirmó que el módulo en el que se mide la temperatura no fue el afectado por el desperfecto. Tomar silicio amorfo como referencia es relevante, ya que la tecnología HIT se encuentra dentro de esta categoría. Se observa que en los meses de setiembre 2021, diciembre 2021 y enero 2022 la instalación de tecnología HIT se encuentra por debajo del mínimo reportado para las tecnologías de silicio amorfo (línea verde). Para el mismo periodo de tiempo, la instalación de tecnología CIGS se mantiene por debajo del valor mínimo reportado (línea roja). Otra observación interesante es la falta de periodicidad en las temporadas. La Fig. 3-17 incluye dos líneas verticales que marcan los cambios de año 2020 a 2021 y 2021 a 2022. Como se ve en el trabajo presentado por I. Romero-Fiances [18], el valor de PR tiene una tendencia cíclica cada año. Esto implica que resultados obtenidos en el verano de un año, deberían asemejarse a los obtenidos en el siguiente. Esta comparación solo puede ser realizada para los meses en los que el valor de PR puede ser calculado. Se puede ver que el comportamiento periódico no se denota en la Fig. 3-17. Particularmente, para la temporada de otoño, en el año 2020, los valores mensuales de PR se mantienen constantes durante la temporada. Por otro lado, para el año 2021 estos valores incrementan conforme pasa la temporada. Se identifica cierta inconsistencia en los valores de PR, al comparar las tecnologías, ya que para 19 de los 21 meses mostrados en la Fig. 3-17, la tecnología HIT tiene un valor de PR mayor que la tecnología CIGS, excepto por los meses de abril y mayo 2020.

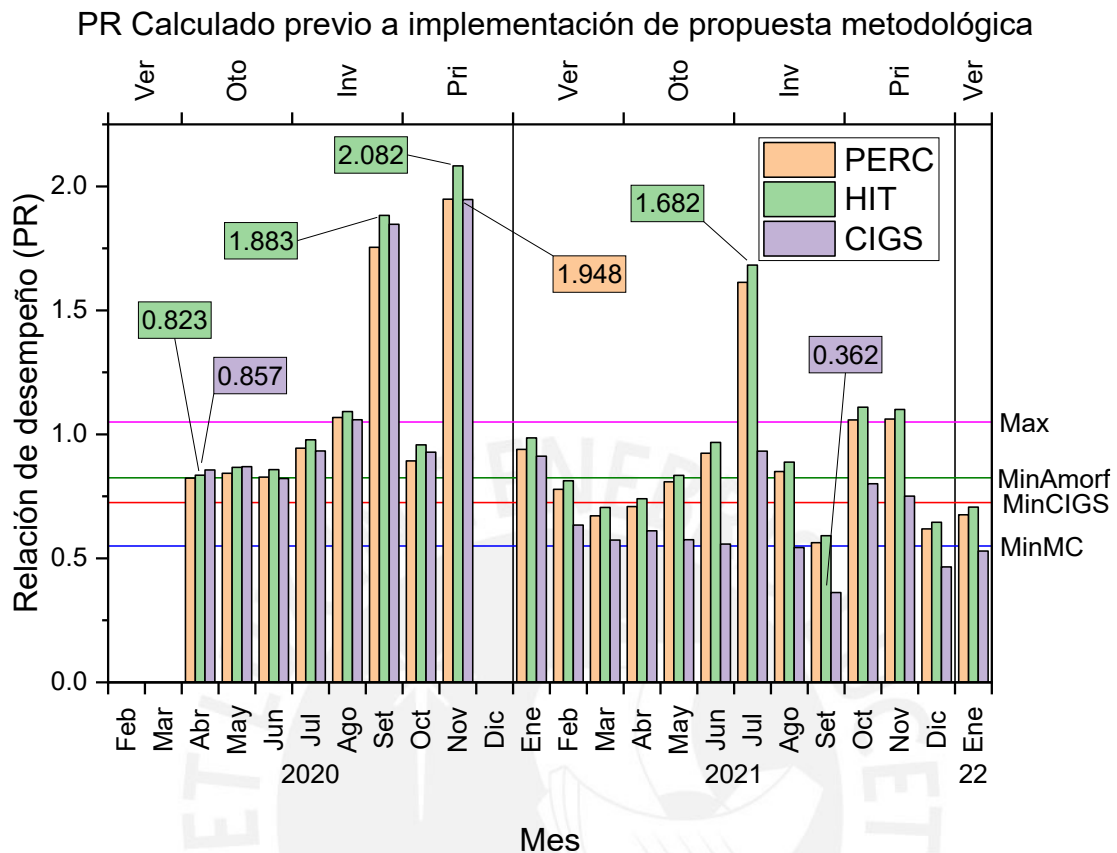


Fig. 3-17: Relación de desempeño AC mensual, previo a la implementación de propuesta metodológica.

Para identificar algunas de las fuentes de error que afectan el cálculo de PR, en la Fig. 3-18 se muestran los valores de rendimiento, los que luego son utilizados para calcular el valor de PR. Al revisar estos se puede evidenciar que la observación realizada con respecto a la inconsistencia en la diferencia de los resultados para las tecnologías HIT y CIGS, también se presenta en los meses de enero y febrero 2020. Por otro lado, se puede notar un comportamiento por temporada más notorio, en las mediciones provenientes de los sistemas fotovoltaicos, a diferencia de las mediciones de irradiancia. Se puede notar que entre los meses de octubre y diciembre de 2020, se tiene un comportamiento que no concuerda con el comportamiento del rendimiento final.

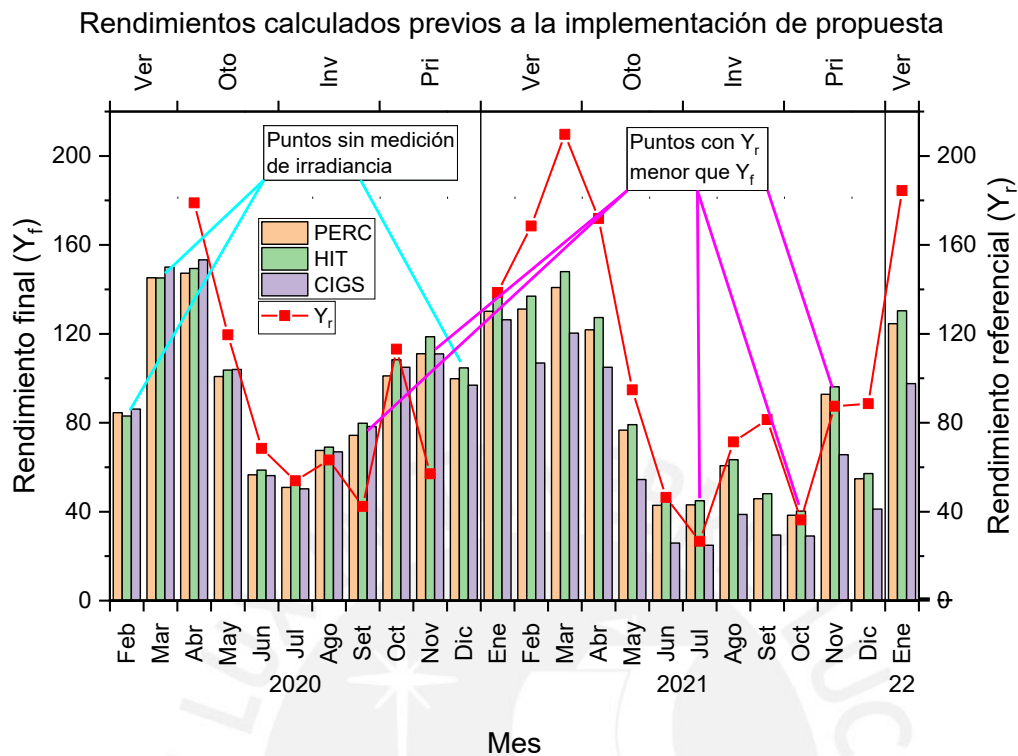


Fig. 3-18: Rendimiento final y referencial, previo a la implementación de la metodología planteada.

3.4. Evaluación después de implementar propuesta metodológica

En la Fig. 3-19 se muestra los resultados después de implementar el procesamiento de la información. En comparación con los resultados presentados en la Fig. 3-17, se puede estimar el valor de PR para los meses de febrero 2020, marzo 2020 y diciembre 2020, gracias a la implementación del modelo de Olmo (febrero y diciembre) y el modelo HDKR (marzo). En los meses de enero y febrero 2020, si bien no se pudo registrar el valor de la irradiancia a 15° , se pudo estimar el valor de esta para 25 y 26 días, respectivamente, en base a la irradiancia horizontal registrada. Para el mes de diciembre 2020, se logró estimar la irradiancia para 29 días, lo que permitió el cálculo de la relación de desempeño (PR).

El valor de PR para los meses de setiembre 2020, noviembre 2020 y julio 2021 también se ha visto reducido significativamente, y ahora se encuentra dentro de valores razonables

presentados en la bibliografía, gracias a que se pudo estimar los días de medición de irradiancia faltante. Como ejemplo, se resalta en la figura el valor de la tecnología HIT para el mes de setiembre, que equivale a 0,833, mientras que, en la Fig. 3-17, el valor para el mismo mes y la misma tecnología es de 1,883. En la Fig. 3-18 se observó que esto ocurre porque no se registraron suficientes días de irradiancia. Después de implementar modelos de estimación se logró obtener valores esperados.

Después de implementar el algoritmo de detección de sombras, ahora se obtienen resultados similares a los esperados en la bibliografía, con respecto a la diferencia en el desempeño de las distintas tecnologías. Esto se evidencia en los meses de enero 2020 a mayo 2020, en los que la tecnología HIT muestra mayores valores de PR, como en el resto de los meses.

En los meses de marzo y abril 2021, se muestra una caída temporal del desempeño de las tres instalaciones, proveniente de una mala limpieza realizada en los últimos días de marzo y los primeros días de abril. Si bien estos errores no muestran el comportamiento real de las tecnologías, mantienen la relación entre ellas. Adicionalmente, se mantiene la reducción del valor de PR en la tecnología CIGS después del mes de abril 2021, por el mismo motivo que el presentado en la sección 3.1. También se puede notar una reducción en el valor de PR para las tecnologías HIT y PERC a partir del mes de agosto 2021. Para todos estos casos, es relevante que la propuesta metodológica no reemplace o estime más datos de los necesarios, ya que los tres eventos mencionados son motivo de estudios adicionales, tomando en cuenta que los cálculos y las mediciones fueron correctamente realizadas y filtradas.

