



UNIVERSIDAD DE JAÉN

**CENTRO DE ESTUDIOS AVANZADOS
EN CIENCIAS DE LA TIERRA,
ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA
ELECTRÓNICA Y AUTOMÁTICA**

TESIS DOCTORAL



**ANÁLISIS DEL FUNCIONAMIENTO DE
DISTINTAS TECNOLOGÍAS
FOTOVOLTAICAS EN VARIOS
ENCLAVES DE PERÚ**

**PRESENTADA POR:
IRENE ROMERO FIANCES**

**DIRIGIDA POR:
DR. D. JUAN DE LA CASA HIGUERAS
DR. D. GUSTAVO NOFUENTES GARRIDO**

JAÉN, MARZO 2022



Universidad de Jaén

TESIS DOCTORAL

**ANÁLISIS DEL FUNCIONAMIENTO
DE DISTINTAS TECNOLOGÍAS FOTOVOLTAICAS
EN VARIOS ENCLAVES DE PERÚ**

AUTOR

IRENE ROMERO FIANCES

DIRECTORES

DR. JUAN DE LA CASA HIGUERAS
DR. GUSTAVO NOFUENTES GARRIDO

CENTRO DE ESTUDIOS AVANZADOS EN CIENCIAS DE LA TIERRA,
ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE
GRUPO DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO EN ENERGÍA SOLAR
(IDEA)

JAÉN, MARZO 2022



Universidad de Jaén

TESIS DOCTORAL

ANÁLISIS DEL FUNCIONAMIENTO
DE DISTINTAS TECNOLOGÍAS FOTOVOLTAICAS
EN VARIOS ENCLAVES DE PERÚ

AUTORA

IRENE ROMERO FIANCES

DIRECTORES

DR. JUAN DE LA CASA HIGUERAS
DR. GUSTAVO NOFUENTES GARRIDO

TRIBUNAL

Presidente:

Secretaria:

Vocal:

Suplente:

Suplente:

UNIVERSIDAD DE JAÉN

**CENTRO DE ESTUDIOS AVANZADOS EN CIENCIAS DE LA TIERRA,
ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE**

GRUPO DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO EN ENERGÍA SOLAR (IDEA)

TESIS DOCTORAL

La memoria titulada: “Análisis del funcionamiento de distintas tecnologías fotovoltaicas en varios enclaves de Perú” ha sido desarrollada en el Centro de Estudios Avanzados en Ciencias de la Tierra, Energía y Medio Ambiente (CEACTEMA), y presentada por D^a Irene Romero Fiances, aspirante al título de Doctora en Energías Renovables con Mención Internacional, bajo la dirección del Dr. Juan de la Casa Higuera y el Dr. Gustavo Nofuentes Garrido.

Jaén, marzo 2022

La doctoranda

Fdo. Irene Romero Fiances

Los directores de la Tesis

Fdo. Dr. Juan de la Casa Higuera

Fdo. Dr. Gustavo Nofuentes Garrido

DEDICATORIA

A mis padres
A mi hermano
A mi novio
A mis abuelos
A mis amigos

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, quiero dar las gracias a todas las personas que de alguna forma me han ayudado durante todos estos años a conseguir la realización de la Tesis.

En especial quiero destacar la ayuda y el tiempo que mis directores de Tesis, Gustavo Nofuentes Garrido y Juan de la Casa Higuera, me han dedicado, ya que gracias a ellos he ido obteniendo los aprendizajes y conocimientos necesarios para que este momento haya sido posible.

Adicionalmente, me gustaría transmitir mi gratitud por la ayuda económica concedida por la Escuela de Doctorado de la Universidad de Jaén, a través de su programa de "Ayudas de Movilidad Internacional destinadas a la obtención de la Mención Internacional en el título de doctor" para investigadores en formación.

Gracias a la mencionada ayuda me fue posible realizar una estancia en la Universidad de Chipre, la cual me permitió trabajar con el Grupo de Investigación "FOSS Research Centre for Sustainable Energy", en particular con George E. Georghiou (Director del Grupo), George Makrides y Andreas Livera. El trabajo con estos investigadores me permitió adquirir nuevos conocimientos y aumentar mi formación en el campo de la Ingeniería Fotovoltaica.

De igual forma, estoy agradecida por las competencias que he adquirido trabajando con los investigadores Marios Theristis y Joshua S. Stein, ambos pertenecientes al Laboratorio de "Sandia National Laboratories" de Albuquerque, Nuevo México, Estados Unidos.

Por último, agradezco especialmente a mis padres, a mi hermano, a mi novio, a mi familia y a amigos su constante apoyo en todos los momentos de dificultad.

Muchas gracias a todos

RESUMEN

Existe un vacío de conocimiento sobre el comportamiento de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red (SFCR) y cómo los materiales fotovoltaicos (FV) que integran dichos sistemas se degradan en Perú. En este sentido, la presente Tesis Doctoral se ha enfocado a caracterizar el funcionamiento y a estimar la tasa de degradación anual (R_D) de tecnologías FV, ubicadas en tres enclaves del país andino poseedores de climas diferentes. Los trabajos desarrollados se han ejecutado de modo que los resultados obtenidos puedan ser extrapolables a ubicaciones con latitudes bajas y climas similares.

Se parte de una campaña de medidas –la cual aún sigue en marcha– obtenidas en Jaén (España) y en tres ubicaciones en Perú (Tacna, Lima y Arequipa) durante más de 10 y 6 años, respectivamente. En Jaén se dispone de un sistema de medida de módulos de distintas tecnologías de lámina delgada (LD), a saber: silicio amorfo (a-Si), micromorfo (a-Si/ μ c-Si), telururo de cadmio (CdTe) y diseleniuro de cobre-indio-galio-selenio/azufre (CIGS). En esta ciudad también se dispone de dos SFCR (< 1 kW) de a-si y a-Si/ μ c-Si. En los tres enclaves peruanos hay instalados cuatro SFCR de pequeño tamaño (< 4 kW) que emplean módulos de silicio monocristalino (sc-Si) y policristalino (mc-Si), así como de a-Si/ μ c-Si. A partir de los datos colectados en Perú se va a caracterizar el funcionamiento de dichos sistemas siguiendo el estándar IEC 61724:2017-1. Además se van a determinar los valores de R_D de las tecnologías FV utilizadas en Perú empleando varios métodos descritos en la literatura: Regresión Lineal (LR), Descomposición Clásica de Series (CSD) y técnica Año a Año (YOY). Los resultados obtenidos en Jaén se compararán con aquellos del país andino, esperándose poder generalizar estos últimos para zonas climáticas semejantes a las analizadas. El conocimiento que se espera obtener aumentará la finura en la predicción de la generación de electricidad FV, contribuyendo así a la implantación confiada de estas tecnologías en Perú y en países con climas y recurso solar similares al de dicho país.

En la investigación llevada a cabo en Perú, los resultados muestran que los índices de producción final anuales obtenidos se sitúan entre 1770-1992 kWh/kW, 1505-1540 kWh/kW para Arequipa y Tacna, respectivamente (sc-Si) y 736-833 kWh/kW para Lima (mc-Si) mientras que el índice de producción anual del campo FV alcanzado por la tecnología a-Si/ μ c-Si en esta última ubicación es de 1338 kWh/kW. El factor de rendimiento anual se mantiene en torno a 0,83 para sc-Si en Arequipa y Tacna, mientras que este parámetro oscila entre 0,70 y 0,77 para mc-Si en Lima. En este último emplazamiento, el factor de rendimiento DC anual es de 0,97 para a-Si/ μ c-Si. Al

comparar los resultados obtenidos con otros reportados en la literatura, se aprecia que dos de ellos (Arequipa y Tacna) se sitúan en torno a la media, y los de Lima presentan resultados más pobres en cuanto a la tecnología mc-Si se refiere, y no así para la basada en a-Si/ μ c-Si, cuyo valor de este parámetro supera muchos de los resultados encontrados en la literatura.

Los resultados relativos al declive de potencia obtenidos en Jaén arrojan un valor de R_D de alrededor del 1,4%/año para los campos FV de a-Si y a-Si/ μ c-Si, así como para el módulo FV de a-Si. El módulo FV de a-Si/ μ c-Si exhibe un descenso de potencia de alrededor del 0,6 %/año y ocurre de forma similar con el módulo FV de CdTe. Cabe destacar que, tras la campaña experimental considerada, el rendimiento del módulo FV de CIGS mejora a razón de un 0,9 %/año.

En cuanto a la estimación del valor del parámetro anterior para dos tecnologías de módulos FV (mc-Si y a-Si/ μ c-Si) en el Perú, se ha de comentar que esta se llevó a cabo en Lima, ciudad afectada por un clima desértico cálido. Para ello, se aplicaron tres métodos estadísticos (LR, CSD y YOY) a las series temporales del factor de rendimiento DC en condiciones estándares de medida ($PR_{DC,STC}$) de los dos sistemas analizados. Como resultado, mediante LR se obtuvo un valor de R_D de $6,81 \pm 0,77$ y $0,84 \pm 0,84$ %/año para los SFCR de mc-Si y a-Si/ μ c-Si, respectivamente; mientras que a través de CSD se obtuvieron unos valores de $6,88 \pm 0,31$ y $0,96 \pm 0,21$ %/año, para los referidos sistemas, respectivamente. Finalmente, también se analizaron estos dos sistemas mediante la técnica YOY de modo que se obtuvieron unos valores de R_D de $7,13 \pm 0,87$ para mc-Si y $0,86 \pm 0,55$ %/año para a-Si/ μ c-Si. Se puede concluir que el SFCR de a-Si/ μ c-Si mostró un valor de R_D similar a los disponibles en la literatura científica, mientras que el SFCR de mc-Si presentó un valor de dicho parámetro anormalmente alto, en relación con los reportados en otras investigaciones. Dicho rápido declive de la potencia del generador fotovoltaico de mc-Si habla a favor de la existencia de fenómenos de degradación prematuros sufridos por los módulos empleados de este material.

A la vista de los resultados resumidos más arriba, los módulos fotovoltaicos sc-Si y, presumiblemente, mc-Si se comportan muy bien en climas desérticos como el de Arequipa y Tacna. Sin embargo, las tecnologías mc-Si y, presumiblemente, sc-Si experimentan notables pérdidas por temperatura y a bajas irradiancias en Lima, una ciudad en la que su recurso solar se colecta a bajos niveles de iluminación durante varios meses al año. En cambio, los módulos fotovoltaicos a-Si/ μ c-Si parecen operar mucho mejor en este enclave gracias a que están menos influenciados por la temperatura y los bajos niveles de luz. Tampoco se debe olvidar que el espectro solar limeño, desplazado a longitudes de onda cortas, mejora el funcionamiento de materiales de mayores anchos de banda prohibida.

Es importante señalar que los resultados descritos más arriba deben tomarse con cautela a la hora de obtener conclusiones generalizables, ya que el número de especímenes FV investigados ha sido muy reducido. No obstante, a fecha de redacción de este documento, este es el único estudio disponible sobre la operación de los sistemas fotovoltaicos en Perú evaluada durante un periodo de tiempo significativo.

ABSTRACT

There is a lack of knowledge about the behavior of grid-connected photovoltaic systems (PVGCS) and how the photovoltaic (PV) materials that integrate these systems degrade in Peru. In this sense, this PhD thesis has focused on characterizing the performance and estimating the annual degradation rate (R_D) of PV technologies, located in three sites of the Andean country with different climates. The work has been carried out in such a way that the results obtained can be extrapolated to locations with low latitudes and similar climates.

It is based on a campaign of measurements –which is still ongoing– obtained in Jaén (Spain) and in three locations in Peru (Tacna, Lima and Arequipa) during more than 10 and 6 years, respectively. Jaén has a system for measuring modules of different thin film (TF) technologies, which comprises the following technologies: amorphous silicon (a-Si), amorphous silicon/crystalline silicon hetero-junction (a-Si/ μ c-Si), cadmium telluride (CdTe) and copper indium gallium selenide (CIGS). Two PVGCS (< 1 kW) of a-si and a-Si/ μ c-Si are also available in this city. In the three Peruvian sites there have been installed four small PVGCS (< 4 kW) using monocrystalline silicon (sc-Si), polycrystalline (mc-Si) and a-Si/ μ c-Si modules. Based on the data collected in Peru, the performance of these systems will be characterized following the IEC 61724:2017-1 standard. In addition, the values of R_D of the PV technologies used in Peru are going to be determined using several methods described in the literature: Linear Regression (LR), Classical Series Decomposition (CSD) and Year On Year (YOY) technique. The results obtained in Jaén will be compared with those obtained in the Andean country, hoping to be able to generalize the results for climatic zones similar to those analyzed. The knowledge that is expected to be obtained will increase the fineness in the prediction of PV electricity generation, thus contributing to the confident implementation of these technologies in Peru and in countries with climates and solar resources similar to those of that country.

In the research carried out in Peru, the results showed that the annual final yields obtained lie within 1770–1992 kWh/kW, 1505–1540 kWh/kW, for Arequipa and Tacna, respectively (sc-Si) and 736–833 kWh/kW for Lima (mc-Si), while the annual PV energy yield achieved at the latter location by a-Si/ μ c-Si PV system is 1338 kWh/kW. The annual performance ratio stays in the vicinity of 0.83 for sc-Si in Arequipa and Tacna while this parameter ranges from 0.70 to 0.77 for mc-Si in Lima. An outstanding DC annual performance ratio of 0.97 is found for a-Si/ μ c-Si in the latter site. Comparing the results obtained with others reported in the literature, it can be seen that two of

them (Arequipa and Tacna) are around the average, and those of Lima show poorer results for the mc-Si technology, but not for the a-Si/ μ c-Si technology, in which the value of this parameter exceeds many of the results found in the literature.

The results regarding power decline obtained in Jaén show R_D values of 1.4 %/year for the a-Si and a-Si/ μ c-Si PV fields, as well as for the a-Si PV module. The a-Si/ μ c-Si PV module exhibits a power decrease of 0.6 %/year and similarly occurs with the CdTe PV module. It is worth mentioning that after the experimental campaign considered, the performance of the CIGS PV module improves at the rate of 0.9 %/year.

Regarding the estimation of the value of the previous parameter for two PV module technologies (mc-Si and a-Si/ μ c-Si) in Peru, it should be noted that this was carried out in Lima, a city affected by a hot desert climate. For this purpose, three statistical methods (LR, CSD and YOY) were applied to the DC performance ratio with standard conditions ($PR_{DC,STC}$) time series of the two systems analyzed. As a result, values of R_D of 6.81 ± 0.77 and 0.84 ± 0.84 %/year were found for the mc-Si and a-Si/ μ c-Si PVGCS, respectively, by applying LR technique; while by CSD it was obtained values of 6.88 ± 0.31 and 0.96 ± 0.21 %/year, respectively, for this parameter. Finally, these two systems were also analyzed by YOY technique and the results were values of R_D of 7.13 ± 0.87 and 0.86 ± 0.55 %/year, respectively. It can be concluded that the a-Si/ μ c-Si PVGCS showed a R_D value similar to those available in the scientific literature, while the mc-Si PVGCS presented an abnormally high R_D value, in relation to those reported in other investigations. Such a rapid power decline of the mc-Si photovoltaic generator speaks in favor of the existence of premature degradation phenomena suffered by the mc-Si modules used.

In view of the above, sc-Si PV modules and, presumably, mc-Si seem to behave well in desert climates, such as those of Arequipa and Tacna. However, mc-Si and presumably, sc-Si-technologies experience remarkable temperature and low irradiance losses in Lima, a city in which its solar resource is collected at low levels of light for several months of the year. By contrast, a-Si/ μ c-Si PV modules perform much better in the latter site thanks to being less influenced by both temperature and low light levels. It should also not be missed that the solar spectrum in Lima, shifted to short wavelengths, enhances the performance of materials with wider forbidden bandwidths.

It is important to note that the results described above should be taken with caution when drawing generalizable conclusions, since the number of PV specimens investigated has been very small. However, at the time of writing, this is the only study available on the operation of PV systems in Peru evaluated over a significant period of time.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS	xiii
ÍNDICE DE TABLAS	xvii
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 CONTEXTUALIZACIÓN	1
1.2 ANTECEDENTES	8
1.3 APROXIMACIÓN AL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	14
2. OBJETIVOS	16
3. MATERIALES Y MÉTODOS	18
3.1 DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS ANALIZADAS	18
3.2 CARACTERIZACIÓN DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ANALIZADOS	24
3.3 MÉTODOS EMPLEADOS EN EL ANÁLISIS DE DEGRADACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS FOTOVOLTAICAS ESTUDIADAS	26
4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	30
4.1 CARACTERIZACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ESTUDIADOS EN PERÚ	30
4.2 ESTIMACIÓN DE LOS VALORES DE LA TASA DE DEGRADACIÓN SUFRIDA POR LAS TECNOLOGÍAS FOTOVOLTAICAS ANALIZADAS EN PERÚ	41
5. CONCLUSIONES	49
6. CONCLUSIONS	56
7. LÍNEAS FUTURAS	62
8. NOMENCLATURA	66
9. REFERENCIAS	70
PUBLICACIONES REALIZADAS EN EL MARCO DE LA TESIS DOCTORAL	79

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Evolución de la potencia FV acumulada en el mundo durante el período 2010-2020 [3].....	2
Figura 2. Coste nivelado de la electricidad de los proyectos de energía solar FV a escala de red en todo el mundo durante el período 2010-2019 [4].....	3
Figura 3. Cuota de mercado de distintas tecnologías FV durante el período 1980-2020 [3].....	4
Figura 4. Cuota de mercado de distintas tecnologías TF durante el período 1980-2020 [3].....	4
Figura 5. Valores de tasas de degradación obtenidas para varias tecnologías FV en distintos enclaves del mundo. Se indica la década de puesta en marcha de cada sistema FV y el número de mediciones realizadas en cada caso para obtener dichos valores de tasas de degradación [23].....	10
Figura 6. Instalaciones de los módulos FV estudiados: (a) módulos de los cuatro materiales FV estudiados en la UJA (de izquierda a derecha: a-Si/ μ c-Si, CdTe, CIGS y a-Si) y (b) SAD para los módulos FV de TF ensayados y medidos, representados en la imagen (a).....	19
Figura 7. Instalaciones de SFCR estudiados en Jaén: a-Si en la fila superior y a-Si/ μ c-Si en la fila inferior. El módulo FV más cercano al lector es de a-Si en dicha fila inferior.	20
Figura 8. Fotografías de los sistemas FV investigados en Perú. Arriba a la izquierda: SFCR#1 en Arequipa (sc-Si, instalación en el tejado de un edificio); arriba a la derecha: SFCR #2 en Tacna (sc-Si, instalación integrada en edificio); abajo a la izquierda: SFCR #3 en Lima (mc-Si, instalación sobre una pérgola); abajo a la derecha: SFCR #4 en Lima (a-Si/ μ c-Si, instalación sobre suelo).	22
Figura 9. Valores de Y_r e Y_f para el SFCR #1 durante el periodo analizado. Tanto el campo FV como el PVRD se dejaron sin limpiar.....	31
Figura 10. Valores de Y_r e Y_f para el SFCR #2 durante el periodo analizado. Tanto el campo FV como el	31
Figura 11. Valores de Y_r e Y_f para el SFCR #3 durante el periodo analizado. Tanto el campo FV como el	32

Figura 12. Valores de Y_r e Y_A para el SFCR #4 durante el periodo analizado. Tanto el campo FV como el	32
Figura 13. Valores de PR, $\langle T_{amb} \rangle$ y $\langle T_{mod} \rangle$, para el SFCR #1 durante el periodo analizado. Solo los valores de temperatura diurnos registrados se tienen en cuenta en los cálculos.....	35
Figura 14. Valores de PR, $\langle T_{amb} \rangle$ y $\langle T_{mod} \rangle$, para el SFCR #2 durante el periodo analizado. Solo los valores de temperatura diurnos registrados se tienen en cuenta en los cálculos.....	36
Figura 15. Valores de PR, $\langle T_{amb} \rangle$ y $\langle T_{mod} \rangle$, para el SFCR #3 durante el periodo analizado. Solo los valores de temperatura diurnos registrados se tienen en cuenta en los cálculos.....	36
Figura 16. Valores de PR, $\langle T_{amb} \rangle$ y $\langle T_{mod} \rangle$, para el SFCR #4 durante el periodo analizado. Solo los valores de temperatura diurnos registrados se tienen en cuenta en los cálculos.....	37
Figura 17. Valores de la potencia del campo FV del SFCR #2 corregida a 25 °C ($P_A [G_i, 25$ °C], en W) frente a la irradiancia en el plano del generador durante un día completo (28/06/2016). El comportamiento no lineal que se distingue claramente entre 300 y 800 $W \cdot m^{-2}$ está causado por una sombra proyectada sobre el campo FV. El impacto de la sombra de un elemento circundante sobre la producción FV es apreciable también por debajo de 200 $W \cdot m^{-2}$	37
Figura 18. Porcentaje de H_i y porcentaje acumulado de dicho parámetro ($H_{i,cumul}$, en %) distribuido en clases de G_i durante marzo de 2016 para el SFCR #3 (arriba a la izquierda), marzo 2016 para el SFCR #4 (arriba a la derecha), agosto 2017 para el SFCR #3 (abajo a la izquierda), y agosto de 2017 para el SFCR #4 (abajo a la derecha).....	38
Figura 19. Valores de $PR_{DC,STC}$ para SFCR #3 durante el periodo analizado. Tanto el PVRD como el campo FV quedaron sin limpiar.....	43
Figura 20. Valores de $PR_{DC,STC}$ para el SFCR #4 durante el periodo analizado. Tanto el PVRD como el subcampo FV bajo estudio se limpiaron semanalmente.....	44
Figura 21. Regresión lineal aplicada a las series temporales desestacionalizadas de $PR_{DC,STC}$ obtenidas mediante CSD para el SFCR #3.....	44
Figura 22. Regresión lineal aplicada a las series temporales desestacionalizadas de $PR_{DC,STC}$ obtenidas mediante CSD para el SFCR #4.....	45

Figura 23. Valores de la tasa de degradación anual de las tecnologías FV estudiadas en Lima. 46

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Valores medios anuales de algunos parámetros meteorológicos relevantes registrados en Arequipa, Lima y Tacna	21
Tabla 2. Valores de las principales características eléctricas de sistemas investigados según las hojas de características del fabricante.	22
Tabla 3. Valores anuales del índice de productividad final y de referencia ($\text{kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$) de los cuatro sistemas estudiados.....	38
Tabla 4. Valores de PR_{anual} para el SFCR #1-3 y $PR_{\text{DC,anual}}$ para el SFCR #4.....	39
Tabla 5. Valores de la tasa anual de degradación para cada SFCR obtenidos mediante el método LR, CSD y YOY	47

1. INTRODUCCIÓN

La tasa de crecimiento anual de las instalaciones fotovoltaicas (FV) ha exhibido valores formidablemente altos a lo largo de los últimos años. En este sentido, los países con economías emergentes no han sido ajenos a esta tendencia y están apostando fuertemente por las energías renovables en general y por la tecnología FV en particular.

Los sistemas FV cada vez son más fiables, llegando a alcanzar una vida media de al menos 25 años e incluso ya es práctica común dar por hecho que estos sistemas van a estar operativos durante 30 años o más. Sin embargo, es hecho sabido que el comportamiento de los módulos se ve alterado conforme va pasando el tiempo. Sin duda, muchos factores influyen en el declive del funcionamiento de los módulos y no hay un método establecido y comúnmente aceptado que indique cómo predecir ese deterioro. Particularizando en los países de latitudes bajas —y más específicamente dentro de estos, latinoamericanos— se debe mencionar que a fecha de redacción de este documento no hay mucha información disponible sobre la operación de los sistemas FV conectados a la red (SFCR) en dichos países. Concretamente, existe un cierto vacío de conocimiento sobre cómo se comportan y se degradan los SFCR en estas áreas del planeta, afectadas por diferentes climatologías a menudo muy diferentes de los países con climas templados.

En este primer capítulo, se va a realizar una contextualización del objeto de estudio de esta Tesis. En particular, se analizará brevemente la demanda energética mundial, así como la importancia de las energías renovables, la evolución de la FV en países emergentes como Perú —en el que nuestra investigación va a estar focalizada— junto con el declive de la producción de electricidad que inevitablemente experimentan los materiales FV a través del tiempo. Además, también se analizará la situación económica actual del país andino. A continuación, se explicarán los antecedentes tomando como base los artículos existentes en la literatura. Finalmente, este capítulo se terminará explicando el problema que se pretende abordar en esta Tesis Doctoral.

1.1 CONTEXTUALIZACIÓN

Durante las últimas décadas, se ha producido un crecimiento demográfico mundial significativo que ha provocado el aumento de las necesidades de abastecimiento energético. De hecho, se ha estimado que la demanda mundial de energía aumente un 4,6% en 2021 respecto al año anterior, lo que compensará con creces la contracción del 4% en 2020 e impulsará la demanda un 0,5% por encima de los niveles de 2019. La

1. INTRODUCCIÓN

demanda de todos los combustibles fósiles aumentará considerablemente en 2021. Se prevé que la demanda de carbón, por sí sola, aumente un 60% más que la de todas las energías renovables combinadas, lo que supondrá un aumento de las emisiones de CO₂ de casi un 5% (o 1500 Mt). Este aumento previsto revertiría el 80% de la caída en las emisiones durante 2020, de modo que estas terminarían solo un 1,2% (o 400 Mt) por debajo de los niveles de emisiones de 2019 [1]. Sin embargo, este modelo energético va ligado a diferentes impactos perniciosos para el medio ambiente. Para evitar dichos efectos nocivos, se ha tratado de buscar una alternativa sostenible que permita erradicar gradualmente la dependencia de los combustibles fósiles. Esta alternativa consiste en el uso de fuentes de energías renovables.

Las energías renovables crean puestos de trabajo y pueden impulsar un desarrollo social y económico amplio y sostenible. Se estima que las energías renovables representaron 11,5 millones de puestos de trabajo en todo el mundo en 2019, frente a los 11 millones del año anterior. De hecho, aunque el grueso de esos puestos de trabajo sigue correspondiendo a unos pocos grandes mercados, el empleo en las energías renovables ha empezado a extenderse más ampliamente, sobre todo gracias al crecimiento producido en el sector de la FV. En 2019, de la mano de obra mundial en energías renovables, la energía solar FV representó el 33% [2].

La industria FV ha experimentado una tasa de crecimiento medio anual del 34% durante la década 2010-2020, tal y como se muestra en la Figura 1, totalizando una potencia acumulada en torno a 707,5 GWp a finales de 2020. En este último año, la energía producida mediante la tecnología FV cubrió el 10,6% y el 5,3% de las demandas eléctricas en Alemania y la Unión Europea, respectivamente [3].

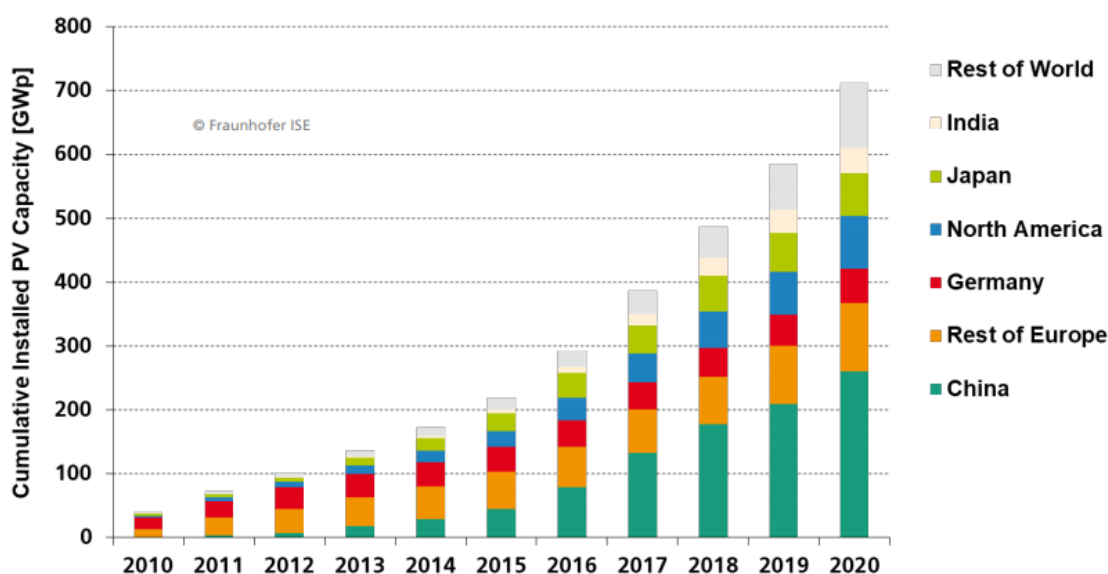


Figura 1. Evolución de la potencia FV acumulada en el mundo durante el período 2010-2020 [3].

