



**Universidad de Valladolid**



**ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES**

**UNIVERSIDAD DE VALLADOLID**  
**ESCUELA DE INGENIEROS INDUSTRIALES**

**Grado en Ingeniería Eléctrica**

**CARACTERIZACIÓN DE CURVAS I-V**  
**EN**  
**PANELES FOTOVOLTAICOS BIFACIALES**

**Autor:**

**De la Calle Martín, Ricardo**

Tutor: Miguel Ángel González Rebollo  
Departamento: Física de la Materia Condensada, Cristalografía y Mineralogía  
Segundo Tutor: Moretón Fernández, Ángel

Valladolid, julio de 2021



## **AGRADECIMIENTOS**

A mi tutor, Miguel Ángel González Rebollo por su paciencia, dedicación y ayuda siempre que ha sido necesario.

A mi cotutor, Ángel Moretón por su apoyo e inestimable ayuda a lo largo del desarrollo del presente trabajo.

Al grupo de semiconductores GsD OBTRONLAB, por ofrecerme todas las facilidades para la realización del trabajo.

A mi familia, especialmente mis padres, por apoyarme de forma incondicional en los buenos y en los malos momentos.

A mis amigos y en especial a Miriam, simplemente por estar siempre ahí, pase lo que pase. Gracias.



## **RESUMEN**

En la actualidad el desarrollo de la energía solar fotovoltaica se encuentra en pleno auge. En este contexto están surgiendo nuevas tecnologías con el fin de aumentar la competitividad. Una de ellas, es la tecnología bifacial, la cual aún carece de un marco normativo de caracterización totalmente fijado.

En el presente Trabajo de Fin de Grado se exponen distintos métodos propuestos para llevar a cabo la caracterización de las curvas I-V en módulos fotovoltaicos bifaciales, para finalmente aplicar uno de ellos y caracterizar las curvas I-V de los módulos bifaciales disponibles por el grupo GsD-Optronlab en la azotea del edificio LUCIA (Universidad de Valladolid).

Para ello se han realizado diversas mediciones en distintos grupos de paneles teniendo en cuenta su capacidad bifacial. Una vez obtenidos los resultados se procede a realizar un análisis global con los datos obtenidos para arrojar las conclusiones pertinentes del método desarrollado.

## **PALABRAS CLAVE**

Curvas I-V, caracterización, bifacial, fotovoltaica, innovación.

## **ABSTRACT**

Currently the development of photovoltaic solar energy is booming. In this context, new technologies are emerging in order to increase competitiveness. One of them is bifacial technology, which still lacks a fully established regulatory framework for characterization.

In this Final Degree Project, different methods proposed to carry out the characterization of the I-V curves in bifacial photovoltaic modules are exposed, to finally apply one of them and characterize the I-V curves of the bifacial modules available by the GsD-Optronlab group on the roof of the LUCIA building (University of Valladolid).

For this, various measurements have been made in different groups of panels, taking into account their bifacial capacity. Once the results have been obtained, a global analysis is carried out with the data obtained to yield the pertinent conclusions of the developed method.

## **KEYWORDS**

Curves I-V, characterization, bifacial, photovoltaic, innovation.



# ÍNDICE

<b>1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS.....</b>	<b>1</b>
1.1 INTRODUCCIÓN .....	1
1.2 OBJETIVOS .....	3
<b>2. FUNDAMENTO TEÓRICO .....</b>	<b>5</b>
2.1 TECNOLOGÍA BIFACIAL.....	5
2.1.1 TIPOS DE CÉLULAS BIFACIALES .....	6
2.1.1.1 CÉLULAS PERC.....	6
2.1.1.2 CÉLULAS N-PERT .....	7
2.1.1.3 CÉLULAS HETEROUNIÓN HJT .....	9
2.1.2 MÓDULOS BIFACIALES.....	10
2.1.2.1 GANANCIA BIFACIAL.....	11
2.1.2.2 ALBEDO.....	11
2.2 CURVAS I-V.....	12
2.3 MÉTODO TEÓRICO DE CORRECCIÓN DE LA CURVA I-V .....	15
2.3.1 VARIACIÓN DE LA CURVA I-V CON LA IRRADIACIÓN .....	15
2.3.2 VARIACIÓN DE LA CURVA I-V CON LA TEMPERATURA.....	16
2.3.3 TRASLACIÓN DE LA CURVA I-V .....	17
2.4 MÉTODOS PARA CARACTERIZAR CURVAS I-V EN PANELES BIFACIALES ...	17
2.4.1 MÉTODO DE ILUMINACIÓN BIFACIAL .....	18
2.4.2 MÉTODO DE IRRADIANCIA ELEVADA Ge EN INTERIORES.....	19
2.4.3 MÉTODO DE IRRADIANCIA ELEVADA Ge EN EXTERIORES .....	20
<b>3. PRESENTACIÓN DE MEDIDAS Y ANÁLISIS .....</b>	<b>23</b>
3.1 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO .....	23
3.1.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS LG400N2T-A5 .....	23
3.1.2 INSTRUMENTO MULTIFUNCIÓN HT SOLAR I-Ve .....	25
3.1.3 SOFTWARE TOPVIEW .....	26
3.2 MODO DE OPERACIÓN PARA LA TOMA DE MEDIDAS I-V.....	26
3.3 MEDIDA DE LAS CURVAS I-V SIN TENER EN CUENTA LA BIFACIALIDAD....	31
3.4 MEDIDA DE LAS CURVAS I-V DE LA PARTE FRONTAL DE LOS PANELES ....	34
3.5 MEDIDA DE LAS CURVAS I-V DE LA PARTE TRASERA DE LOS PANELES.....	39
<b>4. OBTENCIÓN DE LA CURVA I-V EN PANELES FOTOVOLTAICOS BIFACIALES .....</b>	<b>45</b>
4.1 CURVA I-V EN EL BLOQUE DE PANELES 1 .....	45
4.2 CURVA I-V EN EL BLOQUE DE PANELES 2 .....	49
4.3 CURVA I-V EN EL BLOQUE DE PANELES 3 .....	52

4.4 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS .....	55
<b>5. CONCLUSIONES.....</b>	<b>59</b>
<b>6. BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>61</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Evolución de la potencia mundial instalada desde 2011 hasta 2019 (Datos en GW). Fuente: Anuario Fotovoltaico 2020 .....	1
Figura 2. Principales mercados FV en 2019 (Potencia instalada en GW). Fuente: Anuario Fotovoltaico 2020 .....	2
Figura 3. Estándares actuales para la caracterización de paneles fotovoltaicos. Fuente: IEA-PVPS.....	3
Figura 4. Instalación Fotovoltaica de paneles bifaciales en la azotea del edificio LUCIA. Fuente: Elaboración propia .....	4
Figura 5. Funcionamiento de una célula bifacial. Fuente: Opengy.com.....	5
Figura 6. Costes de fabricación de módulos monofaciales y bifaciales. Fuente: IEA-PVPS.....	6
Figura 7. Estructura típica de una célula PERC+ tipo p. Fuente: IEA-PVPS .....	7
Figura 8. Estructura típica de una célula bifacial n-PERT. Fuente: IEA-PVPS.....	8
Figura 9. Estructura típica de una célula bifacial Heterounión HJT. Fuente: IEA-PVPS .....	9
Figura 10. Diferencias entre módulos PV: monofaciales (Arriba a la izquierda) y bifaciales (Arriba a la derecha) y diferencias entre células solares: monofaciales PERC (Abajo a la izquierda) y bifaciales PERC+ (Abajo a la derecha). Fuente: IEA-PVPS .....	10
Figura 11. Albedo en diferentes superficies. Fuente: IEA-PVPS .....	11
Figura 12. Principio de funcionamiento de una célula fotovoltaica. Fuente: Ujaen.es.....	12
Figura 13. Curva característica I-V de una célula fotovoltaica en iluminación. Fuente: AutoSolar.com.....	13
Figura 14. Efecto de la irradiación en la curva I-V. Fuente: Apuntes Energías Renovables 2018-2019 .....	15
Figura 15. Efecto de la temperatura en la curva I-V. Fuente: Apuntes Energías Renovables 2018-2019 .....	16
Figura 16. Configuración con dos espejos para iluminación bifacial. Fuente: Schmid y otros (2017).....	18
Figura 17. Caracterización del lado frontal (f) y el lado trasero (r) del módulo en interiores. Fuente: TÜV Rheinland.....	19
Figura 18: Caracterización del lado frontal (f) y el lado trasero (r) bajo radiación solar. Fuente: Solar Energy (ISES) .....	21
Figura 19. Ejemplo de la Placa de Características de un módulo fotovoltaico bifacial con caracterización en BSTC. Fuente: TÜV Rheinland .....	21
Figura 20. Instalación fotovoltaica en el edificio LUCIA (Universidad de Valladolid). Fuente: Elaboración propia.....	24
Figura 21. Placa de Características de los paneles bifaciales LG400N2T-A5. Fuente: LG Electronics .....	24

Figura 22. SOLAR I-Ve de la marca HT. Fuente: Manual de Instrucciones SOLAR I-Ve.....	25
Figura 23. Esquema del conexionado para la medición de la curva característica I-V. Fuente: Manual de Instrucciones SOLAR I-Ve.....	26
Figura 24. Conexionado del instrumento SOLAR I-Ve para la medición de la curva característica I-V. Fuente: Manual de Instrucciones SOLAR I-Ve.....	27
Figura 25. Captura de pantalla ejemplo del trazador SOLAR I-Ve. Fuente: Manual de Instrucciones SOLAR I-Ve .....	28
Figura 26. Captura de pantalla ejemplo del trazador SOLAR I-Ve. Fuente: Manual de Instrucciones SOLAR I-Ve .....	28
Figura 27. Inclínómetro M304 del trazador SOLAR I-Ve. Fuente: Manual de Instrucciones SOLAR I-Ve .....	29
Figura 28. Captura de pantalla ejemplo del trazador SOLAR I-Ve tras una medida I-V. Fuente: Manual de Instrucciones SOLAR I-Ve.....	30
Figura 29. Parte posterior de los paneles LG400N2T-A5. Fuente: Elaboración propia .....	31
Figura 30. Gráfica obtenida con TopView del bloque de paneles 1 con la curva nominal y la curva I-V. Fuente: Elaboración propia.....	32
Figura 31. Tabla obtenida con TopView del bloque de paneles 1. Fuente: Elaboración propia.....	32
Figura 32: Gráfica obtenida con TopView del bloque de paneles 2 con la curva nominal y la curva I-V. Fuente: Elaboración propia.....	33
Figura 33: Tabla obtenida con TopView del bloque de paneles 2. Fuente: Elaboración propia.....	33
Figura 34: Gráfica obtenida con TopView del bloque de paneles 3 con la curva nominal y la curva I-V. Fuente: Elaboración propia.....	34
Figura 35. Tabla obtenida con TopView del bloque de paneles 3. Fuente: Elaboración propia.....	34
Figura 36. Disposición del módulo para obtener la característica I-V de la parte frontal de los módulos LG. Fuente: Elaboración propia .....	35
Figura 37: Gráfica de la curva nominal y la curva I-V del bloque de paneles 1 en la parte frontal de los módulos. Fuente: Elaboración propia.....	36
Figura 38: Gráfica de la Curva Potencia-Tensión (P-V) y la curva nominal de Potencia del bloque de paneles 1 en la parte frontal de los módulos. Fuente: Elaboración propia.....	36
Figura 39: Tabla obtenida con TopView del bloque de paneles 1 en la parte frontal.....	36
Figura 40. Gráfica de la curva nominal y la curva I-V del bloque de paneles 2 en la parte frontal de los módulos. Fuente: Elaboración propia.....	37
Figura 41. Gráfica de la Curva Potencia-Tensión (P-V) y la curva nominal de Potencia del bloque de paneles 2 en la parte frontal de los módulos. Fuente: Elaboración propia.....	37

Figura 42. Tabla obtenida con TopView del bloque de paneles 2 en parte frontal. Fuente: Elaboración propia .....	37
Figura 43. Gráfica de la curva nominal y la curva I-V del bloque de paneles 3 en la parte frontal de los módulos. Fuente: Elaboración propia .....	38
Figura 44: Gráfica de la Curva Potencia-Tensión (P-V) y la curva nominal de Potencia del bloque de paneles 3 en la parte frontal de los módulos. Fuente: Elaboración propia .....	39
Figura 45. Tabla obtenida con TopView del bloque de paneles 3 en parte frontal. Fuente: Elaboración propia .....	39
Figura 46. Disposición del módulo para obtener la característica I-V de la parte trasera. Fuente: Elaboración propia .....	40
Figura 47: Gráfica de la curva nominal y la curva I-V del bloque de paneles 1 en la parte trasera de los módulos. Fuente: Elaboración propia .....	40
Figura 48. Gráfica de la Curva Potencia-Tensión (P-V) y la curva nominal de Potencia del bloque de paneles 1 en la parte trasera de los módulos. Fuente: Elaboración propia .....	41
Figura 49: Ausencia de sombreado en las medidas de la parte frontal (izquierda) y sombra lateral en las medidas de la parte trasera (derecha). Fuente: Elaboración propia .....	41
Figura 50. Tabla obtenida con TopView del bloque de paneles 1 en parte trasera. Fuente: Elaboración propia .....	42
Figura 51: Gráfica de la curva nominal y la curva I-V del bloque de paneles 2 en la parte trasera de los módulos. Fuente: Elaboración propia .....	42
Figura 52: Gráfica de la Curva Potencia-Tensión (P-V) y la curva nominal de Potencia del bloque de paneles 2 en la parte trasera de los módulos. Fuente: Elaboración propia .....	43
Figura 53. Tabla obtenida con TopView del bloque de paneles 2 en parte trasera. Fuente: Elaboración propia .....	43
Figura 54: Gráfica de la curva nominal y la curva I-V del bloque de paneles 3 en la parte trasera de los módulos. Fuente: Elaboración propia .....	44
Figura 55: Gráfica de la Curva Potencia-Tensión (P-V) y la curva nominal de Potencia del bloque de paneles 3 en la parte trasera de los módulos. Fuente: Elaboración propia .....	44
Figura 56. Tabla obtenida con TopView del bloque de paneles 3 en parte trasera. Fuente: Elaboración propia .....	44
Figura 57. Curva I-V del bloque de paneles 1 en condiciones BSTC. Fuente: elaboración propia .....	47
Figura 58. Curva de Potencia-Tensión (P-V) del bloque de paneles 1 en condiciones BSTC. Fuente: Elaboración propia .....	47
Figura 59. Gráfica Gr – Pmax para el cálculo del poder bifacial BiFi del bloque de paneles 1. Fuente: Elaboración propia .....	48
Figura 60. Curva I-V del bloque de paneles 2 en condiciones BSTC. Fuente:	

elaboración propia.....	50
Figura 61. Curva de Potencia-Tensión (P-V) del bloque de paneles 2 en condiciones BSTC. Fuente: Elaboración propia .....	51
Figura 62. Gráfica Gr – Pmax para el cálculo del poder bifacial BiFi del bloque de paneles 2. Fuente: Elaboración propia.....	51
Figura 63: Curva I-V del bloque de paneles 3 en condiciones BSTC. Fuente: elaboración propia.....	54
Figura 64. Curva de Potencia-Tensión (P-V) del bloque de paneles 3 en las condiciones BSTC. Fuente: Elaboración propia .....	54
Figura 65. Gráfica Gr – Pmax para el cálculo del poder bifacial BiFi del bloque de paneles 3. Fuente: Elaboración propia.....	55

# 1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

## 1.1 INTRODUCCIÓN

Actualmente, la energía solar fotovoltaica se encuentra en un momento de gran expansión a nivel mundial. Como el resto de las energías renovables, la energía solar fotovoltaica se ha consolidado año tras año en la mayoría de los mercados mundiales. Esto es debido principalmente a las políticas aplicadas a nivel mundial, con el objetivo de reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y el deseo de reducir la dependencia energética existente con los combustibles fósiles y otras fuentes contaminantes. En la figura 1 se puede observar dicha expansión a lo largo de estos últimos años [1].

Si atendemos a los países que más están apostando por la energía fotovoltaica, podemos ver en la figura 2 como en 2019 China se ha consolidado otro año más como el país con mayor potencia instalada en el mundo, seguida de USA y la India.

Y respecto a nuestro país, España, se ha situado como líder europeo de nuevo, como ya lo fuera en su época de mayor crecimiento, entre 2008 y 2012. Entre los años 2011 y 2014 el gobierno español introdujo medidas muy duras, disminuyendo considerablemente las retribuciones a las instalaciones puestas en marcha en los años previos. Tras estos años de recortes, tanto en España como en otros países europeos se comenzó a promocionar de nuevo la energía solar fotovoltaica a través de subastas. Con este mecanismo, la competitividad y la eficiencia de la tecnología quedaban aseguradas, así como la seguridad energética a largo plazo. El actual auge experimentado en España se debe en gran parte a este tipo de medidas, logrando en 2019 una potencia instalada de 4 GW.

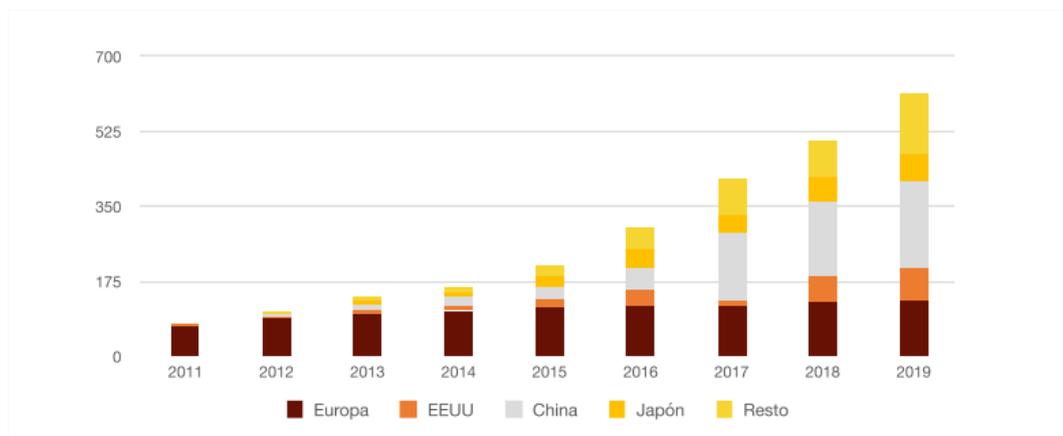


Figura 1. Evolución de la potencia mundial instalada desde 2011 hasta 2019 (Datos en GW). Fuente: Anuario Fotovoltaico 2020

Como el resto de los sectores productivos a escala mundial, el sector fotovoltaico se ha visto sustancialmente afectado por el COVID 19. Pero a pesar de la actual incertidumbre, el contexto que se maneja a largo plazo es de pleno crecimiento. Se prevé que en los años venideros la energía solar fotovoltaica sea tremendamente competitiva en todo el mundo debido a las mencionadas restricciones políticas, a la mejora de la eficiencia de las instalaciones fotovoltaicas y a la reducción del coste de sus componentes (inversores, células y paneles fotovoltaicos, estructuras y soportes, etc.) en sus procesos de fabricación, gracias a la investigación que se está llevando a cabo.

Desde que surgieran las primeras aplicaciones reales en paneles fotovoltaicos a mediados del siglo pasado, la tecnología monofacial ha sido la base en la que se ha sustentado la energía fotovoltaica. Ha sido desarrollada durante todos estos años y está fuertemente consolidada. Sin embargo, en los últimos años están surgiendo nuevas tecnologías que prometen llegar a cotas más altas y superar sus limitaciones. Entre estas tecnologías, una de la que más aceptación está teniendo es la tecnología bifacial, que es la base del presente trabajo.

Los módulos bifaciales se caracterizan por ser capaces de aprovechar la luz incidente en ambos lados del panel, tanto en el lado frontal como en el trasero. Esto les proporciona el potencial de aumentar significativamente el rendimiento de las plantas de energía fotovoltaica [2]. Las tecnologías de células y módulos fotovoltaicos bifaciales están actualmente en pleno desarrollo y por lo tanto aumentando sus cuotas de mercado.

Según la Hoja de Ruta Tecnológica Internacional Fotovoltaica (ITRPV) Resultados de 2019, se señala que a partir de 2020 las células bifaciales representarán aproximadamente el 20% del mercado mundial total de células fotovoltaicas. Para 2030, se predijo que esta participación aumentará al 70%. Para los módulos fotovoltaicos bifaciales, la cuota de mercado de 2020 se sitúa en alrededor del 12% y se prevé que pueda aumentar al 30% para 2030 [3].

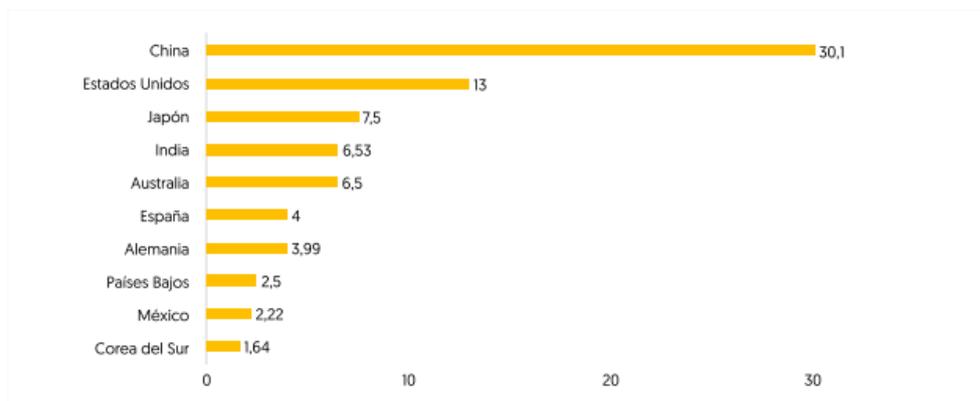


Figura 2. Principales mercados FV en 2019 (Potencia instalada en GW). Fuente: Anuario Fotovoltaico 2020



Topic	IEC Standards	Changes for bifacial
Measurement issues, in particular for output power determination	IEC 60891, IEC60904-X	IEC TS 60904-1-2
Product qualification testing	IEC 61215-X, IEC 61730	Under progress
Energy Rating	IEC 61853-X	Under progress
PV materials and components	IEC 62852, IEC, 62790, IEC 62930	No changes proposed to date

Figura 3. Estándares actuales para la caracterización de paneles fotovoltaicos. Fuente: IEA-PVPS

Esto significa que posiblemente que gran parte de la producción futura de células bifaciales se utilice en módulos monofaciales combinado con encapsulante trasero blanco y / o láminas traseras reflectantes para mejorar la potencia del lado frontal.

Para que los módulos y sistemas bifaciales tengan éxito en el mercado, es necesario desarrollar normas para su clasificación y caracterización de forma sólida. Por lo tanto, se deben obtener modelos precisos y validados del rendimiento de los módulos y del sistema bifacial.

En el caso de la tecnología monofacial, hace años que se cuenta con estándares a la hora de caracterizar los módulos [4] [5] [6]. Estos estándares permiten comparar los distintos módulos del mercado de una forma segura y confiable.

Sin embargo, los procedimientos de prueba actuales para testear los paneles bifaciales no respetan las ganancias de la iluminación lateral trasera. Es por ello por lo que en estos momentos la tecnología bifacial presenta nuevos desafíos considerando primordial una caracterización reproducible y comparable de los módulos.

En la actualidad se está preparando un borrador para un nuevo estándar, que incluye diferentes métodos de medición para poder caracterizar los módulos bifaciales [7]. Como se observa en la figura 3, donde se muestra el estado actual de las normas vigentes respecto este tema, aún queda un largo camino que recorrer hasta que las tecnologías bifaciales sean estandarizadas a la hora de medir sus propiedades.

Esta ausencia de normativa respecto a la tecnología bifacial es la principal razón para llevarse a cabo el presente TFG.

## 1.2 OBJETIVOS

El objetivo principal de este TFG es tratar de aplicar un método teórico que logre caracterizar las curvas I-V de forma experimental en un conjunto de módulos bifaciales. El método, denominado “Irradiancia elevada  $G_e$ ” nos permitirá

obtener resultados en los que se podrán caracterizar de forma intrínseca los paneles. Es decir, se tendrá en cuenta el poder bifacial de la parte trasera de los módulos, pero sin que en los resultados afecte el albedo, la altura de los paneles y otra serie de factores externos que no son propiedades del panel en sí mismas. Para obtener estos resultados, el método propuesto va a trabajar con medidas monofaciales tomadas en ambos lados del módulo.