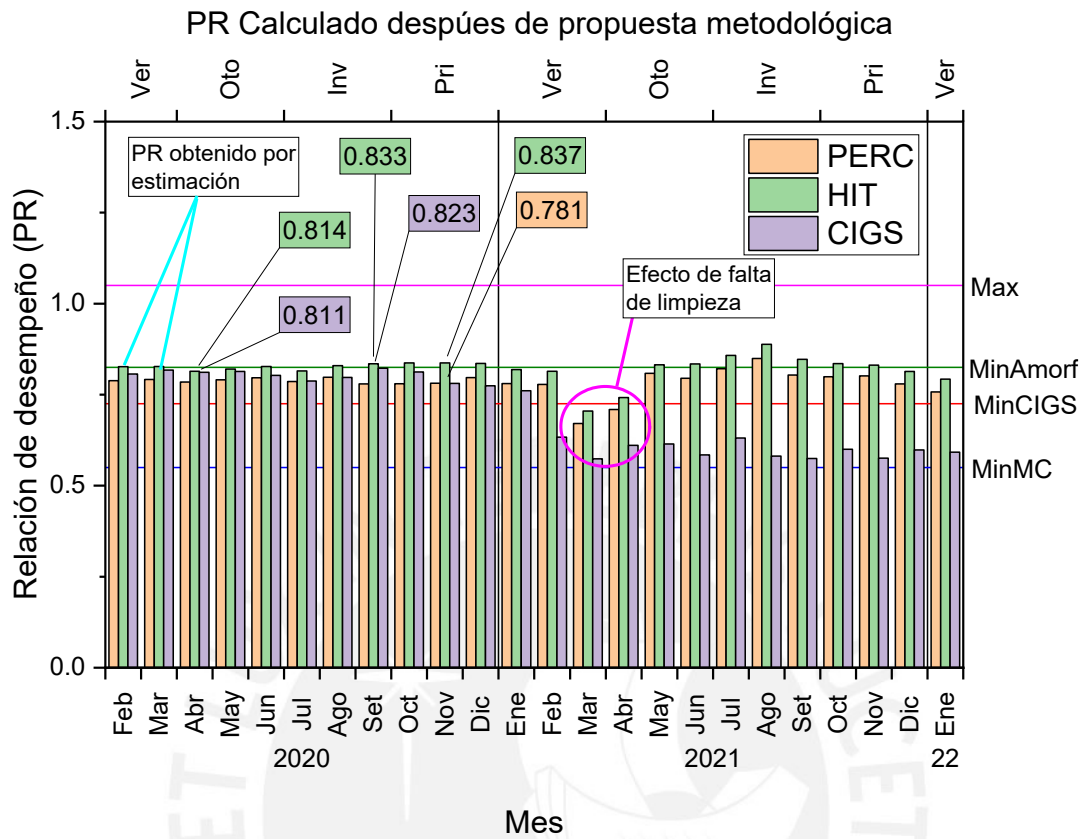


Fig. 3-19: Relación de desempeño AC mensual, posterior a la implementación de propuesta metodológica.

4. Capítulo IV: Conclusiones

- 1) En el presente trabajo de tesis se propone una metodología para asegurar la calidad en la evaluación de sistemas fotovoltaicos, basándose en la norma IEC-61724 y bibliografía estudiada. La metodología propuesta fue evaluada en tres instalaciones fotovoltaicas.
- 2) Las principales fuentes de error en la evaluación de desempeño, de acuerdo con la norma IEC-61724-3, en sistemas fotovoltaicos para la ciudad de Lima, fueron fallas en comunicación de los sistemas de medición, caídas de tensión en la red eléctrica y la presencia de sombras que afecten la generación de los sistemas.
- 3) Los filtros planteados por la norma IEC-61724-3 no son lo suficientemente restrictivos para la ciudad de Lima, y modificaciones fueron planteadas en base a registros históricos. Por otro lado, filtros basados en estudiar condiciones cercanas al cielo claro, y condiciones cercanas al estándar, son demasiado restrictivas para la ciudad de Lima, ya que solo los meses de marzo y abril se acercan a estas condiciones, mientras que los meses de julio y agosto son particularmente nublados.
- 4) La regresión lineal entre la potencia generada por un sistema fotovoltaico y la irradiancia en el plano, evaluada en registros a lo largo de un día, funciona como un método viable de detección de presencia de sombras.
- 5) La diferencia entre la temperatura del módulo fotovoltaico y la temperatura ambiental mantiene una correlación lineal con la irradiancia en el plano durante los meses de alta irradiancia en la ciudad de Lima (diciembre a abril), que viabiliza el uso del modelo de Ross para la estimación del valor de temperatura. Para los demás meses

del año, las bajas irradiancias favorecen al modelo NOCT para la estimación de temperatura.

- 6) La irradiancia sobre el plano de un sistema fotovoltaico puede ser estimada en base a mediciones horizontales de irradiancia. Sin embargo, el desempeño de los modelos de estimación varía radicalmente entre los distintos meses del año. Para incrementar la efectividad de los modelos se requiere de mediciones adicionales como la irradiancia difusa y el albedo, que en el presente trabajo fueron estimados y asumidos, respectivamente.
- 7) El método más exacto de estimar el valor de la potencia eléctrica generada es el uso de registros históricos para obtener coeficientes de modelos que correlacionen entre las condiciones de operación y la potencia eléctrica generada, como el modelo de Dias y el modelo PVUSA [48]. El uso de modelos basados en información proporcionada por el fabricante se ve limitada por la frecuencia con la que la ciudad de Lima se aleja de las condiciones estándar.
- 8) El cálculo de indicadores de desempeño para sistemas fotovoltaicos sin una metodología que permita detectar y corregir datos errados, además de estimar puntos de información faltante, resulta en valores irreales que no pueden ser correctamente fundamentados.

Bibliografía

- [1] British Petroleum. *BP Statistical Review of World Energy 2018 - 67th Edition*. 2018, p. 40, <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf>.
- [2] COES. *Actualización Plan de Transmisión 2021 - 2030*. <https://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/PlanTransmision/ActualizacionPTG>. Acceso 5 Julio 2020.
- [3] Johnsson, Filip, Jan Kjärstad, and Johan Rootzén. "The threat to climate change mitigation posed by the abundance of fossil fuels." *Climate Policy* 19.2 (2019): 258-274.
- [4] Ministerio de Energía y Minas. *Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos 2019. Resumen Ejecutivo*. 2019, http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/LARH_2019_Resumen_Ejecutivo_31_08_2021.pdf.
- [5] Tamayo, Jesús, et al. *La Industria Del Gas Natural En El Perú. A Diez Años Del Proyecto Camisea*. 2014, http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Libro-Industria-Gas-Natural-Peru-10anios-Camisea.pdf.
- [6] *Diagnóstico de La Gestión de La Calidad Ambiental Del Aire de Lima y Callao | SINIA | Sistema Nacional de Información Ambiental*. <https://sinia.minam.gob.pe/documentos/diagnostico-gestion-calidad-ambiental-aire-lima-callao>. Acceso 15 Julio 2020.
- [7] *Propuesta de Política Energética de Estado Perú 2010-2040 | SINIA | Sistema Nacional de Información Ambiental*. <https://sinia.minam.gob.pe/documentos/propuesta-politica-energetica-estado-peru-2010-2040>. Acceso 15 Julio 2020.
- [8] *Perú Es El Quinto País Más Atractivo de Latinoamérica En Energías Renovables*. https://www.ey.com/es_pe/news/2019/07/peru-es-el-quinto-pais-mas-atractivo-de-latinoamerica-en-energia. Acceso 15 Julio 2020.
- [9] *Solar Energy Potential | Resource Watch*. <https://resourcewatch.org>. Acceso 15 Julio 2020.
- [10] *SENAMHI - Perú*. <https://www.senamhi.gob.pe/?p=descarga-datos-hidrometeorologicos>. Acceso 19 Julio 2020.
- [11] Kazem, Hussein A., et al. "Effect of Humidity on the PV Performance in Oman." (2012).
- [12] Sabri, Latifa, Mohammed Benzirar, and P. G. Student. "Effect of ambient conditions on thermal properties of photovoltaic cells: crystalline and amorphous silicon." *International Journal of Innovative Research in Science, Engineering and Technology* 3.12 (2014): 17815-17821.
- [13] Atsu, Divine, and Alok Dhaundiya. "Effect of ambient parameters on the temperature distribution of photovoltaic (PV) modules." *Resources* 8.2 (2019): 107.

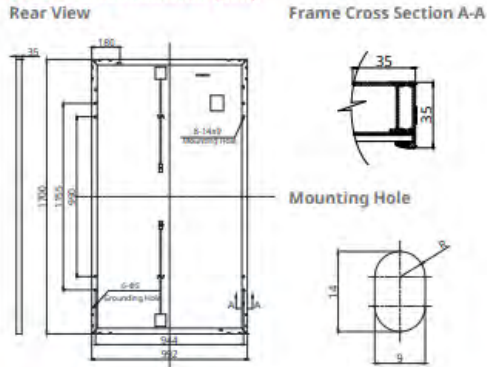
- [14] Goverde, Hans, et al. "Spatial and temporal analysis of wind effects on PV module temperature and performance." *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 11 (2015): 36-41.
- [15] Guo, Bing, et al. "Effect of dust and weather conditions on photovoltaic performance in Doha, Qatar." *2015 First Workshop on Smart Grid and Renewable Energy (SGRE)*. IEEE, 2015.
- [16] Ghosh, Santosh, and Ranjana Yadav. "Future of photovoltaic technologies: A comprehensive review." *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 47 (2021): 101410.
- [17] Schweiger, Markus, et al. "Understanding the energy yield of photovoltaic modules in different climates by linear performance loss analysis of the module performance ratio." *IET Renewable Power Generation* 11.5 (2017): 558-565.
- [18] Romero-Fiances, Irene, et al. "Analysis of the performance of various pv module technologies in Peru." *Energies* 12.1 (2019): 186.
- [19] Livera, Andreas, et al. "Data processing and quality verification for improved photovoltaic performance and reliability analytics." *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 29.2 (2021): 143-158.
- [20] Lindig, Sascha, Atse Louwen, and David Moser. "Outdoor PV system monitoring—input data quality, data imputation and filtering approaches." *Energies* 13.19 (2020): 5099.
- [21] Smets, Arno. "Solar Energy." *Coursera.org*, Enero 2020, [Solar Energy | edX](#)
- [22] Tsuno, Yuki, Yoshihiro Hishikawa, and Kosuke Kurokawa. "Temperature and irradiance dependence of the IV curves of various kinds of solar cells." *Technical Digest of the PVSEC* 15 (2005): 422-423.
- [23] Sullivan, Ralph M. *Shadow effects on a series-parallel array of solar cells*. No. NASA-TM-X-55269. 1965.
- [24] Gangopadhyay, Utpal, Sukhendu Jana, and Sayan Das. "State of art of solar photovoltaic technology." *Conference papers in science*. Vol. 2013. Hindawi, 2013.
- [25] Huang, Haibing, et al. "20.8% industrial PERC solar cell: ALD Al₂O₃ rear surface passivation, efficiency loss mechanisms analysis and roadmap to 24%." *Solar Energy Materials and Solar Cells* 161 (2017): 14-30.
- [26] Green, M. A., et al. "19.1% efficient silicon solar cell." *Applied physics letters* 44.12 (1984): 1163-1164.
- [27] Shi, Z., S. Wenham, and J. Ji. "Mass production of the innovative PLUTO solar cell technology." *2009 34th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*. IEEE, 2009.
- [28] Tjahjono, B., et al. "Optimizing CELCO cell technology in one year of mass production." *Proceeding of 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*. 2013.