La energía FV desempeñará un papel relevante en la transición que se está llevando a cabo hacia un modelo energético sostenible a escala mundial. El rápido descenso de los costes totales de instalación de los sistemas FV ha contribuido a la notable reducción del coste de la electricidad solar FV y a la mejora de su competitividad económica. El coste nivelado de la electricidad (LCOE, por las siglas en inglés de *Levelized Cost of Electricity*, en $\text{US}\$ \cdot \text{MWh}^{-1}$) medio mundial de las plantas FV a escala comercial se redujo en un 82% entre 2010 y 2019, pasando de unos $0,378 \text{ US}\$ \cdot \text{kWh}^{-1}$ a solo $0,068 \text{ US}\$ \cdot \text{kWh}^{-1}$ [4]. Esta estimación para 2019 representa un descenso interanual del 13% con respecto a 2018 [4].

La tendencia a la baja del LCOE de la energía solar FV a escala de red por país se presenta en la Figura 2. El análisis de los datos históricos de los mercados de los cuales se dispone, muestra que entre 2010 y 2019, el LCOE medio ponderado de la energía solar FV a escala de red disminuyó entre un 66% y un 85% dependiendo del país [4].

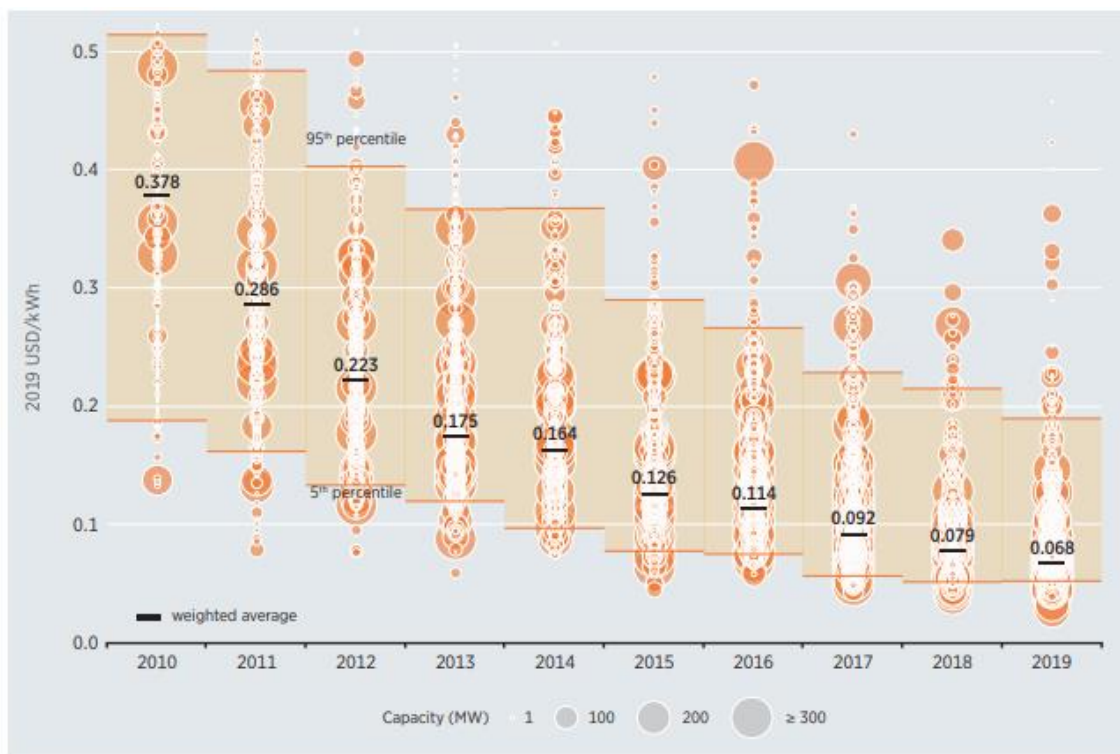


Figura 2. Coste nivelado de la electricidad de los proyectos de energía solar FV a escala de red en todo el mundo durante el período 2010-2019 [4].

Actualmente, tal y como se aprecia en la Figura 3, la tecnología FV predominante en el mercado es el silicio cristalino (c-Si), la cual incluye el silicio monocristalino (sc-Si) y el silicio policristalino (mc-Si). La tecnología c-Si es la más empleada a la hora de fabricar módulos FV y, como consecuencia, es la que más se usa en las instalaciones. La capacidad de producción de la tecnología c-Si ascendió a 149,9 GWp en 2020, lo que supuso alrededor del 96% de la producción total en dicho año. Por otro lado, el total de módulos fabricados de las tecnologías basadas en lámina delgada (LD o TF, por las

1. INTRODUCCIÓN

siglas en inglés de *Thin Film*) supuso una potencia de 7,7 GWp en 2020, por lo que su presencia en el mercado sigue siendo pequeña frente a la anterior [3].

Las tecnologías comentadas se obtienen llevando a cabo diferentes procesos de fabricación. En concreto, para obtener módulos de c-Si se ha de interconectar células solares fabricadas sobre obleas individuales. En cambio, la interconexión de las células de TF es obtenida tras practicar surcos —mediante el uso del láser, habitualmente— en capas de material, depositadas sobre un sustrato.

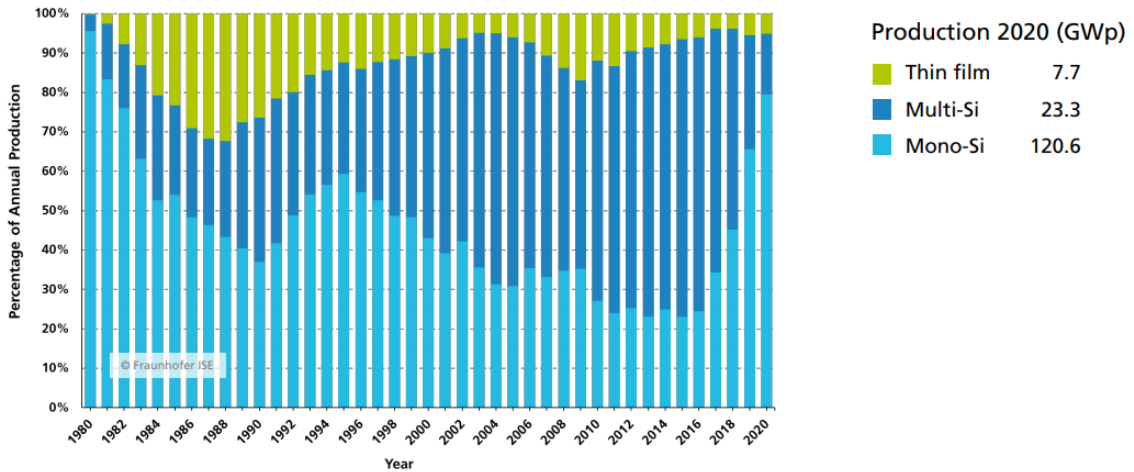


Figura 3. Cuota de mercado de distintas tecnologías FV durante el período 1980-2020 [3].

Las tecnologías de TF más usadas son el telururo de cadmio (CdTe) y el diseleniuro de cobre-indio-galio-selenio/azufre (CIGS). Otro tipo de tecnología FV empleada en la fabricación de módulos FV es el silicio amorfo (a-Si), pese a que actualmente esta se encuentra en un declive comercial debido a su inestabilidad y rápida degradación. Por otro lado, también se intentó introducir la tecnología que surge de la combinación de células de a-Si con silicio microcristalino (tándem de silicio amorfo/silicio microcristalino, a-Si/ μ c-Si), pero finalmente no tuvo la aceptación esperada. El declive comercial que sufre la tecnología a-Si se puede observar en la Figura 4.

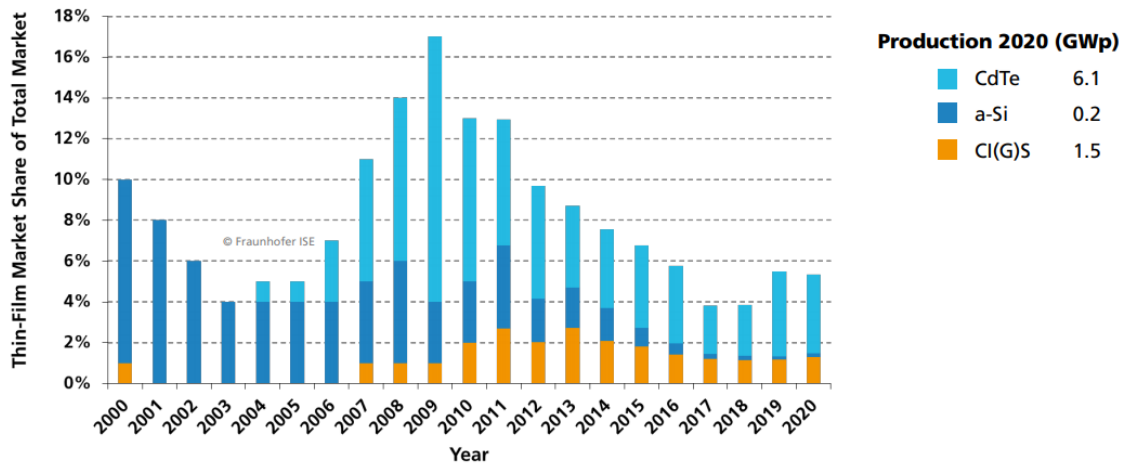


Figura 4. Cuota de mercado de distintas tecnologías TF durante el período 1980-2020 [3].

Las ventajas asociadas a la tecnología FV de CdTe, a-Si y CIGS sobre el c-Si son las siguientes:

- Mejor comportamiento térmico: estas tecnologías tienen un coeficiente de variación de potencia con la temperatura en torno a $-0,25\% \cdot ^\circ\text{C}^{-1}$. Sin embargo, el c-Si tiene un coeficiente de algo menos de $-0,40\% \cdot ^\circ\text{C}^{-1}$. Este es uno de los motivos que induce a emplearlas en enclaves afectados por climas calurosos.
- Se suelen elegir para ser integradas en edificios, ya que frecuentemente son consideradas más estéticas.

Sin embargo, como se aprecia en la Figura 3, el c-Si siempre ha prevalecido frente al TF, aunque esta prevalencia haya experimentado ciertos altibajos. Esto se debe principalmente a que aquel posee unas excelentes características físicas para la conversión FV, sus propiedades son ampliamente conocidas, no es tóxico y es un material abundante en la corteza terrestre.

Como se ha comentado más arriba, la tecnología FV de c-Si está bien comprendida en general. No sucede otro tanto con la tecnología de película delgada, ya que su comportamiento está más influido por efectos espectrales, metaestabilidades y mecanismos de degradación que aún no se comprenden completamente. En cualquier caso, existe una profusión de artículos analizando el comportamiento en exterior de los materiales FV en climas templados, propios de países desarrollados. Estos artículos estudian los índices de producción, métricas de rendimiento, eficiencia de los sistemas, etc. definidos en el estándar de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI) IEC 61724:2017-1 [5]. Entre los parámetros descritos en el referido estándar cabe ser destacado el factor de rendimiento (PR ,¹ por las siglas en inglés de *Performance Ratio*), el cual se presenta como un indicador de la bondad del diseño y del comportamiento de los SFCR, con independencia del recurso solar que se disponga el enclave. Dejando de lado aspectos como la calidad de los materiales empleados (inversores de alta eficiencia, empleo de interruptores automáticos magnetotérmicos orientados a rama en vez de fusibles o diodos de bloqueo, por ejemplo) y su correcto dimensionado (sección adecuada de los conductores del cableado, minimización del desacople (*mismatch*, en inglés) mediante clasificación de módulos FV, etc.), el valor de PR y consiguientemente el rendimiento del sistema, se ve afectado por factores medioambientales que escapan al control del proyectista. Específicamente, dichos factores son los siguientes: la temperatura del módulo, la distribución del espectro solar, las pérdidas por descenso de eficiencia debido a los niveles bajos de irradiancia y la inevitable acumulación de un mayor o menor nivel de polvo y suciedad. En este

¹ En esta Sección se emplean las siglas PR para denotar el factor de rendimiento en sentido amplio, esto es, sin especificar cuál es el período de tiempo (diario, mensual o anual) considerado en su evaluación. En la sección 3 se establecerá con más rigor la nomenclatura relacionada con este parámetro.

sentido, parece evidente reseñar que los valores de estos parámetros son altamente dependientes de la ubicación del SFCR.

En cuanto al declive de la producción de electricidad que inevitablemente experimentan los materiales FV a través del tiempo, aún quedan por esclarecer completamente cuáles son los mecanismos que lo provocan y/o acentúan. El problema se complica aún más, pues a menudo se obtienen valores de la tasa de degradación anual (a menudo referida como tasa de degradación, a secas, R_D , en %/año) distintos dependiendo del método empleado para su cálculo e incluso dependiendo del intervalo de tiempo en el cual se estudia el descenso de la potencia de los módulos FV. Este último hecho es especialmente patente en tecnologías TF.

En la literatura existen estudios en los que se evalúa el valor de R_D para distintos materiales FV empleando, entre otros, los siguientes métodos: Regresión Lineal (OLS o LR, por las siglas del inglés de *Ordinary Least Square* y *Linear Regression*, respectivamente [6]–[10]), Año a año (YOY, por las siglas del inglés *Year-on-Year*) [11], Descomposición Clásica de Series (CSD, por las siglas del inglés *Classical Series Decomposition*) [6], [8], [9], [12], Modelo Autorregresivo Integrado de Media Móvil (ARIMA, por las siglas del inglés *Autoregressive Integrated Moving Average*) [8], [9], [13], [14] o la Regresión Local (LOWESS, de sus siglas en inglés *LOcally WEighted Scatter plot Smoother*) [8], [9]. Investigadores de países como Chipre, Italia o España, entre otros, han realizado estudios en los cuales se ha evaluado la degradación de distintas tecnologías FV obteniendo resultados en los que queda patente la influencia del enclave donde se realiza el estudio, el método utilizado, la tecnología FV investigada y el periodo de estudio [6], [7], [10], [12].

Cabe destacar que se está produciendo una penetración notable y progresiva de la tecnología FV en países con economías emergentes, especialmente mediante la modalidad de contratos para la compraventa de energía (PPA, por las siglas del inglés *Power Purchase Agreement*). Sin embargo, las empresas explotadoras de las plantas FV no suelen publicar resultados de operación de las mismas, a pesar de que estos serían interesantes de conocer ya que los climas de dichos países suelen diferir de aquellos propios de países desarrollados. Una vía para explorar el funcionamiento de las tecnologías FV y determinar su degradación a través del tiempo consiste en el análisis de SFCR de pequeña potencia, considerándolos como proyectos de demostración, con financiación pública. En esta línea de estudios de proyectos de demostración FV, se han realizado estudios en países como Singapur, Irán, Marruecos, Sudáfrica, Turquía, Argelia y Malasia, entre otros. En dichos trabajos se evalúa el comportamiento de SFCR de pequeña potencia en diferentes enclaves a través del análisis de los resultados de monitorización [15]–[21].

Hasta donde sabemos, existe una laguna de conocimiento acerca del comportamiento de los SFCR en Perú. Este es un país con ciertas peculiaridades geográficas (su geografía incluye costa, sierra y selva), el cual posee una climatología diversa. En efecto, Perú está afectado por los siguientes climas según la clasificación de Köppen-Geiger [22]: tropical monzónico (Am), semiárido frío (BSk), árido frío (BWk), árido cálido (BWh), oceánico (Cfb), tropical húmedo (Af), tropical seco con invierno seco (Aw) y templado con invierno seco (CWb). Como se ha dicho anteriormente, cada una de estos climas influirá de manera diferente en la operación de los materiales FV y en sus mecanismos de degradación [16], [23].

Por otro lado, el análisis de la situación económica reciente del Perú puede ayudar a contextualizar la investigación del comportamiento de los SFCR en Perú. En este sentido, la pandemia de COVID-19 ha tenido un impacto devastador en el país Andino. Una cuarentena estricta y prolongada provocó una disminución del PIB del 11,1% en 2020. Esta disminución del PIB afectó al empleo y los ingresos, afectando sobre todo a las personas más desfavorecidas económicamente [24].

Cabe destacar que en la primera mitad de 2021 el PIB creció un 20,9% interanual, volviendo así al nivel que tenía antes de la pandemia. Esto fue debido a la flexibilización de las restricciones de movilidad, una ejecución acelerada de las obras públicas y la reanudación de proyectos de inversión privada. No obstante, la recuperación del mercado laboral ha sido lenta. Por otro lado, en septiembre de 2021 la inflación anual alcanzó el 5,4%. Aun así los principales factores que hacen que aumente la inflación son el aumento del precio de la energía, de los alimentos y la depreciación de la moneda frente a divisas como el dólar estadounidense o el euro [24].

Para finales de 2021 se espera que la economía en Perú siga recuperándose, aunque a un ritmo más lento en comparación con el primer semestre. De hecho, debido a la demanda interna y a las exportaciones, se espera un crecimiento del 11,3%. También se espera un descenso en la pobreza este año a 29,8%, debido a la lenta recuperación del mercado laboral. Además, también se espera que el déficit fiscal disminuya al 4,5% para fin de año y al 3,5 % del PIB en 2022 [24].

Respecto al futuro, se espera que se produzca un crecimiento económico a un ritmo de aproximadamente 3% por año [24]. Por tanto, se espera que Perú se vaya recuperando, haciendo frente al reto que supone el desarrollo, es decir, asegurando la sostenibilidad de su auge económico. Obviamente, el crecimiento implicará un incremento en el consumo de energía y también en las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), ya que aproximadamente el 73% de las fuentes de energía peruanas provienen de los combustibles fósiles como el petróleo y el gas natural [25]. Sin embargo, este país posee un gran potencial para aprovechar el recurso solar a fin de

obtener una energía limpia y respetuosa con el medio ambiente. Así, un estudio llevado a cabo en cinco ciudades de Perú sugiere que invertir en renovables reduciría significativamente el consumo de energía convencional y las emisiones de gases de efecto invernadero en un margen del 10-24% en un periodo de 10 años [26]. Además, Perú es un país con una alta vulnerabilidad a los seísmos y a los desastres naturales hidrometeorológicos. De hecho, en 2017 se produjo uno de dichos desastres en la costa peruana, ya que aumentó la temperatura de la superficie del océano y como consecuencia se produjeron lluvias torrenciales e inundaciones que causaron numerosas víctimas y daños en infraestructuras y edificios. Estos desastres provocaron la interrupción del suministro de agua y electricidad en ciudades tales como Lima y Arequipa. Estas catástrofes, mayormente debidas al cambio climático, suponen un poderoso revulsivo para que en Perú se haya tomado conciencia del problema. Así, en dicho país se quiere apostar por el desarrollo sostenible mediante el empleo de energías renovables y de la tecnología FV en particular [26].

La literatura es rica en estudios comparando la operación de varios materiales FV bajo condiciones climáticas y localizaciones diversas. Sin embargo, a finales de la pasada década aún no se disponía de información relacionada sobre cómo se comportan las diferentes tecnologías FV en Perú. Por este motivo, la presente Tesis Doctoral se ha dirigido a esclarecer dicho vacío de conocimiento.

1.2 ANTECEDENTES

Es un hecho bien conocido que el comportamiento de los sistemas FV en exteriores depende del recurso solar en conjunción con la tecnología FV empleada, la calidad de los componentes del sistema y de un diseño adecuado. Adicionalmente, el rendimiento FV está influido por una gran variedad de parámetros ambientales relacionados con el emplazamiento tales como la temperatura, los efectos espectrales, las pérdidas angulares, la posible existencia de sombreados parciales, los bajos niveles de irradiancia y las pérdidas por suciedad. La operación de los sistemas FV ya se ha analizado ampliamente en los emplazamientos situados en países con climas templados [14], [27], [36], [37], [28]–[35].

Sin embargo, son pocos los análisis que se pueden encontrar sobre lugares con climas subtropicales (los cuales incluyen el clima desértico y sus variantes), propios de muchos países con economías emergentes. Además de la relativa escasez de tales estudios, estos resultan difíciles de comparar entre sí. Así, en algunos casos, la irradiancia en el plano se mide utilizando una célula solar calibrada de c-Si o un módulo FV de este mismo material como dispositivo de referencia FV (PVRD, por las siglas del inglés *PV reference device*), mientras que en otros estudios se utilizan piranómetros basados en termopila o fotodiodo. Además, en algunos casos, los módulos FV se dejan sin limpiar durante el periodo de investigación, mientras que, en otros, se limpian

regular o esporádicamente. Lamentablemente, algunas de estas contribuciones ni siquiera mencionan si se ha seguido alguna pauta de limpieza o no.

En un estudio realizado en Sohar (Omán) por Kazem et al. [38] se obtuvo un *PR* anual de 0,85 y un índice de producción final anual ($Y_{f,anual}$) de $1875 \text{ kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$ para un SFCR de mc-Si de 1,4 kW con módulos sin limpiar. Eke y Demircan [39] analizaron el comportamiento de un sistema FV basado en sc-Si de 2,73 kW con módulos sin limpiar en Mugla (Turquía) —un lugar con un clima seco— encontrando unos valores de *PR* anual e $Y_{f,anual}$ de 0,72 y $1414 \text{ kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$, respectivamente. Los resultados del análisis de un SFCR de mc-Si de 5,52 kW con limpieza semanal de los módulos en un lugar árido, como Kerman (Irán) arrojaron unos valores de *PR* e $Y_{f,anual}$ de 0,83 y $1964 \text{ kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$, respectivamente [15]. Dos SFCR de CIGS (<100 kW) con módulos dejados sin limpiar durante tres meses situados en Azda y Sawda (Kuwait) mostraron un valor de $Y_{f,anual}$ de $1643 \text{ kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$ [40], mientras que los valores mensuales de *PR* estaban dentro de los márgenes 0,70-0,82 (Azda) y 0,70-0,85 (Sawda).

Edalati et al. [15] han recopilado casos de estudio en varias localizaciones con diferentes climas y con módulos policristalinos. Uno de esos estudios es relativo a Shanghái (China), que posee un clima templado, en el que se obtuvo un valor de *PR* anual de 80,6 % para un sistema sin limpiar de 3 kWp; en otro estudio realizado en Kuala Terengganu (Malasia), con un clima tropical y para un sistema de 5 kWp en el que se desconoce el patrón de limpieza, se obtuvo un valor de este parámetro igual a 73,12 %; mientras que en Ås (Noruega), con un clima frío y un sistema de 2,07 kWp sin limpiar, este valor ascendió a 83,03 %; en Sohar (Omán), con un clima árido y un sistema de 1,4 kWp en el que se desconoce el patrón de limpieza, se obtuvo un 84,6 % y en Kerman (Irán), también con un clima árido y un sistema de 5,52 kWp limpiado semanalmente, un 82,92 %. En cada uno de estos casos de estudio, el porcentaje de pérdidas —respecto de la situación ideal en la que el valor anual del índice de rendimiento alcanzase el 100%— imputables a cada uno de los mecanismos que las producen son diferentes y merecedores de un estudio detallado.

Desafortunadamente, la literatura es muy escasa en relación a la cuantificación del rendimiento FV en enclaves latinoamericanos con climas áridos o semiáridos. No obstante, se pueden encontrar estudios de proyectos de demostración FV en diferentes países con economías emergentes, como Singapur, Irán, Marruecos, Sudáfrica, Turquía, Argelia y Malasia, entre otros, en los cuales se evalúa el comportamiento de SFCR de pequeña potencia en diferentes enclaves a través del análisis de los resultados de monitorización [15]–[19], [21], [41]. En Latinoamérica cabe destacar el estudio llevado a cabo en Antofagasta (Chile), en el que se calcularon algunos valores de $Y_{f,anual}$ para sistemas que empleaban módulos FV limpiados esporádicamente [42]: se encontraron $1760 \text{ kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$ y $1690 \text{ kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$ para sc-Si y a-Si/ μ -Si, respectivamente, mientras que los valores calculados del *PR* anual fueron

1. INTRODUCCIÓN

iguales a 0,79 para los primeros y 0,78 para los segundos. Asimismo, los valores de $Y_{f,anual}$ de tres sistemas FV monitorizados durante dos años en Santiago (Chile) con rutinas de limpieza semanales alcanzó 1459-1444 kWh·kW⁻¹ para sc-Si, 1419-1373 kWh·kW⁻¹ para mc-Si, y 1248-1236 para a-Si/μc-Si [43]. También se calcularon los valores medios anuales del PR de la campaña experimental, de dos años de duración llevada a cabo con estos tres sistemas, obteniéndose las siguientes cifras para el bienio analizado: 0,77-0,76 (sc-Si), 0,76-0,75 (mc-Si) y 0,76-0,73 (a-Si/c-Si).

Por otro lado, a la hora de realizar una inversión en una planta FV, es importante conocer la sensibilidad de las tecnologías FV a la distribución espectral de la irradiancia solar y la pérdida de potencia sufrida por estas durante las primeras horas de exposición al sol real. Tras este periodo de estabilización, la potencia decae de manera diferente para cada tecnología FV, lo que obviamente tendrá unas implicaciones económicas. Para conocer este declive se necesita obtener valores fiables de R_D para la tecnología que se vaya a instalar en la planta FV, para así poder estimar la generación de la electricidad hasta el fin de su vida útil (aproximadamente 25 años).

Por tanto, la evaluación de R_D se realiza sobre el terreno teniendo en cuenta varios factores, como son la tecnología, el clima, la edad y calidad del material FV, las incertidumbres de medición, las metodologías de evaluación del parámetro en cuestión, el montaje, etc. [23]. En la Figura 5 se muestra un resumen de resultados de los valores de R_D estimados para varias tecnologías FV a partir de un amplio compendio de estudios realizados en distintos enclaves del mundo cuyas características climáticas difieren entre sí, mientras que otras son parecidas [23]. Se puede observar que los valores de dicho parámetro se extienden a lo largo de un ancho margen.

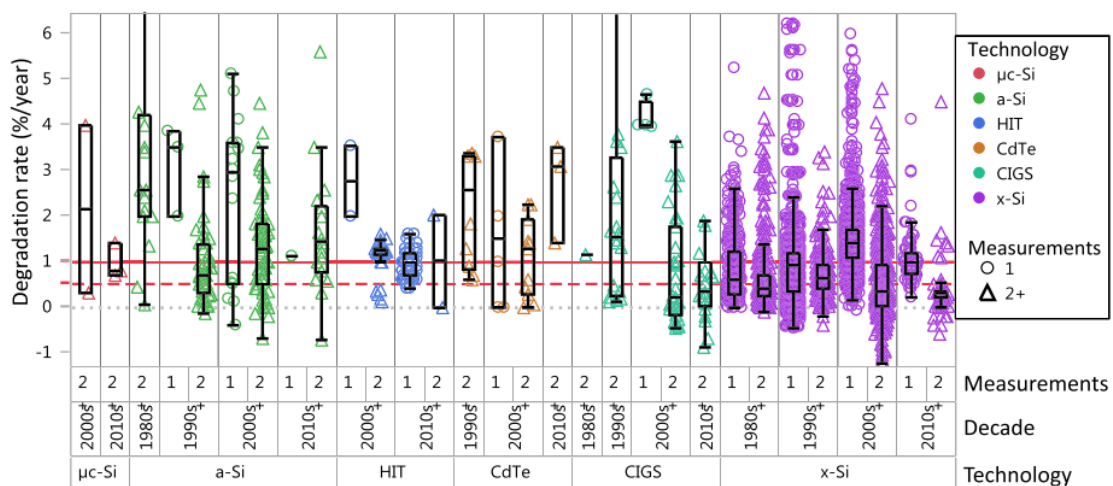


Figura 5. Valores de tasas de degradación obtenidas para varias tecnologías FV en distintos enclaves del mundo. Se indica la década de puesta en marcha de cada sistema FV y el número de mediciones realizadas en cada caso para obtener dichos valores de tasas de degradación [23].

Cuantificar la lenta y gradual pérdida de potencia en condiciones estándares de medida (CEM) que sufre un módulo FV —es decir, cuantificar R_D adecuadamente— es sumamente útil tanto para la industria FV como para instaladores e inversores, ya que de este modo se puede verificar la degradación garantizada por el fabricante y pedir responsabilidades, llegado el caso. Sin embargo, la estimación de R_D es bastante compleja, debido a que influyen varios factores sobre ella y a que muestra cierta dependencia de las características propias de cada tecnología FV [44], [45].