Obtenidas las medidas monofaciales, se analizarán los datos para discernir si son coherentes con lo esperado teóricamente, evaluando las curvas I-V obtenidas. Posteriormente se tratarán los resultados obtenidos en dichas medidas para ser utilizadas en el método propuesto de caracterización bifacial “Irradiancia elevada  $G_e$ ”.

Finalmente, se comparará el resultado final con las medidas monofaciales obtenidas a lo largo del método y con la caracterización dada por el fabricante, extrayendo las conclusiones oportunas.

Para la toma de medidas se hará uso de la instalación fotovoltaica (figura 4) situada en la azotea del edificio LUCIA (Lanzadera Universitaria de Centros de Investigación Aplicada).

Gracias a la colaboración del grupo de investigación GdS-OPTRONLAB, se dispondrá de los instrumentos necesarios para llevar a cabo las medidas pertinentes en este TFG.



*Figura 4. Instalación Fotovoltaica de paneles bifaciales en la azotea del edificio LUCIA.  
Fuente: Elaboración propia*

## 2. FUNDAMENTO TEÓRICO

En este apartado se van a describir los fundamentos teóricos que se han tenido en cuenta en el desarrollo de presente trabajo.

### 2.1 TECNOLOGÍA BIFACIAL

Aunque es actualmente cuando se está produciendo el auge de la tecnología bifacial, el primer diseño patentado de célula solar bifacial data de 1960 [8]. Dicha célula utilizó una unión p+ en ambos lados de una oblea de silicio de tipo n, con contactos unidos a los lados de la célula. A pesar de posteriores estudios relacionados con el diseño de las células, la tecnología bifacial no se hizo muy popular hasta las células PERC se produjeron a escala industrial.

Hasta hace poco, la mayoría de las células fotovoltaicas (PV) de silicio cristalino estaban fabricadas con silicio tipo p, con un contacto trasero de aluminio que es opaco a la luz. Estas células, llamadas “Células Superficie Posterior de Aluminio” (Al-BSF), son monofaciales: sólo pueden aceptar irradiación que incide en las células desde el lado frontal.

Diseños de células más avanzados, como las células PERC (Emisor pasivado y celda trasera), las células PERT (Emisor pasivado trasero totalmente difuso) y las células HIT (Heterounión con capa fina intrínseca), pueden emplear un contacto posterior localizado que requiere metalización de sólo una parte de la zona trasera de la celda. Estas células avanzadas son bifaciales, capaces de aceptar la luz de la parte trasera y delantera, como se muestra en la figura 5.

Los módulos bifaciales tienen el potencial de aumentar significativamente el rendimiento de las plantas de energía fotovoltaica con un aumento razonable

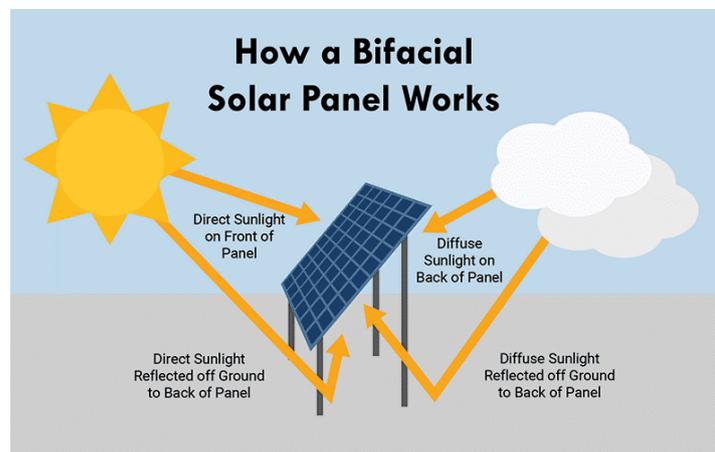


Figura 5. Funcionamiento de una célula bifacial. Fuente: Opengy.com

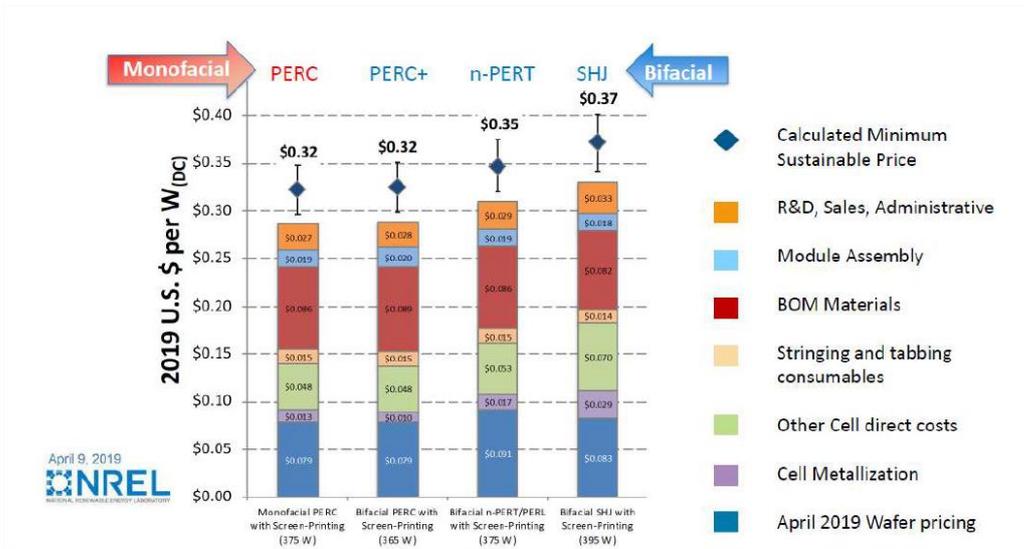


Figura 6. Costes de fabricación de módulos monofaciales y bifaciales. Fuente: IEA-PVPS

de los costos de producción, como se muestra en la figura 6 [9]. De acuerdo con el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) se ha demostrado una ganancia de energía adicional que del 5% hasta el 30%, dependiendo de los escenarios de cobertura del suelo y las configuraciones de montaje [10] [11].

A continuación, se van a describir los distintos tipos de células bifaciales existentes en la actualidad.

## 2.1.1 TIPOS DE CÉLULAS BIFACIALES

### 2.1.1.1 CÉLULAS PERC

Las células Al-BSF experimentaron un rápido aumento de producción entre 2004 y 2008, lo que representa la gran mayoría de las células solares a escala industrial producidas en ese período. Estas células presentaban tres principales inconvenientes técnicos [11]:

- Recombinación del lado trasero en toda el área del contacto trasero de aluminio.
- Absorción parcial de luz infrarroja en la parte trasera.
- Baja vida útil del portador en silicio tipo p.

La tecnología PERC, que ha sido desarrollada desde 1989, ha estado trabajando en las dos primeras limitaciones introduciendo contactos metálicos localizados y pasivación parcial en la parte posterior de las células. Sin embargo, se necesitaron 25 años de desarrollo hasta que la mejora del proceso permitió la producción en masa de células PERC. En la actualidad, las células PERC monofaciales están reemplazando a las células Al-BSF en la industria.

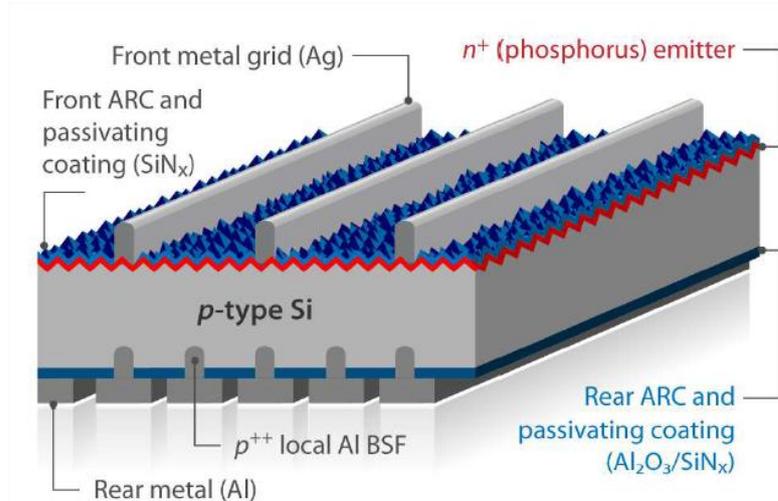


Figura 7. Estructura típica de una célula PERC+ tipo p. Fuente: IEA-PVPS

Según la Hoja de Ruta Tecnológica Internacional Fotovoltaica (ITRPV), la tecnología PERC alcanzará aproximadamente el 80% del mercado en los próximos años [3].

En estos momentos la tecnología PERC monofacial está muy cerca de su límite superior en cuanto a su eficiencia, en torno al 22,5%. La irrupción de la célula bifacial (PERC+) es una forma de mejorar su potencia de salida, sin aumentar significativamente los costes de fabricación.

Las células PERC+ tiene una composición similar a las PERC estándar. La diferencia radica en la última capa de la célula (Al), donde se dejan espacios que permiten que la irradiación incida por la zona trasera de la célula, otorgándola así de “bifacialidad” (65-75%) [12].

En la figura 7 se muestra la estructura típica de una celda PERC+ bifacial. La región del emisor n+ del lado frontal se pasiva con una capa dieléctrica de  $SiN_x$ , que también actúa como revestimiento antirreflectante. En la capa trasera de Aluminio (Al) existe una rejilla de dedo idéntica a la apertura de contacto láser local, el cual debe estar alineado para garantizar la superposición de la rejilla y la apertura de contacto del láser introducida a través de la pila de pasivación posterior (típicamente  $AlO_x$  o  $SiN_y$ ).

Los principales problemas que presentan este tipo de células bifaciales son:

- La optimización del grosor de la pila de pasivación del lado posterior de para mejorar las propiedades antirreflectantes.
- La alta resistividad específica de los huecos serigrafados del Aluminio, para minimizar las pérdidas de resistencia en serie.

### 2.1.1.2 CÉLULAS N-PERT

Las limitaciones de las células solares de tipo p están dirigiendo la atención de

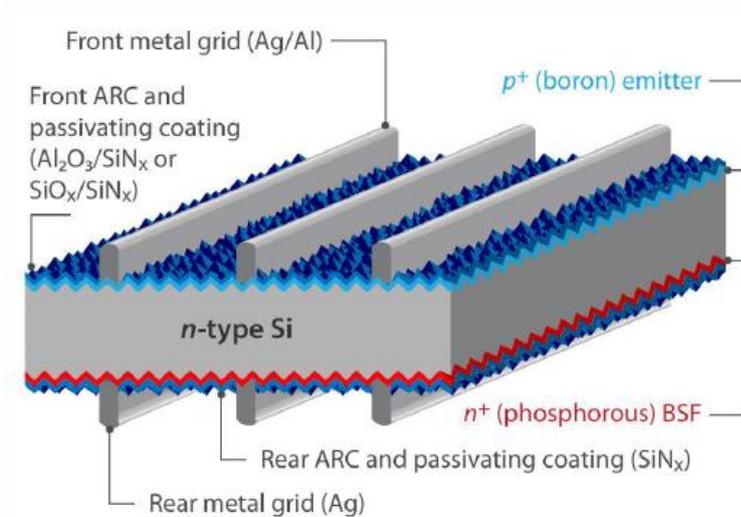


Figura 8. Estructura típica de una célula bifacial n-PERT. Fuente: IEA-PVPS

la industria fotovoltaica hacia células solares del tipo n de alta eficiencia, en las que están incluidas las células solares n-PERT, que son prometedoras por dos razones:

- Su manufacturación requiere procesos y maquinaria que son más o menos compatibles con las líneas de producción de células solares actuales.
- El concepto de células n-PERT permite una bifacialidad muy alta, entre el 75% y 95% [13].

En la figura 8 se muestra la estructura de una celda n-PERT. Por lo general, la celda n-PERT presenta un emisor Boro dopado p+ en la zona frontal que está pasivado con un revestimiento dieléctrico. La zona posterior está cubierta por fósforo dopado n+, que está pasivado con aproximadamente 80 nm de espesor.

Para formar las regiones dopadas dentro de las obleas existen diferentes métodos:

- Procesos de difusión posteriores en horno de tubo con  $POCl_3$  para el dopante n+ y  $BBr_3$  (o  $BCl_3$ ) para el dopante p+.
- Depositar una fuente de difusión en la superficie y realizar un tratamiento posterior a alta temperatura para promover la difusión de los dopantes hacia la oblea.
- Uso de la implantación de iones y el recocido a alta temperatura para la activación del dopante.

La industria mayoritariamente ha optado por la primera opción frente a las otras porque los hornos de difusión de tubos ofrecen un alto rendimiento y costes de operación e inversión asumibles. Sin embargo, debido a que los

procesos de difusión de gas en los tubos son de dos caras, el dopaje parasitario no intencionado del lado equivocado es un problema. Existen dos métodos que pueden abordar este problema: utilizar barreras de difusión para evitar el dopaje parasitario o realizar un grabado por una cara para eliminar el dopaje parasitario después de la difusión [14].

Después del desarrollo del primer concepto de celda n-PERT en 2002 [15], la investigación se ha centrado en mejorar la eficiencia y compatibilidad del concepto con la producción industrial en masa. Las eficiencias medias de estas células superan en estos momentos superan el 21,5% [16].

### 2.1.1.3 CÉLULAS HETEROUNIÓN HJT

Las células solares de heterounión (HJT) reducen las pérdidas relacionadas con la recombinación en las células solares convencionales manteniendo una buena pasivación superficial y proporcionando selectividad de portador [17]. La aplicación de este concepto en ambas caras de la oblea da lugar a la que se conoce como célula solar de doble heterounión, que permite eliminar todos los pasos térmicos de difusión en el proceso de fabricación (emisor y BSF).

Hoy en día, este concepto de célula está asociado a Sanyo Corporation, ahora Panasonic Corporation, que desarrolló y patentó la tecnología como heterounión con capa fina intrínseca (HIT) [18].

En la figura 9 se muestra la estructura típica de célula solar bifacial HJT en configuración de unión frontal. En la estructura de la célula HJT, la pasivación de la superficie es proporcionada por silicio amorfo intrínseco (a-Si:H) depositado por deposición de vapor químico mejorado con plasma en ambos lados de la oblea. La selectividad del portador es proporcionada por capas de a-Si:H dopadas in situ en la parte superior. Las capas de a-Si:H dopadas de tipo

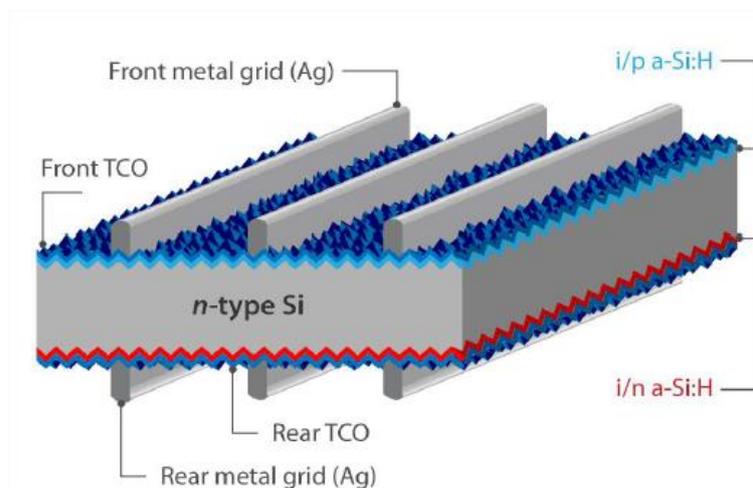


Figura 9. Estructura típica de una célula bifacial Heterounión HJT. Fuente: IEA-PVPS

n y p se aplican a lados opuestos de la oblea, respectivamente, para formar contactos eléctricos con los electrones y agujeros en la oblea. Para mejorar el transporte lateral de los portadores recolectados hacia las rejillas metálicas, se pulverizan óxidos conductores transparentes sobre las capas de a-Si:H dopadas en ambos lados de la oblea.

Se ha demostrado eficiencias de conversión superiores al 25% para las células solares HJT de gran superficie en dos configuraciones: las de contacto frontal y posterior [19] y las de contacto posterior interdigitado (IBC) [20].

La tecnología HJT ofrece otras ventajas importantes [17] :

- Buena pasivación de las superficies, tanto frontal como trasera.
- Los procesos de fabricación son a baja temperatura ( $<300^{\circ}\text{C}$ ), con lo cual la fabricación de los dispositivos es menos costosa y no se dañan los sustratos por estrés térmico
- Compatibilidad con obleas delgadas para permitir costos más bajos
- Alto potencial de bifacialidad. Normalmente, el factor de bifacialidad de las células HJT está por encima del 90%.

Como limitación más significativa, la tecnología de células solares HJT experimenta una absorción óptica parásita en las capas de óxido conductor transparente (TCO) y en las capas de a-Si:H. Sin embargo, las condiciones del proceso de deposición de vapor químico mejorado con plasma pueden optimizar este problema.

### 2.1.2 MÓDULOS BIFACIALES

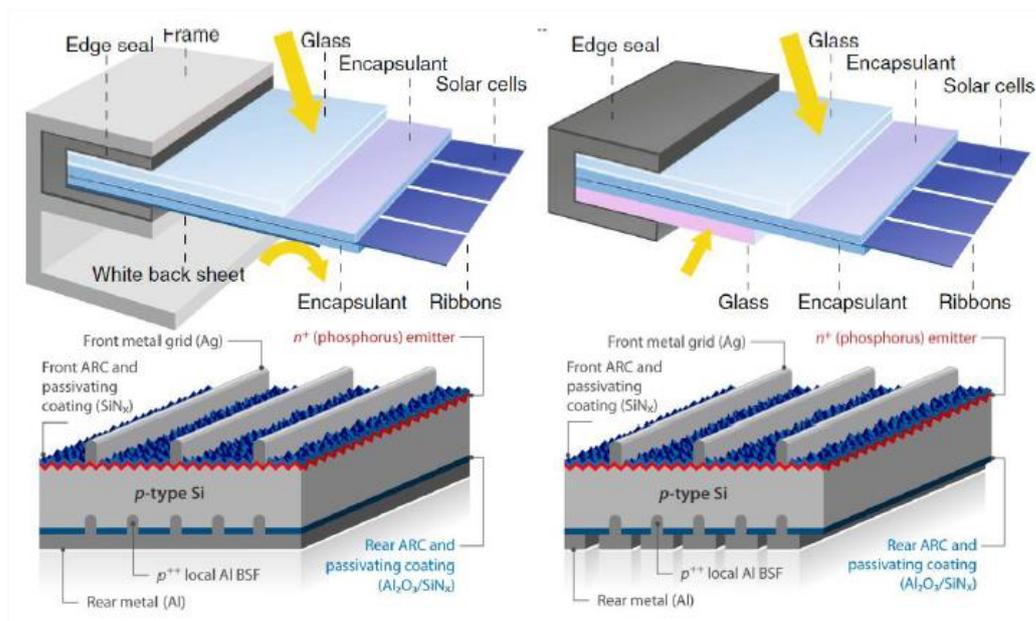


Figura 10. Diferencias entre módulos PV: monofaciales (Arriba a la izquierda) y bifaciales (Arriba a la derecha) y diferencias entre células solares: monofaciales PERC (Abajo a la izquierda) y bifaciales PERC+ (Abajo a la derecha). Fuente: IEA-PVPS



Las diferencias entre el diseño de módulos monofaciales y bifaciales se produce principalmente en la parte posterior lateral, pero en algunos casos puede ocurrir en los bordes del módulo. La figura 10 muestra un módulo monofacial y una célula solar en el lado izquierdo y un módulo bifacial y una célula solar en el lado derecho. La red metálica es diferente en los dos casos. Para las células monofaciales PERC la red es de Aluminio. Sin embargo, para células bifaciales nPERT, HJT o IBC la red metálica es de plata (Ag). La diferencia da como resultado un revestimiento antireflectante expuesto en la parte posterior de los módulos bifaciales.

En los módulos bifaciales, la cubierta de la parte trasera consta de vidrio o una lámina posterior de polímero transparente. Cuando se utilizan láminas traseras, el módulo debe estar soportado por un marco de aluminio. Sin embargo, en algunos casos, la rigidez de los módulos de vidrio-vidrio hace que un marco sea innecesario y los bordes están simplemente sellados.

### 2.1.2.1 GANANCIA BIFACIAL

La ganancia bifacial se define como la contribución de la parte posterior del panel en la Potencia Total entregada. Depende en gran medida de la cantidad y distribución de la irradiación que llega a la superficie trasera del módulo, que depende de los siguientes factores:

- Geometría de montaje (altura del módulo, ángulo de inclinación del módulo, distancias entre filas).
- El albedo del suelo y su homogeneidad.
- Estructura de montaje, que también influye en la homogeneidad de la irradiancia de la parte trasera.
- Diseño y dimensionamiento de los componentes del sistema (BOS).

### 2.1.2.2 ALBEDO

El albedo es uno de los factores más importantes a la hora de tener la contribución de la zona trasera a la potencia total proporcionada. Se define como la fracción de luz solar incidente que refleja una superficie. Varía con la distribución espectral y angular de la luz solar, por lo que no es constante para

Surface	Albedo
Grass	0.15 to 0.26
Snow	0.55 to 0.98
Black soil	0.08 to 0.13
Clay soil	0.16 to 0.23
Sand	0.21 to 0.60
Asphalt pavement, new	0.09
Asphalt pavement, weathered	0.18

Figura 11. Albedo en diferentes superficies. Fuente: IEA-PVPS

una superficie dada. En la figura 11 se muestra el rango de albedo para diferentes superficies.

## 2.2 CURVAS I-V

El principio de funcionamiento (figura 12) de una célula fotovoltaica se basa en que cuando se conecta una carga y la célula está iluminada, se produce una diferencia de potencial en extremos de la carga y circula una corriente por ella (efecto fotovoltaico). La corriente entregada por la célula solar es el resultado neto de dos componentes internas de corriente que se oponen entre sí: la corriente de oscuridad y la corriente de iluminación [21].

Corriente de oscuridad, debida a la generación de portadores que produce la iluminación:

$$I_D(V) = I_0 \cdot \left[ e^{\frac{q_e \cdot V}{m \cdot k \cdot T}} - 1 \right] \quad \text{con } 1 < m < 2$$

Corriente de iluminación, debida a la recombinación de portadores que produce el voltaje externo necesario para poder entregar energía a la carga:

$$I_{ph} = I_L$$

La curva de intensidad-voltaje o curva I-V es la curva característica de un panel fotovoltaico y representa los puntos de funcionamiento de corriente y voltaje medidos experimentalmente a una irradiancia y temperatura de las células definidas [22].

En la siguiente ecuación se define la corriente que proporciona la célula, obteniendo los puntos de los valores I-V en los que puede trabajar:

$$I = I_L - I_D(V) = I_L - I_0 \cdot \left[ e^{\frac{q_e \cdot V}{m \cdot k \cdot T}} - 1 \right]$$

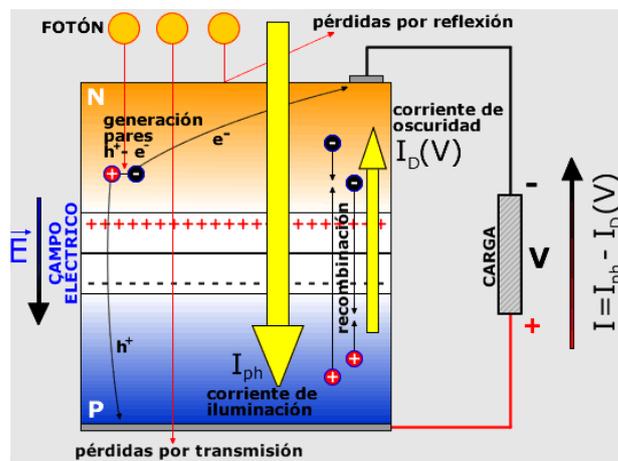


Figura 12. Principio de funcionamiento de una célula fotovoltaica. Fuente: Ujaen.es

que también se puede expresar como:

$$I = I_{SC} \cdot \left[ 1 - e^{-\frac{q_e \cdot (V_{OC} - V)}{m \cdot k \cdot T}} \right]$$

En la figura 13 se pueden observar los parámetros fundamentales que caracterizan el dispositivo, que se van a describir a continuación:

- Corriente de Cortocircuito: se define como el máximo valor de corriente que circula por la célula y se da cuando la célula está en cortocircuito:

$$I_{SC} = I(V = 0) = I_L$$

- Tensión de Circuito Abierto: es el máximo valor de tensión en extremos de la célula y se da cuando esta no está conectada a ninguna carga.

$$V_{OC} = V(I = 0) \Rightarrow I_L = I_D(V_{OC})$$

$$V_{OC} = m \cdot \frac{kT}{q_e} \cdot \ln \left( \frac{I_L}{I_0} + 1 \right)$$

- Punto de máxima Potencia ( $P_{max}$ ): Es el producto del valor de tensión máxima ( $V_{mpp}$ ) e intensidad máxima ( $I_{mpp}$ ) para los que la potencia entregada a una carga es máxima.
- Tensión máxima ( $V_{mpp}$ ): Tensión en el punto de máxima potencia. Con esta tensión se producirá la máxima potencia y dicha tensión será siempre menor que la de circuito abierto.

