

Proyecto Fin de Máster

Máster Ingeniería Industrial

Uso de Microinversores en Sistemas Fotovoltaicos con Radiación Solar Reflejada

Autora: Elena Bravo Arche

Tutor: Isidoro Lillo Bravo

**Departamento de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla**



Sevilla 2016

Proyecto Fin de Máster
Ingeniería Industrial

Uso de Microinversores en Sistemas Fotovoltaicos con Radiación Solar Reflejada

Autor:

Elena Bravo Arche

Tutor:

Isidoro Lillo Bravo

Doctor Ingeniero Industrial.

Dpto. Ingeniería Energética

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2016

Proyecto Fin de Carrera: Uso de Microinversores en Sistemas Fotovoltaicos con Radiación
Solar Reflejada

Autor: Elena Bravo Arche

Tutor: Isidoro Lillo Bravo

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2015

El Secretario del Tribunal

ÍNDICE

Índice de Ilustraciones	6
Índice de tablas	12
1. Introducción	14
2. Objeto	15
3. Planteamiento del Problema	16
4. Revisión bibliográfica	18
5. Modelo de ganancias de producción eléctrica por reflexión	66
5.1. Desarrollo del modelo	66
5.2. Aspectos económicos.	79
6. Estudio teórico	80
7. Validación del modelo.	83
7.1. Metodología	83
7.2. Descripción Equipo	83
7.3. Descripción proceso	94
7.3.1. Ensayos	94
7.3.2. Resultados	95
8. Conclusiones	125
9. Líneas de trabajo futuro	126
10. Bibliografía	127

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1: Representación gráfica de las sombras.[1]	16
Ilustración 2: Conexión convencional de módulos fotovoltaicos.[2]	19
Ilustración 3: Conexión módulos fotovoltaicos con microinversores CC-CC.[2]	20
Ilustración 4: representación alcance MPP gracias al uso de microinversores.[3]	20
Ilustración 5: Tejado con orientación y/o inclinación dificultosa.[4]	21
Ilustración 6: Conexión módulos fotovoltaicos con microinversores CC-AC.[2]	22
Ilustración 7: a)Módulo sin sombra, b) Módulo con sombra homogénea, c) Módulo con <i>partial shading</i> .[6]	23
Ilustración 8: Curva característica célula fotovoltaica.	24
Ilustración 9: Curva con pérdidas causadas por sombras.[10]	25
Ilustración 10: Disposición células fotovoltaicas.	25
Ilustración 11: Imágenes de células de módulos deteriorados.[11]	26
Ilustración 12: Curvas de un módulo degradado y otro no degradado[11].	27
Ilustración 13: Efecto <i>hot spot</i> de una célula en sombra. [12]	28
Ilustración 14: Representación ilustrativa de un microinversor por cadena de células fotovoltaicas. [13]	28
Ilustración 15: Ejemplo ilustrativo- corriente módulo fotovoltaico con uso de microinversores por <i>strings</i> de células.	29
Ilustración 16: Ejemplo ilustrativo- potencia módulo fotovoltaico con uso de microinversores por <i>strings</i> de células.	30
Ilustración 17: Ejemplo ilustrativo- potencia módulo fotovoltaico con uso de microinversores por <i>strings</i> de células.	31
Ilustración 18: Ejemplo ilustrativo- potencia final módulo fotovoltaico con uso de microinversores por <i>strings</i> de células.	31

Ilustración 19: Representación relación sombras.[14]	32
Ilustración 20: Mercado actual Microinversores.	34
Ilustración 21: Sistema S1.[16]	35
Ilustración 22: Sistema S2. [16]	37
Ilustración 23: Sistema M1. [16]	39
Ilustración 24: Sistema M2. [16]	41
Ilustración 25: Sistema M3. [16]	43
Ilustración 26: Sistema M4. [16]	45
Ilustración 27: Representación rendimientos. [16]	47
Ilustración 28: Distribución SF1 con respecto al APE	49
Ilustración 29: Esquema captación solar de un módulo fotovoltaico con concentración.	52
Ilustración 30: Representación lente.	53
Ilustración 31: Módulo fotovoltaico HCPV compuesto por espejos concéntricos.	54
Ilustración 32: Módulo fotovoltaico HCPV de plato parabólico.	54
Ilustración 33: Imágenes de un campo solar de CCPs.	55
Ilustración 34: Esquema lente Fresnel.	55
Ilustración 35: Ilustración lente Fresnel.	56
Ilustración 36: Ranking Irradiancia reflejada.[23]	58
Ilustración 37: Representación Irradiancia y respuesta espectral.[23]	59
Ilustración 38: Ranking Irradiancia Convertida Integrada.[23]	59
Ilustración 39:Representación Irradiancia y respuesta espectral.[23]	60
Ilustración 40:Ranking Irradiancia Convertida Integrada.[23]	60
Ilustración 41: Representación Irradiancia y respuesta espectral.[23]	61
Ilustración 42:Ranking Irradiancia Convertida Integrada.[23]	61

Ilustración 43: Representación Irradiancia y respuesta espectral.[23]	62
Ilustración 44: Ranking Irradiancia Convertida Integrada.[23]	62
Ilustración 45: Representación Irradiancia y respuesta espectral.[23]	63
Ilustración 46: Ranking Irradiancia Convertida Integrada.[23]	63
Ilustración 47: Curva característica microinversor.	67
Ilustración 48: Esquema unifilar instalación fotovoltaica del proyecto.	68
Ilustración 49: Esquema uso reflector propuesto.	68
Ilustración 50: Ilustración del ajuste de los valores obtenidos con los datos de potencia de entrada del día 10 de Octubre.	70
Ilustración 51: Esquema transferencia de calor en módulos.	74
Ilustración 52: Esquema del circuito térmico equivalente del módulo fotovoltaico.	76
Ilustración 53: Representación gráfica reflexión irradiancia.	80
Ilustración 54: Diagrama trayectorias solares para Sevilla.	81
Ilustración 55: Distribución porcentual de la ganancia de Irradiancia teórica a lo largo la configuración para diferente hora solar. (Día 14/06)	82
Ilustración 56: Módulo fotovoltaico Powerlight ND-6AE3D	83
Ilustración 57: Distribución rendimiento microinversores Power One, Enphase y iEnergy.	84
Ilustración 58: Microinversor Enphase M215.	85
Ilustración 59: Tres elementos clave de un sistema Enphase.	87
Ilustración 60: Envoy.	87
Ilustración 61: Captura pantalla software.	89
Ilustración 62: Célula fotovoltaica.	90
Ilustración 63: Piranómetro.	90
Ilustración 64: Empalme cables instalación.	91
Ilustración 65: Sujeción empalme cables al módulo.	91

Ilustración 66: Sistema adquisición datos climáticos y software Enlighten microinversores	92
Ilustración 67: Fragmento tabla datos proporcionados por software.	93
Ilustración 68: Reflector reflejando sobre la célula.	95
Ilustración 69: Distribución de irradiancias total sobre la célula para diferentes elementos reflectores.	96
Ilustración 70: Ganancia de irradiancia con los diferentes reflectores.	97
Ilustración 71: Ganancia en valor absoluto de irradiancia con los diferentes reflectores.	97
Ilustración 72: Instalación equipo.	99
Ilustración 73: Distribución potencias generadas por las instalaciones sometidas a las mismas condiciones.	100
Ilustración 74: Distribución diferencia de potencias generadas entre las dos instalaciones.	100
Ilustración 75: Aumento en valor absoluto de la Irradiancia sobre superficie horizontal con el elemento reflector durante el ensayo.	102
Ilustración 76: Ganancia relativa de la Irradiancia absorbida por la célula utilizando Aluminio Galvanizado como elemento reflector, expresada porcentualmente.	102
Ilustración 77: Distribución error absoluto del cálculo de forma teórica y experimental.	103
Ilustración 78: Distribución datos reflectividad espectral del Aluminio Galvanizado en función de su longitud de onda.	104
Ilustración 79: Situación del panel reflector de Aluminio Galvanizado con la placa solar.	105
Ilustración 80: Distribución de la Irradiancia captada por el módulo solar el día ensayado.	106
Ilustración 81: Distribución de la potencia generada por la instalación durante el día ensayado con tres momentos de reflexión de la irradiancia.	107
Ilustración 82: Representación de la energía generada (Wh) durante el día.	108