En este sentido, se han realizado muchos esfuerzos para evaluar sobre el terreno los valores de R_D de las tecnologías FV. Sin embargo, en la literatura se pueden encontrar algunos artículos en los cuales muestran unos resultados basados en períodos de medición de un solo año [16], tres años [42], [46]–[49] o cuatro años [10], [50], [51]. Estas campañas experimentales relativamente cortas hacen que los resultados obtenidos sean poco fiables, ya que las tecnologías estudiadas pueden requerir períodos más largos para alcanzar el estado estacionario. Lamentablemente, los datos recogidos durante la fase de preestabilización a veces se mezclan durante su análisis estadístico con los propios del estado estacionario en el análisis estadístico, lo que impide separar la degradación inducida por la luz (LID) de la degradación FV a largo plazo [10], [16], [42], [43], [47], [49], [51], [52]. Además, la mayoría de estas contribuciones ni siquiera mencionan si se ha seguido algún patrón de limpieza o no, por lo que no se puede descartar un sesgo involuntario causado por la suciedad. La mayoría de estos trabajos también se centran en el análisis de una única métrica de rendimiento. Por otro lado, las desviaciones de la linealidad del declive en la potencia en la que se basa el cálculo de R_D [23], [53], [54] ha sido muy poco explorada. Además, algunas contribuciones no estiman la incertidumbre relacionada con los resultados de R_D aportados por lo que la exactitud de los resultados en cuestión no puede ser evaluada adecuadamente. Por último, algunos de estos trabajos utilizan dispositivos de referencia FV basados en c-Si para medir la irradiancia en el plano —incluso al analizar tecnologías de película delgada— en lugar de piranómetros basados en termopila [16], [42], [51].

Cabe destacar que otro aspecto importante y que a veces no se menciona en la literatura es el proceso y criterio de filtrado de los datos monitorizados que ha sido observado [55]. Este aspecto es importante a la hora de obtener valores más exactos de R_D , ya que permite tanto eliminar los valores anómalos de las series temporales como minimizar la estacionalidad de los datos monitorizados de los sistemas FV bajo estudio [55]–[59]. Los criterios de filtrado se suelen aplicar a los valores de irradiancia [55], o se establecen rangos limitados de variables, tales como: tensión, valores de corriente, temperatura, potencia, velocidad del viento, etc. [44]. Según el método “Fotovoltaico para aplicaciones a escala de red” (PVUSA, por las siglas del inglés *Photovoltaics for Utility Scale Applications*) [8], [60]–[62] se requiere una irradiancia en

plano superior a $700 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ para reducir la influencia del espectro solar, los bajos niveles de luz y los efectos angulares. De esta manera se busca excluir los valores del sistema cuando este opera a baja irradiancia, así como el impacto de las pérdidas angulares debidas a valores de ángulo de incidencia mayores que 60° . También se excluirían de esta manera aquellos valores derivados de sombreados [63]. Además, Jordan y Kurtz [55] han propuesto el valor de $1200 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ como límite superior para reducir el efecto ocasional ocasionados por fenómenos de realce de irradiancia.

Existen dos maneras de estimar el valor de R_D : una de ellas consiste en la realización de pruebas aceleradas en el interior y la otra, mediante la monitorización de la operación prolongada de especímenes FV en exterior bajo la luz solar natural [8], [9]. Esta última metodología es necesaria para obtener resultados más exactos y representativos del comportamiento real en exteriores del material analizado a largo plazo [6], [7], [64]–[69], [10], [16], [47], [49]–[52], [57]. Lamentablemente, las métricas de rendimiento muestran una marcada estacionalidad que está relacionada con efectos espectrales, metaestabilidades, etc. y la cual es especialmente dependiente de la temperatura [55], [57]. Debido a esto se recurre a técnicas estadísticas, que normalmente están enfocadas a separar la componente estacional de la tendencia de la serie temporal bajo estudio. Si la tendencia extraída se asemeja a una línea recta, el valor de R_D se obtiene de la pendiente de la línea en cuestión.

A lo largo del tiempo, los materiales FV experimentan un declive de la producción de electricidad. Sin embargo, actualmente aún no han quedado determinado completamente los motivos que desencadenan este declive. A este problema se suma que normalmente se obtienen valores de tasas de degradación anuales distintas para el mismo sistema, dependiendo del método empleado para su cálculo e incluso dependiendo del intervalo de tiempo en el cual se estudia el descenso de la potencia de los módulos FV.

En la literatura se pueden encontrar estudios que obtienen valores de R_D para varios materiales FV y empleando distintas técnicas para la extracción de dicho parámetro, como por ejemplo, el realizado por Makrides et al. [6], quienes investigaron tres tecnologías diferentes ubicadas en Nicosia (Chipre) mediante las técnicas LR y CSD. El periodo objeto de estudio fue de 60 meses y se realizó una limpieza periódica de los módulos investigados. Mediante LR obtuvieron para sistemas basados en el sc-Si, mc-Si y a-Si unos valores de R_D de 0,64, 0,62 y 1,87 %/año, respectivamente. Sin embargo, con CSD obtuvieron para estos mismos sistemas unos valores para dicho parámetro iguales a 1,04, 1,10 y 1,81 %/año, respectivamente. Malvoni et al. [70] estudiaron el comportamiento del sc-Si durante 43 meses en la Universidad de Salento (Italia), obteniendo, mediante CSD, un valor de 1,48 %/año para R_D . En este último estudio se desconoce el patrón de limpieza.

Ishii et al. [50] midieron diferentes tipos de módulos expuestos al exterior en distintas ubicaciones en Japón durante 3 años. Con los datos recogidos, compararon los valores anuales de PR y calcularon su descenso porcentual interanual entre años adyacentes. Como resultado encontraron que para los módulos de mc-Si, el valor de R_D variaba entre 0,7 %/año y 1,4 %/año; y para los módulos de a-Si/ μ c-Si este valor rondaba un 0,7 %/año. Cabe destacar que en este estudio se desconoce si se realiza algún tipo de limpieza a los módulos. Por otro lado, en Santiago (Chile) que posee un clima templado, Urrejola et al. [43] estudiaron, mediante el mismo procedimiento, durante 2 años la degradación de SFCR de mc-Si y encontraron un valor de R_D de 1,29 %/año. Dichos sistemas fueron limpiados mensualmente.

Por su parte, en el estudio de Kichou et al. [10], en el cual no se menciona el patrón de limpieza, se concluyó que mediante la técnica LR los módulos de a-Si se degradaban un 2,3 %/año durante 40 meses de estudio en Jaén (España), a diferencia del 1,87 %/año obtenido por Makrides et al. [6] para la misma tecnología, mediante la misma técnica y con una limpieza periódica. Ozden et al. [51] estudiaron SFCR de a-Si tras una campaña experimental de 4 años de duración en Ankara con una limpieza semanal y obtuvieron un valor de R_D de 1,88 %/año por el método LR.

Por otro lado, Limmanee et al. [71] estudiaron módulos de a-Si/ μ c-Si durante 3 años en Tailandia y encontraron valores de R_D mediante LR comprendidos en un rango entre 0,5 y 4,9 %/año. Cabe destacar que en ese estudio se desconoce si se seguía un patrón de limpieza. Rawat et al. [72] encontraron un valor de R_D del 1,22 %/mes por la técnica LR para un SFCR de esta misma tecnología durante 166 días en India. En este estudio tampoco se menciona si se sigue un patrón de limpieza. Durante una campaña experimental de 3 años, para módulos FV de a-Si/ μ c-Si, en Argelia y en los cuales se desconoce su patrón de limpieza, Tahri et al. [49] encontraron un valor de R_D del 1,73 %/año por el método LR. Ye et al. [16] estudiaron módulos FV de a-Si/ μ c-Si sin limpiar medidos continuamente durante un período de 3 años en Singapur y obtuvieron un valor de R_D de 2 %/año, mediante el método LOWESS.

Estudios recientes como el de Jordan y Kurtz [23] mencionan que los materiales FV se degradan más rápidamente en enclaves con climas más cálidos que en otros con climas más templados. Así, los valores de R_D no solo están influidos por la temperatura, sino también por otros factores como la edad, la incertidumbre de la medición, la metodología, la tecnología, el tipo de producto, el montaje, etc [23]. En este sentido, Ye et al. [16] ponen de manifiesto de nuevo que hay evidencias que indican que la degradación depende de la ubicación de los módulos FV. Así, en el enclave que éstos estudian (Singapur) la temperatura ambiente varía diariamente entre los 26 °C y los 32 °C, con pequeñas oscilaciones a lo largo del año. La humedad es constantemente alta, con un valor medio anual de 84,2 % y una media anual de precipitaciones igual a 2156 mm. En este lugar, la alta humedad combinada con las altas temperaturas hace que se

acelere la degradación de los módulos. En este estudio mencionado también se obtuvieron los siguientes valores de R_D mediante el método LOWESS para las tecnologías FV investigadas: 0.8 %/año para el sc-Si, 1 %/año para el mc-Si, 2 %/año para el a-Si, a-Si/ μ c-Si y CdTe, y 6 %/año para el CIGS, dejando los módulos FV bajo estudio sin limpiar durante un período de 3 años. Sin embargo, Schweiger et al. [73], entre otros, observaron que el CIGS gana ligeramente potencia a lo largo de un cierto tiempo en enclaves tan diversos como Ancona (Italia), Chennai (India), Colonia (Alemania) y Phoenix (EE.UU.), para después comenzar un lento declive. Cabe mencionar que Ingenhoven et al. [74] argumentan que, con sistemas de calidad adecuada, el enclave no influye de forma determinante en la degradación de los materiales FV. Por lo tanto, los valores de R_D calculados en una zona climática pueden considerarse representativos de la tecnología en general.

1.3 APROXIMACIÓN AL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

Al inicio de los trabajos recogidos en este documento, existía un conocimiento prácticamente nulo sobre el comportamiento de los SFCR en Perú. Este es un país con peculiaridades geográficas (su geografía incluye costa, sierra y selva) y poseedor de una climatología diversa ya reseñada anteriormente.

La literatura es rica en estudios comparando diferentes materiales FV bajo condiciones climáticas y localizaciones diversas. Sin embargo, como se ha destacado más arriba, al comienzo de esta investigación —comienzos de la pasada década— no se disponía de información sobre cómo se comportan las diferentes tecnologías FV en Perú.

Los antecedentes anteriores nos condujeron a plantear la presente Tesis Doctoral como un medio para alcanzar una mayor comprensión del funcionamiento de SFCR en países subtropicales, a partir del caso particular de Perú. Para ello se tratará de caracterizar el comportamiento de cuatro casos de estudio con distintas tecnologías FV, ubicados en tres enclaves del país andino. Asimismo, se estudiará cómo se degradan los materiales FV empleados en su instalación en dos de dichos casos de estudio, por las razones que se expondrán más adelante.

2. OBJETIVOS

Existe una abundante literatura donde se explora el funcionamiento de sistemas FV en países desarrollados. Sin embargo, existe un conocimiento escaso sobre el comportamiento de los SFCR y la estimación de la degradación de los materiales FV que integran dichos sistemas en países subtropicales.

A partir de las consideraciones planteadas en la Sección anterior, el objetivo general de la Tesis Doctoral consistirá en realizar una contribución a la caracterización del funcionamiento y a la estimación de la degradación de tecnologías FV ubicadas en países con latitudes bajas. Para ello, se van a escrutar cuatro SFCR, a modo de casos de estudio en tres enclaves situados entre los trópicos, poseedores de climas diferentes. En concreto, los casos de estudio en cuestión emplean tecnologías de sc-Si, mc-Si y a-Si/ μ c-Si y se hallan en tres ubicaciones distintas de Perú.

El objetivo principal de la presente Tesis Doctoral se alcanzará mediante el logro de los siguientes objetivos específicos:

1. Determinación de los valores de índices de producción (de referencia, del campo FV y final del sistema) así como las métricas de rendimiento (factor de rendimiento y factor de rendimiento DC) en cuatro casos de estudio de SFCR ubicados en tres ciudades de Perú considerando escalas temporales mensuales y anuales.
2. Estimación de los valores de la tasa de degradación anual que experimentan las tecnologías analizadas en dos de los cuatro casos de estudio referidos en el punto anterior.

3. MATERIALES Y MÉTODOS

En esta sección se pretende hacer una breve descripción de los materiales y métodos empleados durante la presente Tesis Doctoral. Por tanto, a continuación se describen las instalaciones FV analizadas para seguidamente definir tanto los índices de producción y métricas de rendimiento utilizados como los métodos empleados en el análisis de degradación de las tecnologías FV bajo estudio.

3.1 DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS ANALIZADAS

En esta Tesis Doctoral se llevó a cabo una campaña experimental en Jaén y en Perú que proporcionó suficientes datos como para caracterizar los SFCR ubicados en estas localizaciones, permitiendo así calcular los valores de R_D de los materiales FV empleados en los mismos.

En primer lugar, y como paso previo a la caracterización y evaluación de los valores de R_D de los SFCR de Perú, se llevó a cabo un estudio en Jaén, localización caracterizada por poseer un clima típicamente Mediterráneo-Continental. Dicho estudio se basó en una campaña experimental en exterior de diez años de duración aproximada en Jaén (latitud 37,8° N, longitud 3,8° W y elevación 510m). A través de dicha campaña se han registrado curvas de tensión-intensidad ($I-V$) para cuatro módulos de diferentes tecnologías de TF, junto con una serie de parámetros medioambientales. Asimismo, se ha realizado la monitorización de dos SFCR ubicados en Jaén —aún en curso— compuestos por módulos de a-Si y a-Si/ μ c-Si, cuyos generadores FV poseen una potencia nominal en CEM de 900 y 880 W, respectivamente. Los referidos módulos se vienen ensayando y midiendo desde 2011 hasta la actualidad. La monitorización de los SFCR mencionados comenzó en ese mismo año y aún sigue en marcha. Esta base experimental ha proporcionado un volumen estadísticamente significativo de datos relacionados con el comportamiento eléctrico en exterior a largo plazo de estas tecnologías en climas soleados de interior en latitudes medias. Los detalles relativos a las instalaciones ubicadas en Jaén se pormenorizarán a continuación.

Como se ha comentado más arriba, se contó con cuatro módulos de TF (a-Si, a-Si/ μ c-Si, CdTe y CIGS), ubicados en la terraza del edificio de la Escuela Politécnica Superior de la Universidad de Jaén (UJA), colocados sobre una estructura metálica preparada para tal fin, con una inclinación de 30 grados con orientación sur. Para el registro de los datos relativos al comportamiento de dichos especímenes se ha empleado un sistema de ensayo y medida automático, desarrollado por el Grupo de Investigación y Desarrollo en Energía Solar (IDEA). El sistema en cuestión ha sido el encargado de la adquisición y

registro de los parámetros eléctricos de los módulos bajo estudio mediante el trazado de las curvas I - V , así como del registro de los parámetros medioambientales que influyen en la operación y funcionamiento de los antedichos módulos. Concretamente se han registrado los siguientes parámetros: marca de tiempo (*timestamp*, en inglés), tensión, intensidad, potencia, irradiancia en el plano del generador, temperatura del módulo, velocidad del viento, dirección del viento, humedad relativa, irradiancia en el plano horizontal, temperatura ambiente y presión atmosférica. Dicho sistema de medida permite la adquisición y almacenamiento de los datos antes mencionados en intervalos de tiempo de 5 minutos. El proceso de trazado de la curva I - V se realiza empleando una carga capacitiva comercial (PVE™ PVPM 2540C) de cuya gestión se encarga una aplicación desarrollada en LabVIEW™ que se ejecuta desde un ordenador. Por otro lado, la adquisición de las variables medioambientales se lleva a cabo de forma simultánea al proceso anterior, por medio de los correspondientes sensores conectados a un registrador automático de datos (Agilent™ 34970A). Al igual que la carga capacitiva, dicho registrador está controlado desde la aplicación mencionada, permitiendo la comunicación con el ordenador, garantizando así la captura y almacenamiento de las medidas realizadas.

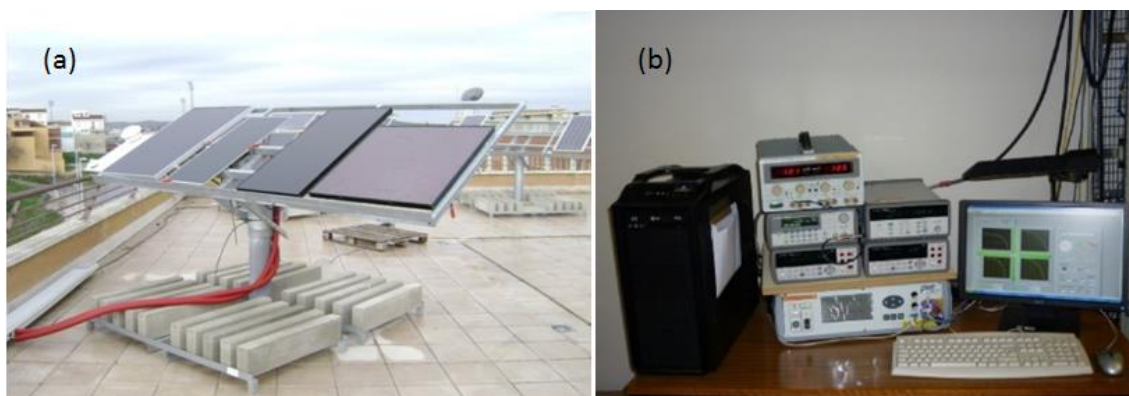


Figura 6. Instalaciones de los módulos FV estudiados: (a) módulos de los cuatro materiales FV estudiados en la UJA (de izquierda a derecha: a-Si/ μ c-Si, CdTe, CIGS y a-Si) y (b) SAD para los módulos FV de TF ensayados y medidos, representados en la imagen (a).

Además de las instalaciones antes comentadas, y como se mencionó anteriormente, también se cuenta con dos SFCR ubicados en la ciudad de Jaén. Dichos sistemas están basados en tecnologías de TF, específicamente a-Si y a-Si/ μ c-Si. Ambos sistemas FV fueron puestos en marcha en julio de 2011 e igualmente se ubican en terraza del edificio de la Escuela Politécnica Superior de la UJA. Los Generadores Fotovoltaicos (GFV) de dichos sistemas se hallan dispuestos sobre unas estructuras con un ángulo de inclinación de 30° orientadas al sur, con lo cual se maximiza la colección de radiación solar a lo largo del año. Cada uno de los GFV se encuentran conectados a un inversor monofásico con conexión a la red eléctrica SMA™ Sunny Boy SB1200. Las medidas son registradas empleando un sistema automático de adquisición de datos (SAD) por

3. MATERIALES Y MÉTODOS

medio del cual se monitorizan los parámetros eléctricos y medioambientales que caracterizan el funcionamiento de los sistemas FV, almacenando valores promediados cada 5 minutos de los parámetros en cuestión. Cabe señalar que no se dispone de las medidas a sol real de la curva característica I - V para cada GFV. El SAD se basa en el registrador automático de datos (*datalogger*, en inglés) SWebBox-TE5101232 de SMA™. Además, se cuenta con un amplio conjunto de datos monitorizados, de los cuales se tienen registros desde el año 2011, como se ha dicho anteriormente. Esto proporciona un volumen de datos significativo sobre el que se sustenta este estudio previo.



Figura 7. Instalaciones de SFCR estudiados en Jaén: a-Si en la fila superior y a-Si/ μ c-Si en la fila inferior. El módulo FV más cercano al lector es de a-Si en dicha fila inferior.

Como se ha comentado anteriormente, el estudio realizado en la UJA sirvió como aprendizaje de la caracterización de SFCR. Además, permitió sentar las bases para el aprendizaje de la estimación de la tasa de la degradación, para después poder aplicar dichos conocimientos al estudio de los SFCR de Perú, comparando así el comportamiento de varias tecnologías FV en enclaves diferentes.

El estudio realizado sobre la tecnología FV en Perú ha sido posible gracias al proyecto “Emergiendo con el Sol”. Este proyecto fue financiado por la Agencia Andaluza de Cooperación internacional para el Desarrollo (AACID) y su ejecución fue dirigida por el Grupo IDEA desde septiembre de 2013 a marzo de 2018. En el marco de esta iniciativa se instalaron cuatro SFCR de pequeña potencia (< 4 kW) en tres ubicaciones de Perú, los cuales se constituyeron en proyectos de demostración de la tecnología FV. Concretamente, se instalaron sistemas FV en las siguientes Instituciones peruanas: la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI) en Lima (latitud 12,0° S, longitud 77,0° O), Universidad Nacional de San Agustín (UNAS) en Arequipa (latitud 16,4° S, longitud 71,5° O) y la Universidad Nacional Jorge Basadre Grohmann (UNJBG) en Tacna (latitud 18,0° S, longitud 70,3° O). En dos de dichos sistemas (SFCR #1 y SFCR #2, localizados en Arequipa y Tacna, respectivamente) se emplearon módulos de sc-Si, mientras que en

el SFCR #3 (Lima) se utilizaron módulos de mc-Si. En el SFCR #4, también ubicado en Lima, se empleó tecnología de a-Si/ μ c-Si.

Los SFCR de Perú mencionados más arriba se siguen monitorizando en la actualidad, por lo que a fecha de redacción de este documento se cuenta con una campaña experimental en exteriores de aproximadamente 6 años de duración.

Las condiciones climáticas de los tres enclaves bajo estudio se pueden extraer de la clasificación Köppen-Geiger [22]. El clima de Arequipa se encuentra en el límite entre el clima desértico frío (BwK) y el clima desértico caliente (Bwh), mientras que los de Lima y Tacna se clasifican ambos como climas desérticos calientes (Bwh). En este sentido, la Tabla 1 proporciona información climática cuantitativa de los lugares investigados. A continuación, se describen brevemente los antedichos cuatro sistemas FV, los cuales han sustentado con datos experimentales este trabajo.

Tabla 1. Valores medios anuales de algunos parámetros meteorológicos relevantes registrados en Arequipa, Lima y Tacna

	Arequipa	Tacna	Lima
Radiación horizontal ($\text{kWh}\cdot\text{m}^{-2}$)[75]	2380	2280	1740
Temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$)[76]	12,9	16,7	18,5
Temperatura ambiente mínima($^{\circ}\text{C}$)[77]	8,1	13,4	18,8
Temperatura ambiente máxima($^{\circ}\text{C}$) [77]	32	31,5	26,9

Los SFCR #1 y #2 son instalaciones gemelas de 3,3 kW ubicadas en Arequipa y Tacna, puestas en marcha en junio de 2015 y mayo de 2015, respectivamente. Ambas instalaciones están compuestas por 12 módulos FV de sc-Si conectados en serie de 275 Wp cada uno. Cada campo FV está conectado a un inversor Steca Coolcept-x 3010x cuya potencia nominal es de 3010 W. El SFCR #3 se puso en marcha en abril de 2015 en Lima y está compuesto por 14 módulos FV de mc-Si conectados en serie de 215 Wp cada uno, con un total de 3010 Wp. El SFCR #4 se puso en marcha en julio de 2016 en esta última ciudad y se construyó utilizando un inversor Sunny Boy 3000TL *multi-string* de dos entradas de 3000 W de potencia nominal, con un GFV compuesto por 3 cadenas *-strings*, en inglés– de 9 módulos FV de a-Si/ μ c-Si conectados en serie de 128 Wp de potencia nominal cada uno. El subcampo FV conectado a una de las entradas del inversor está compuesto por dos cadenas conectadas en paralelo, con un total de 2304 Wp. La otra entrada del inversor está conectada a la cadena restante, que totaliza 1152 Wp. Esta última no se ha investigado en esta Tesis Doctoral, como se detalla más adelante.

Todos los campos FV descritos más arriba están orientados hacia el ecuador con un ángulo de inclinación de 15° . En cuanto al factor DC/AC (*DC/AC ratio*, en inglés) — relación entre potencia del campo FV en CEM y la potencia nominal del inversor [78], [79]— utilizado en el diseño de los sistemas anteriores oscila entre 1,15 (Lima, a-Si/ μ c-Si), 1,10 (Arequipa y Tacna, sc-Si) y 1 (Lima, mc-Si). Se ha de mencionar que en todos

3. MATERIALES Y MÉTODOS

los cálculos que se describen a continuación se ha utilizado la potencia nominal de los módulos FV tal y como es especificada por sus fabricantes. Las características de cada campo FV se recogen en la Tabla 2. En la Figura 8 se muestran fotografías de los sistemas bajo estudio.

Tabla 2. Valores de las principales características eléctricas de sistemas investigados según las hojas de características del fabricante.

	SFCR #1 y #2 (Arequipa y Tacna, sc-Si)	SFCR #3 (Lima, mc-Si)	SFCR #4 ¹ (Lima, a-Si/ μ c-Si)
Potencia máxima en CEM [W]	3300	3010	2304
Corriente de cortocircuito en CEM [A]	8,9	8	6.9
Tensión de circuito abierto en CEM [V]	460	511	538
Coefficiente de temperatura de la potencia máxima del módulo [$^{\circ}\text{C}^{-1}$]	-0,0045	-0,0045	-0,0024

¹En este estudio solo se considera el subcampo FV compuesto por dos cadenas de módulos FV de a-Si/ μ c-Si conectados en paralelo a una de las entradas del inversor.



Figura 8. Fotografías de los sistemas FV investigados en Perú. Arriba a la izquierda: SFCR#1 en Arequipa (sc-Si, instalación en el tejado de un edificio); arriba a la derecha: SFCR #2 en Tacna (sc-Si, instalación integrada en edificio); abajo a la izquierda: SFCR #3 en Lima (mc-Si, instalación sobre una pérgola); abajo a la derecha: SFCR #4 en Lima (a-Si/ μ c-Si, instalación sobre suelo).

Los sistemas de monitorización utilizados en cada SFCR utilizan componentes comerciales (marca Carlo Gavazzi, entre otras) y se controlan mediante la tecnología *OLE for Process Control*, un estándar de comunicación basado en la tecnología MicrosoftTM, en combinación con el software LabVIEWTM. Cada sistema de monitorización registra los siguientes parámetros: tensión de salida AC, corriente de

salida AC, potencia aparente, potencia reactiva y potencia activa de salida AC (P_{out} , en W), frecuencia, factor de potencia, energía acumulada de salida AC, tensión de entrada DC, corriente de entrada DC, potencia de entrada DC (P_A , en W), la irradiancia en el plano del generador (G_i , en W/m^2), temperatura del módulo (T_{mod} , en ° C) y temperatura ambiente (T_{amb} , en ° C). Los datos se toman a intervalos de 15 segundos.

Para medir la temperatura se utilizan detectores térmicos resistivos Pt100 (RTD, por las siglas en inglés de *resistance temperature detector*) adheridos en la superficie posterior de los módulos FV, mientras que se utiliza un termopar con escudo protector de radiación para medir T_{amb} . En cada sistema, la irradiancia en el plano del generador (POA, por las siglas del inglés *plane of array*) se mide utilizando una célula solar calibrada de sc-Si como PVRD, emplazada en el mismo plano que el GFV. Ni los campos FV ni el PVRD correspondiente a los SFCR #1-#3 se limpiaron a lo largo de la campaña experimental, pero se tuvo especial cuidado en eliminar semanalmente sustancias sólidas tales como excrementos de aves. Las respuestas espectrales de los PVRD utilizados en estos últimos sistemas coinciden muy estrechamente con las respuestas espectrales de sus campos FV. En consecuencia, se puede asumir que dichos sensores miden la parte utilizable de la irradiación de banda ancha en el plano de los campos FV en cuestión. De ello se deduce que los valores registrados de G_i se corresponden con la irradiancia efectiva a la que son sensibles los módulos que componen los SFCR #1-#3. Dado que los PVRD se mantienen en el mismo nivel de suciedad que los módulos FV, la corriente de cortocircuito de dichos sensores incorpora la influencia de la variación de la irradiancia espectral, las pérdidas por ángulo de incidencia, así como el impacto de la suciedad. En este sentido, la forma mejor y más sencilla de medir la irradiancia efectiva en el plano es con un PVRD calibrado coplanarmente con, idealmente, la misma respuesta espectral que el campo FV [80]. Se debe destacar que los dispositivos de referencia fotovoltaicos empleados en los cuatro sistemas fueron recalibrados en noviembre de 2017.

