



Universidad de Jaén

Escuela Politécnica
Superior de Jaén

ESTUDIO DEL EFECTO DE LAS SOMBRA EN EL COMPORTAMIENTO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS BIFACIALES

Autor: Alberto Cano Arjona

Grado: Ingeniería Electrónica Industrial

Director: D. Jorge Delgado García
Departamento del director: Ingeniería Cartográfica, Geodésica y Fotometría

Fecha: 01/07/2024

Licencia CC





Universidad de Jaén
Escuela Politécnica Superior de Jaén
Departamento de Ingeniería Gráfica y Proyectos

Don EMILIO MUÑOZ CERÓN, tutor del Proyecto Fin de Carrera titulado: ESTUDIO DEL EFECTO DE LAS SOMBRAS EN EL COMPORTAMIENTO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS BIFACIALES, que presenta ALBERTO CANO ARJONA, autoriza su presentación para defensa y evaluación en la Escuela Politécnica Superior de Jaén.

Jaén, JULIO de 2024

El alumno:

Los tutores:

ALBERTO CANO ARJONA

EMILIO MUÑOZ CERÓN

RESUMEN

El vertiginoso auge que la tecnología solar fotovoltaica ha experimentado en los últimos años, ha venido acompañada de un gran número de avances que, en numerosas ocasiones, su implantación en el mercado ha ido por delante de un estudio científico de su comportamiento real a largo plazo.

Dentro del campo de estudio se dan nuevas tecnologías emergentes que, como es el caso de la tecnología bifacial, cuya tasa de penetración en el mercado es muy alta, con proyecciones crecientes, pero con la particularidad de que la experimentación científica tiene mucho recorrido también y es necesaria.

El estudio de la afección del sombreado es una de los diversos factores críticos para mejorar la comprensión del funcionamiento de los módulos fotovoltaicos, por ello, se propone realizar un estudio de sombreado en el que se emplearán módulos bifaciales de igual tecnología (PERC) pero con distintas configuraciones de conexionado de células (convencional y de célula partida) y que se someterán a ensayo bajo las mismas condiciones de ubicación y posicionamiento. Para ello se propone trazar las curvas I-V y P-V de varios módulos bifaciales, afectados por distintos patrones de sombreado tanto horizontales como verticales y, posteriormente, se analizará el comportamiento de los módulos tanto de manera individual, como conectado en serie a otro módulo, pero éste sin sombrear, para ver los efectos que tiene un módulo sombreado cuando se conecta a un string de módulos en serie.

Tras realizar la campaña experimental, se tratarán las curvas analíticamente, obteniendo su punto de máxima potencia en condiciones estándares de medida (STC), con el objetivo de ubicar todas las curvas tomadas en el mismo marco de análisis.

Finalmente se expondrán las conclusiones que abordan las ventajas y desventajas de ambas configuraciones de módulos cuando se exponen a los mismos patrones de sombreado.

ABSTRACT

The dizzying boom that solar photovoltaic technology has experienced in recent years has been accompanied by a large number of advances that, on numerous occasions, their implementation in the market has been ahead of a scientific study of their real long-term behavior.

Within the field of study, there are new emerging technologies that, as is the case of bifacial technology, whose market penetration rate is very high, with growing projections, but with the particularity that scientific experimentation also has a long way to go and is necessary.

The study of the shading effect is one of the several critical factors to improve the understanding of the operation of photovoltaic modules, therefore, it is proposed to carry out a shading study in which bifacial modules of the same technology (PERC) will be used but with different cell connection configurations (conventional and split cell) and which will be tested under the same conditions of location and positioning. To this end, it is proposed to plot the I-V and P-V curves of several bifacial modules, affected by different shading patterns, both horizontal and vertical, and, subsequently, the behavior of the modules will be analyzed, both individually and connected in series to another module, but this one without shading, to see the effects that a shaded module has when connected to a string of modules in series.

After carrying out the experimental campaign, the curves will be treated analytically, obtaining their maximum power point under standard measurement conditions (STC), with the aim of locating all the curves taken in the same analysis frame.

Finally, the conclusions that address the advantages and disadvantages of both module configurations when exposed to the same shading patterns will be presented.

AGRADECIMIENTOS

Éste Trabajo de Fin de Grado va especialmente dedicado a mis padres, Manuel y Gema, por apoyarme incondicionalmente, entenderme y animarme a luchar por el futuro que yo quería. A mi hermano Andrés por aguantar mis quejas y reflexiones cuando algo no iba como esperaba. A mi pareja Paula, por estar siempre ahí cuando lo necesitaba.

A mi tutor Emilio Muñoz, por haberme dado la oportunidad de trabajar con él y hacerme descubrir que el mundo de la Ingeniería Solar Fotovoltaica es apasionante. A mi compañero Sergio Moreno, por haberse preocupado de ayudarme a hacer un buen trabajo.

A todos mis compañeros y profesores del Grupo IDEA, por haberme ayudado siempre que lo he necesitado, trasmitirme sus habilidades y consejos.

Solo me queda decir, muchas gracias.

ÍNDICE

ÍNDICE.....	5
ÍNDICE DE FIGURAS.....	7
ÍNDICE DE GRÁFICAS.....	8

Contenido

1. INTRODUCCIÓN, OBJETIVOS Y PLANTEAMIENTO.....	10
1.1. INTRODUCCIÓN.....	10
1.2. OBJETIVO.....	12
1.3. PLANTEAMIENTO	12
2. ESTADO DEL ARTE.....	13
2.1. TECNOLOGÍA BIFACIAL	13
2.2. MÓDULOS DE CÉLULA PARTIDA (HALF-CUT CELL)	16
2.3. TRAZADO DE CURVAS CARACTERÍSTICAS.....	17
2.4. EFECTO DE SOMBREADO EN MÓDULOS BIFACIALES	19
3. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS	22
3.1. DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO DE ENSAYO.....	22
3.2. INSTRUMENTACIÓN UTILIZADA	24
3.3. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL	27
3.3.1. FASE DE ACONDICIONAMIENTO	27
3.3.2. MODELO 1/6 SOMBREADO.....	27
3.3.2. MODELO 1/3 SOMBREADO.....	31
3.3.3. MODELO SOMBREADO CARA POSTERIOR.....	34
3.4. ANÁLISIS DE DATOS	34
4. RESULTADOS.....	35
4.1. RESULTADOS DE LA FASE DE ACONDICIONAMIENTO	35
4.2. RESULTADOS MODELO DE SOMBREADO 1/6	37

4.3.	RESULTADOS MODELO DE SOMBREADO 1/3	41
4.4.	RESULTADOS MODELO DE SOMBREADO POSTERIOR	46
5.	CONCLUSIONES	53
5.1.	CONCLUSIONES GENERALES	53
5.2.	LINEAS FUTURAS DE INVESTIGACIÓN	54
6.	BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS	55
7.	ANEXOS	56

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Potencia instalada de autoconsumo fotovoltaico 2022 (MW)	10
Figura 2: Esquema de la unión PN.....	11
Figura 3: Esquema de funcionamiento bifacial	14
Figura 4: Configuración vertical de la Universidad de Jaén.....	15
Figura 5: Módulo de célula partida vs módulo convencional	17
Figura 6: Ejemplo de curva I-V y P-V	18
Figura 7: Modulo bifacial vs modulo bifacial de célula partida.....	20
Figura 8: Módulo fotovoltaico sombreado longitudinalmente	21
Figura 9: Pérdida de energía de un módulo bifacial de célula partida por sombreado	22
Figura 10: Estructura inicial	23
Figura 11: Montaje final	24
<i>Figura 12: Trazador de curvas “EKO MP-11”</i>	<i>25</i>
Figura 13: Fluke FLK-IRR1-SOL	26
Figura 14: Termómetro infrarrojo.....	26
Figura 15: Modulo LG sombreado 1/6 vertical.....	28
Figura 16 String Exiom sombreado 1/6 vertical	29
Figura 17: String LG sombreado 1/6 horizontal	30
Figura 18: Conexiones del experimento	31
Figura 19: String LG sombreado 1/3 vertical	32
Figura 20: String Exiom sombreado 1/3 horizontal.....	33

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1: LG sin tapar	35
Gráfica 2: String LG sin tapar	36
Gráfica 3: Exiom sin tapar	36
Gráfica 4: String Exiom sin tapar	37
Gráfica 5: LG 1/6 sombreado vertical	38
Gráfica 6: : String LG 1/6 sombreado vertical	38
Gráfica 7: Exiom 1/6 sombreado vertical	39
Gráfica 8: String Exiom 1/6 sombreado vertical	39
Gráfica 9: LG 1/6 sombreado horizontal	40
Gráfica 10: String LG 1/6 sombreado horizontal	40
Gráfica 11: Exiom 1/6 sombreado horizontal	41
Gráfica 12: String Exiom 1/6 sombreado horizontal	41
Gráfica 13: LG 1/3 sombreado vertical	42
Gráfica 14: String LG 1/3 sombreado vertical	42
Gráfica 15: Exiom 1/3 sombreado vertical	43
Gráfica 16: String Exiom 1/3 sombreado vertical	43
Gráfica 17: LG 1/3 sombreado horizontal	44
Gráfica 18: String LG 1/3 sombreado horizontal	44
Gráfica 19: Exiom 1/3 sombreado horizontal	45
Gráfica 20: String Exiom 1/3 sombreado horizontal	45
Gráfica 21: LG 1/6 sombreado vertical posterior	46
Gráfica 22: LG 1/3 sombreado vertical posterior	46
Gráfica 23: String LG 1/6 sombreado vertical posterior	47
Gráfica 24: String LG 1/3 sombreado vertical posterior	47
Gráfica 25: Exiom 1/6 sombreado vertical posterior	48
Gráfica 26: Exiom 1/3 sombreado vertical posterior	48
Gráfica 27: String Exiom 1/6 sombreado vertical	48
Gráfica 28: String Exiom 1/3 sombreado vertical	49
Gráfica 29: LG 1/6 sombreado horizontal	49
Gráfica 30: LG 1/3 sombreado horizontal	49

Gráfica 31: String LG 1/6 sombreado horizontal.....	50
Gráfica 32: String LG 1/3 sombreado horizontal.....	50
Gráfica 33: Exiom 1/6 sombreado horizontal.....	51
Gráfica 34: Exiom 1/3 sombreado horizontal.....	51
Gráfica 35: String Exiom 1/6 sombreado horizontal	52
Gráfica 36: String Exiom 1/3 sombreado horizontal	52

1. INTRODUCCIÓN, OBJETIVOS Y PLANTEAMIENTO

1.1. INTRODUCCIÓN

Desde el descubrimiento del fuego, el ser humano ha ido evolucionando y aprendiendo sobre cómo sacar partido a las diferentes fuentes de energía que nos proporciona nuestro planeta. El problema de la mayoría de fuentes de energía es el consumo de recursos fósiles y la contaminación que éstos producen.

Por tanto, desde que somos consciente de lo anteriormente mencionado, se han ido investigando y descubriendo nuevas fuentes de energía que puedan servir de alternativa a los combustibles fósiles usados actualmente. Hasta ahora se han descubierto diversas fuentes de energía tales como la energía hidráulica o la eólica, pero estas tienen ciertos inconvenientes, como puede ser el uso de agua para realizar el salto y producir energía o las zonas de vientos escasas que puede haber.

En los últimos años se ha fomentado la energía solar, debido a que es una fuente inagotable, sostenible y limpia. Gracias a la ubicación de España, tenemos la posibilidad de disponer de esta energía la mayor parte del año, debido a nuestro clima mediterráneo.

La energía solar fotovoltaica se ha ido duplicando prácticamente por año desde 2018, debido a un notable descenso en los costes de fabricación e instalación y en la reducción de burocracia en el campo de la fotovoltaica.

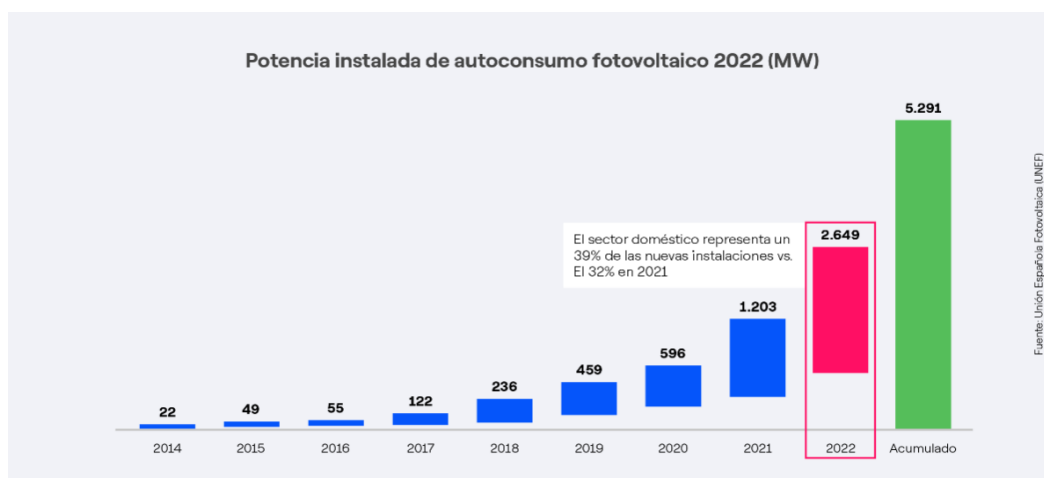


Figura 1: Potencia instalada de autoconsumo fotovoltaico 2022 (MW)

En España, la energía fotovoltaica representa un 20.3% de la energía eléctrica generada, superando al 13.6% de la energía hidráulica y casi equiparándose al 25% de la energía eólica instalada (REE, 2022).

La energía solar fotovoltaica es aquella que se obtiene al convertir la irradiancia procedente del sol en electricidad, empleando una tecnología basada en el efecto fotoeléctrico. Para ello se usan los módulos fotovoltaicos, que son, en su mayoría, láminas de silicio a las que se les introducen impurezas, principalmente, boro y fósforo. Estas impurezas provocan que el material de silicio adquiera un exceso/defecto de electrones/-huecos formando una unión PN que, al incidir la luz solar, mueven los electrones de la parte negativa hacia los huecos libres de la parte positiva. Este proceso genera electricidad y cuanto mayor sea la irradiancia recibida, mayor será la energía generada.

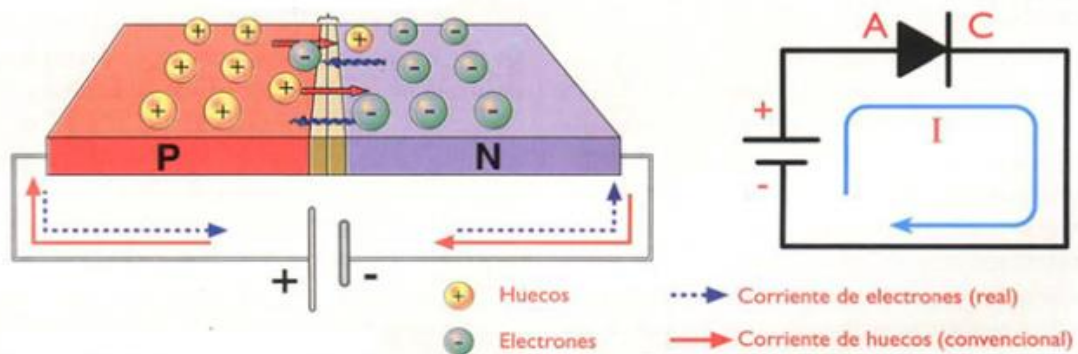


Figura 2: Esquema de la unión PN.