- [29] Taguchi, Mikio, et al. "24.7% record efficiency HIT solar cell on thin silicon wafer." *IEEE Journal of photovoltaics* 4.1 (2013): 96-99.
- [30] Sawada, Toru, et al. "High-efficiency a-Si/c-Si heterojunction solar cell." *Proceedings of 1994 IEEE 1st World Conference on Photovoltaic Energy Conversion-WCPEC (A Joint Conference of PVSC, PVSEC and PSEC)*. Vol. 2. IEEE, 1994.
- [31] Yoshikawa, Kunta, et al. "Silicon heterojunction solar cell with interdigitated back contacts for a photoconversion efficiency over 26%." *Nature energy* 2.5 (2017): 1-8.
- [32] Lee, Taesoo D., and Abasifreke U. Ebong. "A review of thin film solar cell technologies and challenges." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 70 (2017): 1286-1297.
- [33] International Electrotechnical Commission (IEC). *IEC TS 61724-1 Photovoltaic System Performance Part 1: Monitoring, 1st Ed.* 2017.
- [34] International Electrotechnical Commission (IEC). *IEC TS 61724-2 Photovoltaic System Performance Part 2: Capacity evaluation method, 1st Ed.* 2017.
- [35] International Electrotechnical Commission (IEC). *IEC TS 61724-3 Photovoltaic System Performance Part 3: Energy evaluation method, 1st Ed.* 2017.
- [36] Reich, Nils H., et al. "Performance ratio revisited: is PR > 90% realistic?." *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 20.6 (2012): 717-726.
- [37] Moreno-Tejera, Sara, et al. "Classification of days according to DNI profiles using clustering techniques." *Solar Energy* 146 (2017): 319-333.
- [38] Dirnberger, Daniela, et al. "On the impact of solar spectral irradiance on the yield of different PV technologies." *Solar Energy Materials and Solar Cells* 132 (2015): 431-442.
- [39] Mekki, Hamza, Adel Mellit, and Hassen Salhi. "Artificial neural network-based modelling and fault detection of partial shaded photovoltaic modules." *Simulation Modelling Practice and Theory* 67 (2016): 1-13.
- [40] Markvart T. *Solar Electricity*, vol. 4 of 10. John Wiley & Sons, 3 ed., 7 2000.
- [41] Ross Jr, R. G. "Interface design considerations for terrestrial solar cell modules." *12th Photovoltaic Specialists Conference*. 1976.
- [42] Skoplaki, E., A. G. Boudouvis, and J. A. Palyvos. "A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting." *Solar energy materials and solar cells* 92.11 (2008): 1393-1402.
- [43] Perez, Richard, et al. "Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance." *Solar energy* 44.5 (1990): 271-289.
- [44] Badescu, V. "3D isotropic approximation for solar diffuse irradiance on tilted surfaces." *Renewable energy* 26.2 (2002): 221-233.
- [45] Chwieduk, Dorota. *Solar energy in buildings: thermal balance for efficient heating and cooling*. Elsevier, 2014.
- [46] Olmo, F. J., et al. "Prediction of global irradiance on inclined surfaces from horizontal global irradiance." *Energy* 24.8 (1999): 689-704.

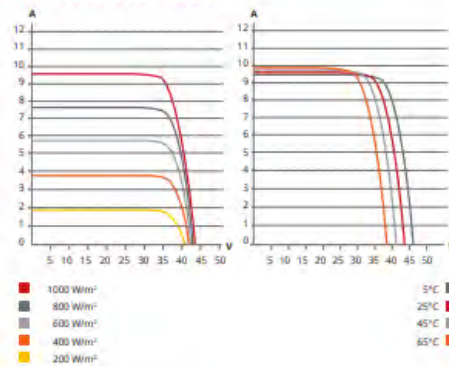
- [47] Calsi-Silva, Brando, et al. "Procedimiento del cálculo de la potencia nominal de un generador fotovoltaico." *Tecnia* 30.1 (2020): 22-26.
- [48] de Azevedo Dias, César Luiz, et al. "Performance estimation of photovoltaic technologies in Brazil." *Renewable Energy* 114 (2017): 367-375.
- [49] Ayvazoğluyüksel, Özge, and Ümmühan Başaran Filik. "Estimation methods of global solar radiation, cell temperature and solar power forecasting: A review and case study in Eskişehir." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 91 (2018): 639-653.
- [50] THERMOMETRICS. [RTD Sensor Accuracy and Tolerance Standards \(thermometricscorp.com\)](http://thermometricscorp.com). Acceso: 19 Julio 2020.
- [51] Carhuavilca, A. M., et al. "Monitoring system based on IEC standards for irradiance and module temperature measurements in photovoltaic systems." *Journal of Physics: Conference Series*. Vol. 1841. No. 1. IOP Publishing, 2021.
- [52] Iso, I., and BIPM OIML. "Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement." *Geneva, Switzerland* 122 (1995): 16-17.
- [53] Kline, Stephen J. "Describing uncertainty in single sample experiments." *Mech. Engineering* 75 (1953): 3-8.
- [54] Danandeh, M. A. "Solar irradiance estimation models and optimum tilt angle approaches: A comparative study." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 92 (2018): 319-330.
- [55] Hottel, Hoyt C. "A simple model for estimating the transmittance of direct solar radiation through clear atmospheres." *Solar energy* 18.2 (1976): 129-134.
- [56] Siddique, Hafiz Abu Bakar, Ping Xu, and Rik W. De Doncker. "Parameter extraction algorithm for one-diode model of PV panels based on datasheet values." *2013 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*. IEEE, 2013.

ANEXO A: Hoja de datos del módulo fotovoltaico de modelo CS1H-335

ENGINEERING DRAWING (mm)



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/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

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 mm² (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

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/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

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

ANEXO B: Hoja de datos del módulo fotovoltaico de modelo VBHN330SA16

Electrical Specifications (TENTATIVE)

Model	VBHN330SA16	VBHN325SA16
Rated Power (Pmax) ¹	330W	325W
Maximum Power Voltage (Vpm)	58.0V	57.6V
Maximum Power Current (Ipm)	5.70A	5.65A
Open Circuit Voltage (Voc)	69.7V	69.8V
Short Circuit Current (Isc)	6.07A	6.03A
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.30%/°C	-0.30%/°C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.174V/°C	-0.174V/°C
Temperature Coefficient (Isc)	1.82mA/°C	1.82mA/°C
NOCT	44.0°C	44.0°C
CEC PTS Rating	305.9W	301.2W
Cell Efficiency	22.09%	21.76%
Module Efficiency	19.7%	19.4%
Watts per Ft. ²	18.3W	18.0W
Maximum System Voltage	600V	600V
Series Fuse Rating	15A	15A
Warranted Tolerance (-/+)	+10%/-0%*	+10%/-0%*

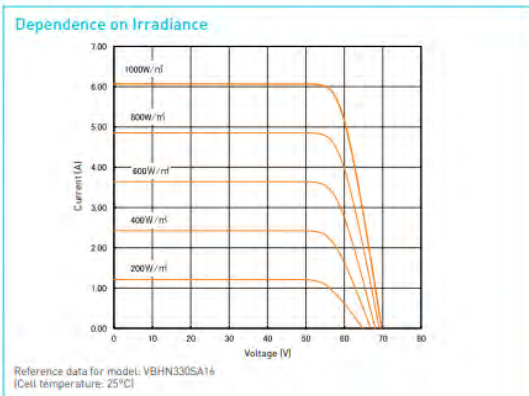
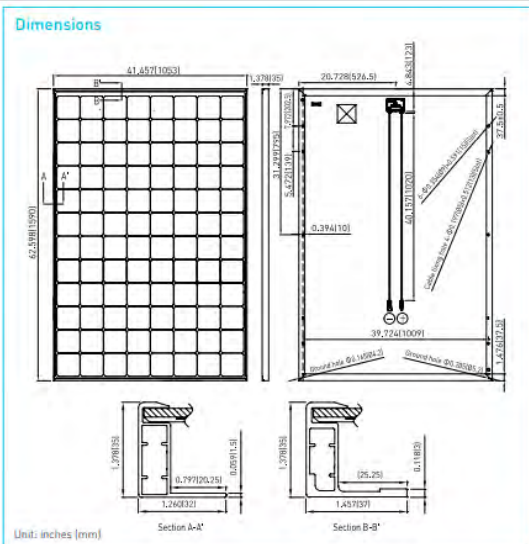
Mechanical Specifications (TENTATIVE)

Model	VBHN330SA16, VBHN325SA16
Internal Bypass Diodes	4 Bypass Diodes
Module Area	18.02 Ft. ² (1.67m ²)
Weight	40.81 Lbs. (18.5kg)
Dimensions LxWxH	62.6x41.5x1.4 in. (1590x1053x35 mm)
Cable Length +Male/-Female	40.2/40.2 in. (1020/1020 mm)
Cable Size / Type	No. 12 AWG / PV Cable
Connector Type ²	Multi-Contact [®] Type IV (MC4 [™])
Static Wind / Snow Load	50 PSF (2400 Pa)
Pallet Dimensions LxWxH	63.7x42.2x5.5 in. (1618x1071x140 mm)
Quantity per Pallet / Pallet Weight	40 pcs. / 1719 Lbs. (780 kg)
Quantity per 40' Container	560 pcs.
Quantity per 20' Container	240 pcs.

Operating Conditions & Safety Ratings (TENTATIVE)

Model	VBHN330SA16, VBHN325SA16
Operating Temperature	-40°F to 185°F (-40°C to 85°C)
Hail Safety Impact Velocity	1" hailstone (25mm) at 52 mph (23m/s)
Safety & Rating Certifications	UL 1703, cUL, CEC
UL 1703 Fire Classification	Type 2
Limited Warranty	15 Years Workmanship, 25 Years Power Output

Note: Standard Test Conditions: Air mass 1.5; irradiance = 1000W/m²; cell temp. 25°C
 *Maximum power at delivery. For guarantee conditions, please check our guarantee document.