Con el fin de evitar los problemas de estabilidad que podría suponer el empleo de un PVRD de TF, se decidió utilizar una célula solar de sc-Si calibrada, aunque esto supusiera aumentar la incertidumbre en los resultados a obtener, a causa de las distintas respuestas espectrales del instrumento de medida y el campo FV de a-Si/ μ c-Si. En este sentido, es importante recordar que las mediciones de irradiación de banda ancha, combinadas con ecuaciones que modelan el impacto del espectro y las pérdidas angulares, pueden utilizarse para calcular la irradiancia efectiva. Sin embargo, se requiere un piranómetro de termopila —que no está disponible en el montaje experimental— para este complejo enfoque, lo que también puede conducir a altas incertidumbres relacionadas con los resultados obtenidos [81]–[83]. No obstante, otros autores también han seguido la práctica de utilizar un PVRD de c-Si para medir la fracción de irradiancia de banda ancha utilizada por los materiales FV TF [16], [43],

[51], [74], [84]. En este caso, a diferencia de los SFCR #1-#3, tanto el campo FV de 2304 Wp conectado a una de las entradas del inversor del SFCR #4 como su célula solar sc-Si coplanar calibrada se limpiaron semanalmente. Cabe destacar que en el SFCR #4 se descartó estudiar los módulos que componen el *string* de 1152 Wp, puesto que no se estaban limpiando y el PVRD descrito sí que se estaba limpiando semanalmente.

3.2 CARACTERIZACIÓN DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ANALIZADOS

Para caracterizar los sistemas FV bajo estudio, se ha aplicado el estándar IEC 61724:2017-1 [85], calculándose una serie de parámetros que se definen a continuación.

En primer lugar, la irradiación mensual en el plano del generador (H_i , en Wh/m²) puede ser obtenida mediante la siguiente expresión:

$$H_i = \sum_n^{Nm} G_{i,n} \cdot \tau_n \quad (1)$$

Donde $G_{i,n}$ [W·m⁻²] es el n -ésimo valor registrado de la irradiancia en el plano del generador, N_m es el número de muestras registradas durante un mes y τ_n [h] es la duración del intervalo de medida n -ésimo. Las mediciones se realizan cada 15 segundos en los casos de estudio contemplados aquí, por lo que $\tau_n = 1/240$ h.

La energía mensual DC (E_A , en Wh) se calcula como:

$$E_A = \sum_n^{Nm} P_{A,n} \cdot \tau_n \quad (2)$$

Donde $P_{A,n}$ [W] es el n -ésimo valor registrado de la potencia DC de entrada al inversor.

La energía mensual de salida AC (E_{out} , en Wh) viene dada por:

$$E_{out} = \sum_n^{Nm} P_{out,n} \cdot \tau_n \quad (3)$$

Donde $P_{out,n}$ [W] es el n -ésimo valor registrado de la potencia de salida AC.

El índice de producción del campo FV mensual (Y_A , en Wh·W⁻¹) es igual a E_A dividido por la potencia del campo FV en CEM (P_0 , en W):

$$Y_A = \frac{E_A}{P_0} \quad (4)$$

El índice de producción final del sistema FV mensual (Y_f , en Wh·W⁻¹) se calcula de la siguiente manera:

$$Y_f = \frac{E_{out}}{P_0} \quad (5)$$

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

$$Y_r = \frac{H_i}{G^*} \quad (6)$$

Donde G^* [$W \cdot m^{-2}$] es la irradiancia de referencia en el plano ($1000 W \cdot m^{-2}$).

El factor de rendimiento mensual (PR) es igual a Y_f dividido por Y_r .

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} = \frac{\frac{E_{out}}{P_0}}{\frac{H_i}{G^*}} \quad (7)$$

Por último, el factor de rendimiento DC mensual (PR_{DC}) viene dado por la siguiente ecuación:

$$PR_{DC} = \frac{E_A}{P_0 \frac{H_i}{G^*}} \quad (8)$$

Como se comenta más detalladamente en la sección 3.3, en el análisis de la degradación se suelen preferir las métricas corregidas por la temperatura, ya que compensan la estacionalidad causada por la temperatura del módulo. Por tanto, el factor de rendimiento DC STC ($PR_{DC,STC}$) calculado sobre una base mensual viene dado por:

$$PR_{DC,STC} = \frac{\sum_n^N m \frac{P_{A,n}}{P_0 (1 + \gamma (T_{mod,n} - 25^\circ C))}}{\frac{H_i}{G^*}} \quad (9)$$

Donde $T_{mod,n}$ [$^\circ C$] es el n -ésimo valor registrado de la temperatura del módulo FV y γ es el coeficiente de temperatura de potencia máxima del módulo [$^\circ C^{-1}$]. Los valores de γ utilizados en los cálculos se han asumido iguales a los proporcionados por la hoja de datos de los fabricantes.

Los valores anuales del índice de producción final ($Y_{f,anual}$, en $Wh \cdot W^{-1}$), de producción del campo FV ($Y_{A,anual}$, en $Wh \cdot W^{-1}$), de referencia mensual ($Y_{r,anual}$, en $Wh \cdot W^{-1}$), del factor de rendimiento (PR_{anual}), del factor de rendimiento DC ($PR_{DC,anual}$) y del factor de rendimiento DC STC ($PR_{DC,STC,anual}$) pueden calcularse utilizando las ecuaciones (1)-(9), ampliando el intervalo de tiempo considerado a un año. Igualmente, las Ecs. (4), (5) y (7)-(9) pueden emplearse para calcular el parámetro correspondiente aplicado a un módulo FV: basta con considerar el valor de P_0 igual a la potencia máxima en CEM del módulo bajo estudio.

3.3 MÉTODOS EMPLEADOS EN EL ANÁLISIS DE DEGRADACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS FOTOVOLTAICAS ESTUDIADAS

Como se ha comentado en la sección 3.2, para evaluar los valores de R_D se pueden utilizar métricas de rendimiento comúnmente utilizadas, como son PR , PR_{DC} y $PR_{DC,STC}$. Sin embargo, se prefiere usar $PR_{DC,STC}$, ya que este permite evaluar R_D tras corregir la temperatura del módulo a 25 °C, minimizando así la estacionalidad causada por este último parámetro [7], [16], [43], [47], [50], [55].

Antes de evaluar la tasa de degradación anual, es necesario llevar a cabo un filtrado exhaustivo que elimine todos aquellos valores anómalos. Adicionalmente, en el estudio que sigue se aplican los siguientes criterios de filtrado:

- a) Desechar ternas de valores $P_{A,n}$, $G_{i,n}$ y $T_{mod,n}$ en los que se verifique que $G_{i,n} < 200 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$. De esta manera, se evitan situaciones de iluminación no uniforme, no linealidades a bajos niveles de irradiancia y transitorios de puesta en marcha y apagado del inversor.
- b) Desechar ternas de valores $P_{A,n}$, $G_{i,n}$ y $T_{mod,n}$ en los que se verifique que $P_{out,n} > 0,99 \cdot P_{INV}$ (donde P_{INV} [W] es el valor de la potencia nominal del inversor). De esta manera, no se consideran situaciones de saturación del inversor (*inverter clipping*, en inglés).

Actualmente hay diferentes métodos estadísticos que se utilizan en la literatura para evaluar la tasa de degradación anual. Sin embargo, el principal problema que se presenta es la falta de consenso sobre cuál es más exacto, y por ende, el más adecuado. Por tanto, sería interesante poder contar con un método estadístico que posea exactitud y que se utilice de forma universal por la comunidad científica. En esta línea, en la literatura se pueden encontrar estudios que se centran en la aplicación de diferentes técnicas estadísticas y comparativas como LR (o OLS), CSD, la descomposición estacional y de tendencia mediante LOESS (STL), ARIMA y el análisis robusto de componentes principales (RPCA) que extraen la tendencia de las series temporales de rendimiento medidas y asumen la linealidad en el declive temporal de la potencia FV [7], [10]–[12], [84], [86]–[89]. No obstante, una gran parte de los estudios existentes han empleado el enfoque LR principalmente debido a su simplicidad [6], [44], [89]–[92]. A pesar de que la simplicidad de las técnicas de regresión basadas en LR las hace aplicables a las series temporales de rendimiento de sistemas FV en exteriores, la extracción de la tendencia es muy propensa a los errores causados por la estacionalidad, las tendencias no constantes, los valores atípicos y los datos perdidos. Algunos estudios recientes han sido enfocados en técnicas de desestacionalización, como CSD y STL, para reducir las fluctuaciones estacionales [6], [84], [92]. Otros estudios se han centrado en reducir y extraer la estructura subyacente de los datos (componentes que muestran la varianza más sustancial en los datos)

aplicando el método RPCA para calcular el índice de degradación [13], [87], [93]. Otra técnica de estimación es la denominada YOY (que identifica la mediana de la pendiente entre todas las líneas que pasan por los puntos de datos, habitualmente separados por un año, propuesta como alternativa a los modelos regresivos [54]. En concreto, el método YOY se utiliza como un potente y práctico estimador de diferencia central para evaluar la mediana de la degradación de los sistemas FV comparando una multitud de tendencias de día a día o de mes a mes a lo largo de cada año [94]. Los efectos estacionales, como la suciedad, el sombreado y el sesgo de la temperatura, se minimizan utilizando este método.

Por tanto, con el objetivo de evaluar R_D de cada sistema FV, a las series temporales de $PR_{DC, STC}$ obtenidas en la sección anterior para cada uno de los cuatro SFCR ubicados en Perú, se les va a aplicar las siguientes técnicas estadísticas: LR, CSD y YOY, por ser las más extendidas en la literatura. Dichas técnicas se detallan a continuación:

a) Regresión lineal

La regresión lineal (LR) consiste en la realización de un ajuste lineal de la serie temporal. Para ello, se aplica la siguiente ecuación:

$$Y = aX + b \quad (10)$$

Donde a es la pendiente de la recta y b es la intersección con el eje Y.

A continuación, el valor de R_D se puede calcular utilizando la siguiente expresión, tal como describen Jordan *et al.*[23]:

$$R_D = \frac{12a}{b} \times 100 \quad (11)$$

La incertidumbre estadística asociada al valor estimado de R_D se puede calcular mediante los errores estándar para el estimador de la pendiente y la ordenada en el origen, según el procedimiento detallado en [95], suponiendo un factor de cobertura $k_c = 2$, lo que proporciona un intervalo de confianza (IC) del 95%.

b) Descomposición de series clásica

En el método de descomposición de series clásica (CSD), primeramente se aísla la tendencia de la serie de datos. Dicha tendencia de una serie temporal puede aislarse mediante un método de descomposición basado en una media móvil centrada [8]. Así, la tendencia T_t de una serie temporal Y en el momento t viene dada por la siguiente ecuación:

$$T_t = \frac{1}{2} \left(\frac{1}{k} \sum_{i=t-m}^{t+m-1} Y_i + \frac{1}{k} \sum_{i=t-m+1}^{t+m} Y_i \right) \quad t > m \quad (12)$$

3. MATERIALES Y MÉTODOS

Donde k es el orden de una media móvil de orden $2 \times k$, $m = k/2$, asumiendo que $k = 12$ (número de meses del año).

Tras aislar la tendencia de la serie temporal, a esta se le aplica la técnica de la regresión lineal utilizando la siguiente ecuación:

$$Y = aX + b \quad (13)$$

Donde a es la pendiente de la recta y b es la intersección con el eje Y.

Finalmente, para obtener la tasa de degradación anual se ha de aplicar la Ec. (11) a la recta obtenida según la Ec. (13). La incertidumbre estadística relacionada con el valor estimado de R_D se ha calculado mediante los errores estándar estimados para el valor de la pendiente y para el de la intersección con el eje Y [95]. Se ha asumido un factor de cobertura de $k_c = 2$ para proporcionar un IC del 95%.

c) Año a año

El método año a año (YOY) se basa en evaluar la tasa de variación que experimenta el valor de una métrica de rendimiento correspondiente a un mes determinado de un año concreto respecto del valor de dicha métrica en el mismo mes del año anterior. Este cálculo se aplica a los restantes valores mensuales de esta métrica del año estudiado y posteriormente al resto de los años. Así, el descenso del rendimiento a largo del tiempo del espécimen FV analizado está representado por la mediana de la distribución resultante. Como R_D es desconocida, se utiliza un enfoque *bootstrap* para estimar un IC del 95% en la distribución de R_D [11], [96].

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En esta sección se muestran y discuten los resultados obtenidos una vez abordados los objetivos específicos propuestos en la presente Tesis Doctoral.

4.1 CARACTERIZACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ESTUDIADOS EN PERÚ

Esta sección presenta los valores obtenidos de los diferentes índices de producción y métricas de rendimiento correspondientes a las instalaciones FV monitorizadas en Perú. Se ha de mencionar que gran parte de los datos correspondientes al SFCR #1 y #4, recogidos en junio-julio de 2015 y junio-noviembre de 2016, respectivamente, resultaron inválidos o inconsistentes. Por tanto, dichos datos no se han tenido en cuenta en los períodos estudiados en esta Sección, los cuales duran más de tres años para los SFCR #1 y #3, y más de un año y medio para el SFCR #4.

En relación a los índices de producción, las Figuras 9-11 muestran los valores de Y_r e Y_f para los SFCR #1-#3, mientras que la Figura 12 representa los valores de Y_r y Y_A para el SFCR #4. Dichos valores se representan a lo largo del periodo de estudio de cada sistema. Cabe destacar que los valores de Y_r se han calculado a partir de los valores efectivos de G_i —considerando tecnología de sc-Si— ya que este último parámetro se midió mediante un PVRD y no con piranómetro de termopila. En cualquier caso, existe una notable correlación entre la producción FV y el recurso solar. Por lo tanto, la discusión que sigue para Y_r también es cualitativamente válida —con las salvedades que se describirán— para Y_f (Y_A , para el caso del SFCR #4).

Arequipa muestra el perfil mensual de irradiación más estable, manteniéndose entre 150 y 200 kWh·kW⁻¹ durante la mayor parte de la campaña experimental. La estacionalidad es más pronunciada en Tacna, ya que los valores de Y_r son mayores en diciembre-marzo y menores en mayo-julio. En concreto, la estacionalidad que experimenta este parámetro —la diferencia entre su valor máximo y mínimo— es alrededor de 100 kWh·kW⁻¹. Es evidente que Lima tiene el perfil de irradiación más bajo, lo que se traduce en índices de producción mucho menores en comparación con aquellos obtenidos por Arequipa y Tacna. Lima también muestra una tendencia estacional muy marcada durante el periodo investigado. Como se muestra en la Figura 11, Y_r se mantiene por debajo de 60 kWh·kW⁻¹ durante los meses de invierno —llegando a bajar hasta 30 kWh·kW⁻¹ en junio de 2018— mientras que este parámetro alcanza su pico máximo de 160 kWh·kW⁻¹ en marzo. Es destacable que Y_f para el SFCR #3 —mc-Si, sin limpiar— es notablemente menor que Y_A para el SFCR #4 —a-Si/μc-Si, subcampo FV limpiado semanalmente. Por supuesto, ambos índices de producción no

pueden compararse directamente: dejando consideraciones de limpieza de módulos aparte, las pérdidas del balance del sistema no se sustraen del valor de Y_A correspondiente al SFCR #4. Sin embargo, estas apreciables diferencias entre los índices de producción de ambos sistemas ubicados en Lima serán tratadas en profundidad posteriormente.

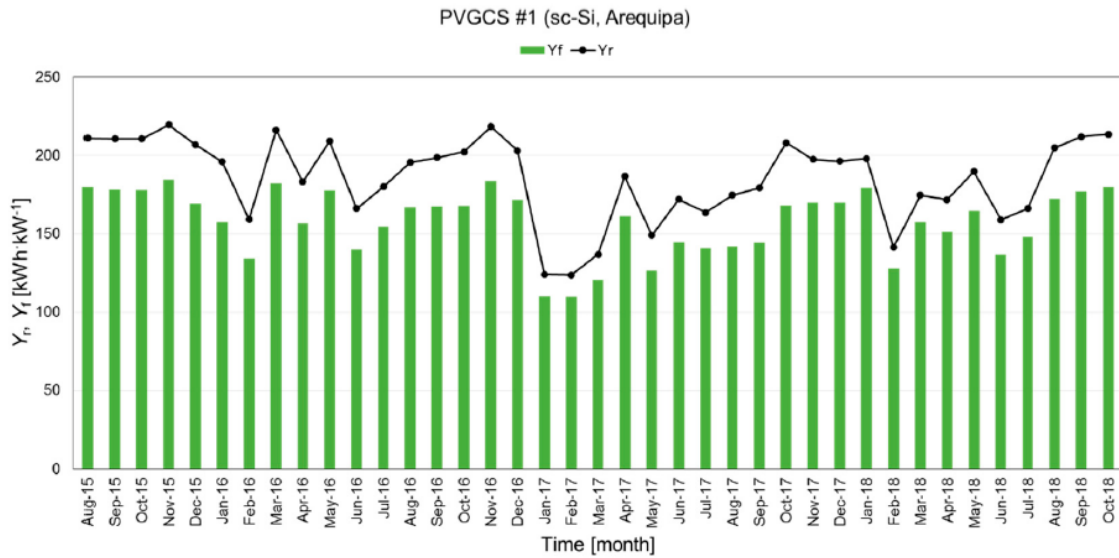


Figura 9. Valores de Y_r e Y_f para el SFCR #1 durante el periodo analizado. Tanto el campo FV como el PVRD se dejaron sin limpiar.

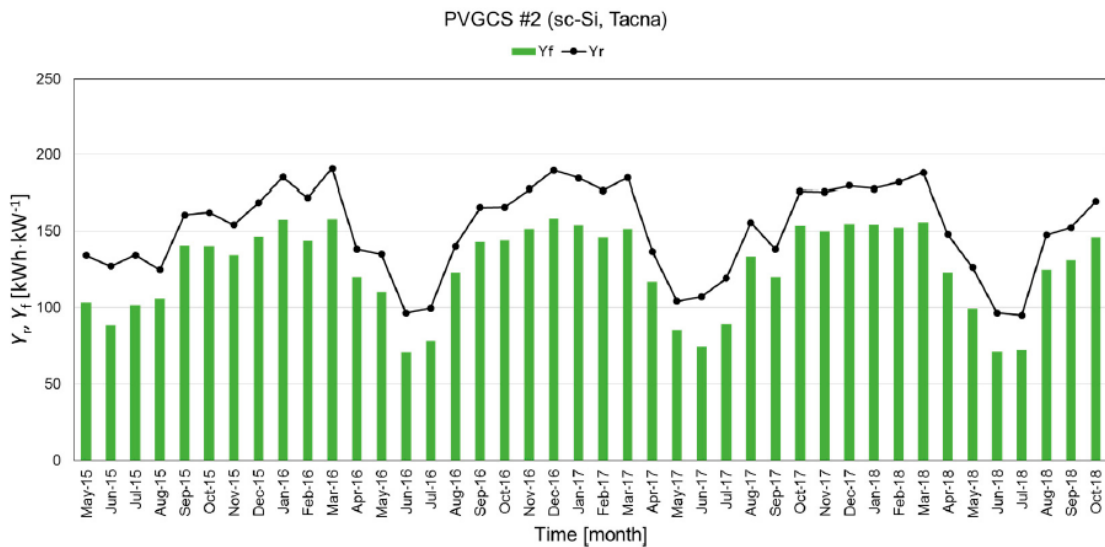


Figura 10. Valores de Y_r e Y_f para el SFCR #2 durante el periodo analizado. Tanto el campo FV como el PVRD se dejaron sin limpiar.

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

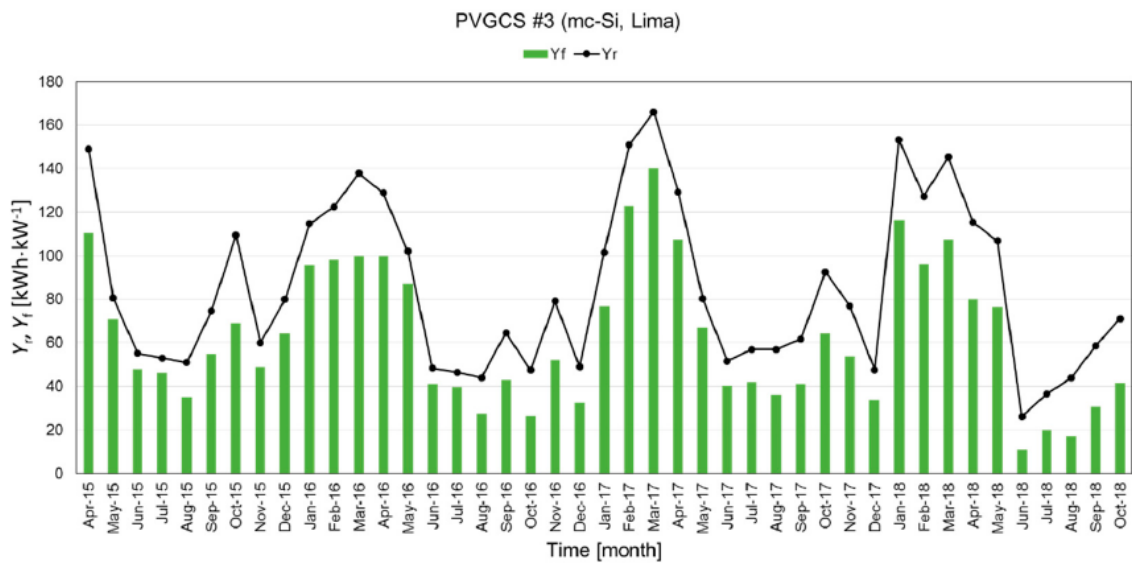


Figura 11. Valores de Y_r e Y_f para el SFCR #3 durante el periodo analizado. Tanto el campo FV como el PVRD se dejaron sin limpiar.

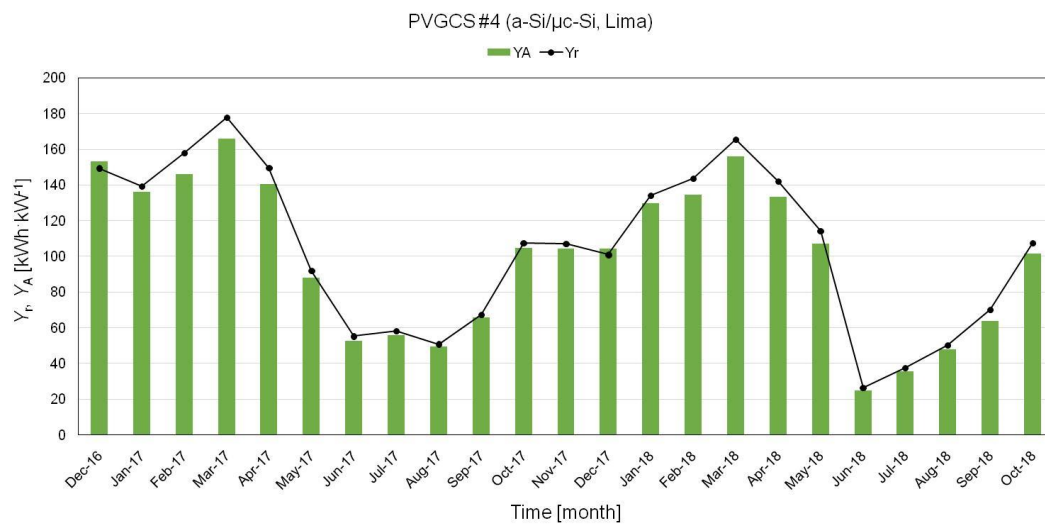


Figura 12. Valores de Y_r e Y_A para el SFCR #4 durante el periodo analizado. Tanto el campo FV como el PVRD se limpiaron semanalmente.

Respecto al factor de rendimiento mensual, las Figuras 13-15 muestran los valores de dicha métrica para los SFCR #1-#3, mientras que la Figura 16 representa los valores de PR_{DC} para el SFCR #4. Todos estos valores se representan a lo largo del periodo de estudio de cada sistema. Con el fin de obtener una mejor interpretación del comportamiento de los cuatro casos de estudio, los valores de la temperatura ambiente y del módulo diurnos promediados mensualmente ($\langle T_{amb} \rangle$, en °C y $\langle T_{mod} \rangle$, en °C, respectivamente) se muestran también en estas Figuras. Estos últimos parámetros están obviamente correlacionados con los índices de productividad de los sistemas y ayudan a analizar el impacto negativo que provoca el aumento de la temperatura del módulo en el comportamiento de los módulos FV.

Prácticamente no se produjeron paradas de los inversores en ningún sistema durante el periodo estudiado. Sin embargo, en Arequipa y Tacna se observó esporádicamente la saturación de los inversores (*inverter clipping*, en inglés) en diciembre-abril y octubre-abril, respectivamente. También se identificó de forma igualmente esporádica la saturación del inversor en el sistema FV basado en a-Si/ μ c-Si ubicado en Lima durante octubre y noviembre de 2017, y abril de 2018. Estas pérdidas están causadas por el ligero subdimensionado de los inversores en relación con el campo FV. Además, el sombreado parcial experimentado por el campo FV de Tacna durante algunos meses de otoño e invierno —concretamente, mayo, junio y julio— ejerce una influencia negativa en su rendimiento. Más abajo se abundará sobre este sombreado parcial y el obstáculo que lo provoca.

En la Figura 13 se aprecia un comportamiento bastante estable del SFCR #1 en términos de rendimiento. Aunque no se monitorizaron a lo largo de la campaña experimental, los flujos de viento suaves y constantes juegan un papel importante junto con los valores de temperaturas ambiente no demasiado extremos en Arequipa para mantener $\langle T_{\text{mod}} \rangle$ entre 28-36 °C. Los valores calculados de PR muestran poca fluctuación a lo largo de la campaña experimental, ya que se sitúan entre 0,80 y 0,91. Como era de esperar, los mayores/menores valores de este último parámetro están relacionados con valores más bajos/más altos de $\langle T_{\text{mod}} \rangle$.

El PR del SFCR #2 muestra una tendencia estacional claramente perceptible. Así, los valores de la métrica en cuestión oscilan entre 0,70 y 0,88, como se ilustra en la Figura 14. En contra de lo que cabría esperar, este último parámetro fue más bajo en junio y julio que en otros meses más cálidos. Lamentablemente, poco después de que se instalara el sistema FV en Tacna, se construyó un edificio en sus proximidades. Las pérdidas debidas al sombreado parcial causadas por este edificio tienen lugar en los períodos de mayo a julio, cuando la altura del sol es menor, como se muestra en la Figura 17.

El SFCR #3 presenta una notable estacionalidad, causada principalmente por la influencia de los dos factores que se especifican a continuación. Las altas temperaturas de los módulos reducen el valor de PR , descendiendo dicha métrica por esta causa hasta 0,69 en abril de 2018. Por el contrario, los valores de PR se situaron entre 0,87-0,88 en mayo-julio de 2016, cuando las temperaturas registradas fueron más frías. Por otro lado, la mayor parte de la irradiación en el plano del generador se obtiene en Lima con bajos valores de irradiancia en el plano ($<200 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$) en agosto-octubre, hecho que conduce a una notable disminución de la eficiencia FV. Para lograr una mejor comprensión de este fenómeno, se estudió un mes específico del referido período del año. Así, el porcentaje y el porcentaje acumulado de H_i según clases de G_i durante el mes de agosto de 2017 para el SFCR #3 —cuyo PVRD se dejó sin limpiar— y el SFCR #4 —cuyo PVRD se limpió semanalmente— se muestran en la Figura 18. Claramente, la

distribución de H_i se concentra en las clases de G_i más bajas, independientemente de si la irradiación en el plano proviene de un PVRD limpiado semanalmente o de un PVRD sin limpiar. Como se muestra a continuación, esto conduce a un rendimiento pobre de los módulos FV mc-Si, debido a las pérdidas que presenta este material FV a niveles de irradiancia bajos. En concreto, para el mes analizado, hasta el 65% de la irradiación en el plano se recogió por debajo de $200 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$, medida con el PVRD limpiado semanalmente. Este porcentaje se eleva a más del 70% cuando se mide con el PVRD sin limpiar. Por el contrario, la parte de H_i recogida por debajo de $200 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ se reduce a solo un 10% en algunos meses más cálidos, como marzo de 2016, como se muestra en la Figura 18.

Es un hecho conocido que el rendimiento de un dispositivo FV disminuye de forma no lineal a niveles de luz bajos. Cabe mencionar un estudio [97], en el que se analiza la influencia de la intensidad de la irradiancia incidente en la eficiencia de varias tecnologías FV. En esta publicación, la eficiencia normalizada (η_{eff}) se define como la relación entre la eficiencia del módulo FV —corregida a $25 \text{ }^\circ\text{C}$ y medida con un PVRD de la misma tecnología que el módulo FV bajo estudio— y la eficiencia del módulo FV en CEM. Así, se encontraron valores de η_{eff} de 0,90 y 0,84 para un módulo de sc-Si a 200 y $100 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$, respectivamente. En esta misma dirección, Kenny et al. [98] obtuvieron 0,94 y 0,82 para el η_{eff} en estos dos niveles de irradiancia incidente para un módulo FV de mc-Si. Está claro que las pérdidas por baja irradiancia ejercen un impacto perjudicial muy notable en el rendimiento de los módulos FV mc-Si en Lima. Sin embargo, el sistema debe de haber experimentado otras pérdidas adicionales para justificar los extraordinariamente bajos valores de PR ocurridos en junio y agosto de 2018, los cuales se sitúan en torno a 0,4. Se necesita investigar más para analizar este rendimiento anormalmente pobre. De todos modos, en la Figura 15 se aprecia un claro descenso constante del rendimiento del sistema FV, un hecho que puede sugerir que los módulos FV mc-Si han sufrido problemas de degradación prematura. Este descenso debe cuantificarse sobre una base anual, por lo que los valores de PR_{anual} a lo largo de los años analizados se muestran más adelante.