Cuando una célula fotovoltaica se sombrea, varios fenómenos físicos y eléctricos ocurren, afectando tanto a la célula individual como al módulo completo, que se compone de una asociación serie/paralelo de estas células. La cantidad de irradiancia que incide sobre la célula fotovoltaica se reduce debido a la sombra, lo que disminuye la cantidad de electrones excitados y, por tanto, la corriente eléctrica generada por esa célula. La producción de corriente es directamente proporcional a la irradiancia recibida. La tensión también disminuye, aunque no tan drásticamente como la corriente, pero si puede causar una ligera caída en este.

Las células fotovoltaicas están conectadas en serie/paralelo dentro de un módulo. En el peor escenario, si una célula se sombrea, puede actuar como una resistencia

en el circuito de células serie/paralelo, causando una acumulación de calor conocida como punto caliente, ya que esa célula sombreada disipará la energía que generan el resto de células conectadas en serie. Los puntos calientes pueden dañar las células, reduciendo su eficiencia y vida útil.

No obstante, el fenómeno más inmediato en un sombreado total/parcial de una célula es la pérdida de energía generada, no solo por la menor irradiancia incidente, sino porque debido a que las células fotovoltaicas en un módulo están conectadas en serie, la corriente generada por el módulo completo se limita por la célula con la menor corriente de esa rama de células interconectadas en serie. Si una célula está sombreada, la corriente total del módulo se reduce a la corriente de la célula sombreada, afectando negativamente a la producción de energía del módulo completo.

1.2. OBJETIVO

El objetivo principal de esta experimentación es analizar el efecto que diferentes porcentajes de sombreado tienen en un módulo bifacial convencional y en otro de tecnología bifacial pero de célula partida (half-cut cell), por tanto se podrá comparar las diferencias en su operación que surgen bajo el contexto de los mismos patrones de sombreado.

1.3. PLANTEAMIENTO

Este trabajo se ha estructurado de la siguiente forma:

- La hipótesis inicial consiste en, los módulos son afectados por sombras, pero el alcance de su afección vendrá condicionado por la tipología del módulo bifacial (convencional vs célula partida), por la disposición de la sombra, así como por la cara (frontal/posterior) sobre la que incide la sombra.
- En relación al entorno de ensayo, se ha descrito con detalle cómo se van a disponer los módulos, qué adaptaciones se han tenido que hacer

para el montaje de éstos y bajo qué condiciones se van a realizar los ensayos.

- El experimento se ha desarrollado en distintas fases, siendo la primera una comparativa de ambos módulos en la cual se podrá observar cómo se comportan ante las mismas condiciones de ubicación y climatología sin sombras incidiendo sobre ellos. En la segunda fase se ha realizado comparativa pero con diferentes patrones de sombreado.
- Tras haber obtenido todas las medidas necesarias, se ha procedido al análisis de los datos y a la evaluación de su comportamiento en las diferentes tecnologías.
- Para finalizar, se han sacado conclusiones sobre la campaña experimental y el análisis de datos, también se han propuesto diversas ideas para futuros proyectos o continuaciones de este trabajo.
- Se ha incorporado la bibliografía usada para la elaboración de este trabajo.
-

2. ESTADO DEL ARTE

2.1. TECNOLOGÍA BIFACIAL

El campo de la fotovoltaica esta continuamente en evolución, desde el primer modelo de célula fotovoltaica creada por el físico Daryl Chapin, Calvin Fuller y Gerald Pearson en 1954, hasta el avance que ha tenido a lo largo de los años hasta la actualidad.

El gran avance que tuvo el campo de la fotovoltaica en 1954 fue el comienzo del uso del silicio como material de fabricación de células solares, estas células contaban con una eficiencia de un 6%, aún lejos del 20% que nos proporcionan hoy en día.

El funcionamiento de la tecnología bifacial se basa en la generación de electricidad no solo a partir de la irradiancia solar que incide sobre su cara frontal, sino también a partir de la luz reflejada que incide sobre su cara posterior (difusa y reflejada). Este

doble aprovechamiento de luz solar permite un incremento en la eficiencia de generación de energía en comparación con los módulos monofaciales tradicionales.

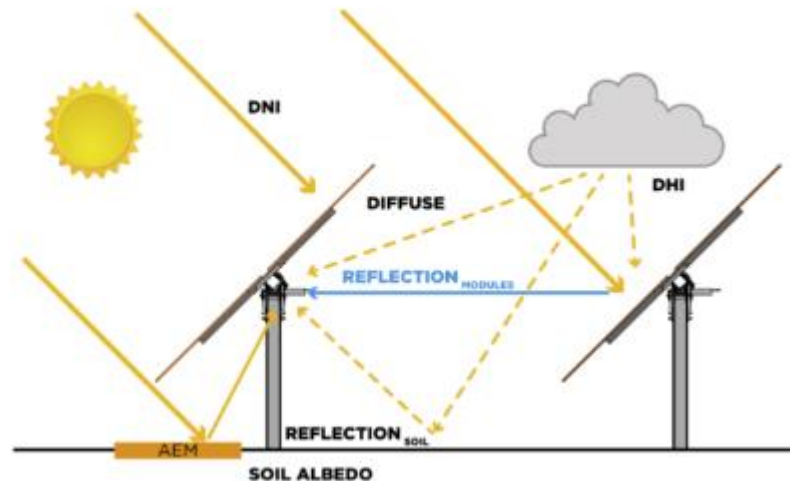


Figura 3: Esquema de funcionamiento bifacial

La tecnología bifacial permite la absorción de irradiancia reflejada por el albedo, que puede variar en función de la superficie que refleje la luz solar. Esta tecnología permite una ganancia adicional que según varias estimaciones, pueden oscilar entre el 10% y el 30% en condiciones óptimas (Gao, X et al., 2019).

La instalación de módulos bifaciales es menos flexible en comparación con los módulos monofaciales. Se pueden instalar en configuraciones verticales, horizontales o diversas inclinaciones, esto ira en función de las condiciones específicas de la ubicación. Una de las posibilidades es el uso de esta tecnología es el montaje en ángulos elevados para optimizar la captación de luz reflejada del suelo o en configuraciones verticales (Contreras. S., 2023) para aprovechar el reflejo que proporcionan las estructuras adyacentes.



Figura 4: Configuración vertical de la Universidad de Jaén

La capacidad de los módulos bifaciales para captar la luz reflejada los hace ideales para su uso en áreas con alta reflectividad del suelo, como desiertos, áreas nevadas o techos blancos. Además, pueden ser utilizados en configuraciones agrivoltaicas, donde se aprovechan simultáneamente para la producción de energía y agricultura.

La construcción de los módulos bifaciales es capaz de mejorar su durabilidad frente a condiciones ambientales adversas, como granizo, viento fuerte y acumulación de polvo (Friesen et al., 2017). Esta construcción robusta también es capaz de aumentar la vida útil del panel en comparación con los módulos monofaciales.

En relación a los costes de fabricación, los módulos bifaciales oscilan los mismos precios que los monofaciales gracias a su gran descenso de precio en el mercado, esto ha permitido su rápida inclusión.

Una de las tecnologías más presentes en el mercado hoy en día son los módulos de silicio hetero unión bifacial, el cual, combina capas de silicio cristalino con materiales de películas delgadas como el amorfo o el microcristalino. Éstos cuentan con una alta eficiencia, debido a la combinación de diferentes materiales y poseen valores de bifacialidad mayores que los módulos bifaciales PERC o TOPCon. También cuentan con una gran flexibilidad en el diseño y fabricación de células solares.

El perovskita bifacial es otra de las tecnologías más usadas en el campo de la fotovoltaica, ya que es un material emergente que utiliza células solares de perovskita. Estas células tienen una alta eficiencia de conversión y potencial en comparación con las células de silicio convencionales.

2.2. MÓDULOS DE CÉLULA PARTIDA (HALF-CUT CELL)

Las células solares de célula partida representan una innovación significativa en el campo de la energía solar. Estas células, también *conocidas como “half-cut cells”*, están diseñadas para mejorar la eficiencia y la durabilidad de los paneles solares tradicionales.

Una de las principales ventajas de la célula partida es su mayor eficiencia, ya que, al dividir las células solares tradicionales en dos mitades, se reduce la resistencia eléctrica, lo que disminuye las pérdidas de energía y mejora la producción general del módulo solar. Según un estudio de Fraunhofer ISE (S. Huyeng, et al., 2023), esta configuración puede aumentar la eficiencia de los paneles solares en hasta un 3% en comparación con las células solares completas.

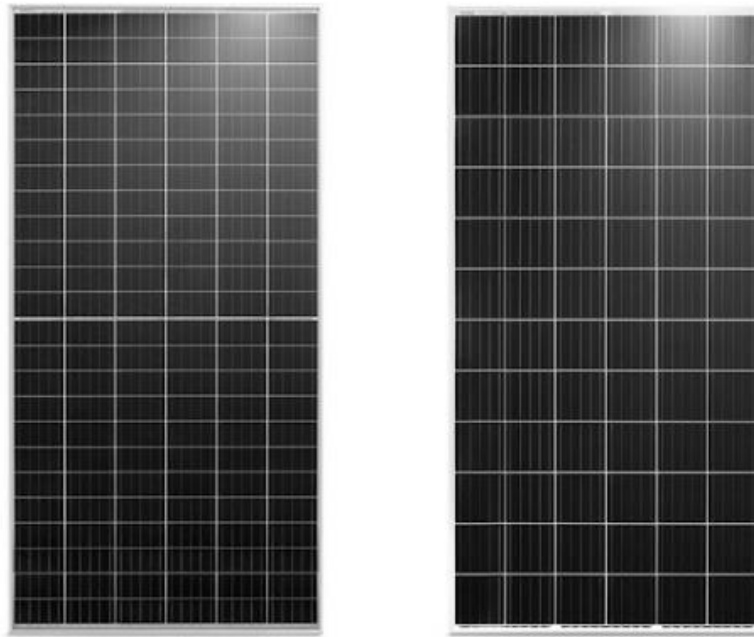


Figura 5: Módulo de célula partida vs módulo convencional

Adicionalmente presenta otra ventaja, como es la efectividad frente al sombreado parcial, tal y como se describa en la sección 2.4. Debido a que cada mitad de la célula funciona de forma independiente, las áreas sombreadas tendrán menos efecto en la producción del módulo. Esta característica es beneficiosa en entornos donde la instalación esté expuesta a sombras parciales a lo largo del día, que pueden ser dadas por árboles, postes eléctricos u otros elementos urbanos.

2.3. TRAZADO DE CURVAS CARACTERÍSTICAS

En el ámbito de la energía solar fotovoltaica, el trazado de curvas características, específicamente las curvas corriente-voltaje (I-V) y potencia-voltaje (P-V), es una herramienta indispensable para evaluar el rendimiento de los módulos fotovoltaicos. Este proceso permite a los ingenieros determinar las capacidades reales de generación de energía de los módulos bajo diversas condiciones ambientales.

El trazado de las curvas características proporciona una evaluación precisa del rendimiento de un módulo fotovoltaico. A través de la curva I-V, se pueden identificar parámetros cruciales como el voltaje de circuito abierto (V_{oc}) y la corriente de cortocircuito (I_{sc}). Estos valores son esenciales para entender el

comportamiento del módulo bajo condiciones de carga mínima y máxima. Además, el punto de máxima potencia (P_m), que se encuentra en la curva I-V, indica el punto de funcionamiento óptimo del módulo y es vital para diseñar sistemas fotovoltaicos eficientes.

Para realizar el trazado de curvas, es necesario llevar a cabo un procedimiento que comienza con la preparación del módulo, debe de estar en una inclinación y orientación óptimas. La irradiancia y temperatura debe ser lo más próximo a las condiciones estándares de medida (STC), que son $1000\text{W}/\text{m}^2$ y 25C° . La conexión al módulo se realizará con un instrumento dedicado llamado trazador de curvas.

Durante la medición, se varia la carga desde un valor muy alto hasta un valor muy bajo, registrando los valores de corriente y voltaje en cada punto. Estos datos se utilizan para trazar la curva I-V, que muestra la relacion entre la corriente y el voltaje del módulo. Posteriormente se calcula la potencia para cada par de valores de corriente y el voltaje, lo que permite trazar la curva P-V para visualizar como varía la potencia generada en función del voltaje.

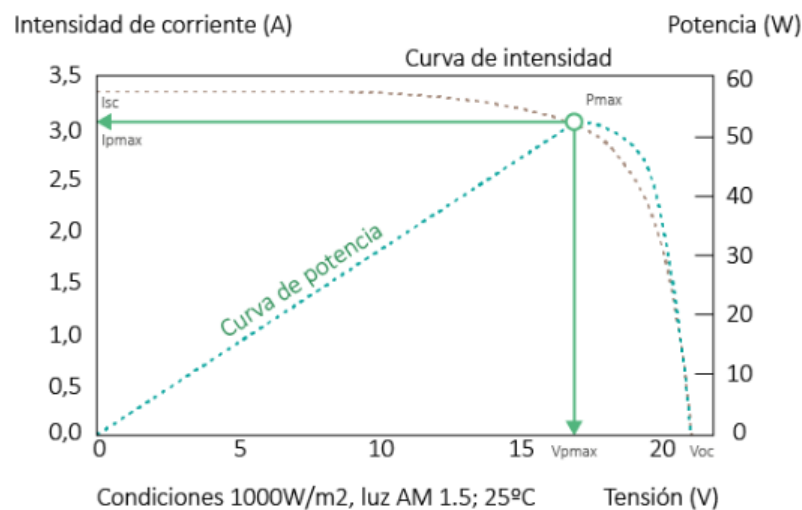


Figura 6: Ejemplo de curva I-V y P-V

La interpretación de las curvas es fundamental para la optimización de los sistemas fotovoltaicos. La curva I-V no solo revela los parámetros eléctricos fundamentales del módulo, sino que también permite identificar posibles defectos

o degradaciones en la operación del mismo. La curva P-V, por su parte, muestra el punto de máxima potencia, que es fundamental para diseñar sistemas que maximicen la eficiencia energética.

2.4. EFECTO DE SOMBREADO EN MÓDULOS BIFACIALES

En la industria solar, la eficiencia y el rendimiento de los módulos fotovoltaicos son características críticas para la producción de electricidad, es por ello que el sombreado es uno de los aspectos más importantes y a su vez más difíciles de corregir cuando se quiere diseñar un sistema para una ubicación determinada.

Los módulos bifaciales convencionales están diseñados con células solares conectadas en serie. Este diseño tiene la ventaja de maximizar la generación de energía en condiciones de luz óptima, pero también son muy vulnerables ante el efecto del sombreado sobre ellos. Las células solares de las cuales están compuestas, al estar conectadas en serie, la corriente del módulo se ve afectada por la célula más débil, en este caso es la célula que presenta sombreado.

Diversos estudios han demostrado que el sombreado parcial en módulos bifaciales puede reducir significativamente la producción eléctrica. Según el análisis realizado por Kumar y Yadav (2019), incluso una sombra parcial del 10% del módulo bifacial, puede conllevar una reducción de la producción de alrededor de un 30%. Esto se debe a que la célula sombreada actúa como embudo para la corriente, afectando así al resto de células del módulo.

Para mitigar este efecto, los fabricantes de módulos suelen incorporar diodos de paso o bypass (del inglés). Estos diodos permiten que, en caso de sombreados extremos, donde las células están polarizadas a la inversa, actúan como sumidero de energía en vez de generadoras, este diodo quede polarizado en directo y cree un camino alternativo a la corriente generada en el resto del módulo. Sin embargo esta solución no es perfecta, debido a que si alguna parte de todos los strings está sombreada, va a provocar que continúe teniendo grandes pérdidas de producción.