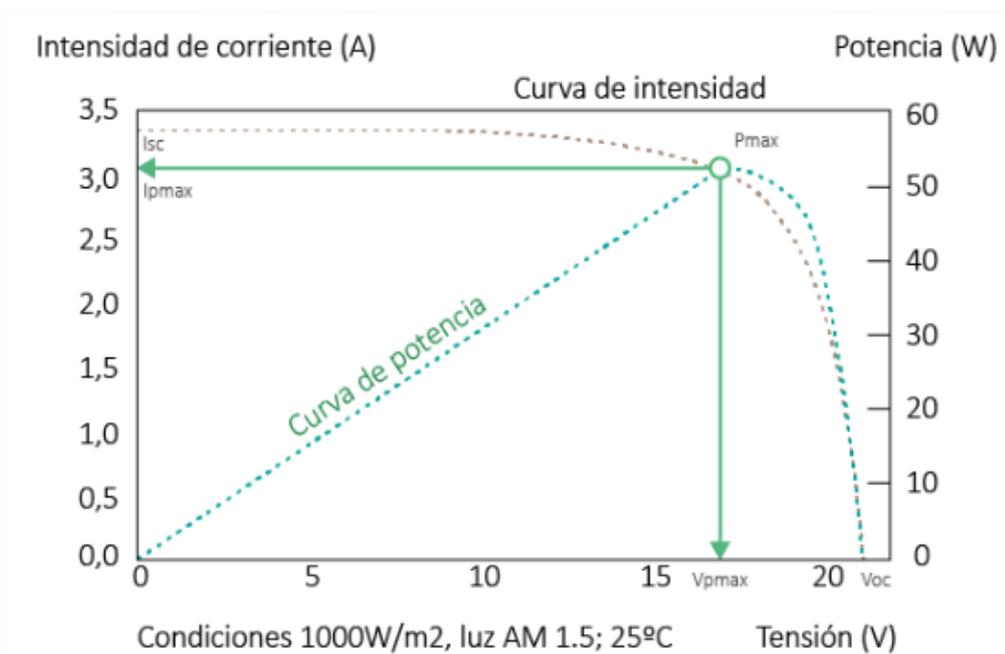


Figura 13. Curva característica I-V de una célula fotovoltaica en iluminación. Fuente: AutoSolar.com



- Intensidad máxima ( $I_{mpp}$ ): Corriente en el punto de máxima potencia. Con esta tensión se producirá la máxima potencia y dicha intensidad será siempre menor que la de cortocircuito.

Las curvas I-V de los paneles y los parámetros obtenidos a través de ellas vienen dadas por el fabricante, y son realizadas en unas condiciones predefinidas [6], las condiciones estándar o STC (standard test condition);

- Irradiancia:  $1000 W/m^2$
- Temperatura de las células:  $25^\circ C$
- Distribución espectral (AM): 1,5

La irradiación es la potencia incidente por unidad de superficie de todo tipo de radiación electromagnética. La irradiación solar es la potencia recibida por los rayos del sol después de haber atravesado la atmósfera terrestre y se mide en  $W/m^2$ .

La distribución espectral o índice de masa de aire afecta al espectro de la radiación solar y se calcula con la siguiente fórmula:

$$MA = \frac{P}{P_0 \cdot \text{sen}(h)}$$

Siendo  $P$  la presión atmosférica en el momento de la medida,  $P_0$  la presión atmosférica al nivel del mar y  $h$  el ángulo cenital.

Existen además dos parámetros fundamentales a la hora de definir las prestaciones de un panel solar:

- Factor de Forma ( $FF$ ): Se define como el cociente de la potencia máxima que se puede entregar a una carga entre el producto de la intensidad de cortocircuito y la tensión de circuito abierto.

$$FF = \frac{I_{mpp} \cdot V_{mpp}}{I_{SC} \cdot V_{oc}}$$

Este es un parámetro clave para evaluar el rendimiento de las células solares comerciales. Las células solares típicas tienen un factor de forma mayor de 0,7. Si fuera inferior a este valor se consideraría que son células de muy bajas prestaciones.

- Eficiencia de conversión energético o rendimiento ( $\eta$ ): El cociente entre la máxima potencia eléctrica que se puede entregar a la carga ( $P_{max}$ ) y la irradiancia incidente ( $P_L$ ) sobre la célula, que es el producto de la irradiancia incidente  $G$  por el área de captación  $S$ .

Además de la curva I-V en la figura 13 se muestra la curva de Potencia-Tensión (P-V), donde se observa el punto de potencia máxima  $P_{max}$  y la intensidad y

voltaje a los que se obtiene ( $I_{mpp}$ ,  $V_{mpp}$ ).

## 2.3 MÉTODO TEÓRICO DE CORRECCIÓN DE LA CURVA I-V

Como se ha mencionado anteriormente las curvas I-V se ven afectadas por las condiciones ambientales, tales como la irradiación, la temperatura y la distribución espectral de la masa de aire. En este apartado veremos afecta cada factor a la curva I-V y por lo tanto a la energía suministrada por el panel. Finalmente se expondrá el modelo teórico que permite trasladar la curva I-V desde las condiciones STC hasta las condiciones de operación deseadas.

### 2.3.1 VARIACIÓN DE LA CURVA I-V CON LA IRRADIACIÓN

La irradiancia afecta generalmente a la corriente de forma que la corriente de cortocircuito  $I_{SC}$  se puede considerar proporcional a la misma [23]:

$$I_{SC}(G_2) = I_{SC}(G_1) \cdot \frac{G_2}{G_1}$$

donde  $I_{SC}(G_i)$  es la corriente de cortocircuito para un nivel de irradiancia  $G_i$ .

La ecuación es válida para variaciones de irradiancia manteniendo la temperatura constante, aunque es una buena aproximación si la temperatura varía y se desprecian los efectos que tiene sobre  $I_{SC}$ .

La tensión de circuito abierto varía poco con la irradiancia, aunque también decrece, pero a efectos prácticos se puede considerar constante.

En el ejemplo de la figura 14 se observa la influencia de la irradiación manteniendo la temperatura constante.

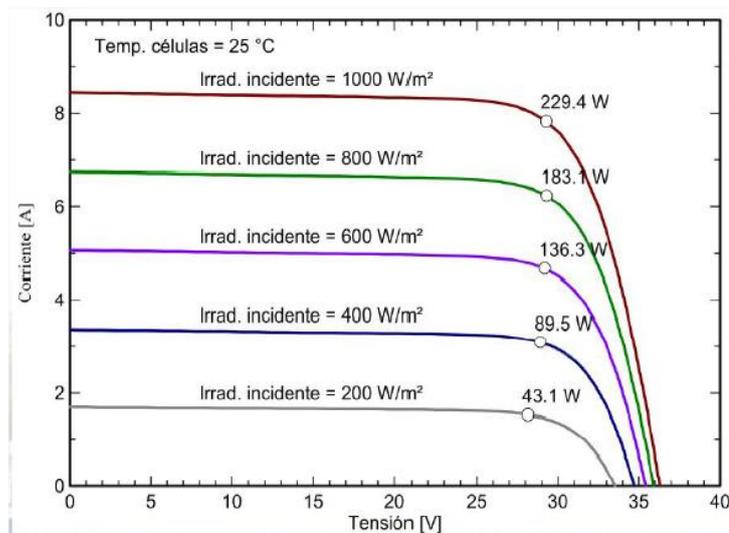


Figura 14. Efecto de la irradiación en la curva I-V. Fuente: Apuntes Energías Renovables 2018-2019

### 2.3.2 VARIACIÓN DE LA CURVA I-V CON LA TEMPERATURA

La temperatura de las células afecta principalmente a los de tensión de la curva I-V, teniendo una influencia mayor en la tensión de circuito abierto  $V_{OC}$ , aunque también modifica los valores de la Potencia máxima  $P_{max}$  y la corriente de cortocircuito  $I_{SC}$  en menor medida. En la figura 15 se muestra un ejemplo de cómo afecta la temperatura a la curva I-V dada una irradiación constante.

Las propiedades térmicas de los paneles están caracterizadas por 3 parámetros que nos proporciona el fabricante y que están relacionados con la variación de la  $I_{SC}$ ,  $V_{OC}$  y  $P_{max}$  respecto a la temperatura.

- $\alpha$ : Coeficiente intensidad-temperatura: Variación de  $I_{SC}$  por grado centígrado de variación de temperatura de la célula.
- $\beta$ : Coeficiente tensión-temperatura: Variación de la tensión  $V_{OC}$  de un módulo fotovoltaico por grado centígrado de variación de la temperatura de la célula.
- $\gamma$ : Coeficiente potencia-temperatura: Disminución relativa de la eficiencia del módulo por grado centígrado de variación de la célula.

La ecuación que define la variación de  $V_{OC}$  partiendo de las condiciones STC ( $T_{cel,STC} = 25\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) es la siguiente [24]:

$$V_{OC}(T_{cel}) = V_{OC,STC} - N_S \cdot \beta \cdot (25 - T_{cel})$$

donde  $N_S$  es el número de células conectadas en serie y  $\beta$  es el coeficiente de variación de la tensión  $V_{OC}$ .

La temperatura de la célula también afecta ligeramente a la corriente de cortocircuito, aunque en ocasiones se desprecia su efecto. Pero si se tuviera

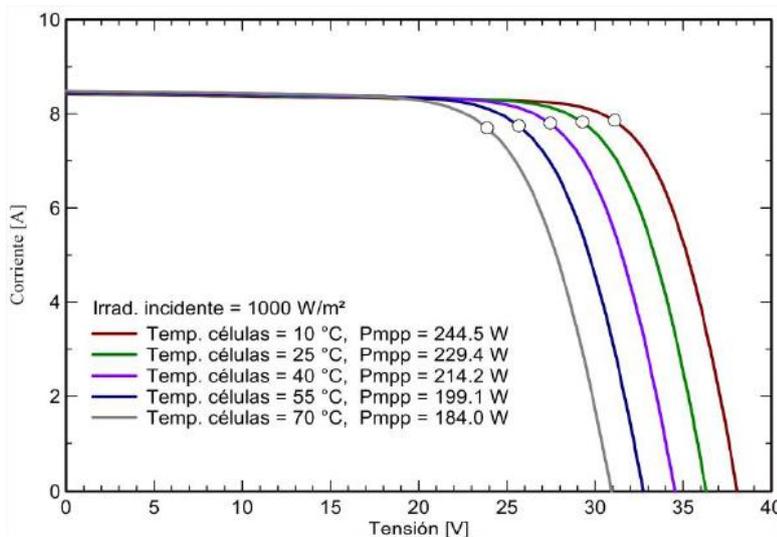


Figura 15. Efecto de la temperatura en la curva I-V. Fuente: Apuntes Energías Renovables 2018-2019

en cuenta tanto la variación de la irradiancia  $G$  como la de la temperatura de célula  $T_{cel}$ , la  $I_{SC}$  se calcula como:

$$I_{SC}(G, T_{cel}) = I_{SC,STC} \cdot \frac{G}{1000} \cdot [1 + \alpha \cdot (T_{cel} - 25)]$$

### 2.3.3 TRASLACIÓN DE LA CURVA I-V

Con las ecuaciones de los apartados anteriores se pueden calcular los parámetros fundamentales de las curvas I-V en las condiciones ambientales que se quiera.

Una vez obtenidos  $I_{SC}$  y  $V_{OC}$  en las condiciones deseadas, para trasladar el resto de los puntos de la curva I-V se corrige la cantidad necesaria hasta alcanzar los valores corregidos de  $I_{SC}$  y  $V_{OC}$ , es decir:

$$I_{2,i} = I_{1,i} + \Delta I_{SC,i} \quad \text{con} \quad \Delta I_{SC,i} = (I_{SC,2} - I_{SC,1}) \cdot \frac{I_{1,i}}{I_{SC,1}}$$
$$V_{2,i} = V_{1,i} + \Delta V_{OC,i} \quad \text{con} \quad \Delta V_{OC,i} = (V_{OC,2} - V_{OC,1}) \cdot \frac{V_{1,i}}{V_{OC,1}}$$

siendo los puntos  $I_{1,i}$  y  $V_{1,i}$  cada punto de la curva I-V de partida y los puntos  $I_{2,i}$  y  $V_{2,i}$  cada punto de la curva I-V en las nuevas condiciones ambientales requeridas [25].

## 2.4 MÉTODOS PARA CARACTERIZAR CURVAS I-V EN PANELES BIFACIALES

En la actualidad los métodos para caracterizar los paneles bifaciales aún no están definidos. La principal causa de ello es que no se ha determinado de manera estandarizada como debe medirse la irradiación incidente en la parte trasera de los paneles. Los valores etiquetados a menudo se extrapolan de las mediciones de STC del lado frontal, asumiendo un aumento de potencia lineal, o se miden con un reflector indefinido detrás del módulo. En cualquier caso, la comparabilidad de los valores de la hoja de datos es pobre.

Las mediciones existentes para paneles solares están regidas por las múltiples partes de norma IEC 60904 [4] [5] [6], la cual está ideada para paneles monofaciales. Para caracterizar paneles bifaciales se está desarrollando una norma internacional propuesta para tener en cuenta su capacidad para generar energía tanto desde la parte delantera como desde el lado trasero. Estas especificaciones, publicadas en enero de 2019, se definen en IEC TS 60904-1-2 [26]. La especificación incluye procedimientos para determinar la potencia de salida bifacial bajo luz natural o con un simulador solar, que se van a desarrollar en los siguientes apartados.

### 2.4.1 MÉTODO DE ILUMINACIÓN BIFACIAL

Este método, diseñado para interior, requiere de un simulador solar con dos fuentes de luz y niveles de irradiancia ajustables, de forma que permita una iluminación en la parte frontal  $G_f = 1000 \text{ W/m}^2$  e iluminación en la parte trasera con al menos dos niveles de irradiancia en los rangos comprendidos entre [7]:

$$G_{r_{i(i=1,2,3,\dots)}} \begin{cases} 0 < G_{r_i} < 100 \text{ W/m}^2 \\ 100 \leq G_{r_i} < 200 \text{ W/m}^2 \\ G_{r_i} \geq 200 \text{ W/m}^2 \end{cases}$$

Esta caracterización para módulos bifaciales mediante un simulador solar está constituida por tres etapas principales:

- Medición del factor de bifacialidad en condiciones estándar (STC).
- Determinación del rendimiento de ganancia de potencia impulsada por la irradiancia trasera, el poder bifacial *BiFi*.
- Determinación de la potencia de salida con irradiancias traseras de  $100 \text{ W/m}^2$  y  $200 \text{ W/m}^2$ .

El poder bifacial requiere de un diagrama de  $P_{max}$  frente a  $G_r$  para distintos valores de  $G_r$ . La pendiente de esta gráfica se define como *BiFi*, considerando este el poder bifacial. El uso de la pendiente se basa en la suposición de que el rendimiento del módulo en condiciones STC en la parte delantera y con cualquier nivel de irradiancia trasera se puede calcular por interpolación.

Para este método se ha ideado también una configuración alternativa al simulador solar con dos fuentes de luz. Esta consiste en dos espejos en un ángulo de  $45^\circ$  que dirigen la luz del simulador solar simultáneamente a ambos lados del módulo [27], como se describe en la figura 16.

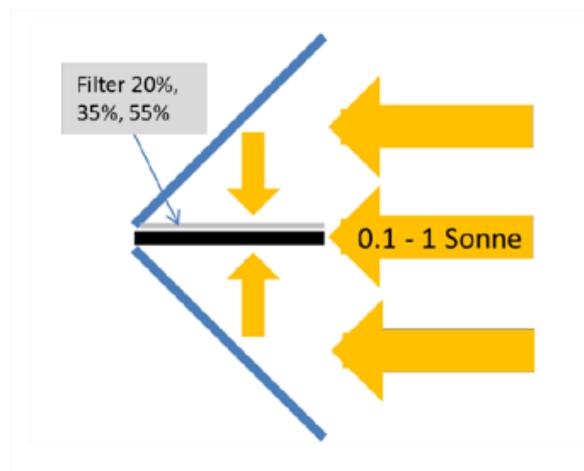


Figura 16. Configuración con dos espejos para iluminación bifacial. Fuente: Schmid y otros (2017)

Los espejos están hechos de una lámina reflectora recubierta de plata, con una reflectancia superior al 95% en el rango de longitud de onda de 300 – 1200 nm. Las láminas reflectoras están unidas a paneles de vidrio para obtener una superficie lisa y mantener una buena homogeneidad de irradiancia.

La potencia del simulador se puede ajustar entre 100 – 1000 W/m<sup>2</sup>, y al insertar filtros de atenuación se puede reducir la intensidad trasera. Con esta intensidad variable, se pueden simular las condiciones de irradiación típicas para diferentes geometrías de instalación.

### 2.4.2 MÉTODO DE IRRADIANCIA ELEVADA $G_e$ EN INTERIORES

Como la mayoría de los laboratorios y productores de módulos no tienen la posibilidad de medir la curva I-V de un módulo bajo iluminación bifacial, es deseable obtener resultados confiables basados en mediciones monofaciales.

Este método se basa en la posibilidad de medir la potencia de salida  $P_{max}$  utilizando una irradiación elevada equivalente  $G_e$ . Esta irradiación se obtiene con la siguiente fórmula:

$$G_e = 1000 \frac{W}{m^2} + \varphi \cdot G_{r,i}$$

siendo

$$\varphi = \text{Min}(\varphi_{I_{SC}}, \varphi_{P_{max}})$$

Con esta propuesta se puede obtener una caracterización de los módulos bifaciales a partir de medidas monofaciales de cada lado del panel por separado. El método requiere de los siguientes pasos [28]:

- Medición bajo STC en el lado delantero y trasero del módulo por separado.

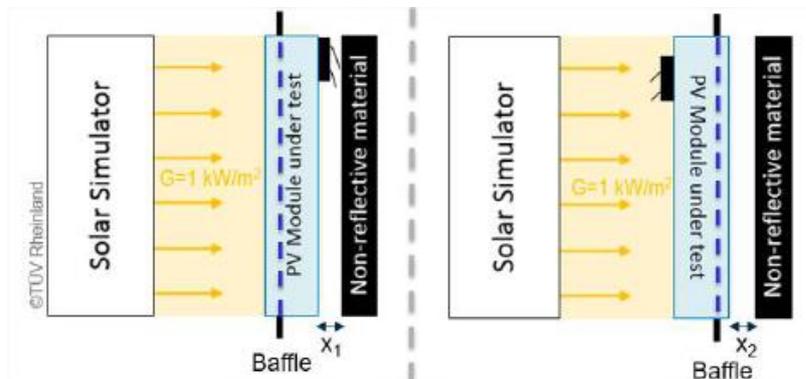


Figura 17. Caracterización del lado frontal (f) y el lado trasero (r) del módulo en interiores. Fuente: TÜV Rheinland

- Cálculo del coeficiente de bifacialidad  $\varphi$ .
- Determinación de la irradiación elevada  $G_e$

A la hora de medir cada lado por separado es necesario proteger de la luz parásita incidente la zona que no se pretende incluir en las mediciones (figura 17). Por lo tanto, la luz incidente en la cubierta trasera se reduce a la transmisión a través del módulo y a la luz que pasa por los pequeños huecos del módulo. De esta forma se determinan los parámetros del módulo eléctrico de cada lado con la máxima precisión.

El rendimiento relativo de la parte posterior de los módulos bifaciales se describe mediante factores de bifacialidad que se definen en IEC 60904-1-2 [26] como tres relaciones. Estas proporciones se determinan en condiciones STC.

Cálculo del coeficiente de bifacialidad:

$$\varphi_{Isc} = \frac{I_{sc,rear}}{I_{sc,front}}$$

$$\varphi_{Pmax} = \frac{P_{max,rear}}{P_{max,front}}$$

$$\varphi_{Voc} = \frac{V_{oc,rear}}{V_{oc,front}}$$

### 2.4.3 MÉTODO DE IRRADIANCIA ELEVADA $G_e$ EN EXTERIORES

Los dos métodos propuestos hasta ahora se basan en mediciones en interiores con simuladores solares ajustables, con las ventajas que ello conlleva. En muchas ocasiones no es posible la disponibilidad de tales condiciones, como ocurre en el caso del presente trabajo. Antes este problema se presenta otro método basado en mediciones monofaciales en exteriores.

Conceptualmente es similar al método de irradiación elevada  $G_e$  en interiores. Pero con este método no es posible ajustar la irradiación incidente en las mediciones. En la figura 18 se ilustra este método.

Los pasos principales de este método son:

- Medición bajo STC en el lado delantero y trasero del módulo por separado.
- Cálculo del coeficiente de bifacialidad  $\varphi$ .
- Determinación de la irradiación elevada  $G_e$ .

La diferencia en este caso radica en el cálculo de  $G_e$ . TÜV Rheinland ha propuesto condiciones de prueba bifaciales estándar de irradiancia frontal

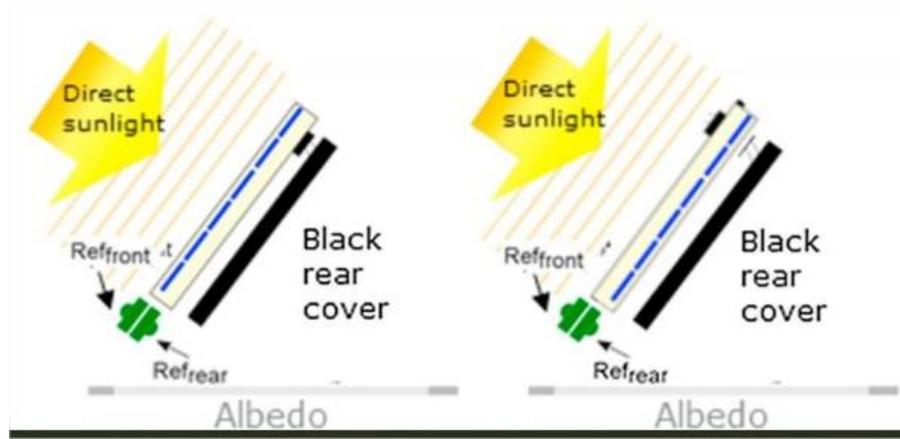


Figura 18: Caracterización del lado frontal (f) y el lado trasero (r) bajo radiación solar. Fuente: Solar Energy (ISES)

$G_f = 1000 \text{ W/m}^2$  y de irradiancia trasera  $G_r = 135 \text{ W/m}^2$  [29]. La definición de irradiancia trasera deriva del trabajo en el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) y el Laboratorio Nacional de Sandia, y está relacionado con las siguientes condiciones:

- Factor de albedo: 0,21
- Altura libre: 1 m
- Angulo de inclinación:  $37^\circ$
- Irradiancia en el lado frontal:  $1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$

Por lo tanto, con este método la potencia de salida nominal en condiciones BSTC (Bifacial Standard Test Conditions) se mide con una irradiancia equivalente  $G_e$ .