Ilustración 83: Distribución de la Potencia generada frente a la Temperatura del microinversor durante el día del ensayo.	109
Ilustración 84: Distribución de las temperaturas de la célula, el microinversor y la del ambiente durante el día del ensayo.	110
Ilustración 85: Distribución de la Irradiancia captada por el módulo solar el día ensayado.	110
Ilustración 86: Distribución de la potencia generada por la instalación durante el día ensayado.	111
Ilustración 87: Distribución de la Potencia generada frente a la Temperatura del microinversor durante el día del ensayo.	112
Ilustración 88: Distribución de la Irradiancia captada por el módulo solar el día ensayado.	113
Ilustración 89: Distribución de la potencia generada por la instalación durante el día ensayado.	113
Ilustración 90: Distribución de la Potencia generada frente a la Temperatura del microinversor durante el día del ensayo.	115
Ilustración 91: Distribución de la reflectividad del aluminio y de las irradiancias solares en función de la longitud de onda del espectro.	117
Ilustración 92: Distribución de la reflectividad del aluminio y de las irradiancias solares integradas en función de la longitud de onda del espectro.	117
Ilustración 93: Curva de rendimiento microinversor instalación sin concentración.	118
Ilustración 94: Curva de rendimiento microinversor instalación con concentración.	118
Ilustración 95: Distribución de la Irradiancia captada por el módulo solar el día 24 de Septiembre.	119
Ilustración 96: Distribución de la Irradiancia captada por el módulo solar el día 25 de Septiembre.	119
Ilustración 97: Curva de rendimiento microinversor instalación sin concentración.	120

Ilustración 98: Curva de rendimiento microinversor instalación con concentración.	120
Ilustración 99: Curva de rendimiento microinversor instalación sin concentración.	121
Ilustración 100: Curva de rendimiento microinversor instalación con concentración.	121
Ilustración 101: Distribución de la Irradiancia captada por el módulo solar el día 10 de Octubre.	122
Ilustración 102: Distribución de los rendimientos de las instalaciones durante el día del ensayo.	123
Ilustración 103: Distribución de los rendimientos de los módulos fotovoltaicos durante el día del ensayo.	123
Ilustración 104: Distribución de la potencia generada por la instalación durante el día 10 de Octubre.	124

Índice de tablas

Tabla 1: Cálculo producción anual (kWh/m ²) para tres histogramas de sombras.[14]	33
Tabla 2: Selección de tipos y características de microinversores comerciales.[15]	34
Tabla 3: Características técnicas S1. [16].....	36
Tabla 4: Pérdidas y Energía S1. [16].....	36
Tabla 5: Características técnicas S2. [16].....	38
Tabla 6: Pérdidas y Energía S2. [16].....	38
Tabla 7: Características técnicas M1. [16]	40
Tabla 8: Pérdidas y Energía M1. [16]	40
Tabla 9: Características técnicas M2. [16]	42
Tabla 10: Pérdidas y Energía M2. [16]	42
Tabla 11: Características técnicas S1. [16]	44
Tabla 12: Pérdidas y Energía M3. [16]	44
Tabla 13: Características técnicas M4. [16].....	46
Tabla 14: Pérdidas y Energía M4. [16]	46
Tabla 15: Tabla resumen principales sistemas de concentración.	56
Tabla 16: Correlaciones cálculo T _c	74
Tabla 17: Valores parámetro k. [24].....	78
Tabla 18: lista ecuaciones para el cálculo de T _c . [24].....	78
Tabla 19: Datos y resultados teóricos según elevación solar.	82
Tabla 20: Datos mecánicos microinversor.	85
Tabla 21: Características técnicas microinversor.	86
Tabla 22: Datos mecánicos Envoy.	88
Tabla 23: Características técnicas Envoy.....	88

Tabla 24: Datos de Irradiancia (W/m ²) con los reflectores.	96
Tabla 25: Resultados experimentales.	101
Tabla 26: Porcentaje de aumento ganancia de potencia generada por la instalación durante el ensayo.	107
Tabla 27: Porcentaje de aumento de la ganancia Irradiancia de la célula durante el ensayo.	107
Tabla 28: Porcentaje de aumento de la Temperatura provocado por el aumento de Irradiancia debido al elemento reflector.	109
Tabla 29: Porcentaje de aumento ganancia de potencia generada por la instalación durante el ensayo.	111
Tabla 30: Porcentaje de aumento de la ganancia Irradiancia de la célula durante el ensayo.	112
Tabla 31: Porcentaje de aumento ganancia de potencia generada por la instalación durante el ensayo.	114
Tabla 32: Porcentaje de aumento de la ganancia Irradiancia de la célula durante el ensayo.	114

1. Introducción

La energía solar fotovoltaica ha tenido un crecimiento exponencial a nivel mundial y se espera su crecimiento en los próximos años tanto en la construcción de grandes plantas fotovoltaicas como en generación muy distribuida en la edificación. Reflejo de este crecimiento son las cifras mundiales de crecimiento y el desarrollo de normalización en muchos países sobre las condiciones de autoconsumo o balance neto de estas instalaciones. En el caso de España la normativa más reciente sobre autoconsumo ha sido el RD 900/2015.

Uno de los efectos más importantes que producen una disminución en la eficiencia de estas instalaciones son las sombras parciales sobre parte del módulo fotovoltaico. Las consecuencias de este efecto se han intentado minimizar mediante el uso de diodos en los módulos y en los últimos años mediante el uso de microinversores.

Los microinversores permiten trabajar a los módulos fotovoltaicos en su máxima potencia sin incurrir en efectos de acoplamiento entre módulos. En la bibliografía se destacan las cualidades de los microinversores como dispositivos que reducen significadamente las pérdidas de las instalaciones fotovoltaicas, además de otros efectos beneficiosos.

Sin embargo, no se ha encontrado análisis bibliográfico que destaque la posibilidad del aprovechamiento del uso de los microinversores para la aumentar la producción fotovoltaica mediante el aprovechamiento de la radiación solar concentrada que pueda producirse por reflexiones de la radiación en la edificación ya sea por materiales constructivos del edificio o materiales expresamente introducidos para potenciar este efecto.

Por ello, el análisis del incremento de la producción eléctrica de una instalación debida a reflexiones de la radiación solar procedente del entorno puede aumentar de forma significativa la eficiencia de la instalación en algunas configuraciones.

2. Objeto

En objeto del presente trabajo fin de máster es cuantificar la mejora de la eficiencia de una instalación fotovoltaica con microinversores. Este trabajo es continuación del trabajo que se está desarrollando en el Departamento de Ingeniería Energética de la Universidad de Sevilla en este sentido.

Para ello se han analizado las características reflectantes de diferentes materiales constructivos y se ha analizado teóricamente la mejora de la producción fotovoltaica de una instalación con microinversores con o sin concentración de la radiación solar. Los resultados teóricos se han validado mediante una instalación experimental compuesta por dos instalaciones idénticas con microinversores, con la única diferencia de que en una existe la posibilidad de recibir radiación concentrada y en la otra no.

3. Planteamiento del Problema

Este proyecto es continuación de unos trabajos que se están llevando dentro del Departamento de Ingeniería Energética de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de la Universidad de Sevilla, con el objeto de analizar la viabilidad real del uso de microinversores en instalaciones donde se puedan producir reflexiones de la radiación solar sobre parte del generador fotovoltaico.

Los microinversores se han venido usando con la finalidad de resolver el problema de conectar módulos fotovoltaicos entre sí con diferentes condiciones de funcionamiento entre ellos, las denominadas pérdidas por desadaptación o *mismatching*.

Hoy en día son conocidos algunos de los problemas que pueden ocasionar estas pérdidas energéticas en los sistemas fotovoltaicos como por ejemplo: la desigual orientación e inclinación, las diferentes condiciones meteorológicas, la desigual suciedad en los módulos, el gradiente de temperatura de las células, la tolerancia en la potencia nominal, las sombras, etc.