Las células solares de célula partida presentan un gran avance ante este problema, debido a que, están conectadas de tal forma que, el módulo quede dividido en dos mitades que se conectan en paralelo.

Cuando una parte del módulo bifacial de célula partida esta sombreada, la otra mitad de las células puede seguir generando electricidad de manera efectiva. La conexión en paralelo asegura que la corriente no se vea significativamente afectada por el sombreado en otras partes del módulo, lo que minimiza las pérdidas de energía.

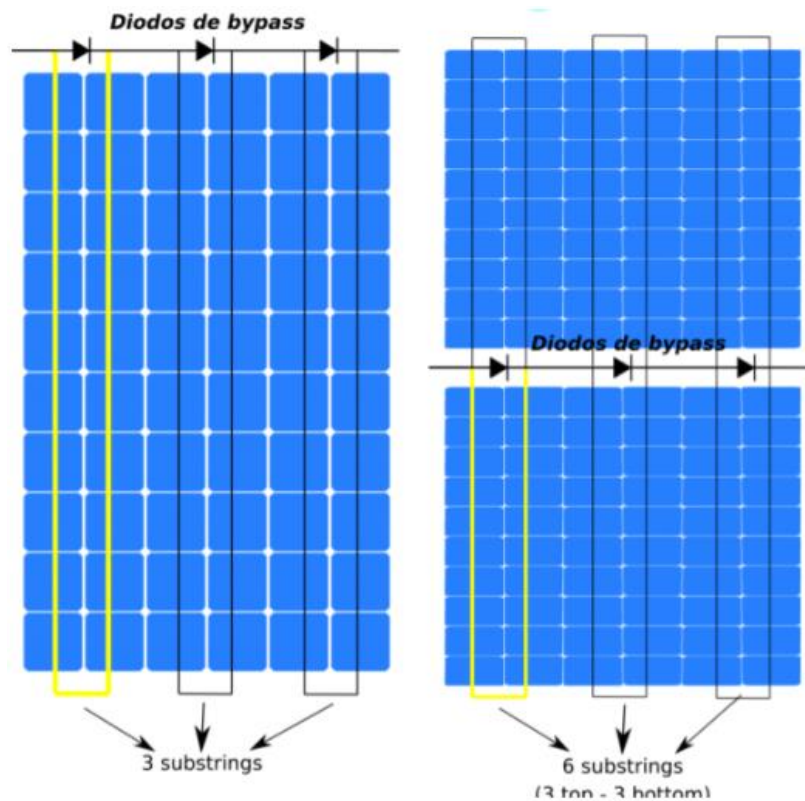


Figura 7: Modulo bifacial vs modulo bifacial de célula partida

Puesto que los módulos bifaciales convencionales, aunque efectivos en condiciones de irradiancia óptimas, sufren caídas significativas en su rendimiento cuando se enfrentan condiciones de sombra parcial. En contraste, los módulos de célula partida, están diseñados para mitigar este efecto, según el Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, los módulos de célula partida muestran una mejora notable en la producción de energía en condiciones de sombreado parcial en comparación con los módulos convencionales (GÖTZ, Dominik, et al, 2019). Adicionalmente, la

investigación de PVEL (PV Evolution Labs) indica que los módulos de célula partida presentan mayor resiliencia al sombreado y mejor rendimiento general bajo condiciones de sombra en comparación con los módulos bifaciales convencionales (N, Klasen, et al, 2021).

Teóricamente, ante sombras que tengan una disposición longitudinal en el módulo, deberían tener una respuesta parecida los módulos convencionales y los de célula partida, debido a que en ambos casos los diodos actuarían deshabilitando la misma proporción del string. En el caso de sombras verticales parciales, es decir, que afectan solamente a la mitad superior o inferior del panel, el módulo de célula partida debe de tener un mejor comportamiento, ya que, aunque se sombree parte de un sub-string, el otro funcionara a máxima potencia, mientras que en el módulo convencional deshabilitaría uno de los 3 strings, causando una gran pérdida de potencia.



Figura 8: Módulo fotovoltaico sombreado longitudinalmente

Sin embargo, ante sombras que tengan una disposición transversal, es cuando mejor respuesta tendrá el módulo de célula partida, ya que al sombrear una porción del módulo inferior al 50%, éste trabajará con la otra mitad del módulo a pleno rendimiento, mientras que en el de célula convencional, aunque la sombra sea inferior a la mitad del módulo, este se verá afectado en su totalidad.

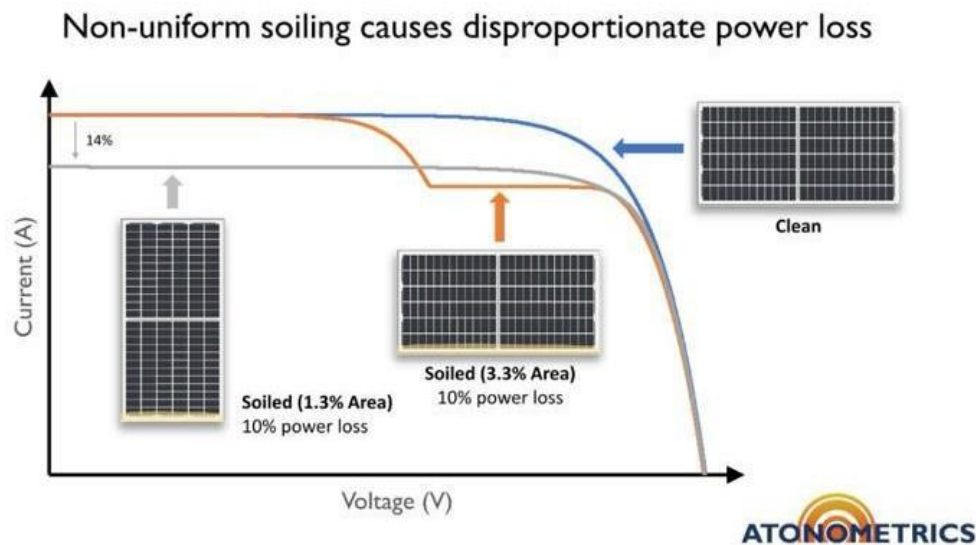


Figura 9: Pérdida de energía de un módulo bifacial de célula partida por sombreado

Como se puede apreciar en la Figura 7, el porcentaje de área que más afecta al módulo de célula partida es en vertical, debido a la disposición de los diodos de paso que se sitúan en medio del módulo, esto hace que, como se ha mencionado antes, la respuesta de este tipo de módulos será mejor frente a sombras de disposición horizontal.

3. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS

3.1. DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO DE ENSAYO

La realización del experimento va a realizarse en la terraza norte del edificio A-3 de la Escuela Politécnica Superior de Jaén. Para ello serán necesarias dos estructuras que estaban previamente situadas en la terraza tal y como se muestra en la Figura 8. Se tratan de dos estructuras de acero anodizado de 250x225x255 cm.



Figura 10: Estructura inicial

Se colocarán dos tipologías de módulos fotovoltaicos bifaciales, uno de ellos de célula partida, en concreto, dos unidades del módulo EXIOM 480TC-120BF de 480W de potencia, y dos unidades del módulo LG 390 N2T-A5 de 390W de potencia.

Tras realizar el acondicionamiento necesario de las estructuras, para poder alojar los módulos seleccionados, se procedió a colocar los módulos sobre ambas estructuras y se colocaron bloques de hormigón en su base para darle robustez.



Figura 11: Montaje final

3.2. INSTRUMENTACIÓN UTILIZADA

En el laboratorio se dispone de diversos equipos que se emplean para trazar la curva característica I-V bajo condiciones de ensayo reales. Con estos trazadores de curvas se ha procedido a realizar la campaña experimental de este trabajo.

En concreto el trazador de curvas elegido es el “EKO MP-11”, que tiene como características poder trazar las curvas en un rango de tensión e intensidad de 10V-1000V y 100ma-30A



Figura 12: Trazador de curvas “EKO MP-11”

Ciertos equipos tienen la posibilidad de conectarles un sensor de irradiancia o un termopar para medir la temperatura del módulo. En este caso el equipo no es capaz de realizar dicha tarea, por ello, ha sido necesario usar un medidor de irradiancia externo, concretamente se ha utilizado el medidor de irradiancia solar “FLUKE FLK-IRR1-SOL”. Sin embargo, para medir la irradiancia trasera del módulo se ha procedido a colocar una célula calibrada conectada a un sistema de adquisición de datos durante el tiempo que se han estado tomando las curvas, obteniendo así la relación de irradiancia en la cara posterior, esto es, G_{rear}/G_{front} o $POAr/POA$.



Figura 13: Fluke FLK-IRR1-SOL

Para medir la temperatura del módulo, se ha usado un termómetro de infrarrojo. Con todo el equipo listo, se ha procedido a registrar la irradiancia frontal y la temperatura del módulo a la misma vez que se trazaba la curva. Así posteriormente con todos los datos recopilados se podrá realizar el análisis correspondiente.



Figura 14: Termómetro infrarrojo

3.3. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

Para llevar a cabo el ensayo se va a dividir en distintas fases, en las cuales van a ir cambiando los patrones de sombreado que se van a realizar. Se va a explicar detalladamente el tipo de sombreado a usar, cómo se realizarán las medidas y bajo qué condiciones se van a llevar a cabo.

3.3.1. FASE DE ACONDICIONAMIENTO

Esta primera fase va a servir como un punto de partida. Primero vamos a comprobar en qué estado están los módulos, si difieren o no en los datos proporcionados por el fabricante y que nos va a servir para no tener errores en las conclusiones de los diferentes modelos de sombreado.

Para comenzar se va a realizar el ensayo del módulo LG, esto es, el módulo bifacial convencional, el ensayo consistirá en usar uno de los módulos colocados en la estructura y usar el trazador de curvas para obtener los datos. Para ello se esperará a tener un día claro, para que las condiciones de irradiancia y temperatura sean las más óptimas posibles, y se realizará la medida entorno al mediodía solar.

Seguidamente se repetirá exactamente la misma operación para el módulo Exiom y tras ello se realizará la comparativa en la etapa de resultados.

3.3.2. MODELO 1/6 SOMBREADO

En esta fase comienza la parte investigadora de este trabajo, ya que aquí se deberían observar las diferencias en las curvas I-V, P-V de los módulos cuando son afectados por un sombreado parcial.

En éste primer experimento, vamos a comenzar por el módulo LG, que es el que tiene la tecnología de célula convencional. Se va a usar una lona negra, en este caso solo se va realizar un sombreado parcial equivalente a 1/6 de la superficie del módulo, la sombra será en vertical, tal y como se muestra en la figura 15. Es crucial recalcar la ubicación precisa de la sombra, debido a la disposición de los strings de células en *los que se divide el módulo se han comentado en el apartado de “CÉLULA PARTIDA (HALF-CUT CELL)”*. La lona se situará totalmente pegada al módulo y se repetirá la operación de trazado de curvas.



Figura 15: Modulo LG sombreado 1/6 vertical

Tras tomar las medidas necesarias, y sin retirar la lámina de policarbonato del módulo, se conectarán en serie el módulo sombreado y el otro módulo de la misma tecnología, este sin sombrear, que se encuentra situado en la misma estructura. Se repetirá la operación de trazado de curvas para observar el comportamiento que ejerce el módulo sombreado cuando se conecta con otro sin sombrear en modo serie (string).

Una vez finalizadas las medidas con los módulos bifaciales convencionales, se procederá a repetir el mismo patrón de medidas con el módulo Exiom de célula partida. Primero se usará un solo módulo el cuál se sombreará 1/6 de la superficie total del módulo y, tras recopilar todas las mediciones necesarias, se conectará en serie con el otro módulo Exiom situado en la misma estructura, pero que está sin sombrear y se volverán a realizar mediciones.



Figura 16 String Exiom sombreado 1/6 vertical

Tras éste primer patrón de sombreado, se volverá a realizar el experimento, colocando en este caso la lámina de policarbonato en sentido horizontal, tal y como se aprecia en la figura 17.

Ahora se tratará de colocar la lona en sentido horizontal, siendo igualmente el modelo de sombreado de 1/6 de la superficie total del módulo. La lámina se situará totalmente pegada al módulo y se procederá al sombreado pegando a la parte inferior del módulo.

Tras recopilar las medidas necesarias, se conectará nuevamente el módulo sombreado con el otro módulo en serie situado en la misma estructura y se recogerán las medidas necesarias.



Figura 17: String LG sombreado 1/6 horizontal

El experimento se volverá a repetir con el módulo Exiom de célula partida. Primero se realizará con un solo módulo y 1/6 de sombreado en sentido horizontal en la parte inferior del módulo. La situación de la sombra es vital para que el experimento se realice correctamente, pues lo que se quiere observar es el comportamiento del módulo ante una sombra en el mismo punto que ambos casos.

De nuevo se conectarán los dos módulos Exiom de célula partida en serie para volver a tomar mediciones de éstos cuando uno de los dos módulos del string está sombreado y el otro totalmente destapado.



Figura 18: Conexiones del experimento

Para la correcta medición del string, se deben de conectar los módulos en serie, y el extremo de cada módulo al trazador de curvas, si todo esta correctamente conectado, quedarán al aire un cable positivo y uno negativo, que son los que irán introducidos en el equipo.

3.3.2. MODELO 1/3 SOMBREADO

Continuando con el experimento, se procederá a cambiar el patrón de sombreado. En este caso se realizará un sombreado de 1/3 de la superficie total del módulo de manera vertical. De nuevo, se comenzará por los módulos LG bifaciales.

Primero se realizará un sombreado en forma vertical, este abarcará el módulo de extremo a extremo, ocupando 1/3 total de la superficie, tal y como se aprecia en la figura 20.



Figura 19: String LG sombreado 1/3 vertical

Tras trazar las curvas del primer sombreado, se conectará el módulo sombreado en serie con otro módulo de iguales características pero sin sombrear. De este modo se podrá observar cómo se comporta una cadena de módulos en serie cuando uno de ellos este sombreado y el otro está funcionando con normalidad.

Tras haber terminado con los módulos LG, trasladaremos el equipo a la estructura donde se sitúan los módulos Exiom de célula partida. Se realizará de nuevo el experimento, situando la sombra de modo que ocupe 1/3 del módulo de manera vertical, se trazaran las curvas necesarias. Al terminar, se conectarán los dos módulos en string para de nuevo observar el comportamiento de los módulos cuando uno está sombreado y otro no. De esta forma en la etapa de “RESULTADOS” se podrán ver las

diferencias de pérdida de potencia bajo las mismas condiciones entre el módulo bifacial convencional y el módulo de célula partida.

La segunda parte de este sombreado será colocar $\frac{1}{3}$ de la sombra de manera horizontal, de nuevo se comenzará con el módulo LG, situando la sombra en la parte inferior de módulo, se tomarán las medidas necesarias y tras ello se volverá a conectar en cadena con el otro módulo descubierto para observar las diferencias entre una sombra vertical y una horizontal.

Al terminar con los módulos LG, se volverá a trasladar todo el equipo a la estructura de los módulos Exiom, en los cuáles repetiremos el mismo procedimiento. Se colocará la sombra en la parte inferior del módulo, se tomarán las medidas necesarias del módulo individual y tras ello se conectarán en string y se repetirá el procedimiento con un módulo sombreado y otro descubierto.



Figura 20: String Exiom sombreado $\frac{1}{3}$ horizontal

3.3.3. MODELO SOMBREADO CARA POSTERIOR

Para completar el experimento, se ha procedido a repetir los modelos de sombreado, esta vez ubicándolos en la cara posterior del módulo. El procedimiento ha sido exactamente el mismo, colocar la lona de forma que cubriera tanto 1/6 como 1/3 de la superficie total del módulo y se han tomado las medidas necesarias. Tras ello, se han conectado en cadena los dos módulos en serie con los mismos patrones de sombreado y se han realizado de nuevo las medidas necesarias. El objetivo será observar las diferencias de pérdidas en función de si la sombra se encuentra en la cara frontal o en la posterior.