El rendimiento del SFCR #4 muestra un bajo perfil estacional, como se ilustra en la Figura 16. En efecto, los valores de PR_{DC} se sitúan entre 0,94 y 1,03 a lo largo del periodo estudiado. Como se muestra en la Tabla 2, un menor coeficiente de temperatura de potencia máxima de los módulos FV a-Si/ $\mu\text{c-Si}$, hace que estos sean menos vulnerables a la influencia de la temperatura del módulo que los fabricados con tecnologías c-Si. Además, la disminución del rendimiento de este sistema debido a los bajos niveles de irradiancia es mucho menor que la experimentada por el SFCR #3, ya que los valores de PR_{DC} se mantienen por encima de 0,94. Desafortunadamente y hasta donde sabemos, el comportamiento de los módulos FV a-Si/ $\mu\text{c-Si}$ a niveles bajos de iluminación no se ha abordado cuantitativamente. Sin embargo, Mavromatakis et

al. [97] encontraron valores de η_{eff} de 0,98 y 0,94 para un módulo FV basado en estructura tándem de a-Si a 200 y 100 $\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$, respectivamente. Estos valores bien podrían ser similares a los de un módulo FV basado en estructura tándem a-Si/ $\mu\text{c-Si}$, lo que explica el buen rendimiento de esta tecnología a niveles de irradiancia bajos.

No obstante, el mejor rendimiento del SFCR #4 con respecto al SFCR #3 debe tomarse con cierta cautela. Incluso dejando de lado la evidente ausencia de pérdidas de conversión del inversor —las cuales no influyen en PR_{DC} — es probable que los efectos espectrales den lugar a una sobreestimación de este último parámetro. Recientemente se ha publicado un trabajo en el que la ciudad de Lima ha sido caracterizada espectralmente [99] y en donde se pone de manifiesto que los espectros desplazados a longitudes de onda cortas prevalecen en dicho enclave. Este fenómeno causa ganancias espectrales anuales de 6,8%, y -2,3% en dispositivos FV con respuestas espectrales típicas de a-Si y sc-Si, respectivamente. En este sentido y según lo anterior, el sensor de irradiancia de sc-Si sufre pérdidas espectrales, lo que provoca una ligera sobreestimación de PR_{DC} . Además, la estabilización y los problemas de degradación a largo plazo de los módulos FV a-Si/ $\mu\text{c-Si}$ en climas desérticos costeros no se han estudiado aún en profundidad. A modo de ejemplo, el periodo de estabilización de este material TF puede durar hasta 14 meses en Jaén (España) [52], un lugar con un clima continental-mediterráneo. Podría ser que los módulos FV del SFCR #4 no hubieran alcanzado su estado estabilizado antes del inicio del periodo de estudio en diciembre de 2016, no habiendo completado para entonces su proceso de degradación inicial. En consecuencia, es necesario seguir investigando sobre las cuestiones anteriores para evaluar con mayor exactitud el rendimiento de esta tecnología FV en Lima.

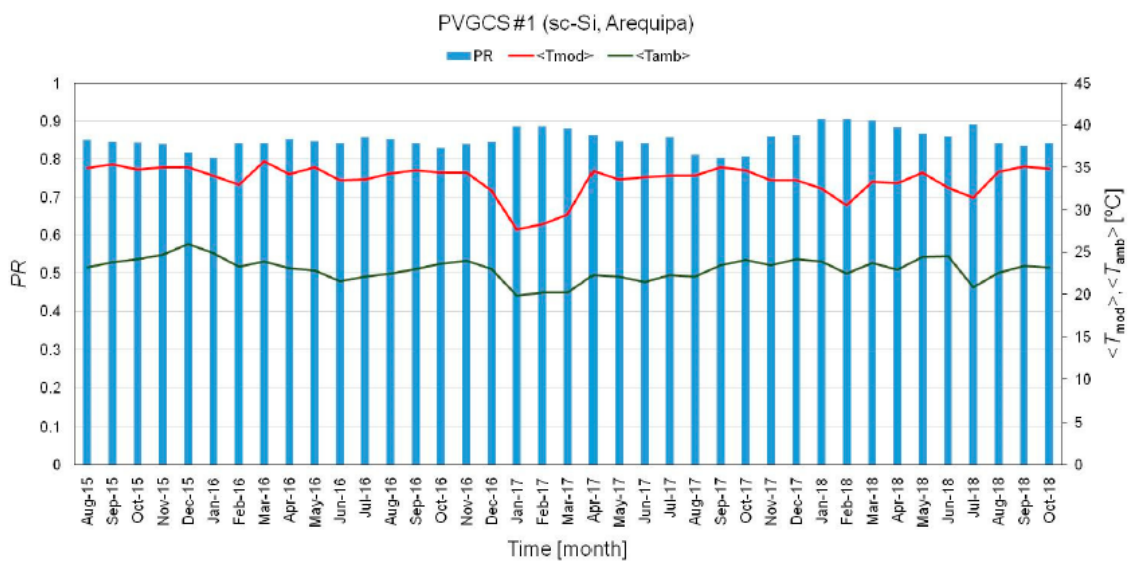


Figura 13. Valores de PR, $\langle T_{\text{amb}} \rangle$ y $\langle T_{\text{mod}} \rangle$, para el SFCR #1 durante el periodo analizado. Solo los valores de temperatura diurnos registrados se tienen en cuenta en los cálculos.

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

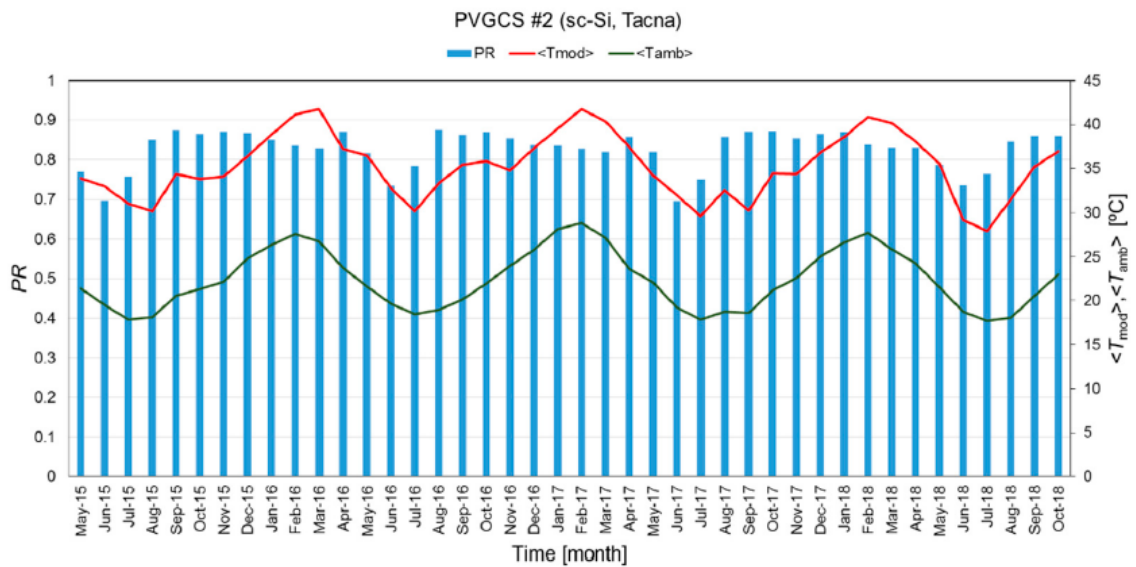


Figura 14. Valores de PR, $\langle T_{amb} \rangle$ y $\langle T_{mod} \rangle$, para el SFCR #2 durante el periodo analizado. Solo los valores de temperatura diurnos registrados se tienen en cuenta en los cálculos.

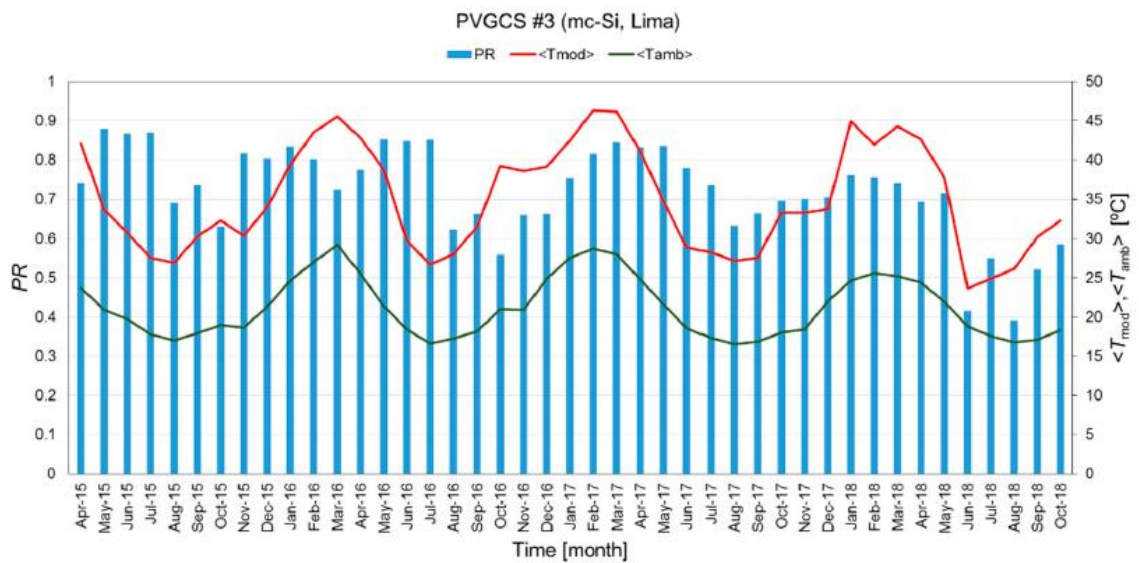


Figura 15. Valores de PR, $\langle T_{amb} \rangle$ y $\langle T_{mod} \rangle$, para el SFCR #3 durante el periodo analizado. Solo los valores de temperatura diurnos registrados se tienen en cuenta en los cálculos.

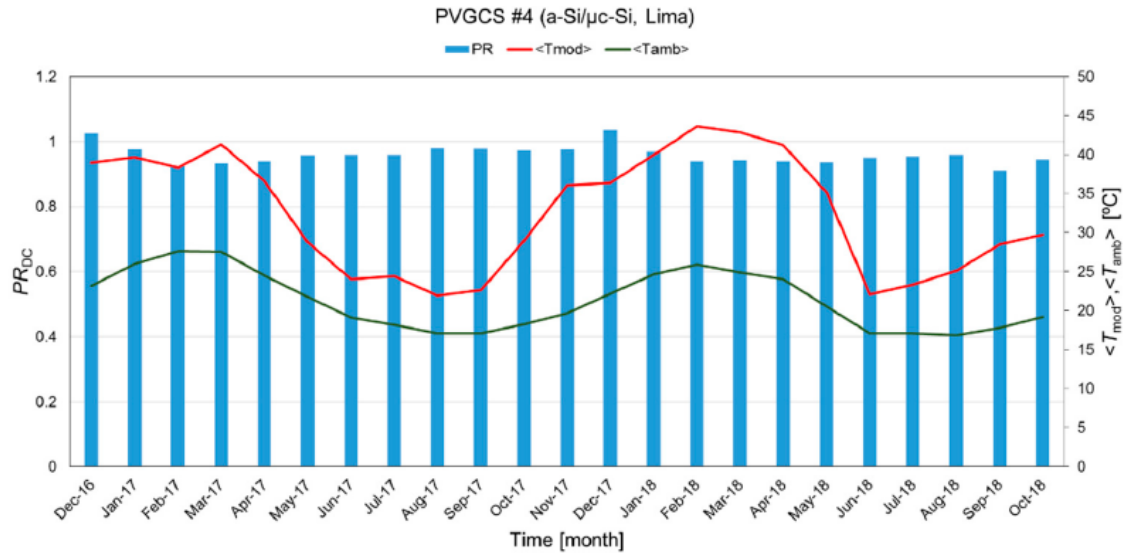


Figura 16. Valores de PR, $\langle T_{amb} \rangle$ y $\langle T_{mod} \rangle$, para el SFCR #4 durante el periodo analizado. Solo los valores de temperatura diurnos registrados se tienen en cuenta en los cálculos.

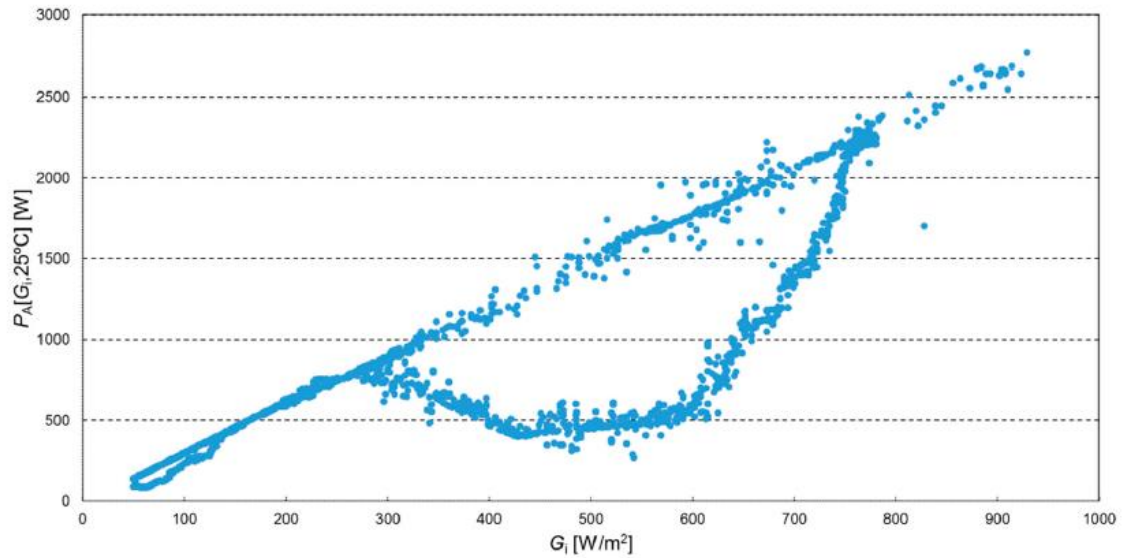


Figura 17. Valores de la potencia del campo FV del SFCR #2 corregida a 25 °C ($P_A [G_i, 25^\circ C]$, en W) frente a la irradiancia en el plano del generador durante un día completo (28/06/2016). El comportamiento no lineal que se distingue claramente entre 300 y 800 $W \cdot m^{-2}$ está causado por una sombra proyectada sobre el campo FV. El impacto de la sombra de un elemento circundante sobre la producción FV es apreciable también por debajo de 200 $W \cdot m^{-2}$.

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

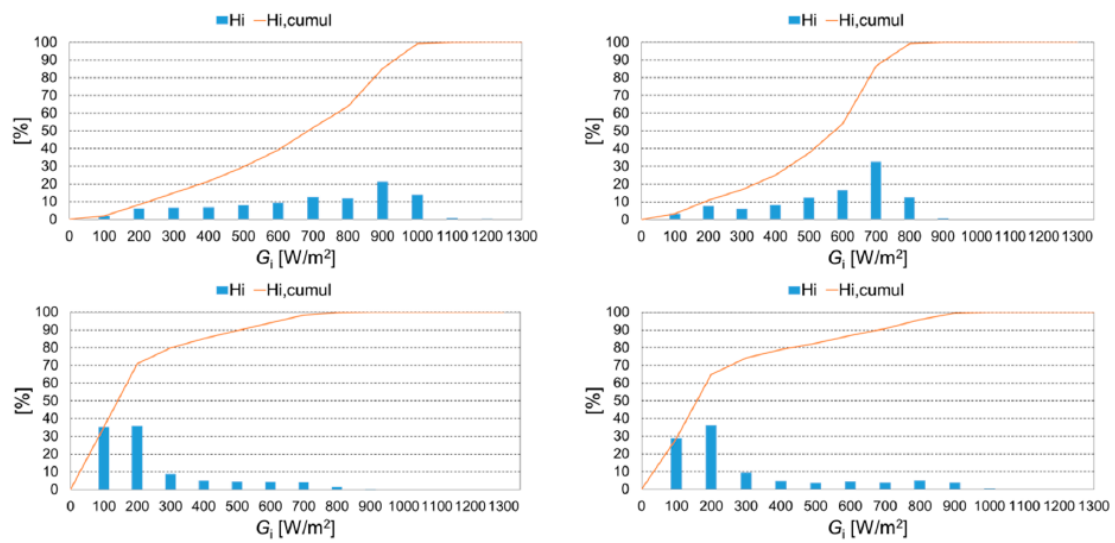


Figura 18. Porcentaje de H_i y porcentaje acumulado de dicho parámetro ($H_{i,cumul}$, en %) distribuido en clases de G_i durante marzo de 2016 para el SFCR #3 (arriba a la izquierda), marzo 2016 para el SFCR #4 (arriba a la derecha), agosto 2017 para el SFCR #3 (abajo a la izquierda), y agosto de 2017 para el SFCR #4 (abajo a la derecha).

La Tabla 3 muestra los valores de $Y_{r,anual}$ para los cuatro sistemas investigados. Los valores de $Y_{f,anual}$, en $\text{kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$ para los SFCR #1-#3, así como un único valor anual de $Y_{A,anual}$ para el SFCR #4 también se muestran en esta Tabla. En consecuencia, los valores del factor de rendimiento anual de cada sistema —que se muestran en la Tabla 4— pueden derivarse fácilmente de la información contenida en la Tabla 3. Hay que tener en cuenta que el periodo de análisis para el SFCR #1 se extiende desde agosto de 2015 hasta octubre de 2018, mientras que los del SFCR #2 y #3 se extienden de mayo de 2015 a octubre de 2018 y de abril de 2015 a octubre de 2018, respectivamente. Asimismo, el SFCR #4 se analizó durante el periodo de diciembre de 2016 a octubre de 2018. Sin embargo, los periodos de 12 meses considerados en ambas Tablas comienzan en agosto de 2015 con el fin de evaluar los parámetros anteriores en los mismos plazos para todos los sistemas FV estudiados en este trabajo.

Tabla 3. Valores anuales del índice de productividad final y de referencia ($\text{kWh}\cdot\text{kW}^{-1}$) de los cuatro sistemas estudiados.

Período	SFCR #1	SFCR #2	SFCR #3	SFCR #4
	(Arequipa, sc-Si)	(Tacna, sc-Si)	(Lima, mc-Si)	(Lima, a-Si/ $\mu\text{c-Si}$)
	$Y_{f,anual}/Y_{r,anual}$	$Y_{f,anual}/Y_{r,anual}$	$Y_{f,anual}/Y_{r,anual}$	$Y_{A,anual}/Y_{r,anual}$ ¹
Ago 2015-Jul 2016	1992/2343	1505/1792	833/1082	-
Ago 2016-Jul 2017	1770/2107	1537/1852	778/1023	-
Ago 2017-Jul 2018	1860/2214	1540/1855	736/1090	1338/1380

¹No se calcularon los valores anuales de Y_f para el SFCR #4, ya que en el análisis solo se considera un subcampo FV conectado a una de las entradas del inversor.

Tabla 4. Valores de PR_{anual} para el SFCR #1-3 y $PR_{\text{DC,anual}}$ para el SFCR #4

Período	SFCR #1 (Arequipa, sc-Si)	SFCR #2 (Tacna, sc-Si)	SFCR #3 (Lima, mc-Si)	SFCR #4 (Lima, a-Si/ μ c-Si)
Ago 2015-Jul 2016	0,85	0,83	0,77	-
Ago. 2016-Jul 2017	0,84	0,82	0,76	-
Ago. 2017-Jul 2018	0,84	0,81	0,70	0,97

Los valores anuales de $Y_{r,\text{anual}}$ por sí solos no son útiles para caracterizar los SFCR #1-#3, ya que dicho índice ha sido calculado utilizando la irradiancia efectiva, que podría verse disminuida en gran medida por el nivel de suciedad. En efecto, dado que en estos tres sistemas no se limpian ni los módulos FV ni el PVRD, la escasez de agentes de limpieza naturales (lluvia) en los climas desérticos —como los de Arequipa, Tacna y Lima— aumenta en gran medida el impacto de la suciedad en los registros de G_i . Las pérdidas angulares sufridas por el PVRD también se ven aumentadas por la deposición natural de polvo y suciedad, tal y como muestran Martín y Ruiz [100], [101]. Sin embargo, cabe ser destacado que los PVRD del SFCR #3 y del SFCR #4 fueron instalados en el mismo enclave (Lima), a 1 km de distancia entre sí, y tienen el mismo ángulo de inclinación y orientación. Como el PVRD de este último sistema se limpia semanalmente, puede obtenerse una estimación de las pérdidas anuales experimentadas por la irradiación efectiva disponible para el SFCR #3 durante el periodo de agosto de 2017 a julio de 2018 mediante la comparación de los índices de producción de referencia calculados para ambos sistemas durante el mismo período (Tabla 3). Por lo tanto, se estima que se pierde hasta un 21% de generación FV debido a que el campo FV está sin limpiar, lo que supone una pérdida mucho mayor por dicha causa que las registradas en climas más lluviosos y templados [102].

Investigar el impacto de la suciedad está fuera del alcance de este estudio. No obstante, exponer algunos resultados basados en contribuciones anteriores puede ayudar a poner en contexto la estimación anterior de la influencia del polvo y la suciedad en el rendimiento del SFCR #3. Lamentablemente, la literatura relativa a la cuantificación de las pérdidas de generación FV en enclaves latinoamericanos de clima árido debidas a esta causa es muy escasa y hasta donde sabemos, limitada a Chile. Así, Ferrada et al. [42] investigaron los valores de la pendiente de las series temporales diarias de PR en función del nivel de suciedad para módulos FV basados en sc-Si y a-Si/ μ c-Si en una ubicación de clima desértico costero (Antofagasta, Chile), mientras que Urrejola et al. [43] analizaron el impacto de la suciedad en la degradación de sc-si, mc-Si y a-Si/ μ c-Si en Santiago (Chile). Sin embargo, ninguna de las dos contribuciones presenta una estimación de las pérdidas anuales causadas por la suciedad. En este sentido, algunos estudios que tratan este tema en emplazamientos en la región del Golfo Pérsico —algunos de los cuales tienen un clima costero desértico— son dignos de mención. En Riad (Arabia Saudí) se registraron pérdidas debidas a la suciedad en sistemas FV de hasta un 32% en ocho meses [103]. El 70% de la energía FV se perdió en un año debido a problemas de suciedad en un enclave de los Emiratos Árabes Unidos

[104]. Otro estudio realizado en Dahrán (Arabia Saudí) detectó pérdidas del 50% en un sistema FV durante seis meses [105].

Los estudios disponibles en la literatura sobre el comportamiento de varias tecnologías FV en diferentes lugares del mundo son ilustrativos, pero a menudo son difíciles tanto de ser interpretados adecuadamente como de ser comparados entre sí. Sin embargo, resulta aconsejable contrastar los resultados obtenidos en este trabajo con algunos de los estudios disponibles sobre materiales FV idénticos o similares, bajo climas y protocolos experimentales razonablemente parecidos. Concretamente los resultados de operación del sistema FV sc-Si de Arequipa superan ligeramente los reportados para SFCR en Soha (mc-Si, Omán) [38] y Kerman (mc-Si, Irán). El sistema FV de Arequipa también supera a las tres instalaciones restantes analizadas en este documento y a las estudiadas en Mugla (sc-Si, Turquía) [39], Azda y Sawda (CIGS, Kuwait) [40], y Antofagasta (sc-Si, Chile) [42]. Los valores de $Y_{f,anual}$ alcanzados en Tacna no quedan muy por debajo de la media de estos tres últimos estudios. Sin embargo, los valores de PR_{anual} obtenidos en Tacna solo son superados muy ligeramente por los calculados para Arequipa y por los reportados para los SFCR ubicados en Soha y Kerman. Los índices de producción anuales obtenidos en los dos SFCR instalados en Lima son pobres, debido principalmente al bajo recurso solar disponible en comparación con los de Arequipa, Tacna y los del resto de enclaves descritos anteriormente. Los valores de PR_{anual} para el sistema FV basado en mc-Si ubicado en Lima durante el periodo agosto 2015 - julio 2016 (0,77) y agosto 2016-julio 2017 (0,76) son inferiores a los alcanzados por los otros dos sistemas FV basados en sc-Si evaluados aquí. No obstante, el notable descenso del rendimiento experimentado por este sistema mc-Si durante agosto de 2017 - julio de 2018 (0,70) requiere seguir investigando, tal y como se hará en la Sección 4.2. Este notable descenso de los valores de PR_{anual} puede hablar a favor de problemas de degradación prematura experimentados por el campo FV. Por último, se debe destacar que se alcanzó un sorprendente valor de 0,97 de $PR_{DC,anual}$ en el sistema FV de capa delgada. El espectro solar de Lima, ciertamente rico en luz azul, debe de haber provocado ganancias espectrales en los módulos FV de a-Si/ μ c-Si. Por el contrario, las pequeñas —pero no despreciables— pérdidas espectrales sufridas por los PVRD de sc-Si, podrían haber dado lugar a una sobreestimación del rendimiento del sistema. Además, es posible que el campo FV no haya alcanzado un estado estable antes del inicio del periodo analizado, de modo que su potencia real en CEM podría haber sido mayor que la suma de la potencia nominal de sus módulos FV [23], [52], [64]. Estos dos hechos podrían explicar en parte este valor anormalmente alto de $PR_{DC,anual}$, pero es necesario seguir investigando esta cuestión en el la siguiente Sección de este documento.

4.2 ESTIMACIÓN DE LOS VALORES DE LA TASA DE DEGRADACIÓN SUFRIDA POR LAS TECNOLOGÍAS FOTOVOLTAICAS ANALIZADAS EN PERÚ

Esta sección presenta los resultados obtenidos tras evaluar los valores de R_D correspondientes a dos SFCR monitorizados en Perú. Cabe destacar que el estudio se ha centrado en los SFCR #3 y #4 ubicados en Lima. Los SFCR #1 y #2 —ambos de sc-Si— no se han tenido en cuenta, ya que desde noviembre de 2018 se han detectado fallos en los sistemas de medida que han provocado que los valores de irradiancia en el plano del generador registrados no sean fiables. Lamentablemente, debido a la pandemia mundial a fecha de redacción de este documento aún no se ha podido solucionar este problema. Por tanto, dichos sistemas no han sido considerados en el análisis que sigue, pues el período de datos fiables —muy poco más de tres años— se estima insuficiente para obtener valores fiables de R_D .

Como paso previo a la caracterización y evaluación de los valores de R_D en los SFCR de Perú, se ha llevado a cabo un estudio en Jaén. Dicho estudio consistió en investigar los valores del referido parámetro y las trayectorias de degradación exhibidas en exterior por diferentes tecnologías FV TF desplegadas en la referida ubicación. Para ello, se han monitorizado tanto un SFCR de a-Si como uno de a-Si/ μ c-Si pequeños (< 1 kWp), desde su puesta en marcha en julio de 2011. Además, cuatro módulos FV individuales —una muestra por cada una de las cuatro tecnologías consideradas (a-Si, CIGS, CdTe y a-Si:H/ μ c-Si:H)— se expusieron al aire libre desde julio de 2010 para posteriormente comenzar a registrar sus curvas I - V a intervalos regulares junto con los parámetros ambientales que afectan a su rendimiento a partir de noviembre de 2011. Para obtener más detalles sobre la configuración experimental, se remite al lector a la Sección 3. En el análisis solo se consideraron los datos recogidos tras 18 meses de exposición en exterior de todos los especímenes FV examinados, con el fin de excluir los fenómenos LID del análisis. Se construyeron series temporales mensuales utilizando PR_{DC} , $PR_{DC,STC}$ y la potencia pico experimental (P^*_{exp} , en W) para los especímenes FV objeto de estudio. A continuación, se aplicaron las técnicas estadísticas CSD y YOY a estas tres métricas de rendimiento durante períodos de cinco años y medio, y seis años y medio para los campos FV y los módulos FV investigados, respectivamente.