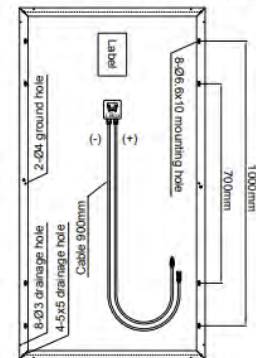


CAUTION! Please read the installation manual carefully before using the products.
 Used electrical and electronic products must not be mixed with general household waste. For proper treatment, recovery and recycling of old products, please take them to applicable collection points in accordance with your national legislation.

ANEXO C: Hoja de datos del módulo fotovoltaico de modelo VBHN330SA16

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**

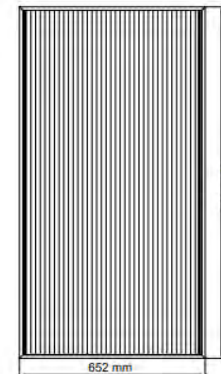
*Power performance at STC (STC: 1000W/m², 25°C/77°F, AM 1.5)**

Module Models	CdF-	1000A1	1050A1	1100A1	1150A1	1200A1
Nominal power	P _{MPP} [W]	100	105	110	115	120
Power tolerance	[W]	+5/-0	+5/-0	+5/-0	+5/-0	+5/-0
Open circuit voltage	V _{OC} [V]	73.0	73.2	73.4	77.2	78.3
Short circuit current	I _{SC} [A]	2.10	2.10	2.10	2.07	2.08
Voltage at P _{MPP}	V _{MPP} [V]	54.6	55.7	56.9	59.3	61.2
Current at P _{MPP}	I _{MPP} [A]	1.83	1.88	1.93	1.94	1.96
Module efficiency	[%]	≥ 12.4	≥ 13.1	≥ 13.7	≥ 14.3	≥ 14.9

*Power performance at NOCT (NOCT: 800W/m², 20°C/68°F, AM1.5)**

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

*All STC characteristics are measured after pre-treatment of 43kWh/m² light soaking.
Measurement uncertainty: (P_{MPP}: +5%/-3% ; I_{SC}, V_{OC}, I_{MPP}, V_{MPP}: ±10%)

**Temperature coefficients**

NOCT	TC I _{SC} (α)	TC V _{OC} (β)	TC P _{MPP} (δ)
46°C	+0.01%/°C	-0.31%/°C	-0.23%/°C

Properties for solar system construction design

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

ANEXO D: Resultados preliminares para plantear valores razonables de medición en la locación de estudio.

En el interés de plantear límites razonables para la zona de estudio de acuerdo con la norma IEC-61724, los valores máximos y mínimos diarios para las mediciones de irradiancia en el plano, temperatura de panel, velocidad de viento y potencia AC fueron exportados. Estos valores luego fueron graficados en un histograma para determinar valores extremos que justifiquen el uso de los límites razonables planteados en la Tabla 2-9. La Fig. D-0-1 muestra el histograma para valores de irradiancia, registrados por dos años. Se puede observar que, para 713 días considerados, solo 4 días tienen puntos que superan los 1300 W/m^2 . Esta cuenta representa menos del 1% del total de días. Este valor se encuentra dentro de dos sugerencias planteadas por la Tabla 2-9. De considerar el límite máximo planteado por Lindig et al. [20] ($<1200 \text{ W/m}^2$), 10.52% de los días tendrían puntos a ser modificados. Por otro lado, considerar el límite máximo sugerido por la norma ($<1500 \text{ W/m}^2$) ningún valor sería filtrado dentro de las mediciones. Esto implicaría mantener puntos errados como el mostrado en la Fig. 2-9.

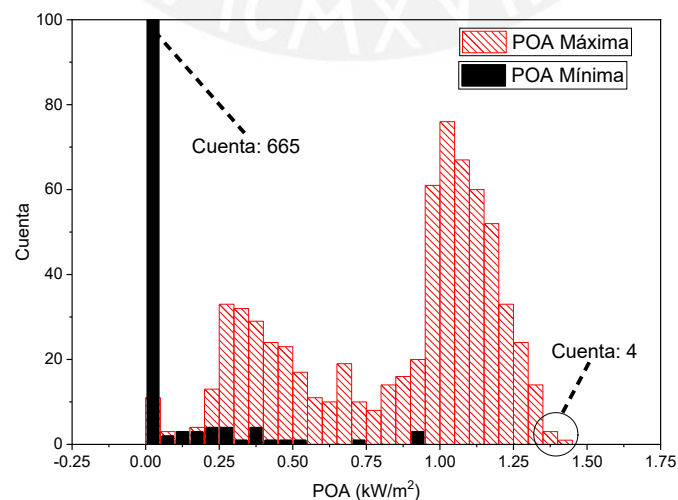


Fig. D-0-1: Irradiancias máximas y mínimas registradas para 2 años de registro.

Para el caso de mediciones de velocidad de viento, los límites sugeridos por la norma IEC son innecesariamente altos para la ciudad de Lima. Durante los dos años de registro, la velocidad no supera los 20 m/s, mientras que el límite máximo sugerido como rango razonable es de 32 m/s. Esto se puede observar en la Fig. D-0-2.

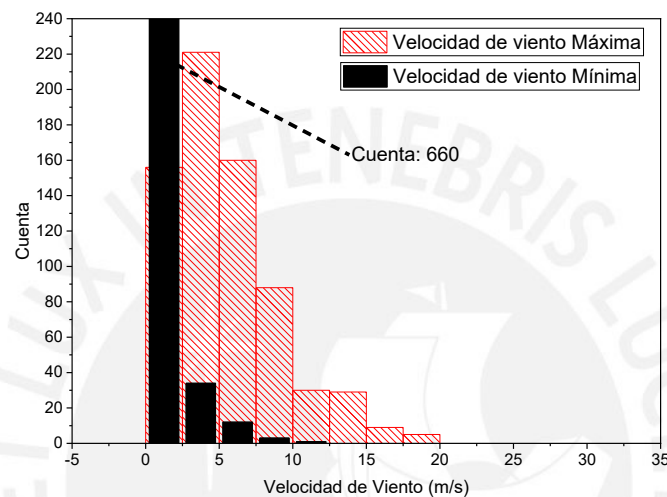


Fig. D-0-2: Valores de velocidad de viento máximos y mínimos registrados para 2 años de registro.

La Fig. D-0-3 muestra los valores máximos y mínimos para el valor de la relación entre potencia AC y potencia nominal del inversor. Se puede observar que durante dos años de medición no se encuentran mediciones negativas, de forma que la recomendación presente en la la Tabla 2-9 que sugiere considerar valores a partir de -0.01 veces la relación de potencias mencionada no debería ser tomada en consideración.

Por otro lado, tanto la instalación de tecnología PERC como la instalación de tecnología HIT concuerdan adecuadamente con la recomendación de valores máximos. Ambas gráficas muestran que se registran valores de relación de potencia que llegan hasta 1.02 veces dicha relación. Para el caso de la tecnología CIGS, implementar este límite afectaría menos del 1% de los días registrados, de forma que se mantiene como un valor razonable.

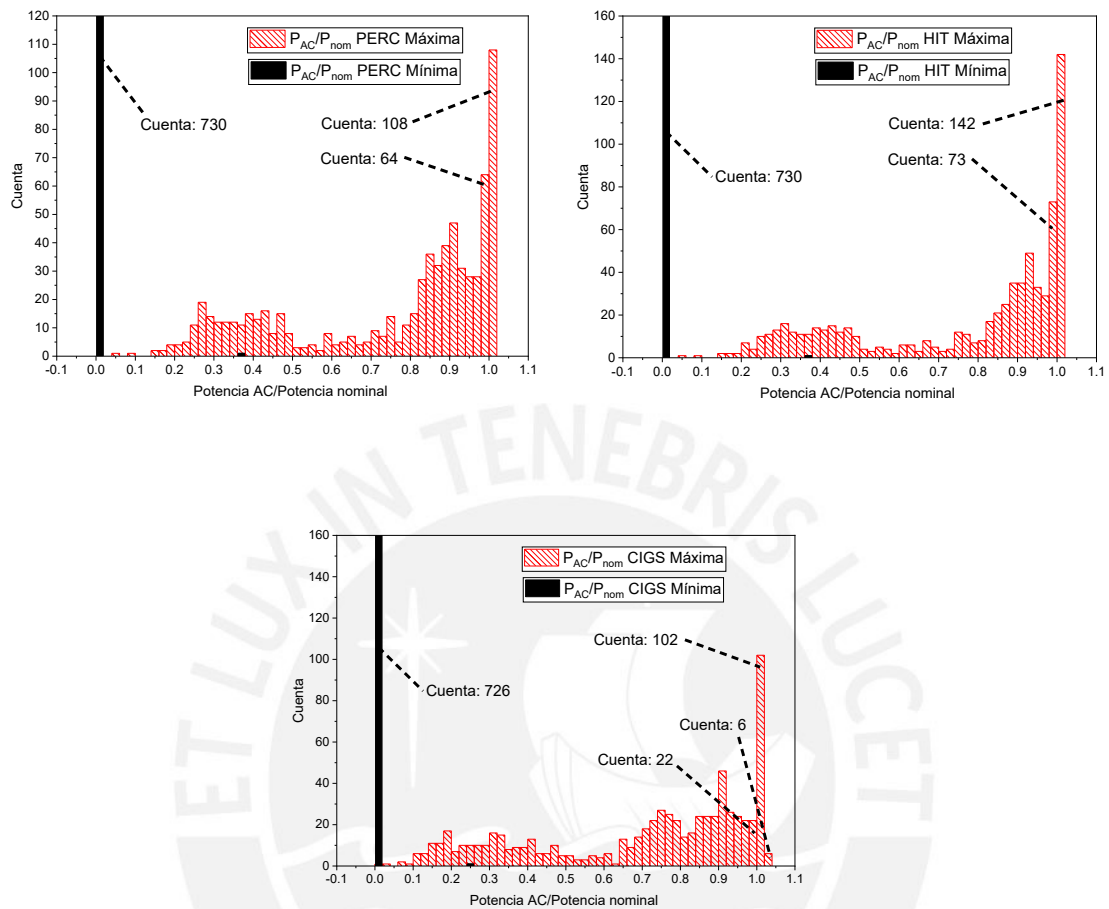


Fig. D-0-3: Relaciones de potencia medida con respecto a nominal máximas y mínimas para 2 años de registro. Tecnología PERC (superior izquierda), tecnología HIT (superior derecha) y tecnología CIGS (inferior).