3.4. ANÁLISIS DE DATOS

Ya finalizada la campaña experimental, se ha procedido al análisis de datos obtenidos. Como la comparativa de este trabajo es el estudio de pérdida de potencia en función del sombreado, se ha procedido a calcular el punto de máxima potencia de cada gráfica tomada en condiciones estándares de medida.

Para ello se ha usado la fórmula 1.

$$Pm^* = \frac{Pm * G^*}{(1 + \beta * (T_c - 25)) * G_{BIF}}$$

De donde T_c es la temperatura de célula medida, β es el coeficiente corrector para la V_{OC} , G^* es la irradiancia en condiciones estándares de medida (STC) y G_{BIF} viene dada por la fórmula 2.

$$G_{BIF} = G_{FRONT} * BIF$$

Donde G_{FRONT} es la irradiancia obtenida en la cara frontal del módulo y BIF viene dado por la fórmula 3.

$$BIF = 1 + Coef_{ALBEDO} * Coef_{BIF}$$

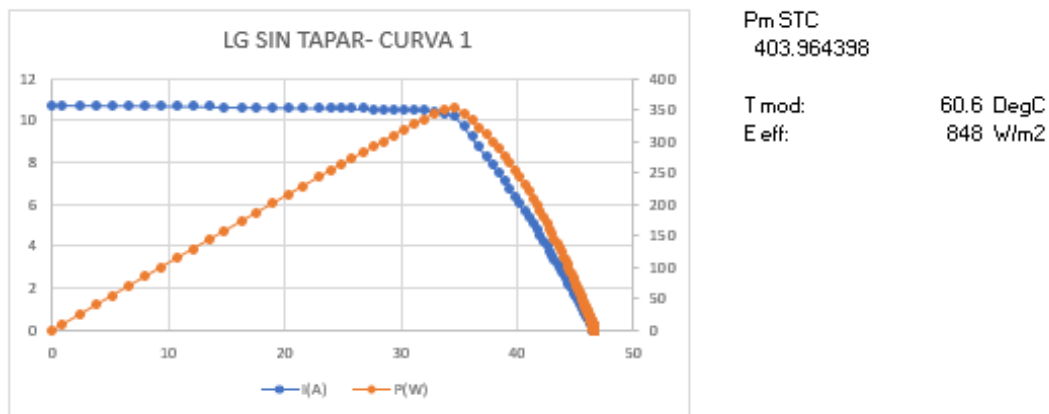
$Coef_{BIF}$ se obtiene de la hoja de características del módulo y $Coef_{ALBEDO}$ es la relacion entre la irradiancia frontal y la posterior, se obtiene a través de la siguiente fórmula.

$$Coef_{ALBEDO} = \frac{G_{REAR}}{G_{FRONT}}$$

4. RESULTADOS

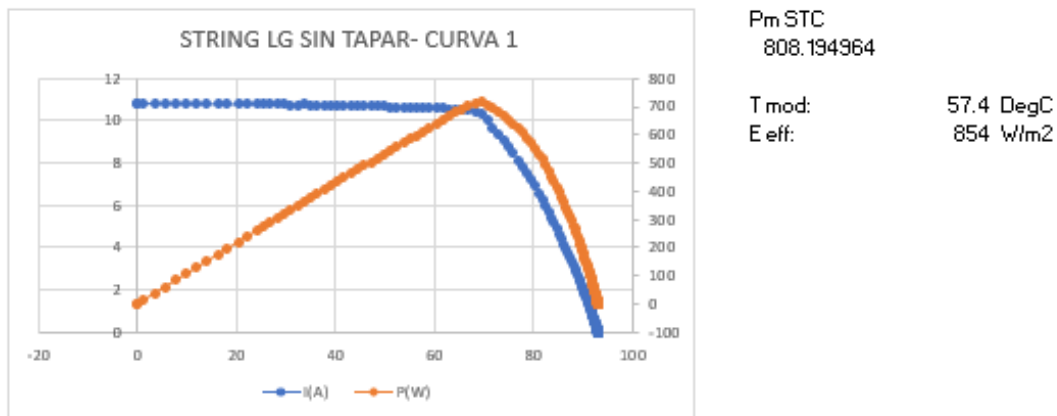
4.1. RESULTADOS DE LA FASE DE ACONDICIONAMIENTO

Como se puede observar en la Gráfica 1, el módulo LG de 390W estaría generando una potencia máxima en condiciones estándares de medida de 403.96W. Esto significa que, suponiendo que la cara frontal está generando a máxima potencia, se observa que el módulo tiene un 3% de potencia extra debido a la irradiancia posterior incidente y el carácter bifacial del módulo, siendo el $Coef_{ALBEDO} = 0.2$.



Gráfica 1: LG sin tapar

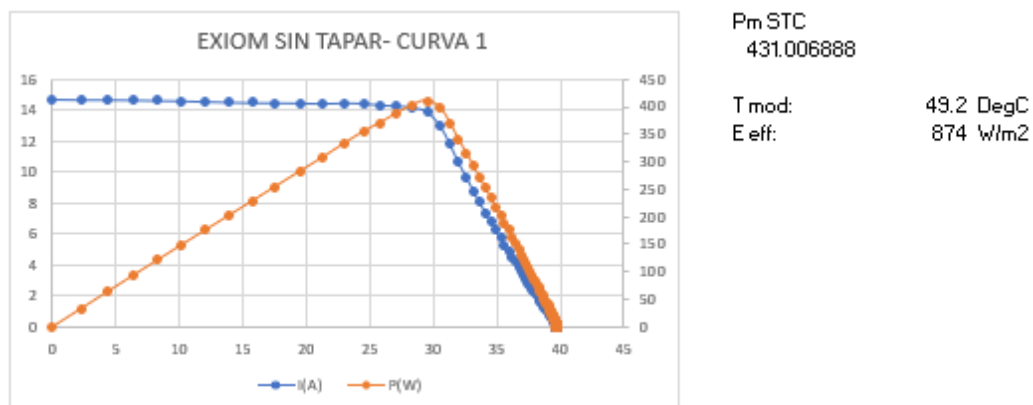
Al conectar el módulo en string se puede observar que obtenemos una duplicación de la potencia, por tanto ambos módulos poseen las mismas condiciones de operación.



Gráfica 2: String LG sin tapar

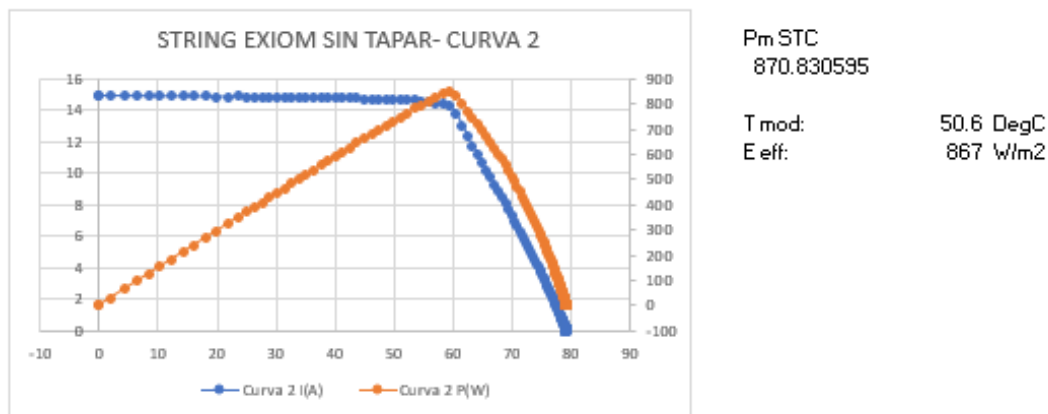
Como se puede observar en la Gráfica 2, posee la misma apariencia que la Gráfica 1, esto quiere decir que no ha habido ningún problema en la medida y se han obtenido los resultados esperados.

Sin embargo en los módulos Exiom de célula partida no se han obtenido unos resultados tan buenos como se esperaba. Si suponemos que el módulo de 490W estaba en perfectas condiciones, debido a que era totalmente nuevo, podemos observar que está dando una potencia máxima de 431.39 W, esto significaría que el módulo está generando alrededor de 60 W reales menos según las especificaciones del fabricante, tal y como se puede observar en la Gráfica 3.



Gráfica 3: Exiom sin tapar

Al conectarlo en string con otro módulo de las mismas características obtenemos un resultado similar, como se muestra en la Gráfica 4, al conectar dos módulos en serie se duplica la potencia.



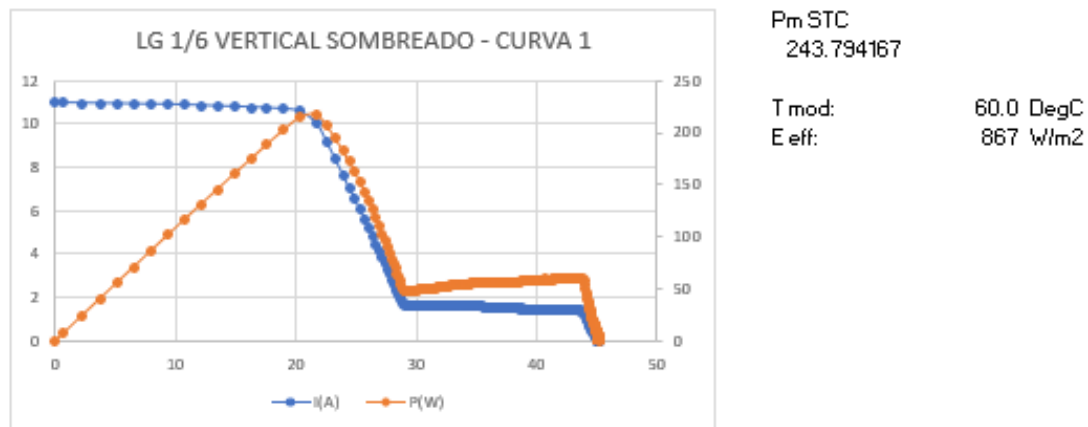
Gráfica 4: String Exiom sin tapar

Con independencia de una posible degradación o defecto de fabricación del módulo, la posible explicación de esto es la incertidumbre de medida del EKO, debido a la tensión y la intensidad medidas, según el fabricante indica que puede haber errores en la medida.

4.2. RESULTADOS MODELO DE SOMBREADO 1/6

Ya teniendo la referencia de los módulos sin ningún tipo de sombras en condiciones estándares de medida, se ha procedido a procesar los datos de los diferentes sombreados, comenzando por el sombreado de 1/6 de la superficie total del módulo de manera vertical, Gráfica 5.

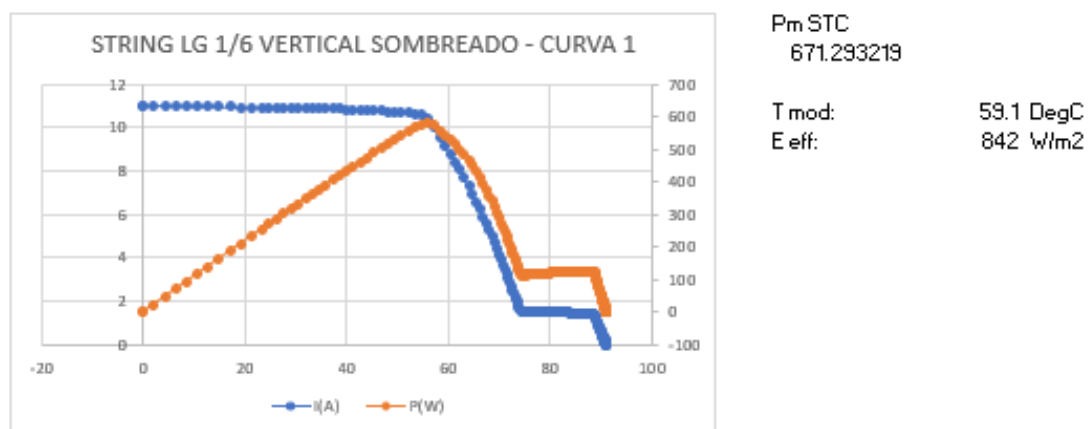
Comenzando de nuevo por el módulo LG, se puede observar en la Gráfica 5 que, al sombrear, se produce un escalón tanto en la curva I-V, como en la curva P-V. Esto se debe a que, al estar dividido el módulo en tres strings verticales, al sombrear 1/6 del módulo vertical, se activa el diodo de bypass, dejando sin potencia a ese string del módulo. En relación con la potencia del módulo LG sin sombrear, se está perdiendo alrededor de un 40% de la potencia total del módulo.



Gráfica 5: LG 1/6 sombreado vertical

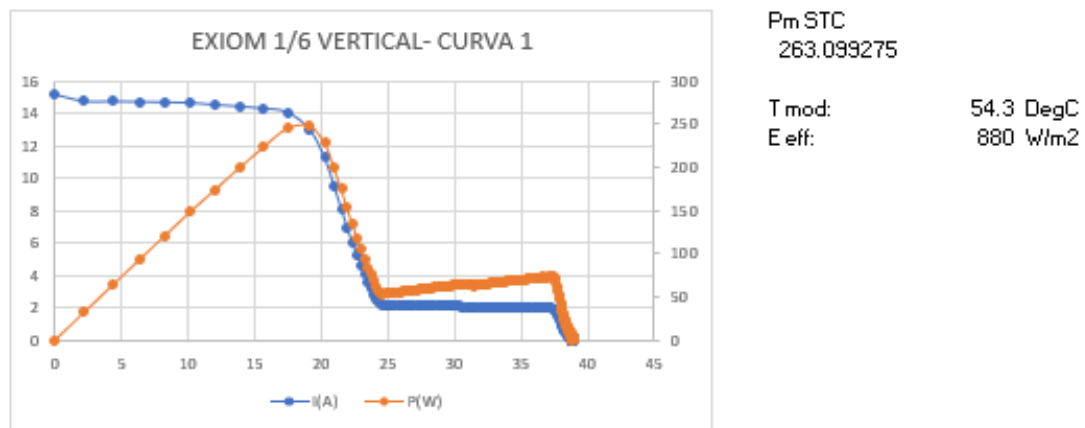
Al conectar el módulo sombreado junto a otro que no esté sombreado, se puede apreciar en la Gráfica 6, que el módulo sombreado no tiene afección sobre el que no está, pero a nivel de conjunto, la potencia total del conjunto disminuye. Esto ocurre debido a su conexión en serie, si estuvieran conectados en paralelo y tuvieran la misma tensión no ocurriría debido a la suma de intensidades.

Se puede observar que son curvas similares, en la del módulo individual el escalón es de alrededor del 40% de la gráfica, mientras que al estar conectados en serie este escalón disminuye al 20% de la suma de potencias total.