Electrical Data		
	STC	BSTC
Nominal Power	300 W ( $\pm 3\%$ , k=2)	330 W ( $\pm 3.5\%$ , k=2)
Open-Circuit Voltage ( $V_{oc}$ )	38.5 V ( $\pm 1\%$ , k=2)	39 V ( $\pm 1.2\%$ , k=2)
Short-Circuit Current ( $I_{sc}$ )	9.4 A ( $\pm 2.8\%$ , k=2)	10.2 A ( $\pm 3\%$ , k=2)
Bifaciality ( $\phi$ )	0.7 ( $\pm 0.05$ , k=2)	
Maximum System Voltage	1000 V IEC	
Maximum OC Protection Rating	20 A	
Power Temp Coef. ( $P_{mpp}$ )	-0.4% / K ( $\pm 0.05\%$ , k=2)	
Voltage Temp Coef. ( $V_{oc}$ )	-0.31% / K ( $\pm 0.02\%$ , k=2)	
Current Temp Coef. ( $I_{sc}$ )	0.05% / K ( $\pm 0.01\%$ , k=2)	
STC: AM1.5G; Temp. = 25°C; Irradiance = 1000 W/m <sup>2</sup>		
BSTC: AM1.5G; Temp. = 25°C; Irradiance = 1000+ $\phi$ ·135 W/m <sup>2</sup>		

©TÜV Rheinland

Figura 19. Ejemplo de la Placa de Características de un módulo fotovoltaico bifacial con caracterización en BSTC. Fuente: TÜV Rheinland



$$G_e = 1000 \frac{W}{m^2} + \varphi \cdot 135 \frac{W}{m^2}$$

Las condiciones BSTC está siendo consideradas de manera notoria por la IEC como un requisito para la clasificación de potencia. En la figura 19 se puede un ejemplo de la Placa de Características de un módulo fotovoltaico bifacial con caracterización en BSTC.



### 3. PRESENTACIÓN DE MEDIDAS Y ANÁLISIS

Para llevar a cabo el presente TFG se han utilizado los paneles solares bifaciales disponibles en la azotea del edificio LUCÍA, unos módulos LG400N2T-A5, compuestos por 72 células (6x12) de silicio monocristalino.

En el procedimiento de la toma de medidas de los módulos con el trazador SOLAR I-Ve surgieron dificultades a la hora de medir las curvas I-V. No se era posible obtener medidas de ningún tipo en múltiples ocasiones. Al medir los paneles de modo unitario los valores de la tensión  $V_{DC}$  y/o la corriente  $I_{DC}$  no eran estables. Este problema no permitía avanzar con el desarrollo del presente TFG. Analizando los posibles errores en el manual de instrucciones del SOLAR I-Ve [30] se optó por conectar dos paneles en serie y de esta forma el problema quedó solventado.

Por lo tanto, en el TFG se van a caracterizar 3 parejas de paneles, que llamaremos bloque 1, bloque 2 y bloque 3. Se tomarán las medidas de cada pareja de módulos solares para así obtener los datos de forma adecuada y posteriormente aplicar a cada pareja el método de la Irradiancia elevada  $G_e$  en exteriores descrito en el capítulo 2.

En el procedimiento de la toma de datos se tomaron varias medidas de cada bloque de módulos con el fin de comprobar la coherencia de estas y reducir la presencia de errores en la medida. En el apartado de la presentación de las medidas se expondrá en cada caso una de ellas, que será lo suficientemente representativa.

#### 3.1 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO

En primer lugar, se va a describir el instrumental utilizado para la toma de medidas de las curvas I-V.

##### 3.1.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS LG400N2T-A5

Los módulos por caracterizar son del fabricante LG y concretamente módulos de la serie LG400N2T-A5 del modelo LG NeON 2 BiFacial, propiedad del grupo GdS-OBTRONLAB. Estos paneles se encuentran disponibles en la azotea del edificio LUCÍA (Universidad de Valladolid), como se puede ver en la figura 20.

Cada módulo está compuesto por 72 células (6x12) de silicio monocristalino tipo N. Las características de los paneles están descritas a continuación en la figura 21. En ella podemos ver los valores de  $I_{SC}$  y  $V_{oc}$ , así como los valores de la corriente y tensión nominales [31], y de la potencia máxima del módulo.



Figura 20. Instalación fotovoltaica en el edificio LUCIA (Universidad de Valladolid). Fuente: Elaboración propia

Serial No. <b>904K5FS1440R</b>		Max. Load (IEC)	<b>5400</b> Pa
Manufactured Date	<b>190405</b>	Max. Load (UL)	<b>60</b> lb/ft <sup>2</sup>
Pmax	<b>400</b> W	Max. Sys. Voltage (CANADA)	<b>1,000</b> V
Power Tolerance	<b>-0/+3</b> %	Max. Sys. Voltage (USA)	<b>1,500</b> V
Vmpp	<b>42.20</b> V	Max. Sys. Voltage (IEC)	<b>1,000</b> V
Imp	<b>9.49</b> A	Max. Series Fuse	<b>20</b> A
Voc	<b>49.40</b> V	Module Fire Performance (USA)	<b>Type 1</b>
Isc	<b>10.23</b> A	Fire Rating (CANADA)	<b>Class C</b>
*Standard Test Condition : 1,000 W/m <sup>2</sup> , AM 1.5, 25°C			

Figura 21. Placa de Características de los paneles bifaciales LG400N2T-A5. Fuente: LG Electronics

Todos estos valores, como se ha expuesto en la introducción se han obtenido bajo las condiciones estándar STC, por lo que no ha tenido en cuenta la contribución de la parte trasera de módulo.

$$I_{sc,mono} = 10,23 \text{ A}$$

$$V_{oc,mono} = 49,40 \text{ V}$$

$$I_{mpp,mono} = 9,49 \text{ A}$$

$$V_{mpp,mono} = 42,20 \text{ V}$$

$$P_{max,mono} = 400 \text{ W}$$

Los parámetros térmicos de los paneles proporcionados por el fabricante son

los siguientes:

$$\alpha = 0,03 \text{ \%}/^{\circ}\text{C}$$

$$\beta = -0,27 \text{ \%}/^{\circ}\text{C}$$

$$\gamma = -0,36 \text{ \%}/^{\circ}\text{C}$$

### 3.1.2 INSTRUMENTO MULTIFUNCIÓN HT SOLAR I-Ve

Para la obtención de las Curvas I-V hemos utilizado el dispositivo multifunción SOLAR IV-e de la marca HT que aparece en la figura 22, el cual nos permite obtener tanto la medida de la curva característica I-V de uno o más módulos o de un grupo completo de los mismos, como la obtención de los datos relativos a la irradiación y a la temperatura de forma simultánea. También facilita la medida tanto de la tensión de vacío  $V_{oc}$ , como de la corriente de cortocircuito  $I_{SC}$  hasta un máximo de 1500 voltios y 15 amperios respectivamente [32]. El SOLAR I-Ve gestiona una base datos de más de 30.000 módulos seleccionables, entre los cuales no se encuentra el módulo a tratar en este TFG, ya que es un módulo relativamente nuevo. En cualquier caso, dispone de la posibilidad de introducir módulos de forma manual, así como todos sus parámetros.

Para medir las condiciones ambientales de irradiación se dispone del instrumento de medida HT304N, el cual es un sensor pasivo que no necesita de ninguna alimentación externa [33].

Por último, la temperatura de las células se mide con la sonda de temperatura



Figura 22. SOLAR I-Ve de la marca HT. Fuente: Manual de Instrucciones SOLAR I-Ve

PT300N, la cual puede medir en un rango de temperaturas entre  $-50^{\circ}\text{C}$  y  $105^{\circ}\text{C}$  [34].

### 3.1.3 SOFTWARE TOPVIEW

Para el análisis de las medidas y datos recogidos por el SOLAR I-Ve se ha utilizado el software TopView, que ha sido proporcionado por el grupo GdS Obtronlab. Con este programa podremos sustraer las curvas I-V y las curvas de potencia P-V proporcionadas con el trazador SOLAR IV-e, así como una tabla con resultados numéricos obtenidos para cada medida [35].

Por lo tanto, los documentos gráficos aportados en el presente apartado serán los obtenidos a través del software TopView.

## 3.2 MODO DE OPERACIÓN PARA LA TOMA DE MEDIDAS I-V

Para poder llevar a cabo todas las medidas y para garantizar la seguridad se ha de llevar fuera de servicio el sistema a estudiar actuando sobre los interruptores/seccionadores aguas arriba y abajo del inversor del grupo de paneles bifaciales LG400N2T-A5.

El proceso de medida consiste en conectar el instrumento multifunción SOLAR I-Ve a cada grupo de dos módulos en serie, tal y como se muestra en la figura 23. En el esquema se ve como hemos utilizado los sensores ambientales, tanto de irradiación, como de temperatura de las células, conectándolos directamente al SOLAR I-Ve [32].

Se conecta el instrumento a la pareja de módulos en prueba como se muestra de forma más detallada en la figura 24. En concreto se conecta el polo negativo en la salida de los módulos a los terminales P1 y C1, y el polo positivo en la salida de los módulos a los terminales P2 y C2.

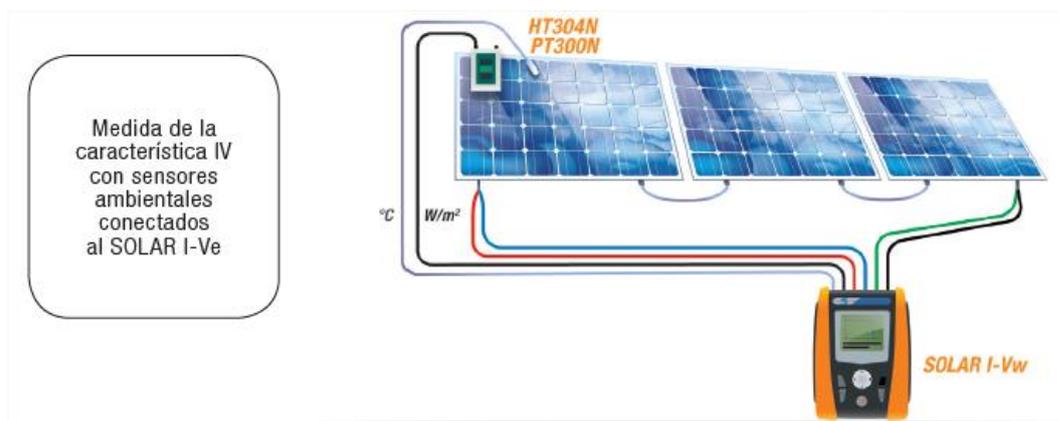


Figura 23. Esquema del conexionado para la medición de la curva característica I-V. Fuente: Manual de Instrucciones SOLAR I-Ve

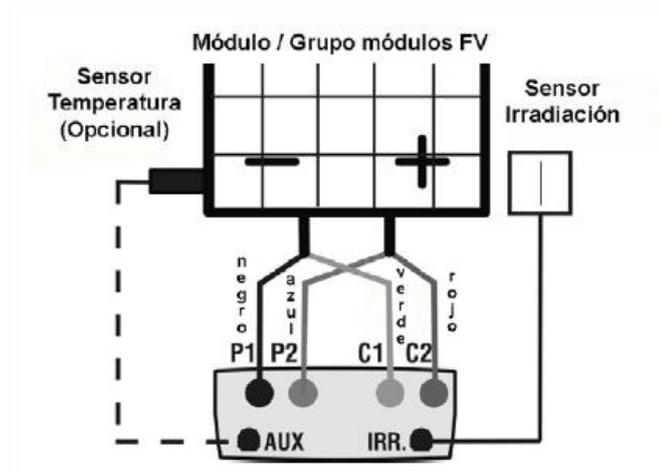


Figura 24. Conexión del instrumento SOLAR I-Ve para la medición de la curva característica I-V. Fuente: Manual de Instrucciones SOLAR I-Ve

Debido a que el tipo de células de los módulos a tratar son monocristalinas, el sensor de temperatura HT304N se conecta a la salida MONO, que da una medida de la irradiación con respuesta espectral asimilable a la del silicio monocristalino.

La sonda de temperatura PT300N se coloca en la parte posterior de uno de los módulos del grupo que se va a medir, de tal forma que pueda transmitir la temperatura de las células al SOLAR I-Ve.

#### Procedimiento paso a paso para medida de la curva I-V:

El instrumento permite la obtención de la característica I-V en modo de activación Manual o Automático operando en nuestro caso con medición de irradiancia y temperatura efectuada directamente desde el instrumento [30].

Hay que tener especial cuidado en no medir tensiones y/o corrientes que excedan los límites del rango de medición. Estos rangos son una tensión de 1500 Vcc y una corriente máxima tolerable de 15 A.

Tras dichas comprobaciones, se enciende el instrumento pulsando la tecla "ON/OFF" y se debe tener desconectada la unidad remota SOLAR-02, ya que no se va a utilizar. Después se debe controlar que la irradiación sea coherente con las medidas que se pretenden efectuar. Las medidas se van a efectuar con umbral  $\geq 700 \text{ W/m}^2$  de acuerdo con la normativa IEC/EN60891 [36].

Tras ello, se selecciona la función "I-V" en el menú principal. Se pulsa la tecla "ENTER" y se selecciona el valor "medida". Ya en este submenú interno. Se selecciona el valor "Caract. IV" y se confirma con "ENTER" para activar la pantalla inicial de la obtención de la característica I-V, como se muestra en la figura 25.

15/05/10 15:34:26	
Vdc =	0.0 V
Irr =	0 W/m <sup>2</sup>
Tc =	- - - °C
Modulo: SUNPOWER 210	
Caract. IV	
Imp	IV Check
Med	
Selección	I-V

Figura 25. Captura de pantalla ejemplo del trazador SOLAR I-Ve. Fuente: Manual de Instrucciones SOLAR I-Ve

Seguidamente se muestra en el visualizador del trazador una pantalla en la cual aparecen los siguientes valores:

- $V_{dc}$  = tensión CC de la salida del módulo
- $Irr$  = irradiación medida por la célula de referencia
- Módulo = tipo de módulo actualmente seleccionado
- $T_c$  = temperatura del módulo FV. En este campo se puede seleccionar la modalidad de la medida de la temperatura: “Auto” o “Manual/Aux”.
- Start = modo de activación de la medida: “Auto” o “Manual”.

En esta pantalla se pulsa la tecla “ENTER” y se selecciona la función “Configuración” y se confirma de nuevo con la tecla “ENTER” para poder acceder a la pantalla siguiente en la cual es posible efectuar la configuración sobre la selección del tipo de módulo y sobre el número de módulos a medir.

Para la selección de la función “Temp” se ha escogido la modalidad de medida de temperatura “Aux” (Auxiliar), ya que se utilizará la sonda PT300N.

01/07/10 15:34:26	
Tipo : ◀ SUNPOWER 210 ▶	
Mod. x Instr :	15
Años serv :	4.5
Temp :	Auto
Start :	Manual
Pmax =	210
Voc =	47.70
Vmpp =	40.00
Isc =	5.75
Impp =	5.25
CONFIG	

Figura 26. Captura de pantalla ejemplo del trazador SOLAR I-Ve. Fuente: Manual de Instrucciones SOLAR I-Ve

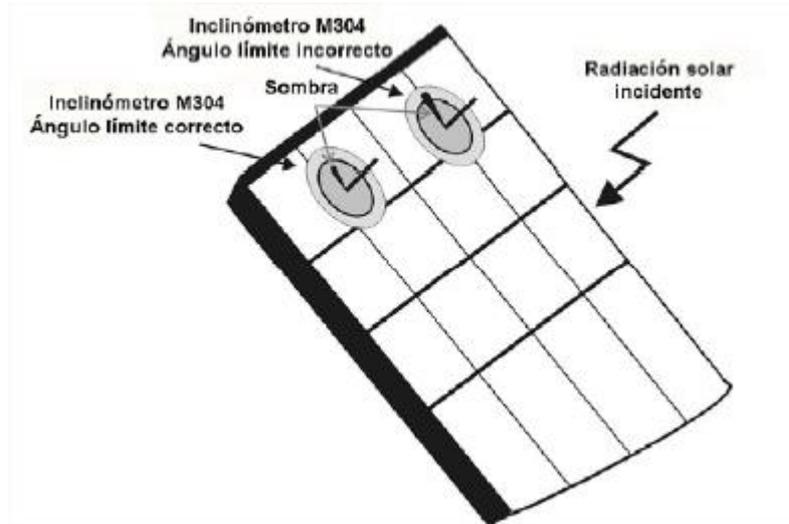


Figura 27. Inclinómetro M304 del trazador SOLAR I-Ve. Fuente: Manual de Instrucciones SOLAR I-Ve

La función “Start” se deja en modo “Manual”, de forma que la prueba de medida se activa por el usuario presionando la tecla “GO/STOP”. En la figura 26 se puede observar todas las selecciones mencionadas anteriormente.

Finalmente se pulsa “SAVE” para guardar todas las selecciones efectuadas.

Para cerciorarse de que la medida a realizar es la adecuada, se utiliza accesorio M304 (inclinómetro) apoyado en la plata del módulo. La sombra del eje debe proyectarse en el disco dentro del “cerco concéntrico límite” interno como se muestra en la figura 27. Si no es así el ángulo entre los rayos solares y la superficie del módulo es demasiado elevado y no se está garantizada la calidad de las medidas.

Con todo lo mencionado anteriormente, se está en disposición de comenzar a realizar las medidas pertinentes. El instrumento debe estar mostrando en tiempo real los valores de la tensión CC en salida del grupo de módulos  $V_{dc}$ , la irradiación medida por el sensor  $Irr$  y la temperatura del módulo  $T_c$ .

Se pulsa la tecla “GO/STOP” para activar la medida. En caso de ausencia de condiciones de error, el instrumento muestra el mensaje “Medida en curso...”.

Al término de la prueba el instrumento incluye los valores de los parámetros (referidos todos a un sólo módulo en las condiciones STC) como muestra la figura 28, además del resultado de la prueba en base a los cálculos efectuados automáticamente relativos a:

- Translación de la curva I-V a las condiciones STC.
- Verificación de la tolerancia % de la potencia máxima declarada por el constructor.

01/07/10 15:34:26		
<b>Vdc</b>	=	<b>367 V</b>
<b>Irr</b>	=	<b>1045 W/m<sup>2</sup></b>
<b>Tc</b>	=	<b>45 °C</b>
Módulo: SUNPOWER 210		
<b>Medida en curso...</b>		
Selección <b>I - V</b>		
01/07/10 15:34:26		
<b>Voc</b>	=	15.2 V
<b>Vmpp</b>	=	14.7 V
<b>Imp</b>	=	4.7 A
<b>Isc</b>	=	5.2 A
<b>Pmax</b>	=	200 W
<b>FF</b>	=	77.1 %
<b>DPmax</b>	=	2.1 %
<b>RESULT@STC-RESULTADO:OK</b>		
Selección <b>I - V</b>		

Figura 28. Captura de pantalla ejemplo del trazador SOLAR I-Ve tras una medida I-V. Fuente: Manual de Instrucciones SOLAR I-Ve

El trazador puede proporcionar las curvas I-V en las siguientes condiciones:

- Curvas I-V en condiciones OPC (Condiciones de operación). Es decir, en las condiciones ambientales en el momento de tomar la medida.
- Curvas I-V en condiciones STC (Standard Test Conditions). Estas condiciones son una irradiación solar  $G = 1000 \text{ W/m}^2$ , una temperatura en las células fotovoltaicas de  $25 \text{ °C}$  y un valor espectral de la masa de aire de 1,5.

Debe observarse que en general, las condiciones OPC serán también notablemente diferentes a las condiciones STC. El instrumento y el software de gestión permiten la comparación entre los resultados medidos y los valores nominales, trasladando las medidas efectuadas en condiciones OPC o STC, de acuerdo con la normativa IEC 60891 [36].

Finalmente, se debe pulsar la tecla "SAVE" para guardar el resultado de la medida en la memoria del instrumento, y así poder descargar los datos en el software TopView para su posterior análisis.

En los siguientes apartados se expondrán los resultados de las medidas realizadas en los paneles, que estarán divididas en tres partes:

- Medidas de las curvas I-V de los módulos "suponiendo" que son monofaciales, con el albedo que proporcione el suelo de la azotea y sin tener en cuenta la bifacialidad a la hora de tomar las medidas.

- Medidas de la parte frontal de los paneles.
- Medidas de la parte trasera de los paneles.

En este caso, el módulo LG400N2T-A5 no se encuentra entre todos los existentes en la base datos del trazador SOLAR I-Ve al tratarse de un módulo relativamente nuevo. Por ello lo primero que se realizó fue la carga del módulo solar con todos los parámetros fundamentales requeridos:  $I_{sc} = 10,23 A$ ,  $V_{oc} = 49,40 V$ ,  $I_{mpp} = 9,49$ ,  $V_{mpp} = 42,20 V$ ,  $P_{max} = 400 W$  y  $Tol_{power} = \mp 3\%$

También se han cargado los datos térmicos del módulo:  $\alpha = 0,03 \%/^{\circ}C$ ,  $\beta = -0,27 \%/^{\circ}C$  y  $\gamma = -0,36 \%/^{\circ}C$

Con el módulo cargado, se añade el número de años de servicio de la instalación. Puesto que su instalación fue en marzo de 2020 y las medidas se han realizado en mayo y junio de 2021 se ha introducido un valor de 1,2 (teniendo en cuenta que  $0,5 = 6$  meses). El valor máximo configurable es de 25,0.

Y en último lugar, se ha seleccionado el número de paneles que se va a evaluar en cada una de las medidas, que es 2.

### 3.3 MEDIDA DE LAS CURVAS I-V SIN TENER EN CUENTA LA BIFACIALIDAD

Las primeras medidas que se van a realizar son las curvas características I-V de los módulos de forma “normal”, es decir, sin tener en cuenta la capacidad de la parte trasera de los paneles para captar energía. Los datos obtenidos en



Figura 29. Parte posterior de los paneles LG400N2T-A5. Fuente: Elaboración propia

esta parte no van a ser utilizados posteriormente para aplicar el método de irradiación elevada  $G_e$ , pero servirán para ser comparados con las curvas I-V obtenidas con dicho método. En la figura 29 se observa que el albedo que proporciona el suelo no será muy elevado. El suelo de la azotea es tierra que está provista de plantas que proyectarán sombras y dificultará la captación de irradiación difusa en la parte posterior del módulo. El albedo en estos casos está en torno a 0,18 o 0,25.

## Bloque de paneles 1

En las figuras 30 y 31 se muestran los resultados obtenidos para el bloque de paneles 1. En ellas se observa como los resultados son muy similares a los proporcionados por el fabricante. La Potencia máxima obtenida  $P_{max} = 399,69 W$  es prácticamente la misma que la esperada. Respecto a los valores de  $I_{SC}$  y  $V_{oc}$  hay una ligera diferencia con los dados con el fabricante. Esto puede deberse al método de corrección de la curva de operación (OPC) a la curva I-V a las condiciones STC. La irradiación a la que ha tomado la medida es de  $1036 W/m^2$ . Sin embargo, la temperatura de los módulos es de  $41,6 °C$ , que dista bastante de los  $25 °C$  de las condiciones estándar, lo que afecta a la  $V_{oc}$ . La disminución de la  $V_{oc}$  se debe al aumento de temperatura de las células a la que se han tomado las medidas. En el caso de la corriente  $I_{SC}$  es

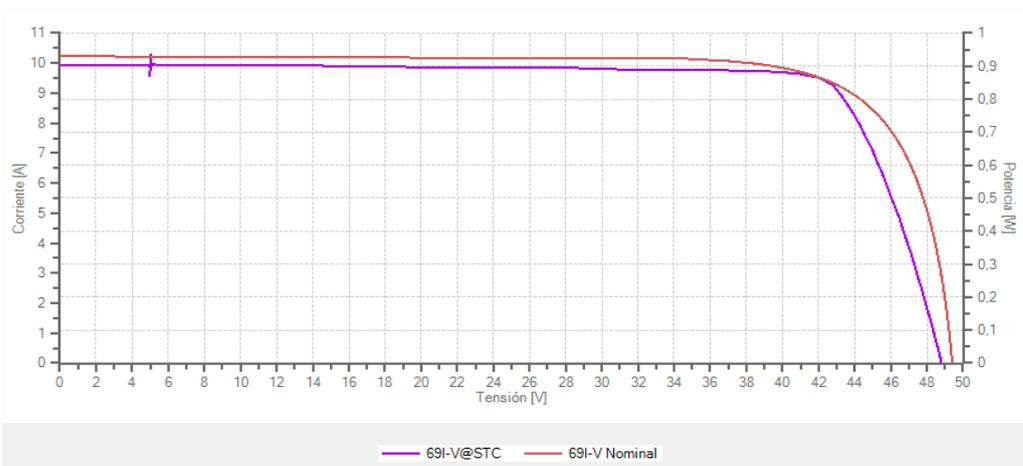


Figura 30. Gráfica obtenida con TopView del bloque de paneles 1 con la curva nominal y la curva I-V.  
Fuente: Elaboración propia

	Nmod	Pmax [W]	Voc [V]	Vmpp [V]	Impp [A]	Isc [A]	Irradiación [W/m2]	Módulo Temp. [°C]	FF [%]
69 - LG400N2TMANUA 19/05/2021 12:44		Ok* (1,38%)							
69 Medidas@OPC	2	786,99	93,57	79,39	9,91	10,35	1036	41,6	81
69 Med Avg@OPC	1	393,50	46,79	39,70	9,91	10,35	1036	41,6	81
69 STC	1	399,69	48,80	41,98	9,52	9,92	1000	25,0	83
69 Nominal	1	400,00	49,40	42,20	9,49	10,23	1000	25,0	79

Figura 31. Tabla obtenida con TopView del bloque de paneles 1. Fuente: Elaboración propia

ligeramente inferior a la dada por el fabricante. Lo cual puede deberse a diversos factores. Uno de ellos podría ser la degradación inducida por la luz (LID), que es una pérdida del rendimiento fotovoltaico que se produce en las primeras horas de exposición al sol. Otro posible factor es la pérdida de transmitancia óptica en la trayectoria de la luz, que provoca que los módulos fotovoltaicos se degraden con el tiempo. Aun así, la medición de la curva I-V prácticamente coincide con lo esperado.