Para el caso del rango de temperatura razonable, las recomendaciones fueron realizadas tomando cuentas en zonas significativamente más frías que la ciudad de Lima. Para un registro realizado durante un año, los valores mínimos en ninguna de las instalaciones bajan de 10 °C, como se ve en la Fig. D-0-4. En la la Tabla 2-9 se muestra que el rango de operación razonable considera valores mayores a -30 °C, que no es un rango razonable para la ciudad de Lima. En el caso del límite superior sugerido, se escogió mantener el valor límite de 50 °C. En gráfica de la instalación de tecnología HIT se puede notar que 50 °C es un valor alcanzable, pero en pocas ocasiones. De ser necesaria una modificación a la recomendación, valdría la pena reducir el valor límite a 45 °C.

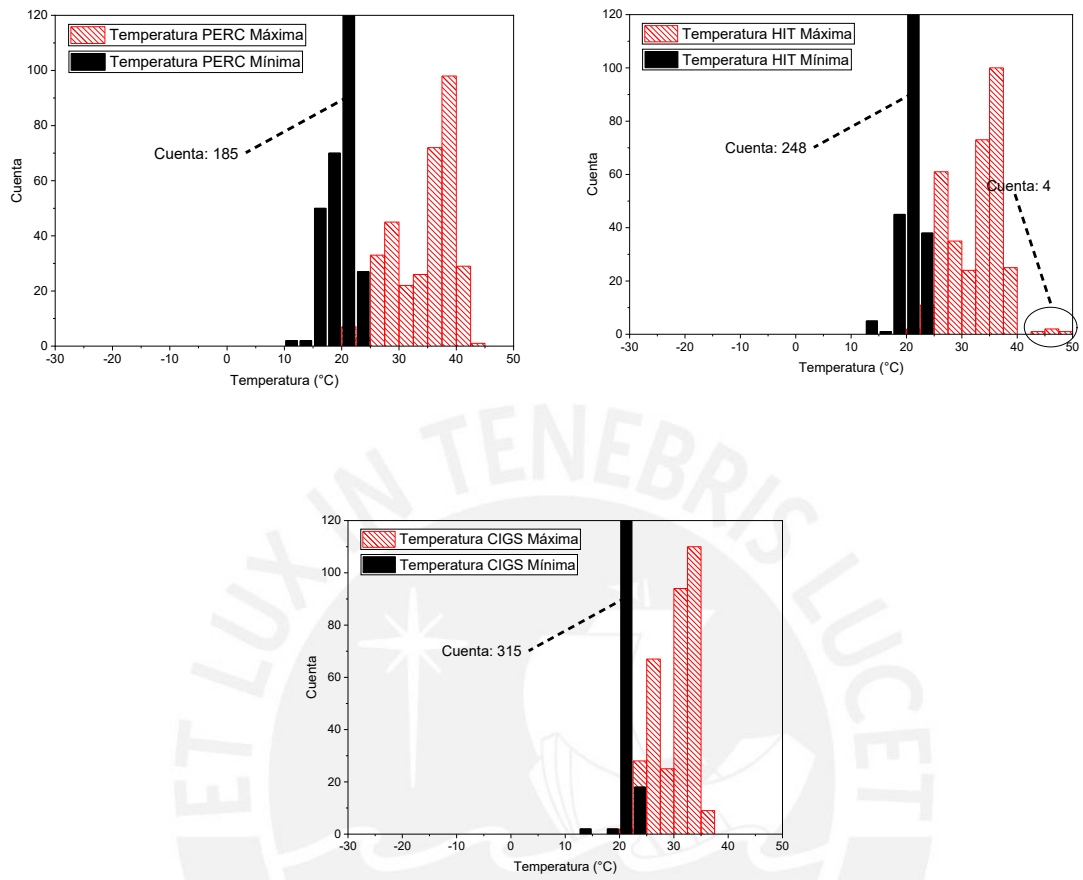


Fig. D-0-4: Temperaturas de módulo máximas y mínimas para 2 años de registro. Tecnología PERC (superior izquierda), tecnología HIT (superior derecha) y tecnología CIGS (inferior).

ANEXO E: Selección de rango aceptable de diferencia para detección de sombras

En la Fig. F-0-1 se muestra un histograma de la diferencia relativa entre la potencia generada por el sistema y la potencia estimada por regresión lineal para es día en particular. Se puede observar en la gráfica que la instalación de tecnología CIGS es la que tienen una menor dispersión en la distribución. Esto se comprueba al calcular la distribución estándar. Esto sucede porque la instalación de tecnología CIGS es la más alejada del árbol que se detecto era la fuente de la presencia de sombras. Seguido de dicha instalación, la instalación de tecnología PERC fue la más cercana a la fuente de sombras y finalmente, la instalación de tecnología HIT estaba ubicada lo suficientemente cerca como para verse afectada en días soleados. Esto también se refleja en la distribución estándar de los valores.

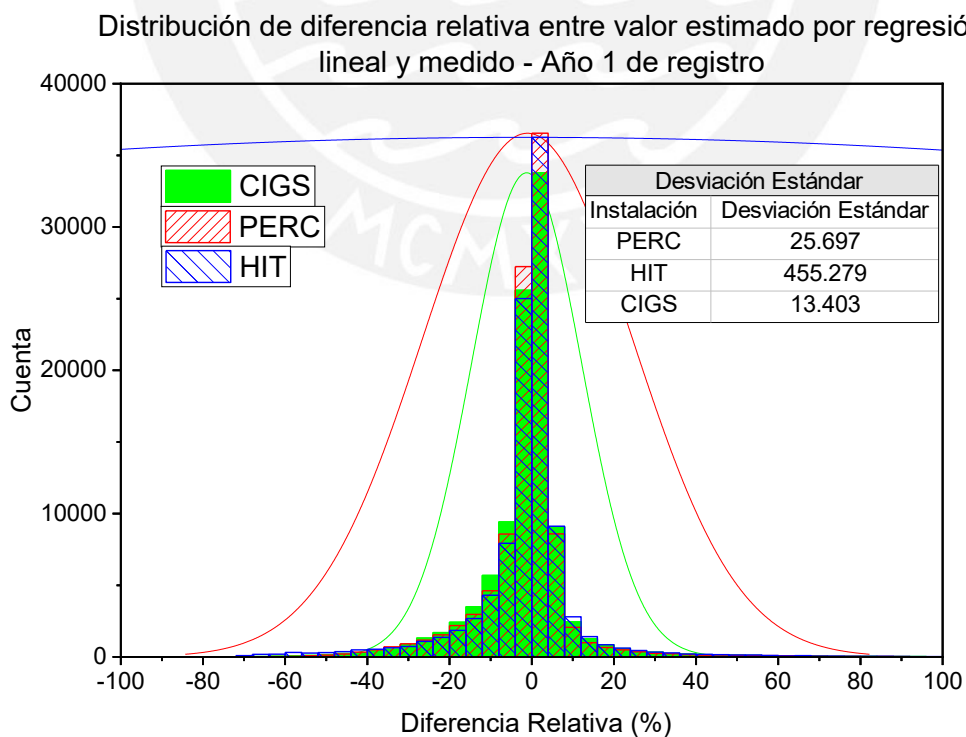


Fig. F-0-1: Histograma de diferencia relativa. Año 1 de registro.

Tomando en cuenta los resultados mostrados en la Fig. F-0-1, se tomó la decisión de usar un umbral de diferencia relativa que no afecte significativamente los valores de la instalación de tecnología CIGS, que afecte ligeramente a la instalación de tecnología PERC y detecte claramente puntos afectados en la instalación de tecnología HIT. Para esto se seleccionó el valor de 20%. Los resultados de esta selección se muestran en el capítulo III.

En la Fig. F-0-2 se muestra la distribución para las tecnologías PERC y HIT el segundo año de registro. Para este rango de días, la fuente de sombras ha sido retirada. Esto se puede evidenciar en la significativa reducción de la desviación estándar del histograma.

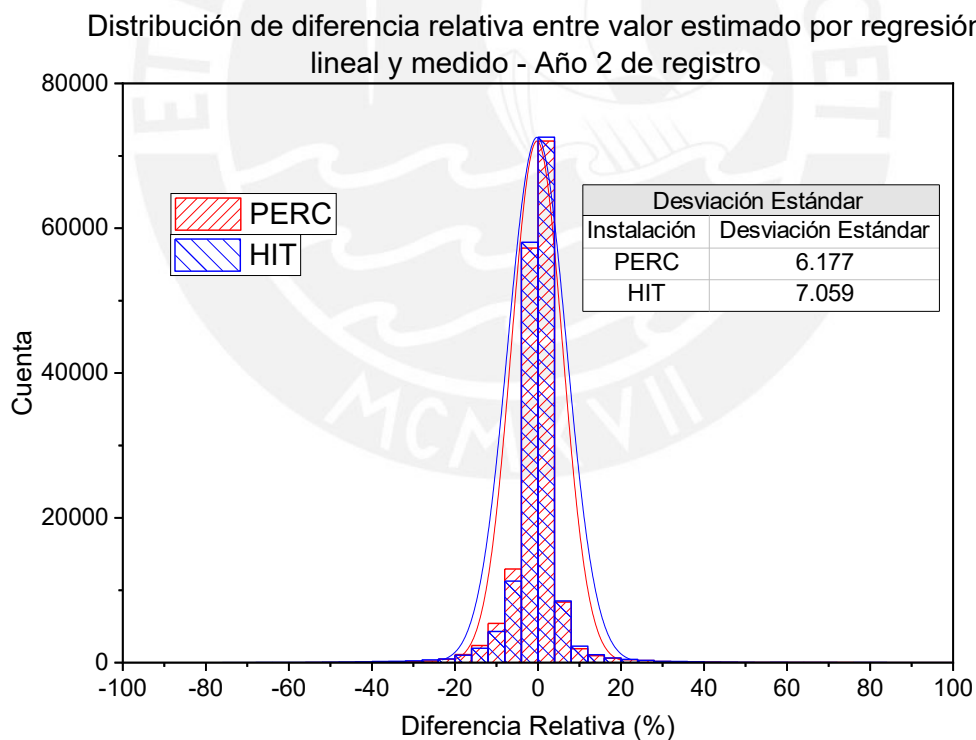


Fig. F-0-2: Histograma de diferencia relativa. Año 2 de registro.