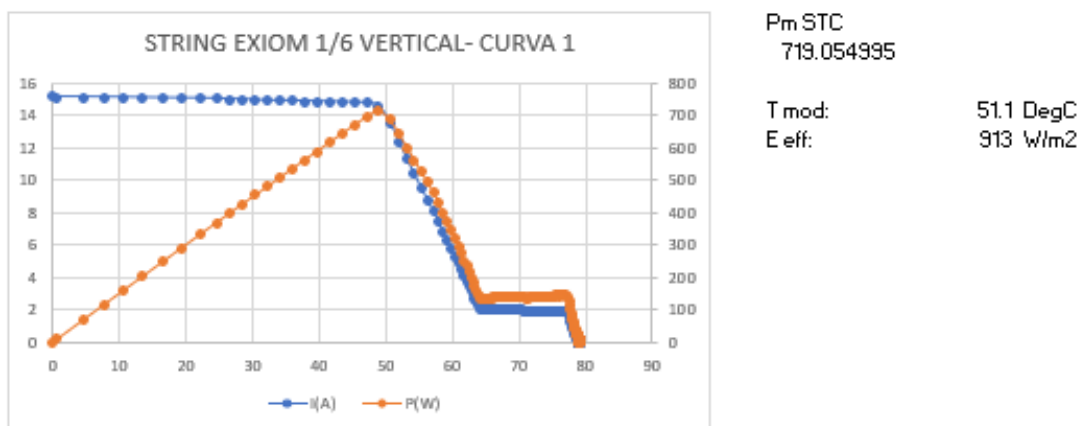
Gráfica 6: : String LG 1/6 sombreado vertical

Evaluando los módulos Exiom, se han obtenido los resultados esperados, tal y como se puede observar en la Gráfica 7, el sombreado de 1/6 vertical ha reducido un 39% la potencia total del módulo.



Gráfica 7: Exiom 1/6 sombreado vertical

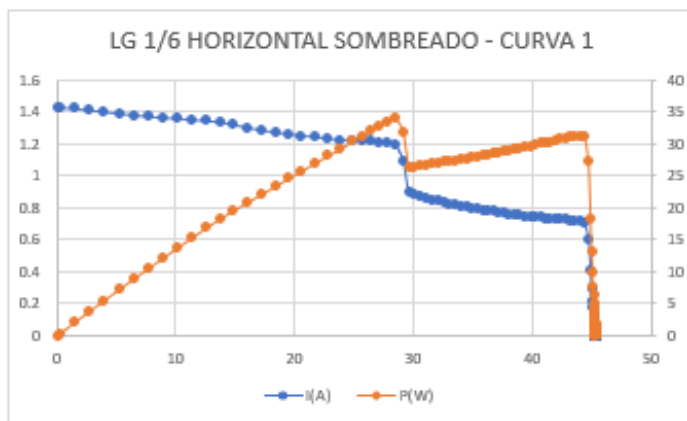
Al conectarlo en string ocurre lo mismo, el módulo sin sombrear no obtiene ninguna pérdida de potencia, mientras el que está sombreado pierde su 39% propio, tal y como se muestra en la Gráfica 8.



Gráfica 8: String Exiom 1/6 sombreado vertical

Una vez evaluado el efecto del sombreado de manera vertical, se procedió a realizar el experimento, pero colocando el sombreado de forma que ocupase 1/6 de la superficie total del módulo de manera horizontal.

Se comenzó por el módulo bifacial convencional LG, como se observa en la Gráfica 9. Al estar situada la sombra de forma horizontal, afecta a los 3 strings del módulo, por tanto se activan todos los diodos de bypass provocando que el módulo se quede prácticamente sin potencia, perdiendo alrededor de un 92% de potencia.

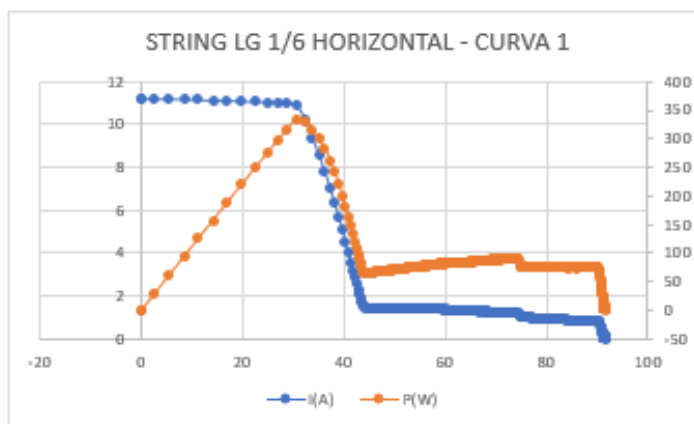


P_m STC
36.9963794

T_{mod}: 56.0 DegC
E_{eff}: 879 W/m²

Gráfica 9: LG 1/6 sombreado horizontal

Al conectarlos en serie, se observa que el módulo sombreado en este caso sí afecta al módulo sin sombrear como se puede apreciar en la Gráfica 10, si tomamos como referencia el módulo individual sombreado de la gráfica anterior, está provocando que el otro módulo sin sombrear pierda alrededor del 20% de potencia.

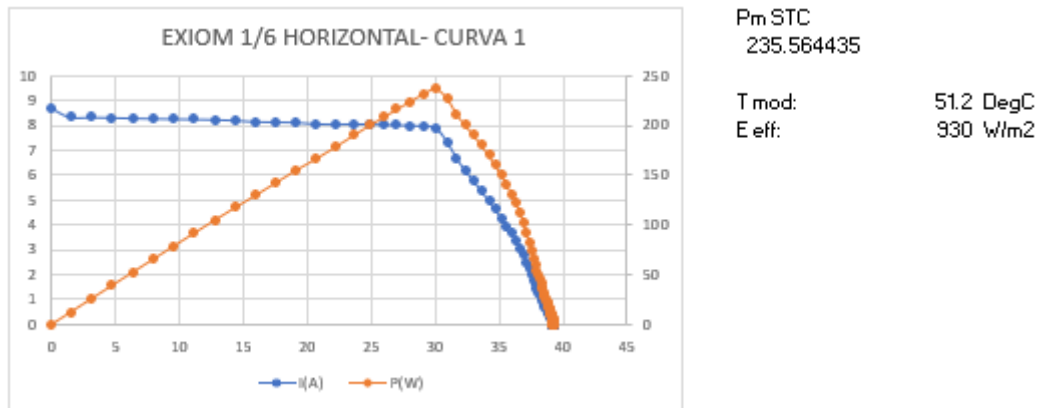


P_m STC
363.189088

T_{mod}: 56.4 DegC
E_{eff}: 880 W/m²

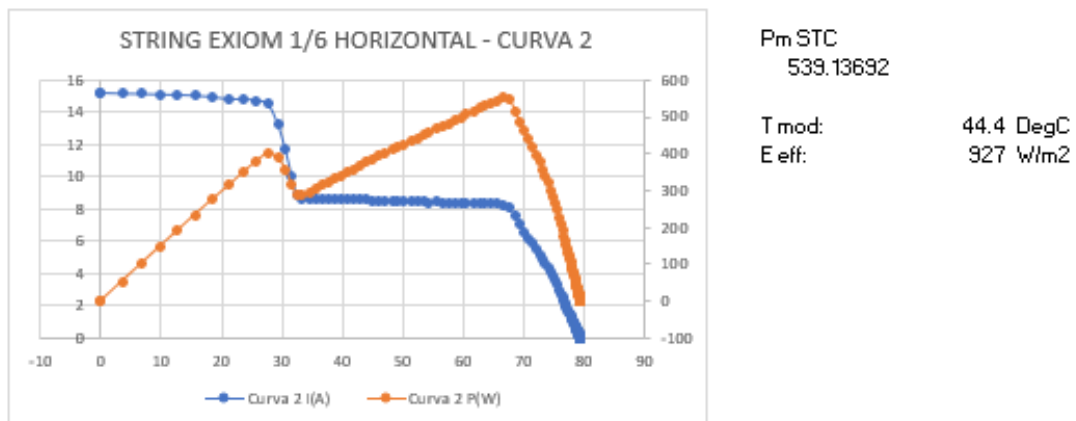
Gráfica 10: String LG 1/6 sombreado horizontal

Al repetir el experimento con el módulo Exiom de célula partida, podemos apreciar la gran diferencia entre la tecnología bifacial convencional y la configuración de célula partida. Tal y como se muestra en la Gráfica 11, el módulo solo deshabilita los tres sub-strings inferiores, por tanto la mitad superior del módulo sigue funcionando a pleno rendimiento. Se puede observar que significa una pérdida de potencia mayor que al sombreadarlo verticalmente.



Gráfica 11: Exiom 1/6 sombreado horizontal

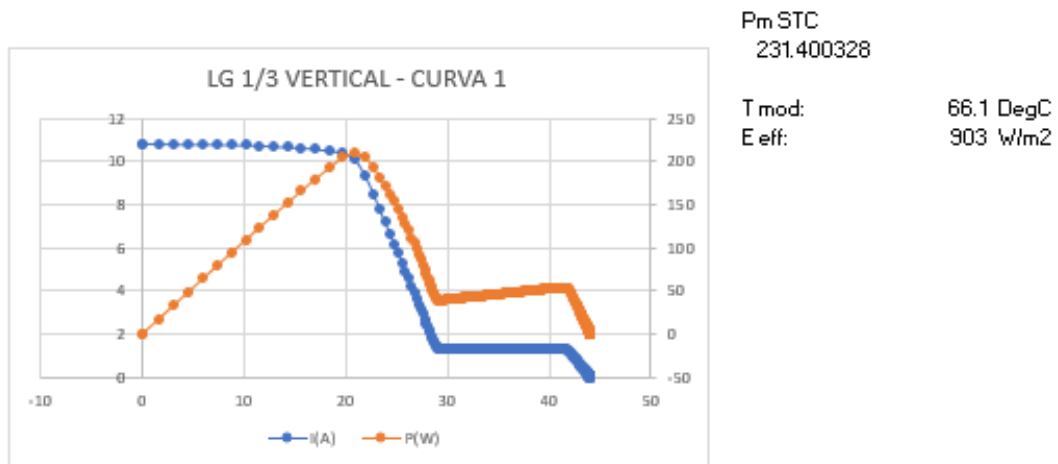
De nuevo, al conectar el módulo sombreado en cadena con otro módulo sin sombrear obtenemos que el sombreado afecta al módulo sin sombrear, se muestra en la Gráfica 12.



Gráfica 12: String Exiom 1/6 sombreado horizontal

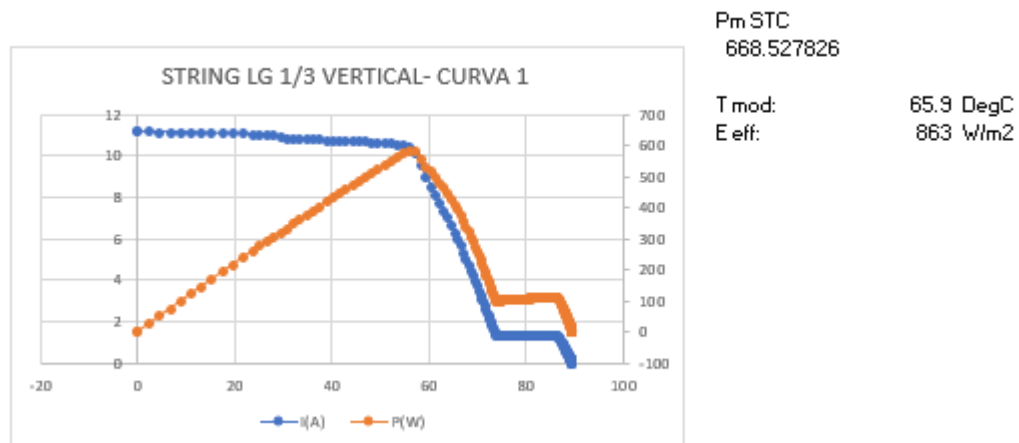
4.3. RESULTADOS MODELO DE SOMBREADO 1/3

Para realizar este experimento, se han repetido los pasos del anterior, como se puede apreciar en la Gráfica 13, el módulo pierde una potencia similar al del sombreado de 1/6, debido a que el sombreado tapa por completo un string de células, ahora se puede observar perfectamente cómo la sombra de 1/6 al ser la mitad de 1/3 provoca la misma pérdida de potencia en el módulo.



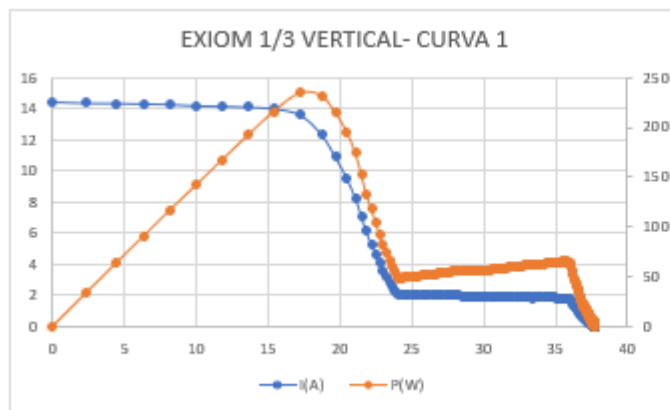
Gráfica 13: LG 1/3 sombreado vertical

Al conectar los módulos en serie, se produce el mismo efecto que en el caso anterior. El módulo sombreado no afecta al módulo que está totalmente descubierto, se puede observar en la Gráfica 14, como el resultado es la suma del módulo sombreado y el módulo sin sombrear.



Gráfica 14: String LG 1/3 sombreado vertical

En el módulo de célula partida ocurre lo mismo, mientras el sombreado sea igual o inferior a 1/3, el módulo perderá la parte correspondiente al string de células del que se encargue ese diodo de bypass Tal y como se puede observar en la Gráfica 15.

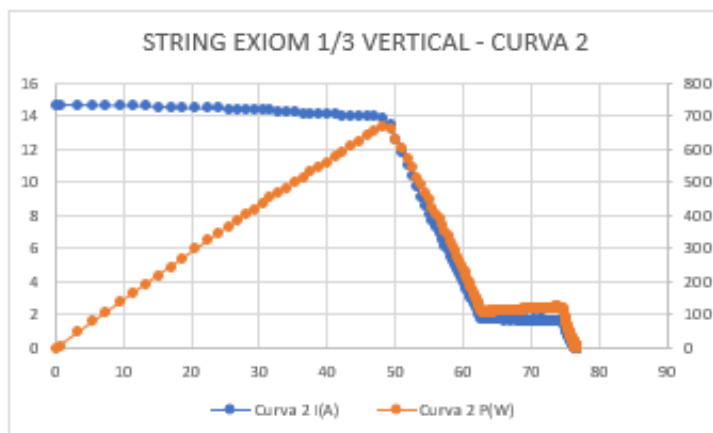


P_m STC
260.106002

T_{mod}: 65.2 DegC
E_{eff}: 864 W/m²

Gráfica 15: Exiom 1/3 sombreado vertical

Cuando el módulo de célula partida sombreado se conecta en serie con otro sin sombrear, ocurre la misma situación que en el módulo convencional, se suman las potencias del módulo sombreado con la del que está sin sombrear, se muestra en la Gráfica 16.