Bloque de paneles 2

En las figuras 32 y 33 se muestran los resultados obtenidos para el bloque de paneles 2. En ellas se observa nuevamente que los resultados son muy similares a los proporcionados por el fabricante. La Potencia máxima obtenida es  $P_{max} = 404,64 W$ . La irradiación a la que ha tomado la medida es de  $1038 W/m^2$  y la temperatura de los módulos es de  $44,4 °C$ . De nuevo existe una disminución de la tensión  $V_{oc}$  a causa de los factores ya visto en el bloque de paneles 1. Pero se puede concluir que los resultados obtenidos son semejantes a los que proporciona el fabricante.

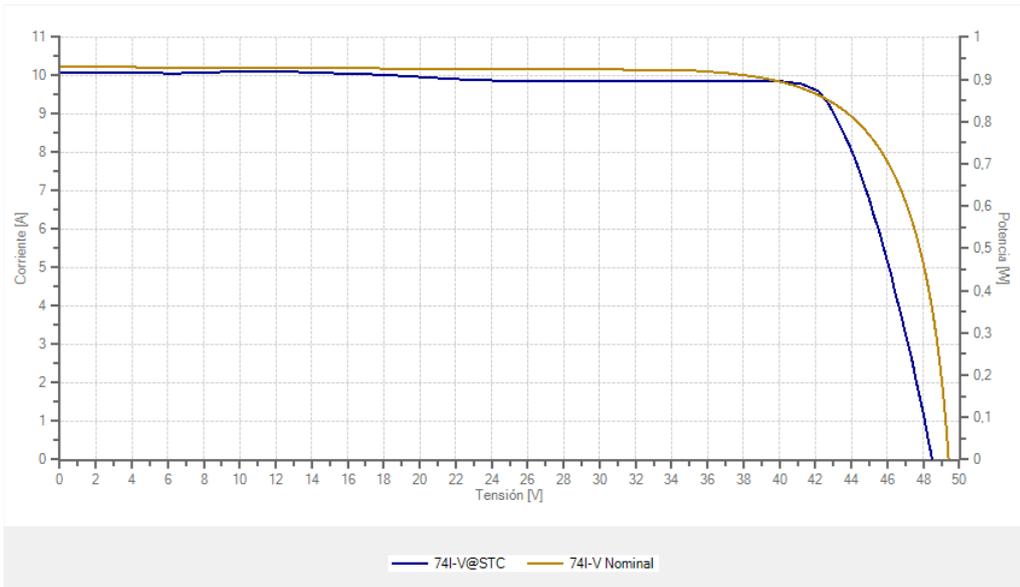


Figura 32: Gráfica obtenida con TopView del bloque de paneles 2 con la curva nominal y la curva I-V. Fuente: Elaboración propia

	Nmod	Pmax [W]	Voc [V]	Vmpp [V]	Impp [A]	Isc [A]	Irradiación [W/m2]	Módulo Temp. [°C]	FF [%]
74 - LG400N2TMANUA 19/05/2021 12:51		Ok* (2,63%)							
74 Medidas@OPC	2	791,90	92,30	79,04	10,02	10,54	1038	44,4	81
74 Med Avg@OPC	1	395,95	46,15	39,52	10,02	10,54	1038	44,4	81
74 STC	1	404,62	48,50	42,17	9,60	10,08	1000	25,0	83
74 Nominal	1	400,00	49,40	42,20	9,49	10,23	1000	25,0	79

Figura 33: Tabla obtenida con TopView del bloque de paneles 2. Fuente: Elaboración propia

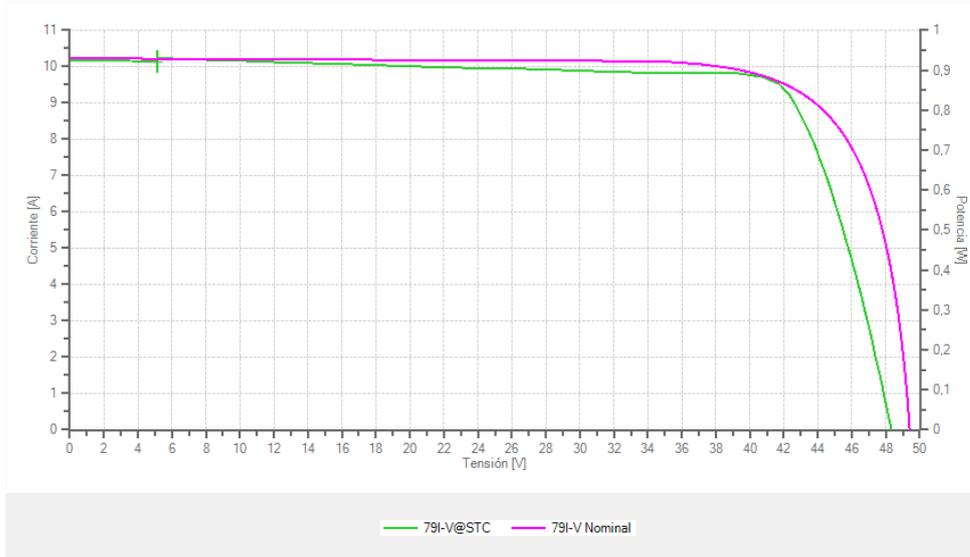


Figura 34: Gráfica obtenida con TopView del bloque de paneles 3 con la curva nominal y la curva I-V. Fuente: Elaboración propia

	Nmod	Pmax [W]	Voc [V]	Vmpp [V]	Impp [A]	Isc [A]	Irradiación [W/m2]	Módulo Temp. [°C]	FF [%]
79 - LG400N2TMANUA 19/05/2021 13:07		Ok* (0,77%)							
79 Medidas@OPC	2	801,24	92,63	78,80	10,17	10,87	1062	41,9	80
79 Med Avg@OPC	1	400,62	46,32	39,40	10,17	10,87	1062	41,9	80
79 STC	1	397,29	48,30	41,71	9,53	10,15	1000	25,0	81
79 Nominal	1	400,00	49,40	42,20	9,49	10,23	1000	25,0	79

Figura 35. Tabla obtenida con TopView del bloque de paneles 3. Fuente: Elaboración propia

### Bloque de paneles 3

En las figuras 34 y 35 se muestran los resultados obtenidos para el bloque de paneles 3. Se vuelve a observar resultados coherentes a los proporcionados por el fabricante. La Potencia máxima obtenida es  $P_{max} = 397,29 \text{ W}$ . La irradiación a la que ha tomado la medida es de  $1062 \text{ W/m}^2$  y la temperatura de los módulos es de  $41,9 \text{ }^\circ\text{C}$ . Para el bloque 3 se vuelve a obtener una tensión  $V_{oc}$  ligeramente menor que la de la curva nominal del fabricante.

## 3.4 MEDIDA DE LAS CURVAS I-V DE LA PARTE FRONTAL DE LOS PANELES

En este apartado se va a proceder a la toma de medidas solamente de la parte frontal del módulo. A la hora de medir cada lado por separado es necesario proteger de la luz parásita incidente la zona que no se pretende incluir en las mediciones. Para ello se ha colocado un plástico de color negro que no permite captar energía de la irradiación difusa que llegaría a la parte trasera de los módulos. En la figura 36 se observa cómo se ha llevado a cabo el procedimiento.



Figura 36. Disposición del módulo para obtener la característica I-V de la parte frontal de los módulos LG.  
Fuente: Elaboración propia

Las medidas y datos obtenidos en este apartado se utilizarán posteriormente con dos objetivos:

- Obtener los datos necesarios de la parte frontal para poder calcular el coeficiente de bifacialidad  $\varphi$ .
- Obtener las medidas de las características I-V que serán la base para posteriormente aplicar el método de la irradiación elevada  $G_e$  y en las que se aplicarán las correcciones pertinentes, y así obtener la característica I-V de los paneles bifaciales de forma estandarizada.

No hay que olvidar que las medidas y datos que se obtendrán en este apartado es necesario que sean obtenidas en condiciones STC para poder calcular el coeficiente de bifacialidad. Pero también se utilizarán los datos obtenidos en la parte frontal de las curvas I-V en las condiciones de operación, ya que será a partir de las medidas en estas condiciones con las que se trabajará trasladando la curva para obtener la caracterización de las curvas I-V en bifaciales

#### Bloque de paneles 1 (Parte frontal)

En las figuras 37 y 38 se muestran las gráficas obtenidas para la parte frontal del bloque de paneles 1. En este caso se observa claramente tanto en la curva I-V, como la curva P-V la influencia de la parte trasera del módulo.

En este caso las medidas se han tomado con una irradiación de  $1110 \text{ W/m}^2$ , y la temperatura de los módulos era de  $56,5 \text{ }^\circ\text{C}$ .

En la figura 39 se muestra que los datos obtenidos para la parte frontal son:

$$I_{sc,f_1} = 9,50 \text{ A}$$

## CARACTERIZACIÓN DE CURVAS IV EN PANELES FOTOVOLTAICOS BIFACIALES

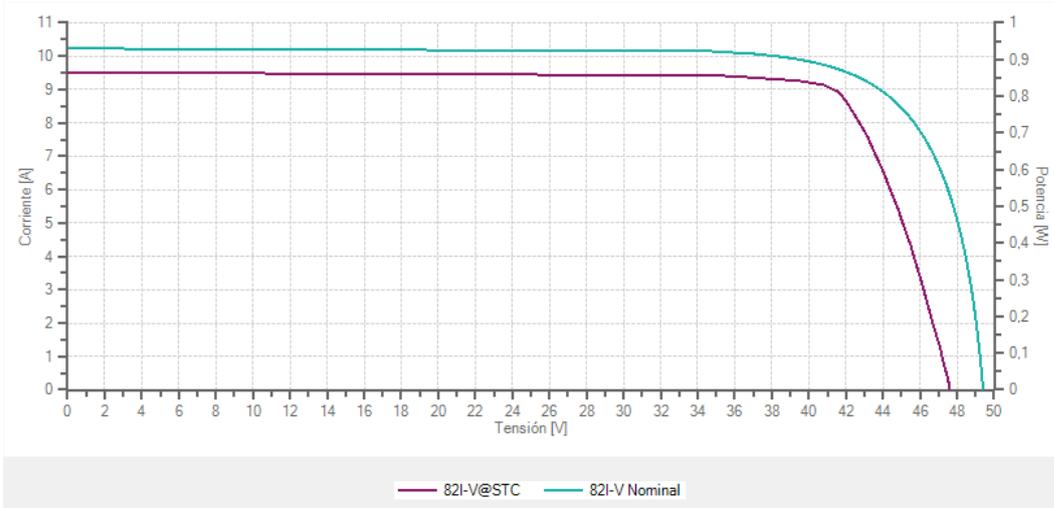


Figura 37: Gráfica de la curva nominal y la curva I-V del bloque de paneles 1 en la parte frontal de los módulos. Fuente: Elaboración propia

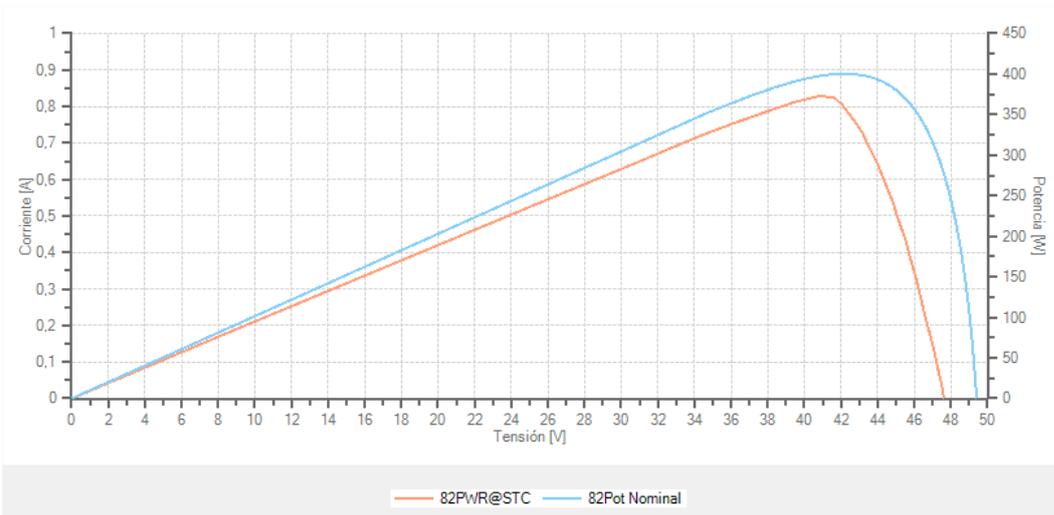


Figura 38: Gráfica de la Curva Potencia-Tensión (P-V) y la curva nominal de Potencia del bloque de paneles 1 en la parte frontal de los módulos. Fuente: Elaboración propia

	Nmod	Pmax [W]	Voc [V]	Vmpp [V]	Impp [A]	Isc [A]	Irradiación [W/m2]	Módulo Temp. [°C]	FF [%]
82 - LG400N2TMANUA 20/05/2021 13:56		No Ok* (-5,46%)							
82 Medidas@OPC	2	751,84	88,20	73,35	10,25	10,67	1110	56,5	80
82 Med Avg@OPC	1	375,92	44,10	36,68	10,25	10,67	1110	56,5	80
82 STC	1	372,73	47,64	40,78	9,14	9,50	1000	25,0	82
82 Nominal	1	400,00	49,40	42,20	9,49	10,23	1000	25,0	79

Figura 39: Tabla obtenida con TopView del bloque de paneles 1 en la parte frontal

$$V_{oc,f_1} = 47,64 \text{ V}$$

$$I_{mpp,f_1} = 9,14 \text{ A}$$

$$V_{mpp,f_1} = 40,78 \text{ V}$$

$$P_{max,f_1} = 372,73 \text{ W}$$

Bloque de paneles 2 (Parte frontal)

En las figuras 40 y 41 se muestran las gráficas obtenidas para la parte frontal del bloque de paneles 2. Se observa nuevamente tanto en la curva I-V, como la curva P-V la disminución de la potencia suministrada, debido a que la parte trasera de los módulos no capta la irradiación difusa.

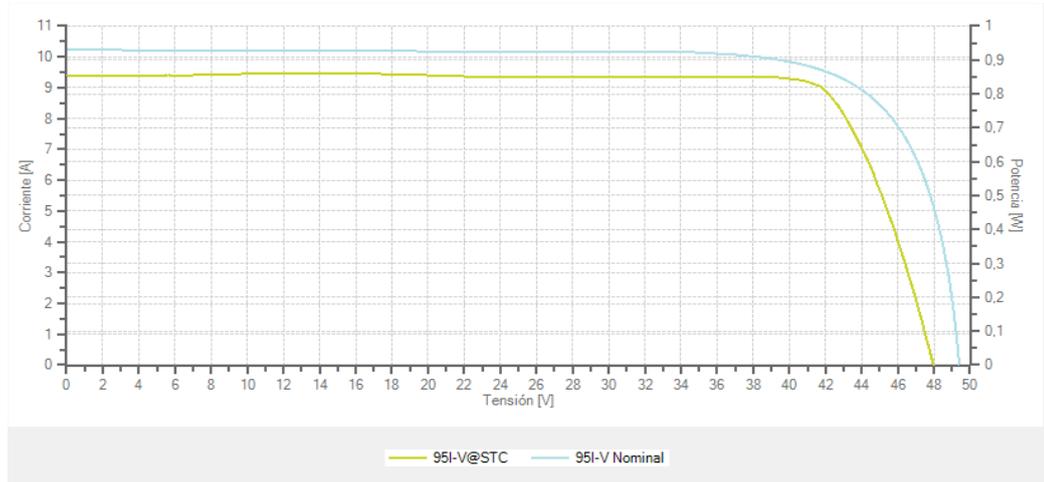


Figura 40. Gráfica de la curva nominal y la curva I-V del bloque de paneles 2 en la parte frontal de los módulos. Fuente: Elaboración propia

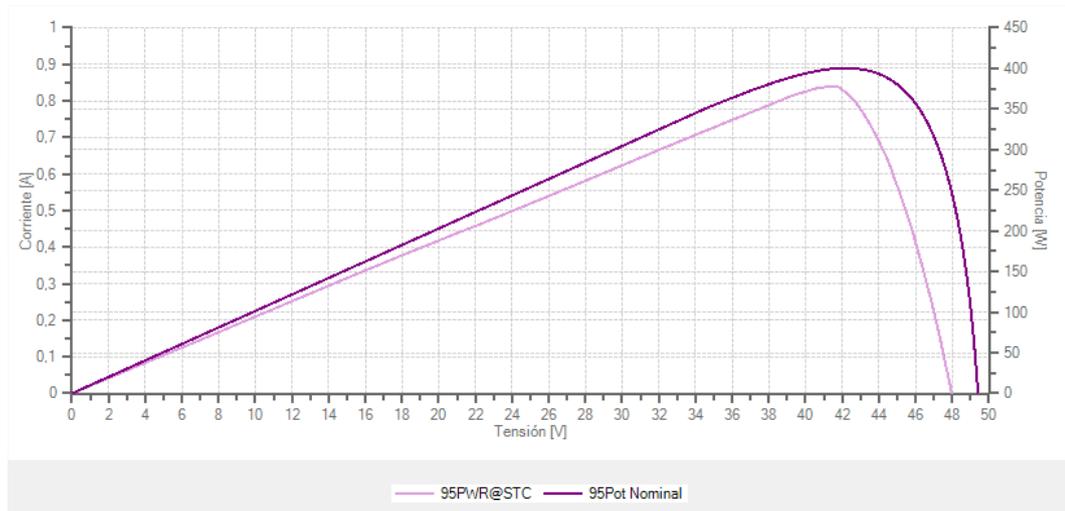


Figura 41. Gráfica de la Curva Potencia-Tensión (P-V) y la curva nominal de Potencia del bloque de paneles 2 en la parte frontal de los módulos. Fuente: Elaboración propia

	Nmod	Pmax [W]	Voc [V]	Vmpp [V]	Impp [A]	Isc [A]	Irradiación [W/m <sup>2</sup> ]	Módulo Temp. [°C]	FF [%]
95 - LG400N2TMANUA 21/05/2021 13:22		No Ok* (-4,26%)							
95 Medidas@OPC	2	804,50	91,52	78,16	10,29	10,67	1132	45,1	82
95 Med Avg@OPC	1	402,25	45,76	39,08	10,29	10,67	1132	45,1	82
95 STC	1	377,43	47,97	41,76	9,04	9,39	1000	25,0	84
95 Nominal	1	400,00	49,40	42,20	9,49	10,23	1000	25,0	79

Figura 42. Tabla obtenida con TopView del bloque de paneles 2 en parte frontal. Fuente: Elaboración propia

En este caso las medidas se han tomado con una irradiación de  $1132 \text{ W/m}^2$ , y la temperatura de los módulos era de  $45,1 \text{ }^\circ\text{C}$ .

En la figura 42 se observa que los datos obtenidos para la parte frontal son:

$$I_{sc,f_2} = 9,39 \text{ A}$$

$$V_{oc,f_2} = 47,97 \text{ V}$$

$$I_{mpp,f_2} = 9,04 \text{ A}$$

$$V_{mpp,f_2} = 41,76 \text{ V}$$

$$P_{max,f_2} = 377,43 \text{ W}$$

### Bloque de paneles 3 (Parte frontal)

En las figuras 43 y 44. se muestran las gráficas obtenidas para la parte frontal del bloque de paneles 3. Tanto la curva I-V como la curva de potencia vuelven a mostrar que la potencia suministrada tapando la zona posterior del módulo es menor que el apartado anterior.

En este caso las medidas se han tomado con una irradiación de  $957 \text{ W/m}^2$ , y la temperatura de los módulos era de  $41,1 \text{ }^\circ\text{C}$ .