Las mayores tasas de degradación exhibidas durante los períodos mencionados ocurrieron en los campos FV de a-Si y a-Si/ μ c-Si junto con el módulo FV de a-Si, que se sitúan en torno a 1,32 %/año, 1,22 %/año y 1,50 %/año, respectivamente. El módulo FV de a-Si/ μ c-Si presenta un descenso de potencia menor ($\sim 0,6$ %/año) de forma similar al módulo FV de CdTe, cuyo valor de R_D es casi insignificante según CSD, mientras que dicho parámetro se sitúa en torno a 0,7 %/año según YOY. En general, los resultados obtenidos son inferiores en comparación con los reportados en la literatura. Este hecho es probablemente debido a que muchos de los referidos estudios literatura

no han separado los datos de monitorización colectados durante la fase de preestabilización de las muestras FV investigadas en sus cálculos. Curiosamente, el rendimiento del módulo FV CIGS mejora tras el periodo de medición a un ritmo de alrededor de 0,92%/año, o lo que es lo mismo, presenta un valor de R_D en torno a -0,92%/año.

La aplicación de las técnicas CSD y YOY a las series temporales de PR_{DC} , $PR_{DC,STC}$ y P^*_{exp} para los especímenes FV cuyo rendimiento disminuye de forma muy lineal a lo largo de la campaña experimental, conduce a valores anuales de R_D tales que los IC obtenidos por cada uno de los referidos métodos se solapan razonablemente para cada uno de los especímenes FV en cuestión. Evidentemente, al producirse una trayectoria de degradación lineal, esta conclusión también es válida para subperiodos más cortos dentro del periodo completo de medición analizado. Por lo tanto, en principio, estos valores de R_D pueden utilizarse para modelar adecuadamente el rendimiento de dichas muestras FV durante el periodo investigado. Por el contrario, la violación de la hipótesis de linealidad para cualquier espécimen FV conduce a resultados que difieren en general cuando se aplica el método CSD a las tres métricas de rendimiento, dependiendo del subperiodo analizado (3, 4 o 5 años) dentro del período de medición completo que se examina (5,5 años para los campos FV y 6,5 años para los módulos FV investigados). Curiosamente, para los superperiodos mencionados y para el período de medición completo, el método YOY aplicado a estas métricas de rendimiento para las muestras FV con trayectorias de degradación no lineales proporciona resultados de R_D cuyos intervalos de confianza asociados se solapan. Por lo tanto, en principio, los valores de este último parámetro obtenido en los referidos subperiodos también podrían utilizarse para modelar adecuadamente el comportamiento en exteriores de dichas muestras FV durante todo el periodo de medición. En cualquier caso, los amplios intervalos de confianza obtenidos para R_D utilizando el enfoque YOY con y sin linealidades pueden dar lugar a notables incertidumbres a la hora de modelar el rendimiento de los especímenes FV bajo estudio.

La discusión anterior debe tomarse con cautela, ya que la campaña experimental llevada a cabo no es estadísticamente significativa para obtener conclusiones generales sobre los materiales FV investigados. Además, a pesar de estar respaldado por muchos estudios disponibles en la literatura, el análisis del comportamiento de los módulos FV individuales mediante el escaneo periódico de sus curvas $I-V$ puede ser un enfoque poco realista. En este sentido, es necesario seguir investigando sobre la disminución del rendimiento a largo plazo de los módulos FV TF que forman parte de los campos FV y determinar la trayectoria de degradación de dichos dispositivos. De hecho, la utilidad real de proporcionar valores de R_D de las muestras FV es cuestionable si no se explora la linealidad de su degradación de alguna manera.

Tras haber llevado a cabo el estudio en Jaén, se ha realizado otro estudio encaminado a estudiar el declive de potencia de los SFCR #3 y #4 ubicados en Lima. Así, en las Figuras 19 y 20 se representa $PR_{DC,STC}$ a lo largo de un período mayor que el mostrado en la Sección 4.1. Como se puede observar en estas figuras, el declive progresivo de $PR_{DC,STC}$ es apreciable en las dos instalaciones. El SFCR #3 (mc-Si) exhibe el descenso más pronunciado de esta métrica de rendimiento a lo largo del tiempo, seguido del SFCR #4 (a-Si/ μ c-Si). Además, se puede observar que la evolución de la métrica bajo estudio muestra una cierta tendencia estacional. Este fenómeno está relacionado tanto con el tipo de tecnología como con el clima [50], [58], [106], [107]. Además, también se ha observado saturación del inversor en el SFCR #4 durante 2017 —octubre y noviembre—, abril de 2018, 2019 —septiembre y octubre— y diciembre de 2020 [89].

Por otro lado, como ya se comentó en la Sección 4.1, la mayor parte de la irradiación en el plano se recoge en Lima en niveles bajos de irradiancia durante los meses de agosto a octubre ($<200W \cdot m^{-2}$). Este hecho conduce a una notable caída de la eficiencia de los módulos FV de mc-Si que, a su vez, disminuye los valores de $PR_{DC,STC}$ [89], [90], [97].

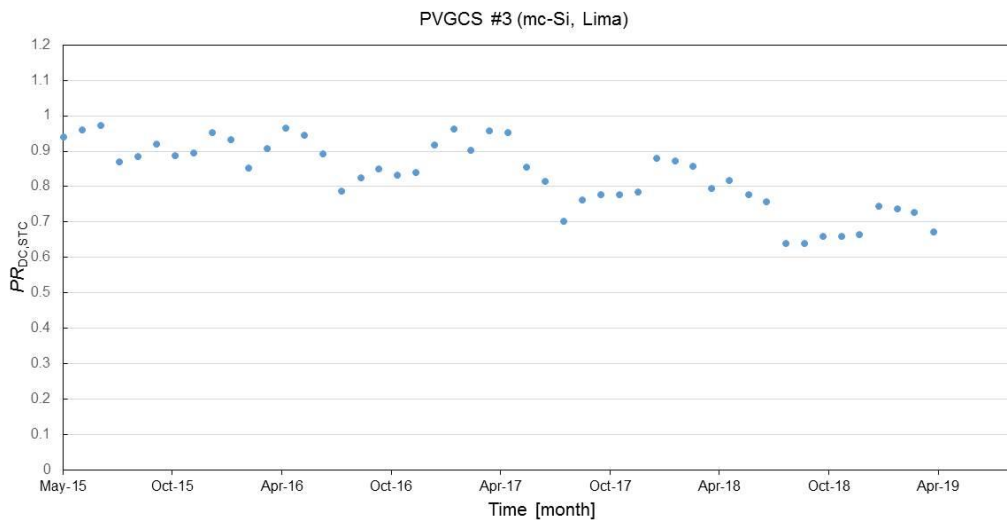


Figura 19. Valores de $PR_{DC,STC}$ para SFCR #3 durante el periodo analizado. Tanto el PVRD como el campo FV quedaron sin limpiar.

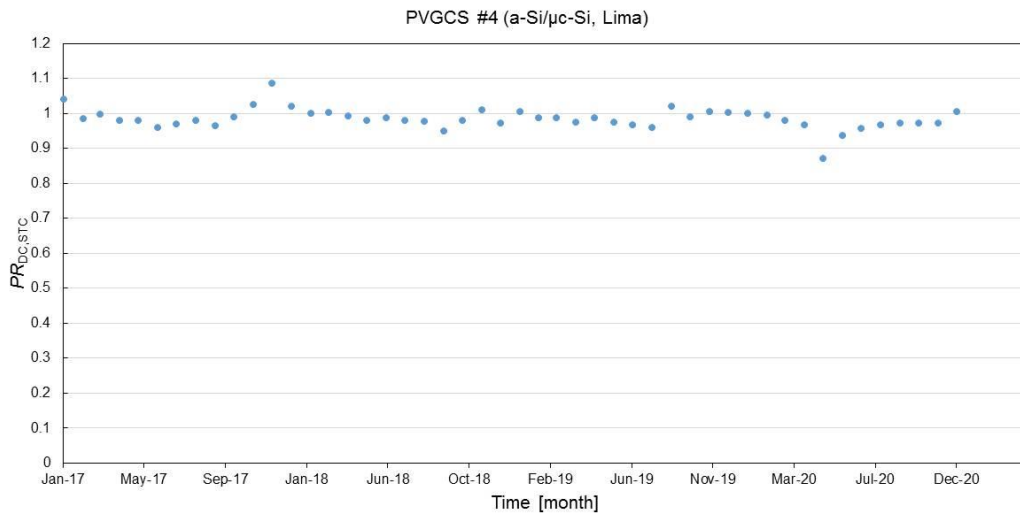


Figura 20. Valores de $PR_{DC,STC}$ para el SFCR #4 durante el periodo analizado. Tanto el PVRD como el subcampo FV bajo estudio se limpiaron semanalmente.

Tal como se refiere en la sección 3.3, se han aplicado las técnicas de filtrado allí descritas a los datos, para aplicar a continuación los métodos LR, CSD y YOY a las series temporales mensuales de $PR_{DC,STC}$ para los SFCR #3 y #4 analizados durante sus respectivos periodos de seguimiento. A continuación se evalúa la linealidad de la degradación sufrida por los dos materiales FV analizados. Para ello se ha extraído la tendencia mediante CSD de las series temporales mensuales de $PR_{DC,STC}$ para los SFCR #3 y #4, mostrándose esta en las Figuras 21 y 22.

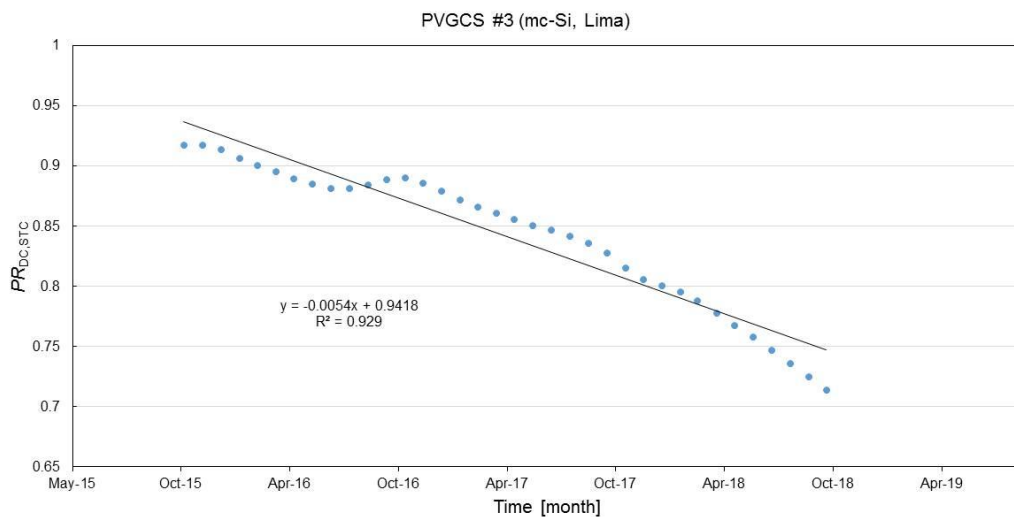


Figura 21. Regresión lineal aplicada a la serie temporal desestacionalizada de $PR_{DC,STC}$ obtenidas mediante CSD para el SFCR #3.

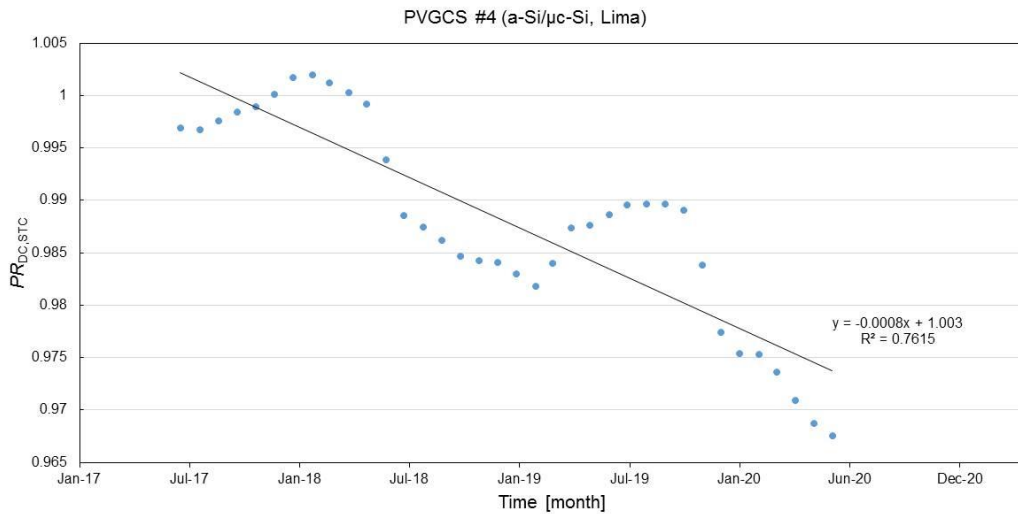


Figura 22. Regresión lineal aplicada a la series temporal desestacionalizada de $PR_{DC,STC}$ obtenidas mediante CSD para el SFCR #4.

Como se puede observar en las Figuras 21 y 22, el valor del coeficiente de determinación (R^2) varía en función del sistema. Los razonablemente altos valores obtenidos para este parámetro muestran que la tendencia de $PR_{DC,STC}$ puede ser ajustada bastante bien por una línea recta. Además, se puede apreciar que el declive en potencia del SFCR #3 (mc-Si) es más lineal que el experimentado por el SFCR #4 (a-Si/ μ c-Si), ya que el valor de R^2 del primero es mayor que el del segundo.

La Figura 23 muestra los valores de los índices de degradación anual de cada tecnología FV bajo estudio, calculados mediante la aplicación de los tres modelos estadísticos presentados anteriormente (LR, CSD y YOY). Dichos valores se han calculado para un periodo de cuatro años tanto para el SFCR #3 como para el SFCR #4. Cabe destacar que los resultados obtenidos por los tres métodos (LR, CSD y YOY) son muy similares para el mc-Si y el a-Si/ μ c-Si, de hecho los intervalos de confianza de los valores de R_D estimados mediante cada una de las técnicas estadísticas se solapan al ser aplicadas a cada uno de estos materiales FV. En cualquier caso, es evidente que existe una gran diferencia entre el declive de potencia sufrido por cada uno de ellos. Este hecho podría obedecer a fenómenos de degradación temprana [23], [56] de los módulos mc-Si. De hecho, se ha obtenido un valor de alrededor de 7 %/año para este material, mientras que R_D se halla en el entorno de 0,9 %/año para el SFCR #4. En este sentido, los módulos de a-Si/ μ c-Si parecen tener un mejor rendimiento en Lima y, por tanto, de este resultado también se desprende que este material funciona bastante bien bajo estas condiciones climáticas.

Además, los resultados similares encontrados por todas las técnicas estadísticas, la superposición de los intervalos de confianza y el pequeño valor obtenido para la

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

incertidumbre de la técnica CSD podrían apoyar que, en este caso y para este clima, un método bastante exacto para calcular R_D podría ser la técnica CSD. No obstante, este tema debería investigarse más a fondo ya que la muestra analizada es muy poco significativa desde el punto de vista estadístico a causa de su pequeño tamaño (únicamente dos sistemas FV).

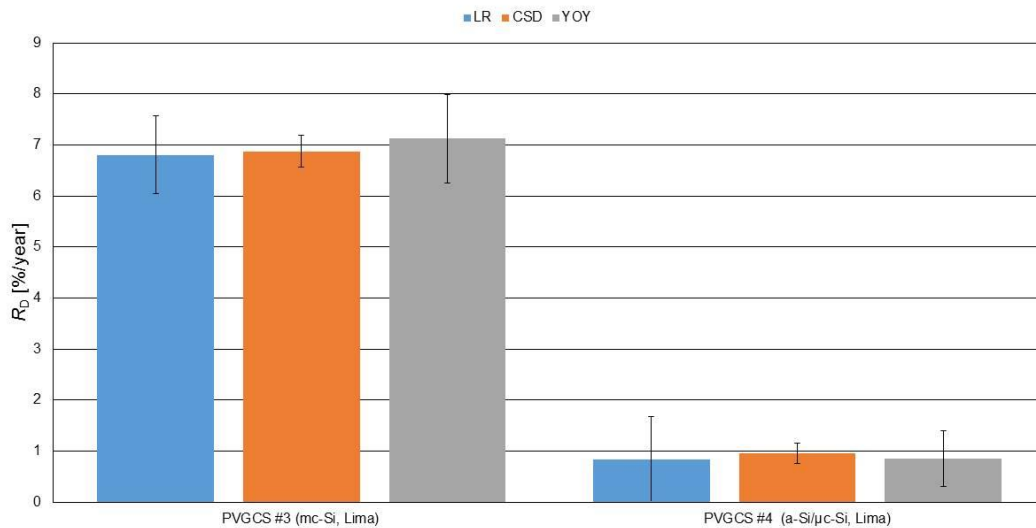


Figura 23. Valores de la tasa de degradación anual de las tecnologías FV estudiadas en Lima.

En la Tabla 5 se muestran los resultados de degradación obtenidos mediante el método LR, CSD y YOY para el periodo de estudio analizado. A continuación se comparan los resultados obtenidos con otros disponibles en la literatura para las tecnologías analizadas en Lima y los cuales están ubicados en enclaves cuyos climas guardan cierta semejanza con el de dicha ciudad. En ese sentido, cabe destacar el trabajo desarrollado en el marco de esta Tesis durante 5 años y medio en la UJA, mencionado al comienzo de esta Sección [84], en el cual se obtuvo un valor de R_D de $1,40 \pm 0,09$ %/año con el método CSD y $1,08 \pm 0,28$ %/año mediante YOY para el SFCR de a-Si/μc-Si. Este último valor es muy similar al obtenido para el SFCR #4. Otro ejemplo es el presentado por Makrides et al. [108] en Nicosia (Chipre), en el que para un período de 5 años, obtuvieron mediante la técnica LR un valor de R_D de alrededor de 0,62 y 1,78 %/año para módulos de mc-Si y a-Si, respectivamente. Para esos mismos tipos de módulos, en este mismo trabajo [108] se obtuvieron los siguientes valores de R_D : 1,10 y 1,81 %/año para mc-Si y a-Si, respectivamente. Ye et al. [16] estudiaron módulos FV medidos durante un período de 3 años en Singapur. Dichos módulos eran de mc-Si y a-Si/μc-Si, y obtuvieron un valor de R_D de 1 y 2 %/año, respectivamente, mediante el método LOWESS.

Por otro lado, en Santiago (Chile) que posee un clima templado, Urrejola et al. [43] estudiaron durante dos años la degradación de SFCR de mc-Si y de a-Si/ μ c-Si. Para ello, compararon los valores anuales de PR y calcularon su descenso porcentual entre años adyacentes. Como resultado obtuvieron un valor R_D de 1,29 %/año y 2,77 %/año, respectivamente. Con la misma técnica, Ishii et al. [50] realizaron un estudio durante 3 años en varios enclaves de Japón y concluyeron que para los módulos de mc-Si el valor de R_D variaba entre el 0,7 %/año y el 1,4 %/año; y los módulos de a-Si/ μ c-Si disminuían a razón de 0,7 %/año.

Limmanee et al. [71] estudiaron módulos a-Si/ μ c-Si durante 3 años en el Parque Científico de Tailandia la cual es una región tropical y encontraron un valor de R_D en un margen de 0,5 a 4,9 %/año mediante la técnica LR. Ozden et al. [51] estudiaron un SFCR de esta tecnología FV a través de una campaña experimental de 4 años de duración en Ankara, con un clima continental seco y obtuvieron un valor de R_D de 1,88 %/año por el método LR. Rawat et al. [72] encontraron un valor de R_D del 1,22 %/mes por la técnica LR para un SFCR de a-Si/ μ c-Si durante 166 días bajo un clima semiárido cálido en la India. Durante una campaña experimental de 3 años, para módulos FV de la tecnología en cuestión expuestos al exterior en Argelia con un clima semiárido, Tahri et al. [49] encontraron un valor de R_D del 1,73 %/año por el método LR.

Tras la comparativa realizada más arriba, se puede concluir que el valor de R_D para el SFCR #3 es alto en comparación con otros obtenidos en la literatura, mientras que el obtenido para el SFCR #4 se encuentra dentro del margen de resultados publicados a fecha de redacción de este documento.

Tabla 5. Valores de la tasa anual de degradación para cada SFCR obtenidos mediante el método LR, CSD y YOY

Método	SFCR	R_D (%/año)
LR	SFCR #3	6,81 \pm 0,77
	SFCR #4	0.84 \pm 0.84
CSD	SFCR #3	6,88 \pm 0,31
	SFCR #4	0.96 \pm 0.21
YOY	SFCR #3	7,13 \pm 0.87
	SFCR #4	0.86 \pm 0.55

5. CONCLUSIONES

Esta sección muestra un resumen de las principales contribuciones aportadas a través de esta tesis doctoral. Así, a continuación, se presentan los resultados obtenidos a través de los trabajos de investigación desarrollados.

El objetivo principal de esta tesis doctoral consistía en realizar una contribución a la caracterización del funcionamiento y a la estimación de la degradación de tecnologías FV ubicadas en países con latitudes bajas, estudiando el caso particular de Perú. Se ha pretendido que los resultados obtenidos sean prácticos en el campo de la Ingeniería de los Sistemas FV.

A pesar de la creciente contribución de la energía FV al mix eléctrico en Perú, al comienzo de la realización de esta Tesis no existían datos en la literatura sobre cómo operaban los SFCR en este país. Para superar esta falta de conocimiento, se ha llevado a cabo una evaluación del comportamiento de diversas tecnologías de módulos FV (sc-Si, mc-Si y a-Si/ μ c-Si), en tres emplazamientos peruanos con climas desérticos. En concreto se han analizado los índices de producción, las métricas de rendimiento y las tasas de degradación anuales de SFCR de pequeña potencia ubicados en distintos enclaves del país andino (< 4 kWp).

Sin embargo, como paso previo a la caracterización de los SFCR de Perú, se ha realizado un estudio en Jaén. Para llevar a cabo este análisis se dispone de un sistema de ensayo y medida de módulos junto con dos SFCR de pequeña potencia (< 1 kW) de varias tecnologías de TF. El objetivo de esta investigación consistió en analizar las métricas de rendimiento y las tasas de degradación de diferentes tecnologías de TF.

En Perú se han analizado cuatro SFCR. El SFCR #1 y el SFCR #2 son instalaciones gemelas de 3,3 kW ubicadas en Arequipa y Tacna, puestas en marcha en junio de 2015 y mayo de 2015, respectivamente. Las antedichas dos instalaciones están compuestas por 12 módulos FV de sc-Si conectados en serie de 275 Wp cada uno. El SFCR#3 se puso en marcha en abril de 2015 en Lima y está compuesto por 14 módulos FV de mc-Si conectados en serie de 215 Wp cada uno, con un total de 3010 Wp. El SFCR #4 se puso en marcha en julio de 2016 y también está ubicado en Lima. La peculiaridad de este último sistema es que se construyó utilizando un inversor Sunny Boy 3000TL *multi-string* de 3000 W de potencia nominal, el cual dispone de dos entradas seguidoras del punto de máxima potencia independientes. El campo FV está compuesto por 3 cadenas de 9 módulos FV de a-Si/ μ c-Si conectados en serie de 128 Wp de potencia nominal cada uno. El subcampo FV conectado a una de las entradas del inversor se halla integrado por dos cadenas conectadas en paralelo, con un total de

2304 Wp. La otra entrada del inversor está conectada a la cadena restante, que totaliza 1152 Wp. Esta última no se ha investigado en esta Tesis Doctoral.

Los módulos FV sc-Si y mc-Si junto con sus sensores de irradiancia sc-Si se dejaron sin limpiar durante el transcurso de la campaña experimental, mientras que un subcampo FV del SFCR de a-Si/ μ c-Si situado en Lima se limpió semanalmente junto con su sensor de irradiancia sc-Si. En ese sentido, la estimación de las pérdidas por suciedad quedó fuera del alcance de este estudio, ya que los sensores de irradiancia sc-Si se mantuvieron en el mismo estado de limpieza que los módulos FV objeto de estudio.

Cabe destacar que para los cuatro SFCR descritos más arriba se han analizado los índices de producción y las métricas de rendimiento. Sin embargo, a partir de noviembre de 2018 se han detectado fallos en los sistemas de medida que han provocado que los valores de irradiancia registrados en los SFCR #1 y #2 no sean fiables, por lo que la estimación de los valores de R_D se ha llevado a cabo únicamente para el SFCR #3 y #4, al disponerse de un volumen de datos más extendido en el tiempo y, por ende, más significativo.

Arequipa registró el mayor recurso solar efectivo y el perfil de irradiación efectiva mensual más estable. Esto dio lugar a valores de $Y_{f,anual}$ para el SFCR de sc-Si, situado en dicha ubicación, situados entre 1770 y 1992 kWh·kW⁻¹. Se observó una tendencia más estacional en los índices de producción de referencia mensuales para el SFCR de sc-Si de Tacna, donde $Y_{f,anual}$ osciló entre 1537 y 1540 kWh·kW⁻¹. El perfil de irradiación efectiva más variable y escaso se dio en Lima. Obviamente, este bajo recurso solar de Lima dio lugar a valores de $Y_{f,anual}$ que se situaron entre 736 y 833 kWh·kW⁻¹ para el SFCR de mc-Si, mientras que se encontró un valor de 1338 kWh·kW⁻¹ para $Y_{A,anual}$ en el SFCR de a-Si/ μ c-Si, limpiado semanalmente.

El análisis en términos de rendimiento proporciona una visión más significativa. Así pues, el sistema FV de Arequipa experimentó en la serie temporal de PR fluctuaciones mensuales suaves, gracias a la excursión de temperatura ambiente relativamente menor, combinado con flujos de viento suaves y constantes. En efecto, los valores de PR variaron entre 0,80-0,91, mientras que el valor de PR_{anual} se situó en torno a 0,84. En Tacna, para este último parámetro, se obtuvieron valores entre 0,81 y 0,83 para una instalación sc-Si gemela de la anterior. El sistema FV situado en este último emplazamiento se vio influenciado por temperaturas más elevadas durante los meses de otoño e invierno en comparación con Arequipa. También el sistema FV de Tacna sufrió sombreados parciales, lo que dio lugar a valores más bajos de PR (0,70-0,88). Cabe destacar que tanto en Arequipa como en Tacna se produjeron pequeños episodios de saturación del inversor durante los meses de diciembre-abril y octubre-abril, respectivamente.

La estacionalidad más pronunciada en el rendimiento se produjo en el sistema FV de mc-Si estudiado en Lima. Además de la caída causada en PR por el aumento de las temperaturas, las pérdidas debidas a los bajos valores de irradiancia ejercieron un impacto negativo muy notable en el comportamiento en exteriores de los módulos FV de mc-Si en agosto-octubre. La serie temporal de PR alcanzó su máximo (0,88) en julio de 2016 —un mes de invierno— mientras que este parámetro bajó a 0,69 en un mes cálido, como abril de 2018. En junio y agosto de 2018 se encontraron valores anormalmente bajos de este parámetro —hasta ligeramente por debajo de 0,4— que, obviamente, deben ser investigados en mayor profundidad. Como resultado de las pérdidas mencionadas, este sistema FV se comportó peor que los dos anteriores. De hecho, los valores de PR_{anual} oscilaron entre 0,70 y 0,77. En este sistema FV de mc-Si se observó un claro y constante descenso del rendimiento, lo que podría sugerir problemas de degradación temprana de los módulos FV empleados.

En cuanto al subcampo FV de a-Si/ μ c-Si analizado en Lima, la métrica de rendimiento PR_{DC} mostró el perfil más plano, ya que se situó entre 0,94 y 1,03 a lo largo del periodo analizado. Este excelente comportamiento mensual condujo a un rendimiento anual sobresaliente, con un $PR_{\text{DC,anual}}$ de 0,97. Es un hecho conocido que este material FV está menos influenciado por la temperatura que el c-Si. Además, la tecnología a-Si/ μ c-Si se ve menos afectada por las pérdidas por baja irradiancia que la mc-Si. De todos modos, estos buenos resultados deben tomarse con cautela, ya que los efectos espectrales experimentados tanto por el sensor de sc-Si como por el subcampo FV podrían haber enmascarado un comportamiento no tan bueno. Además, los periodos de estabilización, las tasas de degradación y las metaestabilidades de los materiales de capa delgada son cuestiones que siguen sin comprenderse adecuadamente. En ese sentido, la potencia real del subcampo FV a lo largo de la campaña experimental podría haber sido mayor que la considerada en el cálculo del factor de rendimiento (la suma de la potencia nominal de los módulos FV a-Si/ μ c-Si).