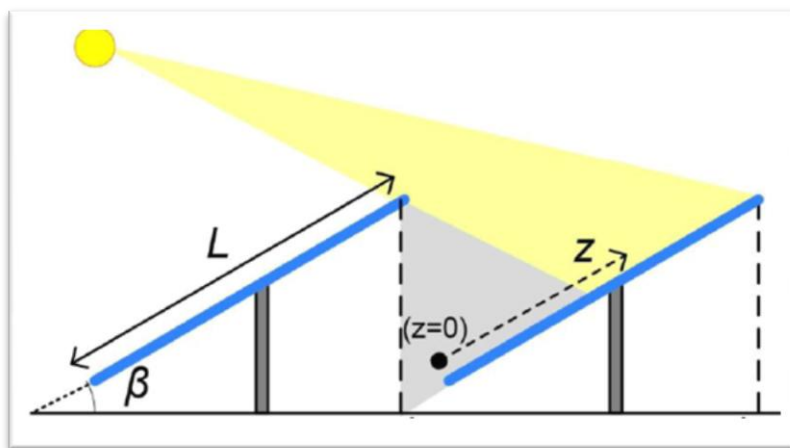


Ilustración 1: Representación gráfica de las sombras.[1]

Éstas son ocasionadas cuando los módulos fotovoltaicos que componen la instalación trabajan bajo distintas condiciones de funcionamiento, en otras palabras, cuando se

conectan células en serie con diferentes propiedades y/o, las células se encuentran sometidas a diferentes condiciones de trabajo dando lugar a una situación de conexión de células con comportamiento diferente. Esta situación ocasiona que la corriente del *string* de células se vea reducida a la corriente de la peor célula. Así mismo ocurre con el conjunto de módulos: el módulo de menor corriente limitará la corriente de la serie y, de modo semejante ocurre para la tensión de la conexión de módulos en paralelo. El resultado producido es que la potencia del generador fotovoltaico es inferior a la suma de las potencias de cada uno de los módulos fotovoltaicos que lo componen.

Por otro lado, en las instalaciones fotovoltaicas fijas, no se utilizan hoy día concentradores de la radiación solar debido a que no es posible asegurar una distribución homogénea de la misma en todo el generador fotovoltaico. Los sistemas de concentración solar con fotovoltaica utilizan sistemas de seguimiento del sol para garantizar la necesaria distribución homogénea de la radiación solar.

A día de hoy, a pesar de que han sido realizados estudios basados en el aprovechamiento por reflexión con distintos materiales, la cuantificación de la radiación solar concentrada en instalaciones fotovoltaicas de concentración se ha realizado en términos globales y no espectrales. Además, no se han encontrado evidencias de estudios que valoren la ganancia energética total que pudiera producirse en la instalación debido a las reflexiones y los efectos que estas producen en la potencia de entrada al inversor y por tanto en la eficiencia del propio inversor y del conjunto.

Por ello, aunque en el departamento se han realizado estudios parciales de reflectividades de diferentes materiales, en este trabajo se van a analizar la influencia de las propias reflectividades, de la modificación de la eficiencia del módulo y de la modificación de la eficiencia del inversor que esta radiación concentrada produce, valorando así todo el conjunto.

4. Revisión bibliográfica

Este apartado pretende analizar algunos de los estudios realizados con anterioridad que están relacionados con el objeto del presente texto. Dentro de la revisión bibliográfica realizada no ha sido encontrado ningún artículo o trabajo donde se analice directamente el objeto de este trabajo. La mayoría de los artículos encontrados se encuentran relacionados con comparaciones entre instalaciones fotovoltaicas con microinversores frente a otras configuraciones.

4.1. Conexionados con microinversor o inversor centralizado convencional.

Los módulos fotovoltaicos, de manera convencional, se han venido disponiendo en serie, formando cadenas para reducir el costo del cableado, reducir el número de cajas de conexiones y el número de inversores.[2]

En las grandes instalaciones fotovoltaicas, los paneles son conectados de esta manera ya que es así como generan un mayor voltaje en corriente continua, minimizando de este modo las pérdidas eléctricas de la instalación, (5-25% de pérdidas debidas a las sombras parciales ejercidas por un módulo sobre otro). Para inyectar la corriente continua generada por la instalación fotovoltaica a la red eléctrica es requerido el uso de los inversores (dispositivos electrónicos capaces de realizar la transformación de corriente continua, CC, a corriente alterna, AC).

A diferencia de las grandes instalaciones fotovoltaicas, en el diseño de sistemas fotovoltaicos integrados en edificaciones y en el entorno urbano, deben ser considerados otros aspectos como pueden ser los estéticos y los funcionales. Por tanto, puede decirse que, en general, el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos integrados en la edificación será inferior al obtenido en las grandes plantas fotovoltaicas de producción, debido principalmente, a que en las instalaciones fotovoltaicas urbanas no siempre es posible

lograr la inclinación y orientación óptima de los módulos y la ausencia de sombras sobre el generador fotovoltaico. Por tanto, centrándonos en las instalaciones fotovoltaicas urbanas de autoconsumo en viviendas, la conexión del generador fotovoltaico a red en estas instalaciones puede no resultar tan obvia, pues se tendrán que considerar diferentes inconvenientes que no se presentan en los espacios abiertos en los que se emplazan las grandes instalaciones, y que pueden comprometer de forma importante el rendimiento de la instalación.

En los casos en que sea posible orientar los módulos fotovoltaicos de forma óptima y en ausencia de problemas de sombreado importantes, la conexión corresponderá generalmente al montaje con inversor central, (Ilustración 2).

Debido a la existencia de un único inversor, este tipo de conexionado no permite el trabajo de cada módulo individual en el punto de máxima potencia. Esto implica que en este tipo de instalación no puede extraerse la máxima producción posible del campo solar. Además, en caso de fallo en el sistema fotovoltaico, debido a que no existe una monitorización individual de cada panel, determinar o precisar la localización de un fallo en el sistema puede llegar a ser complicado.

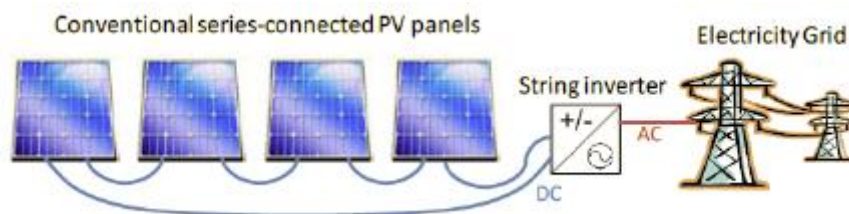


Ilustración 2: Conexión convencional de módulos fotovoltaicos.[2]

Una forma alternativa de conexión de los paneles consiste en la disposición de un microinversor de corriente continua a corriente continua, CC-CC, (Ilustración 3). Todos estos son conectados a un inversor que transforma la corriente continua en alterna, CC-AC. De este modo las pérdidas por sombras parciales se ven reducidas a 4-12%.

Este montaje difiere del convencional con inversor central en la adición de microinversores

CC-CC a cada uno de los módulos fotovoltaicos. Esto permite que cada uno de los módulos pueda trabajar bajo su punto de máxima potencia gracias los microinversores que actúan como optimizadores de la instalación, mejorando de esta manera el rendimiento de ésta. Finalmente, el inversor central de la cadena se encarga de la transformación CC-AC para su inyección a red y su posterior consumo.

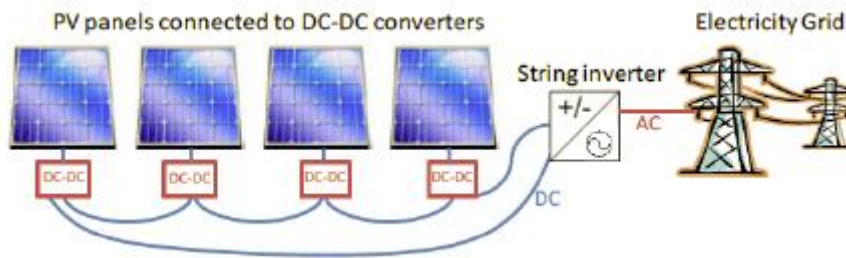


Ilustración 3: Conexión módulos fotovoltaicos con microinversores CC-CC.[2]