En la figura 45 se observa que los datos obtenidos para la parte frontal son:

$$I_{sc,f_3} = 9,60 \text{ A}$$

$$V_{oc,f_3} = 47,71 \text{ V}$$

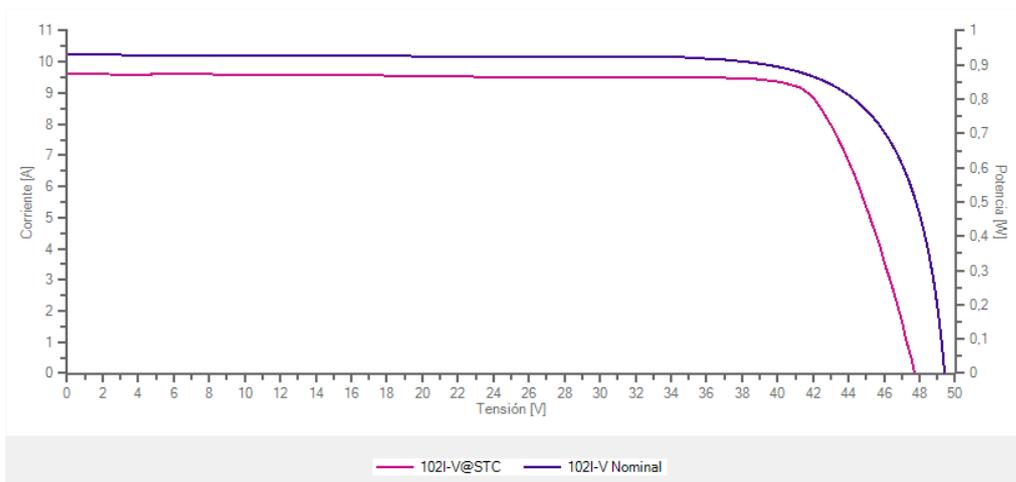


Figura 43. Gráfica de la curva nominal y la curva I-V del bloque de paneles 3 en la parte frontal de los módulos. Fuente: Elaboración propia

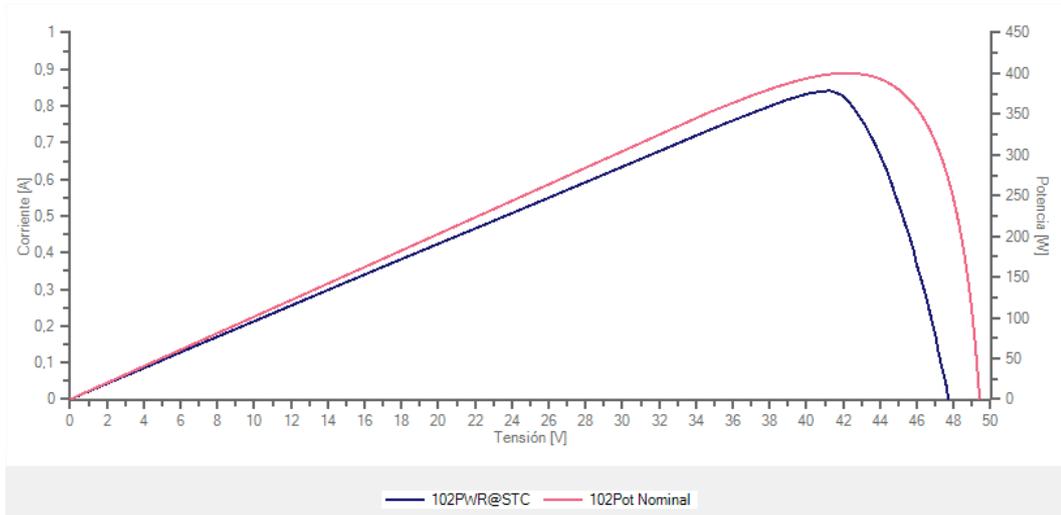


Figura 44: Gráfica de la Curva Potencia-Tensión (P-V) y la curva nominal de Potencia del bloque de paneles 3 en la parte frontal de los módulos. Fuente: Elaboración propia

	Nmod	Pmax [W]	Voc [V]	Vmpp [V]	Impp [A]	Isc [A]	Irradiación [W/m2]	Módulo Temp. [°C]	FF [%]
102 - LG400N2TMANUA 25/05/2021 12:01		No Ok* (-3,94%)							
102 Medidas@OPC	2	690,47	91,29	78,16	8,83	9,25	957	41,1	82
102 Med Avg@OPC	1	345,23	45,65	39,08	8,83	9,25	957	41,1	82
102 STC	1	378,73	47,71	41,26	9,18	9,60	1000	25,0	83
102 Nominal	1	400,00	49,40	42,20	9,49	10,23	1000	25,0	79

Figura 45. Tabla obtenida con TopView del bloque de paneles 3 en parte frontal. Fuente: Elaboración propia

$$I_{mpp,f_3} = 9,18 A$$

$$V_{mpp,f_3} = 41,26 V$$

$$P_{max,f_3} = 378,73 W$$

### 3.5 MEDIDA DE LAS CURVAS I-V DE LA PARTE TRASERA DE LOS PANELES

En este último apartado de la presentación de las medidas se va a proceder de forma similar al apartado anterior. Se tomarán medidas solamente de la parte trasera del módulo. Para ello se han dado la vuelta a los módulos sobre sus soportes, de forma que será la parte trasera la que captará la irradiación directa del sol. Y se volverá a cubrir la parte de atrás del módulo, siendo en este caso la parte frontal del módulo la que no aportará energía. En la figura 46 se muestra como se ha llevado este proceso.

El objetivo de este apartado es obtener los datos de la parte trasera del módulo en condiciones STC, para posteriormente poder calcular el coeficiente de bifacialidad  $\varphi$ .



Figura 46. Disposición del módulo para obtener la característica I-V de la parte trasera. Fuente: Elaboración propia

### Bloque de paneles 1 (Parte trasera)

En las figuras 47 y 48 se muestran las gráficas obtenidas para la parte trasera del bloque de paneles 1. En las gráficas se pone de manifiesto que la energía que es capaz de proporcionar la parte trasera de los módulos es inferior a la que se obtiene a través de la parte frontal de los paneles

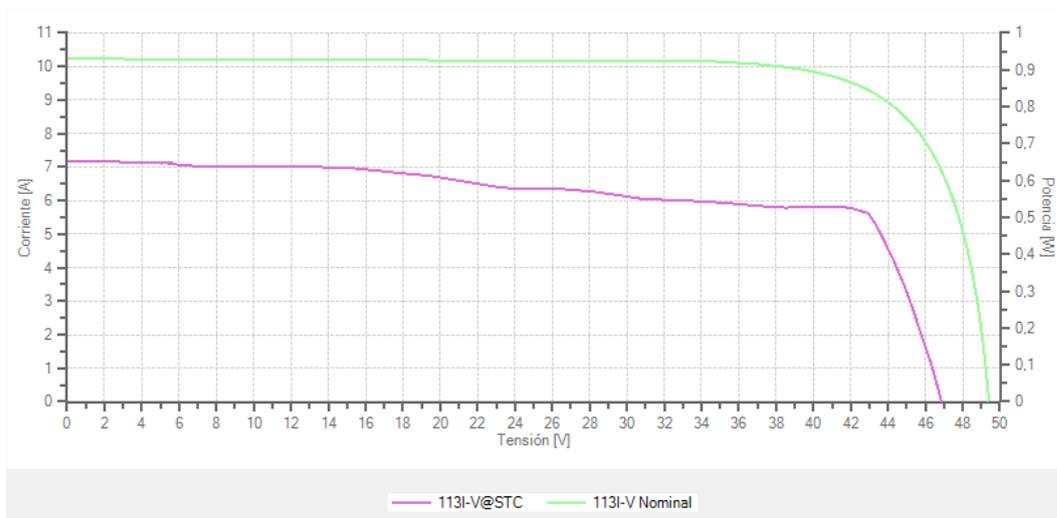


Figura 47: Gráfica de la curva nominal y la curva I-V del bloque de paneles 1 en la parte trasera de los módulos. Fuente: Elaboración propia

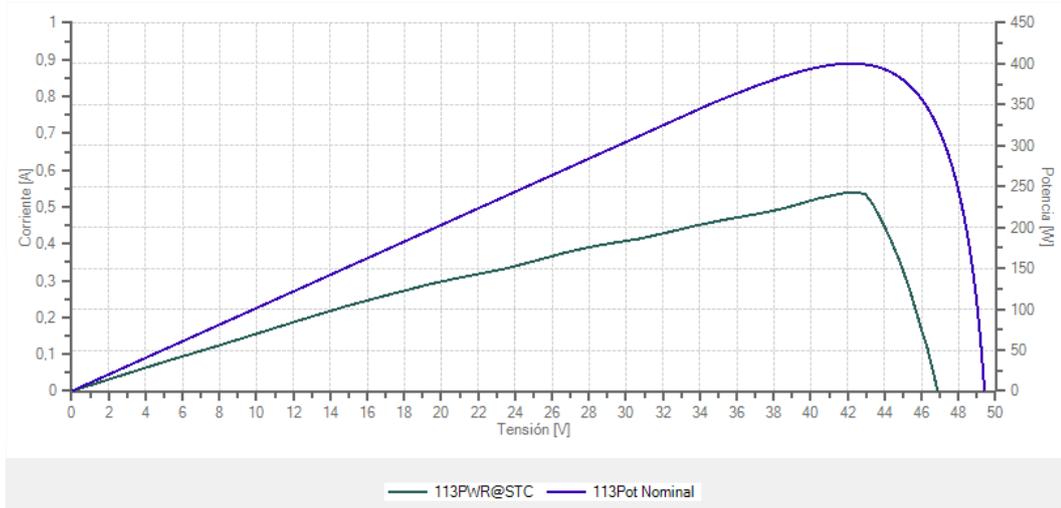


Figura 48. Gráfica de la Curva Potencia-Tensión (P-V) y la curva nominal de Potencia del bloque de paneles 1 en la parte trasera de los módulos. Fuente: Elaboración propia

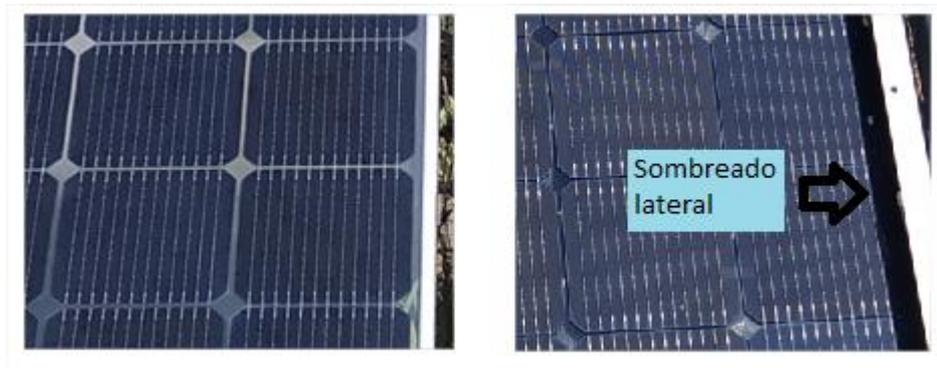


Figura 49: Ausencia de sombreado en las medidas de la parte frontal (izquierda) y sombra lateral en las medidas de la parte trasera (derecha). Fuente: Elaboración propia

Además, tanto en la curva I-V, como en la curva P-V se observa que la curva no es todo lo suave que lo es para las medidas de la parte frontal. Esto es debido a que en la parte trasera se proyectan pequeñas sombras provocadas por el propio marco del módulo fotovoltaico. En la figura 49 se muestra de forma ampliada el sombreado en ambos casos. Mientras que para las mediciones de la parte frontal no existen sombras, ya que el marco se encuentra al mismo nivel que las células fotovoltaicas, en las mediciones de la parte trasera se observa un sombreado lateral de forma continuada debido a que el marco sobresale ligeramente respecto a las células.

En la figura 50 se muestra que en este caso las medidas se han tomado con una irradiación de  $1006 \text{ W/m}^2$ , y la temperatura de los módulos era de  $46,8 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Y los datos obtenidos para la parte trasera son:

$$I_{sc,r_1} = 7,14 \text{ A}$$

	Nmod	Pmax [W]	Voc [V]	Vmpp [V]	Impp [A]	Isc [A]	Irradiación [W/m2]	Módulo Temp. [°C]	FF [%]
113 - LG400N2TMANUA 09/06/2021 12:44		No Ok (-38,42%)							
113 Medidas@OPC	2	459,37	88,52	78,39	5,86	7,28	1006	46,8	71
113 Med Avg@OPC	1	229,68	44,26	39,20	5,86	7,28	1006	46,8	71
113 STC	1	242,78	46,82	41,96	5,79	7,14	1000	25,0	73
113 Nominal	1	400,00	49,40	42,20	9,49	10,23	1000	25,0	79

Figura 50. Tabla obtenida con TopView del bloque de paneles 1 en parte trasera. Fuente: Elaboración propia

$$V_{oc,r_1} = 46,82 \text{ V}$$

$$I_{mpp,r_1} = 5,79 \text{ A}$$

$$V_{mpp,r_1} = 41,96 \text{ V}$$

$$P_{max,r_1} = 242,78 \text{ W}$$

Bloque de paneles 2 (Parte trasera)

En las figuras 51 y 52 se muestran las gráficas obtenidas para la parte trasera del bloque de paneles 2. De nuevo, las curvas I-V y P-V son coherentes con lo esperado, ya que se obtiene menos energía de forma considerable. Y también se observa la distorsión en las curvas debido al sombreado, como cabía esperar.

En la figura 53 se muestra que las medidas se han tomado con una irradiación de  $873 \text{ W/m}^2$ , y la temperatura de los módulos era de  $40,5 \text{ °C}$ . Y los datos obtenidos para la parte trasera son:

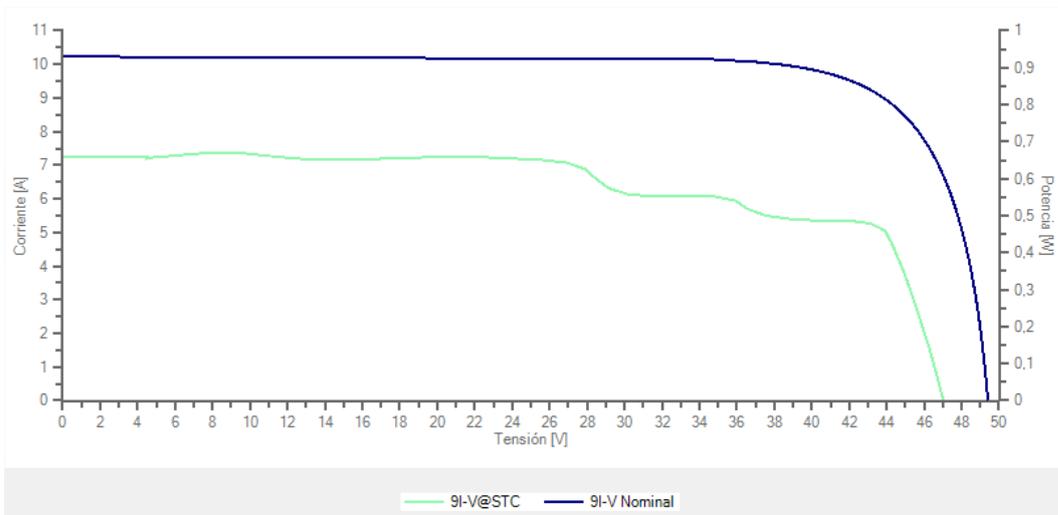


Figura 51: Gráfica de la curva nominal y la curva I-V del bloque de paneles 2 en la parte trasera de los módulos. Fuente: Elaboración propia

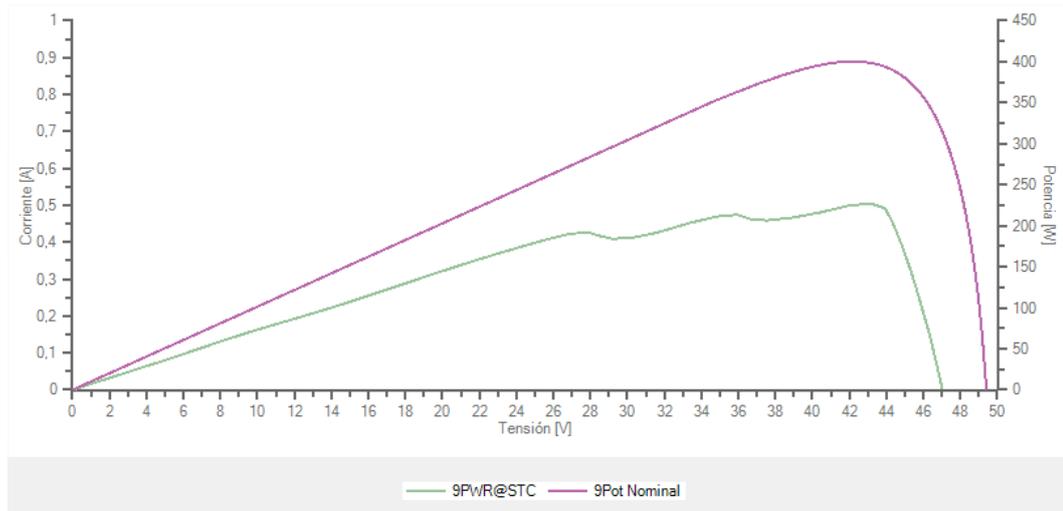


Figura 52: Gráfica de la Curva Potencia-Tensión (P-V) y la curva nominal de Potencia del bloque de paneles 2 en la parte trasera de los módulos. Fuente: Elaboración propia

	Nmod	Pmax [W]	Voc [V]	Vmpp [V]	Impp [A]	Isc [A]	Irradiación [W/m2]	Módulo Temp. [°C]	FF [%]
9 - LG400N2TMANUA 11/06/2021 12:08		No Ok (-42,40%)							
9 Medidas@OPC	2	378,18	89,70	81,91	4,62	6,36	873	40,5	66
9 Med Avg@OPC	1	189,09	44,85	40,96	4,62	6,36	873	40,5	66
9 STC	1	227,09	47,00	43,14	5,26	7,26	1000	25,0	67
9 Nominal	1	400,00	49,40	42,20	9,49	10,23	1000	25,0	79

Figura 53. Tabla obtenida con TopView del bloque de paneles 2 en parte trasera. Fuente: Elaboración propia

$$I_{sc,r_2} = 7,26 A$$

$$V_{oc,r_2} = 47,00 V$$

$$I_{mpp,r_2} = 5,26 A$$

$$V_{mpp,r_2} = 43,14 V$$

$$P_{max,r_2} = 227,09 W$$

### Bloque de paneles 3 (Parte trasera)

En las figuras 54 y 55 se muestran las gráficas obtenidas para la parte trasera del bloque de paneles 3. La energía obtenida por la zona posterior de los paneles es menor que la que proporciona la parte delantera. Las curvas mantienen la pequeña distorsión provocada por las proyecciones de sombras.

En la figura 56 se muestra que las medidas se han tomado con una irradiación de  $1004 W/m^2$ , y la temperatura de los módulos era de  $54,1 °C$ . Y los datos obtenidos para la parte trasera son:

$$I_{sc,r_3} = 7,10 A$$

## CARACTERIZACIÓN DE CURVAS IV EN PANELES FOTOVOLTAICOS BIFACIALES

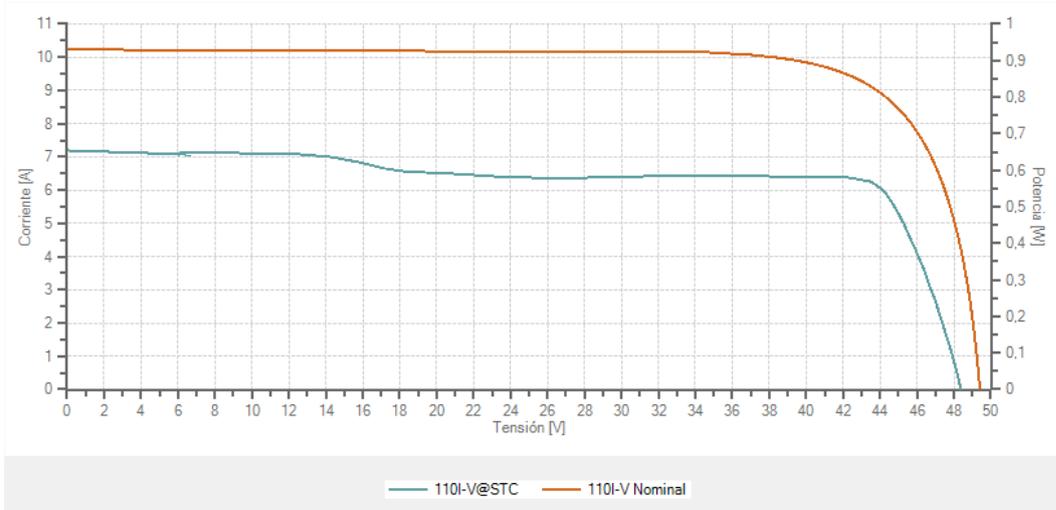


Figura 54: Gráfica de la curva nominal y la curva I-V del bloque de paneles 3 en la parte trasera de los módulos. Fuente: Elaboración propia

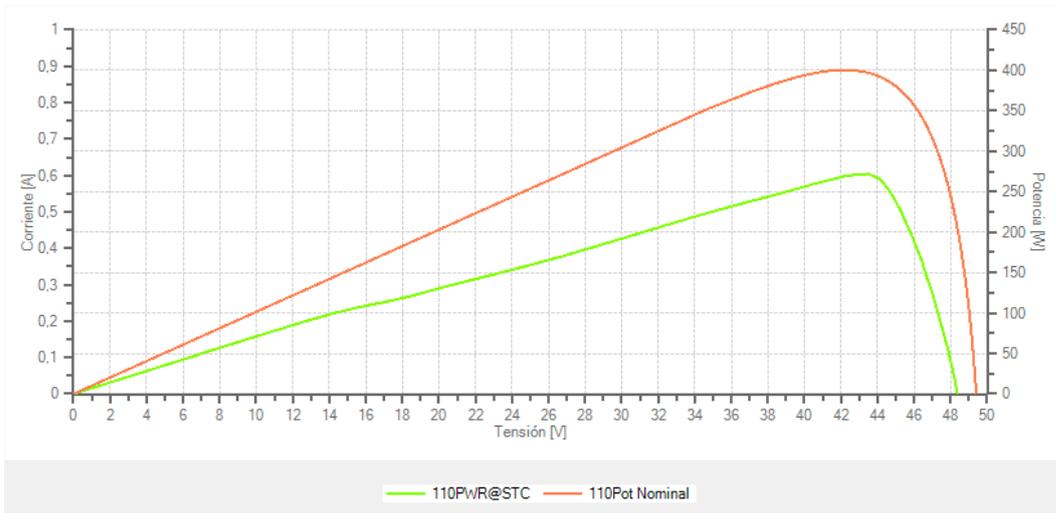


Figura 55: Gráfica de la Curva Potencia-Tensión (P-V) y la curva nominal de Potencia del bloque de paneles 3 en la parte trasera de los módulos. Fuente: Elaboración propia

$$V_{oc,r_3} = 48,39 \text{ V}$$

$$I_{mpp,r_3} = 6,25 \text{ A}$$

$$V_{mpp,r_3} = 43,50 \text{ V}$$

$$P_{max,r_3} = 272,01 \text{ W}$$

	Nmod	Pmax [W]	Voc [V]	Vmpp [V]	Impp [A]	Isc [A]	Irradiación [W/m <sup>2</sup> ]	Módulo Temp. [°C]	FF [%]
110 - LG400N2TMANUA 03/06/2021 13:00		No Ok (-31,01%)							
110 Medidas@OPC	2	503,70	89,72	79,51	6,34	7,29	1004	54,1	77
110 Med Avg@OPC	1	251,85	44,86	39,76	6,34	7,29	1004	54,1	77
110 STC	1	272,01	48,39	43,50	6,25	7,10	1000	25,0	79
110 Nominal	1	400,00	49,40	42,20	9,49	10,23	1000	25,0	79

Figura 56. Tabla obtenida con TopView del bloque de paneles 3 en parte trasera. Fuente: Elaboración propia

## 4. OBTENCIÓN DE LA CURVA I-V EN PANELES FOTOVOLTAICOS BIFACIALES

En el presente capítulo se va a aplicar y desarrollar el método de irradiancia elevada  $G_e$  para poder elaborar la curva I-V de los paneles fotovoltaicos bifaciales LG400N2T-A5. Para ello se trabajará con los datos obtenidos en cada bloque de paneles por el trazador SOLAR I-Ve expuestos en el apartado 3. El procedimiento estará formado por las siguientes etapas:

- Cálculo del factor de bifacialidad  $\varphi$ .
- Cálculo de la irradiancia elevada equivalente  $G_e$  utilizando las condiciones BSTC propuestas por TÜV Rheinland (con  $G_r = 135 W/m^2$ ).
- Cálculo de la corriente de cortocircuito  $I_{SC}$  y la tensión en circuito abierto  $V_{oc}$  referidas a las nuevas condiciones con  $G = G_e$ .
- Traslación de la curva I-V completa.
- Obtención de la nueva Potencia máxima  $P_{max}$  en el punto de máxima potencia ( $V_{mpp}, I_{mpp}$ ), el factor de forma  $FF$ , el poder bifacial  $BiFi$  y la ganancia bifacial.

### 4.1 CURVA I-V EN EL BLOQUE DE PANELES 1

#### Cálculo del factor de bifacialidad $\varphi$

El primer paso es calcular el coeficiente de bifacialidad, que es el mínimo entre el referido a la corriente de cortocircuito y el referido a la potencia máxima. Este es un parámetro que presumiblemente y a consecuencia de la futura estandarización de los paneles bifaciales debe proporcionar el fabricante. En el caso que nos ocupa y debido a la “juventud” de los módulos aún no había sido incluido el factor de bifacialidad  $\varphi$  en la placa de características.

$$\varphi = \text{Min} (\varphi_{I_{SC}}, \varphi_{P_{max}})$$

siendo

$$\varphi_{I_{SC}} = \frac{I_{SC, rear}}{I_{SC, front}}$$

$$\varphi_{P_{max}} = \frac{P_{max, rear}}{P_{max, front}}$$

Si aplicamos los valores obtenidos:

$$\varphi_{I_{SC}} = \frac{7,14 A}{9,5 A} = 0,752$$



$$\varphi_{Pmax} = \frac{242,78 \text{ W}}{372,73 \text{ W}} = 0,651$$

Por lo tanto

$$\varphi_{bloque 1} = 0,651$$

### Cálculo de la irradiancia elevada equivalente $G_e$

Se va a aplicar el método de la irradiancia elevada equivalente  $G_e$ :

$$G_e = 1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} + \varphi \cdot 135 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$$

Aplicando el factor de bifacialidad del bloque 1 se obtiene:

$$G_{e,bloque 1} = 1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} + 0,651 \cdot 135 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} = 1087,93 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$$

### Cálculo de la corriente de cortocircuito $I_{SC}$

En este paso se aplican las ecuaciones de corrección de  $I_{SC}$  y de  $V_{oc}$ . Para ello se parte de los datos de la de la curva I-V de operación (OPC) de la parte frontal del módulo en las condiciones ambientales para obtener  $I_{SC}$  y  $V_{oc}$  a las nuevas condiciones BSTC, con  $G = G_e$  y  $T_{cel} = 25^\circ$ .