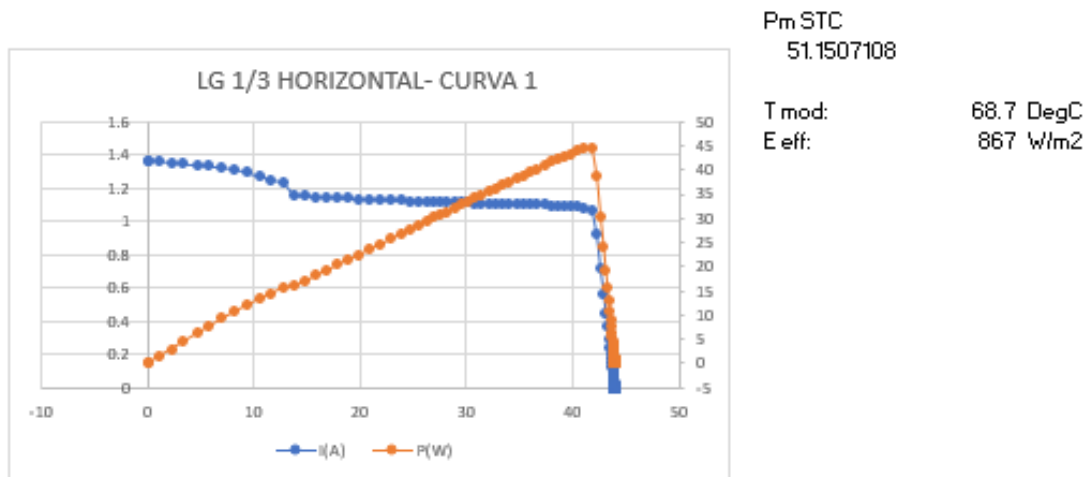


P_m STC
731.580601

T_{mod}: 61.7 DegC
E_{eff}: 867 W/m²

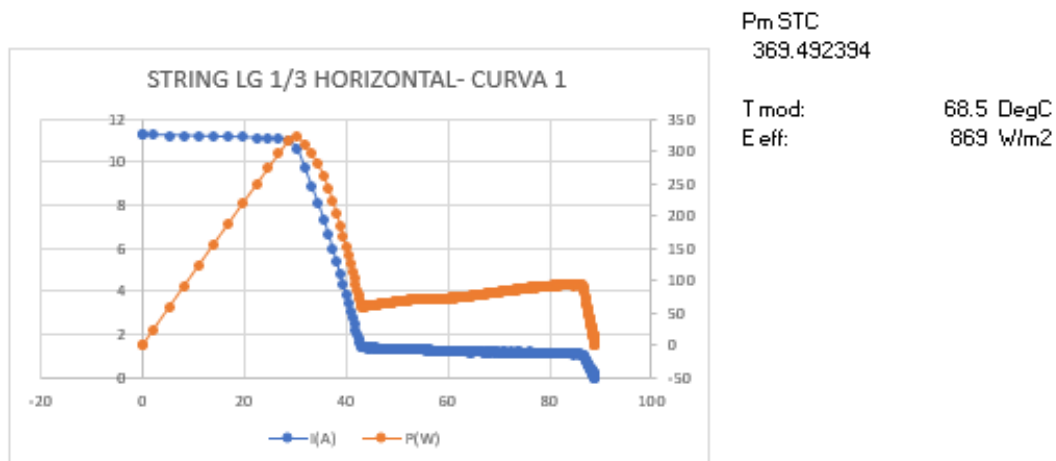
Gráfica 16: String Exiom 1/3 sombreado vertical

Tras el sombreado vertical, se procede con el sombreado horizontal, en este caso se ha realizado tapando 1/3 de la superficie del módulo de manera horizontal. En los módulos bifaciales convencionales, se puede observar en la Gráfica 17 de nuevo, cómo el módulo se queda prácticamente sin potencia, al activarse todos los diodos de bypass.



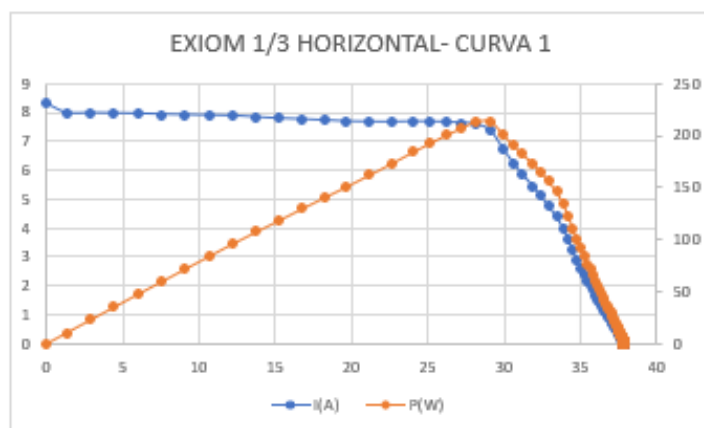
Gráfica 17: LG 1/3 sombreado horizontal

Al conectar el módulo sombreado en cadena con el módulo sin sombrear se produce el efecto que se lleva viendo en todo el experimento, la misma pérdida de potencia en el módulo sin sombrear, se muestra en la Gráfica 18.



Gráfica 18: String LG 1/3 sombreado horizontal

Para finalizar la campaña de resultados, se procede a evaluar el módulo de célula partida, donde podemos observar una pérdida similar de potencia con su equivalente de 1/6 de sombreado, se muestra en la Gráfica 19.

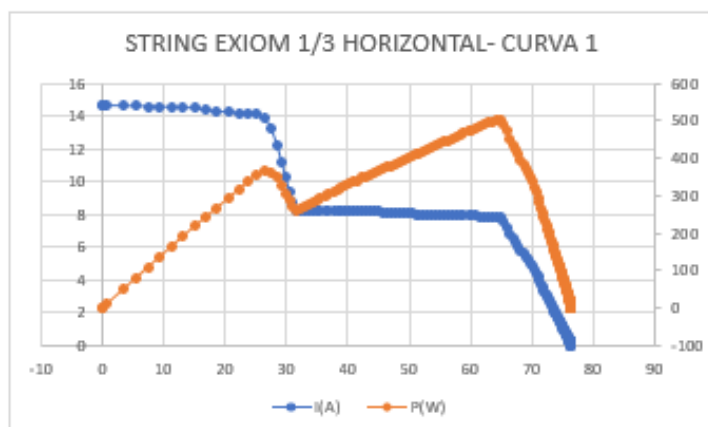


P_m STC
236.007172

T_{mod}: 65.2 DegC
E_{eff}: 869 W/m²

Gráfica 19: Exiom 1/3 sombreado horizontal

De nuevo, al conectar los módulos en cadena, se puede observar que el módulo sin sombreado pierde potencia de nuevo, la misma relacion que se puede observar en el sombreado de 1/6 del módulo, se observa en la Gráfica 20.



P_m STC
562.178575

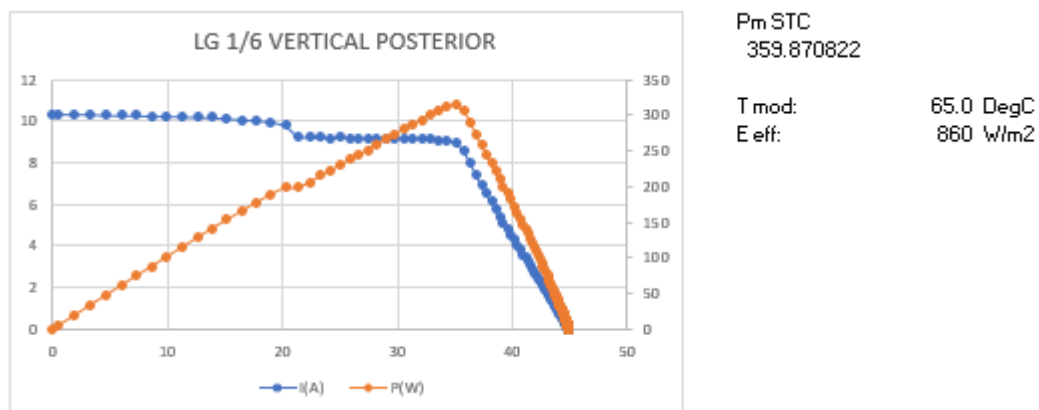
T_{mod}: 68.7 DegC
E_{eff}: 869 W/m²

Gráfica 20: String Exiom 1/3 sombreado horizontal

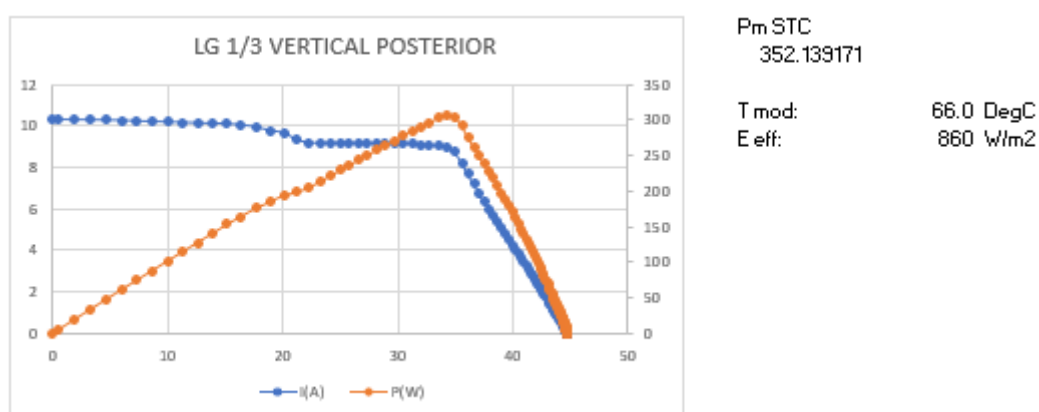
4.4. RESULTADOS MODELO DE SOMBREADO POSTERIOR

En este apartado se van a exponer los resultados de ubicar los patrones de sombreado en la cara posterior, para ver su efecto en el módulo y en string.

Comenzando de nuevo por los LG, se puede apreciar como el sombreado de 1/6 y 1/3 vertical afectan de manera similar al módulo, causando una pérdida de alrededor de un 13% de potencia respecto al módulo sin tapar en su cara posterior bajo las mismas condiciones de irradiancia, tal y como se puede observar en la Gráfica 21 y 22.

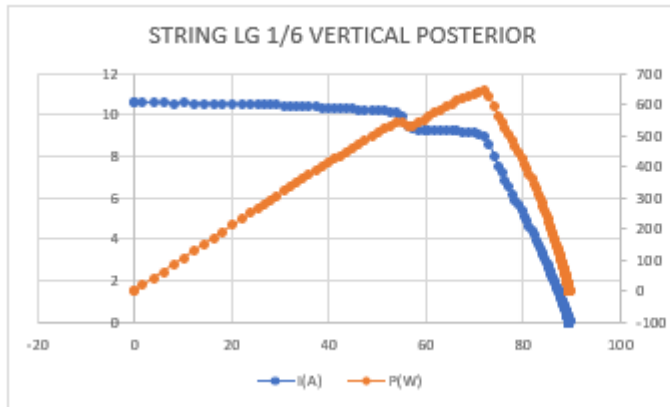


Gráfica 21: LG 1/6 sombreado vertical posterior



Gráfica 22: LG 1/3 sombreado vertical posterior

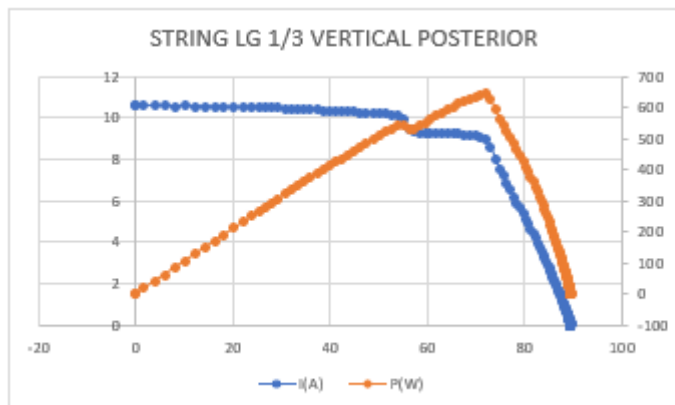
Al conectarlos en string ocurre lo mismo, en la Gráfica 23 y 24, los módulos apenas pierden potencia, los resultados arrojan que el módulo sombreado no está afectando al otro, de ahí la pérdida aproximadamente del 15%.



P_m STC
739.535861

T_{mod}: 66.0 DegC
E_{eff}: 860 W/m²

Gráfica 23: String LG 1/6 sombreado vertical posterior



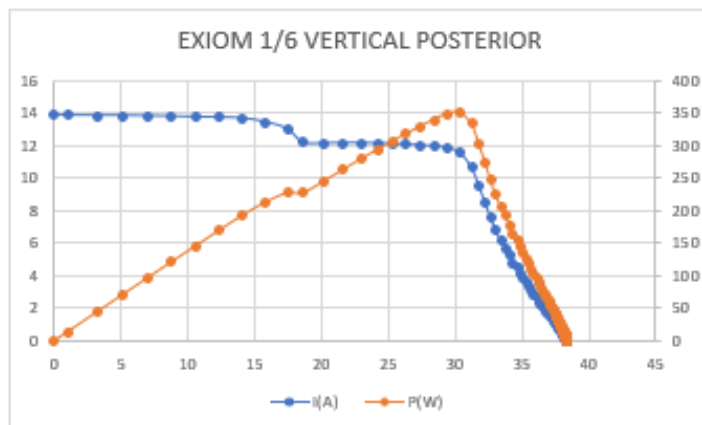
P_m STC
731.831098

T_{mod}: 65.6 DegC
E_{eff}: 868 W/m²

Gráfica 24: String LG 1/3 sombreado vertical posterior

Los resultados obtenidos en los modelos verticales de los módulos bifaciales convencionales cuando se sombrea la cara posterior exponen que el módulo sombreado pierde del orden del 15% aproximadamente cuando el sombreado equivale a 1/6 y del 16% cuando el módulo se sombrea 1/3.

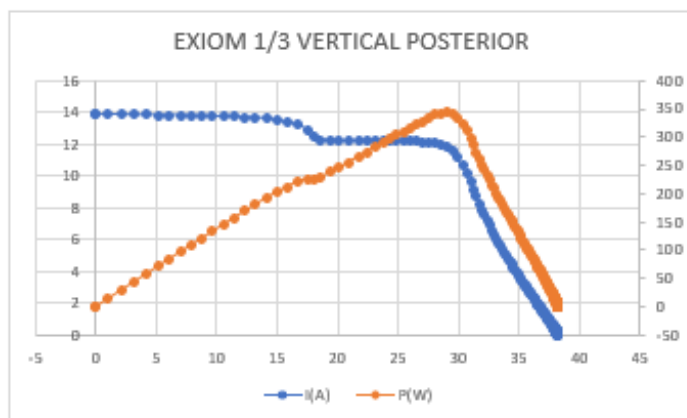
A continuación, se van a evaluar los resultados de los módulos de célula partida, tal y como se muestra en la Gráfica 25 y 26. Comenzando por el módulo individual, se observa que la potencia perdida por el sombreado es del orden del 10%, esto se debe a que el módulo es de media célula.



P_m STC
390.866473

T_{mod} : 65.0 DegC
 E_{eff} : 860 W/m²

Gráfica 25: Exiom 1/6 sombreado vertical posterior

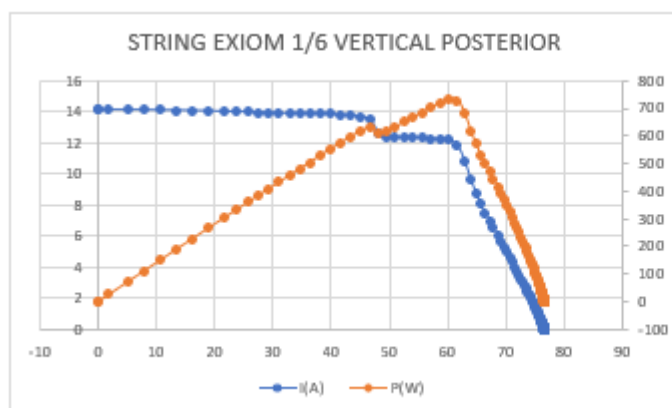


P_m STC
382.756378

T_{mod} : 65.0 DegC
 E_{eff} : 860 W/m²

Gráfica 26: Exiom 1/3 sombreado vertical posterior

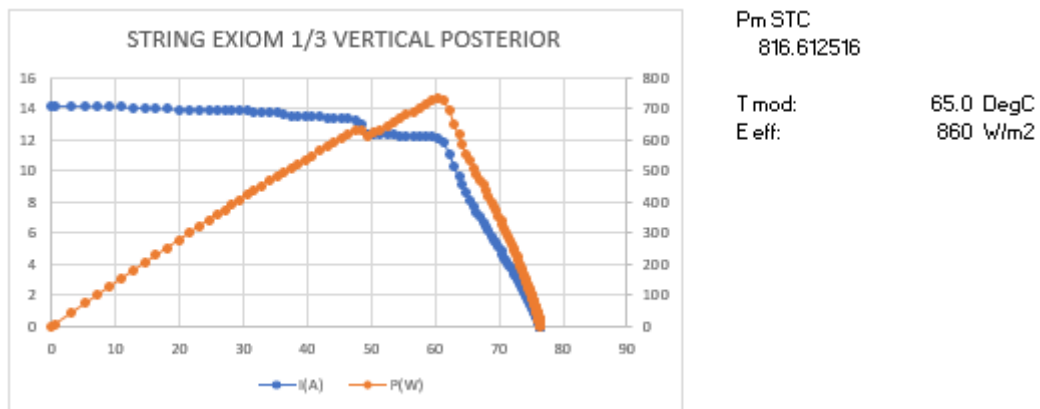
Al conectar los módulos en cadena, se puede observar en la Gráfica 27 y 28 cómo la pérdida de potencia disminuye del orden del 7%.