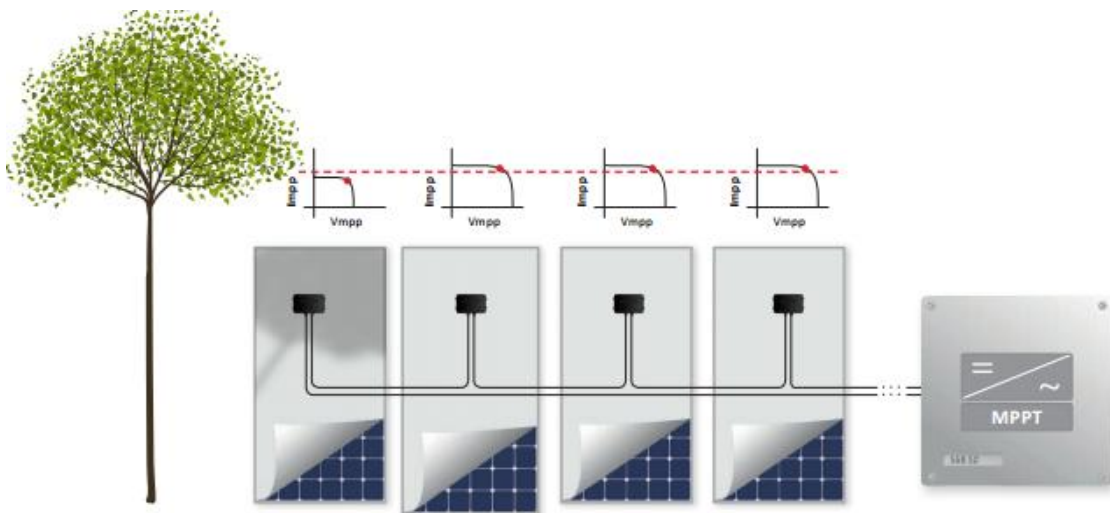


Ilustración 4: representación alcance MPP gracias al uso de microinversores.[3]

Este tipo de montaje ofrece un mejor funcionamiento del sistema fotovoltaico, a expensas de un mayor número de componentes en el sistema y por tanto, un coste mayor. El principal inconveniente de este tipo de conexión, al igual que en instalaciones con inversor central, es la existencia de un único inversor. En caso de que se produjera un fallo en el inversor CC-AC, no existiría forma de transferir energía a la red, lo que reduce la fiabilidad del sistema.

Tal y como se ha comentado anteriormente, debido a diferentes impedimentos

arquitectónicos, no siempre es posible conseguir la inclinación y orientación óptimas de los módulos fotovoltaicos para el máximo aprovechamiento de la radiación solar. Además, las sombras producidas por otros edificios, vallas, cercas y diferentes obstáculos hacen que el generador fotovoltaico también pueda presentar un comportamiento no homogéneo.

Debido a esto, la orientación y/o inclinación puede no ser la misma para todos los módulos fotovoltaicos que componen la instalación, o puede que uno o varios de ellos estén expuestos a sombras u otro tipo de problema que hagan que la instalación no se comporte de forma homogénea, haciendo que el rendimiento de la instalación se vea sustancialmente comprometido. Ejemplos de ello son viviendas afectadas por sombras y tejados con orientación y/o inclinación dificultosa, (Ilustración 5)



Ilustración 5: Tejado con orientación y/o inclinación dificultosa.[4]

Los microinversores pueden ser la solución en este tipo de situaciones en las que la orientación, el espacio u otros elementos arquitectónicos impidan que los módulos que componen la instalación fotovoltaica de una vivienda puedan trabajar de forma homogénea, ya que permiten que cada módulo fotovoltaico trabaje de forma independiente a los demás, bajo su propio punto de máxima potencia.

Un microinversor tiene la misma función que un inversor convencional, la transformación de la corriente continua en alterna. La diferencia principal se encuentra en que los microinversores se conectan de forma individual y directamente a la parte posterior de cada uno de los módulos fotovoltaicos existentes en la instalación, mientras que los inversores

convencionales se encargan de transformar la corriente continua producida por todos los paneles de cada cadena presente en la instalación o de la corriente generada directamente por la instalación completa. Así pues, el conexionado de microinversores tipo corriente continua a corriente alterna, seguidamente de los módulos fotovoltaicos, sin necesidad de un inversor aguas debajo de la instalación permite convertir el defecto en una virtud, y concede pequeñas ganancias ya que recuperan parcialmente la pérdida de potencia, (Ilustración 6).

Cada uno de ellos puede trabajar en su punto de máxima potencia y, de esta forma, se mitigarán las pérdidas por desadaptación o *mismatching* debidas a diferentes condiciones de trabajo entre módulos, ya sean por sombreado, distintas orientaciones o diferencias en las características eléctricas de cada módulo. Como resultado, la instalación vería incrementada su producción y mejorado su rendimiento un 16% en promedio en comparación con el inversor convencional. [5]



Ilustración 6: Conexión módulos fotovoltaicos con microinversores CC-AC.[2]

La disposición de microinversores CC-AC se puede realizar a diferentes niveles: desde microinversor por cada módulo, microinversor por conjunto de cadenas de células, hasta microinversor por célula. A medida que se disponga de mayor número de microinversores se puede combatir de mayor manera el efecto de pérdidas, ya que el grupo de células de cada *string* actúa como la que tiene peor comportamiento. Si se consigue aislar los comportamientos según va a ser la zona afectada, se consigue combatir el *mismatching* y se obtienen mayores ganancias.

4.2. Efectos que evita el microinversor

La principal causa de los problemas asociados a la generación fotovoltaica está relacionada con la variabilidad del recurso debido a la intermitencia provocada por los ciclos de día y noche y por las nubes. Actualmente, los microinversores pueden combatir algunos de dichos problemas ocasionando una mayor producción de energía.

El efecto de sombra en los paneles puede ser ocasionados por diferentes factores: desde nubes, factores atmosféricos tales como la nieve, suciedad hasta sombras debidas a construcciones aledañas o incluso por otros paneles adyacentes. La consecuencia de las sombras es que eliminan la componente directa de la radiación solar, la cual entrega la mayor porción de energía al módulo fotovoltaico.

Se pueden clasificar las sombras en dos tipos:

- **Sombras homogéneas:** que afecta de igual forma a cada una de las celdas (Ilustración 7(b)), es muy intuitivo ya que representa únicamente una disminución en la cantidad de radiación incidente en el módulo fotovoltaico.
- **Sombras parciales, (*partial shading*):** una sombra que no es homogénea (Ilustración 7(c)), es muy diferente y depende fuertemente de la configuración serie-paralelo que posean las celdas internamente.

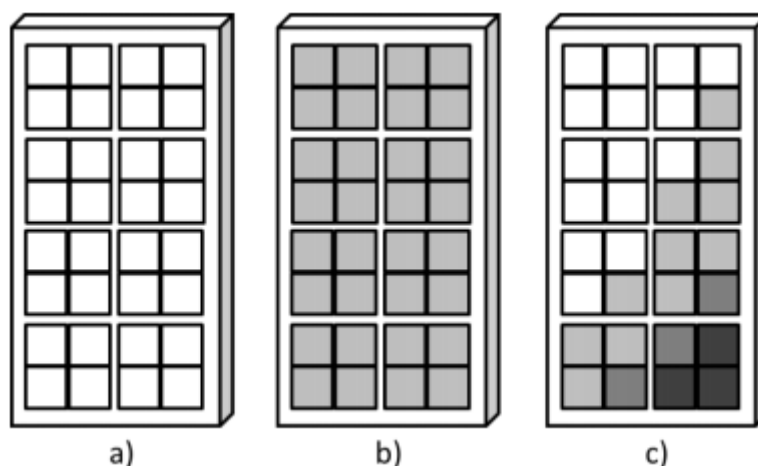


Ilustración 7: a) Módulo sin sombra, b) Módulo con sombra homogénea, c) Módulo con *partial shading*. [6]

El efecto de la disminución de radiación sobre una celda se ve reflejado en una disminución de su corriente. Los efectos que producen estas sombras dependen fuertemente de la configuración de los paneles [7] y de la no homogeneidad de la sombra a través del mismo módulo [8][9]. Así pues, al conectar dos celdas con distintos niveles de radiación en paralelo no generará mayor problema debido a que no existe discordancia entre los voltajes para realizar la conexión, y las corrientes se suman. En cambio, para realizar la misma conexión en serie, los distintos niveles de corriente hacen que esta conexión genere efectos no deseables, presentados anteriormente como el *mismatching*.