ANEXO F: Cálculo del valor de Voltaje Térmico

El modelo eléctrico convencionalmente aceptado de una celda solar consiste en una fuente de corriente, un diodo conectado en paralelo y un conjunto de resistencia en serie y en paralelo antes de llegar a la carga. La corriente que no llega a la carga y es consumida por el diodo depende la constante de boltzman, la temperatura de la celda y la carga de un electrón. Por otro lado, un módulo solar consiste en una serie de celdas solares conectadas en serie, para incrementar el voltaje total del módulo. Tomando esta configuración en consideración, el número de celdas también pasa a ser un factor relevante en el cálculo de la corriente que fluye a través del diodo. La combinación de estos cuatro factores es resumida convencionalmente al cálculo del voltaje térmico (V_t).

$$V_t = N_C \frac{k_{\text{boltz}}(T_m + 273.15)}{q} \quad (\text{F1})$$

donde:

N_C : Número de celdas solares conectadas en paralelo en el módulo a evaluar.

k_{boltz} : Constante de Boltzman (1.38×10^{-23} J/K).

q : Carga del electrón (1.6×10^{-19} A.s).

T_m : Temperatura del módulo fotovoltaico ($^{\circ}\text{C}$).

ANEXO G: Cálculo de resistencia en serie en condiciones estándar

Siddique et al [56] presenta un método para extraer parámetros de un módulo fotovoltaico basándose en datos proporcionados por el fabricante. Esto se puede lograr en base a distintos modelos matemáticos presentados en el trabajo referenciado. El modelo utilizado para este procedimiento es el de un diodo, considerando una resistencia en paralelo de valor infinito. Para el caso particular de la resistencia en serie (R_S), el método está basado en un proceso iterativo que permita obtener el valor aproximado. El método se basa principalmente en el hecho de que la resistencia en serie se debe encontrar entre dos puntos. El valor mínimo para considerar es cero. Este valor representa una condición ideal en la que no hay pérdidas por dicha resistencia. Por otro lado, para conseguir el valor máximo que podría tener la resistencia en serie, se considera que toda la pérdida de voltaje que ocurre en el módulo es causa de dicha resistencia. Bajo este concepto, se puede calcular la resistencia en serie máxima usando la ecuación (G1)

$$R_{S,max} = \frac{V_{OC} - V_{MPP}}{I_{MPP}} \quad (G1)$$

donde:

V_{OC} : Voltaje de circuito abierto entregado por el fabricante (V).

V_{MPP} : Voltaje en punto máximo de operación proporcionado por el fabricante (V).

I_{MPP} : Corriente en punto máximo de operación proporcionada por el fabricante (A).

Adicionalmente, el método requiere el cálculo de un valor definido como factor de idealidad. Este valor se encuentra entre uno y dos. Para obtener el valor de potencia máxima se debe considerar que la gráfica de potencia y voltaje llega a su pico en el punto de máxima potencia. Matemáticamente, esto significa que para el punto MPP, la derivada de la potencia en función a la corriente es igual a cero. Aplicando esta condición a la ecuación general del modelo electrónico de un diodo del panel solar, entrega una ecuación

en función de los datos entregados por el fabricante, el valor de R_S y el valor del factor de idealidad. Para hallar estos dos valores, se procede a realizar un proceso iterativo hasta alcanzar los valores que aseguren que el valor de la pendiente en el punto de máxima potencia sea igual a cero.



ANEXO H: Resultados de condiciones filtrado de información.

Tabla H-1: Efecto en el rendimiento referencial en función del filtro seleccionado.

Mes	Rendimiento referencial (Y_r) (kWh/kW)					
	Sin filtro	IEC-61724-2	IEC-61724-3	Lindig	Cielo claro	Propuesta
Feb-20	-	-	-	-	-	-
Mar-20	-	-	-	-	-	-
Abr-20	-1171.15	108.34	177.59	178.05	171.66	177.65
May-20	95.04	64.88	119.69	118.22	89.98	119.78
Jun-20	68.41	20.72	68.45	67.04	23.05	68.58
Jul-20	53.92	9.52	53.94	52.63	13.27	54.04
Ago-20	63.14	22.39	63.23	62.06	26.72	63.31
Set-20	42.03	25.03	42.39	41.99	30.53	42.42
Oct-20	113.12	57.21	113.14	112.03	83.66	113.31
Nov-20	55.91	28.16	57.01	56.54	35.44	57.04
Dic-20	-	-	-	-	-	-
Ene-21	144.81	95.51	144.86	143.96	129.50	145.01
Feb-21	168.52	107.54	168.53	167.57	160.32	168.52
Mar-21	209.74	162.65	209.77	208.79	200.38	209.78
Abr-21	171.86	115.36	171.89	170.87	157.12	171.91
May-21	94.77	38.51	94.77	93.31	60.48	94.81
Jun-21	46.39	9.01	46.39	44.84	9.61	46.42
Jul-21	26.70	4.98	26.70	25.73	5.08	26.71
Ago-21	71.37	9.76	71.37	69.75	17.06	71.41
Set-21	81.41	21.40	81.41	79.89	25.50	81.43
Oct-21	36.29	15.65	36.29	35.89	21.59	36.31
Nov-21	87.44	46.76	87.42	86.56	45.95	87.44
Dic-21	88.55	44.82	88.54	87.81	71.75	88.53
Ene-22	184.44	122.96	184.44	183.24	94.89	184.38

Tabla H-2: Efecto en la velocidad de viento promedio, en función del filtro seleccionado.

Mes	Velocidad de viento promedio (m/s)			
	Sin filtro	IEC-61724-2	IEC-61724-3	Propuesta
Feb-20	4.31	4.55	4.55	4.54
Mar-20	4.03	4.22	4.22	4.22
Abr-20	3.66	3.88	3.88	3.88
May-20	3.27	3.52	3.52	3.52
Jun-20	2.96	3.23	3.23	3.23
Jul-20	2.94	3.21	3.21	3.21
Ago-20	3.24	3.46	3.46	3.46
Set-20	3.59	3.79	3.79	3.79
Oct-20	3.72	3.92	3.92	3.92
Nov-20	3.87	4.07	4.07	4.07
Dic-20	3.95	4.14	4.14	4.14
Ene-21	3.90	4.09	4.09	4.09
Feb-21	3.67	3.90	3.90	3.90
Mar-21	3.82	4.01	4.01	4.01
Abr-21	3.57	3.78	3.78	3.78
May-21	2.89	3.17	3.17	3.17
Jun-21	2.93	3.19	3.19	3.19
Jul-21	3.24	3.49	3.49	3.49
Ago-21	3.43	3.64	3.64	3.64
Set-21	-3.53	3.48	3.48	3.48
Oct-21	3.64	3.81	3.81	3.81
Nov-21	3.63	3.81	3.81	3.81
Dic-21	1.91	2.11	2.11	2.11
Ene-22	4.67	4.82	4.82	4.82

Tabla H-3: Efecto en el rendimiento final de la instalación de tecnología PERC, en función del filtro seleccionado.

Mes	Rendimiento final. Instalación de tecnología PERC (Y_f) (kWh/kW _P)					
	Sin filtro	IEC-61724-2	IEC-61724-3	Lindig	Cielo claro	Propuesta
Feb-20	84.59	84.93	84.59	84.59	84.59	84.59
Mar-20	145.25	146.07	145.25	145.25	145.25	145.25
Abr-20	147.31	147.26	147.31	147.31	147.31	147.31
May-20	100.78	100.88	100.78	100.78	100.78	100.78
Jun-20	56.63	56.49	56.63	56.63	56.63	56.63
Jul-20	50.93	50.94	50.93	50.93	50.93	50.93
Ago-20	67.53	67.63	67.53	67.53	67.53	67.53
Set-20	74.38	74.29	74.38	74.38	74.38	74.38
Oct-20	101.07	101.26	101.07	101.07	101.07	101.07
Nov-20	111.08	111.15	111.08	111.08	111.08	111.08
Dic-20	99.80	99.49	99.80	99.80	99.80	99.80
Ene-21	130.19	130.35	130.19	130.19	130.19	130.19
Feb-21	131.20	131.09	131.20	131.20	131.20	131.20
Mar-21	140.85	141.58	140.85	140.85	140.85	140.85
Abr-21	121.85	122.30	121.85	121.85	121.85	121.85
May-21	76.66	76.56	76.66	76.66	76.66	76.66
Jun-21	42.85	42.77	42.85	42.85	42.85	42.85
Jul-21	43.07	43.01	43.07	43.07	43.07	43.07
Ago-21	60.66	60.47	60.66	60.66	60.66	60.66
Set-21	45.83	45.75	45.83	45.83	45.83	45.83
Oct-21	38.41	38.19	38.41	38.41	38.41	38.41
Nov-21	92.84	92.79	92.84	92.84	92.84	92.84
Dic-21	54.82	54.87	54.82	54.82	54.82	54.82
Ene-22	124.59	124.71	124.59	124.59	124.59	124.59

Tabla H-5: Efecto en el rendimiento final de la instalación de tecnología CIGS, en función del filtro seleccionado.

Mes	Rendimiento final. Instalación de tecnología CIGS (Y_f) (kWh/kW _P)					
	Sin filtro	IEC-61724-2	IEC-61724-3	Lindig	Cielo claro	Propuesta
Feb-20	85.97	86.46	85.97	85.97	85.97	85.97
Mar-20	150.08	150.94	150.08	150.08	150.08	150.08
Abr-20	153.28	153.17	153.28	153.28	153.28	153.28
May-20	104.01	103.93	104.01	104.01	104.01	104.01
Jun-20	56.27	56.08	56.27	56.27	56.27	56.27
Jul-20	50.32	50.38	50.32	50.32	50.32	50.32
Ago-20	66.94	67.52	66.94	66.94	66.94	66.94
Set-20	78.30	78.19	78.30	78.30	78.30	78.30
Oct-20	104.97	105.22	104.97	104.97	104.97	104.97
Nov-20	110.98	111.05	110.98	110.98	110.98	110.98
Dic-20	96.93	96.68	96.93	96.93	96.93	96.93
Ene-21	126.35	126.58	126.35	126.35	126.35	126.35
Feb-21	106.88	107.16	106.88	106.88	106.88	106.88
Mar-21	120.34	121.15	120.34	120.34	120.34	120.34
Abr-21	105.00	105.68	105.00	105.00	105.00	105.00
May-21	54.50	54.55	54.50	54.50	54.50	54.50
Jun-21	25.86	25.70	25.86	25.86	25.86	25.86
Jul-21	24.90	24.81	24.90	24.90	24.90	24.90
Ago-21	38.80	38.66	38.80	38.80	38.80	38.80
Set-21	29.50	29.41	29.50	29.50	29.50	29.50
Oct-21	29.07	29.09	29.07	29.07	29.07	29.07
Nov-21	65.63	65.48	65.63	65.63	65.63	65.63
Dic-21	41.20	41.34	41.20	41.20	41.20	41.20
Ene-22	97.64	97.45	97.64	97.64	97.64	97.64

Tabla H-6: Efecto en temperatura de modulo promedio, en función del filtro seleccionado.