Corriente de cortocircuito  $I_{SC}$ :

$$I_{SC}(G_e, T_{cel}) = I_{SC,OPC} \cdot \frac{G_e}{G_{OPC}} \cdot [1 + \alpha \cdot (T_{cel} - T_{cel,OPC})]$$

$$I_{SC}(G_e, T_{cel}) = 10,67 \text{ A} \cdot \frac{1086,93 \text{ W/m}^2}{1110 \text{ W/m}^2} \cdot [1 + 0,0003 \cdot (25^\circ - 56,5^\circ)] =$$

$$I_{SC}(G_e, 25^\circ) = I_{SC,BSTC\_bloque1} = 10,359 \text{ A}$$

Tensión en circuito abierto  $V_{oc}$ :

$$V_{OC}(T_{cel}) = V_{OC,OPC} - N_s \cdot \beta \cdot (T_{cel,OPC} - T_{cel})$$

$$V_{OC}(T_{cel}) = 44,1 \text{ V} - 72 \cdot (-0,0027) \cdot (56,5^\circ - 25^\circ) =$$

$$V_{OC}(25^\circ) = V_{oc,BSTC\_bloque1} = 50,224 \text{ V}$$

### Traslación de la curva I-V a condiciones BSTC

Ahora se va a trasladar la curva I-V de forma completa partiendo de la curva de operación (OPC) obtenida en la medida de la parte frontal. Para cada punto  $(I, V)$  extraído de la curva de operación OPC, se obtiene un nuevo punto  $(I, V)$ , en las nuevas condiciones deseadas BSTC aplicando las siguientes formulas:



$$I_{BSTC,i} = I_{OPC,i} + \Delta I_{SC,i} \quad \text{con} \quad \Delta I_{SC,i} = (I_{SC,BSTC} - I_{SC,OPC}) \frac{I_{OPC,i}}{I_{SC,OPC}}$$

$$V_{BSTC,i} = V_{OPC,i} + \Delta V_{oc,i} \quad \text{con} \quad \Delta V_{oc,i} = (V_{oc,BSTC} - V_{oc,OPC}) \cdot \frac{V_{OPC,i}}{V_{oc,OPC}}$$

Tras trasladar todos los puntos de la curva I-V se obtiene las siguientes gráficas de las figuras 57 y 58, de las cuales se han sustraído los datos en el máximo punto de potencia.

$$P_{max} = 415,46 \text{ W}$$

$$I_{mpp} = 9,95 \text{ A}$$

$$V_{mpp} = 41,75 \text{ V}$$

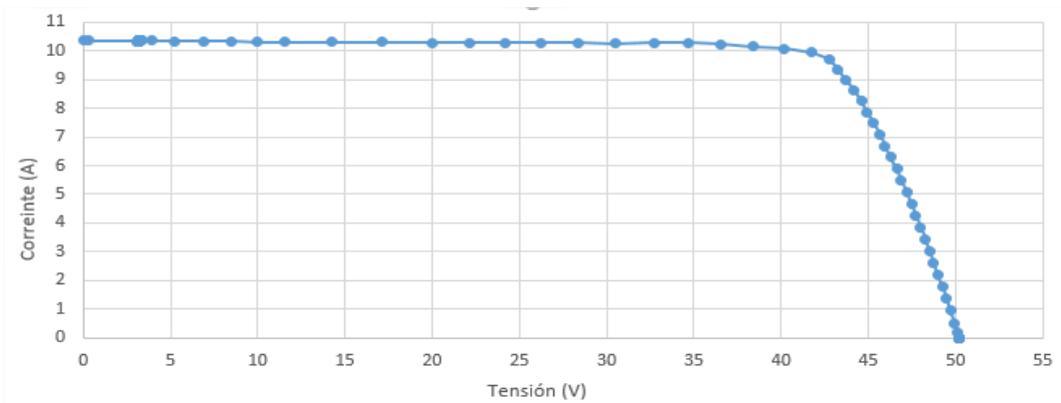


Figura 57. Curva I-V del bloque de paneles 1 en condiciones BSTC. Fuente: elaboración propia

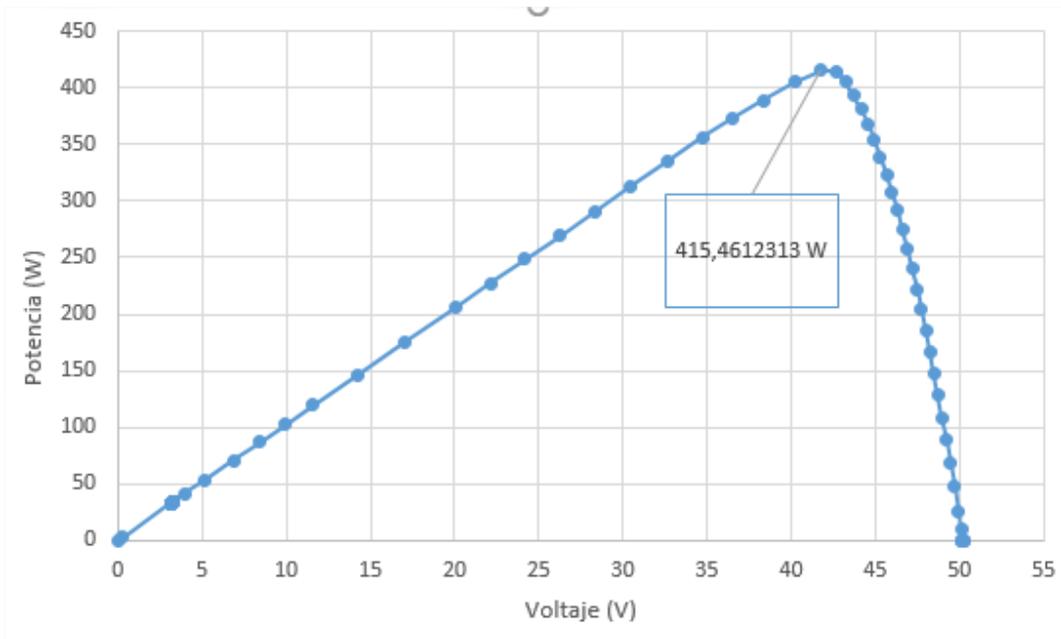


Figura 58. Curva de Potencia-Tensión (P-V) del bloque de paneles 1 en condiciones BSTC. Fuente: Elaboración propia

Con todos estos datos es posible calcular el factor de forma  $FF$ :

$$FF = \frac{I_{mpp} \cdot V_{mpp}}{I_{SC} \cdot V_{oc}} = \frac{9,95 \text{ A} \cdot 41,75 \text{ V}}{10,359 \text{ A} \cdot 50,224 \text{ V}} \Rightarrow$$
$$FF = \frac{I_{mpp} \cdot V_{mpp}}{I_{SC} \cdot V_{oc}} = 0,798$$

#### Cálculo del poder bifacial $BiFi$ , y la ganancia bifacial

El poder bifacial  $BiFi$  es el rendimiento de ganancia de potencia impulsada por la irradiancia trasera. En el fundamento teórico se expuso que para interiores se tomaban varias medidas de  $G_r$  comprendidas entre 0 y  $200 \text{ W/m}^2$ , lo cual hace el método del cálculo de  $BiFi$  más preciso. En el caso del método de irradiancia elevada  $G_e$  en exteriores se dispone tan solo de la medida obtenida con  $G_r = 135 \text{ W/m}^2$ .

En la figura 59 se observa la recta con su pendiente, que corresponde al poder bifacial  $BiFi$ .

$$Bifi = 0,3091$$

La ganancia bifacial es la contribución de la parte trasera del panel a la energía total suministrada por este. Es un parámetro que depende de las condiciones ambientales a las que está sometido el módulo. Por lo tanto, en el caso que nos ocupa el valor que se obtiene será para las condiciones BSTC que se han utilizado para caracterizar las curvas I-V de los módulos.

$$G_{bif} = \frac{415,46 \text{ W}}{372,73 \text{ W}} = 1,115$$

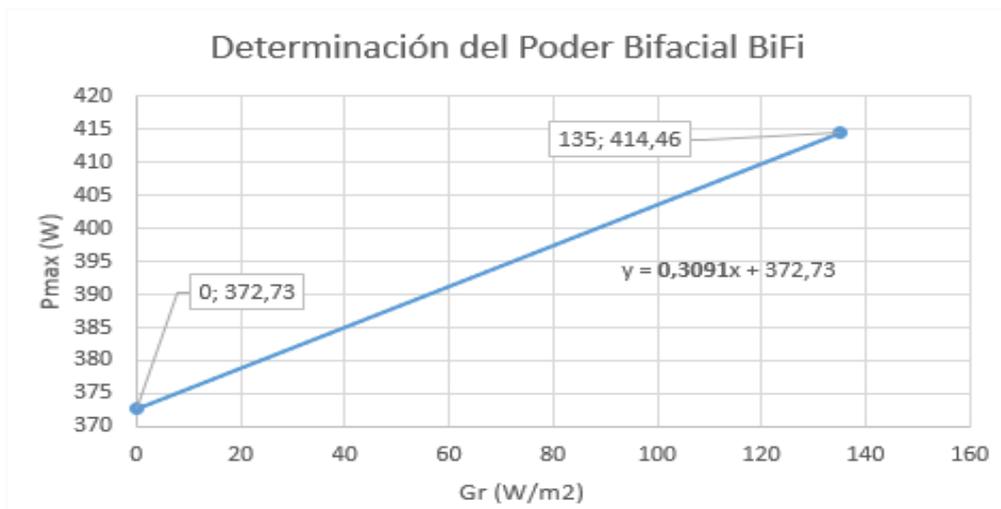


Figura 59. Gráfica  $G_r - P_{max}$  para el cálculo del poder bifacial  $BiFi$  del bloque de paneles 1. Fuente: Elaboración propia



$$G_{bif} = 11,5 \%$$

## 4.2 CURVA I-V EN EL BLOQUE DE PANELES 2

La metodología para seguir es la misma que la descrita para el bloque de paneles 1.

Cálculo del factor de bifacialidad  $\varphi$

$$\varphi = \text{Min}(\varphi_{I_{SC}}, \varphi_{P_{max}})$$

siendo

$$\varphi_{I_{SC}} = \frac{I_{SC, rear}}{I_{SC, front}}$$

$$\varphi_{P_{max}} = \frac{P_{max, rear}}{P_{max, front}}$$

Si aplicamos los valores obtenidos:

$$\varphi_{I_{SC}} = \frac{7,26 \text{ A}}{9,39 \text{ A}} = 0,773$$

$$\varphi_{P_{max}} = \frac{227,09 \text{ W}}{377,43 \text{ W}} = 0,602$$

Por lo tanto

$$\varphi_{bloque 2} = 0,602$$

Cálculo de la irradiancia elevada equivalente  $G_e$

Se va a aplicar el método de la irradiancia elevada equivalente  $G_e$ :

$$G_e = 1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} + \varphi \cdot 135 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$$

Aplicando el factor de bifacialidad del bloque 2 se obtiene:

$$G_{e, bloque 2} = 1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} + 0,602 \cdot 135 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} = 1082,22 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$$

Cálculo de la corriente de cortocircuito  $I_{SC}$

En este paso se aplican las ecuaciones de corrección de  $I_{SC}$  y de  $V_{oc}$ . Para ello se parte de los datos de la de la curva I-V de operación (OPC) de la parte frontal del módulo en las condiciones ambientales para obtener  $I_{SC}$  y  $V_{oc}$  a las nuevas condiciones BSTC, con  $G = G_e$  y  $T_{cel} = 25^\circ$ .

Corriente de cortocircuito  $I_{SC}$ :

$$I_{SC}(G_e, T_{cel}) = I_{SC,OPC} \cdot \frac{G_e}{G_{OPC}} \cdot [1 + \alpha \cdot (T_{cel} - T_{cel,OPC})]$$

$$I_{SC}(G_e, T_{cel}) = 10,67 \text{ A} \cdot \frac{1081,23 \text{ W/m}^2}{1132 \text{ W/m}^2} \cdot [1 + 0,0003 \cdot (25^\circ - 45,1^\circ)] =$$

$$I_{SC}(G_e, 25^\circ) = I_{SC,BSTC\_bloque2} = 10,13 \text{ A}$$

Tensión en circuito abierto  $V_{oc}$ :

$$V_{OC}(T_{cel}) = V_{OC,OPC} - N_s \cdot \beta \cdot (T_{cel,OPC} - T_{cel})$$

$$V_{OC}(T_{cel}) = 45,76 \text{ V} - 72 \cdot (-0,0027) \cdot (45,1^\circ - 25^\circ) =$$

$$V_{OC}(25^\circ) = V_{oc,BSTC\_bloque2} = 49,667 \text{ V}$$

### Traslación de la curva I-V a condiciones BSTC

Ahora se va a trasladar la curva I-V de forma completa partiendo de la curva de operación (OPC) obtenida en la medida de la parte frontal. Para cada punto  $(I, V)$  extraído de la curva de operación OPC, se obtiene un nuevo punto  $(I, V)$ , en las nuevas condiciones deseadas BSTC aplicando las siguientes formulas:

$$I_{BSTC,i} = I_{OPC,i} + \Delta I_{SC,i} \quad \text{con} \quad \Delta I_{SC,i} = (I_{SC,BSTC} - I_{SC,OPC}) \cdot \frac{I_{OPC,i}}{I_{SC,OPC}}$$

$$V_{BSTC,i} = V_{OPC,i} + \Delta V_{oc,i} \quad \text{con} \quad \Delta V_{oc,i} = (V_{oc,BSTC} - V_{oc,OPC}) \cdot \frac{V_{OPC,i}}{V_{oc,OPC}}$$

Tras trasladar todos los puntos de la curva I-V se obtiene las gráficas de las figuras 60 y 61, de las que se han sustraído los datos en el máximo punto de

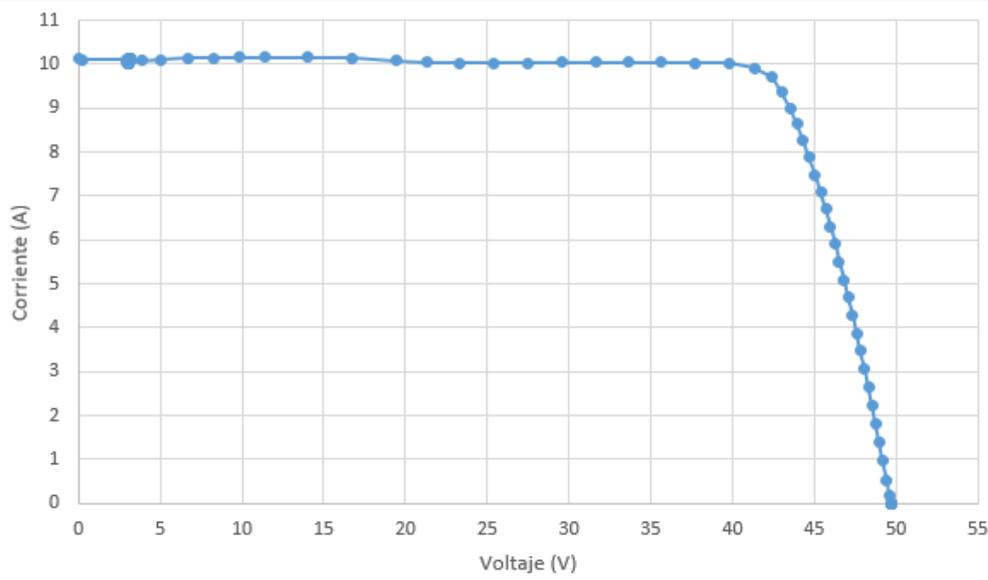


Figura 60. Curva I-V del bloque de paneles 2 en condiciones BSTC. Fuente: elaboración propia

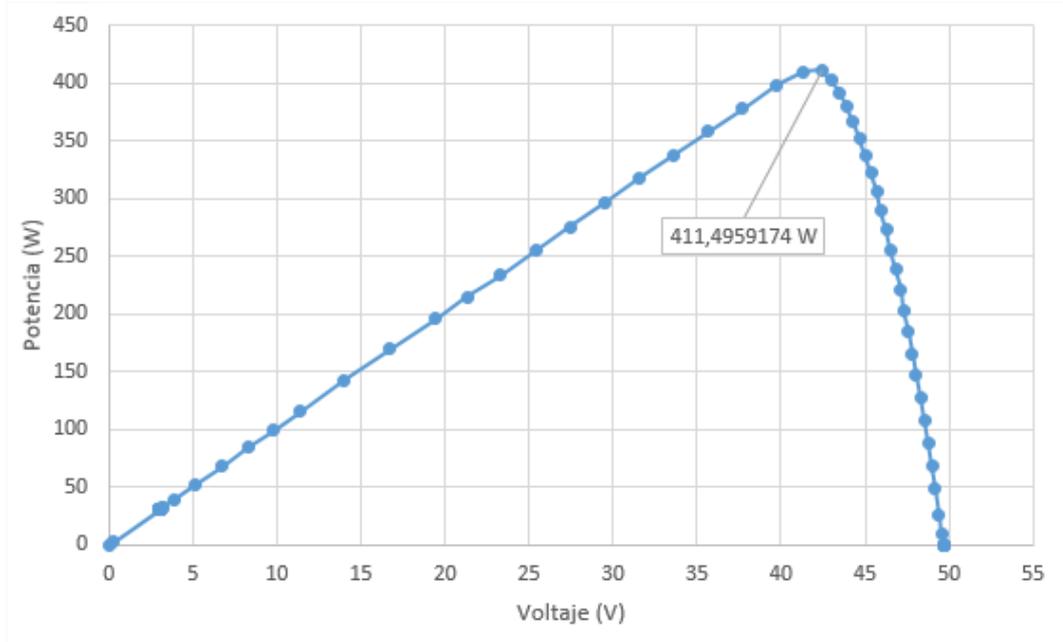


Figura 61. Curva de Potencia-Tensión (P-V) del bloque de paneles 2 en condiciones BSTC. Fuente: Elaboración propia

potencia.

$$P_{max} = 411,50 \text{ W}$$

$$I_{mpp} = 9,70 \text{ A}$$

$$V_{mpp} = 42,42 \text{ V}$$

Con todos estos datos es posible calcular el factor de forma  $FF$ :

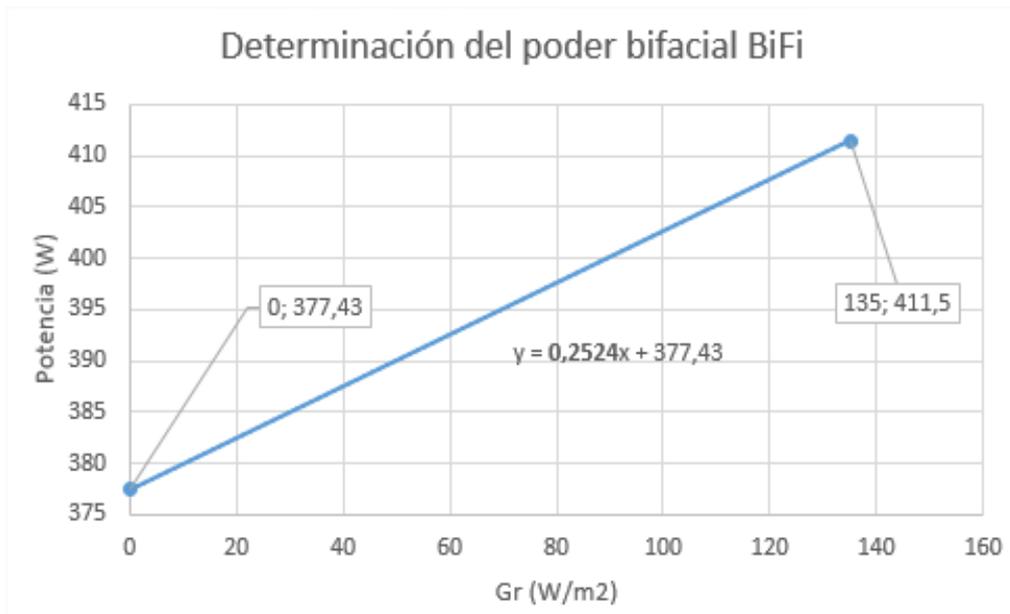


Figura 62. Gráfica  $Gr - P_{max}$  para el cálculo del poder bifacial BiFi del bloque de paneles 2. Fuente: Elaboración propia



$$FF = \frac{I_{mpp} \cdot V_{mpp}}{I_{SC} \cdot V_{oc}} = \frac{9,70 \text{ A} \cdot 42,42 \text{ V}}{10,13 \text{ A} \cdot 49,667 \text{ V}} \Rightarrow$$
$$FF = \frac{I_{mpp} \cdot V_{mpp}}{I_{SC} \cdot V_{oc}} = 0,818$$

#### Cálculo del poder bifacial $BiFi$ , y la ganancia bifacial

En la figura 62 se observa la curva del poder bifacial y su pendiente que corresponde al poder bifacial  $BiFi$ .

$$Bifi = 0,2524$$

La ganancia bifacial obtenida en las condiciones de medida BSTC

$$G_{bif} = \frac{411,5 \text{ W}}{377,43 \text{ W}} = 1,09$$
$$G_{bif} = 9 \%$$

### 4.3 CURVA I-V EN EL BLOQUE DE PANELES 3

La metodología por seguir es la misma que la descrita para el bloque de paneles 1 y 2.

#### Cálculo del factor de bifacialidad $\varphi$

$$\varphi = \text{Min} (\varphi_{I_{SC}}, \varphi_{P_{max}})$$

siendo

$$\varphi_{I_{SC}} = \frac{I_{SC, rear}}{I_{SC, front}}$$
$$\varphi_{P_{max}} = \frac{P_{max, rear}}{P_{max, front}}$$

Si aplicamos los valores obtenidos:

$$\varphi_{I_{SC}} = \frac{7,1 \text{ A}}{9,6 \text{ A}} = 0,74$$
$$\varphi_{P_{max}} = \frac{272,01 \text{ W}}{378,73 \text{ W}} = 0,718$$

Por lo tanto

$$\varphi_{bloque 3} = 0,718$$

Cálculo de la irradiancia elevada equivalente  $G_e$ 

Se va a aplicar el método de la irradiancia elevada equivalente  $G_e$ :

$$G_e = 1000 \frac{W}{m^2} + \varphi \cdot 135 \frac{W}{m^2}$$

Aplicando el factor de bifacialidad del bloque 2 se obtiene:

$$G_{e,bloque\ 3} = 1000 \frac{W}{m^2} + 0,718 \cdot 135 \frac{W}{m^2} = 1096,96 \frac{W}{m^2}$$

Cálculo de la corriente de cortocircuito  $I_{SC}$ 

En este paso se aplican las ecuaciones de corrección de  $I_{SC}$  y de  $V_{oc}$ . Para ello se parte de los datos de la de la curva I-V de operación (OPC) de la parte frontal del módulo en las condiciones ambientales para obtener  $I_{SC}$  y  $V_{oc}$  a las nuevas condiciones BSTC, con  $G = G_e$  y  $T_{cel} = 25^\circ$ .