Sea la curva característica en situación ideal de una célula fotovoltaica de la siguiente forma:

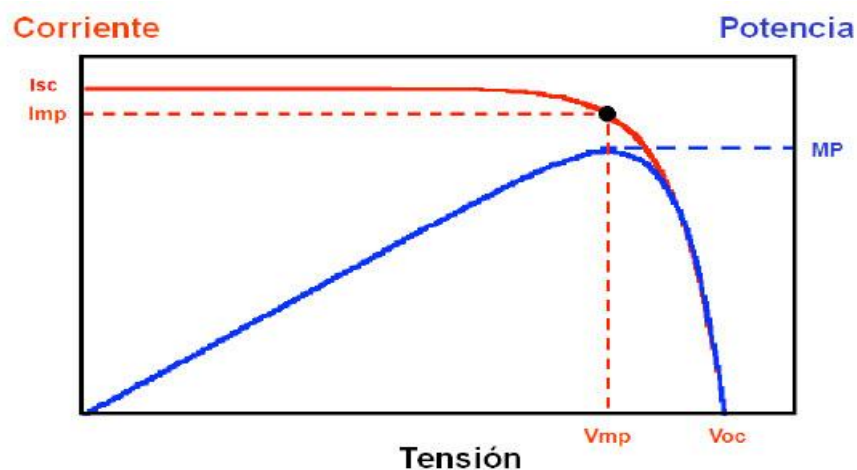


Ilustración 8: Curva característica célula fotovoltaica.

El sombreado parcial conduce a la reducción de la irradiación solar captada por el módulo (la cual no es recuperable), y al *mismatching* del módulo (el cual puede ser recuperable).

El efecto que es producido cuando una célula de un módulo fotovoltaico está sometida a sombras parciales es que disminuye la corriente de ella. En la Ilustración 9(derecha) puede observarse el valle que ocasiona la sombra parcial sobre la célula.

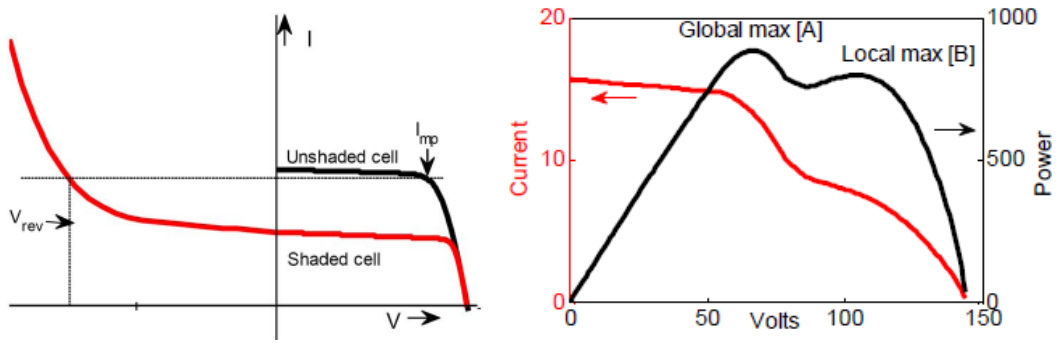


Ilustración 9: Curva con pérdidas causadas por sombras.[10]

Típicamente las células son conectadas en cadenas para prevenir fallos debidos a los picos de temperaturas inducidos por las pérdidas de potencia. Puede verse la siguiente ilustración:

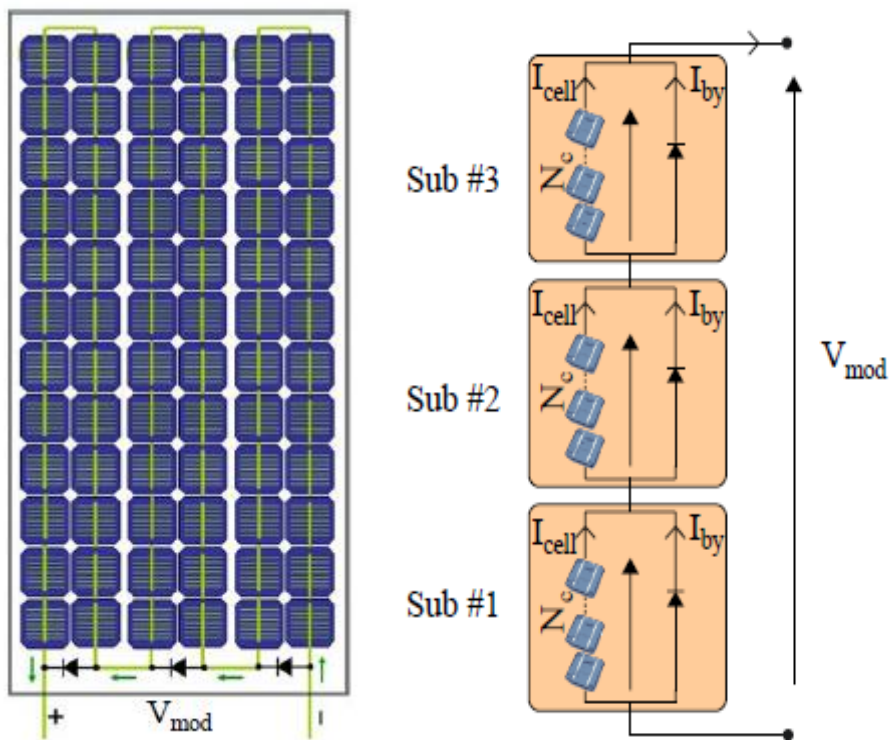


Ilustración 10: Disposición células fotovoltaicas.

Otro efecto que puede verse paliado con el uso de microinversores es el envejecimiento de los paneles. El uso de microinversores permite reducir la situación discordante en la cual la corriente de la cadena de células se ve reducida a la corriente de la peor célula. La pérdida de potencia de los módulos fotovoltaicos obedece a un conjunto de factores, muy especialmente a la degradación de los materiales con los que se fabrica la cubierta, pues se modifican las propiedades ópticas de la misma y viene provocada por la disminución de la transmitancia del material encapsulante: etileno acetato de vinilo (EVA). Además, si se analiza la pérdida de potencia, desde el punto de vista de la modificación de los parámetros eléctricos del circuito equivalente, se debe considerar la influencia que tiene el aumento de la resistencia serie, la disminución de la resistencia paralelo y otros del tipo metalúrgico.[11]

El módulo fotovoltaico es un dispositivo que desde su instalación y por el término de toda su vida útil se encuentra expuesto a la intemperie, lo que provoca que los materiales que lo componen se encuentran expuestos a un conjunto de factores climáticos como la temperatura, o bien ambientales, como radiaciones solares extremas o elevados índices de radiación ultravioleta, provocando, especialmente, cambios en las propiedades ópticas de los materiales de la cubierta transparente y alteraciones en los otros materiales que producen cambios en las resistencias del circuito equivalente. El resultado de estas alteraciones se manifiesta en pérdida de potencia del módulo.

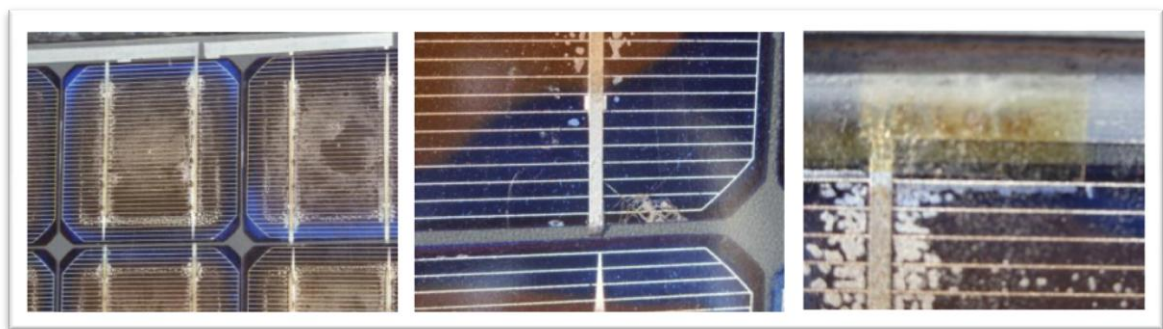


Ilustración 11: Imágenes de células de módulos deteriorados,[11]