Mes	Temperatura de módulo promedio (°C)											
	PERC				HIT				CIGS			
	Sin filtro	IEC-2	IEC-3	Prop.	Sin filtro	IEC-2	IEC-3	Prop.	Sin filtro	IEC-2	IEC-3	Prop.
Feb-20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mar-20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Abr-20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
May-20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jun-20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jul-20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ago-20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Set-20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Oct-20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nov-20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dic-20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ene-21	30.02	30.06	30.06	30.06	30.77	30.82	30.82	30.82	26.72	26.84	26.84	26.84
Feb-21	30.86	30.89	30.89	30.89	31.67	31.73	31.73	31.73	27.27	27.40	27.40	27.40
Mar-21	31.39	31.42	31.42	31.42	32.39	32.43	32.43	32.43	27.59	27.74	27.74	27.74
Abr-21	28.99	29.03	29.03	29.03	29.76	29.83	29.83	29.83	26.13	26.23	26.23	26.23
May-21	25.67	25.69	25.69	25.69	26.01	26.06	26.06	26.06	23.94	23.99	23.99	23.99
Jun-21	24.26	24.28	24.28	24.28	24.38	24.37	24.37	24.39	23.05	23.06	23.06	23.06
Jul-21	23.17	23.62	23.62	23.62	32.30	23.58	23.58	23.58	22.57	22.61	22.61	22.61
Ago-21	24.21	23.53	23.53	23.53	24.35	24.47	24.47	24.47	23.04	23.10	23.10	23.10
Set-21	23.87	23.87	23.87	23.87	24.50	24.59	24.59	24.59	23.12	23.20	23.20	23.20
Oct-21	25.59	25.58	25.58	25.58	26.45	26.55	26.55	26.55	24.30	24.38	24.38	24.38
Nov-21	25.74	25.72	25.72	25.72	27.12	27.20	27.20	27.20	24.68	24.73	24.73	24.73
Dic-21	27.67	27.67	27.67	27.67	29.32	29.38	29.38	29.38	25.92	25.99	25.99	25.99
Ene-22	29.83	29.85	29.85	29.85	31.68	31.71	31.71	31.71	27.45	27.56	27.56	27.56

ANEXO I: Resultados de filtrar por presencia de sombras.

Tabla I-1: Efecto en temperatura de modulo promedio, en función del filtro seleccionado.

Mes	Efecto del algoritmo de detección de sombras					
	PERC		HIT		CIGS	
	Energía (Wh)	Puntos detectados (%)	Energía (Wh)	Puntos detectados (%)	Energía (Wh)	Puntos detectados (%)
Feb-20	1625.09	9.85	1791.95	7.71	1975.53	7.00
Mar-20	1604.18	7.39	1455.92	4.68	1282.48	2.47
Abr-20	2478.39	6.47	7415.85	11.97	1922.81	3.19
May-20	4368.99	8.94	5842.72	12.29	3727.01	7.48
Jun-20	627.86	1.38	709.44	1.90	226.42	0.25
Jul-20	512.32	1.46	535.02	2.65	426.93	1.23
Ago-20	261.41	2.32	273.97	1.30	215.80	0.23
Set-20	683.35	7.96	862.93	3.32	776.33	1.03
Oct-20	2296.15	4.46	2610.48	6.25	2285.74	2.96
Nov-20	1144.23	7.05	1590.26	4.13	1108.47	1.64
Dic-20	443.15	5.98	442.27	1.35	455.60	0.39
Ene-21	2738.24	2.48	2939.00	2.62	1595.91	1.39
Feb-21	7.10	0.66	30.03	3.21	8.38	0.37
Mar-21	2.42	0.13	7.83	0.80	4.06	0.24
Abr-21	4.54	0.11	10.31	1.50	8.10	0.43
May-21	6.71	0.51	8.38	1.54	7.69	0.46
Jun-21	4.56	0.59	8.03	1.04	17.94	1.18
Jul-21	1.59	3.06	2.49	1.26	0.00	0.00
Ago-21	5.60	0.21	5.98	1.40	1.25	0.03
Set-21	7.89	0.24	8.60	1.34	9.53	0.44
Oct-21	33.79	5.56	37.21	4.07	45.30	1.95
Nov-21	9.19	1.63	11.74	1.40	11.91	0.64
Dic-21	5.21	1.49	13.16	1.94	11.15	0.49
Ene-22	9.88	0.51	14.64	1.03	19.77	0.93

ANEXO J: Evaluación estadística de modelo de Ross

Para mejorar la exactitud del modelo de Ross se revisó el comportamiento de la regresión lineal para retirar puntos con error aleatorio. Para esto, se calcularon los residuales estándar. Este cálculo se obtiene tomando el residual para cada uno de los 14000 puntos registrados, restándolo al promedio de los residuales, y finalmente dividiéndolo entre la desviación estándar de los residuales. En la Fig. J-0-1 (izquierda) se muestra la distribución de los residuales estándar. Se puede ver que el 94,61% de los puntos se encuentran entre los valores de -2 y 2, de forma que este valor se escoge como umbral para determinar valores aislados.

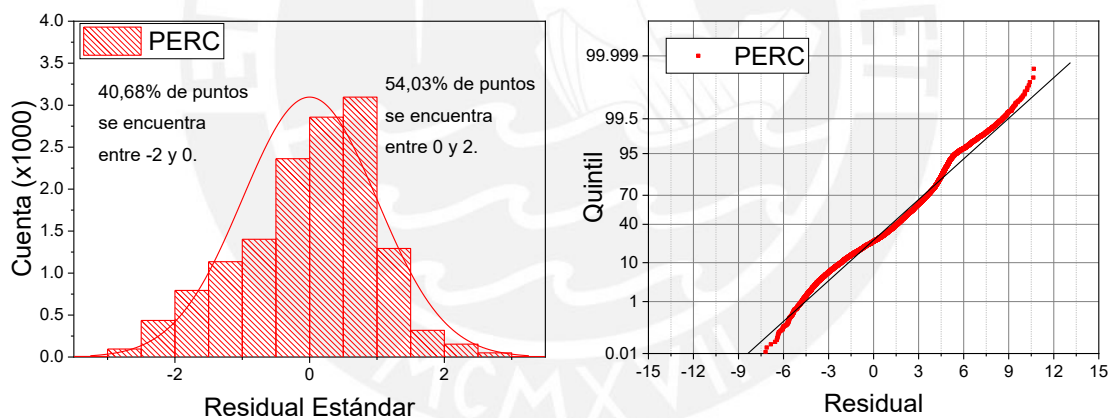


Fig. J-0-1: Histograma de residual estándar (izquierda) y diagrama quintil - quintil (derecha) de regresión lineal requerida para implementar el modelo de Ross para estimación de temperatura. Caso de instalación de tecnología PERC.

El mismo proceso se realizó para la instalación de tecnología HIT y se obtuvieron las gráficas mostradas en la Fig. J-0-2. El mismo umbral considerado para el caso de la tecnología PERC es relevante para esta tecnología, ya que el 96,26% de los puntos registrados se encuentran entre los límites de residual estándar mencionados. Vale la pena resaltar la diferencia entre el diagrama quintil-quintil (Q-Q) de la tecnología HIT y el de la tecnología PERC. Para el caso de tecnología PERC, se mantiene una linealidad entre

el quintil y el residual obtenido. Para el caso de la tecnología HIT, esta linealidad se rompe cuando se llegan a los quintiles superiores, lo que implica que la diferencia entre el valor estimado y medido se encuentran en los valores de temperatura más altos.

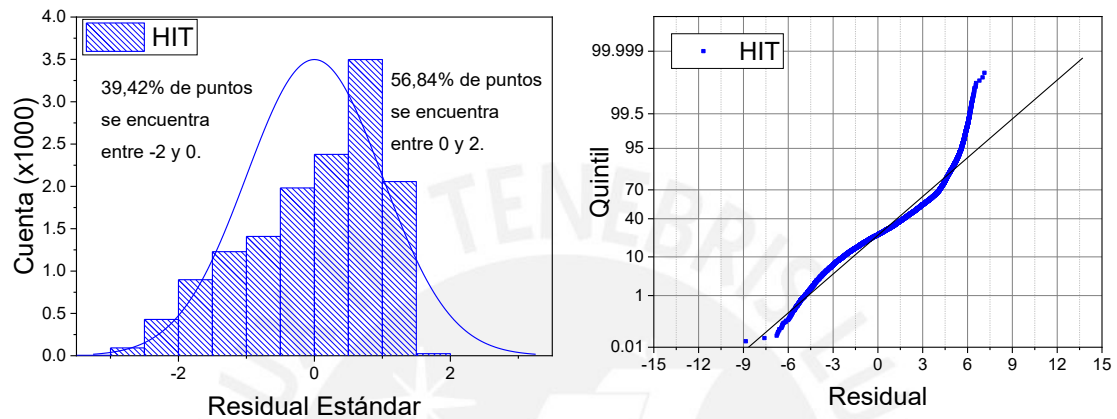


Fig. J-0-2: Histograma de residual estándar (izquierda) y diagrama quintil - quintil (derecha) de regresión lineal requerida para implementar el modelo de Ross para estimación de temperatura. Caso de instalación de tecnología HIT.

Finalmente, en la Fig. J-0-3 se muestra las dos mismas gráficas para el caso de la instalación de tecnología CIGS. Nuevamente, el mantener los valores de residual estándar entre -2 y 2 permite mantener el 97.27% de los valores registrados.

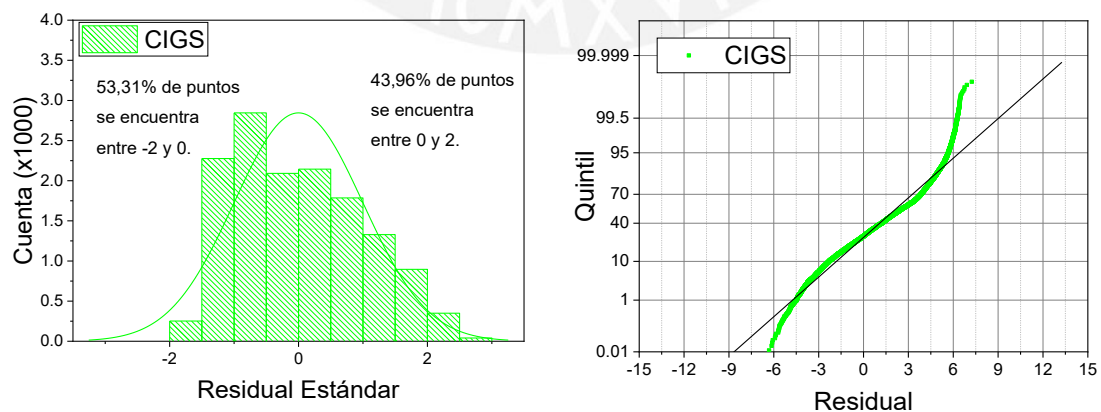


Fig. J-0-3: Histograma de residual estándar (izquierda) y diagrama quintil - quintil (derecha) de regresión lineal requerida para implementar el modelo de Ross para estimación de temperatura. Caso de instalación de tecnología CIGS.