Los resultados de operación del sistema FV sc-Si de Arequipa superan ligeramente los reportados por estudios de la literatura, como puede ser el de los SFCR ubicados en Soha (mc-Si, Omán) [38], Kerman (mc-Si, Irán), Mugla (sc-Si, Turquía) [39], Azda y Sawda (CIGS, Kuwait) [40] y Antofagasta (sc-Si, Chile) [42]. Además, los resultados obtenidos para Tacna en relación a $Y_{f,\text{anual}}$ no quedan muy por debajo de la media de los tres últimos estudios mencionados. Los valores de PR_{anual} obtenidos en Tacna son superados muy ligeramente por los reportados para los SFCR ubicados en Soha y Kerman. Por otro lado, Lima tiene un bajo recurso solar, por lo que los índices de producción anuales obtenidos en los dos SFCR instalados en esta ubicación son pobres, en comparación con los enclaves descritos anteriormente. Los valores de PR_{anual} para el sistema FV basado en mc-Si ubicado en Lima son inferiores a los alcanzados por los otros dos sistemas FV basados en sc-Si evaluados aquí.

Como paso previo a la caracterización y evaluación de R_D de los SFCR en Perú, se realizó un estudio en Jaén. En este estudio, se construyeron series temporales mensuales con PR_{DC} , $PR_{DC,STC}$ y P^*_{exp} para dos SFCR de TF —a-Si y a-Si/ μ c-Si— y cuatro módulos FV de TF —a-Si, a-Si/ μ c-Si, CdTe y CIGS— monitorizados durante un periodo de cinco años y medio y seis años y medio, respectivamente. Posteriormente se aplicaron las técnicas CSD y YOY a las series temporales mencionadas. El resultado fue que las mayores tasas de degradación exhibidas durante los períodos mencionados se encuentran en los campos FV de a-Si y a-Si/ μ c-Si junto con el módulo FV de a-Si, cuyos valores de R_D se hallan alrededor de 1,4%/año. El módulo FV a-Si/ μ c-Si presenta un descenso de potencia menor de forma similar al módulo FV de CdTe (en torno a 0,6%/año). Curiosamente, el rendimiento del módulo FV de CIGS mejora tras el periodo de medición, a razón de un 0,9 %/año.

La segunda parte de la Tesis se centra en la estimación de las tasas de degradación anual de dos tecnologías de módulos FV (mc-Si y a-Si/ μ c-Si) en Lima (Perú), afectado por un clima desértico cálido. Cabe mencionar que en este estudio no se han tenido en cuenta los SFCR #1 y #2 (ambos emplean módulos sc-Si), ya que se han detectado algunos fallos en sus sistemas de monitorización desde noviembre de 2018, de modo que los datos de irradiancia no son fiables a partir de entonces. Por tanto, dichos sistemas no han sido considerados en el análisis realizado, pues el período de datos fiables —muy poco más de tres años— se estima insuficiente para obtener valores fiables de R_D .

Los valores de R_D se han estimado aplicando tres métodos estadísticos (LR, CSD y YOY) a las series temporales de $PR_{DC,STC}$ de los dos sistemas analizados. La aplicación de la regresión lineal dio como resultado un valor de R_D de $6,81 \pm 0,77$ y $0,84 \pm 0,84$ %/año para los SFCR de mc-Si y a-Si/ μ c-Si, respectivamente. En general, los resultados obtenidos al aplicar la técnica CSD fueron similares, ya que los SFCR de mc-Si y a-Si/ μ c-Si presentaron un valor de R_D de $6,88 \pm 0,31$ y $0,96 \pm 0,21$ %/año, respectivamente. Finalmente, los valores de R_D obtenidos mediante el método YOY para los SFCR de mc-Si y a-Si/ μ c-Si fue de $7,13 \pm 0,87$ y $0,86 \pm 0,55$ %/año, respectivamente.

Independientemente de la técnica utilizada, el valor de R_D para el SFCR de mc-Si es muy alto en comparación con los resultados obtenidos en otros artículos de la literatura, tales como los reportados por Makrides et al. [108], Urrejola et al. [43] e Ishii et al. [50]. Sin embargo, el valor de R_D para el SFCR de a-Si/ μ c-Si se encuentra dentro del margen de resultados publicados, como puede ser Limmanee et al. [71], Rawat et al. [72] y Tahri et al. [49].

En cuanto a los intervalos de confianza, se obtiene un buen solapamiento para los tres métodos aplicados a cada uno de los dos sistemas analizados. Para ambos SFCR, los

valores de incertidumbre más alto y más bajo asociados al resultado de R_D se obtiene mediante la técnica YOY y CSD, respectivamente.

En este estudio, los valores de R_D obtenidos por los distintos métodos para cada uno de los dos materiales FV estudiados se hallan en un margen razonablemente similar. De esta conclusión se desprende que es importante disponer de una buena serie temporal para poder aplicarles diferentes métodos estadísticos y obtener resultados más exactos. Se debe señalar que para los dos SFCR estudiados, los resultados similares encontrados por todas las técnicas estadísticas, la superposición de los intervalos de confianza y el pequeño valor obtenido para la incertidumbre de la técnica CSD podrían apoyar que, en este caso y para este clima, un método con gran exactitud para calcular R_D podría ser la técnica CSD. No obstante, este tema debería investigarse más a fondo, dada la escasa representatividad estadística del estudio a causa de lo limitado de la muestra.

En resumen, según los resultados obtenidos, los módulos FV de sc-Si y presumiblemente mc-Si son adecuados para ser utilizados en climas desérticos, como el de Arequipa, donde los parámetros ambientales mantienen las temperaturas medias mensuales del módulo relativamente bajas. Debido a su rendimiento bastante bueno, los módulos FV de sc-Si y presumiblemente mc-Si también se recomiendan para Tacna, un lugar con un clima desértico con influencia costera. Por tanto, los módulos FV de sc-Si y los de mc-Si son aconsejables para Arequipa y Tacna. Sin embargo, el impacto perjudicial de las altas temperaturas y las pérdidas a causa de bajos niveles de irradiación en el rendimiento de los módulos FV de mc-Si y, presumiblemente, sc-Si es muy notable en Lima. De hecho, se trata de un emplazamiento con un peculiar clima desértico costero muy húmedo, en el que su relativamente exiguo recurso de irradiación se recoge a niveles de irradiación bajos durante algunos meses de invierno. Por último, los espectros desplazados a longitudes de onda corta que prevalecen en este enclave perjudican el funcionamiento de este tipo de material FV de menor anchura de banda prohibida. En cambio, a juzgar por los resultados obtenidos, la tecnología FV de a-Si/ μ c-Si parece aprovechar mucho mejor el recurso solar comparativamente escaso de Lima, ya que la eficiencia de este material de película fina está menos influenciada tanto por la temperatura como por los bajos niveles de luz. Adicionalmente, los espectros ricos en luz azul de Lima mejoran el comportamiento de esta tecnología. Por último, a juzgar por los valores estimados de R_D , los módulos de mc-Si se han visto afectados por una degradación temprana y ha dado lugar a rendimientos pobres. Por su parte, los módulos de a-Si/ μ c-Si parecen tener un rendimiento relativamente bueno, mostrando un valor de R_D similar al esperado y muy razonable.

De todos modos, los resultados y conclusiones anteriores deben utilizarse con cautela debido al limitado número de especímenes FV analizados. En este sentido, la

5. CONCLUSIONES

generalización y extrapolación de los resultados debe realizarse de forma progresiva y cuidadosa, siempre precedidas de más investigación sobre este asunto.

6. CONCLUSIONS

This section shows a summary of the main contributions developed during this PhD thesis. Thus, the results achieved through these research works are presented hereafter.

The main goal of this PhD thesis was to make a contribution to the performance characterization and degradation estimation of PV technologies located in low latitude countries, studying the particular case of Peru. The results obtained are intended to be practical in the field of PV Systems Engineering.

Despite the growing contribution of PV energy to the electricity mix in Peru, at the beginning of this PhD thesis there was no data in the literature on how PVGCS performed in this country. To overcome this lack of knowledge, a performance assessment of various PV module technologies (sc-Si, mc-Si, and a-Si/ μ c-Si), in three Peruvian sites with desert climates was carried out in this study. Specifically, yields, performance metrics and annual degradation rates of small power PVGCS located in different sites have been analyzed in the Andean country (< 4 kWp).

However, as a previous step to the characterization of PVGCS in Peru, a study has been carried out in Jaén. In this study, a module measurement system was available along with two small power PVGCS (< 1 kW) of various TF technologies. The aim of this study was to analyze the performance and degradation rates of different TF technologies in this site.

Four PVGCS have been analyzed in Peru. PVGCS #1 and PVGCS #2 are 3.3-kWp twin installations, which were commissioned in June 2015 and May 2015, and located in Arequipa and Tacna, respectively. The aforementioned two installations have a PV field comprised by 12 series-connected sc-Si PV modules 275-Wp rated each. PVGCS #3 was commissioned in April 2015 and its PV field is composed by 14 series-connected mc-Si PV modules 215-Wp rated each, totaling 3010 Wp. PVGCS #4, also located in Lima, was commissioned in July 2016 and was built using a two-input multi-string Sunny Boy 3000TL inverter with 3000 W rated power, which has two independent maximum power point follower inputs. The PV field is composed by three strings of 9 series-connected a-Si/ μ c-Si PV modules each rated 128 Wp was connected. The PV subfield connected to one of the inverter inputs is comprised by two such strings connected in parallel, totaling 2304 Wp. The other inverter input is connected to the remaining string totaling 1152 Wp. The latter string has not been under investigation here.

The sc-Si and mc-Si PV modules together with their sc-Si irradiance sensors were left unclean over the course of the experimental campaign whilst a PV subfield of the a-Si/ μ c-Si PVCS located in Lima was cleaned weekly in conjunction with its sc-Si irradiance sensor. Consequently, a proper estimation of soiling losses estimation was out of the scope of this study as sc-Si irradiance sensors were kept in the same state of cleanliness as the PV modules under scrutiny.

The estimation of the performance yields and performance ratio was carried out for the four PVGCS described above. However, since November 2018, failures have been detected in the measurement systems that have caused the irradiance values recorded in PVGCS #1 and #2 to be unreliable, so the estimation of the degradation rate values has been done only for PVGCS #3 and #4 because the volume of data available is more extended in time and, therefore, more significant.

Arequipa showed the highest effective solar resource and the most relatively stable monthly effective irradiation profile. This resulted in values of $Y_{f,annual}$ for the sc-Si PV system located in this site that lie between 1770 and 1992 kWh·kW⁻¹. A more seasonal trend in the monthly reference and monthly yields was noticeable for the sc-Si PV system of Tacna, where $Y_{f,annual}$ ranged from 1537 to 1540 kWh·kW⁻¹. The most variable and lowest effective irradiation profile occurred in Lima. Obviously, this low solar resource of Lima resulted in values of $Y_{f,annual}$ that were between 736 and 833 kWh·kW⁻¹ for the mc-Si PV system, while a value of 1338 kWh·kW⁻¹ was found for $Y_{A,annual}$ for the weekly cleaned a-Si/ μ c-Si PV system.

The analysis in terms of performance provides a more meaningful insight. Thus, smooth monthly fluctuations were experienced by PR for the PV system of Arequipa, thanks to the relatively smaller ambient temperature span combined with mild and steady wind flows. Indeed, PR varied between 0.80-0.91 and PR_{annual} was in the vicinity of 0.84. Values of the latter parameter between 0.81 and 0.83 were obtained in Tacna for a twin sc-Si installation of the previous one. The PV system at the latter site was influenced by higher temperatures during the fall and winter months compared to Arequipa. The PV system located in Tacna also suffered partial shadowing, leading to lower values of PR (0.70-0.88). It is worth noting that minor inverter clipping episodes occurred in both Arequipa and Tacna in December-April and October-April, respectively.

The most pronounced performance seasonality occurred in the mc-Si PV system studied in Lima. In addition to the drop caused in PR by higher temperatures, low irradiance losses exerted a highly noticeable negative impact on the outdoor behavior of mc-Si PV modules in August–October. PR peaked (0.88) in July 2016 —a winter month— while this parameter lowered to 0.69 in a warm month, such as April 2018. Abnormally low values for this parameter —down to slightly below 0.4— were found

in June and August 2018, a fact that obviously needs to be investigated further. As a result of the losses mentioned, this PV system performed worse than the previous two ones. Indeed, PR_{annual} ranged from 0.70 to 0.77. A clear steady decline of the performance was noticeable in this mc-Si PV, which may suggest early PV modules degradation issues.

Regarding the a-Si/ μ c-Si PV subfield analyzed in Lima, PR_{DC} showed the flattest profile as it was between 0.94 and 1.03 over the period under scrutiny. Such an excellent monthly behavior led to an outstanding annual performance, with a $PR_{\text{DC,annual}}$ of 0.97. It is a well-known fact that this PV material is less influenced by temperature than c-Si. Moreover, a-Si/ μ c-Si technology appears to be far less influenced by low irradiance losses than mc-Si. Anyway, these good results should be taken cautiously as spectral effects experienced by both the sc-Si sensor and the PV subfield might have masked not-so-good performance. Furthermore, stabilization periods, degradation rates, and metastabilities of TF materials are issues that still remain elusive. Thus, the actual power of the PV subfield over the course of the experimental campaign might have been greater than that considered in the calculation of performance ratio (the sum of the nameplate rating of the a-Si/ μ c-Si PV modules).

The operating results of the Arequipa sc-Si PV system slightly exceed those reported in literature studies, such as the PVGCS in Soha (mc-Si, Omán) [38], Kerman (mc-Si, Irán), Mugla (sc-Si, Turquía) [39], Azda y Sawda (CIGS, Kuwait) [40] y Antofagasta (sc-Si, Chile) [42]. Moreover, the values of $Y_{\text{f,annual}}$ achieved in Tacna stay not far below the average of the final yield of the three latter studies. However, the values of PR_{annual} obtained in this site are only very slightly outperformed by those reported for the PVGCS located in Soha and Kerman. Poor annual yields are achieved in both PVGCS installed in Lima, mainly due to its low irradiation resource when compared to Arequipa's, Tacna's, and those of the remaining sites described earlier. The values of PR_{annual} for the mc-Si PV system in Lima remain below those achieved by the other two sc-Si PV systems evaluated here.

A study was carried out in Jaén as a preliminary step to the characterization and evaluation of the degradation rate of PVGS in Peru. In this study monthly time series were constructed with PR_{DC} , $PR_{\text{DC,STC}}$ and P^*_{exp} for two grid-connected TFPV technologies —a-Si and a-Si/ μ c-Si— and four TF PV modules —a-Si, a-Si/ μ c-Si, CdTe and CIGS— tested outdoors over a five-and-a-half-year and a six-and-a-half-year period, respectively. Subsequently, CSD and YOY techniques were applied to the monthly time series. As a result, the highest degradation rates exhibited during the aforementioned periods were found for the a-Si and a-Si/ μ c-Si PV fields along with the a-Si PV module, whose R_{D} values are around 1.4%/year. The a-Si/ μ c-Si PV module exhibited lower power decay similarly to the CdTe PV module (around 0.6%/year). It is

worth to mention that the performance of the CIGS PV module was improved after the measurement period at a rate around 0.9%/year.

The second part of this PhD Thesis is focused on the estimation of the annual degradation rates of two PV technologies (mc-Si and a-Si/ μ c-Si) in Lima (Peru), with hot desert climate. It is worth mention that in this study, sc-Si PVGS #1 and #2 have not been taken into account. Some faults have been detected in their monitoring systems since November 2018, a fact that makes the irradiance data unreliable. Therefore, these systems have not been considered in the analysis, since the period of reliable data—a little more than three years—is considered insufficient to obtain reliable R_D values.

The values of R_D have been estimated by applying three statistical methods (LR, CSD and YOY) to the $PR_{DC,STC}$ time series of the two systems under scrutiny. The application of LR technique resulted in a value of R_D of 6.81 ± 0.77 and $0.84 \pm 0.84\%$ /year for the mc-Si and a-Si/ μ c-Si PVCGS, respectively. The application of CSD resulted in a value of R_D of 6.88 ± 0.31 and $0.96 \pm 0.21\%$ /year for the mc-Si and a-Si/ μ c-Si PVCGS, respectively. Finally, by YOY method the result obtained was 7.13 ± 0.87 and $0.86 \pm 0.55\%$ /year for mc-Si and a-Si/ μ c-Si PVCGS, respectively.

Regardless of the technique used, the R_D value for mc-Si PVGCS is very high compared to the results obtained in other literature articles, such as Makrides et al. [108], Urrejola et al. [43] e Ishii et al. [50]. However, the R_D value for the a-Si/ μ c-Si PVGCS is within the range of published results, such as Limmanee et al. [71], Rawat et al. [72] y Tahri et al. [49].

Regarding the confidence intervals, a good overlap is been obtained in all the methods. For both PVCGS, the highest and lowest uncertainty related to the result of R_D are obtained by the YOY and CSD technique, respectively.

In this study, R_D values obtained by applying different methods to each of the two PVGCS are within a reasonably similar range. It stems from this conclusion that it is important to have a good time series because then different statistical methods can be applied to them and obtained accurate results. It must be noticed that for each PVGCS under study, the similar results found by all statistical techniques, the overlap of the confidence intervals and the small value obtained for the uncertainty of CSD technique might support that, in this case and for this climate, an accurate method for calculating the degradation rate could be CSD technique. Nevertheless, this issue should be investigated further.

To summarize, according to the results obtained, sc-Si and presumably mc-Si PV modules are suitable to be used in desert climates, such as that of Arequipa, where environmental parameters keep monthly average module temperatures relatively low.

6. CONCLUSIONS

Due to their fairly good performance, sc-Si and presumably mc-Si PV modules are also recommended for Tacna, a site with a desert climate with coastal influence. Therefore, sc-Si and mc-Si PV modules are advisable for Arequipa and Tacna. However, the detrimental impact of high temperature and low irradiance losses on the performance of mc-Si and, presumably, sc-Si PV modules is very noticeable in Lima. Indeed, this is a site with a peculiar highly humid coastal desert climate, in which its low irradiation resource is collected at low irradiance levels during some winter months. Additionally, the prevailing spectra shifted to shorter wavelengths are slightly detrimental to c-Si performance. By contrast, a-Si/ μ c-Si PV technology makes the most of the comparatively scarce solar resource of Lima, as the efficiency of this TF material is less influenced by both temperature and low light levels, being improved by blue-rich spectra that dominate in Lima. Furthermore, it is worth mentioning that regarding the value of R_D , the mc-Si modules may have been affected by an earlier degradation thus leading to poor performances; while the a-Si/ μ c-Si modules perform well, having a R_D value very reasonable and similar to the expectations.

The above results and conclusions should be used cautiously due to the limited number of photovoltaic specimens. In this sense, the generalization and extrapolation of the results should be carried out in a progressive and carefully way.

7. LÍNEAS FUTURAS

Partiendo de los trabajos desarrollados en la presente tesis doctoral y en vista de la relevancia de los resultados alcanzados, se propone el desarrollo de varias líneas de trabajo para futuras investigaciones, detalladas a continuación.

En primer lugar, el número de especímenes evaluados ha sido poco significativo. Al estimar el valor de R_D en Jaén se han considerado cuatro módulos FV individualmente —una muestra por cada una de las cuatro tecnologías consideradas (a-Si, CIGS, CdTe y a-Si:H/ μ c-Si)— además de un SFCR de a-Si y uno de a-Si/ μ c-Si. En Perú se han considerado dos SFCR construidos con módulos mc-Si y a-Si/ μ c-Si. Por lo tanto, el tamaño de la muestra de materiales ensayados en dichos estudios no es estadísticamente representativo. En ese sentido, se propone como línea futura de trabajo realizar los estudios aquí desarrollados analizando un mayor número de muestras por cada material FV. De esta forma se ampliaría el cuerpo de conocimiento disponible, pudiendo ganar más generalidad las conclusiones obtenidas en esta Tesis Doctoral. En segundo lugar, se deberían analizar las mismas tecnologías estudiadas en otras ubicaciones peruanas que tengan distintos climas a aquellos enclaves de dicho país en donde se ha desarrollado el trabajo aquí presentado.

Cabe mencionar que ya existen unos primeros avances en los sentidos apuntados en el párrafo anterior. Entre finales de 2017 y principios de 2019, los codirectores del presente trabajo colaboraron activamente en el diseño y puesta en marcha de dos sistemas gemelos a los erigidos en Arequipa y Tacna. Dichos dos sistemas se instalaron en la Universidad Nacional de Juliaca y en la Universidad Nacional Toribio Rodríguez de Mendoza de Amazonas, con sede en la ciudad de Chachapoyas (Perú). Ambos sistemas fueron ejecutados con fondos propios de cada una de las entidades. En el caso de Juliaca, el clima es templado con invierno seco (CWb), a lo que se suma la peculiaridad de situarse una zona geográfica de muy alta montaña (3824 msnm). Para la ciudad de Chachapoyas, ubicada en la zona septentrional del Perú, en la región de la Amazonia, se podrá analizar el comportamiento en clima oceánico (Cfb). Igualmente, en enero de 2019, le fue concedido a un consorcio de universidades peruanas —en el que también se integraba la Universidad de Jaén— un proyecto de investigación financiado con fondos de Banco Mundial gestionados por el Fondo Nacional de Desarrollo Científico, Tecnológico y de Innovación del Perú (045-2018-FONDECYT-BM-IADT-MU, denominado “*Evaluación energética y técnico-económica de la generación de energía eléctrica renovable con nuevas tecnologías fotovoltaicas en diferentes zonas climáticas del Perú*”). Como resultado temprano del mismo se destaca que, en marzo de 2021, se han terminado de instalar 18 SFCR independientes, de potencia 1,5 kW cada uno. Han

sido seis las ubicaciones seleccionadas (Lima-Costa, Lima-interior, Arequipa, Tacna, Juliaca y Chachapoyas) y en cada una de ellas se han montado tres sistemas de diferentes tecnologías FV: PERC (por las siglas en inglés de *passivated emitter rear cell*), HIT (por las siglas en inglés de *heterojunction with intrinsic thin film layer*) y CIGS. En enero de 2021, se amplió la financiación del proyecto original con la concesión de un nuevo proyecto (013-2020-FONDECYT-BM denominado “Evaluación del rendimiento energético-técnico-económico de tecnologías fotovoltaicas emergentes y su degradación en distintas zonas climáticas del Perú: aplicación de modelos de Inteligencia Artificial e implementación de una plataforma pública en línea para el acceso de datos”, donde se pretende dar continuidad a los trabajos haciendo especial hincapié en los procesos de degradación de los materiales fotovoltaicos en el país andino.

En tercer lugar, se propone estudiar las no linealidades exhibidas a veces por el declive temporal de la potencia de los módulos FV. Se requiere la investigación de este fenómeno toda vez que en presencia de estas se viola la premisa básica sobre la que se asienta la definición de la tasa de degradación anual, a saber: se ha de verificar la linealidad a lo largo del tiempo en dicho declive. Por tanto, se propone investigar tanto la definición teórica como la estimación experimental de parámetros que cuantifiquen y modelen adecuadamente los procesos de degradación, tenga esta lugar de modo lineal o no.

Por otro lado, durante la realización de esta Tesis se ha publicado un estudio en la revista *Renewable Energy* en colaboración con el Centro de Investigación FOSS para la Energía Sostenible de la Universidad de Chipre y con el Laboratorio Nacional Sandia en Albuquerque, Nuevo México (EE.UU). Con este trabajo se pretendía investigar cómo afecta la duración de los periodos de tiempo considerados en la campaña experimental y de los datos perdidos o inválidos en la misma a los valores calculados de R_D . Para ello, se analizó el rendimiento de diferentes técnicas aplicadas a datos sintéticos de sistemas FV. Estos sistemas tenían diferentes patrones lineales de R_D y condiciones de ruido conocidas. El análisis incluía la aplicación de diferentes técnicas para la extracción de la tasa de degradación anual a un conjunto de datos sintéticos de 10 años de un sistema FV de c-Si, con niveles de degradación emulados y datos perdidos imputados. Esta línea de trabajo ha empezado a dar sus frutos, los cuales se pueden sintetizar en las siguientes conclusiones:

- En el estudio realizado, la exactitud de las técnicas ARIMA, LR, RPCA y YOY se ha visto bastante afectada por la duración de la campaña experimental evaluada. Sin embargo, esto no ha ocurrido con las técnicas CSD y STL.
- El valor de R_D estimado se ve muy afectado por la cantidad de datos que falten en la serie temporal. Esto ocurre con todos los métodos estadísticos empleados.

7. LÍNEAS FUTURAS

- Para obtener resultados de R_D más exactos se recomienda filtrar, primero, los datos corruptos y, después, aplicar una etapa de detección de puntos de cambio, esto es, determinar los puntos a partir de los cuales se ha producido un cambio en la tendencia de la serie temporal.

Los resultados obtenidos en este estudio se pueden considerar como el punto de partida de una línea de investigación futura.