Corriente de cortocircuito  $I_{SC}$ :

$$I_{SC}(G_e, T_{cel}) = I_{SC,OPC} \cdot \frac{G_e}{G_{OPC}} \cdot [1 + \alpha \cdot (T_{cel} - T_{cel,OPC})]$$

$$I_{SC}(G_e, T_{cel}) = 9,25 A \cdot \frac{1096,96 W/m^2}{957 W/m^2} \cdot [1 + 0,0003 \cdot (25^\circ - 41,1^\circ)] =$$

$$I_{SC}(G_e, 25^\circ) = I_{SC,BSTC\_bloque3} = 10,55 A$$

Tensión en circuito abierto  $V_{oc}$ :

$$V_{oc}(T_{cel}) = V_{oc,OPC} - N_s \cdot \beta \cdot (T_{cel,OPC} - T_{cel})$$

$$V_{oc}(T_{cel}) = 45,65 V - 72 \cdot (-0,0027) \cdot (41,1^\circ - 25^\circ) =$$

$$V_{oc}(25^\circ) = V_{oc,BSTC\_bloque3} = 48,78 V$$

Traslación de la curva I-V a condiciones BSTC

Ahora se va a trasladar la curva I-V de forma completa partiendo de la curva de operación (OPC) obtenida en la medida de la parte frontal. Para cada punto  $(I, V)$  extraído de la curva de operación OPC, se obtiene un nuevo punto  $(I, V)$ , en las nuevas condiciones deseadas BSTC aplicando las siguientes formulas:

$$I_{BSTC,i} = I_{OPC,i} + \Delta I_{SC,i} \quad \text{con} \quad \Delta I_{SC,i} = (I_{SC,BSTC} - I_{SC,OPC}) \cdot \frac{I_{OPC,i}}{I_{SC,OPC}}$$

$$V_{BSTC,i} = V_{OPC,i} + \Delta V_{oc,i} \quad \text{con} \quad \Delta V_{oc,i} = (V_{oc,BSTC} - V_{oc,OPC}) \cdot \frac{V_{OPC,i}}{V_{oc,OPC}}$$

Tras trasladar todos los puntos de la curva I-V se obtienen las gráficas de

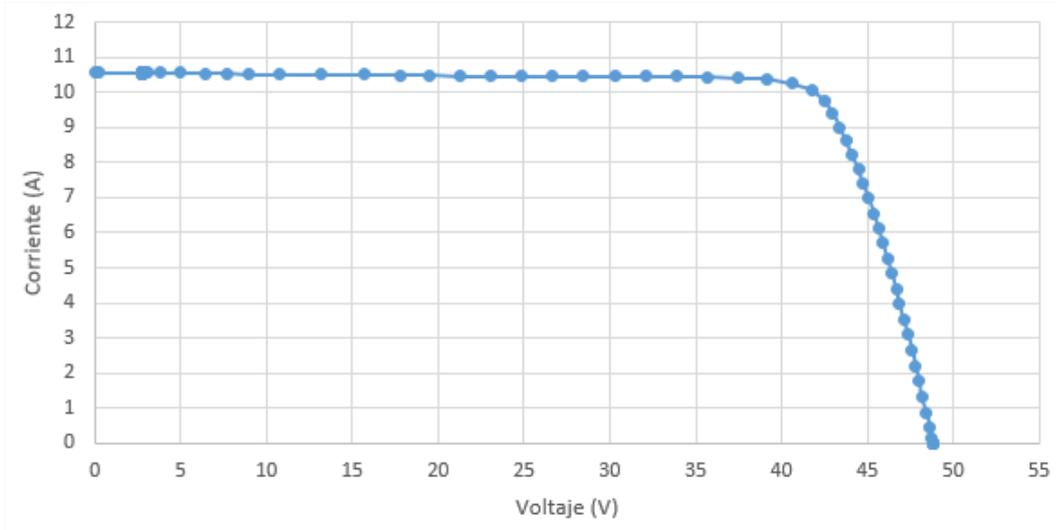


Figura 63: Curva I-V del bloque de paneles 3 en condiciones BSTC. Fuente: elaboración propia

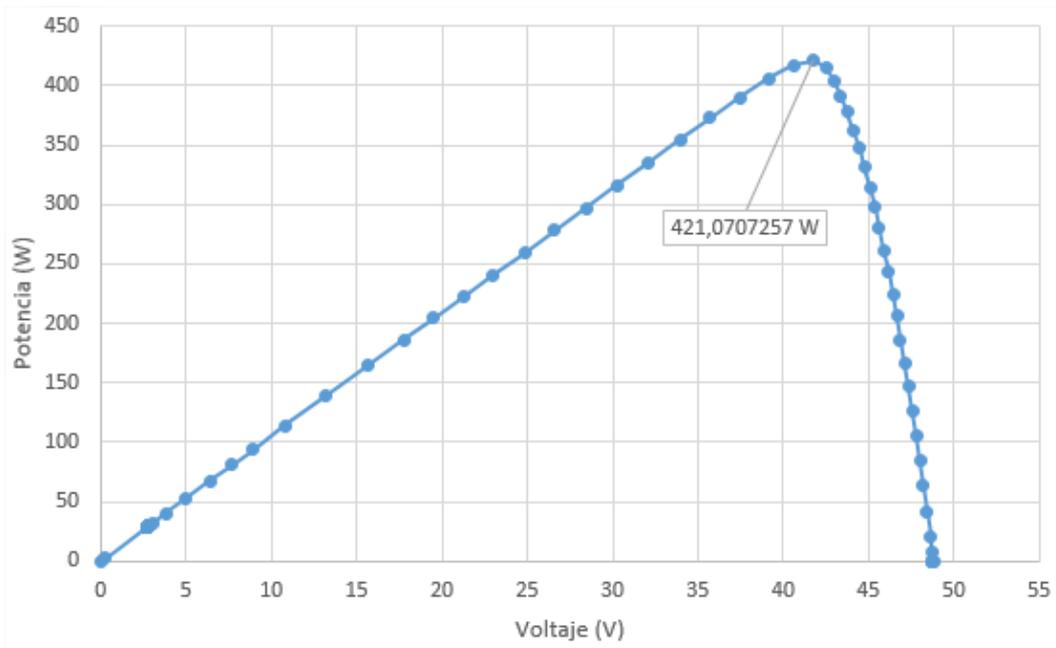


Figura 64. Curva de Potencia-Tensión (P-V) del bloque de paneles 3 en las condiciones BSTC. Fuente: Elaboración propia

las figuras 63 y 64, de las que se han obtenido los datos en el máximo punto de potencia.

$$P_{max} = 421,07 \text{ W}$$

$$I_{mpp} = 10,08 \text{ A}$$

$$V_{mpp} = 41,77 \text{ V}$$

Con todos estos datos es posible calcular el factor de forma  $FF$ :

$$FF = \frac{I_{mpp} \cdot V_{mpp}}{I_{SC} \cdot V_{oc}} = \frac{10,08 A \cdot 41,77 V}{10,55 A \cdot 48,78 V} \Rightarrow$$
$$FF = \frac{I_{mpp} \cdot V_{mpp}}{I_{SC} \cdot V_{oc}} = 0,818$$

#### Cálculo del poder bifacial BiFi, y la ganancia bifacial

En la figura 65 se observa la curva del poder bifacial y su pendiente que corresponde al poder bifacial BiFi.

$$Bifi = 0,3136$$

La ganancia bifacial obtenida en las condiciones de medida BSTC

$$G_{bif} = \frac{421,07 W}{378,73 W} = 1,111$$

$$G_{bif} = 11,1 \%$$

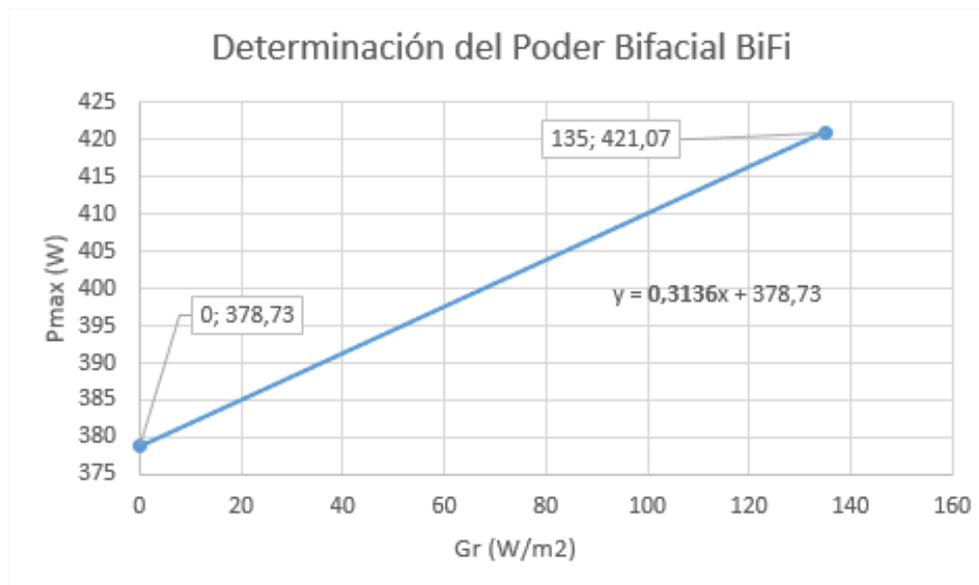


Figura 65. Gráfica Gr – Pmax para el cálculo del poder bifacial BiFi del bloque de paneles 3. Fuente: Elaboración propia

## 4.4 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

Analizando detenidamente los resultados obtenidos se pueden extraer algunas conclusiones claras. En primer lugar, parece obvio que se está subestimando de alguna manera la capacidad bifacial en la curvas I-V dada por el fabricante. Ya observando la primera tanda de medidas en las que no se tenía en cuenta la bifacialidad se obtenían potencias máximas cercanas a los 400 W dados por el fabricante. Pero hay que tener en cuenta que el albedo del que se dispone en la azotea es bastante pobre. En los resultados obtenidos para las curvas I-V



aplicando el método de la irradiancia elevada  $G_e$  en el que se supone una irradiancia trasera de  $G_r = 135 \text{ W/m}^2$  las potencias obtenidas alcanzan los 411 W, en el peor de los casos, lo cual confirma esta subestimación.

Otra conclusión clara es que si observamos las medidas en la parte frontal los resultados obtenidos de las potencias proporcionadas son muy similares entre sí, con potencias comprendidas entre 370 W y 380 W. Pero a la hora de medir la parte trasera del módulo la variabilidad en las medidas es bastante mayor. Por ejemplo, en el bloque de paneles nº2 se obtenía una potencia máxima de 227,09 W y en el bloque 3, 272,01 W. De la misma forma que el sombreado afectaba a forma de la curva I-V en la parte trasera, haciéndola más irregular es evidente que dicho sombreado y su variabilidad dependiendo de la posición del sol provoca cierta incertidumbre en las medidas. Esto se refleja en el cálculo del factor de bifacialidad  $\varphi$ , el cual varía entre 0,602 y 0,718 para los distintos bloques. Esta variabilidad se arrastra en el cálculo de la irradiancia elevada  $G_e$ , la cual se encuentra en torno a los 1090 W/m<sup>2</sup>.

A pesar de esto, los resultados finales obtenidos para las curvas I-V en condiciones de bifacialidad BSTC son coherentes con lo esperado. En los tres bloques se han obtenidos corrientes de cortocircuito  $I_{SC}$  y tensiones en circuito abierto  $V_{oc}$  de mayor magnitud que las obtenidas en condiciones STC sin suponer bifacialidad.

Lo mismo ocurre con los valores de las corrientes y tensiones en el punto de máxima potencia. En condiciones BSTC todos los valores son mayores que en condiciones STC, salvo en el caso de  $V_{mpp}$  para el bloque 1, aunque igualmente se acaba obteniendo una potencia mayor (415,46 W > 399,69W).

Si nos fijamos en los factores de forma obtenidos existe una similitud entre los 3 bloques. Incluso en el bloque de paneles 2, que presentaba resultados más dispares, la eficiencia de las células es de casi 0,82.

Y para el poder bifacial, se obtienen muy buenos valores, por encima de 0,3 para los bloques de paneles 1 y 3, y de 0,25 para el bloque 2, lo cual nos arroja la certeza de la gran capacidad de los paneles para aprovechar la irradiación difusa en su zona posterior.

Con los valores de la ganancia bifacial, que como mucho alcanza el 11,5% se pone de manifiesto que no se está aprovechando toda la capacidad de la que se dispone, teniendo en cuenta que el fabricante nos dice que pueden proporcionar hasta un 30%.

Por último, es importante tener en cuenta, que si observamos las curvas I-V obtenidas con el método  $G_e$  son totalmente suaves. Al trasladar la curva a partir



de una medición solamente de la parte frontal no detecta la distorsión que de la curva I-V trasera, que puede ser más o menos severa dependiendo de la intensidad de la radiación en la parte posterior.





## 5. CONCLUSIONES

La caracterización de módulos fotovoltaicos bifaciales, como se ha indicado a lo largo de esta memoria, es uno de los objetivos de investigación que en estos momentos está llevando a cabo la comunidad fotovoltaica. La existencia de un borrador incompleto para un nuevo estándar de la medición de paneles bifaciales hace que aún exista margen de mejora en dicha investigación.

En este trabajo, se han expuesto los métodos propuestos en dicho borrador, para posteriormente llevar a cabo el método de irradiación elevada  $G_e$  en exteriores, aplicado a los módulos disponibles.

A la hora de realizar las mediciones, el hecho de encontrar grandes dificultades para obtener las medidas de cada módulo de forma unitaria ha obligado a realizar las mediciones con dos paneles conectados en serie.

Se han realizado medidas en paneles relativamente nuevos (un año y unos meses en operación), por lo que presupone la ausencia de fallos graves en los módulos. Respecto a los datos obtenidos, es obvio que la limitación debida a que los factores ambientales no son controlables hace que los datos obtenidos no sean todo lo precisos que se desearía.

Los datos obtenidos experimentalmente de la parte frontal de los paneles han sido similares en los tres bloques de paneles, obteniendo potencias máximas en la curva I-V en torno a 375 W. Sin embargo, en las medidas obtenidas de la parte trasera y atendiendo a las distintas formas de las curvas I-V y las potencias máximas obtenidas los resultados han sido más dispares. La principal razón de ello son los distintos sombreados provocados por el marco trasero y los métodos de sujeción de la tela. Los paneles disponen de una orientación fijada y el sol no incide de forma totalmente perpendicular a los paneles, provocando dichas sombras.

Otro inconveniente a la hora de realizar las medidas es la elevada temperatura de las células, que provoca la disminución de la tensión de cortocircuito  $V_{oc}$ , con lo cual a la hora de ajustar la curva I-V se cometen mayores imprecisiones, tanto por el propio trazador solar I-Ve para obtener la curva I-V, como por el método teórico de corrección de la curva visto en el apartado 4.

Aún con todos estos problemas, los resultados finales están dentro de los parámetros esperados. El poder y la ganancia bifaciales es similar en dos de los bloques de paneles, con valores en torno a  $BiFi=0,31$  y ganancia bifacial del 11% respectivamente. El bloque 2 presenta resultados ligeramente diferentes, lo cual es coherente con la curva obtenida en la parte trasera del mismo, ya que presenta un sombreado más acusado.



Viendo los resultados obtenidos en las medidas de la parte trasera del módulo una de las líneas de mejora en la aplicación del método  $G_e$  en exteriores sería la posibilidad de ajustar más finamente el método para minimizar el sombreado lateral. Aunque gracias al inclinómetro se han realizado las medidas dentro de lo especificado para una buena obtención de las curvas I-V, la presencia del marco trasero del panel a una altura ligeramente mayor que la de las células hace necesario que la perpendicularidad del sol respecto a los módulos sea lo mayor posible.

Por todo ello, se puede deducir respecto a los métodos propuestos hasta ahora y que se han visto en el fundamento teórico, que los métodos en interiores, ya sea con iluminación bifacial simultánea o mediante el método de irradiancia elevada  $G_e$  e iluminación monofacial ofrecen una mayor precisión al poder controlar los factores ambientales. El hecho de poder controlar la irradiación  $G$  y la temperatura de las células  $T_{cel}$  es clave. Y todo apunta a que en el futuro estos serán los métodos que predominarán.

Con vistas a posibles líneas de trabajo futuras sería interesante explorar el tema del albedo en paneles bifaciales. En el presente TFG solo ha tenido influencia a la hora de medir los paneles de forma "normal", ya que para medir la característica I-V con el método  $G_e$  no es necesario. Pero si se quisiera ver como afecta a la ganancia bifacial de los módulos esta podría ser una línea para seguir.

Otro punto para explorar es como afecta la inclinación en los paneles bifaciales. En paneles monofaciales hay infinidad de estudios para calcular la orientación óptima. Sin embargo, en los paneles bifaciales, el hecho de captar irradiación difusa por la parte posterior introduce un nuevo factor para tener en cuenta.



## 6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Asociación Nacional de Productores de Energía Fotovoltaica (2020), *Anuario Fotovoltaico 2020*.
- [2] Stein J. S., Reise, C. et al (2021), *Bifacial PV modules & systems Experience and Results from International Research and Pilot Applications*.
- [3] VDMA (2020), *International Technology Roadmap for Photovoltaic (Itrpv) 2019 Results*. Recuperado el 26-09-2021 de: <https://itrpv.vdma.org/en/ueber-uns>.
- [4] International Electrotechnical Commission (2006), *IEC 60904-1:2006 Photovoltaic devices - Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics*
- [5] International Electrotechnical Commission (2015), *IEC 60904-2:2015 Photovoltaic devices - Part 2: Requirements for photovoltaic reference devices*
- [6] International Electrotechnical Commission (2019), *IEC 60904-3:2019 Photovoltaic devices - Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data*
- [7] Schmid A., Dülger G., Baraah G., Kräling U. (2017), *IV Measurement of Bifacial Modules: Bifacial vs. Monofacial Illumination*
- [8] Mori H. (1966), *Radiation energy transducing device*
- [9] Deline C., Peláez S. A., Marion B., Sekulic B., Woodhouse M., y Stein J. (2019), *Bifacial PV System Performance : Separating Fact from Fiction*
- [10] Sun X., Khan M. R., Deline C. y Alam M. A (2018), *Optimization and performance of bifacial solar modules: A global perspective*. vol. 212, pp. 1601–1610
- [11] Dullweber T. y Schmidt J. (2016), *Industrial Silicon Solar Cells Applying the Passivated Emitter and Rear Cell (PERC) Concept-A Review,* *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 6, no. 5, pp. 1366–1381
- [12] ExpoSolar Colombia 2019 (2019), Recuperado el 1-7-2021 de: <https://feriaexposolar.com/wp-content/uploads/2018/12/broshure-ExpoSolar-2019-Espa%C3%B1ol-1.pdf>
- [13] Tous L. et al. (2018), *Progress on bifacial Ni/Ag plated NPert cells for module fabrication with SWCT*. Recuperado el 27-6-2021 de: [https://www.researchgate.net/publication/319983849\\_224\\_bifacial\\_n-PERT\\_cells\\_with\\_NiAg\\_co-plated\\_contacts\\_and\\_V\\_oc\\_691\\_mV](https://www.researchgate.net/publication/319983849_224_bifacial_n-PERT_cells_with_NiAg_co-plated_contacts_and_V_oc_691_mV)
- [14] Romijn I. et al. (2019), *Bifacial Cells, in Bifacial Photovoltaics: Technology, applications and economics*
- [15] Ding D., Lu G., Li Z., Zhang Y., y Shen W. (2019), *High-efficiency n-type silicon PERT bifacial solar cells with selective emitters and poly-Si based passivating contacts*. *Sol. Energy*, vol. 193, no. July, pp. 494–501
- [16] Tous L. et al. (2019), *Efficiency roadmaps for industrial bifacial PPERC and NPert cells*. *AIP Conf. Proc.*, vol. 2147, no. August 2019.
- [17] Belen A. y Vilches M. (2015), *Morales-Vilches, Desarrollo de tecnologías de baja temperatura para la fabricación de células solares de heterounión de silicio, Tesis doctoral (2015)*
- [18] Tanaka M. et al. (1992), *Development of new a-si/c-si heterojunction solar cells: Acj-hit (artificially constructed junction- heterojunction with intrinsic thin-layer)* *Jpn. J. Appl. Phys.*, vol. 31, no. 11 R, pp. 3518–3522
- [19] Masuko K. et al. (2014), *Achievement of More Than 25% Conversion Efficiency With Crystalline Silicon Heterojunction Solar Cell*. *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 4, no. 6, pp. 1433–1435, Nov. 2014.



- [20] Yoshimi M. *et al.* (2017), *Record-Breaking Efficiency Back-Contact Heterojunction Crystalline Si Solar Cell and Module*.
- [21] Universidad de Jaén (2012), *Curso de Energía; La radiación Solar. Fundación enegizar*. Recuperado el 17-6-2021 de [http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home\\_main\\_frame/03\\_celula/01\\_basico/3\\_celula\\_04.htm](http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/03_celula/01_basico/3_celula_04.htm)
- [22] Universidad de Valladolid (2018), *Apuntes de Energías Renovables 2018-2019*
- [23] Ingelibre (2014), *Influencia de la irradiación y temperatura sobre una placa fotovoltaica*. Recuperado el 15-6-2021 de <https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/11/09/influencia-de-la-irradiacion-y-temperatura-sobre-una-placa-fotovoltaica/>
- [24] Moralejo Vázquez F. J. (2018), *Contribución a la mejora de la integración de la energía solar fotovoltaica en edificios*. Recuperado el 3-7-2021 de <http://eprints.ucm.es/47660/1/T39927.pdf>.
- [25] Fernández J. (2009), *Caracterización de módulos fotovoltaicos con dispositivo portátil,* *U carlos III Madrid*, pp. 1–156, 2016. Recuperado el 25-6-2021 de [https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/6037/PFC\\_Julio\\_Fernandez\\_Ferichola.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/6037/PFC_Julio_Fernandez_Ferichola.pdf?sequence=1&isAllowed=y).
- [26] International Electrotechnical Commission (2019), *IEC TS 60904-1-2:2019 Photovoltaic devices - Part 1-2: Measurement of current-voltage characteristics of bifacial photovoltaic (PV) devices*
- [27] A. Edler *et al.* (2016), *Flasher setup for bifacial*. Recuperado el 30-6-2021 de: <https://www.slideshare.net/sandiaecis/13-edler-isc-konstanz>
- [28] Meyer Burger (2016), *IEC 60904-1-2: Measurement of current-voltage characteristics of bifacial photovoltaic devices*. Recuperado el 30-6-2021 de: <https://pdfslide.net/reader/f/iec-60904-1-2-measurement-of-current-voltage-bifipv-characteristics-of>
- [29] Herrmann W., Schweiger M., y Bonilla J. (2017), *Performance characteristics of bifacial PV modules and power labeling,* *Bifi Work. Konstanz, 2017*.
- [30] HT INSTRUMENTS S.A. (2017), *"I -V400w – SOLAR I-Ww I-V500w – SOLAR I-Ve Manual de instrucciones*
- [31] L. G. (2018), *The Next Evolution Leap LG NeON 2 Bifacial*
- [32] HT (2017), *Manual de instrucciones I-V400w - SOLAR I-Vw I-V500w - SOLAR I-Ve*. Recuperado el 15-5-2021 de: <https://www.ht-instruments.com/es-es/productos/i-v500w/download/manual/>
- [33] HT (2011), *HT304N Manuale d'uso User's guide Manual de Instrucciones Bedienungsanleitung*. Recuperado el 15-5-2021 de: [https://www.ht-instruments.com/media/filer\\_public/64/b4/64b4f16e-8f03-4cd7-8da6-b0b74dfbc87e/m\\_ht304n\\_itenesde1-00.pdf](https://www.ht-instruments.com/media/filer_public/64/b4/64b4f16e-8f03-4cd7-8da6-b0b74dfbc87e/m_ht304n_itenesde1-00.pdf)
- [34] HT Italia (2011), *Dichiarazione di conformita*. Recuperado el 15-5-2021 de: [https://www.ht-instruments.us/media/filer\\_public/f7/59/f7592597-cf68-4b89-8f48-f46d300cc531/pt300n\\_ce.pdf](https://www.ht-instruments.us/media/filer_public/f7/59/f7592597-cf68-4b89-8f48-f46d300cc531/pt300n_ce.pdf)
- [35] HT Italia (2014) *TopView: Windows software for safety testers*. Recuperado el 15-5-2021 de: [https://www.ht-instruments.com/media/filer\\_public/13/82/1382afe0-f0a5-47ab-8d60-0e0d125898db/pdf\\_topview\\_en1-00.pdf](https://www.ht-instruments.com/media/filer_public/13/82/1382afe0-f0a5-47ab-8d60-0e0d125898db/pdf_topview_en1-00.pdf)
- [36] International Electrotechnical Commission (2009), *IEC 60891:2009 Photovoltaic devices - Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics*