



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID
ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

Grado en Ingeniería Eléctrica

**ESTUDIO DE LA INCLINACIÓN ÓPTIMA DE
PANELES SOLARES BIFACIALES
MONOCRISTALINOS DE SILICIO**

Autor:

Martín Benito, María

Tutores:

Miguel Ángel González Rebollo

Cristian Terrados López

**Departamento de Física de la
Materia Condensada, Cristalografía y
Mineralogía**

Valladolid, Julio de 2022

AGRADECIMIENTOS

A mi familia, por haber confiado siempre en mí y haberme motivado a conseguir lo que quiero desde el primer momento que comencé la carrera, sin dejar de hacerlo hasta hoy, que presento este Trabajo Fin de Grado.

Al Grupo de Investigación GdS Optronlab por abrirme las puertas con su mejor sonrisa y haberme dado las herramientas necesarias para elaborar el proyecto. En especial a mi tutor Miguel Ángel González, por haber depositado su confianza para la realización de este proyecto y por la dedicación que esto ha supuesto; y también a mi segundo tutor, Cristian Terrados, por haberme ayudado en todo momento con gran interés.

A mis amigos y a mi pareja, que siempre han estado en los mejores y peores momentos a lo largo de este periodo.

A todos ellos, gracias por acompañarme.

RESUMEN

La producción de energía eléctrica mediante radiación solar, o más conocida como fotovoltaica, está incrementándose exponencialmente. A menudo, nuevas tecnologías y materiales van surgiendo con el propósito de mejorar la calidad de esta energía, y aumentar el rendimiento de sus instalaciones.

Hasta ahora, la mayoría de la producción solar se debía a los módulos monofaciales, introduciéndose paulatinamente los paneles bifaciales. Aunque es cierto que su funcionamiento es muy similar al de los primeros, es necesario el estudio de los factores que afectan a su cara trasera tales como el tipo de suelo y su reflexión además de vigilar también los ángulos de inclinación.

En el siguiente trabajo de fin de carrera se va a hacer hincapié en el estudio de los módulos bifaciales; especialmente en las diferentes inclinaciones posibles para un panel, y se determinará el ángulo óptimo de producción mediante la comparación entre dos módulos bifaciales monitorizados.

PALABRAS CLAVE: Fotovoltaica, Inclinación, Bifacial, Monitorización, Albedo.

ASBTRACT

The production of electrical energy through solar radiation, or better known as photovoltaics, is increasing exponentially. Often, new technologies and materials are emerging with the purpose of improving the quality of this energy and increasing the performance of your installations.

Until now, most of the solar production is due to monofacial modules, gradually introducing bifacial panels. Although it is true that its operation is very similar to that of the former, it is necessary to study the factors that worsen its rear face, such as the type of soil and its reflection, and also studying the angles of inclination.

In the following Final Degree Project, the study of bifacial modules will be made to reflect; especially the different possible inclinations for a panel, and the optimal production angle will be determined by comparing two monitored bifacial modules.

KEY WORDS: Photovoltaics, Inclination, Bifacial, Monitoring, Albedo.

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	13
2	FUNDAMENTO TEÓRICO	15
2.1	EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN LA ÚLTIMA DÉCADA.....	15
2.2	TIPOS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	17
2.3	TECNOLOGÍA BIFACIAL.....	20
2.3.1	TIPOS DE CÉLULAS BIFACIALES.....	20
2.3.2	ALBEDO Y GANANCIA BIFACIAL.....	24
2.4	DEFECTOS EN PANELES SOLARES Y TÉCNICAS DE DETECCIÓN	28
3	DISEÑO Y PUESTA EN MARCHA DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA	32
3.1	MÓDULOS BIFACIALES LG400NT-A5 (400Wp).....	32
3.2	INVERSOR Y ROUTER WIFI	35
3.3	DISEÑO DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA.....	38
3.3.1	CÁLCULO DEL CABLEADO DE LOS PANELES AL INVERSOR	38
3.3.2	CÁLCULO DEL CABLEADO DEL INVERSOR AL CUADRO DE PROTECCIONES 41	
3.3.3	DIMENSIONAMIENTO DE LAS PROTECCIONES	41
4	ESTUDIO DE MÓDULOS BIFACIALES	42
4.1	ANÁLISIS DE LOS PANELES CON LA MISMA INCLINACIÓN	43
4.2	ANÁLISIS DE LOS PANELES CON DIFERENTES INCLINACIONES	46
4.2.1	PROCEDIMIENTO.....	46
4.2.2	EJEMPLO DE TRATAMIENTO DE DATOS SEGÚN EL PROCEDIMIENTO EXPLICADO	48
4.2.3	COMPARACIÓN DEL GRÁFICO DE PRODUCCIÓN CON LA IRRADIACIÓN DIARIA 51	
4.2.4	COMPARACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN LOS DIFERENTES PERIODOS DIARIOS 54	
4.2.5	CONCLUSIONES DEL PROCEDIMIENTO	56
4.3	ANÁLISIS DE LOS DIFERENTES TIPOS DE ALBEDO	57
5	CONCLUSIONES GENERALES	61
6	PRESUPUESTO ECONÓMICO.....	63
6.1	GASTOS DE MATERIAL	63
6.2	GASTOS DE PERSONAL	64
6.3	OTROS GASTOS	65



7	BIBLIOGRAFÍA.....	69
	ANEXO A: APLICACIÓN PARA LA MONITORIZACIÓN DEL INVERSOR	71
	ANEXO B: GRÁFICAS DE PRODUCCIÓN POR PERIODOS DIARIOS EN DIFERENTES INCLINACIONES	78

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Instalaciones fotovoltaicas: potencia instalada y producción de electricidad de 1998 a 2018.....	15
Figura 2. Potencia instalada fotovoltaica desde el año 2007 hasta 2020.....	16
Figura 3. Paneles de silicio monocristalino a la izquierda y policristalino a la derecha....	18
Figura 4. Estructura típica bifacial de célula PERC+.....	21
Figura 5. Estructura típica bifacial de célula n-PERT.....	22
Figura 6. Estructura típica bifacial de célula heterounión.....	23
Figura 7. Valores de albedo para diferentes superficies.....	25
Figura 8. Fotografía de un albedómetro.....	27
Figura 9. Pruebas de luminiscencia en la instalación.....	29
Figura 10. Equipo de caracterización mediante PL.....	29
Figura 11. Fotografía de los módulos utilizados en la instalación.....	32
Figura 12. Características eléctricas del panel.....	33
Figura 13. Características eléctricas del panel en condiciones normales de operación...	33
Figura 14. Curvas I-V características del panel.....	34
Figura 15. Imagen del inversor en la instalación.....	35
Figura 16. Características técnicas del inversor.....	36
Figura 17. Imagen del router ECU-R en la instalación.....	37
Figura 18. Características técnicas del router ECU-R.....	37
Figura 19. Esquema unifilar de la instalación eléctrica.....	38
Figura 20. Tabla A de la ITC-BT-19 del REBT.....	40
Figura 21. Denominación de los módulos.....	42
Figura 22. Datos de energía en kWh obtenidos con ambos módulos a 35º.....	43
Figura 23. Prueba de fotoluminiscencia en el panel 1. Fuente: elaboración propia.....	44
Figura 24. Prueba de fotoluminiscencia en el panel 2. Fuente: elaboración propia.....	44
Figura 25. Prueba de fotoluminiscencia en la cara trasera de ambos paneles.....	45
Figura 26. Termografías realizadas a los paneles 2 y 1 respectivamente.....	46
Figura 27. Datos de producción obtenidos por la aplicación APsystem.....	48
Figura 28. Fichero EXCEL elaborado para tratamiento de los datos en cada periodo de inclinación.....	49
Figura 29. Medias diarias y gráfico de producción energética diaria.....	50
Figura 30. Resumen de las medias diarias de producción.....	50
Figura 31. Gráfico de producción energética del día 25/05/2022.....	51
Figura 32. Tablas de corrección de irradiancia para latitud de 42º.....	52
Figura 33. Método de realización de curvas de irradiancia aplicando factores de corrección.....	53
Figura 34. Curva de irradiación corregida del día 25/05/2022.....	53
Figura 35. Producción por periodos horarios para una inclinación de 21º.....	54
Figura 36. Producción en periodos horarios para una inclinación de 24º.....	55
Figura 37. Producción en periodos horarios para una inclinación de 28º.....	56
Figura 38. Curva de irradiación corregida del día 14 de mayo.....	56
Figura 39. Tabla de producción media según inclinaciones.....	57
Figura 40. Instalación con superficie oscura (superior) y blanca (inferior).....	58

Figura 41. Instalación con diversas superficies: oscura, blanca y hierba natural.	58
Figura 42. Comparación de la producción de energía con diferentes albedos.	59
Figura 43. Resumen de instalaciones fotovoltaicas activas en APsystem web.	71
Figura 44. Pantalla inicial de la APsystem web.	72
Figura 45. Pestaña "Inverter data" para visualizar los parámetros.	72
Figura 46. Energía diaria por horas.	73
Figura 47. Curva de energía diaria.	73
Figura 48. Datos resumen de interés sobre la producción de la instalación en su periodo de vida.....	74
Figura 49. Información sobre los módulos conectados.	75
Figura 50. Menú de inicio de la APsystem app.	76
Figura 51 Menú de inicio de la instalación seleccionada.....	76
Figura 52. Menú de inicio de la APsystem app.	76

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Conductividad de cobre y aluminio a diferentes temperaturas. Fuente: Nergiza	39
Tabla 2. Resumen detallado del presupuesto.....	67

1 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

El actual panorama energético y el fuerte incremento de los precios en las tecnologías de generación de energía más convencionales, además del compromiso medioambiental de la sociedad, invita a productores y consumidores a adoptar nuevas medidas y apostar por nuevas fuentes de generación de energía limpia y sostenible, además de económica. Por ello, las energías renovables han experimentado un gran crecimiento en los últimos años debido a su bajo coste de producción y a su compenetración con el medioambiente.

A pesar de ello, las redes eléctricas han tenido que adaptarse a la incorporación de estas nuevas fuentes de energía intermitentes y de muy variopintas naturalezas, por lo que su inserción en el sector energético ha supuesto un nuevo reto.

La energía solar fotovoltaica ha sido una de las pioneras en el mundo de las renovables y, en consecuencia, es una de las más desarrolladas y estudiadas. Por ello, este Trabajo de Fin de Grado pretende adentrarse en el estudio de la tecnología de paneles fotovoltaicos bifaciales, cuya evolución es más lenta que la de los paneles monofaciales convencionales.

Para ello, se ha decidido comparar las características y funcionamiento propias de los módulos bifaciales con los monofaciales, ya que existe escasa información sobre las formas de aprovechamiento de la tecnología bifacial como fuente de generación. A pesar de ello, se ha realizado previamente un estudio bibliográfico sobre el funcionamiento de este tipo de módulos y sus características, así como de los tipos de células bifaciales que existen y la importancia fundamental de nuevos factores a estudiar como son el albedo y la ganancia bifacial.

Uno de los rasgos más importantes de la producción con paneles solares es la colocación y orientación de los módulos para su correcto aprovechamiento, y ésta varía significativamente con la zona geográfica en la que se ubique la instalación y con el ángulo de inclinación de los paneles.

Consecuentemente, se ha querido comparar la producción con dos paneles bifaciales de las mismas características, variando los ángulos de inclinación y observando la producción de cada uno. Haciendo referencia a los datos teóricos, se comprobará si éstos son válidos también para la tecnología bifacial y por tanto se determinará un ángulo óptimo para la colocación de los paneles en la provincia de Valladolid, donde se va a realizar el estudio.

Como ya se ha comentado, la latitud geográfica es un factor determinante para la inclinación de los módulos, por lo que se procederá a realizar la comparación manteniendo uno de los dos paneles bifaciales en el ángulo teóricamente aceptado como ideal (según los estudios en paneles monofaciales) y se irá variando el ángulo del módulo acompañante para determinar cuál de los dos produce mayor cantidad de energía en las mismas condiciones, observando así la diferencia entre ambas producciones mediante la monitorización con un inversor de dos entradas que permitirá seguir los datos individualmente de cada módulo.

Por otro lado, también se realizará un estudio sobre los diferentes tipos de suelos o superficies donde se colocan las instalaciones bifaciales ya que, como se explicará detenidamente en el proyecto, introducen una nueva característica significativa a tener en cuenta en este tipo de módulos, y que es la reflexión de la radiación en la superficie.

Por esta razón, también se ha querido comparar la producción de ambos paneles fotovoltaicos, con diferentes inclinaciones y diferentes superficies cuyo albedo sea visiblemente diferente.

Adicionalmente y para completar el estudio de la tecnología bifacial, se han tenido en cuenta otros factores menos relevantes que estudian y explican el comportamiento de los módulos bifaciales además de realizarse un estudio medioambiental de los mismos y comprobar la viabilidad de estas instalaciones en el entorno rural y urbano.

Por último, cabe destacar la necesidad de construir y elaborar desde cero una pequeña instalación eléctrica en la cubierta del edificio LUCIA basada en paneles bifaciales, inversor, cableado y otros elementos necesarios para realizar el estudio explicado, y cuyo diseño ha sido el primer paso fundamental para poner en marcha el proyecto.

2 FUNDAMENTO TEÓRICO

2.1 EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN LA ÚLTIMA DÉCADA

Desde finales del siglo XX y sobre todo en los últimos años, la necesidad de renovar el panorama energético se ha convertido en uno de los problemas más complicados de la sociedad a nivel mundial, aunque con especial hincapié en Europa. Tanto ha sido el revuelto marcado por el surgimiento de las nuevas fuentes de energías renovables que la Unión Europea ha tomado las riendas del impulso de estas tecnologías fomentando el uso de energía limpia y sostenible a través de políticas y directrices a cumplir por los países miembros.

Dentro de las energías más competitivas y que mejor resultado han ido ofreciendo se encuentran la solar fotovoltaica, la eólica y la solar termoeléctrica. En España concretamente, la energía fotovoltaica ha podido desarrollarse notablemente gracias a la gran cantidad de radiación con la que cuenta todo el territorio y debido también a los numerosos recursos económicos aportados por las entidades financieras, las cuales se han encargado de propulsar este tipo de fuentes renovables en nuestro país.

Situada como la segunda tecnología renovable con más desarrollo en España, la energía fotovoltaica aportó el 4,5% de la potencia eléctrica instalada en el país a finales del año 2018, y el 10,2% de la generación eléctrica con fuentes renovables.

Año	Número de instalaciones	Potencia instalada MW	Energía vendida GWh	% sobre generación renovable
1998	12	1	1	—
1999	16	2	1	—
2000	45	2	1	—
2001	196	4	2	—
2002	795	7	4	—
2003	1.581	11	9	—
2004	3.266	23	17	—
2005	5.391	47	38	—
2006	9.874	146	99	—
2007	20.284	690	473	0,8
2008	51.308	3.398	2.503	4,1
2009	52.102	3.391	6.073	8,2
2010	54.943	3.829	6.401	6,7
2011	57.780	4.232	7.256	8,6
2012	59.935	4.522	8.016	9,6
2013	60.920	4.645	8.279	7,6
2014	61.040	4.654	8.185	7,6
2015	61.225	4.666	8.224	8,8
2016	61.228	4.673	7.971	7,9
2017	61.350	4.678	8.394	9,9
2018	63.364	4.698	7.752	10,2

Figura 1. Instalaciones fotovoltaicas: potencia instalada y producción de electricidad de 1998 a 2018.

Fuente: CNMC y REE.

A finales de julio de 2019, REE contabiliza 1104 MW más de producción que en diciembre del año anterior, incrementándose en una cuarta parte la capacidad de generación con energía fotovoltaica. Esto se produjo en gran parte gracias a las plantas de autoconsumo y las dedicadas a la producción para la comercialización.

Un dato curioso es que el 70% de la energía fotovoltaica producida en ese periodo de tiempo proviene de Castilla-La Mancha, Andalucía, Extremadura, Castilla y León y Murcia, respectivamente en orden decreciente de potencia instalada. [1]

A pesar de la crisis sanitaria y las dificultades sociales sobrevenidas sobrevenidas a comienzos del año 2020, la generación mediante energías renovables y, concretamente la fotovoltaica, impulsaron su crecimiento hasta batir un récord histórico. Debido a las subastas acontecidas en el año anterior y a los ambiciosos objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, la energía fotovoltaica abandonó su estancamiento para convertirse en la líder de la transición energética y de la descarbonización del sector eléctrico español, situándose como la segunda tecnología renovable de mayor generación solo por detrás de la eólica. [2]



Figura 2. Potencia instalada fotovoltaica desde el año 2007 hasta 2020.

Fuente: Aleasoft y REE

Con el objetivo de seguir desarrollando la tecnología fotovoltaica y aumentando la potencia instalada en España, los diferentes gobiernos y el Parlamento Europeo han alcanzado un acuerdo reflejado en las medidas del “Horizonte 2020” de cara a los próximos 10 años con el objetivo claro de que en 2030 el 32% del consumo eléctrico en España sea de origen únicamente renovable.

Debido a la crisis energética causada por el incremento de los precios en los combustibles fósiles y, por otro lado, a la guerra en Ucrania que está afectando a gran parte del territorio europeo, las energías renovables se ven más solicitadas que de costumbre para gestionar el sistema energético español con la menor dependencia del gas posible. Esto no sólo contribuiría a la transformación del sector energético alejándose del gas, sino que disminuirían los precios de generación y por tanto, el gasto monetario del consumidor.

2.2 TIPOS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

La energía solar fotovoltaica se genera a través de células solares las cuales están formadas por materiales semiconductores que, cuando se ven afectados por la luz del sol, los electrones se excitan y generan una corriente eléctrica. Para la fabricación de estos módulos suele emplearse silicio, pero debido al gran desarrollo de la energía solar fotovoltaica, se están estudiando otros materiales semiconductores que puedan mejorar el rendimiento de los módulos. Por ejemplo, el seleniuro de sulfuro, cuyo coeficiente de absorción es más elevado, el arseniuro de indio-galio cuyo uso es casi exclusivo para la fabricación de células solares, el telurio de cadmio (CdTe) o el diseleniuro de indio-cobre (CIS), etc.

Los módulos más habituales son aquellos fabricados con silicio, en el cual además se introducen impurezas en el que se denomina proceso de dopado y es necesario para que el silicio funcione como productor de energía. Existen dos tipos de átomos de dopado o impurezas:

- Tipo N: aquellos que tienen un electrón más que el silicio en su capa de valencia más externa (por ejemplo, el fósforo).
- Tipo P: aquellos que tienen un electrón menos que el silicio en su capa de valencia externa (por ejemplo, el boro). [3]

Dentro de la producción a partir de células de silicio, se pueden fabricar dos tipos de paneles:

DE TECNOLOGÍA CRISTALINA

- **Monocristalinos:** células con una estructura perfectamente ordenada, de forma cuadrada y con las esquinas redondeadas. Esto se debe a que provienen de lingotes cilíndricos cortados en rebanadas. Su color es azul uniforme y su rendimiento oscila entre el 16% y algo más del 21. [4]

- **Policristalinos:** también son de color azulado, pero se aprecian regiones diferentes compuestas por cristales distintos que hacen disminuir el rendimiento de las células, las cuales son completamente cuadradas. Su rendimiento oscila entre el 14% y el 16%, alcanzándose el 19,1% en algunos casos puntuales. [4]



Figura 3. Paneles de silicio monocristalino a la izquierda y policristalino a la derecha.

Fuente: Ecorienergiasolar

DE CAPA DELGADA

- **Silicio amorfo:** se cubre un sustrato formado por vidrio o plástico con una capa muy fina de un semiconductor sensible a la radiación, aunque menos sensible a la temperatura y por tanto menos eficientes que los de silicio cristalino. Su rendimiento ronda el 10% aunque disminuye durante las primeras horas de funcionamiento hasta llegar al 7-9%. [5]
- **CIS y CdTe** [3]

Por otro lado, existen dos tipos de paneles de acuerdo con la incidencia de la radiación solar sobre ellos:

MÓDULOS MONOFACIALES

Son aquellos que únicamente pueden generar energía a partir de la radiación solar por una cara. De esta manera, la única radiación que se aprovecha para producir electricidad es la directa.

MÓDULOS BIFACIALES

Son los módulos que poseen dos capas de células fotovoltaicas generalmente con tecnología PERC. La célula situada en la cara superior o delantera tiene como objetivo la captación de la irradiación solar directa, mientras que la célula situada en la cara inferior o trasera aprovecha la radiación difusa que refleja sobre la superficie en la que están situados los módulos.

Además, la tecnología bifacial también busca emplear células fotovoltaicas de alto rendimiento con el objetivo de aumentar al máximo el flujo de electrones.

Al igual que para los módulos monofaciales, es importante tener en cuenta la inclinación y altura del montaje de la instalación, aunque en este caso será aún más relevante ya que la cara inferior también ha de tener las condiciones óptimas y la distancia necesaria al suelo para poder aprovechar la radiación. Por ejemplo, en aquellas zonas del planeta cercanas al ecuador donde los módulos fotovoltaicos han de colocarse horizontalmente a 0° o con un ángulo de inclinación mínimo no se podrá hacer uso de la tecnología bifacial.

Por otro lado, es necesario que los módulos se encuentren inclinados no solo para favorecer la captación por la parte trasera del panel sino para mejorar la refrigeración del mismo, evitando pérdidas de rendimiento, al igual que en la tecnología monofacial. A mayor altura de la superficie, mayor capacidad de reflexión y por tanto mejor aprovechamiento de la radiación difusa.

Como ya se ha comentado, la tecnología bifacial marca la gran diferencia mediante el aprovechamiento de la reflexión sobre la superficie de ocupación de los paneles. Por ello, uno de los factores más importantes a tener en cuenta es el albedo o color de las superficies sobre las que se sitúe la instalación. En superficies claras se reflejará mejor la radiación solar mientras que para superficies oscuras el rendimiento será menor.

También es necesario tener en cuenta la distancia entre las filas y el sistema de montaje, puesto que las sombras son un inconveniente para la reflexión de la luz en la superficie. Además, es conveniente aumentar la distancia entre las filas para aumentar con ello la superficie de reflexión alrededor del módulo.

Otro factor importante es la guía de sujeción del panel, la cual puede sombrear parcialmente las células en la cara inferior del panel. [6]

2.3 TECNOLOGÍA BIFACIAL

2.3.1 TIPOS DE CÉLULAS BIFACIALES

Desde el inicio de la energía solar fotovoltaica, la mayoría de las células de silicio cristalino eran de tipo p, con un contacto de aluminio trasero opaco a la luz, permitiendo la producción exclusivamente por la cara frontal. Con el tiempo, el desarrollo de la tecnología fotovoltaica ha permitido la implementación de otros tipos de celda con diseños más avanzados, como el emisor pasivado y la celda trasera (PERC), el emisor pasivo trasero totalmente difuso (PERT) o el emisor pasivo trasero de difusión local y el silicio heterounión (HIT). Estos nuevos diseños son capaces de absorber la radiación por ambos lados de la célula; es entonces cuando aparecen los módulos bifaciales.

La gran ventaja de las células bifaciales es el aumento del rendimiento del módulo hasta un 25% e incluso pudiendo llegar al 30%.

A continuación, se exponen los diferentes diseños de células bifaciales y sus principales características:

2.3.1.1 CÉLULAS PERC

Las células con contacto de aluminio trasero presentaban tres inconvenientes técnicos: la recombinación¹ del lado posterior en el contacto posterior de aluminio, la absorción parcial de luz infrarroja en la cara trasera, y una vida útil muy reducida del portador en silicio tipo p.

El diseño de células PERC (Passivated Emitter Rear Cell) resolvió los dos primeros introduciendo contactos metálicos localizados y pasivación (tratamiento químico aplicado a superficies) parcial en la parte posterior de las celdas.

¹ La *recombinación* es lo opuesto a la generación. Cuando la energía de un electrón es débil, éste se empareja con el hueco dejado por otro electrón, sin llegar a abandonar nunca el cristal de silicio. En este proceso se libera calor o luz, en lugar de generar una corriente. [7]

Hicieron falta 25 años para desarrollar este tipo de células y poder comercializarlas en masa, pudiendo así reemplazar rápidamente a las células con contacto de aluminio. Se convirtieron en el 50% de la industria fotovoltaica mundial en el año 2019 y su crecimiento imparable las sitúa alrededor del 80% en los próximos años.

Por ello, se comenzaron a fabricar células PERC+ en las que la región del emisor n^+ del lado frontal se produce con difusión de POCl_3 y se pasiva con un dieléctrico SiN_x que también actúa como revestimiento antirreflectante.

La posibilidad de fabricar células PERC para paneles bifaciales supone un aumento de la potencia de salida, debido a la bifacialidad (ganancia de producción debido a la cara inferior del módulo), y además no se verían afectados notablemente los costes de producción. [8]

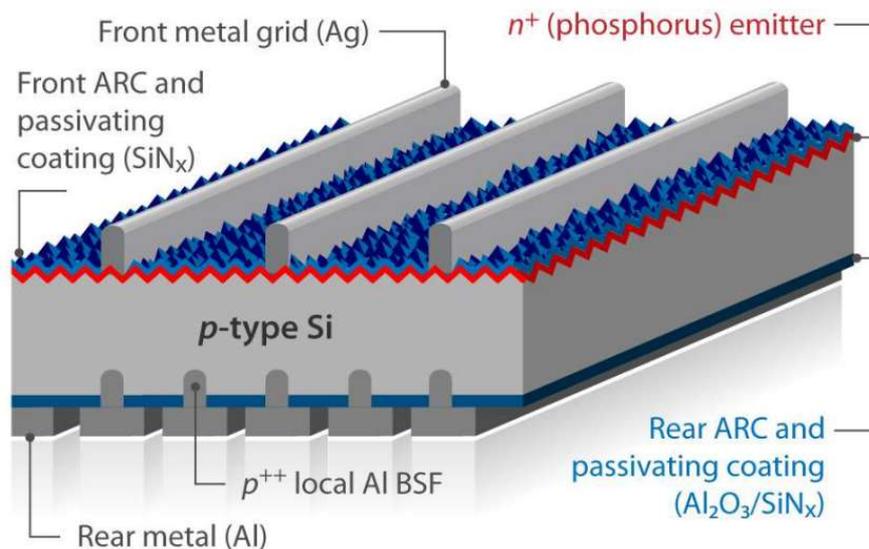


Figura 4. Estructura típica bifacial de célula PERC+.

Fuente: IEA-PVPS

Las celdas tipo PERC permiten que el silicio capture más fotones, aumentando el rendimiento de cada célula. La eficiencia máxima en este tipo de células es de aproximadamente el 23%.

VENTAJAS

- Mayor eficiencia en la conversión de energía
- Reducción de la temperatura en los módulos
- Mejor funcionamiento de las células con luz baja
- Facilidad en el proceso de fabricación

DESVENTAJAS

- Sensibles a la degradación inducida por la luz (efecto LID-Light Induced Degradation)
Degradación inducida por potencial (efecto PID-Potential Induced Degradation) [9]

2.3.1.2 CÉLULAS N-PERT

Debido a las limitaciones de las células tipo P se ha impulsado el desarrollo de las de tipo N de alta eficiencia, o más conocidas como N-PERT. Algunas de las ventajas son:

- Su secuencia de procesos no requiere maquinaria distinta o incompatible con el modelo de producción actual de células solares, por lo que no aumentarían los costes económicos.
- Las células n-PERT (passivated emitter rear totally diffused) permiten una bifacialidad más alta, pudiendo alcanzar el 95%.
- No sufren el efecto de degradación inducida por la luz.

Este tipo de células tiene una superficie trasera difusa. En las de tipo p, el emisor de la oblea se forma con difusión de fósforo, a diferencia de las PERC, que utilizaban boro. [10]

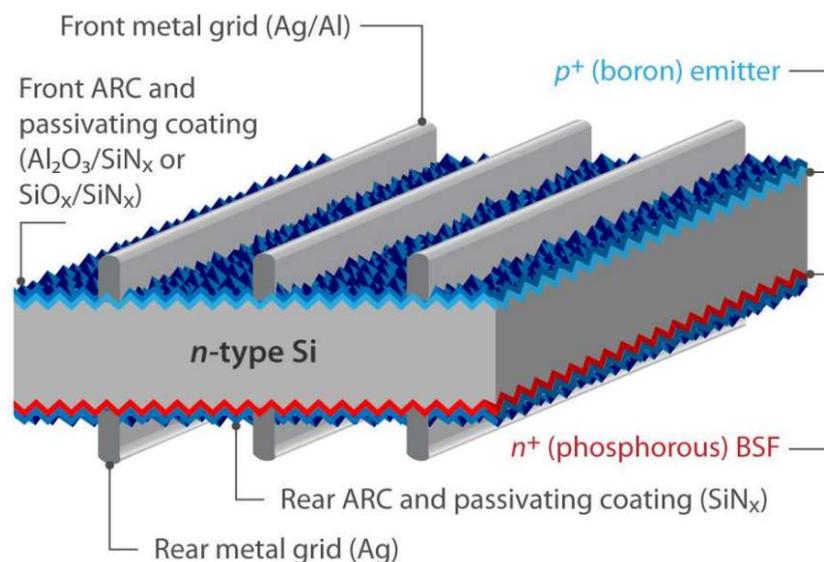


Figura 5. Estructura típica bifacial de célula n-PERT.

Fuente: IEA-PVPS

Tras el primer desarrollo del primer modelo de celda n-PERT en 2002 se ha impulsado la investigación para mejorar la eficiencia y la compatibilidad con la producción industrial en masa.

Actualmente, se están investigando nuevas líneas de producción de células n-PERT como la integración de los contactos de pasivación mediante diferentes técnicas para minimizar las pérdidas por recombinación y aumentar considerablemente la eficiencia de los módulos.

2.3.1.3 CÉLULAS DE HETEROUNIÓN

Las células solares de heterounión reducen las pérdidas por recombinación en la energía fotovoltaica convencional utilizando estructuras de pasivación selectivas para el portador. Estas proporcionan la pasivación de la superficie y la selectividad del portador conjuntamente.

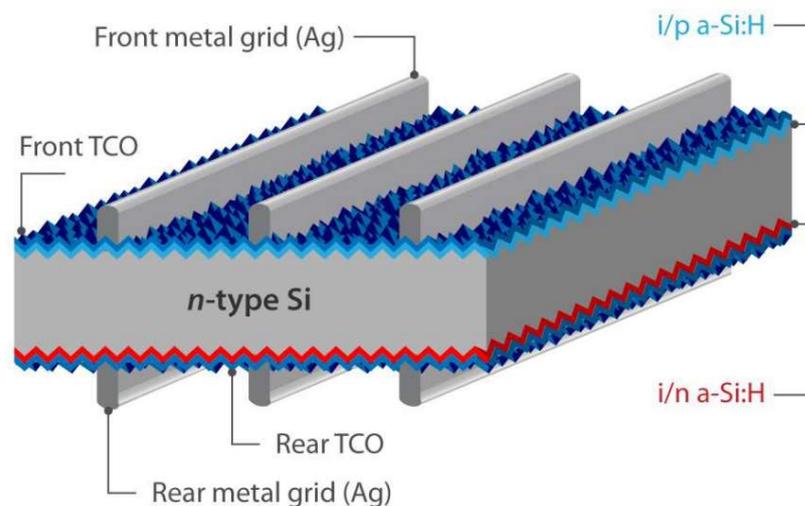


Figura 6. Estructura típica bifacial de célula heterounión.

Fuente: IEA-PVPS

Las células HJT (Heterojunction technology) se basan en obleas de silicio monocristalino tipo n y su producción no incluye tratamiento con altas temperaturas para reducir impurezas. La pasivación de la superficie de estas células es proporcionada por el silicio amorfo intrínseco depositado con vapor químico y mejorado con plasma en ambos lados.

La selectividad por otro lado es proporcionada por las capas de a-Si dopadas en la cara superior. Las capas de a-Si dopadas de tipo n y p se aplican en ambos lados de la oblea para formar así los contactos eléctricos.

Como la pasivación de la superficie de sus contactos puede degradarse con temperaturas por encima de los 250°C se utilizan pastas de plata especiales. Además, debido a la pasivación química de alta calidad, la tecnología heterounión permite valores muy altos de tensión en circuito abierto, llegando a alcanzar valores de 750mV, los cuales son muy próximos a su límite teórico. [8]

2.3.2 ALBEDO Y GANANCIA BIFACIAL

Uno de los factores más relevantes de la tecnología bifacial y que marca la gran diferencia frente a los módulos monofaciales es el albedo. Este se define como el porcentaje de luz solar incidente -por radiación principalmente difusa- que refleja una superficie y determina a su vez la cantidad de radiación reflejada en el suelo disponible para ser aprovechada por la cara inferior del panel.

Esta radiación supone en torno al 3% o menos de la irradiancia total efectiva para los sistemas monofaciales y puede ascender a menos del 1% cuando el ángulo de inclinación es inferior a 25°. Por el contrario, esta radiación supone el 10% de la productividad de un panel bifacial. A pesar de ello, esta contribución sigue siendo un porcentaje muy inferior con respecto a la radiación directa que incide sobre el panel, pero puede suponer una diferencia significativa de producción en comparación con los módulos monofaciales.

El albedo varía en función del tipo de material que componga la superficie en la que se ubican los paneles, dependiendo de si este material es natural o sintético y de sus propiedades reflectantes como su color. Además, también puede variar el albedo con la longitud de onda de la luz solar incidente, más conocida como *albedo o reflectancia espectral*.

Algunas de las primeras medidas y estudios del albedo se centraron en comprender el balance energético de la Tierra, las propiedades espectrales de las plantas y las masas de agua o nieve. No fue hasta 2016 cuando se empezaron a realizar estudios del albedo propiamente para la aplicación a las plantas fotovoltaicas, ya que sus propiedades no afectaban a la producción de las instalaciones con módulos monofaciales.

Partiendo de esos estudios, se ha considerado que la radiación recibida por un panel bifacial puede aumentar el rendimiento de este tipo de módulos hasta un 30% en comparación con la eficiencia de los monofaciales.

Es importante remarcar que en el estudio del albedo influyen varios factores como las condiciones climáticas, las orientaciones de los módulos, la inclinación de los mismos y la naturaleza del material de la superficie. [11]

El valor del coeficiente del albedo se encuentra en un rango de 0 a 1, siendo 0 un cuerpo negro y 1 un cuerpo blanco. Algunos de los valores más conocidos de coeficiente de albedo son los siguientes:

Tipo de superficie	Albedo
Hierba	26%
Hormigón	25-30%
Hormigón pintado blanco	60-80%
Grava blanca	27%
Asfalto	9-15%
Nieve	> 80%
Arena (desierto)	40%

Figura 7. Valores de albedo para diferentes superficies.

Fuente: PVsyst

Antes de comentar los diferentes tipos de albedo existentes es necesario hacer hincapié en las diferentes radiaciones que se obtienen:

RADIACIÓN DIRECTA

Es aquella que proviene directamente del sol y cuyo aprovechamiento supone la gran mayoría de la producción de un panel solar bifacial.

RADIACIÓN DIFUSA

Es la recibida de la atmósfera debido a la dispersión de parte de la radiación del sol en la misma. Supone en torno a un 15% de la radiación global en las mejores condiciones de sol, pero puede suponer un porcentaje mayor en días nublados, cuando la radiación directa es más baja.

RADIACIÓN REFLEJADA

Es la reflejada por la superficie terrestre, y depende del coeficiente de reflexión de cada superficie o suelo donde se instalen los paneles. También se conoce como albedo.

[12]

Dependiendo de los tipos de radiación solar que se tengan en consideración hay diferentes tipos de albedo:

ALBEDO DE CIELO NEGRO

Conocido también como la reflectancia direccional-hemisférica. Es el albedo en ausencia de componente difusa y depende del ángulo cenital solar (ángulo de elevación del sol medido desde la vertical). Podría decirse que es la componente directa del albedo total.

ALBEDO DE CIELO BLANCO

Conocido como la reflectancia bi-hemisférica. Es el albedo en ausencia de componente directa, y puede decirse que es la componente difusa del albedo total.

ALBEDO DE CIELO AZUL

Es el albedo superficial o real, que se obtiene de la integración de todos los albedos comentados y de la fracción de luz difusa del cielo. Es aquel calculado con una combinación de iluminación difusa y directa.

Por otro lado, hay diferentes metodologías para estimar o directamente medir el albedo. La medición directa puede realizarse mediante albedómetros, los cuales son sensores que pueden pertenecer a una estación meteorológica completa. La estimación, por otro lado, se basa en la medición de otros parámetros como la reflectancia en ciertas bandas espectrales y vapor de agua a partir de los cuales se aplican metodologías de cálculo.

El albedómetro consiste en dos piranómetros, cuya función por individual es medir la radiación solar recibida en todas las direcciones, montados uno sobre otro. Los piranómetros miden la radiación global de manera que el superior medirá la incidente y el inferior la difusa recibida de la reflexión en la superficie. Al dividir el

valor obtenido del sensor inferior por el superior se obtiene el coeficiente de albedo. [13]



Figura 8. Fotografía de un albedómetro.

Fuente: Dilus

Otro parámetro muy importante que caracteriza a los paneles bifaciales y los distingue de los módulos monofaciales es la ganancia bifacial, la cual se define como la contribución a la producción de la cara inferior del panel en relación a la potencia total entregada por el módulo.

$$GB (\%) = \frac{E_{frontal}}{E_{trasera}}$$

Debido a que el desarrollo de la tecnología bifacial aún no es muy extenso, la ganancia bifacial se estima según diferentes estudios y será el propio fabricante quien, en el catálogo de características del módulo bifacial, adjunte este dato en función de la potencia alcanzada.

2.4 DEFECTOS EN PANELES SOLARES Y TÉCNICAS DE DETECCIÓN

Los módulos fotovoltaicos sufren pérdidas de rendimiento, generalmente más acusadas durante los primeros meses de utilización, debido a varios factores como los que se exponen a continuación: [14]

- Humedad: puede deteriorar las uniones adhesivas de las componentes del módulo, causando la pérdida de pasivación y degradando los revestimientos antirreflectantes o produciendo corrosión en los elementos metálicos.
- Cargas mecánicas que pueden deteriorar el módulo y su vidrio en procesos de fabricación, transporte o manipulación durante la instalación.
- Temperatura: puede acelerar la permeación y velocidades de reacción en los materiales induciendo así tensiones mecánicas debido a las diferencias en los coeficientes de expansión térmica de las partes del módulo y disminuyendo el rendimiento del módulo.

Se explicarán algunos de los defectos más comunes y técnicas para detectarlos.

FOTOLUMINISCENCIA

Es un tipo de técnica empleada para la detección de fallos en las células de módulos fotovoltaicos. Se trata de la obtención de imágenes mediante luminiscencia, la cual se basa en la capacidad que tienen ciertos materiales de emitir radiación electromagnética cuando se les excita debido a una fuente de energía.

Las imágenes de fotoluminiscencia se utiliza una cámara lo suficientemente sensible como para capturar esta luminiscencia en condiciones apropiadas. En este caso, la cámara utilizada es del tipo InGaAs (indio-galio-arsénico). Las cámaras de InGaAs destacan por su gran eficiencia cuántica en el rango espectral del silicio, aunque por otro lado la resolución es peor que, por ejemplo, los equipos con sensores de silicio.

La cámara utilizada en el laboratorio del grupo GdS-Optronlab es el modelo C12741-03 del fabricante Hamamatsu Photonics, y cuenta con una sensibilidad desde 950 nm a 1700 nm.



Figura 9. Pruebas de luminiscencia en la instalación.

En la técnica de fotoluminiscencia (PL) se excita el módulo con luz, en este caso la propia luz solar, usando fotones con energía suficiente para vencer la energía de la banda prohibida pudiendo elevar un electrón a la banda de conducción, creando pares electrón-hueco. La posterior recombinación de los pares electrón-hueco emite un fotón. Tras realizar la excitación del módulo, se recoge la luminiscencia de cada célula solar mediante la cámara de InGaAs. [15]

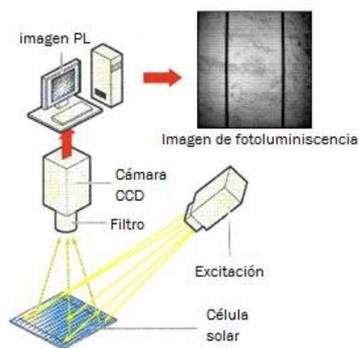


Figura 10. Equipo de caracterización mediante PL.

[15]

EFECTO HOTSPOT

El calentamiento de las células es uno de los peores defectos que se pueden encontrar en un módulo fotovoltaico. Al margen de la pérdida en términos económicos, un sobrecalentamiento ocurre cuando la corriente de operación de la célula excede el valor de corriente de cortocircuito de esta o de un grupo de celdas. Debido a esto, la célula tiende a polarizarse inversamente y tiene la necesidad de disipar energía, por lo que se sobrecalienta.

Cuando la célula se polariza inversamente, por ejemplo, al sombrearla total o parcialmente, los voltajes de ruptura provocan temperaturas más altas.

Es necesario saber que los módulos bifaciales generan más potencia y, por tanto, más corriente que los monofaciales en condiciones normales. Por ello, la discrepancia de producción entre células puede suponer un mayor aumento de temperatura en ellas que lleva consigo una diferencia abrupta de temperatura con las células contiguas.

En definitiva, el “punto caliente” se produce por una alta resistencia en una zona concreta del módulo actuando como tal consumiendo energía en lugar de generarla, debido al voltaje inverso que se induce, alcanzando temperaturas muy elevadas y peligrosas que en ocasiones pueden llegar a los 200°C.

Para que se produzca el efecto hotspot pueden influir varios factores como desajustes de células, colocación en serie de células con diferentes corrientes, malas soldaduras, microrroturas, sombras por suciedad, etc. [16]

Para la detección de estos puntos calientes suelen emplearse termografías.

EFECTO LETID Y EFECTO LID

El efecto LID (light Induced Degradation) se produce por degradación inducida por la luz en las células de silicio cristalino durante sus primeros meses de exposición al sol. Es causado por la reducción de la eficiencia fotovoltaica debido a la degradación inducida por la luz ultravioleta.

Sus consecuencias reducen el rendimiento de los módulos difiriendo de los datos proporcionados por el fabricante en la placa de características y, por tanto, una pérdida de la potencia sobre todo durante las primeras horas de funcionamiento, pudiendo alcanzar pérdidas de un 10% en el primer mes. Tras este periodo de tiempo se estabiliza la potencia, haciendo que los meses posteriores las pérdidas sean mucho menores de lo que han sido al principio.

El efecto de degradación se produce debido a una reacción del boro, componente de la célula junto al silicio, con otros elementos químicos, aunque sobre todo con el oxígeno. En la fabricación de células, durante la obtención de silicio pueden quedar trazas de oxígeno que, debido al efecto de exposición a la luz, los dímeros con carga positiva pueden ocasionar problemas con los aceptantes dopantes de boro.

El tipo de células más afectadas por el efecto LID son las monocristalinas[17]. Esto se debe a que su proceso de fabricación produce una estructura cristalina uniforme, con mejores propiedades eléctricas, pero que también acumula mayores cantidades de oxígeno. En el caso de las policristalinas, las propiedades eléctricas se reducen, pero tienen menos oxígeno y, por tanto, la degradación también es menor.

Por otro lado, las células tipo P (PERC) contienen una cantidad de impurezas o elementos de dopaje que aceptan más fácilmente a los electrones y permiten que el módulo cree una diferencia de tensión para producir energía. Estas células suelen utilizar boro como impurezas, el cual es propenso a desatar el efecto LID en un panel. Las células tipo N contienen impurezas cuyo objetivo es el contrario, liberar los electrones. No suele afectarle el efecto LID. [17]

El efecto LeTID (light and elevated Temperature Induced Degradation) es aquel que se produce por degradación inducida por luz y temperatura elevada en las células fotovoltaicas, y se descubrió en las de tipo PERC. Puede ocasionar pérdidas de más del 10% del módulo e incluso del 20% pasados unos años. En comparación con el efecto LID, en lugar de estabilizarse pasado un tiempo, el deterioro sigue evolucionando.

El caso más estudiado es el de las células PERC, y se ha observado que las policristalinas no sufren en la misma medida este tipo de defectos si se comparan con otros tipos de células[18].

La manera más habitual de estudiar y comprobar estos fallos es mediante pruebas de electroluminiscencia, para obtener a simple vista un detalle de las zonas más sombreadas que coinciden con aquellas más disfuncionales. [18]

3 DISEÑO Y PUESTA EN MARCHA DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA

3.1 MÓDULOS BIFACIALES LG400NT-A5 (400Wp)

Para realizar el estudio se han utilizado dos módulos bifaciales monocristalinos de silicio tipo N, con 72 células cada uno y compuestos por doce filas con seis células cada una, dispuestas de manera horizontal. El marco es de aluminio y no obstaculiza la producción de energía en la cara delantera. Las medidas son 2,064 x 1,024 x 40 mm y su peso es de 22kg.



Figura 11. Fotografía de los módulos utilizados en la instalación.

Fuente: elaboración propia

Para su protección el panel tiene un recubrimiento de vidrio templado de alta transmisión en ambas caras. Este material es un vidrio flotado de alta calidad que permite el 91% de transmisión de luz visible. Además, cuenta con un factor especial de protección anti-rayos UV. En comparación con el vidrio flotado normal, cuya transmisión se reduce al 80%. Uno de los inconvenientes del vidrio de alta transmisión es la alta transmisión de energía infrarroja solar, que produce un aumento de temperatura.

Las características eléctricas se muestran a continuación, obtenidas de la ficha técnica del panel (*Figura 1*):

Electrical Properties (STC²)

		LG400N2T-A5	Bifaical Gain ³			
			5%	10%	20%	30%
Maximum Power (Pmax)	[W]	400	420	440	480	520
MPP Voltage (Vmpp)	[V]	41.5	41.5	41.5	41.6	41.6
MPP Current (Impp)	[A]	9.65	10.13	10.61	11.55	12.51
Open Circuit Voltage (Voc)	[V]	49.7	49.7	49.7	49.8	49.8
Short Circuit Current (Isc)	[A]	10.22	10.73	11.24	12.26	13.29
Module Efficiency	[%]	18.9	19.9	20.8	22.7	24.6

Figura 12. Características eléctricas del panel.

Además, también se adjuntan las características eléctricas del panel en condiciones normales de operación (Figura 2) (800W/m² de irradiancia, temperatura ambiente de 20°C y velocidad del viento de 1 m/s).

Electrical Properties (NOCT⁵)

Model		LG400N2T-A5
Maximum Power (Pmax)	[W]	296
MPP Voltage (Vmpp)	[V]	38.4
MPP Current (Impp)	[A]	7.71
Open Circuit Voltage (Voc)	[V]	46.5
Short Circuit Current (Isc)	[A]	8.21

Figura 13. Características eléctricas del panel en condiciones normales de operación.

Adicionalmente, se conocen la temperatura de operación del sistema cuyo rango va de -40 a 90 grados Celsius, la tensión máxima que asciende a 1000 V, la corriente máxima de fusión de 20 A, y el coeficiente de potencia máxima de bifacialidad cuyo valor es de un 76%.

Las curvas I-V características del panel para diferentes potencias se adjuntan a continuación (Figura 3):

Characteristic Curves

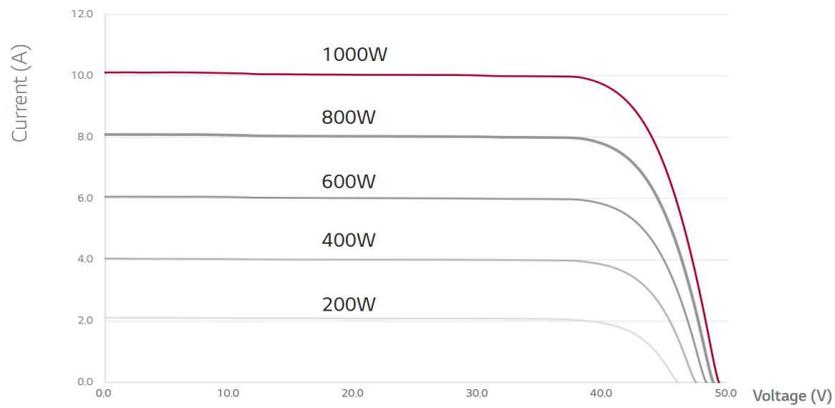


Figura 14. Curvas I-V características del panel

Fuente: LG.

Algunas de las ventajas de este tipo de módulos son:

- Degradación máxima anual del -0,5%. Se garantiza un mínimo del 86% la potencia de operación incluso después de 25 años de operación.
- Mejoras en el coeficiente de temperatura por lo que se aumenta la producción en días soleados.
- La eficiencia de la celda en la parte trasera es mínimamente inferior que en el lado delantero gracias a la nueva tecnología CELLO de LG.
- El efecto LID es prácticamente nulo gracias a la escasez de boro en las células.

3.2 INVERSOR Y ROUTER WIFI

Debido a que el proyecto se basa en el estudio de dos paneles fotovoltaicos bifaciales que han de gestionarse individualmente, se ha optado por un microinversor monofásico con dos canales de entrada, capaz de comprobar a su vez dos puntos MPPT (Maximum Power Point Tracking, seguidor de punto de máxima potencia). Esto resultará muy útil a la hora de comprobar el funcionamiento de ambos módulos en función de las diferentes inclinaciones y albedos propuestos.

Concretamente, el inversor dual utilizado es el modelo DS3 de nueva generación fabricado por la casa APsystems.



Figura 15. Imagen del inversor en la instalación.

La potencia máxima de salida del inversor es de 880VA, suficiente para los dos módulos bifaciales a utilizar cuya potencia máxima es de 400Wp cada uno, y el rendimiento aumenta hasta el 97%.

Por otro lado, cuenta con avances como el control de potencia reactiva, limitando así las pérdidas económicas debido a este factor, fiabilidad IP67 que permite la ubicación en exteriores y expuesto a la intemperie o incluso resistente al agua, y relé de protección y seguridad integrados.

El diseño compacto permite que el producto sea más ligero y los componentes encapsulados con silicona reducen la tensión de los componentes electrónicos, además, facilitan la disipación térmica, mejoran las propiedades a prueba de agua y garantizan la máxima fiabilidad del sistema. Su peso es de 2.6kg y las medidas son 262 x 218 x 41.2 mm, soportando unas temperaturas de -40 a 65°C ambiental, y -40 a 85°C de almacenamiento.

Las características eléctricas se adjuntan a continuación en la *Figura 16*, obtenidas de la ficha técnica del inversor:

Ficha Técnica DS3 Microinversor Serie		
Modelo	DS3-L	DS3
Datos de entrada (CC)		
Potencia de módulo PV recomendada	255Wp-550Wp+	300Wp-660Wp+
Rango de voltaje MPPT	30V-55V	
Rango de voltaje de operación	16V-60V	
Voltaje de entrada máximo	60V	
Corriente de entrada máxima	18A x 2	20A x 2
Datos de salida (CA)		
Potencia máxima de salida	730 vatios	880 vatios
Voltaje de salida nominal*	230V/184V-253V	
Corriente de salida nominal	3.2A	3.8A
Rango de frecuencia de salida ajustable*	50Hz/48Hz-51Hz	
Factor de potencia (ajustable)	0.99/0,8 de adelanto ... 0,8 de retraso	
Máximo número de inversores pro 20A ramal**	6	5

Figura 16. Características técnicas del inversor.

Además, cuenta con una función denominada RPC (Control de Potencia Reactiva) interactiva con las redes eléctricas, que se encarga de gestionar los picos de potencia fotovoltaica que puedan producirse.

Una de las ventajas de este tipo de inversores es la posibilidad de comunicación inalámbrica con el protocolo ZigBee, a través de un router wifi. El propio inversor es capaz de almacenar los datos de producción y comunicarlos a la aplicación vía inalámbrica. Por un lado, hay la opción de registrar los datos y conectarse al router a través de un teléfono móvil, obteniendo los datos de los días anteriores. Aunque la mejor opción es mantener el router conectado a una red wifi externa que le permita ir volcando los datos a la aplicación, con una actualización cada 5 minutos.

El router utilizado para el estudio es el ECU-R de la marca APsystems, cuya principal función es hacer de intermediario o puerta de enlace entre el inversor y la aplicación de registro de datos. Su tamaño es ideal y su peso es práctico. Además, para la comunicación con el inversor cuenta con dos antenas ubicadas en

la parte trasera. Se puede conectar a Internet a través de una wifi externa o vía cable.



Figura 17. Imagen del router ECU-R en la instalación.

La principal desventaja del aparato es la imposibilidad de colocarlo a la intemperie debido a su grado de protección IP, por ello, ha de situarse en un recinto cerrado y/o estanco que lo proteja del agua y de la suciedad. Además, es necesario que la localización sea lo suficientemente cercana para mantener la señal de comunicación con el inversor.

Algunas características del ECU-R son:

Alimentación	
Entrada CA	120-240AC, 50-60Hz 5V 2A
Consumo en vacío	1.7 W
Datos físicos	
Dimensiones (A x L x P)	122 mm x 87 mm x 25 mm
Peso	150 g
Rango de temperatura ambiente	-20°C a +65°C
Enfriamiento	Convección - Sin ventiladores
Grado de protección	Interior - IP20

Figura 18. Características técnicas del router ECU-R.

3.3 DISEÑO DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA

La instalación eléctrica se colocará aguas debajo de otra instalación fotovoltaica ya construida, de la cual se obtendrá un subcuadro para ubicar las protecciones y demás elementos que acompañen a la nueva instalación.

El esquema de montaje es el siguiente, siendo la nueva instalación aquella en color azul.

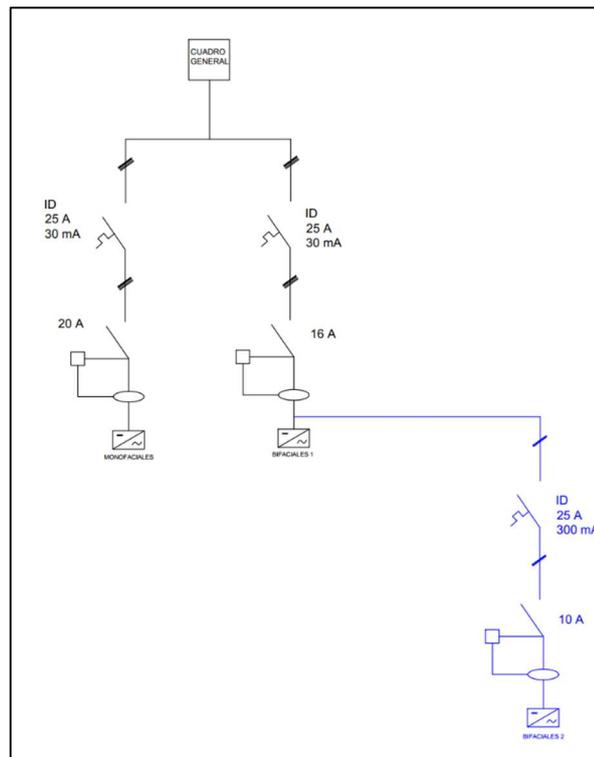


Figura 19. Esquema unifilar de la instalación eléctrica.

3.3.1 CÁLCULO DEL CABLEADO DE LOS PANELES AL INVERSOR

Para el cálculo del cableado en el tramo de los paneles al inversor por caída de tensión se utilizará la siguiente expresión:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{SC}}{\Delta V \cdot k}$$

Siendo los parámetros siguientes:

L : longitud del cable (m)

I_{SC} : corriente de cortocircuito del panel (A)

ΔV : caída de tensión máxima permitida

K : conductividad del cobre a 20° (m/Ωmm²)

De acuerdo con la *Tabla 2 del Anexo II del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT)*, la conductividad del cobre a 20°C es 56.

Material	γ_{20}	γ_{70}	γ_{90}
Cobre	56	48	44
Aluminio	35	30	28
Temperatura	20°C	70°C	90°C

Tabla 1. Conductividad de cobre y aluminio a diferentes temperaturas. Fuente: Nergiza

Por otro lado, según la ficha técnica de los paneles solares la corriente de cortocircuito es de 10,22 A y la tensión nominal (V_{mpp}) es de 41,5 V.

La longitud medida en la propia instalación desde el inversor hasta el panel es de 7 metros.

Según IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), la caída de tensión máxima permitida es del 3%, aunque lo recomendable sería un 1,5%.

Con todos estos datos, la expresión queda:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{SC}}{\Delta V \cdot k} = \frac{2 \cdot 6 \cdot 10,22}{1,5\% \cdot 41,5 \cdot 56} = 3,52 \text{ mm}^2$$

Se ha de elegir la sección inmediatamente superior a 3,52 mm² dentro de aquellas que se comercializan y que se pueden encontrar en la *Tabla A de la ITC-BT-19 del REBT*. Esta sección escogida será de 4 mm².

			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes											
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubos ⁹⁾ en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
B2		Cables multiconductores en tubos ⁹⁾ en montaje superficial o empotrados en obra			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR		2x XLPE o EPR			
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared ⁹⁾					3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
E		Cables multiconductores al aire libre ⁹⁾ Distancia a la pared no inferior a $0.3D^9)$						3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR	
F		Cables unipolares en contacto mutuo ⁹⁾ Distancia a la pared no inferior a $D^9)$						3x PVC				3x XLPE o EPR ¹⁾	
G		Cables unipolares separados mínimo $D^9)$									3x PVC ¹⁾	3x XLPE o EPR	
Cobre	mm ²		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-	-
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-	-
	4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-	-
	6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-	-
	10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-	-
	16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-	-
	25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166	-
	35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206	-
	50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250	-
	70				149	160	171	188	202	224	244	321	-
	95				180	194	207	230	245	271	296	391	-
	120				208	225	240	267	284	314	348	455	-
	150				236	260	278	310	338	363	404	525	-
	185				268	297	317	354	386	415	464	601	-
	240				315	350	374	419	455	490	552	711	-
300				360	404	423	484	524	565	640	821	-	

Figura 20. Tabla A de la ITC-BT-19 del REBT.

Fuente: Ministerio de Industria

Puesto que la instalación se realiza con cables unipolares bajo canal protectora, según recoge la *Guía de Aplicación de la ITC-BT-19 del REBT* [19], la instalación pertenece a la categoría B.

Por último, ha de comprobar si la sección elegida soporta la corriente que va a circular por el cable. Para ello se observa la intensidad máxima admisible en la tabla para una sección de cobre de 4 mm² y de categoría B, siendo el cable unipolar de XLPE libre de halógenos. El cable escogido soporta una tensión de 38 A, suficiente para la producción con este tipo de paneles solares.

3.3.2 CÁLCULO DEL CABLEADO DEL INVERSOR AL CUADRO DE PROTECCIONES

Para este tramo ha de utilizarse el mismo procedimiento, pero con corriente alterna, por lo que la nueva expresión de cálculo por caída de tensión es:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{Nsalida} \cdot \cos \varphi}{\Delta V \cdot k}$$

Se tomará como factor de potencia 1.

La corriente nominal de salida del inversor son 3,8 A.

La tensión monofásica de la red son 230 V.

La longitud sigue siendo 6 metros y la conductividad del cobre 56.

Con los datos anteriores la expresión queda:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{Nsalida} \cdot \cos \varphi}{\Delta V \cdot k} = \frac{2 \cdot 3 \cdot 3,8 \cdot 1}{1,5\% \cdot 230 \cdot 56} = 0,118 \text{ mm}^2$$

Puesto que la sección obtenida es muy pequeña y la norma establece que la mínima ha de ser de 2,5 mm² será esta la sección escogida para la manguera utilizada del inversor al cuadro de protecciones.

Concretamente, se ha escogido un cable LH RZ1-K con aislamiento de polietileno y cubierta ignifugada, de tensión 600/1000V. No es propagador de la llama ni del incendio, y tiene baja emisión de humos, baja emisión de gases tóxicos y nula emisión de gases corrosivos.

3.3.3 DIMENSIONAMIENTO DE LAS PROTECCIONES

El cuadro de protecciones se colocará a la salida del inversor, ya en corriente alterna.

La corriente alterna de salida del inversor son 3,8 A por lo que cualquier interruptor diferencial o magnetotérmico de intensidad superior a esta será válido.

4 ESTUDIO DE MÓDULOS BIFACIALES

El estudio que se va a realizar se basa en la comparación de dos paneles bifaciales de silicio monocristalino con el objetivo de encontrar la inclinación óptima para la máxima producción de un panel bifacial y contrastarlo con los datos estudiados en paneles monofaciales.

Ambos paneles bifaciales se encuentran situados en la azotea del edificio LUCIA de la Universidad de Valladolid, ubicado a una latitud de 42° . Es necesario hacer uso de dos módulos puesto que uno de ellos se va a colocar en la posición o ángulo de referencia teórico de máxima producción para paneles monofaciales en la ciudad de Valladolid y el segundo irá variando su ángulo de inclinación de manera que puedan compararse las producciones de ambos paneles y obtener un resultado experimental.

Es cierto que la inclinación óptima de un panel fotovoltaico varía según la estación del año e incluso del mes, aunque cabe destacar que el estudio a realizar se basa en la inclinación más apropiada para módulos sin seguidor, es decir, con eje fijo y cuyo ángulo de inclinación se supone será el mismo durante todos los meses del año. Los datos teóricos indican que la inclinación óptima para un módulo durante todo el año es de 35° y de unos 24° para los meses de verano, en la provincia de Valladolid. [20]

Según estos datos, se colocará uno de los módulos fijos a 35° mientras que se variará la inclinación del segundo para obtener medidas a 20° , 21° , 24° , 26° , 28° , 30° , 32° y 35° .

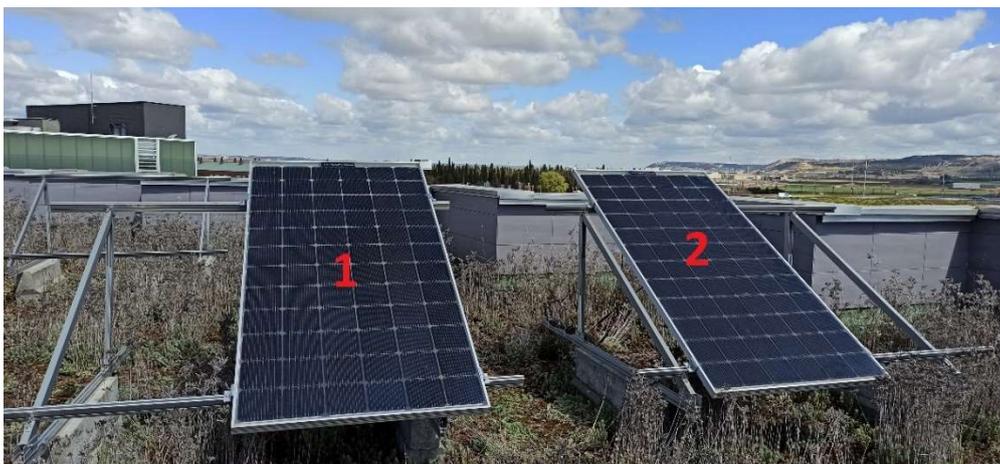


Figura 21. Denominación de los módulos.

Fuente: elaboración propia

Antes de realizar el análisis de la producción para diferentes medidas, se ha realizado un estudio previo para comprobar el funcionamiento de ambos paneles, cuyas características y horas de funcionamiento son idénticas, para poder comparar posteriormente los datos obtenidos.

Por último, se realizará un estudio adicional con diferentes tipos de albedos e inclinaciones para poder compararlos y obtener conclusiones según los diferentes tipos de superficies; en este caso blanca, negra y vegetación natural.

4.1 ANÁLISIS DE LOS PANELES CON LA MISMA INCLINACIÓN

Durante varios días se colocaron los dos módulos con la misma inclinación, a 35°. Se observaron los datos de producción de ambos paneles realizando la media de energía diaria producida y según cada periodo de inclinación, y después se compararon todos los datos obtenidos (Figura 22).

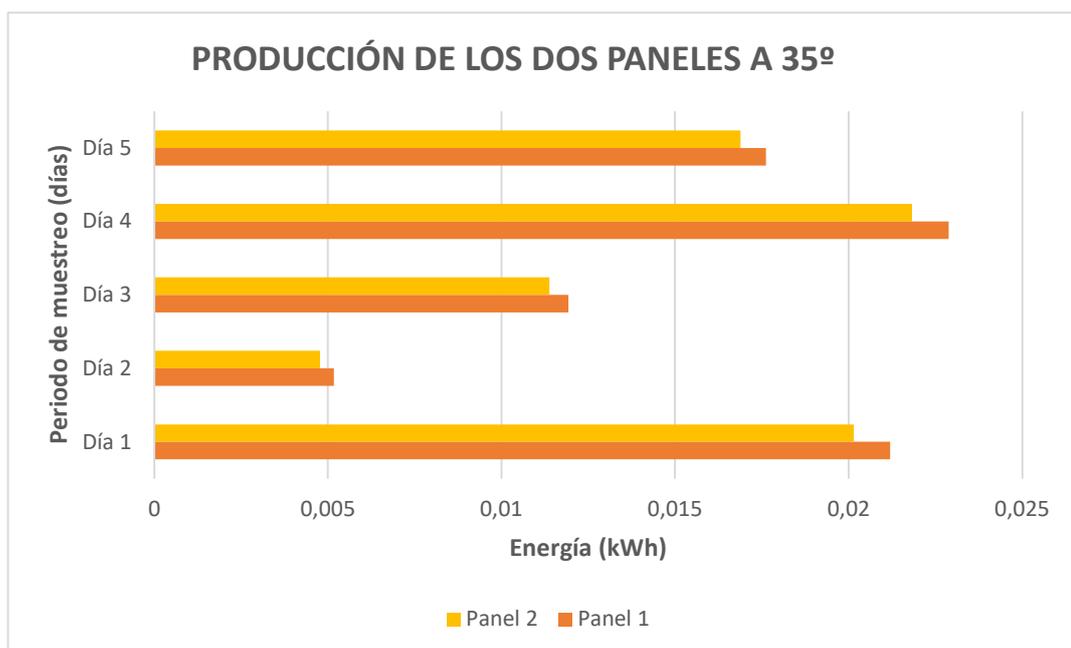


Figura 22. Datos de energía en kWh obtenidos con ambos módulos a 35°.

Fuente: elaboración propia

Se puede observar una ligera diferencia entre la producción de ambos módulos, siendo superior la del panel 1. Esta diferencia puede deberse a varios factores - alguno de ellos se explicará a continuación- aunque no es relevante a la hora de

realizar el estudio puesto que para ello se observará la diferencia de producción entre ambos paneles y será este dato el que se compare entre sí para ver con qué inclinación se obtiene mayor cantidad de energía.

DEFECTOS VISIBLES EN LAS CÉLULAS

A pesar de que los dos módulos tienen la antigüedad de aproximadamente dos años y sus características son las mismas pueden haber sufrido deterioros en función de las situaciones a las que se hayan visto sometidos (fabricación, traslados, exposición al sol...) o a las condiciones climáticas, aunque por lo general los defectos que aparecen en módulos semi-nuevos son mínimos.

Si bien es cierto que el *efecto LID* se produce durante las primeras horas de funcionamiento de los paneles, los desajustes que éste puede causar son pocos, aunque sí puede influir en el rendimiento del módulo que más haya estado expuesto al sol.

Para descartar defectos graves en las células por daños mecánicos o en los contactos eléctricos se ha sometido a ambos módulos a pruebas de fotoluminiscencia, cuyos resultados se muestran a continuación en las imágenes.

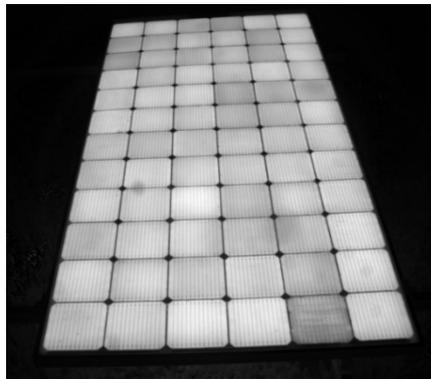


Figura 23. Prueba de fotoluminiscencia en el panel 1. Fuente: elaboración propia

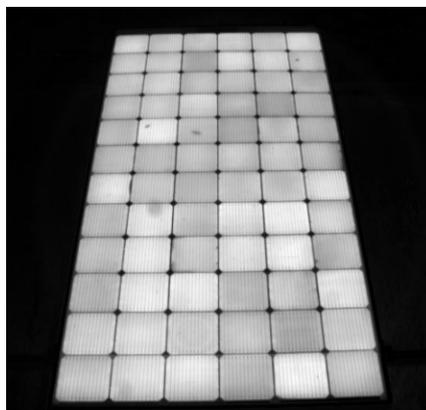


Figura 24. Prueba de fotoluminiscencia en el panel 2. Fuente: elaboración propia

Tras observar las imágenes PL obtenidas (*Figuras 23, 24 y 25*), se comprueba que no existen daños significativos a la vista en ninguno de los dos módulos y que, por tanto, no se atribuye a ello la diferencia de producción entre ambos.

También se realizaron las pruebas de fotoluminiscencia a la cara trasera de los paneles ya que, al ser bifaciales, también influye el estado de las células por su parte inferior. Tampoco se comprobaron daños aparentes en ellas.



Figura 25. Prueba de fotoluminiscencia en la cara trasera de ambos paneles.

Fuente: elaboración propia

INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA EN PANELES BIFACIALES

Otro de los parámetros que pueden determinar un posible defecto en una célula fotovoltaica son las pruebas de termografía infrarroja. Con ellas se obtiene la distribución de calor del módulo, pudiendo observarse un pico de temperatura o *hotspot* en el caso de que una de las células esté defectuosa.

Para comprobar que no existen defectos en los módulos bifaciales utilizados se han realizado termografías a cada panel, obteniendo el resultado que se muestra en la *Figura 26*.

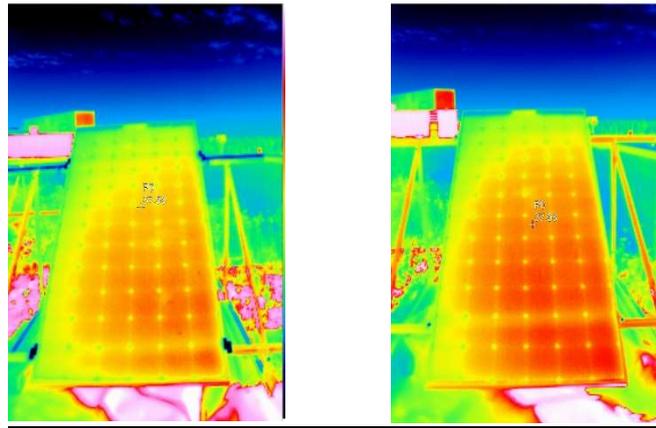


Figura 26. Termografías realizadas a los paneles 2 y 1 respectivamente.

En las imágenes tomadas con la cámara termográfica se observa una distribución de temperatura similar en ambos paneles, sin la aparición de puntos calientes. Por lo que se puede concluir que no existen defectos graves en las células.

Es importante comentar que la distribución de temperaturas no es completamente homogénea en todo el módulo debido a que la incidencia del sol en el momento de tomar las medidas no era completamente recta sobre los paneles.

4.2 ANÁLISIS DE LOS PANELES CON DIFERENTES INCLINACIONES

El objetivo principal del presente trabajo es la búsqueda de la mejor inclinación para un panel bifacial realizando un estudio durante los meses de abril, mayo y junio.

Es importante tener en cuenta que la producción de un panel depende de muchos otros factores a parte del ángulo de inclinación, como por ejemplo las condiciones climáticas, la radiación solar, la temperatura, la suciedad de los módulos, etc. Todos estos factores han afectado en mayor o menor medida al estudio, por lo que se trata de un procedimiento completamente experimental.

4.2.1 PROCEDIMIENTO

Teóricamente, la inclinación óptima para un panel en la ciudad de Valladolid durante todo el año es de 35° , aunque es cierto que para los meses de verano esta inclinación se reduce en torno a 15° y para los meses de invierno, aumenta unos 15° con respecto a la referencia. Con estos datos de partida, se va a fijar un panel

a 35° y con el otro se comprobará qué inclinación es mejor para el caso de los paneles bifaciales utilizados.

Para realizar las medidas se han utilizado los datos de producción registrados en la aplicación de monitorización del fabricante APsystems. Con esta base de datos, se puede obtener información sobre muchos de los parámetros del inversor: tensión y corriente de ambas entradas, temperatura del inversor, frecuencia, potencia individual de cada entrada y en total, etc.

En el estudio que se realizará sobre las diferentes inclinaciones se utilizarán únicamente los datos de producción de cada panel obtenida en W, y transformada posteriormente a kWh.

Como se tienen dos paneles, ubicados cada uno a una inclinación diferente, el procedimiento consistirá en comparar la diferencia de producción entre ambos módulos; siempre haciendo la resta del panel 1, que será el variable, menos el panel 2 que siempre estará en una inclinación fija. Esta diferencia siempre será positiva, puesto que se ha comprobado en el apartado 4.1 que el panel 1, por circunstancias, genera mayor producción en las mismas condiciones que su homólogo.

Así será posible observar que aquellas inclinaciones que muestren una mayor diferencia de producción entre paneles serán las más óptimas, puesto que eso significaría que el panel 1 (recordemos que es el variable) está produciendo una cantidad significativamente mayor que su análogo. Por el contrario, cuanto menor sea la diferencia de producción, menor será la diferencia frente al panel de referencia.

La estructura de soporte de los paneles permite variar el ángulo de inclinación desde 20° hasta 35°, con 15 divisiones, una por cada grado. Para el estudio se ha decidido escoger las siguientes medidas para realizar las comparaciones: 20°, 21°, 24°, 26°, 28°, 30° y 32°.

A la hora de estudiar las diferentes posiciones, se ha colocado el panel 1 con la inclinación correspondiente durante unos 4/5 días y después se ha realizado una media de la producción diaria (kWh) y también una media de la producción (kWh) en cada periodo, siendo este último el dato más representativo.

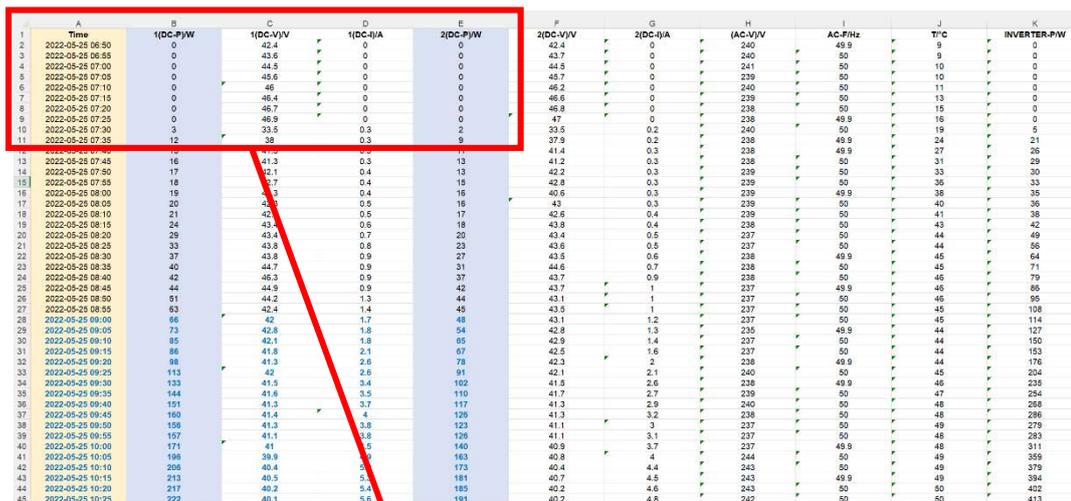
4.2.2 EJEMPLO DE TRATAMIENTO DE DATOS SEGÚN EL PROCEDIMIENTO EXPLICADO

Puesto que los datos a analizar corresponden a la media diaria y por periodo de 7 inclinaciones, con 4/5 días de estudio de cada una, a continuación sólo se mostrará un ejemplo para una inclinación, teniendo en cuenta que el procedimiento a seguir es exactamente el mismo para todas las demás inclinaciones y días.

Concretamente, el ejemplo que se ha tomado para la explicación compara las inclinaciones de 21º y 35º.

A partir de la aplicación web que proporciona el fabricante, se obtiene el fichero EXCEL con todos los datos de producción de toda la instalación en un día.

Para realizar el estudio durante las horas más productivas, se ha decidido escoger la franja horaria entre las 10:00 horas de la mañana y hasta las 19:00 horas de la tarde.



	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
	Time	1(DC-P)/W	1(DC-I)/V	1(DC-I)/A	2(DC-P)/W	1(DC-I)/V	1(DC-I)/A	1(AC-I)/W	AC-FHz	TPC	INVERTER-P/W
1	2022-05-25 06:50	0	42.4	0	0	42.4	0	240	49.9	9	0
2	2022-05-25 06:55	0	43.6	0	0	43.7	0	240	50	9	0
3	2022-05-25 07:00	0	44.5	0	0	44.5	0	241	50	10	0
4	2022-05-25 07:05	0	45.6	0	0	45.7	0	239	50	10	0
5	2022-05-25 07:10	0	46	0	0	46.2	0	240	50	11	0
6	2022-05-25 07:15	0	46.4	0	0	46.6	0	239	50	13	0
7	2022-05-25 07:20	0	46.7	0	0	46.8	0	238	50	15	0
8	2022-05-25 07:25	0	46.9	0	0	47	0	238	49.9	16	0
9	2022-05-25 07:30	3	33.5	0.3	2	33.5	0.3	240	50	19	5
10	2022-05-25 07:35	12	38	0.3	9	37.9	0.2	238	49.9	24	21
11	2022-05-25 07:40	12	41.2	0.3	11	41.4	0.3	238	49.9	27	26
12	2022-05-25 07:45	16	41.3	0.3	13	41.2	0.3	238	50	31	29
13	2022-05-25 07:50	17	42.1	0.4	13	42.2	0.3	239	50	33	30
14	2022-05-25 07:55	18	42.7	0.4	15	42.8	0.3	239	50	36	33
15	2022-05-25 08:00	19	43	0.4	16	43.1	0.3	239	49.9	38	35
16	2022-05-25 08:05	20	43.7	0.5	16	43	0.3	239	50	40	36
17	2022-05-25 08:10	21	42	0.5	17	42.6	0.4	239	50	41	38
18	2022-05-25 08:15	24	43	0.6	18	43.8	0.4	238	50	43	42
19	2022-05-25 08:20	29	43.4	0.7	20	43.4	0.5	237	50	44	49
20	2022-05-25 08:25	33	43.8	0.8	23	43.6	0.5	237	50	44	56
21	2022-05-25 08:30	37	43.8	0.9	27	43.5	0.6	238	49.9	45	64
22	2022-05-25 08:35	40	44.7	0.9	31	44.6	0.7	238	50	45	71
23	2022-05-25 08:40	42	46.3	0.9	37	43.7	0.9	238	50	46	79
24	2022-05-25 08:45	44	44.9	0.9	42	43.7	1	237	49.9	46	85
25	2022-05-25 08:50	51	44.2	1.3	44	43.1	1	237	50	46	95
26	2022-05-25 08:55	63	42.4	1.4	45	43.5	1	237	50	45	108
27	2022-05-25 09:00	66	42	1.7	46	43.1	1.2	237	50	45	114
28	2022-05-25 09:05	73	42.8	1.8	54	42.8	1.3	235	49.9	44	127
29	2022-05-25 09:10	85	42.1	1.8	85	42.9	1.4	237	50	44	150
30	2022-05-25 09:15	86	41.8	2.1	67	42.5	1.6	237	50	44	153
31	2022-05-25 09:20	98	41.3	2.6	78	42.3	2	238	49.9	44	176
32	2022-05-25 09:25	113	42	2.6	91	42.1	2.1	240	50	45	204
33	2022-05-25 09:30	133	41.5	3.4	102	41.8	2.6	238	49.9	46	235
34	2022-05-25 09:35	144	41.6	3.5	110	41.7	2.7	239	50	47	254
35	2022-05-25 09:40	151	41.3	3.7	117	41.3	2.9	240	50	48	268
36	2022-05-25 09:45	160	41.4	4	126	41.3	3.2	238	50	48	286
37	2022-05-25 09:50	159	41.3	3.8	123	41.1	3	237	50	49	279
38	2022-05-25 09:55	157	41.1	3.8	126	41.1	3.1	237	50	48	283
39	2022-05-25 10:00	171	41	3.5	140	40.9	3.7	237	49.9	48	311
40	2022-05-25 10:05	196	39.9	3.9	163	40.8	4	244	50	49	359
41	2022-05-25 10:10	208	40.4	5	173	40.4	4.4	243	50	49	379
42	2022-05-25 10:15	213	40.5	5.4	181	40.7	4.5	243	49.9	49	384
43	2022-05-25 10:20	217	40.2	5.4	185	40.2	4.6	243	50	50	402
44	2022-05-25 10:25	222	40.1	5.8	191	40.2	4.8	242	50	50	413

	A	B	C	D	E
	Time	1(DC-P)/W	1(DC-I)/V	1(DC-I)/A	2(DC-P)/W
1	2022-05-25 06:50	0	42.4	0	0
2	2022-05-25 06:55	0	43.6	0	0
3	2022-05-25 07:00	0	44.5	0	0
4	2022-05-25 07:05	0	45.6	0	0
5	2022-05-25 07:10	0	46	0	0
6	2022-05-25 07:15	0	46.4	0	0
7	2022-05-25 07:20	0	46.7	0	0
8	2022-05-25 07:25	0	46.9	0	0
9	2022-05-25 07:30	3	33.5	0.3	2
10	2022-05-25 07:35	12	38	0.3	9

Figura 27. Datos de producción obtenidos por la aplicación APsystem.

Como se observa en las columnas sombreadas en azul, se obtienen los datos de potencia de ambas salidas. Las salidas 1 y 2 van conectadas respectivamente a los paneles 1 y 2.

Para organizar la producción de cada periodo se ha elaborado un fichero EXCEL con los días en los que se va a realizar el muestreo, y una hoja para resultados promedios, con el siguiente aspecto:

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1	HORA	P1 (W)	P2 (W)	DIFERENCIA	%		E1 (Wh)	E2 (Wh)		E1 (kWh)	E2 (kWh)		DIFERENCIA E (kWh)	
2	2022-05-25 10:00	171	140	31	81,87%		14,250	11,667		0,014	0,012		0,00258	
3	2022-05-25 10:05	196	163	33	83,16%		16,333	13,583		0,016	0,014		0,00275	
4	2022-05-25 10:10	206	173	33	83,98%		17,167	14,417		0,017	0,014		0,00275	
5	2022-05-25 10:15	213	181	32	84,98%		17,750	15,083		0,018	0,015		0,00267	
6	2022-05-25 10:20	217	185	32	85,25%		18,083	15,417		0,018	0,015		0,00267	
7	2022-05-25 10:25	222	191	31	86,04%		18,500	15,917		0,019	0,016		0,00258	
8	2022-05-25 10:30	227	196	31	86,34%		18,917	16,333		0,019	0,016		0,00258	
9	2022-05-25 10:35	233	203	30	87,12%		19,417	16,917		0,019	0,017		0,00250	
10	2022-05-25 10:40	236	207	29	87,71%		19,667	17,250		0,020	0,017		0,00242	
11	2022-05-25 10:45	240	212	28	88,33%		20,000	17,667		0,020	0,018		0,00233	
12	2022-05-25 10:50	251	222	29	88,45%		20,917	18,500		0,021	0,019		0,00242	
13	2022-05-25 10:55	258	229	29	88,76%		21,500	19,083		0,022	0,019		0,00242	
14	2022-05-25 11:00	263	234	29	88,97%		21,917	19,500		0,022	0,020		0,00242	
15	2022-05-25 11:05	269	241	28	89,59%		22,417	20,083		0,022	0,020		0,00233	
16	2022-05-25 11:10	279	249	30	89,25%		23,250	20,750		0,023	0,021		0,00250	
17	2022-05-25 11:15	283	254	29	89,75%		23,583	21,167		0,024	0,021		0,00242	
18	2022-05-25 11:20	292	262	30	89,73%		24,333	21,833		0,024	0,022		0,00250	
19	2022-05-25 11:25	254	261	-7	102,76%		21,167	21,750		0,021	0,022		-0,00058	
20	2022-05-25 11:30	298	275	23	92,28%		24,833	22,917		0,025	0,023		0,00192	
21	2022-05-25 11:35	306	277	29	90,52%		25,500	23,083		0,026	0,023		0,00242	
22	2022-05-25 11:40	183	167	16	91,26%		15,250	13,917		0,015	0,014		0,00133	
23	2022-05-25 11:45	200	184	16	92,00%		16,667	15,333		0,017	0,015		0,00133	
24	2022-05-25 11:50	265	244	21	92,08%		22,083	20,333		0,022	0,020		0,00175	
25	2022-05-25 11:55	90	85	5	94,44%		7,500	7,083		0,008	0,007		0,00042	
26	2022-05-25 12:00	210	195	15	92,86%		17,500	16,250		0,018	0,016		0,00125	
27	2022-05-25 12:05	163	152	11	93,25%		13,583	12,667		0,014	0,013		0,00092	
28	2022-05-25 12:10	103	97	6	94,17%		8,583	8,083		0,009	0,008		0,00050	
29	2022-05-25 12:15	107	102	5	95,33%		8,917	8,500		0,009	0,009		0,00042	
30	2022-05-25 12:20	160	150	10	93,75%		13,333	12,500		0,013	0,013		0,00083	

Figura 28. Fichero EXCEL elaborado para tratamiento de los datos en cada periodo de inclinación.

Una vez organizado el fichero, se tienen las columnas de producción en términos de potencia (W), la diferencia de producción entre ambos como se ha explicado anteriormente, y el porcentaje de producción a mayores que el panel 1 supone frente al panel 2.

Con estos datos, teniendo en cuenta que el inversor registra datos cada 5 minutos, se pueden obtener los términos de energía (Wh). Para conseguirlo, se multiplicará la potencia obtenida del inversor (W) por el tiempo de muestreo (5 minutos) pasado a horas (5 minutos = 5/60 horas). Esta energía en Wh se pasará posteriormente a kWh.

Para la presentación de los datos, se ha comentado anteriormente que se realizará la diferencia de producción entre ambos paneles. Por ello, la última columna (Diferencia E) será la que se utilice para realizar las medias de cada periodo.

Para finalizar, se realiza la media de todo el periodo, obteniendo el dato más importante del estudio de muestreo que será el que se compare con otros periodos o inclinaciones para concluir cuál es el mayor, es decir, cual es la inclinación que produce con más diferencia de energía respecto al panel referencia y, por tanto, la más óptima para la generación.

4.2.3 COMPARACIÓN DEL GRÁFICO DE PRODUCCIÓN CON LA IRRADIACIÓN DIARIA

Gracias a la estación meteorológica ubicada en el edificio LUCIA se pueden recopilar, entre otras muchas variables, los datos de irradiación diaria actualizados cada 10 minutos.

Siguiendo el mismo ejemplo que el apartado 4.2.2. se quiere demostrar la proporcionalidad y relación entre la radiación del sol y la producción de los paneles fotovoltaicos.

Para ello, se van a utilizar los datos de producción concretamente del día 25 de mayo de 2022, y se va a elaborar un gráfico como el de la *Figura 31*.

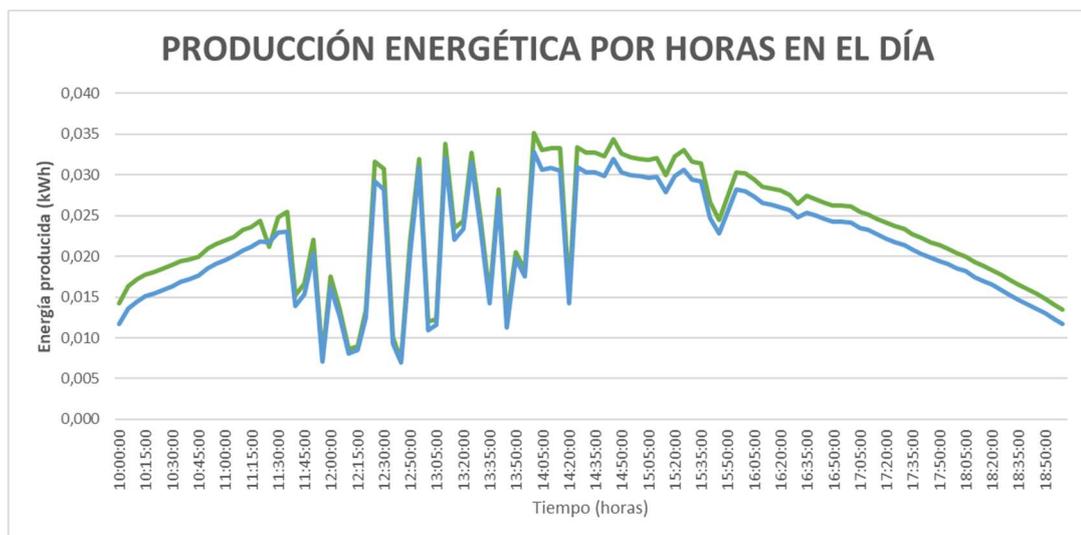


Figura 31. Gráfico de producción energética del día 25/05/2022.

Por otro lado, a partir de los datos recogidos de la estación meteorológica se realizará un gráfico de irradiancia diaria para el mismo día y durante el mismo periodo de tiempo que el anterior (*Figura 34*).

Es importante conocer que la radiación cambia en función de la inclinación de los paneles. Para conocer la radiación exacta que le aplica a un panel en concreto se

utilizan unas tablas de corrección de irradiancia (Figura 32). Estas tablas ofrecen un factor de corrección “k”, en función de la latitud del lugar donde se vaya a implantar la instalación fotovoltaica y del mes del año en el que se estudie, que hay que multiplicar a los valores de radiación obtenidos de la estación meteorológica.

Latitud = 42°

Inc	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.08	1.06	1.05	1.03	1.02	1.02	1.02	1.04	1.06	1.08	1.09	1.09
10	1.15	1.12	1.09	1.06	1.04	1.03	1.04	1.06	1.11	1.15	1.18	1.17
15	1.21	1.17	1.13	1.08	1.04	1.03	1.04	1.09	1.15	1.22	1.26	1.25
20	1.27	1.21	1.15	1.09	1.04	1.03	1.05	1.1	1.18	1.28	1.34	1.32
25	1.32	1.25	1.17	1.09	1.04	1.01	1.04	1.1	1.21	1.33	1.4	1.38
30	1.36	1.28	1.19	1.09	1.02	1	1.02	1.1	1.23	1.37	1.46	1.44
35	1.39	1.3	1.19	1.08	1	.97	1	1.09	1.23	1.4	1.51	1.48
40	1.42	1.31	1.19	1.06	.97	.94	.97	1.08	1.24	1.42	1.54	1.52
45	1.43	1.32	1.18	1.04	.94	.9	.94	1.05	1.23	1.43	1.57	1.54
50	1.44	1.31	1.16	1	.89	.86	.9	1.02	1.21	1.44	1.59	1.56
55	1.44	1.3	1.13	.97	.85	.8	.85	.98	1.19	1.43	1.59	1.57
60	1.43	1.28	1.1	.92	.79	.75	.8	.93	1.15	1.41	1.59	1.57
65	1.41	1.25	1.06	.87	.74	.69	.74	.88	1.11	1.39	1.57	1.55
70	1.38	1.21	1.01	.81	.67	.62	.67	.82	1.07	1.35	1.55	1.53
75	1.35	1.17	.96	.75	.6	.55	.6	.76	1.01	1.31	1.52	1.5
80	1.3	1.12	.9	.68	.53	.48	.53	.69	.95	1.25	1.47	1.46
85	1.25	1.06	.83	.61	.46	.4	.46	.62	.88	1.19	1.42	1.41
90	1.19	1	.76	.54	.38	.32	.38	.54	.81	1.12	1.36	1.35

Figura 32. Tablas de corrección de irradiancia para latitud de 42°.

Fuente: certificacionenergetica.info

ESTUDIO DE LA INCLINACIÓN ÓPTIMA DE PANELES SOLARES BIFACIALES MONOCRISTALINOS DE SILICIO

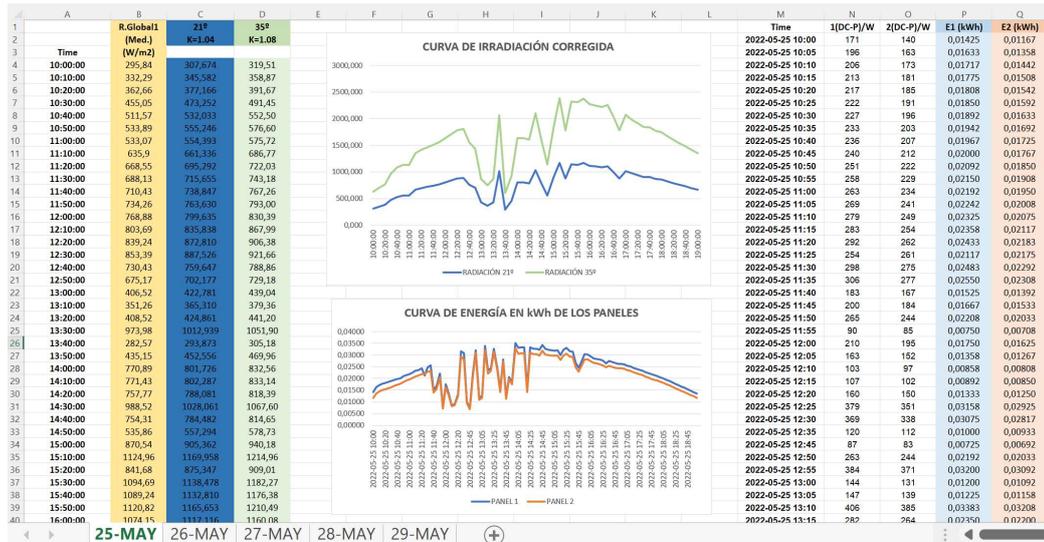


Figura 33. Método de realización de curvas de irradiancia aplicando factores de corrección.

Como se puede observar, para cada inclinación (21° y 35° en este caso) se obtienen valores de irradiancia corregida diferentes. Además, se obtiene la siguiente curva de irradiancia (Figura 34), la cual se puede concluir que es proporcional a la de producción de ambos paneles, como es lógico.

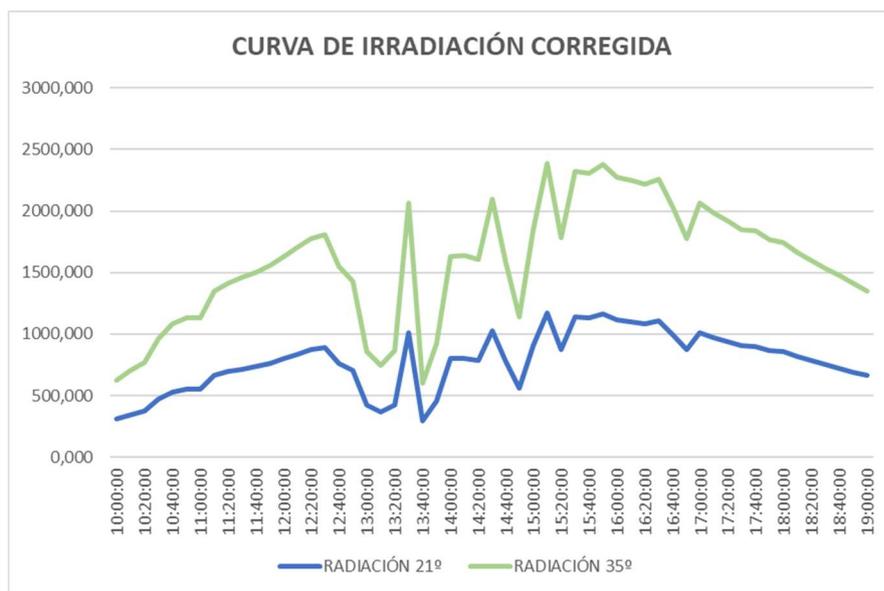


Figura 34. Curva de irradiancia corregida del día 25/05/2022.

4.2.4 COMPARACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN LOS DIFERENTES PERIODOS DIARIOS

Para visualizar mejor el comportamiento de los módulos bifaciales a lo largo de un día se ha decidido para realizar un estudio de la producción en tres franjas horarias: 10:00 a 12:55h, 13:00 a 16:55 h y 17:00 a 19:00h.

Con ello, se realizará la comparación entre la producción por franjas durante los cuatro días utilizados en el muestreo de los datos para todas las inclinaciones estudiadas y, a su vez, se observarán también las variaciones dentro de un mismo día.

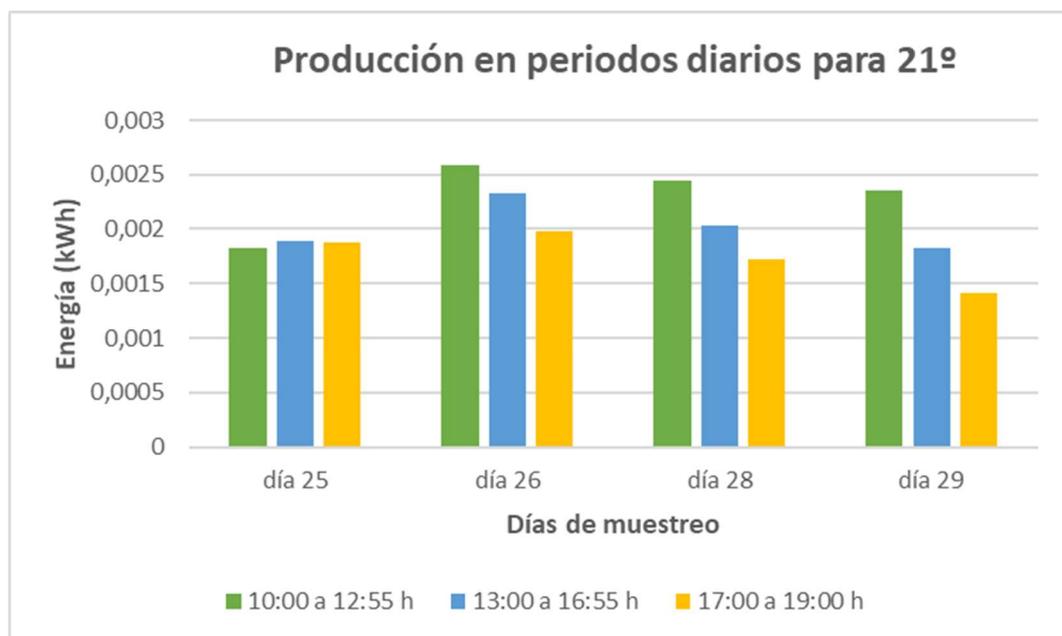


Figura 35. Producción por periodos horarios para una inclinación de 21°.

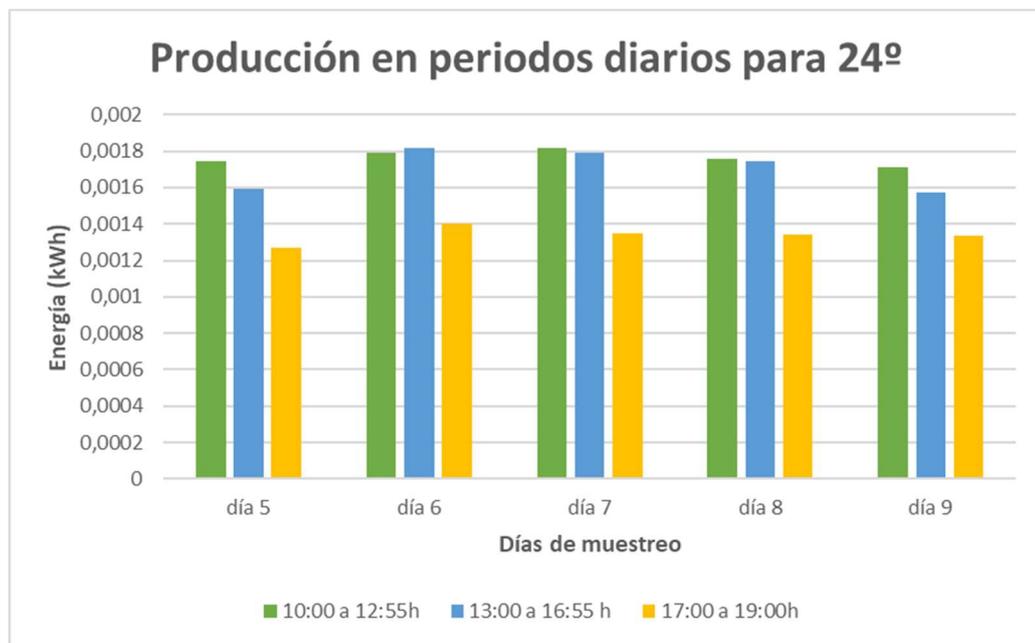


Figura 36. Producción en periodos horarios para una inclinación de 24°.

En las Figuras 35 y 36 se observa que la producción varía en función del día, lógicamente ya que afectan las condiciones climáticas que se den. Por otro lado, también se aprecia un aumento de la producción durante las primeras horas de cada día y un decrecimiento desde ese momento hasta las últimas horas en la mayoría de los casos. Es evidente, puesto que las horas de sol más provechosas son aquellas que se dan en torno al mediodía.

Por lo general, para casi todas las posibles inclinaciones estudiadas se observa el mismo comportamiento que en los ejemplos mencionados para 21° o 24°. Las horas más provechosas del día son las correspondientes a las dos primeras franjas, puesto que son las horas de mayor luz del día.

Aunque hay excepciones, concretamente para las inclinaciones de 35°, 28° o 26° (las gráficas se incluyen en el Anexo B), se observa que en algunos días la distribución que siguen los periodos es diferente. En algunos casos, la franja horaria punta de producción es entre las 13:00 y 16:55h e incluso en otros casos, la franja más tardía de 17:00 a 19:00h.

Esto se puede explicar fácilmente si se compara con la curva de irradiación obtenida para ese momento, como por ejemplo en el caso del día 14 en la inclinación de 28° (Figura 38), ya que es fácil que la producción sea mayor en las últimas horas del día si es en este periodo horario en el que el cielo está más despejado o la incidencia del sol es mayor. Además, se observa que, para las

primeras horas del día en el caso comentado, la producción es muy baja puesto que las condiciones climáticas no son las mejores.

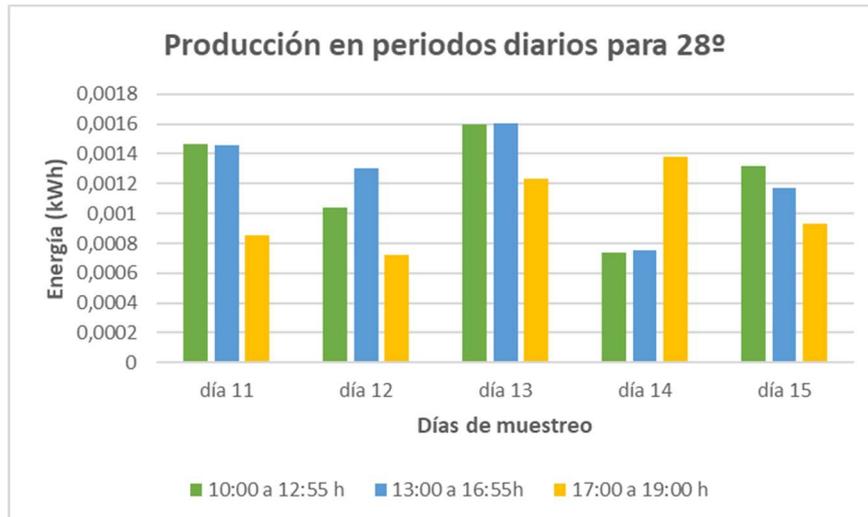


Figura 37. Producción en periodos horarios para una inclinación de 28°.

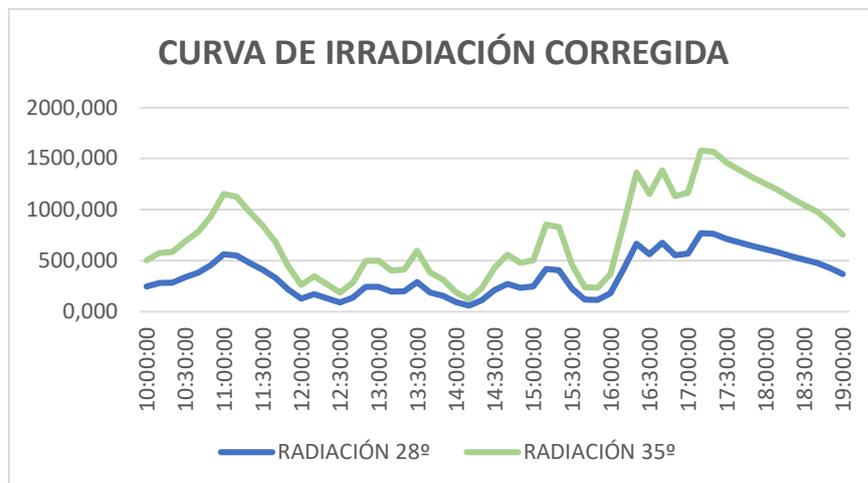


Figura 38. Curva de irradiación corregida del día 14 de mayo.

4.2.5 CONCLUSIONES DEL PROCEDIMIENTO

Tras realizar el mismo procedimiento para todos los datos de las diferentes inclinaciones, se elabora un gráfico de resultados en el que se pueden observar todas las diferencias de producción, siendo predominante la inclinación de 21°.

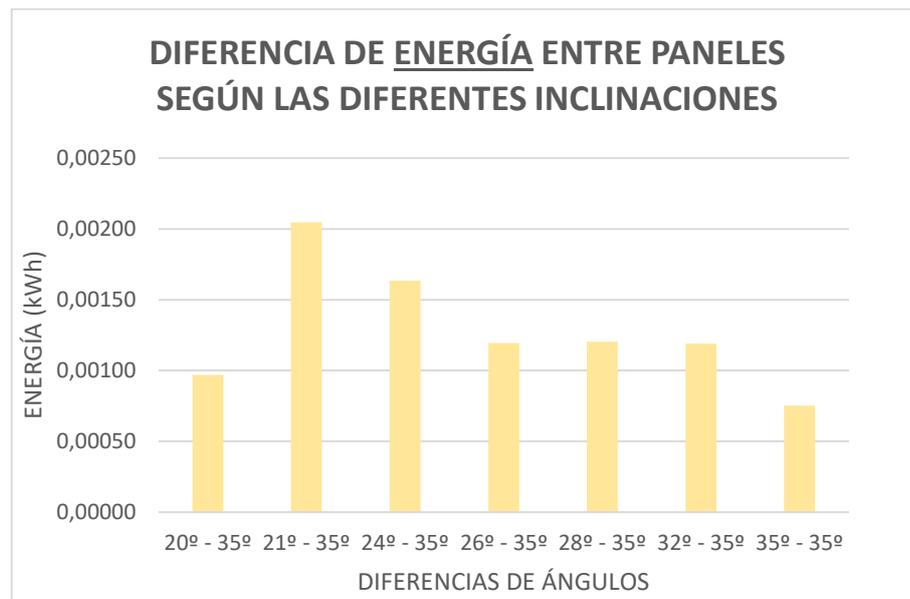


Figura 39. Tabla de producción media según inclinaciones

4.3 ANÁLISIS DE LOS DIFERENTES TIPOS DE ALBEDO

Además de concluir cuál es la inclinación óptima para los paneles bifaciales, también se ha realizado un estudio de la influencia que puede tener el albedo sobre la inclinación óptima que tienen que tener los paneles bifaciales. Para ello se han utilizado tres tipos de superficies muy distintas entre sí.

Según el marco teórico, aquellas superficies más claras y blancas, cuyo albedo es mayor, reflejarán mejor la luz solar y, por tanto, el panel bifacial aumentará su rendimiento en la cara inferior. Para las superficies más oscuras debería ocurrir lo contrario.

Para el experimento realizado se han utilizado tres superficies muy distintas entre sí: superficie completamente blanca, completamente negra y suelo natural (vegetación existente en la cubierta del edificio LUCIA donde se ubica la instalación).

En las Figuras 40 y 41 se pueden apreciar los tipos de superficies utilizadas:



Figura 40. Instalación con superficie oscura (superior) y blanca (inferior).



Figura 41. Instalación con diversas superficies: oscura, blanca y hierba natural.

Siguiendo el mismo procedimiento que se ha explicado para obtener la inclinación óptima se han calculado las medias diarias y por periodo de tiempo, en función de la superficie escogida, y se han comparado. La única diferencia es el rango de medidas que se ha utilizado, siendo este de 20° , 21° , 24° y 26° con el objetivo de

acotar el estudio del albedo en torno a la inclinación óptima ya concluida anteriormente.

NOTA: Es importante destacar que la superficie utilizada para el resto de medidas del estudio ha sido hierba natural o superficie vegetal originaria de la cubierta del edificio LUCIA.

Puesto que se han utilizado tres tipos de superficies distintas, se han realizado tres comparaciones, teniendo siempre como referencia la superficie vegetal ya que es con esta con la que se ha realizado el estudio para observar la mejor inclinación de los paneles.

En el gráfico de la *Figura 42* se muestra la comparación de la producción en función de los diferentes albedos utilizados:

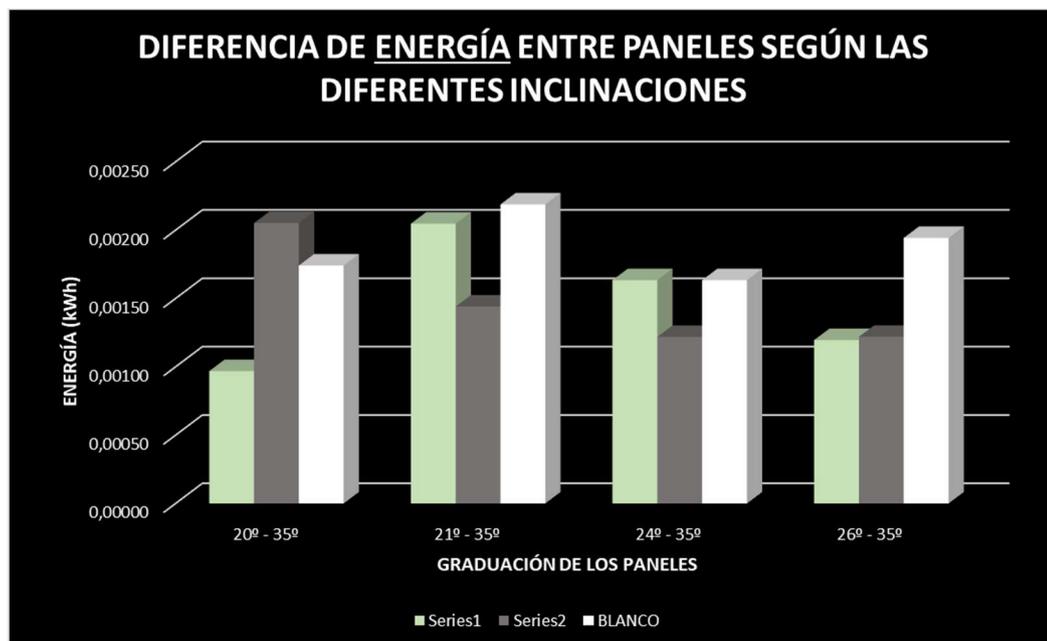


Figura 42. Comparación de la producción de energía con diferentes albedos.

Las gráficas en verde de la *Figura 42* corresponden a la producción con superficie vegetal, y las gráficas blancas y grises a las superficies blanca y negra respectivamente.

Se observa claramente cómo la producción es mayor cuando la superficie es blanca ya que esta ofrece una mayor reflexión de la luz, por lo que aumenta la ganancia bifacial de los paneles que conlleva un aumento de su rendimiento. Por el contrario, se aprecia una reducción de la producción cuando se trata de la

superficie oscura produciéndose el efecto contrario, la reflexión de la luz es menor.

Más concretamente, con albedo oscuro se observa una leve bajada de la producción para las inclinaciones de 21º y 24º, producción muy similar para 26º y un aumento muy significativo para la producción a 20º.

Resulta muy extraño el comportamiento de los paneles cuando la superficie es negra y la inclinación es de 20º, puesto que lo lógico sería que la producción con un albedo negro, cuya reflexión es menor, fuera reducida con respecto al albedo vegetal, y lo que se observa es una producción de prácticamente el doble.

Por tanto, se puede concluir que, debido al escaso periodo de tiempo de estudio del albedo y ya que los procedimientos se basan en medidas totalmente experimentales, haría falta un estudio más exhausto relativo a la producción de los paneles bifaciales con superficie negra u oscura y una inclinación de 20º para poder concluir con precisión qué ocurre en estas condiciones para que al producción sea anómala.

Por el contrario, el resto de estudios relativos al albedo concuerdan con los marcos teóricos expuestos al inicio del proyecto: cuanto mayor claridad presente la superficie de reflexión, mejor será la producción y viceversa.

5 CONCLUSIONES GENERALES

Como ya se comentó en el inicio del proyecto, la inclinación de referencia para paneles monofaciales que no cuentan con sistemas de seguimiento del punto de máxima potencia, en la ciudad de Valladolid, es de aproximadamente 35° siendo 15° mayor para los meses de invierno y 15° menor para los de verano. Partiendo de esa referencia, los resultados obtenidos en el estudio de paneles bifaciales concluyen que la inclinación óptima es, claramente, de 21°.

Por otro lado, el estudio del albedo se ha realizado con tres superficies con coeficientes de albedo muy distintos entre sí para explicar la diferencia de producción en paneles bifaciales. Pero existen muchos tipos de superficies con albedos intermedios y que pueden ser más realistas a la hora de instalar un huerto de paneles solares, como puede ser la hierba fresca, el cemento o incluso el agua, cuya implantación ya se está realizando en instalaciones fotovoltaicas “*off-side*”, y cuyo estudio se puede llevar a cabo para obtener la mejor superficie de reflexión.

Las conclusiones obtenidas para determinar la inclinación óptima de los paneles bifaciales se corresponden con la teoría aplicada a monofaciales, por lo que se puede concluir que no habría diferencias entre ambos tipos de tecnología a la hora de colocar los módulos.

Además, en el estudio con diferentes tipos de albedo se ha observado una anomalía para la inclinación de 20° y superficie oscura, siendo la producción el doble que para esta misma inclinación y superficie vegetal. Este resultado atípico ha de ser contrastado con medidas más exhaustivas y en un rango de tiempo superior, centrándose el estudio únicamente en los posibles factores que afectan a esta medida durante un tiempo prolongado, explicando así esta desviación.

Debido a esto, es importante remarcar el tiempo de muestreo y de recogida de datos, puesto que el estudio se ha realizado para los meses de abril, mayo y junio, próximos al verano y cuya inclinación, según el marco teórico, correspondería a unos 20° de referencia, aproximadamente.

Por ello, una de las posibles líneas de investigación a futuro y como continuación del proyecto sería la realización de un estudio similar para los meses de invierno, o incluso durante todo un año entero, observando si también se cumple la teoría de aumentar unos 15° la inclinación respecto de la referencia en invierno.

A modo de resumen, este tipo de estudios requieren de un tiempo prolongado puesto que las condiciones climáticas y sobre todo de radiación cambian significativamente según la estación del año. Por ello, algunas de las soluciones implementadas ya en instalaciones fotovoltaicas monofaciales es la utilización de seguidores que puedan captar el punto de máxima potencia en cada momento. Aunque no se ha desarrollado en gran medida para bifaciales, sería un buen comienzo para observar sobre todo los cambios en la reflexión de las superficies.

Como consecuencia del estudio de la producción en diferentes periodos diarios, se han observado anomalías en algunos casos, teniendo mayor generación en las últimas horas del día, que se pueden explicar fácilmente con la curva de irradiación ya que la producción depende proporcionalmente de las condiciones de irradiancia en cada momento. Para ello, se necesitaría realizar un estudio de cada periodo diario y relacionarlo con los datos de irradiancia para ese día en concreto, siendo esta una idea para un proyecto futuro.

Otra herramienta útil que se puede implementar para sintetizar los datos de producción ofrecidos por el inversor, y a su vez compararlos con los datos de irradiación diaria procedentes de fuentes meteorológicas, son las bases de datos como por ejemplo la que utiliza el programa PVSyst para poder simular comportamientos de los paneles y compararlos con la producción real.

Mediante herramientas de simulación, se pueden realizar estudios ficticios con paneles bifaciales e inversor con las mismas características que los utilizados en la instalación real, y contrastar ese tipo de datos para poder implementar proyectos futuros basándose únicamente en las simulaciones con software.

6 PRESUPUESTO ECONÓMICO

6.1 GASTOS DE MATERIAL

PANELES SOLARES Y ESTRUCTURAS DE SOPORTE

- Módulos bifaciales LG400N2T-A5 de 400 W de potencia pico (2 uds): 330€/ud
- Estructura de soporte de los paneles (2 uds): 150€/ud
- Pareja de conectores MC4 macho y hembra (4 uds): 2,90€/ud
- Soportes o pinzas de anclaje de los paneles a la estructura (8 uds): 1,91€/ud

INVERSOR Y ACCESORIOS

- Inversor DS3 de APsystems con potencia pico 880 W: 269€
- Broca de hormigón de 6x110mm para realizar el soporte el inversor: 1,45€
- Router wifi de comunicación del inversor con la base de datos: 196,2€
- Cable de conexión: 14,9€

CUADRO DE PROTECCIONES

- Caja IP65 para cuadro de protecciones: 17,75€
- Interruptor diferencial: 28,95€
- Interruptor magnetotérmico: 7,55€
- Toma de enchufe para carril DIN: 4,31€

CABLEADO

Se han implementado dos tipos de cableado: el cableado solar desde los paneles al inversor, y el cableado tipo manguera para las conexiones del inversor al cuadro de protecciones.