8. NOMENCLATURA

AACID	Agencia Andaluza de Cooperación Internacional para el Desarrollo
AC	Corriente alterna (del inglés <i>Alternating Current</i>)
Af	Clima tropical húmedo
Am	Clima tropical monzónico
ARIMA	Modelo Autorregresivo Integrado de Media Móvil (del inglés <i>Autoregressive Integrated Moving Average</i>)
Aw	Clima tropical seco con invierno seco
a-Si	Silicio amorfo
a-Si/ μ c-Si	Heterounión de silicio amorfo/silicio microcristalino
BSk	Clima semiárido frío
Bwh	Clima desértico caliente
BwK	Clima desértico frío
CdTe	Teluro de cadmio
CEI	Comisión Electrotécnica Internacional
CEM	Condiciones Estándares de Medida
Cfb	Clima oceánico
CIGS	Diseleniuro de Cobre-Indio-Galio-Selenio/Azufre
CSD	Descomposición clásica de series
CWb	Clima templado con invierno seco
c-Si	Silicio cristalino
DC	Corriente continua (del inglés <i>Direct current</i>)
E_A	Energía mensual DC [Wh]
E_{out}	Energía de salida AC [Wh]
EE.UU	Estados Unidos de América
FV	Fotovoltaico/a
G^*	Irradiancia de referencia en el plano del generador [$W \cdot m^{-2}$]
G_i	Irradiancia en el plano del generador [W/m^2]
GFV	Generador Fotovoltaico
H_i	Irradiación mensual en el plano del generador [Wh/m^2]
HIT	Siglas en inglés de <i>heterojunction with intrinsic thin film layer</i>
IDEA	Investigación y Desarrollo en Energía Solar
k_C	Factor de cobertura [adim]
LCOE	Coste nivelado de la electricidad (del inglés <i>Levelized Cost of Energy</i>) [$US\$ \cdot MWh^{-1}$]
LD	Lámina delgada
LID	Degradación inicial inducida por la luz (del inglés <i>Light Induced Degradation</i>)

LOWESS	Regresión Local (del inglés <i>LOcally WEighted Scatter plot Smoother</i>)
LR	Regresión lineal (del inglés <i>linear regression</i>)
mc-Si	Silicio policristalino
N_m	Número de muestras registradas durante un mes [adim]
P_A	Potencia de entrada DC [W]
$P_A [G_{ir}, 25 \text{ }^\circ\text{C}]$	Valores de la potencia corregidos a 25 °C [W]
P^*_{exp}	Potencia pico experimental [W]
P_{out}	Potencia de salida AC [W]
P_0	Potencia del campo fotovoltaico en CEM [W]
PERC	Siglas en inglés de <i>passivated emitter rear cell</i>
POA	Plano del generador (del inglés <i>plane of array</i>)
PPA	Contrato para la compraventa de energía (del inglés <i>Power Purchase Agreement</i>)
PR	Factor de rendimiento mensual
PR_{anual}	Factor de rendimiento anual
PR_{DC}	Factor de rendimiento DC mensual
$PR_{\text{DC,anual}}$	Factor de rendimiento DC anual
$PR_{\text{DC,STC}}$	Factor de rendimiento DC STC mensual
$PR_{\text{DC,STC,anual}}$	Factor de rendimiento DC STC anual
PVRD	Dispositivo de referencia fotovoltaico (del inglés <i>photovoltaic reference device</i>)
R^2	Coefficiente de determinación
R_D	Tasa de degradación anual [%/año]
RTD	Detector térmico resistivo (del inglés <i>resistance temperature detector</i>)
SAD	Sistema de Adquisición de Datos
sc-Si	Silicio monocristalino
SFCR	Sistema fotovoltaico conectado a la red
STL	Descomposición estacional y de tendencia mediante LOESS (del inglés <i>Seasonal and Trend decomposition using LOESS</i>)
T_{amb}	Temperatura ambiente [°C]
TF	Capa delgada (del inglés <i>thin film</i>)
T_{mod}	Temperatura del módulo [°C]
UJA	Universidad de Jaén
UNAS	Universidad Nacional de San Agustín en Arequipa
UNI	Universidad Nacional de Ingeniería en Lima
UNJBG	Universidad Nacional Jorge Basadre Grohmann en Tacna
Y_A	Índice de producción del campo fotovoltaico mensual [$\text{Wh}\cdot\text{W}^{-1}$]
$Y_{A,\text{anual}}$	Índice de producción del campo fotovoltaico anual [$\text{Wh}\cdot\text{W}^{-1}$]
Y_f	Índice de producción final del sistema fotovoltaico mensual [$\text{Wh}\cdot\text{W}^{-1}$]
$Y_{f,\text{anual}}$	Índice de producción final del sistema fotovoltaico anual [$\text{Wh}\cdot\text{W}^{-1}$]

8. NOMENCLATURA

YOY	Año a año
Y_r	Índice de producción de referencia mensual [$\text{Wh}\cdot\text{W}^{-1}$]
$Y_{r,\text{anual}}$	Índice de producción anual de referencia anual [$\text{Wh}\cdot\text{W}^{-1}$]
η_{eff}	Eficiencia normalizada
T	Duración del intervalo [h]
γ	Coefficiente de variación con la temperatura de la potencia máxima del módulo [$^{\circ}\text{C}^{-1}$]

9. REFERENCIAS

- [1] A. I. de Energía, «Global Energy Review 2021», 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2021?mode=overview>. [Accedido: 17-ago-2021].
- [2] I. International Renewable Energy Agency, «Renewable Energy and Jobs – Annual Review 2020», 2020. [En línea]. Disponible en: <https://www.irena.org/publications/2020/Sep/Renewable-Energy-and-Jobs-Annual-Review-2020>. [Accedido: 20-ago-2021].
- [3] Fraunhofer ISE, «Photovoltaics Report 27/07/2021», 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>. [Accedido: 17-ago-2021].
- [4] IRENA, «Renewable Power Generation Costs in 2019», 2020. [En línea]. Disponible en: <https://www.irena.org/publications/2020/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2019>.
- [5] «IEC 61724, 2017. Photovoltaic System Performance Monitoring – Guidelines for Measurement, Data Exchange and Analysis», Geneva, Switzerland, 2017.
- [6] G. Makrides, B. Zinsser, M. Schubert, y G. E. Georghiou, «Performance loss rate of twelve photovoltaic technologies under field conditions using statistical techniques», *Sol. Energy*, vol. 103, pp. 28-42, 2014.
- [7] S. Silvestre, S. Kichou, L. Guglielminotti, G. Nofuentes, y M. Alonso-Abella, «Degradation analysis of thin film photovoltaic modules under outdoor long term exposure in Spanish continental climate conditions», *Sol. Energy*, vol. 139, pp. 599-607, 2016.
- [8] A. Phinikarides, N. Kindyni, G. Makrides, y G. E. Georghiou, «Review of photovoltaic degradation rate methodologies», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 40, pp. 143-152, 2014.
- [9] A. Phinikarides, G. Makrides, N. Kindyni, y G. E. Georghiou, «Comparison of trend extraction methods for calculating performance loss rates of different photovoltaic technologies», *2014 IEEE 40th Photovolt. Spec. Conf.*, pp. 3211-3215, 2014.
- [10] S. Kichou, S. Silvestre, G. Nofuentes, M. Torres-Ramírez, A. Chouder, y D. Guasch, «Characterization of degradation and evaluation of model parameters of amorphous silicon photovoltaic modules under outdoor long term exposure», *Energy*, vol. 96, pp. 231-241, 2016.
- [11] D. C. Jordan, M. G. Deceglie, y S. R. Kurtz, «PV degradation methodology comparison - A basis for a standard», *2016 IEEE 44th Photovolt. Spec. Conf. PVSC 2016*, n.º Ci, pp. 1-6, 2016.
- [12] M. Malvoni, A. Leggieri, G. Maggiotto, P. M. Congedo, y M. G. De Giorgi, «Long term performance , losses and efficiency analysis of a 960 kWp photovoltaic system in the Mediterranean climate», *Energy Convers. Manag.*, vol. 145, pp. 169-181, 2017.

- [13] E. Pieri, A. Kyprianou, A. Phinikarides, G. Makrides, y G. E. Georghiou, «Forecasting degradation rates of different photovoltaic systems using robust principal component analysis and ARIMA», *IET Renew. Power Gener.*, vol. 11, n.º 10, pp. 1245-1252, 2017.
- [14] A. Phinikarides, G. Makrides, B. Zinsser, M. Schubert, y G. E. Georghiou, «Analysis of photovoltaic system performance time series: Seasonality and performance loss», *Renew. Energy*, vol. 77, pp. 51-63, 2015.
- [15] S. Edalati, M. Ameri, y M. Iranmanesh, «Comparative performance investigation of mono-and poly-crystalline silicon photovoltaic modules for use in grid-connected photovoltaic systems in dry climates», *Appl. Energy*, vol. 160, pp. 255-265, 2015.
- [16] J. Y. Ye, T. Reindl, A. G. Aberle, y T. M. Walsh, «Performance Degradation of Various PV Module Technologies in Tropical Singapore», *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 4, n.º 5, pp. 1268-1274, 2014.
- [17] K. Attari, A. Elyaakoubi, y A. Asselman, «Performance analysis and investigation of a grid-connected photovoltaic installation in Morocco», *Energy Reports*, vol. 2, n.º December 2015, pp. 261-266, 2016.
- [18] D. Okello, E. E. Van Dyk, y F. J. Vorster, «Analysis of measured and simulated performance data of a 3.2 kWp grid-connected PV system in Port Elizabeth, South Africa», *Energy Convers. Manag.*, vol. 100, pp. 10-15, 2015.
- [19] M. E. Başoğlu, A. Kazdaloğlu, T. Erfida, M. Z. Bilgin, y B. Çakır, «Performance analyzes of different photovoltaic module technologies under İzmit, Kocaeli climatic conditions», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 52, pp. 357-365, 2015.
- [20] A. Balaska, A. Tahri, F. Tahri, y A. B. Stambouli, «Performance assessment of five different photovoltaic module technologies under outdoor conditions in Algeria», *Renew. Energy*, vol. 107, pp. 53-60, 2017.
- [21] T. Khatib, K. Sopian, y H. A. Kazem, «Actual performance and characteristic of a grid connected photovoltaic power system in the tropics: A short term evaluation», *Energy Convers. Manag.*, vol. 71, pp. 115-119, 2013.
- [22] M. Kottek, J. Grieser, C. Beck, B. Rudolf, y F. Rubel, «World Map of the Köppen-Geiger climate classification updated», *Meteorol. Zeitschrift*, vol. 15, n.º 3, pp. 259-263, 2006.
- [23] D. C. Jordan, S. R. Kurtz, K. VanSant, y J. Newmiller, «Compendium of photovoltaic degradation rates», *Prog. PHOTOVOLTAICS Res. Appl.*, vol. 24, n.º 7, 2016.
- [24] T. W. Bank, «The World Bank In Peru», 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.worldbank.org/en/country/peru/overview>. [Accedido: 04-nov-2021].
- [25] M. A. Zambrano-Monserrate, C. A. Silva-Zambrano, J. L. Davalos-Penafiel, A. Zambrano-Monserrate, y M. A. Ruano, «Testing environmental Kuznets curve hypothesis in Peru: The role of renewable electricity, petroleum and dry natural gas», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, n.º March 2016, pp. 4170-4178, 2018.
- [26] J. Bazán, J. Rieradevall, X. Gabarrell, y I. Vázquez-Rowe, «Low-carbon electricity production through the implementation of photovoltaic panels in rooftops in urban environments: A case study for three cities in Peru», *Sci. Total Environ.*, vol. 622-623, pp. 1448-1462, 2018.
- [27] S. M. Pietruszko y M. Gradzki, «Performance of a grid connected small PV

- system in Poland», *Appl. Energy*, vol. 74, n.º 1-2, pp. 177-184, 2003.
- [28] T. Erge, V. U. Hoffmann, y K. Kiefer, «The German experience with grid-connected PV-Systems», *Sol. Energy Vol.*, vol. 6, pp. 479-487, 2001.
- [29] L. Hontoria, J. Aguilera, F. Almonacid, G. Nofuentes, y P. Zufiria, *Artificial Intelligence in Energy and Renewable Energy Systems*. Chichester, UK: Kalogirou, S., Ed.; Nova Publishers Inc., 2006.
- [30] F. J. Muñoz, G. Almonacid, G. Nofuentes, y F. Almonacid, «A new method based on charge parameters to analyse the performance of stand-alone photovoltaic systems», *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 90, n.º 12, pp. 1750-1763, 2006.
- [31] G. C. Bakos, «Distributed power generation: A case study of small scale PV power plant in Greece», *Appl. Energy*, vol. 86, n.º 9, pp. 1757-1766, 2009.
- [32] X. Zou, B. Li, Y. Zhai, y H. Liu, «Performance monitoring and test system for grid-connected photovoltaic systems.», en *In Proceedings of the 2012 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, Shanghai, China, 27–29 March 2012*.
- [33] P. M. Congedo, M. Malvoni, M. Mele, y M. G. De Giorgi, «Performance measurements of monocrystalline silicon PV modules in South-eastern Italy», *Energy Convers. Manag.*, vol. 68, pp. 1-10, 2013.
- [34] D. Micheli, S. Alessandrini, R. Radu, y I. Casula, «Analysis of the outdoor performance and efficiency of two grid connected photovoltaic systems in northern Italy», *Energy Convers. ...*, vol. 80, pp. 436-445, 2014.
- [35] M. S. Adaramola y E. E. T. Vågnes, «Preliminary assessment of a small-scale rooftop PV-grid tied in Norwegian climatic conditions», *Energy Convers. Manag.*, vol. 90, n.º 2015, pp. 458-465, 2015.
- [36] D. D. Milosavljević, T. M. Pavlović, y D. S. Piršl, «Performance analysis of A grid-connected solar PV plant in Niš, republic of Serbia», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 44, pp. 423-435, 2015.
- [37] M. De Prada-Gil, J. L. Domínguez-García, L. Trilla, y O. Gomis-Bellmunt, «Technical and economic comparison of various electrical collection grid configurations for large photovoltaic power plants», *IET Renew. Power Gener.*, vol. 11, n.º 3, pp. 226-236, 2017.
- [38] H. A. Kazem, T. Khatib, K. Sopian, y W. Elmenreich, «Performance and feasibility assessment of a 1.4 kW roof top grid-connected photovoltaic power system under desertic weather conditions», *Energy Build.*, vol. 82, pp. 123-129, 2014.
- [39] R. Eke y H. Demircan, «Performance analysis of a multi crystalline Si photovoltaic module under Mugla climatic conditions in Turkey», *Energy Convers. Manag.*, vol. 65, pp. 580-586, 2013.
- [40] A. Al-Otaibi, A. Al-Qattan, F. Fairouz, y A. Al-Mulla, «Performance evaluation of photovoltaic systems on Kuwaiti schools' rooftop», *Energy Convers. Manag.*, vol. 95, pp. 110-119, 2015.
- [41] A. Balaska, A. Tahri, F. Tahri, y A. B. Stambouli, «Performance assessment of five different photovoltaic module technologies under outdoor conditions in Algeria», *Renew. Energy*, vol. 107, pp. 53-60, 2017.
- [42] P. Ferrada, F. Araya, A. Marzo, y E. Fuentealba, «Performance analysis of photovoltaic systems of two different technologies in a coastal desert climate zone of Chile», *Sol. Energy*, vol. 114, pp. 356-363, 2015.
- [43] E. Urrejola *et al.*, «Effect of soiling and sunlight exposure on the performance ratio of photovoltaic technologies in Santiago, Chile», *Energy Convers. Manag.*,

- vol. 114, pp. 338-347, 2016.
- [44] G. Belluardo, P. Inghoven, W. Sparber, J. Wagner, P. Weihs, y D. Moser, «Novel method for the improvement in the evaluation of outdoor performance loss rate in different PV technologies and comparison with two other methods», *Sol. Energy*, vol. 117, pp. 139-152, 2015.
- [45] A. Skoczek, T. Sample, y E. D. Dunlop, «The Results of Performance Measurements of Field-aged Crystalline Silicon Photovoltaic Modules», *Prog. PHOTOVOLTAICS Res. Appl.*, vol. 17, pp. 227-220, 2009.
- [46] S. Kichou, P. Wolf, S. Silvestre, y A. Chouder, «Analysis of the behaviour of cadmium telluride and crystalline silicon photovoltaic modules deployed outdoor under humid continental climate conditions», *Sol. Energy*, vol. 171, n.º June, pp. 681-691, 2018.
- [47] A. Limmanee *et al.*, «Field performance and degradation rates of different types of photovoltaic modules : A case study in Thailand», *Renew. Energy*, vol. 89, pp. 12-17, 2016.
- [48] S. Silvestre, A. Tahri, F. Tahri, S. Benlebna, y A. Chouder, «Evaluation of the performance and degradation of crystalline silicon-based photovoltaic modules in the Saharan environment», *Energy*, vol. 152, pp. 57-63, 2018.
- [49] A. Tahri, S. Silvestre, F. Tahri, S. Benlebna, y A. Chouder, «Analysis of thin film photovoltaic modules under outdoor long term exposure in semi-arid climate conditions», *Sol. Energy*, vol. 157, n.º August, pp. 587-595, 2017.
- [50] T. Ishii, T. Takashima, y K. Otani, «Long-term performance degradation of various kinds of photovoltaic modules under moderate climatic conditions», *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 19, n.º 2, pp. 170-179, 2011.
- [51] T. Ozden, B. G. Akinoglu, y R. Turan, «Long term outdoor performances of three different on-grid PV arrays in central Anatolia – An extended analysis», *Renew. Energy*, vol. 101, pp. 182-195, 2017.
- [52] S. Kichou, E. Abaslioglu, S. Silvestre, G. Nofuentes, M. Torres-Ramírez, y A. Chouder, «Study of degradation and evaluation of model parameters of micromorph silicon photovoltaic modules under outdoor long term exposure in Jaén, Spain», *Energy Convers. Manag.*, vol. 120, pp. 109-119, 2016.
- [53] D. C. Jordan, M. G. Deceglie, S. R. Kurtz, N. Renewable, y D. W. Parkway, «PV Degradation Methodology Comparison – a Basis for a Standard», n.º Ci, pp. 273-278, 2016.
- [54] D. C. Jordan, C. Deline, S. R. Kurtz, G. M. Kimball, y M. Anderson, «Robust PV Degradation Methodology and Application», *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 8, n.º 2, pp. 525-531, 2018.
- [55] D. C. Jordan y S. R. Kurtz, «The dark horse of evaluating long-term field performance-Data filtering», *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 4, n.º 1, pp. 317-323, 2014.
- [56] G. Makrides, B. Zinsser, G. E. Georghiou, M. Schubert, y J. H. Werner, «Degradation of different photovoltaic technologies under field conditions», *Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf.*, pp. 2332-2337, 2010.
- [57] D. C. Jordan, R. M. Smith, C. R. Osterwald, E. Gelak, y S. R. Kurtz, «Outdoor PV degradation comparison», en *35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2010, pp. 2694-2697.
- [58] D. A. Quansah y M. S. Adaramola, «Assessment of early degradation and

- performance loss in five co-located solar photovoltaic module technologies installed in Ghana using performance ratio time-series regression», *Renew. Energy*, vol. 131, pp. 900-910, 2019.
- [59] K. O. Davis, S. R. Kurtz, D. C. Jordan, J. H. Wohlgemuth, y N. Sorloaica-Hickman, «Multi-pronged analysis of degradation rates of photovoltaic modules and arrays deployed in Florida», *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 21, pp. 702-712, 2013.
- [60] A. N. Dunea, D. N. Dunea, V. I. Moise, y M. F. Olariu, «Forecasting methods used for performance's simulation and optimization of photovoltaic grids», en *2001 IEEE Porto Power Tech Proceedings (Cat. No.01EX502)*, 2001, p. 5.
- [61] W. Huaxin, «Análisis comparativo del funcionamiento de distintas tecnologías de paneles solares operando en las mismas condiciones», Tesis Doctoral, Departamento de Ingeniería Agroforestal, Escuela Técnica Superior de Ingeniería Agronómica, Alimentaria y de Biosistemas. Universidad Politécnica de Madrid., 2017.
- [62] C. M. Whitaker *et al.*, «Application and validation of a new PV performance characterization method», en *Conference Record of the Twenty Sixth IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 1997*, 1997, pp. 253-1256.
- [63] S. Shrestha y G. Tamizhmani, «Selection of best methods to calculate degradation rates of PV modules», en *2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, 2015, pp. 1-4.
- [64] U. Schweiger, M., Bonilla, J., Herrmann, W., Gerber, A., & Rau, «Performance stability of photovoltaic modules in different climates», *Prog. PHOTOVOLTAICS Res. Appl.*, vol. 25, n.º 12, pp. 968-981, 2017.
- [65] M. Z. Hussin, S. Shaari, A. M. Omar, y Z. M. Zain, «Amorphous silicon thin-film: Behaviour of light-induced degradation», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 43, pp. 388-402, 2015.
- [66] D. A. Quansah y M. S. Adaramola, «Assessment of early degradation and performance loss in five co-located solar photovoltaic module technologies installed in Ghana using performance ratio time-series regression», *Renew. Energy*, vol. 131, pp. 900-910, 2019.
- [67] M. Schweiger, U. Jahn, y W. Herrmann, «Factors affecting the performance of different thin-film PV technologies and their impact on the energy yield», en *26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 2011, pp. 3640-3645.
- [68] U. Jahn, M. Schweiger, y W. Herrmann, «Final results of high precision indoor and outdoor performance characterization of various thin-film PV module technologies», en *27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 2012, pp. 3233-3238.
- [69] V. Sharma, O. S. Sastry, A. Kumar, B. Bora, y S. S. Chandel, «Degradation analysis of a-Si, (HIT) hetero-junction intrinsic thin layer silicon and m-C-Si solar photovoltaic technologies under outdoor conditions», *Energy*, vol. 72, pp. 536-546, 2014.
- [70] M. Malvoni, A. Leggieri, G. Maggiotto, P. M. Congedo, y M. G. De Giorgi, «Long term performance, losses and efficiency analysis of a 960 kWp photovoltaic system in the Mediterranean climate», *Energy Convers. Manag.*, vol. 145, pp. 169-181, 2017.

- [71] A. Limmanee *et al.*, «Field performance and degradation rates of different types of photovoltaic modules: A case study in Thailand», vol. 89, pp. 12-17, 2016.
- [72] R. Rawat, R. Singh, O. S. Sastry, y S. C. Kaushik, «Performance evaluation of micromorph based thin fi lm photovoltaic modules in real operating conditions of composite climate», *Energy*, 2016.
- [73] M. Schweiger, W. Herrmann, A. Gerber, y U. Rau, «Understanding the energy yield of photovoltaic modules in different climates by linear performance loss analysis of the module performance ratio», *IET Renew. Power Gener.*, vol. 11, n.º 5, pp. 558-565, 2017.
- [74] P. Ingenhoven *et al.*, «Analysis of Photovoltaic Performance Loss Rates of Six Module Types in Five Geographical Locations», *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 9, n.º 4, pp. 1091-1096, 2019.
- [75] «Comisión Europea». [En línea]. Disponible en: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html. [Accedido: 16-mar-2021].
- [76] «PVSYST». [En línea]. Disponible en: <http://www.pvsyst.com/en/>. [Accedido: 16-mar-2021].
- [77] «Nasa Prediction Of Wordlwide Energy Resources». [En línea]. Disponible en: <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>. [Accedido: 16-mar-2021].
- [78] G. Nofuentes, G., & Almonacid, «Design Tools for the Electrical Configuration of Architecturally Integrated PV in Buildings», vol. 7 (6), pp. 475-488, 1999.
- [79] J. V. Muñoz, G. Nofuentes, J. Aguilera, M. Fuentes, y P. G. Vidal, «Procedure to carry out quality checks in photovoltaic grid-connected systems: Six cases of study», *Appl. Energy*, vol. 88, n.º 8, pp. 2863-2870, 2011.
- [80] D. L. King, W. E. Boyson, y J. A. Kratochvil, «Photovoltaic array performance model», Albuquerque, New Mexico 87185-0752, 2004.
- [81] L. Dunn, M. Gostein, y K. Emery, «Comparison of pyranometers vs. PV reference cells for evaluation of PV array performance», *Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf.*, pp. 2899-2904, 2012.
- [82] M. Osterwald, C.R.; Emery, K.A.; Muller, «Photovoltaic module calibration value versus optical air mass : the air mass function», *Prog. Photovolt Res. Appl.*, vol. 22, pp. 560-573, 2012.
- [83] J. A. Caballero, E. F. Fernández, M. Theristis, F. Almonacid, y G. Nofuentes, «Spectral Corrections Based on Air Mass, Aerosol Optical Depth, and Precipitable Water for PV Performance Modeling», *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 8, n.º 2, pp. 552-558, 2018.
- [84] E. M. Solís-alemán, J. de la Casa, I. Romero-Fiances, J. P. Silva, y G. Nofuentes, «A study on the degradation rates and the linearity of the performance decline of various thin fi lm PV technologies», *Sol. Energy*, vol. 188, n.º June, pp. 813-824, 2019.
- [85] IEC 61724:1998, «Photovoltaic system performance monitoring — Guidelines for measurement , data exchange and analysis», *1st ed. Geneva, Switz. IEC*, 1998.
- [86] A. J. Curran, C. Birk Jones, S. Lindig, J. Stein, D. Moser, y R. H. French, «Performance Loss Rate Consistency and Uncertainty Across Multiple Methods and Filtering Criteria», *Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf.*, pp. 1328-1334, 2019.
- [87] A. Kyprianou, A. Phinikarides, G. Makrides, y G. E. Georghiou, «Definition and

- computation of the degradation rates of photovoltaic systems of different technologies with robust principal component analysis», *IEEE J. Photovoltaics.*, n.º 5, pp. 1698-1705, 2015.
- [88] M. A. Quintana, D. L. King, T. J. McMahon, y C. R. Osterwald, «Commonly observed degradation in field-aged photovoltaic modules», en *Conference Record of the 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2002, pp. 1436-1439.
- [89] I. Romero-Fiances, E. Muñoz-Cerón, R. Espinoza-Paredes, G. Nofuentes, y J. de la Casa, «Analysis of the Performance of Various PV Module Technologies in Peru», *Energies*, vol. 12, n.º 1, p. 186, 2019.
- [90] A. Phinikarides, G. Makrides, B. Zinsser, M. Schubert, y G. E. Georghiou, «Analysis of photovoltaic system performance time series: Seasonality and performance loss», *Renew. Energy*, vol. 77, pp. 51-63, 2015.
- [91] D. C. Jordan y S. R. Kurtz, «Photovoltaic degradation rates - An Analytical Review», *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 21, n.º 1, pp. 12-29, 2013.
- [92] S. Lindig, I. Kaaya, K. A. Weis, D. Moser, y M. Topic, «Review of statistical and analytical degradation models for photovoltaic modules and systems as well as related improvements», *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 8, n.º 6, pp. 1773-1786, 2018.
- [93] D. C. Jordan, T. J. Silverman, B. Sekulic, y S. R. Kurtz, «EU PVSEC PAPER PV degradation curves : non-linearities and failure modes», n.º September 2016, pp. 583-591, 2017.
- [94] D. C. Jordan *et al.*, «Reducing Interanalyst Variability in Photovoltaic Degradation Rate Assessments», *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 10, n.º 1, pp. 206-212, 2020.
- [95] ISO, «Guide 98-3. Uncertainty of measurement - Part 3: Guide to the expression of uncertainty in measurement (GUM:1995). Guid. 98-3 130.» 2008.
- [96] B. Efron, «Bootstrap Methods: Another Look at the Jackknife», n.º December 1977, pp. 569-593, 1992.
- [97] F. Mavromatakis, F. Vignola, y B. Marion, «Low irradiance losses of photovoltaic modules», *Sol. Energy*, vol. 157, n.º February, pp. 496-506, 2017.
- [98] R. P. Kenny *et al.*, «Power rating of photovoltaic modules including validation of procedures to implement IEC 61853-1 on solar simulators and under natural sunlight», *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 21, pp. 1384-1399, 2013.
- [99] L. A. Conde, J. R. Angulo, M. Sevillano-Bendezú, G. Nofuentes, J. A. Töfflinger, y J. de la Casa, «Spectral effects on the energy yield of various photovoltaic technologies in Lima (Peru)», *Energy*, vol. 223, 2021.
- [100] N. Martin y J. M. Ruiz, «Calculation of the PV modules angular losses under field conditions by means of an analytical model», *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 70, n.º 1, pp. 25-38, 2001.
- [101] N. Martin y J. M. Ruiz, «Corrigendum to “Calculation of the PV modules angular losses under field conditions by means of an analytical model” [Sol. Energy Mater. Sol. Cells 70 (1) (2001) 25–38] (S0927024800004086) (10.1016/S0927-0248(00)00408-6)», *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 110, p. 154, 2013.
- [102] S. C. S. Costa, A. S. A. C. Diniz, y L. L. Kazmerski, «Solar energy dust and soiling R&D progress: Literature review update for 2016», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, pp. 2504-2536, 2018.
- [103] N. Salim, A.; Huraib, F.; Eugenio, «PV power-study of system options and

- optimization.», en *8th European PV Solar Energy Conference*, 1988, pp. 9-13.
- [104] A. M. Al-Sabounchi, S. A. Yalyali, y H. A. Al-Thani, «Design and performance evaluation of a photovoltaic grid-connected system in hot weather conditions», *Renew. Energy*, vol. 53, pp. 71-78, 2013.
- [105] M. J. Adinoyi y S. A. M. Said, «Effect of dust accumulation on the power outputs of solar photovoltaic modules», *Renew. Energy*, vol. 60, pp. 633-636, 2013.
- [106] G. Makrides, B. Zinsser, A. Phinikarides, M. Schubert, y G. E. Georghiou, «Temperature and thermal annealing effects on different photovoltaic technologies», *Renew. Energy*, vol. 43, n.º June 2010, pp. 407-417, 2012.
- [107] T. Ishii y A. Masuda, «Annual degradation rates of recent crystalline silicon photovoltaic modules», *Prog. PHOTOVOLTAICS Res. Appl.*, vol. 25, pp. 953-967, 2017.
- [108] G. Makrides, B. Zinsser, M. Schubert, y G. E. Georghiou, «ScienceDirect Performance loss rate of twelve photovoltaic technologies under field conditions using statistical techniques», *Sol. Energy*, vol. 103, pp. 28-42, 2014.

**PUBLICACIONES REALIZADAS
EN EL MARCO DE LA TESIS
DOCTORAL**

- ✓ **Irene Romero-Fiances**, Emilo Muñoz-Cerón, Rafael Espinoza-Paredes, Gustavo Nofuentes, Juan de la Casa. Analysis of the Performance of Various PV Module Technologies in Peru, *Energies*, Volume 12, 2019, 186. <https://doi.org/10.3390/en12010186>
- Índice de Impacto (JCR Science Edition 2019): 2.702
- Categoría científica: Energy & fuels. Posición: 63/112 (tercer cuartil)

- ✓ Ernesto M. Solís-Alemán, Juan de la Casa, **Irene Romero Fiances**, José Pedro Silva, Gustavo Nofuentes. A study on the degradation rates and the linearity of the performance decline of various thin film PV technologies, *Solar Energy*, 188, 2019, pp. 813-824. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.06.067>
- Índice de Impacto (JCR Science Edition 2019): 4,608
- Categoría científica: Energy & fuels. Posición: 35/112 (segundo cuartil)

- ✓ **Irene Romero-Fiances**, Andreas Livera, Marios Theristis, George Makrides, Joshua S. Stein, Gustavo Nofuentes, Juan de la Casa, George E. Georghiou. Impact of duration and missing data on the long-term photovoltaic degradation rate estimation, *Renewable Energy*, Volume 181, 2022, pp. 738-748, ISSN 0960-1481. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.09.078>
- Índice de Impacto (JCR Science Edition 2020): 8,001
- Categoría científica: Energy & fuels. Posición: 16/114 (primer cuartil)