P_m STC
815.613526

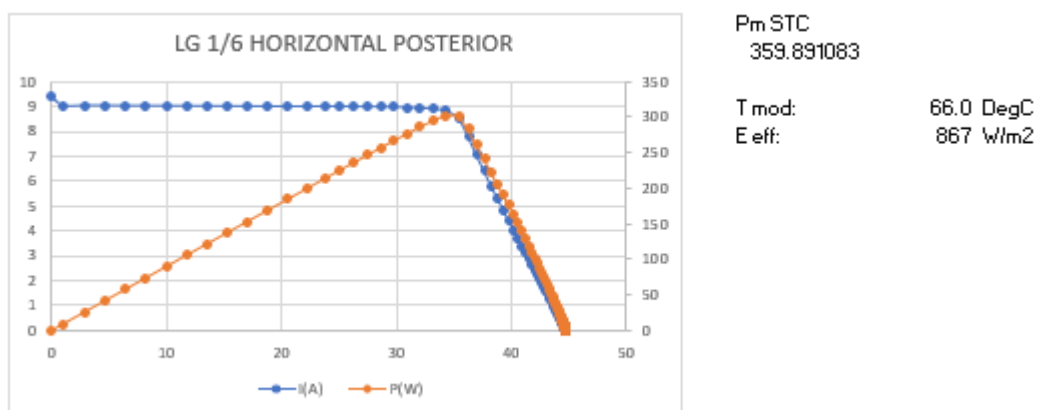
T_{mod} : 66.5 DegC
 E_{eff} : 867 W/m²

Gráfica 27: String Exiom 1/6 sombreado vertical

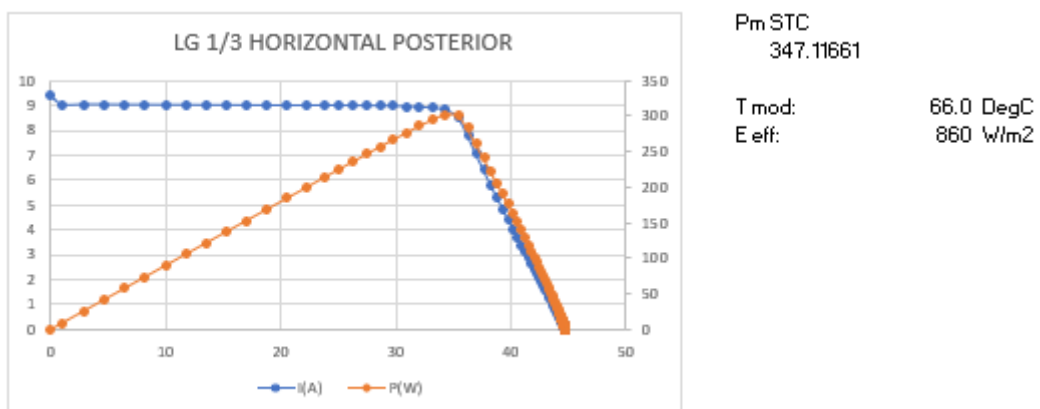


Gráfica 28: String Exiom 1/3 sombreado vertical

Para finalizar esta campaña experimental, se van a comparar el efecto del sombreado en la cara posterior, como se puede observar en la Gráfica 29 y 30, pero esta vez ubicado de manera horizontal.

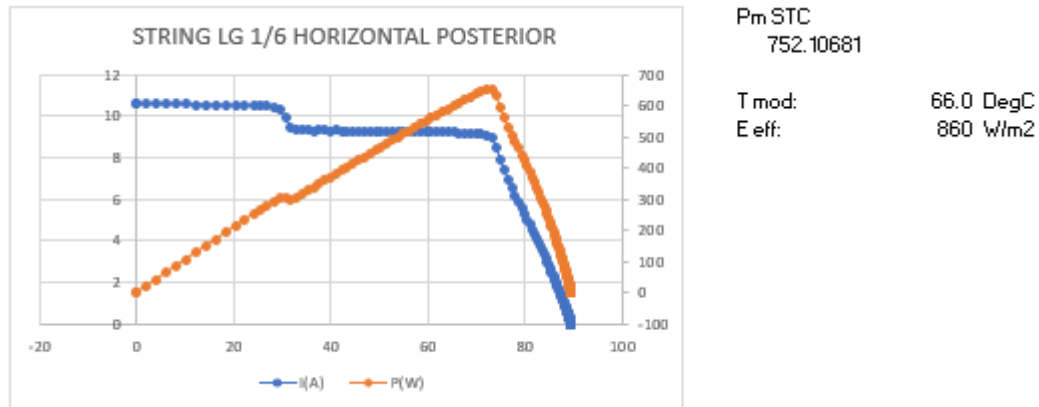


Gráfica 29: LG 1/6 sombreado horizontal

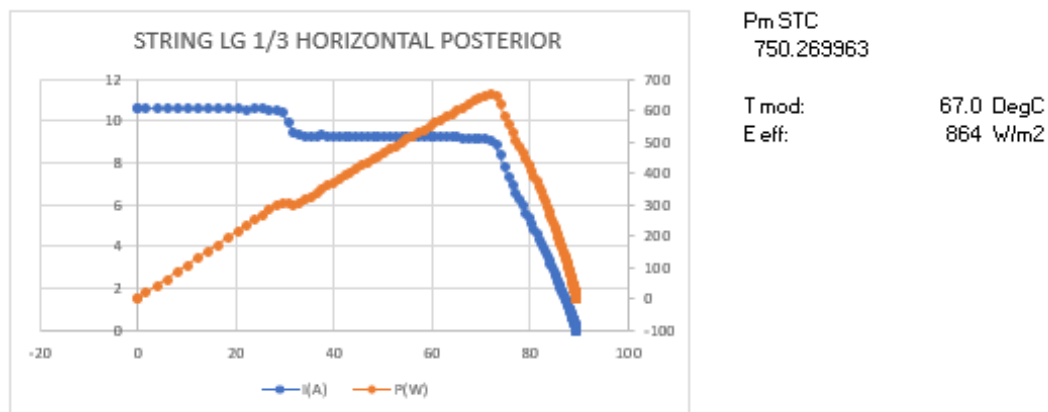


Gráfica 30: LG 1/3 sombreado horizontal

Tal y como se observa, la pérdida de potencia es del orden del 12%, similar al sombreado vertical. Esto es debido a que no se activan los diodos de corte, por tanto la pérdida de potencia equivale a la superficie sombreada, no al sentido en el que está situado el sombreado.

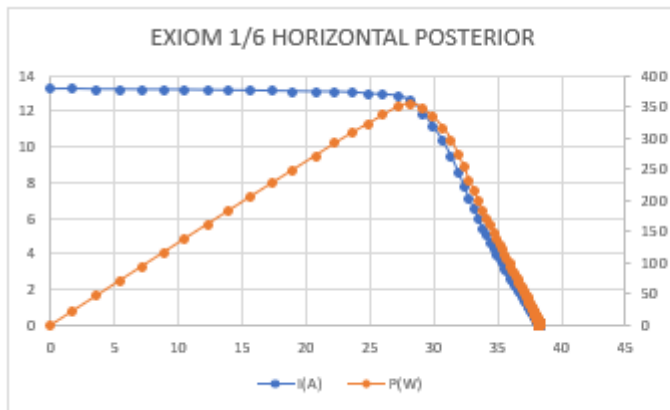


Gráfica 31: String LG 1/6 sombreado horizontal



Gráfica 32: String LG 1/3 sombreado horizontal

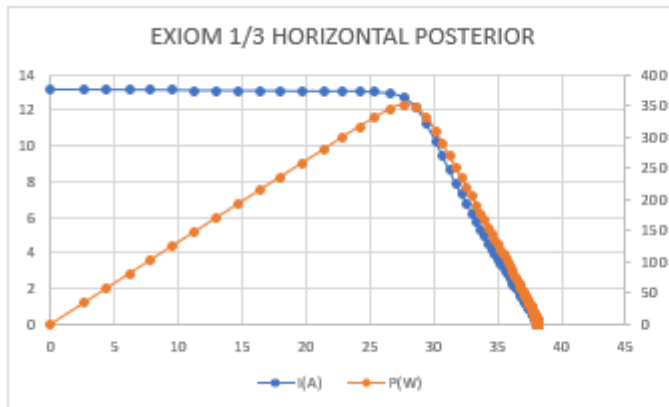
De nuevo podemos observar la pérdida de energía del módulo sombreado al conectarlo en serie con otro sin sombrear, el módulo sin sombrear funciona a pleno rendimiento y el sombreado reduce la potencia un 12%. En conjunto, la pérdida de potencia producida por el módulo sombreado es de alrededor de un 8%, se observa en la Gráfica 31 y 32.



P_m STC
395.883968

T_{mod}: 65.0 DegC
E_{eff}: 860 W/m²

Gráfica 33: Exiom 1/6 sombreado horizontal

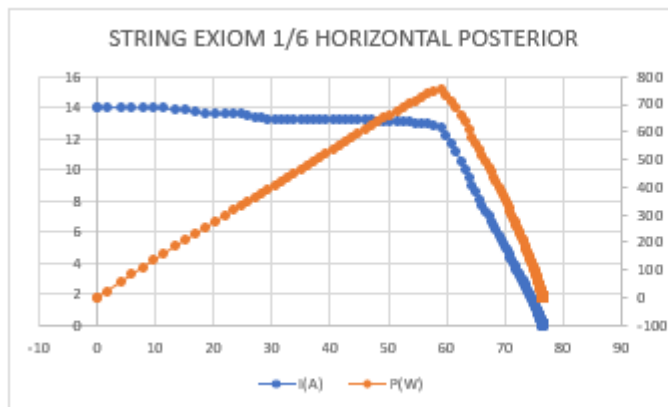


P_m STC
391.99038

T_{mod}: 65.1 DegC
E_{eff}: 862 W/m²

Gráfica 34: Exiom 1/3 sombreado horizontal

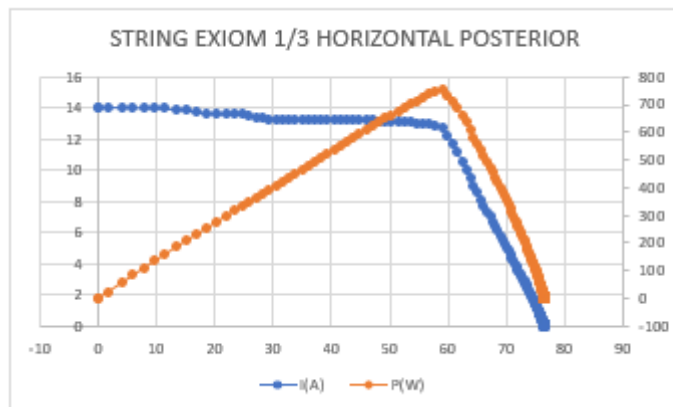
Se observa en la Gráfica 33 y 34, cómo apenas hay diferencia de pérdida entre sombrear 1/6 y 1/3 de manera horizontal, la pérdida de potencia entre los dos patrones de sombreado es de alrededor del 1%. Mientras que la pérdida de potencia respecto al módulo sin sombrear es de alrededor del 8%.



P_m STC
838.255736

T_{mod} : 65.6 DegC
 E_{eff} : 862 W/m²

Gráfica 35: String Exiom 1/6 sombreado horizontal



P_m STC
830.529877

T_{mod} : 65.0 DegC
 E_{eff} : 868 W/m²

Gráfica 36: String Exiom 1/3 sombreado horizontal

En la Gráfica 35 y 36 se puede apreciar cómo la diferencia de pérdida de potencia es similar a la del módulo individual, en el conjunto del string, se observa una pérdida de menos de un 6%.

5. CONCLUSIONES

5.1. CONCLUSIONES GENERALES

Tras analizar los fundamentos teóricos y profundizar en los aspectos más importantes del experimento que se ha realizado. Se concluye que, el fundamento teórico y el experimental han sido complementarios. Se ha demostrado que el efecto del sombreado vertical afecta a los módulos de ambas tecnologías, se han realizado pruebas individualmente y conectados en serie.

A modo de pequeño resumen, al sombrear verticalmente provoca que el diodo de bypass se active, en el caso del módulo bifacial convencional, este se sitúa en la parte superior y deshabilita uno de los strings del propio módulo. Por otra parte, el módulo de célula partida posiciona sus diodos de corte en el centro del módulo, al sombrear el módulo verticalmente, ocurre lo mismo que en el módulo bifacial convencional, pero en este caso, deshabilita dos de los seis sub-strings que posee el módulo dando como conclusión un resultado similar en cuanto a pérdida de potencia similar.

Al colocar el sombreado en posición horizontal, se puede observar el funcionamiento de la célula partida, mientras que los módulos bifaciales convencionales pierden casi su totalidad de potencia, debido a que se activan todos los diodos de bypass, provocando así dicha pérdida. Sin embargo, en el módulo de célula partida, solo se deshabilitará la mitad del módulo que está sombreado, la otra mitad sigue rindiendo sin problema.

Se ha observado que en el sombreado vertical ambas tecnologías son similares, pues tienen prácticamente la misma pérdida de potencia y el módulo sombreado no afecta al módulo sin sombrear. Se observa que las gráficas, tanto las del modelo de sombreado vertical como el de horizontal coinciden con los de la Figura 7.

Los resultados esclarecen que, al sombrear horizontalmente el módulo, es cierto que el módulo de célula partida pierde mucha menos potencia individualmente, hablando del orden del 50% respecto al módulo bifacial convencional que tiene una pérdida del 92%. Sin embargo, al conectarse en string, el módulo bifacial convencional sombreado provoca que el módulo sin sombrear obtenga una pérdida de potencia de,

alrededor, del 20%. Mientras que el módulo de célula partida, provoca que el módulo sin sombrear obtenga una pérdida de alrededor del 30%.

Al sombrear los módulos por la cara posterior, se observa como pierden mucha menos potencia, como máximo se ha comprobado que perdería alrededor de un 15% de potencia en los bifaciales convencionales, sin embargo en los módulos de célula partida la potencia perdida por sombreados en la cara posterior no ascienden más allá del 12%.

Para grandes instalaciones, habría que realizar un estudio exhaustivo del sombreado que pueda tener la instalación y qué tecnología sería más productiva para cada caso.

5.2. LINEAS FUTURAS DE INVESTIGACIÓN

Este trabajo de fin de grado propone una primera aproximación al campo de investigación de sombras en los módulos de célula partida, se podría tomar como punto de partida para futuras investigaciones.