- Hilo solar H1Z2Z2-K de sección 4mm² de color negro (25 metros): 17,50€
- Cable tipo manguera RZ1-K libre de halógenos de 3 hilos y sección 2,5mm² (3 metros): 1,86€/metro
-

MATERIAL DE OFICINA

Se ha estimado una cifra de 10€ de gastos en material de oficina.

6.2 GASTOS DE PERSONAL

INSTALACIÓN Y MONTAJE

En este apartado se engloban la instalación de los paneles, cableado e inversor. En este proceso han intervenido un técnico oficial de 1ª y un ayudante de oficios varios durante una jornada laboral comprendiendo transporte, adecuación de la zona e instalación de todos los equipos y cableado.

La jornada laboral de cada técnico es de 8 horas.

Según el *Convenio Colectivo Nacional de Empresas de Ingeniería y Oficinas de Estudios Técnicos*, el cómputo de horas anuales por trabajador será de mil setecientos noventa y dos (1792 h).

Teniendo en cuenta los salarios base anuales de este convenio:

- DELINEANTE, TÉCNICO DE 1.ª, OFICIAL 1.ª ADMTVO. Y OPERADOR DE ORDENADOR: 16.627,17 € (10€/h)
- AYUDANTE OFICIOS VARIOS: 12.951,75 € (8€/h)

El coste de la jornada laboral de 8 horas para cada trabajador es el siguiente:

- Técnico oficial de 1ª: 80€
- Ayudante de oficios varios: 64€

Por tanto, el coste de los técnicos instaladores asciende a un total de 144€.

INGENIERO O PROYECTISTA

Las horas dedicadas al estudio y elaboración del proyecto se desglosan a continuación:

- Estudio y análisis experimental de la instalación: comprobación de la inclinación óptima para los paneles, estudio de diferentes albedos y elaboración de pruebas y medidas: 30 horas
- Elaboración de cálculos y planos de la instalación eléctrica: 8 horas
- Elaboración de la memoria descriptiva del proyecto: 15 horas
- Consulta de información bibliográfica y otros estudios de referencia: 4 horas

Subtotal de horas trabajadas: 53 horas

NOTA: La consulta de información bibliográfica y otros estudios de referencia se mantendrá al margen del presupuesto al reconocerse el presente proyecto como un Trabajo de Fin de Carrera y no como un proyecto real a implementar.

Teniendo en cuenta el salario base anual de este convenio:

- DIPLOMADOS Y TITULADOS 1.er CICLO UNIVERSITARIO. JEFE SUPERIOR:
20.424,25€ (12€/h)

El coste del ingeniero o proyectista asciende a un total de 636€.

SEGUROS SOCIALES DE LOS EMPLEADOS

El coste de la seguridad social que ha de pagar la empresa por cada trabajador supone un 33% de los costes de cada uno.

Entre técnicos instaladores e ingeniero o proyectista, se obtiene un total de 780€.

Por tanto, el 33% de esta cantidad supone un coste total de 257,4€ destinados a la seguridad social.

6.3 OTROS GASTOS

CONSUMO ELÉCTRICO

Se han tenido en cuenta las horas de trabajo del ingeniero o proyectista para el consumo eléctrico de equipos informáticos y otros equipos de medición y/o pruebas.

El precio del kWh actual estimado es de 0,35252€/kWh, al que hay que añadir 0,138847€/kWh de peaje (se hace la media de peajes de la tarifa 2.0TD). En total, se obtiene un precio de 0,491367 €/kwh.

Con un total de 53 horas trabajadas, el precio total del consumo eléctrico asciende a 26,042451€.

Por último, han de aplicarse el 0,5% por impuestos de electricidad y el 10% de IVA.

Con todo ello, el consumo eléctrico total supone un precio final de 30,07€.

LEGALIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN

Teniendo en cuenta la normativa en la Comunidad de Castilla y León, lugar donde se va a realizar el estudio, la legalización de una instalación de este tipo incluye los siguientes apartados:

- Memoria tipo industria incluyendo cálculos en alterna, continua y solares.
- Planos y detalles
- Preestudio de viento y nieve
- Gestión de riesgos
- Fichas técnicas
- Certificado de instalación eléctrica de autoconsumo
- Tasas de industria y legalización de autoconsumo

El coste de la legalización asciende a un total de 499€ + IVA, lo que supone un coste de 603,79€.

TABLA - RESUMEN DEL PRESUPUESTO DETALLADO

GASTOS DE MATERIAL					
	Nº UNIDADES	PRECIO/UNIDAD SIN IVA	PRECIO/UNIDAD IVA	TOTAL SIN IVA	TOTAL IVA
DIFERENCIAL 40A 30mA Schneider	1	23,93 €	28,95 €	23,93 €	28,95 €
SOPORTE PANELES	8	1,58 €	1,91 €	12,63 €	15,28 €
BROCA HORMIGÓN TORNILLOS 6x110mm	1	1,20 €	1,45 €	1,20 €	1,45 €
MC4 HEMBRA	4	2,40 €	2,90 €	9,59 €	11,60 €
MC4 MACHO					
MAGNETOTÉRMICO 10A SCHNEIDER	1	6,24 €	7,55 €	6,24 €	7,55 €
TOMA DE CORRIENTE CARRIL DIN	1	3,56 €	4,31 €	3,56 €	4,31 €
MANGUERA EXTERIOR ENTRE CAJAS 3 HILOS 2,5mm2	3	1,54 €	1,86 €	4,61 €	5,58 €
CAJA IP65	1	14,67 €	17,75 €	14,67 €	17,75 €
CABLE NEGRO CC 4mm ² (100 metros)	25 metros	57,85 €	70,00 €	14,46 €	17,50 €
INVERSOR APSYSTEM DS3 880W	1	222,31 €	269,00 €	222,31 €	269,00 €
CABLE Y3AC	1	12,31 €	14,90 €	12,31 €	14,90 €
ECU-R APSYSTEM	1	162,15 €	196,20 €	162,15 €	196,20 €
PANEL FOTOVOLTAICO LG400N2T-A5	2	-	330,00 €	-	660,00 €
ESTRUCTURAS METÁLICAS DE SOPORTE DE LOS PANELES	2	-	150,00 €	-	300,00 €
TOTAL					1.550,06 €
GASTOS DE PERSONAL PARA EL MONTAJE					
	Nº UNIDADES	PRECIO/UNIDAD SIN IVA	PRECIO/UNIDAD IVA	TOTAL SIN IVA	TOTAL IVA
HORAS DE TRABAJO DEL TÉCNICO OFICIAL DE 1ª	8 horas	-	10€/h	-	80,00 €
HORAS DE TRABAJO DEL AYUDANTE DE OFICIOS VARIOS	8 horas	-	8€/h	-	64,00 €
COSTE DE LOS SEGUROS SOCIALES DE LOS TRABAJADORES	33%	-	-	-	47,52 €
TOTAL					191,52 €
GASTOS DEL INGENIERO					
	Nº UNIDADES	PRECIO/UNIDAD SIN IVA	PRECIO/UNIDAD IVA	TOTAL SIN IVA	TOTAL IVA
HORAS DE TRABAJO DEL INGENIERO O PROYECTISTA	53 horas	-	12€/h	-	636,00 €
COSTE DE LOS SEGUROS SOCIALES DE LOS TRABAJADORES	33%	-	-	-	209,88 €
TOTAL					845,88 €
OTROS GASTOS					
	Nº UNIDADES	PRECIO/UNIDAD SIN IVA	PRECIO/UNIDAD IVA	TOTAL SIN IVA	TOTAL IVA
CONSUMO ELÉCTRICO	53 horas	0,35252€/kWh+ impuestos	-	-	30,07 €
MATERIAL DE OFICINA	-	-	-	10,00 €	10,00 €
LEGALIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN	-	499,00 €	603,79 €	-	603,79 €
TOTAL					643,86 €
TOTAL DE GASTOS					
TOTAL					3.231,32 €

Tabla 2. Resumen detallado del presupuesto.

El importe total del proyecto asciende a la cantidad de TRES MIL DOSCIENTOS TREINTA Y UN EUROS CON TREINTA Y DOS CÉNTIMOS.



7 BIBLIOGRAFÍA

- [1] C. Espejo-Marín, A. E. Aparicio-Guerrero, J. Escribano-Pizarro, J. J. Serrano-Lara, D. E. Valero-López, and P. Clave, “The Production of Electricity with Photovoltaic Solar Energy in Spain in the 21st Century,” *Revista de Estudios Andaluces*, vol. 39, no. 2020, pp. 2340–2776, 2020, doi: 10.12795/rea.2020.i39.
- [2] “Fotovoltaica - 2020: el año de los récords de la fotovoltaica y solo vamos por la mitad - Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias.” <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/2020-el-ano-de-los-records-de-20200806> (accessed Jun. 17, 2022).
- [3] “componente75553.pdf - Energía Solar Fotovoltaica Master profesional en Ingeniería y Gestión Medioambiental 2011 Año de realización: | Course Hero.” <https://www.coursehero.com/file/76261238/componente75553pdf/> (accessed Jun. 18, 2022).
- [4] “¿Placas solares monocristalinos o policristalinos, cuál compro?” <https://solarplus.es/paneles-solares-policristalinos-monocristalinos> (accessed Jun. 23, 2022).
- [5] “¿Qué es el silicio amorfo? ¿Por qué es tan interesante ahora ?, Noticias de la industria.” <https://es.ucwdsolar.com/info-detail/what-is-amorphous-silicon-why-is-it-so-interesting-now> (accessed Jun. 29, 2022).
- [6] “Tecnología de paneles fotovoltaicos bifaciales - Blog de Krannich Solar – Global solar distribution (ES).” <https://blog.krannich-solar.com/es/blog/lector-de-blogs/tecnolog%C3%ADa-paneles-fotovoltaicos-bifaciales.html> (accessed Jun. 19, 2022).
- [7] “Eficiencia del panel solar: definición e importancia – Tecnología Ambiental.” <https://tecnologiaambiental.mx/eficiencia-del-panel-solar-definicion-e-importancia/> (accessed Jun. 24, 2022).
- [8] I. PVPS Task, “Bifacial Photovoltaic Modules and Systems: Experience and Results from International Research and Pilot Applications 2021 Task 13 Performance, Operation and Reliability of Photovoltaic Systems PVPS”, Accessed: Jun. 19, 2022. [Online]. Available: www.iea-pvps.org
- [9] “▷ Tecnología PERC en paneles solares.” <https://mipanel solar.com/blog/tecnologia-perc> (accessed Jun. 24, 2022).
- [10] “Células PERC, PERL y PERT.” <https://b2b.technosun.com/blog/area-fotovoltaica-profesional-1/post/celulas-perc-perl-y-pert-135> (accessed Jun. 24, 2022).
- [11] N. Riedel-Lyngskær *et al.*, “The effect of spectral albedo in bifacial photovoltaic performance,” *Solar Energy*, vol. 231, pp. 921–935, Jan. 2022, doi: 10.1016/J.SOLENER.2021.12.023.

- [12] “Radiación directa, difusa y reflejada en Ecomateriales y construcción sostenible - wiki EOI de documentación docente.”
https://www.eoi.es/wiki/index.php/Radiaci%3%b3n_directa,_difusa_y_reflejada_en_Ecomateriales_y_construcci%3%b3n_sostenible (accessed Jun. 23, 2022).
- [13] P. A. Anaya, “Aplicación de imágenes satelitales en energías renovables: cálculo de Albedo,” 2020, Accessed: Jun. 21, 2022. [Online]. Available: <https://gredos.usal.es/handle/10366/143962>
- [14] M. Aghaei *et al.*, “Review of degradation and failure phenomena in photovoltaic modules,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 159, p. 112160, May 2022, doi: 10.1016/J.RSER.2022.112160.
- [15] D. R. Hernando, “Desarrollo de un sistema de caracterización de obleas y células solares de Silicio multicristalino mediante la adquisición de imágenes de fotoluminiscencia usando un detector de InGaAs.,” 2017, Accessed: Jun. 21, 2022. [Online]. Available: <https://uvadoc.uva.es/handle/10324/23583>
- [16] “Efecto Hotspot: Los puntos calientes en los paneles solares | Techno Sun Webportal B2B.” <https://b2b.technosun.com/en/blog/our-blog-1/post/efecto-hotspot-los-puntos-calientes-en-los-paneles-solares-117> (accessed Jun. 16, 2022).
- [17] “Efecto LID: La degradación inducida por la luz | Techno Sun Webportal B2B.” <https://b2b.technosun.com/en/blog/our-blog-1/post/efecto-lid-la-degradacion-inducida-por-la-luz-107> (accessed Jun. 15, 2022).
- [18] “Efecto LeTID: Degradación inducida por luz y temperatura elevada | Techno Sun Webportal B2B.” <https://b2b.technosun.com/en/blog/our-blog-1/post/efecto-letid-degradacion-inducida-por-luz-y-temperatura-elevada-110> (accessed Jun. 15, 2022).
- [19] “GUÍA-BT-19 MINISTERIO DE CIENCIA Y TECNOLOGIA GUÍA TÉCNICA DE APLICACIÓN: INSTALACIONES INTERIORES”.
- [20] “Autoconsumo fotovoltaico en Valladolid: precio y trámites.” <https://tarifasgasluz.com/autoconsumo/provincias/valladolid> (accessed Jun. 25, 2022).

ANEXO A: APLICACIÓN PARA LA MONITORIZACIÓN DEL INVERSOR

Tanto el inversor utilizado como el router wifi que vuelca los datos de producción pertenecen al fabricante APsystems. Para la monitorización de los paneles se ha utilizado un inversor con doble entrada de manera que se puedan registrar individualmente los datos de producción de cada panel.

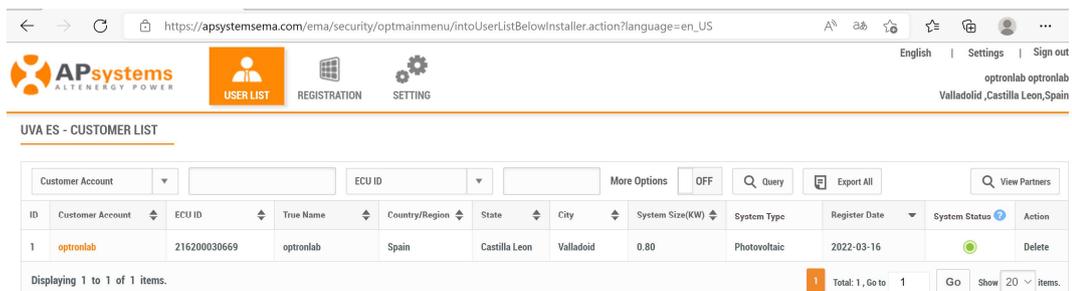
El inversor precisa del ECU router para transferir los datos recogidos a la red, y una vez registrados estos datos se pueden controlar a través de una aplicación móvil o dentro de la propia web de usuario de APsystem.

En el caso de la instalación estudiada, se han solicitado los permisos al fabricante para poder optar a la versión de mantenedor que permite el acceso a todas las variables de monitorización de datos y a todos los registros posibles que ofrece el inversor. A continuación, se explicará el funcionamiento básico de la aplicación web y de la aplicación móvil.

Aplicación web

Para acceder a los datos online se utiliza la siguiente dirección web:
<https://apsystemsema.com/ema/index.action>

Una vez se han solicitado los permisos como mantenedor al fabricante y el usuario está registrado, se entra en el sistema seleccionando la planta fotovoltaica que se quiere monitorizar. En este caso, solamente aparecerá la instalación estudiada con dos módulos bifaciales conectados a un micro inversor y situada en la azotea del Edificio LUCIA de la Universidad de Valladolid, cuyo nombre es “optronlab”.



ID	Customer Account	ECU ID	True Name	Country/Region	State	City	System Size(KW)	System Type	Register Date	System Status	Action
1	optronlab	216200030669	optronlab	Spain	Castilla Leon	Valladolid	0.80	Photovoltaic	2022-03-16	●	Delete

Figura 43. Resumen de instalaciones fotovoltaicas activas en APsystem web.

A continuación, se muestra la pantalla inicial de la aplicación con todas las opciones disponibles en el menú de la izquierda, las cuales se irán explicando.



Figura 44. Pantalla inicial de la APsystem web.

Dentro de la monitorización de la instalación es posible controlar todas las variables tales como potencia, voltaje y corriente de cada entrada, voltaje de salida del inversor, frecuencia y temperatura del inversor en tiempo real, actualizándose cada cinco minutos. Para ello, se selecciona la opción "Report" en el menú desplegándose cuatro opciones entre las que se encuentra "Inverter Data", para visualizar los parámetros descritos.

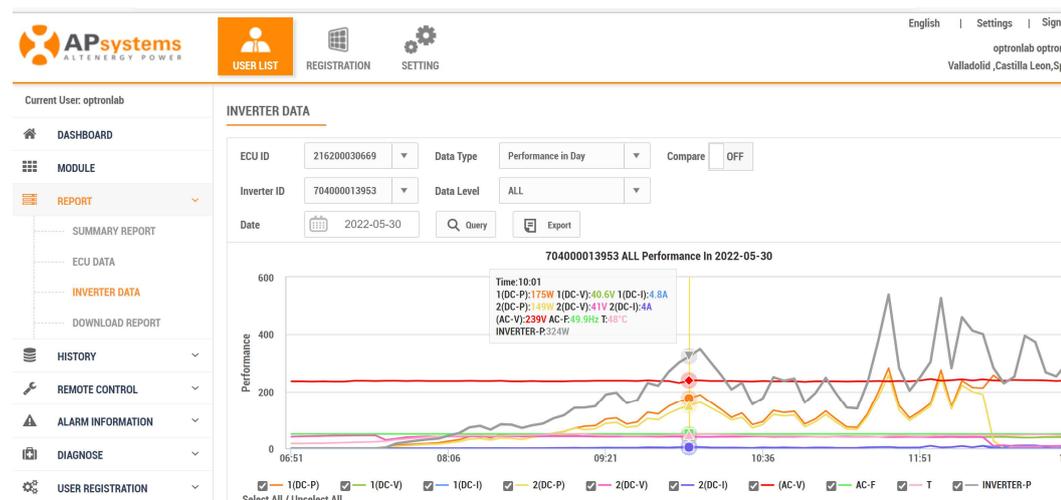


Figura 45. Pestaña "Inverter data" para visualizar los parámetros.

Además, cuenta con la opción de visualización individualmente de cada entrada, cambiando en la pestaña de “Data Level” y pudiendo elegir el canal de visualización. Por otro lado, también se pueden recoger todos los datos diarios en una hoja Excel pulsando en la pestaña “Export”.

La pestaña “Data Type” permite ver el funcionamiento diario, la energía diaria por horas (Figura 28), la energía diaria en un periodo de tiempo, la energía mensual a lo largo del año y la energía producida anualmente.