ANEXO K: Evaluación de modelos de estimación de temperatura

Tabla K-1: RMSE y MBE promedios mensuales para cuatro modelos de estimación de temperatura, implementados en 3 tecnologías diferentes.

Instalación de tecnología PERC								
Mes	RMSE Promedio (%)				MBE Promedio (%)			
	IEC	NOCT	Skoplaki	Ross	IEC	NOCT	Skoplaki	Ross
Ene-21	11.01	18.27	6.79	7.70	10.23	-10.93	3.37	2.91
Feb-21	8.99	19.45	5.95	7.02	7.95	-13.41	0.96	0.60
Mar-21	7.68	22.25	6.24	7.48	6.20	-16.80	-1.35	-2.12
Abr-21	13.01	19.61	8.95	9.67	11.99	-11.04	4.27	4.41
May-21	19.03	15.47	14.75	16.54	18.62	3.20	13.22	15.14
Jun-21	21.48	14.89	17.96	20.16	21.31	11.19	17.59	19.71
Jul-21	24.06	15.96	20.19	21.83	23.53	11.44	19.35	20.92
Ago-21	25.58	17.48	21.47	22.83	23.82	9.08	18.87	20.22
Set-21	29.30	18.90	23.84	25.06	27.96	10.01	21.76	22.82
Oct-21	24.98	17.76	18.43	19.03	24.45	1.48	16.86	16.75
Nov-21	17.94	14.15	12.32	12.85	17.22	-1.62	11.12	11.15
Dic-21	7.78	15.62	7.48	8.25	5.98	-8.45	0.23	4.92
Ene-22	8.57	19.19	5.67	7.18	7.26	-13.60	0.48	-0.29
Instalación de tecnología HIT								
Ene-21	13.89	13.10	18.68	-11.53	7.55	6.06	7.57	2.02
Feb-21	11.94	10.91	19.79	-13.98	5.90	3.74	6.97	-0.27
Mar-21	11.01	9.82	22.30	-17.02	5.12	2.01	7.53	-2.66
Abr-21	16.09	15.23	19.74	-11.69	9.40	7.27	9.12	3.37
May-21	20.77	20.40	15.27	2.13	15.78	14.90	15.49	13.84
Jun-21	23.13	22.09	15.19	9.98	19.51	18.35	19.89	18.41
Jul-21	27.50	27.33	16.73	13.07	23.32	23.12	22.98	22.47
Ago-21	31.34	31.19	17.20	13.01	26.15	25.95	24.99	24.49
Set-21	33.08	32.84	17.91	11.72	27.01	26.74	25.29	24.60
Oct-21	29.03	28.68	17.09	1.62	21.38	20.82	18.64	16.69
Nov-21	23.41	23.12	14.96	0.48	17.11	16.70	15.09	13.40
Dic-21	12.93	12.20	15.92	-6.01	9.31	6.11	10.80	7.52
Ene-22	14.73	13.91	18.08	-11.15	7.99	6.71	7.88	2.33
Instalación de tecnología CIGS								
Ene-21	7.63	-2.25	33.82	-25.88	13.13	-8.33	6.80	0.14
Feb-21	8.96	-5.01	35.58	-28.66	15.07	-11.15	7.12	-2.45
Mar-21	10.57	-7.25	38.84	-32.31	17.39	-13.85	8.37	-4.96
Abr-21	10.08	0.18	34.70	-25.77	14.24	-6.72	9.42	3.70
May-21	13.18	9.75	21.92	-8.91	12.97	4.80	15.71	14.25
Jun-21	15.35	14.25	13.66	1.34	13.33	10.78	18.68	18.01
Jul-21	20.56	20.08	14.58	4.44	17.33	16.04	23.94	23.62
Ago-21	24.09	23.31	16.60	4.01	20.12	18.40	27.67	27.18
Set-21	25.41	24.76	18.93	2.55	20.96	19.11	29.15	28.78

Oct-21	19.03	17.69	24.67	-9.70	15.20	10.54	21.82	20.90
Nov-21	13.22	11.80	23.40	-11.06	11.15	6.00	15.57	14.59
Dic-21	9.50	-0.80	27.89	-19.28	13.45	-6.18	9.56	7.18
Ene-22	6.44	-1.04	31.84	-25.10	11.17	-7.28	6.05	0.93



ANEXO L: Evaluación de modelos de estimación de irradiancia

Tabla L-1: RMSE y MBE promedios mensuales para cuatro modelos de estimación de irradiancia en el plano.

Mes	RMSE Promedio (%)				MBE Promedio (%)			
	H&W	Badescu	HDKR	Olmo	H&W	Badescu	HDKR	Olmo
Feb-20	-	-	-	-	-	-	-	-
Mar-20	-	-	-	-	-	-	-	-
Abr-20	16.84	39.59	20.20	13.14	-1.96	28.07	-2.98	10.44
May-20	12.29	74.03	13.37	15.91	6.65	64.53	7.51	12.21
Jun-20	7.99	89.75	8.45	11.71	3.38	78.37	4.63	8.50
Jul-20	6.67	91.19	7.34	10.66	2.99	80.03	4.21	8.17
Ago-20	7.06	74.96	7.62	8.99	0.01	65.37	0.64	6.04
Set-20	16.17	55.22	19.12	6.72	-6.67	41.44	-7.44	4.32
Oct-20	16.93	51.08	20.32	6.56	-7.77	37.66	-8.91	3.37
Nov-20	23.67	38.82	27.31	4.57	-13.89	19.84	-15.15	-3.07
Dic-20	-	-	-	-	-	-	-	-
Ene-21	32.88	35.54	37.61	6.40	-19.16	3.42	-21.17	-4.25
Feb-21	29.33	35.65	34.14	3.99	-15.56	7.85	-17.64	0.52
Mar-21	19.81	38.42	24.07	16.08	-3.54	23.46	-5.71	14.00
Abr-21	16.50	49.78	18.68	19.96	4.08	41.01	2.89	16.54
May-21	7.91	73.04	8.23	11.29	1.71	64.15	2.35	7.98
Jun-21	5.83	89.36	5.45	6.73	0.06	79.52	1.45	4.95
Jul-21	5.50	89.64	4.94	6.24	-0.68	78.22	0.62	3.98
Ago-21	5.94	82.68	5.85	5.65	-1.91	72.72	-0.91	3.02
Set-21	10.04	71.52	11.18	3.93	-4.55	60.72	-4.21	1.75
Oct-21	19.61	50.20	22.45	4.67	-11.96	31.13	-12.91	-0.87
Nov-21	22.06	50.65	24.88	6.12	-12.30	32.50	-12.97	-3.10
Dic-21	26.23	45.14	29.84	6.92	-15.03	20.71	-16.02	-4.74
Ene-22	31.82	40.97	35.83	7.00	-19.61	6.25	-21.29	-5.14

ANEXO M: Evaluación de modelos de estimación de potencia

Tabla M-1: RMSE y MBE promedios mensuales para cuatro modelos de estimación de potencia, implementados en 2 tecnologías diferentes.

Instalación de tecnología PERC								
Mes	RMSE Promedio (%)				MBE Promedio (%)			
	OST	PVUSA	DIAS	AYVA	OST	PVUSA	DIAS	AYVA
Ene-21	22.44	4.98	5.03	45.82	-19.59	0.14	0.72	-39.38
Feb-21	21.40	7.49	7.69	44.68	-19.10	1.55	2.11	-39.23
Mar-21	33.11	12.48	12.08	59.60	-30.16	-11.86	-11.43	-53.61
Abr-21	28.44	14.75	14.75	52.64	-25.39	-7.89	-7.47	-46.33
May-21	19.83	6.41	6.21	39.69	-17.54	-1.14	-0.25	-34.56
Jun-21	21.10	6.94	6.19	39.13	-19.34	-4.91	-3.59	-35.62
Jul-21	18.79	7.71	7.75	36.47	-16.04	-1.65	-0.35	-31.46
Ago-21	16.08	5.19	5.17	32.88	-14.70	-1.31	-0.13	-29.41
Set-21	21.07	6.90	6.14	39.50	-18.79	-5.50	-4.56	-34.61
Oct-21	21.97	6.69	6.34	41.79	-18.96	-3.92	-3.20	-35.88
Nov-21	21.04	3.97	3.79	42.39	-17.83	-1.34	-0.68	-35.23
Dic-21	22.50	5.04	4.77	43.95	-19.79	-2.58	-2.15	-38.17
Ene-22	24.54	5.80	5.51	47.47	-21.83	-3.61	-3.07	-41.61
Instalación de tecnología HIT								
Ene-21	18.08	5.06	5.07	50.14	-16.00	-0.06	0.58	-43.42
Feb-21	17.57	7.56	7.71	49.18	-15.91	0.71	1.32	-43.61
Mar-21	29.29	12.55	12.10	63.32	-26.90	-11.95	-11.47	-57.16
Abr-21	24.90	13.35	13.29	57.61	-22.40	-8.27	-7.82	-50.84
May-21	16.93	6.19	5.82	46.64	-15.04	-2.09	-1.10	-40.83
Jun-21	17.16	7.02	6.29	44.86	-15.77	-4.32	-2.79	-41.07
Jul-21	14.35	7.18	7.43	41.43	-12.24	-1.16	0.42	-36.71
Ago-21	10.96	5.84	6.62	38.55	-10.08	1.73	3.15	-34.42
Set-21	15.99	5.38	4.75	44.74	-14.29	-3.02	-1.86	-39.27
Oct-21	17.13	6.36	6.17	46.59	-14.72	-2.40	-1.56	-40.23
Nov-21	17.43	3.99	3.75	48.95	-14.96	-1.43	-0.67	-41.05
Dic-21	18.66	5.07	4.79	49.66	-16.49	-1.99	-1.53	-43.27
Ene-22	20.33	6.05	5.84	52.34	-18.26	-2.70	-2.02	-46.13