Como se ha podido observar, se han realizado diferentes patrones de sombreado estáticos en un momento preciso. Se propone realizar un experimento parecido, conectando un inversor al sistema y observar las diferencias de producción de energía con el sistema totalmente descubierto sin sombreado frente a la producción del mismo sistema con un porcentaje del módulo sombreado.

Otra posible línea sería observar cómo se comporta el sistema frente a una sombra oblicua que vaya evolucionando a la hora del día, a cierta distancia del módulo. También se podría observar cómo afecta al módulo una sombra a diferentes distancias.

Finalmente, se podría realizar un experimento similar a este, pero conectando varios módulos en serie e ir intercalando sombreados en ellos, simulando árboles o diversos elementos urbanos que podrían afectar a un generador real.

6. BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

Ding, K., Shen, W., Wang, H., Cai, J., & Ding, W. (2017). *Design optimization of bifacial solar modules: How the orientation of the solar cells influences the annual energy yield*. **Solar Energy**, 157, 484-493

Friesen, G., & Cerniauskas, S. (2017). *Enhanced reliability testing of bifacial PV modules with glass-glass construction*. **Energy Procedia**, 124, 322-328

Gao, X., Hao, Y., Duan, H., Chen, L., Zheng, L., & Liu, T. (2019). *The efficiency and stability enhancement of bifacial perovskite solar cells with the silver conductive layer and UV-resistant polymer encapsulation*. **Nano Energy**, 56, 291-298.

N. Klasen, F. Lux, J. Weber, D. Weißer, and T. Rößler. (2023) Quantitative Evaluation of the Shading Resilience of PV Modules. 38th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition

S. Huyeng, et al. (2023). Challenges and Advantages of Cut Solar Cells for Shingling and Half-Cell Modules. 40th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition

A. Kumar and A. Yadav. (2019). Impact of Partial Shading on the Performance of Photovoltaic Modules: A Comprehensive Study, **Renewable Energy Journal**.

G, Dominik, et al. (2019). Evaluation of shading tolerance of PV modules with different module designs for mobile applications by simulation, indoor and outdoor measurements. *36th European. Photovoltaic. Solar Energy Conference and Exhibition*.

7. ANEXOS

ANEXO I: DATASHEET MÓDULOS LG 390N2T-A5

LG395N2T-A5 | LG390N2T-A5
LG NeON² BiFacial

Propiedades eléctricas (STC)¹

Módulo	LG395N2T-A5	Rendimiento adicional BiFacial ²				LG390N2T-A5	Rendimiento adicional BiFacial ²				
		5%	10%	20%	30%		5%	10%	20%	30%	
Potencia máxima (P _{máx})	[W]	395	415	435	474	514	390	410	429	468	507
Voltaje MPP (V _{mpp})	[V]	41,8	41,8	41,8	41,9	41,9	41,4	41,4	41,4	41,5	41,5
Corriente MPP (I _{mpp})	[A]	9,46	9,92	10,39	11,31	12,26	9,43	9,90	10,36	11,28	12,22
Tensión en circuito abierto (V _{oc})	[V]	49,3	49,3	49,3	49,4	49,4	49,2	49,2	49,2	49,3	49,3
Corriente de cortocircuito (I _{sc})	[A]	10,19	10,70	11,21	12,23	13,25	10,15	10,15	11,17	12,18	13,20
Factor de eficiencia del módulo	[%]	18,7	19,6	20,6	22,4	24,3	18,5	19,4	20,3	22,1	24,0
Temperatura de funcionamiento	[°C]	-40 ~ +90									
Tensión máxima del sistema	[V]	1000									
Corriente nominal del fusible en serie	[A]	20									
Coefficiente BiFacial P _{máx} ³	[%]	76									
Tolerancia de potencia	[%]	0 ~ +3									

¹ STC (Standard Test Condition/Condiciones estándar de prueba): irradiación 1.000 W/m²; temperatura del módulo 25 °C, AM 1,5. LG Electronics no garantiza la exactitud de los datos eléctricos.
² Según la altura de montaje y el albedo del sustrato.
³ LG garantiza un coeficiente BiFacial P_{máx} de 76 % durante 25 años basado en la garantía de potencia de salida frontal, con una tolerancia de ± 7 %.

Propiedades mecánicas

Células	6 x 12
Fabricante	LG
Tipo de célula	Monocristalina/tipo N
Dimensiones de la célula	161,7 x 161,7 mm
Barras colectoras	12
Medidas (largo x ancho x alto)	2.054 x 1.024 x 40 mm
Máxima capacidad de carga	5.400 PB
Peso	22,0 kg
Conector, tipo	MC4
Toma de conexión	IP68 con 3 diodos de paso
Cable de conexión, longitud	2 x 1.200 mm
Cubierta frontal	Vidrio templado de alta transparencia
Marco	Aluminio anodizado

Certificados y garantías

Certificados	IEC 61215, IEC 61730-1/-2
	IEC 62716 (Ensayo de resistencia a la corrosión por amoníaco)
	IEC 61701 (Ensayo de resistencia a la corrosión por niebla salina)
	ISO 9001
Resistencia al fuego de los módulos	Clase C
Garantía del producto	25 años
Garantía de potencia para P _{máx} (Tolerancia de medición ± 3%)	25 años de garantía lineal ¹

¹ 1) El primer año: 98% 2) A partir del primer año: 0,5 % de degradación anual.
 3) 86 % tras 25 años.

Coefficiente de temperatura

NOCT	[°C]	45 ± 3
P _{mpp}	[%/°C]	-0,36
V _{oc}	[%/°C]	-0,27
I _{sc}	[%/°C]	0,03

Medidas (mm)

Propiedades eléctricas (NOCT)¹

Módulo	LG395N2T-A5	LG390N2T-A5	
Potencia máxima (P _{máx})	[W]	292	289
Tensión MPP (V _{mpp})	[V]	38,7	38,3
Corriente MPP (I _{mpp})	[A]	7,55	7,54
Tensión de circuito abierto (V _{oc})	[V]	46,0	45,9
Corriente de cortocircuito (I _{sc})	[A]	8,2	8,17

¹ NOCT (Temperatura nominal de funcionamiento de la célula solar): irradiación 800 W/m²; temperatura ambiental 20 °C; velocidad del viento 1 m/s.

Curvas características

LG Electronics Deutschland GmbH
 EU Solar Business Group
 Alfred-Herrhausen-Allee 3-5
 65760 Eschborn, Alemania
 E-Mail: solar@lge.de
 www.lg-solar.com/es

Todos los datos de esta hoja de datos cumplen la norma DIN EN 50380. Sujeto a modificaciones y errores.
 Actualización: 05/2018
 Documento: DS-N2T-A5-ES-201805

Copyright © 2018 LG Electronics. Todos los derechos reservados.

ANEXO II: DATASHEET MÓDULOS EXIOM EX480TC-120BF

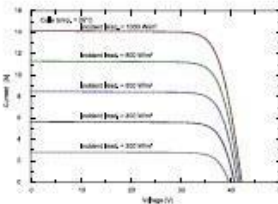
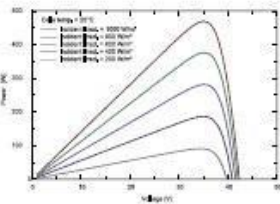
EX470-490TC(B)-120(HC)(182)BF

N-TYPE

DATOS MECÁNICOS	MECHANICAL SPECIFICATIONS
Dimensions: 1909*1134mm	
Nº of cells: 120 [2 x (10 x 6)]	
Cells: N type Mono-crystalline	
Front glass: 2.0mm, Anti-Reflection Coating	
Back glass: 2.0mm, Heat Strengthened Glass	
Weight: 27 kg	
Junction Box: IP68 (3 diodes)	
Frame: Anodized aluminum alloy	
Cable: 4mm ²	

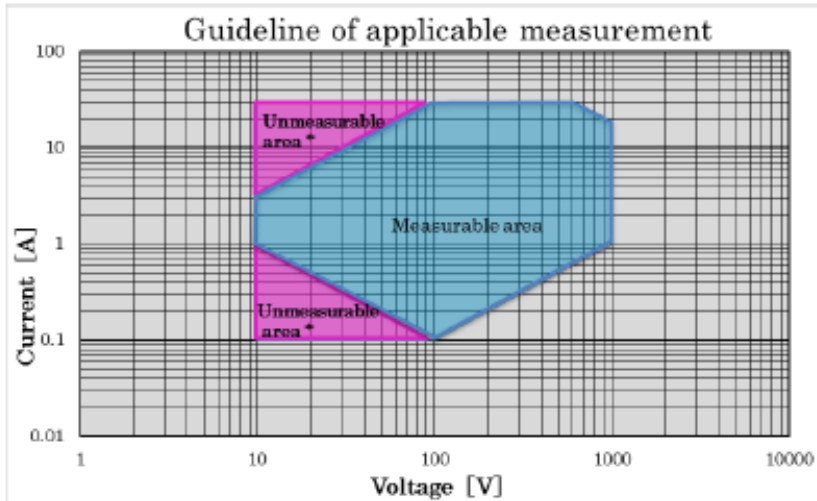
TIPO TYPE	EX470TC-120BF		EX475TC-120BF		EX480TC-120BF		EX485TC-120BF		EX490TC-120BF	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Potencia de salida Maximum Power	470	353	475	357	480	361	485	365	490	369
Voltaje máximo Max. voltage, VMP (V)	35.05	32.94	35.21	33.10	35.38	33.27	35.54	33.44	35.70	33.61
Intensidad máxima actual Current, IMP (A)	13.41	10.73	13.49	10.79	13.57	10.85	13.65	10.91	13.73	10.97
Voltaje circ. abierto Voltage open circuit, VOC (V)	42.38	40.25	42.54	40.41	42.71	40.57	42.88	40.73	43.05	40.89
Intensidad cortocircuito Short circuit current, ISC (A)	14.15	11.42	14.23	11.49	14.31	11.55	14.39	11.61	14.47	11.67
Modulo eficiencia Module Efficiency (%)	21.71		21.94		22.17		22.40		22.63	
Max. potencia tolerada Max. power tolerance (W)	0~+3%									
Max. system Voltage (V)	1500VDC (IEC)									
Maximum Series Fuse Rating (A)	25A									
STC 1000 W/M2, Module Temperature 25°C A.M.1.5 NOCT 800W/M2 Environment Temperature 20°C A.M.1.5										

GANANCIA POTENCIA BIFACIALIDAD BIFACIAL OUTPUT-REARSIDE POWER GAIN					
Power Gain	Power Output	Voltage Mpp-Vmpp	Current Mpp-Impp	Voltage Open Circuit-Voc	Short Circuit Current-Isc
10%	517 Wp	35.15 V	14.71 A	42.32 V	15.55 A
15%	541 Wp	35.15 V	15.38 A	42.32 V	16.26 A
20%	564 Wp	35.15 V	16.04 A	42.32 V	16.97 A
25%	588 Wp	35.15 V	16.71 A	42.32 V	17.68 A
30%	611 Wp	35.15 V	17.38 A	42.32 V	18.38 A

COEFICIENTES DE TEMPERATURA TEMPERATURE COEFFICIENTS	I-V CURVAS CURVES
Coefficiente de temp. Temp. Coefficient (P _{MAX})	-0.29%/°C
Coefficiente de temp. Temp. Coefficient (I _{SC})	0.045%/°C
Coefficiente de temp. Temp. Coefficient (V _{OC})	-0.25%/°C
Nominal Operating Cell Temp. (NOCT)	45°C (±2°C)
Operating Temperature	-40~+85°C
Refer. Bifacial Factor	80±5%
Temperatura celdas Cells temperature: 25°C. Current-Voltage & Power Voltage Curve (470)	
 	

ANEXO III: DATASHEET TRAZADOR DE CURVAS EKO

MP-11

Items	Specifications	
Measurement Range	Voltage	10V~1000V
	Current	100mA~30A
	Power	10W~18kW
Measurement Range/ Resolution	Voltage Range	1000V (Over Range 3%) 600V (Over Range 10%) 100V (Over Range 15%) Minimum resolution for voltage measurement: 0.01V
	Current Range	30A (Over Range 20%) 10A (Over Range 20%) 2A (Over Range 20%) Minimum resolution for current measurement: 0.01A
	Auto Range Function	Both voltage & current will be Auto Range when setting up with Auto Range
Measurement Accuracy	Voltage Measurement Accuracy	Within $\pm 1.0\%$ of Full Scale (each voltage range)
	Current Measurement Accuracy	Within $\pm 1.0\%$ of Full Scale(each current range)
PV Measurement Method	Capacitive Load Method with Reverse bias function	
Measurement Sampling	Sweep Time	4ms to 640ms (Depending on the PV module/array characteristics)
	Sampling Data Points	Fixed 400 points
Applicable PV Module/Array	Crystalline Silicon, Compound Semiconductor type PV panel/string/array  Depending on the characteristics of PV module/array and power generating condition in these areas, large measurement error or faulty I-V curve may be seen in results.	

ANEXO IV: DATASHEET MEDIDOR DE IRRADIANCIA FLUKE FLK-IRR1-SOL

Especificaciones

Radiación	
Rango de medida	0 a 1400 W/m ²
Resolución	1 W/m ²
Exactitud de medida	± (5% + 5 dígitos)
Medida de temperatura	
Intervalo de medida (°C)	-30 °C a 100 °C (-22 °F a 212 °F)
Resolución	0,1 °C (0,2 °F / 1 °F a >100 °F)
Exactitud de medida	±1 °C (±2 °F) de -10 °C a 75 °C (14 °F a 167 °F) ±2 °C (±4 °F) de -30 °C a -10 °C (-22 °F a 14 °F) y 75 °C a 100 °C (167 °F a 212 °F)

Nota: Tiempo de respuesta de la medida de temperatura: ~30 s

Ángulo de inclinación	
Rango de medida	-90° a +90°
Resolución	0,1°
Exactitud de medida	±1,5° de -50° a +50°, ±2,5° de -85° a -50° y de +50° a +85° ±3,5° de -90° a -85° y de +85° a +90°

Software	
Rango de medida	0° a 360°
Resolución	1°
Exactitud de medida	± 7°

Nota: a) Medidas válidas para un dispositivo con una inclinación de -20° a +20° respecto a la línea horizontal. Fuera de ese rango, la pantalla LCD mostrará "—".
b) El resultado se denomina norte magnético.

Temperatura	
Temperatura de funcionamiento del IRR1-SOL	-20 °C a 50 °C (humedad <80%), sin condensación
Temperatura de funcionamiento del SOPR-IRR	-30 °C a 100 °C
Temperatura de almacenamiento	-30 °C a 60 °C (humedad <80%)
Altitud	0 m a 2000 m máx.

Compatibilidad electromagnética (CEM)	
Internacional	IEC 61326-1: Entorno electromagnético portátil CISPR 11: Grupo 1, clase A Grupo 1: El equipo ha generado intencionalmente energía o utiliza energía de frecuencia de radio de carga acoplada conductora que es necesaria para la función interna del equipo. Clase A: El equipo es adecuado para su uso en todos los ámbitos a excepción del doméstico y aquellos que estén directamente conectados a una red de suministro eléctrico de baja tensión que proporcione corriente eléctrica a edificios utilizados para fines domésticos. Podrían existir posibles dificultades para garantizar la compatibilidad electromagnética en otros entornos debido a las perturbaciones conducidas y radiadas. Nota: Este equipo no está diseñado para su uso en entornos residenciales y es posible que no ofrezca la protección adecuada contra radiofrecuencia en estos entornos.

2 Fluke Corporation Medidor de radiación solar Fluke IRR1-SOL