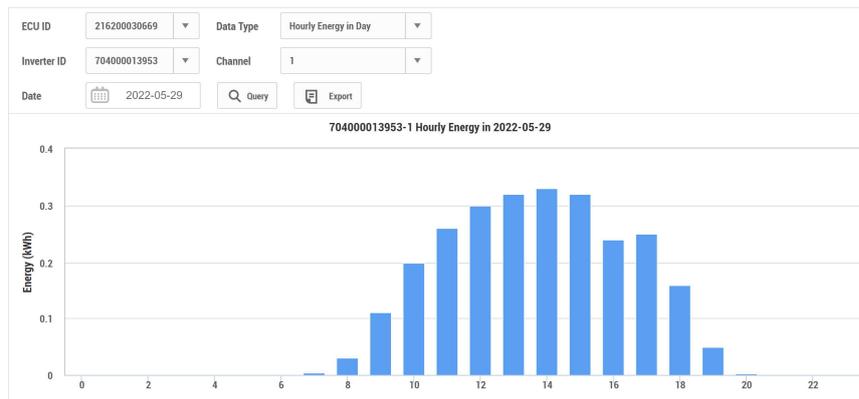


Figura 46. Energía diaria por horas.

En la pestaña “ECU data” del menú se puede observar la curva de energía diaria obtenida por el inversor, pudiendo descargar también el informe en la pestaña “Export”.



Figura 47. Curva de energía diaria.

Por último, la pestaña “Summary report” del menú ofrece información general sobre la producción de la instalación desde su comienzo hasta el momento actual, ofreciendo algunos datos de interés, aunque no tan importantes para el estudio tales como la cantidad de CO₂ en kilogramos, el consumo reducido en lámparas y en árboles, y los kilogramos de gas ahorrados en la utilización de energía fotovoltaica.

También se muestra la curva de producción de energía en kWh y su evolución a lo largo del año.

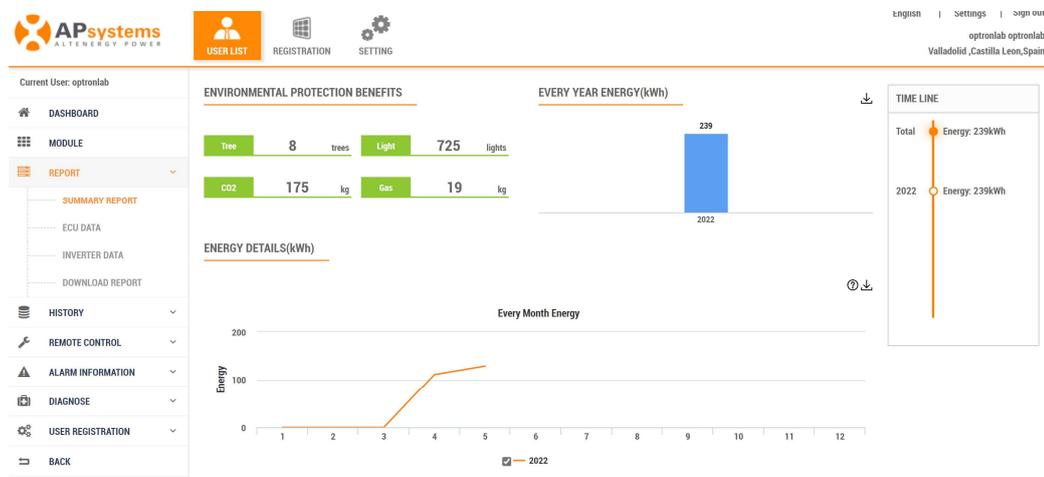


Figura 48. Datos resumen de interés sobre la producción de la instalación en su periodo de vida.

Por último, se pueden visualizar los dos módulos y sus respectivas producciones individualmente también en la pestaña “Module” del menú principal.

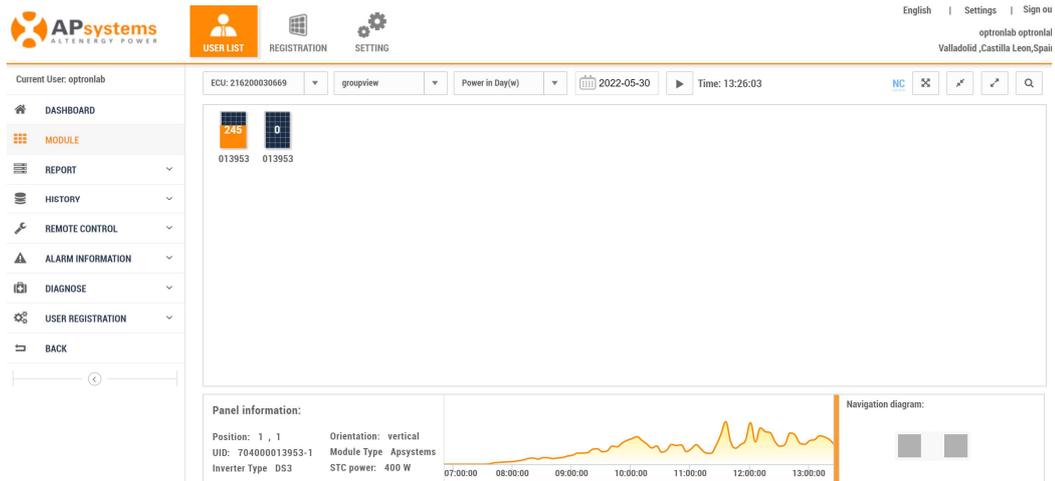


Figura 49. Información sobre los módulos conectados.

Aplicación móvil

De manera análoga a la web existe una aplicación para dispositivos móviles que permite la monitorización en tiempo real de la instalación. El funcionamiento es muy parecido, aunque con pequeños matices que se explican a continuación.

Desde la aplicación de descargas de cualquier smartphone o Tablet (tanto para sistemas operativos Android o iOS) se puede acceder a la aplicación “**EMA Manager**” de APsystems.

En la pestaña de inicio general, si haber seleccionado ninguna instalación del usuario, se observan los datos de energía y potencia generales en la pestaña de inicio.

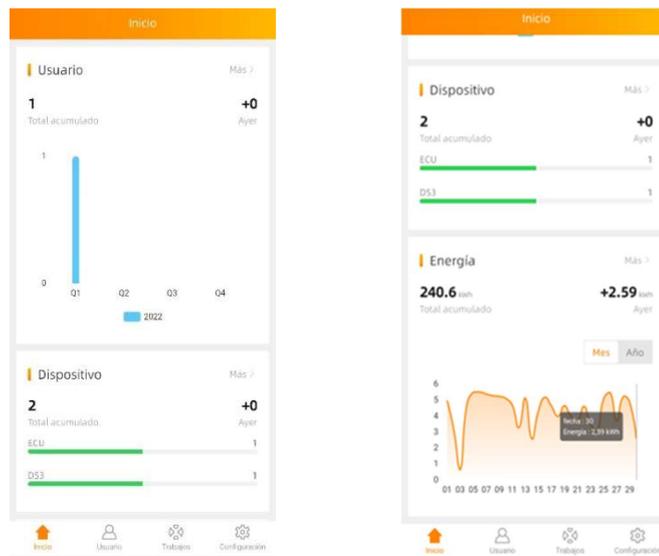


Figura 50. Menú de inicio de la APsystem app.

Para acceder a la instalación deseada, en este caso la denominada como “optronlab” se ha de seleccionar la pestaña “Usuario” en el menú inferior. Después, en el menú de inicio se observarán los datos de energía y potencia del día actual, teniendo la opción también de la vista general mensual.



Figura 51. Menú de inicio de la instalación seleccionada.

Para observar las variables monitorizadas del inversor se seleccionará la pestaña “Datos” en el menú inferior pudiendo visualizar, al igual que en la aplicación web,

las variables de frecuencia, potencia, corriente y voltaje de ambas entradas, temperatura del inversor y voltaje total de salida.

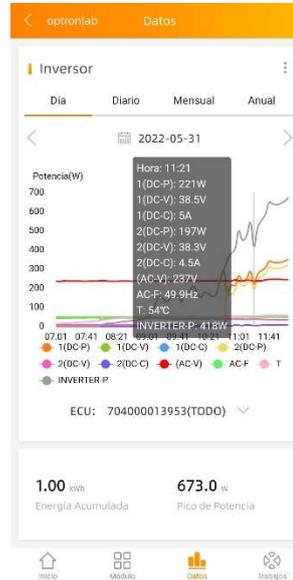
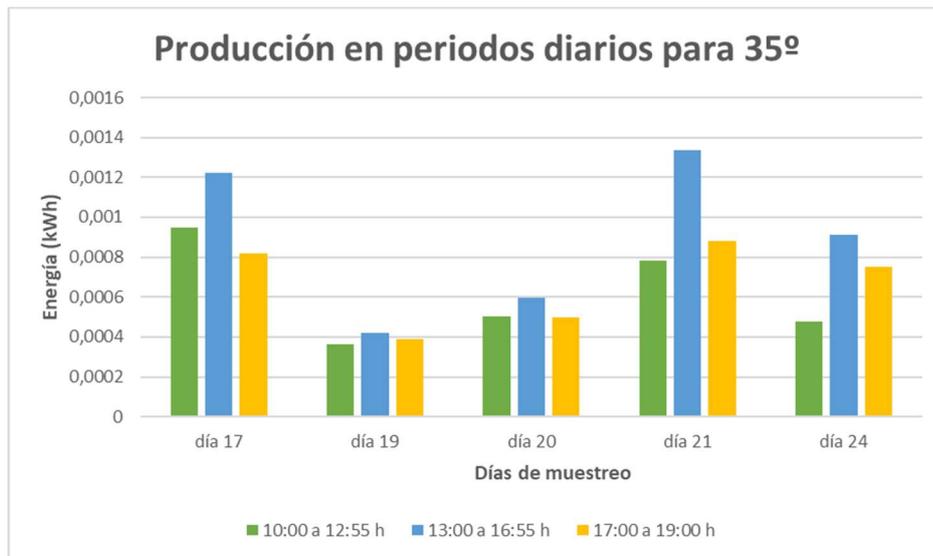


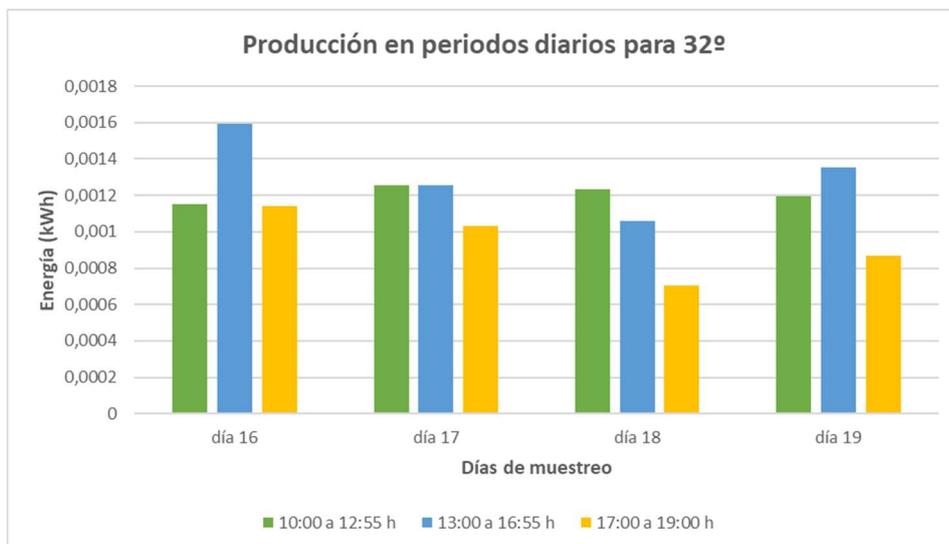
Figura 52. Visualización de las diferentes variables que ofrece el inversor.

ANEXO B: GRÁFICAS DE PRODUCCIÓN POR PERIODOS DIARIOS EN DIFERENTES INCLINACIONES

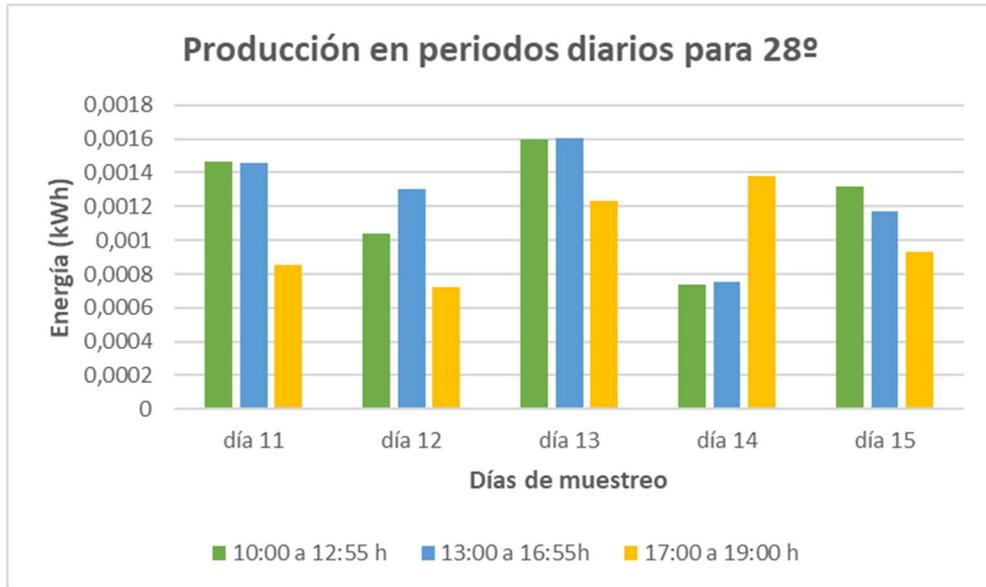
INCLINACIÓN 35°



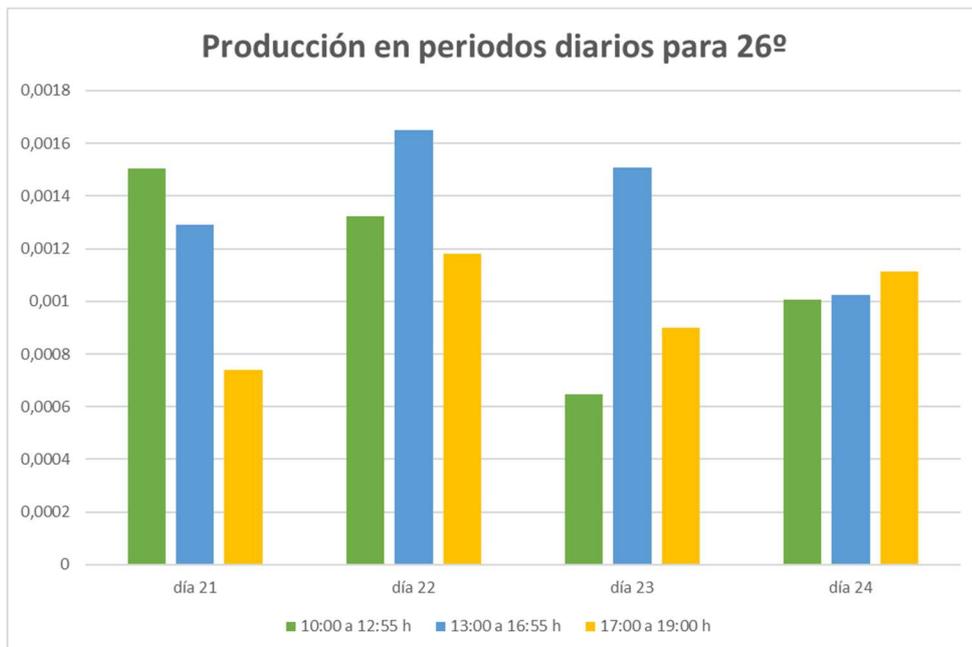
INCLINACIÓN 32°



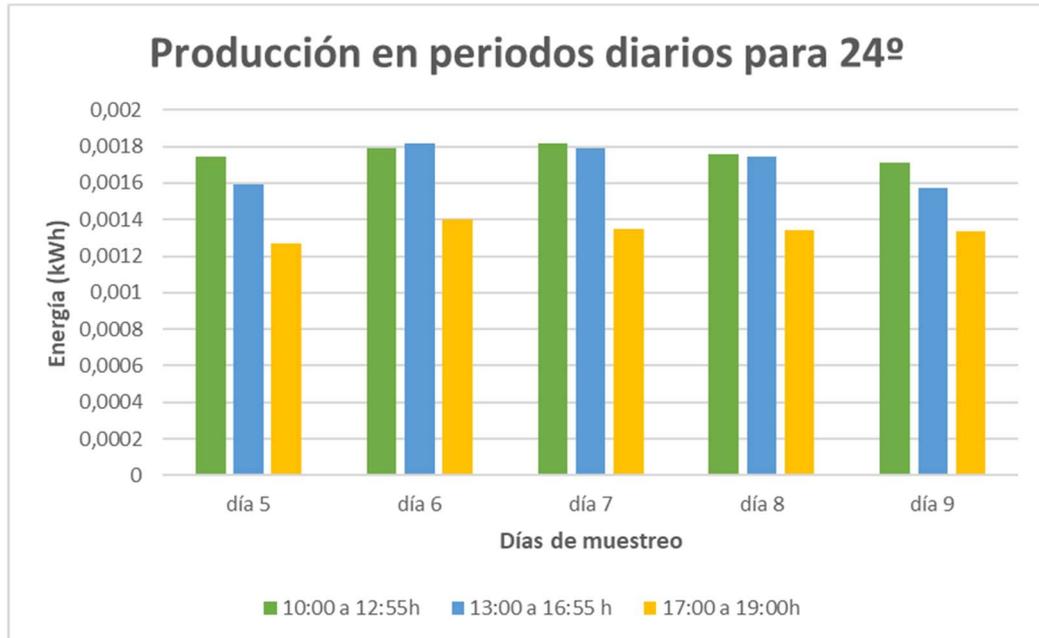
INCLINACIÓN 28º



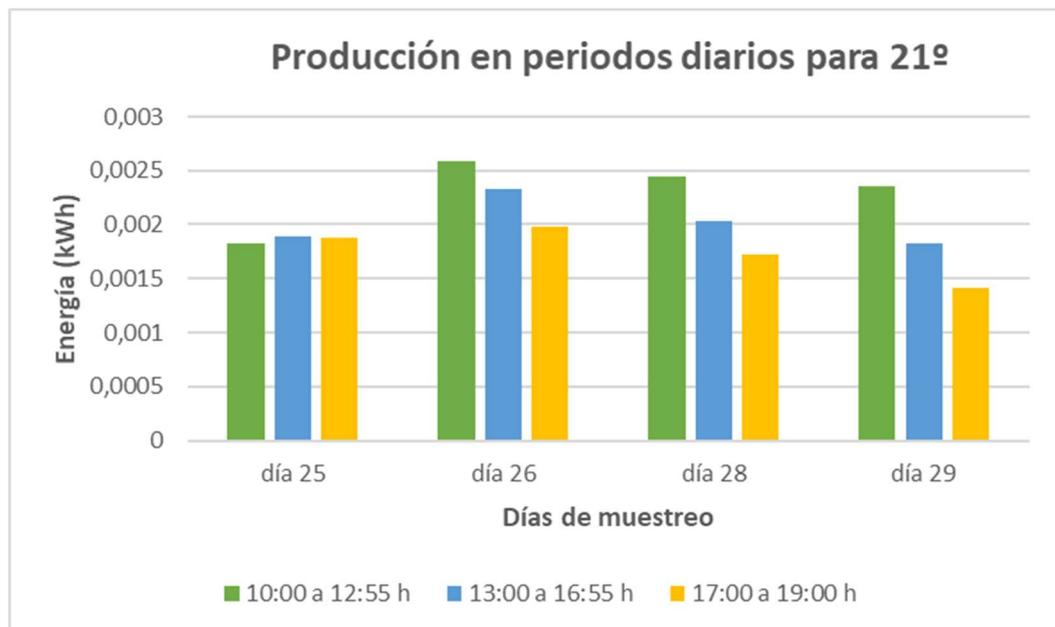
INCLINACIÓN 26º



INCLINACIÓN 24º



INCLINACIÓN 21º



INCLINACIÓN 20º