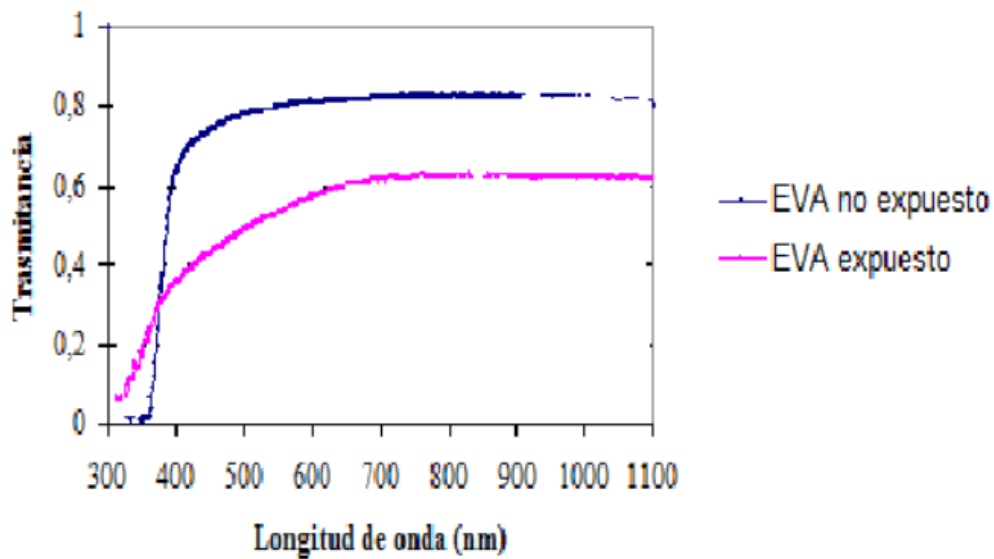


Ilustración 12: Curvas de un módulo degradado y otro no degradado[11].

El deterioro del módulo fotovoltaico durante los cinco primeros años es despreciable pero, en condiciones medioambientales muy extremas, los módulos pierden más del 25% de su potencia inicial después de diez-once años de trabajo, y en algunos casos directamente se arruinan a los doce años. La degradación del material encapsulante EVA es debida a que sus propiedades se ven fuertemente afectadas por las radiaciones, especialmente la ultravioleta. Se puede destacar el hecho que en la actualidad la industria de los plásticos está tratando de desarrollar polímeros EVA que no cambien su coloración y propiedades frente a la prolongada exposición a la radiación, lo que permitiría que la celda trabaje eficientemente dentro de las longitudes de onda en la cual se produce la conversión fotovoltaica, se trata básicamente de un tema costo – beneficio.

Otro efecto a destacar que puede verse disminuido con el uso de microinversores es el *hot spot*, o punto caliente [12]. Este fenómeno ocurre cuando el punto de operación del módulo (Ilustración 13) determina una corriente que se encuentra fuera del rango de operación habitual de la celda afectada obligándola a operar con una tensión negativa, por lo tanto actúa como una resistencia, disipando energía y aumentando así su temperatura. Es debido a sombras o a la generación de menor corriente que el resto del módulo. Este efecto es fácilmente abordado por un microinversor que conduzca cuando el número de celdas en

sombra sea tal que el módulo completo opere en un voltaje negativo.

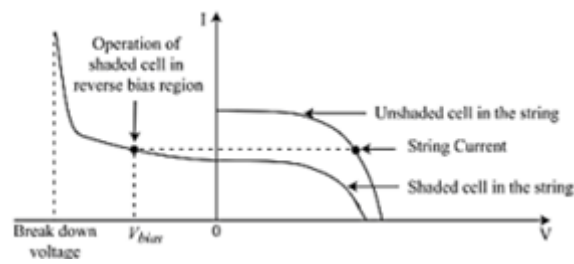


Ilustración 13: Efecto *hot spot* de una célula en sombra. [12]

Para ilustrar el contenido, se lleva a cabo la siguiente simulación:

La Ilustración 14 (a) muestra un conjunto de bloques de submódulos fotovoltaicos consistentes en un número n_c de células conectadas en serie, divididas en un número n_s de cadenas, *strings*. En la Ilustración 14 (b) puede verse el mismo caso anterior pero esta vez divididas las cadenas por un correspondiente diodo de “bypass”. Esto pretende ilustrar un módulo típico de 72 células dispuestas en tres cadenas con 24 células en cada una de ellas.

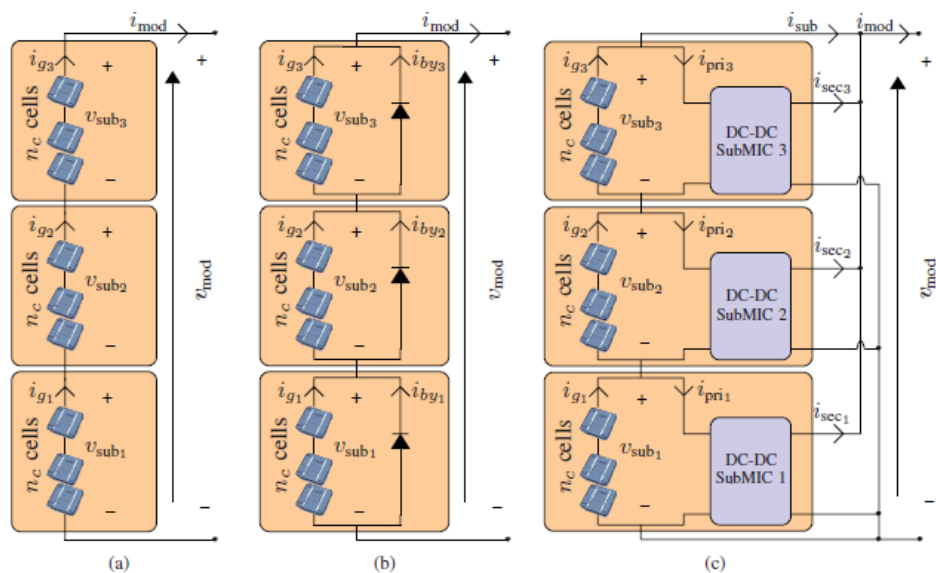


Ilustración 14: Representación ilustrativa de un microinversor por cadena de células fotovoltaicas. [13]

La disposición en serie limita la corriente de salida de las células cuando se producen sombras parciales. Como resultado, pequeños *mismatching* tienen un efecto desproporcionado en la potencia disponible. Del mismo modo, si los voltajes de las subcadenas son diferentes, en el caso (a), pueden llegar a producirse puntos de *hot spots*.

Los diodos de “bypass” previenen la aparición de estos *hot-spots* y protegen al módulo fotovoltaico de efectos destructivos. Sin embargo, cuando los diodos de “bypass” no conducen hacia delante, se llega a producir el mismo efecto que en la Ilustración 14 (a), puesto que disminuye la potencia. Aún así, como las pérdidas de eficiencia con los diodos de derivación siguen siendo significativas se estudia la arquitectura con microinversores a nivel de células o cadenas para reducir el impacto de desajustes mediante el alcance del punto de máxima potencia a esos niveles, a costa de pérdidas de inserción e incremento del coste asociado a los optimizadores de energía distribuida, (Ilustración 14 (c)).

Se desarrolla el siguiente ejemplo:

En la ilustración 15 se puede observar como la intensidad que pasa por cada célula es 4 A, Amperios. Como la cadena está conectada en serie, la intensidad final del módulo es la misma.

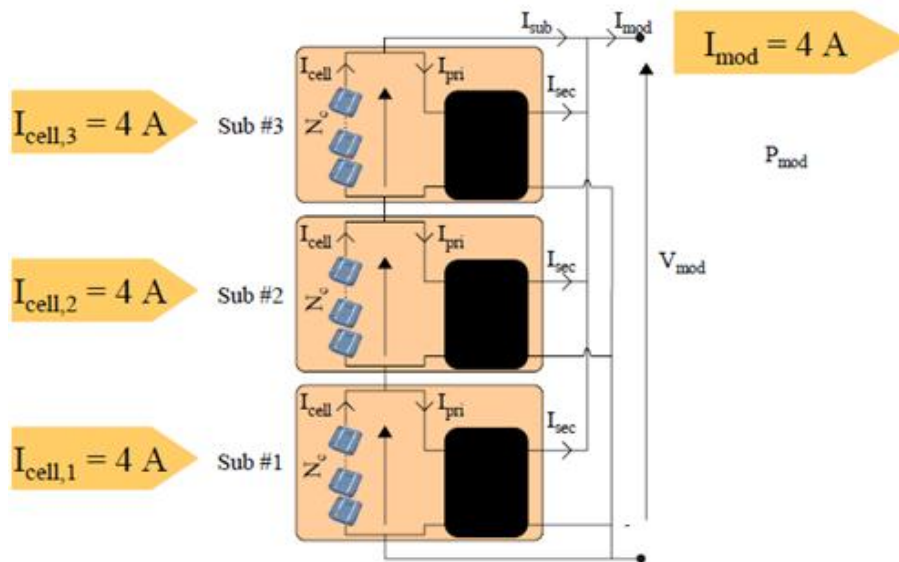


Ilustración 15: Ejemplo ilustrativo- corriente módulo fotovoltaico con uso de microinversores por *strings* de células.

La Potencia es el producto de la intensidad por el voltaje. Por tanto, como por cada submódulo circulan 4 A y se tiene una caída de tensión de 10V (voltios), la potencia final es de 120 W (vatios) puesto que la caída de tensión cuando los submódulos se conectan en serie es la suma de todas ellas.

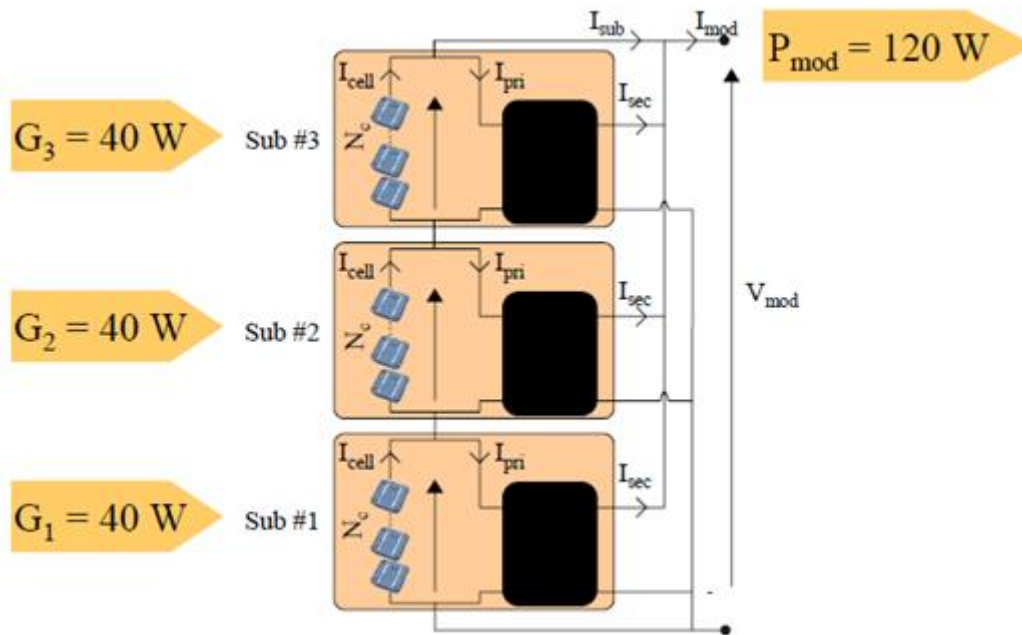


Ilustración 16: Ejemplo ilustrativo- potencia módulo fotovoltaico con uso de microinversores por strings de células.

En la ilustración 17 y en la Ilustración 18 se muestran diferentes soluciones para lograr el equilibrio de potencia entre las subcadenas.

En la la primera de ellas se inyecta corriente del primer submódulo para reducir el *mismatching*. . Nótese que en este caso, sólo un microinversor procesa potencia, y la potencia total es procesada P₁ = 20 W. De manera similar, la Ilustración 18 muestra otra solución al mismo caso de desajuste, en la cual se extrae de los submódulos 2 y 3 intensidad, disminuyendo de esta forma la potencia y logrando el mismo efecto de equilibrio.

Como se observa pueden existir múltiples soluciones, donde la solución óptima es la que logre la máxima eficiencia del módulo. Además, ya que las soluciones óptimas puede

requerir la inyección o extracción de las corrientes de subcadenas, los microinversores deben ser implementados como convertidores bidireccionales CC-CC.

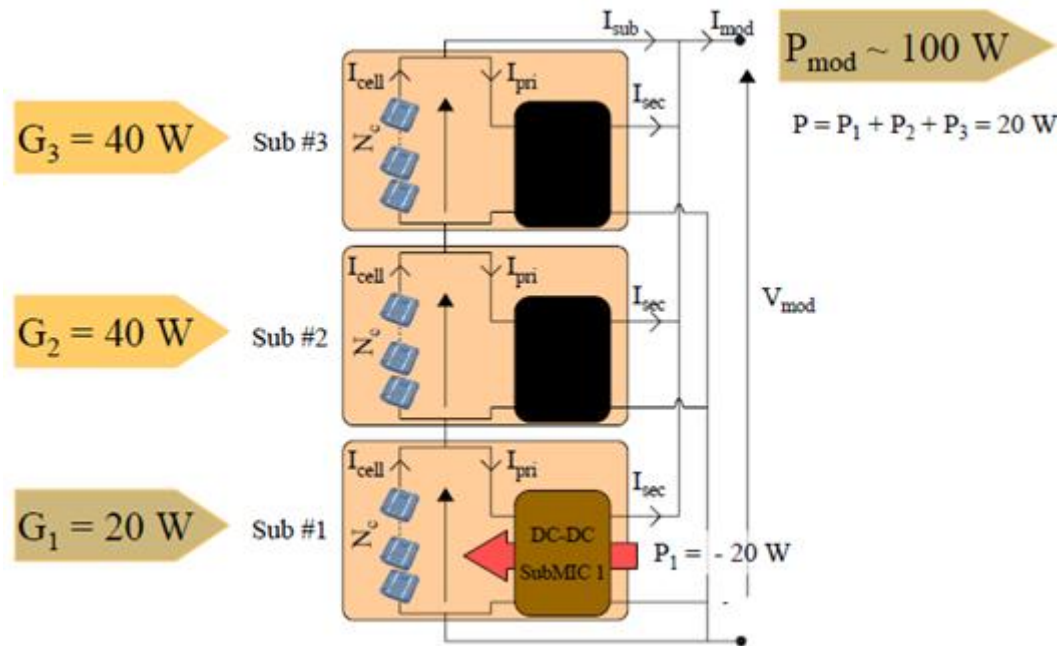


Ilustración 17: Ejemplo ilustrativo- potencia módulo fotovoltaico con uso de microinversores por strings de células.

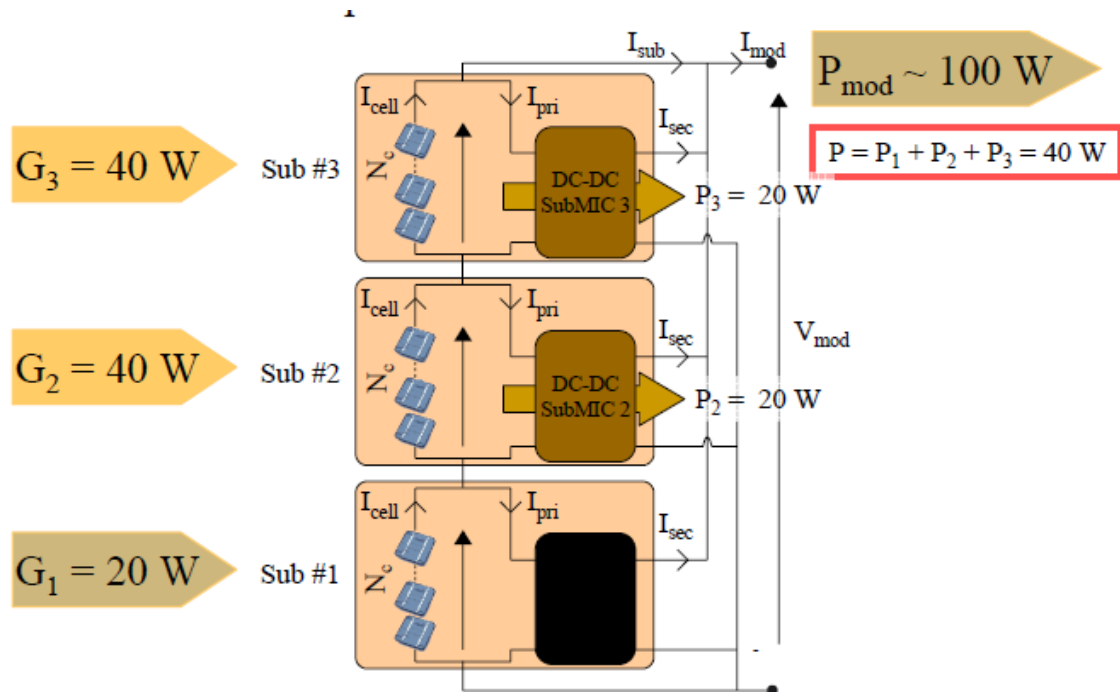


Ilustración 18: Ejemplo ilustrativo- potencia final módulo fotovoltaico con uso de microinversores por strings de

células.

Por otro lado, existe un experimento realizado en Davis, California [14] en el cual se evaluó el trabajo de los microinversores Enphase M215 en comparación con inversores monofásicos Fronius IG Plus 11.4. Para ello se utilizaron dos sistemas fotovoltaicos, cada uno formado por tres cadenas paralelas de 12 módulos con los paneles orientados al sur, una inclinación de 20 grados de latitud y divididos entre seis filas sucesivas.

Los módulos fueron probados y distribuidos en dos matrices: una llamada “Enphase”, que cuenta con los microinversores de dicha marca, y otra “Fronius”, que cuenta con los inversores monofásicos. Cada matriz tenía la misma potencia y una misma distribución promedio nominal. Los paneles asignados a la matriz Enphase tenían una potencia total de 8494 Wp, y los paneles asignados a la matriz de Fronius tenían una potencia total de 8502 Wp.

Se tenían tres escenarios en ambas matrices: menor sombreado (1), medio sombreado (2) y altamente sombreado (3).

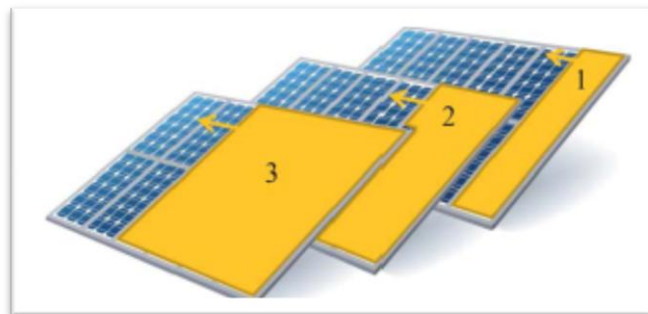


Ilustración 19: Representación relación sombras.[14]

Los resultados, que son mostrados en la siguiente tabla, indican que el escenario con menos sombras muestra una mejora del rendimiento anual del 3,7% con el uso de microinversores. El escenario moderadamente sombreado muestra una mejora del rendimiento del 8% con el uso de microinversores, y los resultados del mayormente sombreado muestran una mejora del rendimiento del 12%. En todos los casos, el porcentaje de pérdida de rendimiento que se

recupera por el uso de la electrónica de potencia es del 40-50%.

Light shading: (1812 kWh/m ² unshaded production)				
Enphase production	Fronius production	Fronius loss	Enphase score (l)	Enphase shade derate
1753	1691	-6.7%	1.037	0.967
Moderate shade: (1894 kWh/m ² unshaded production)				
Enphase production	Fronius production	Fronius loss	Enphase score (m)	Enphase shade derate
1690	1568	-17.2%	1.078	0.892
Heavy shading: (1784 kWh/m ² unshaded production)				
Enphase production	Fronius production	Fronius loss	Enphase score (h)	Enphase shade derate
1532	1365	-23.5%	1.123	0.859

Tabla 1: Cálculo producción anual (kWh/m²) para tres histogramas de sombras.[14]

4.3. Mercado actual de microinversores

Las siguientes marcas ofrecen microinversores:





Ilustración 20: Mercado actual Microinversores.

El estudio [15] muestra que existe una amplia diversidad de microinversores que ayudan a reducir el *mismatching* y la pérdida por sombras en los sistemas fotovoltaicos. Una lista de algunos dispositivos convertidores CC-CC y sus topologías son:

Company	Model	Input V	Power	Topology	Output V
Azuray	AP250	14-80 V	250 W	Buck	0-80 V
e-IQ energy	vBoost 250	20-50 V	250 W	Boost	250-350 V
Solar Edge	PB250-AOB	5-65 V	250 W	Buck/Boost	5-60 V
Solar Edge	PB350-TFI	10-95 V	350 W	Buck/Boost	5-60 V
Solar Magic	SM1230-3B1	30-80 V	230 W	Buck/Boost	0-86 V
Solar Magic	SM3320	15-40 V	350 W	Buck/Boost	0-43 V
ST Micro-electronics	SPV 1020	0-36 V	100 W†	Boost†	0-36 V
Tigo energy	MM-ES50	16-48 V	300 W	Buck‡	0-48 V
Tigo energy	MM-EP35	28-42 V	280 W	Boost	375 V
Xandex Solar	SunMizer	15-48 V	250 W	Buck	0-48 V

Tabla 2: Selección de tipos y características de microinversores comerciales.[15]

4.4. Comparación entre sistemas con inversores y con microinversores.

En el artículo “Performance comparison between micro-inverter and string-inverter Photovoltaic Systems” [16] se realiza una comparación entre varios sistemas, dos de ellos transforman la corriente continua procedente de los paneles solares a través de inversores que conducen la corriente alterna transformada a la red eléctrica. Los otros cuatro sistemas difieren de los primeros en que utilizan microinversores ya que parte de los paneles se encuentran sombreados.

Los sistemas son los siguientes:

- Sistema S1

Sistema formado por 13 paneles solares y un inversor. El pico máximo de potencia alcanzado en este sistema fue de 2.86kW.

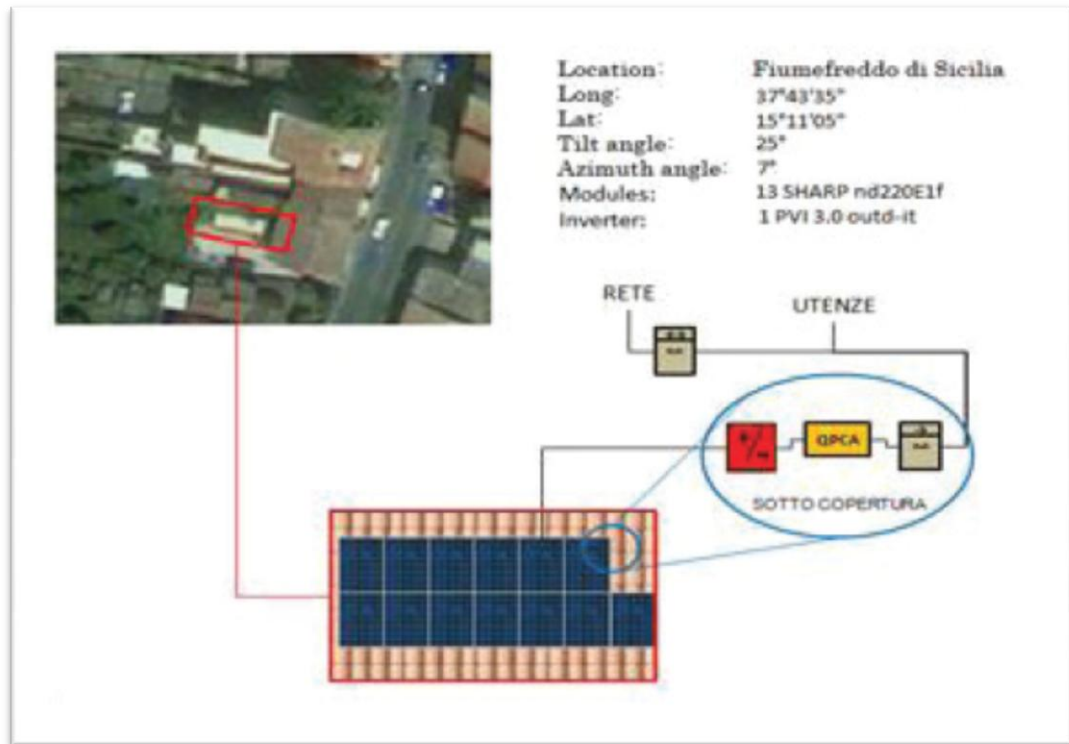


Ilustración 21: Sistema S1.[16]

El sistema está perfectamente orientado al Sur con una inclinación de 25°. No existe ningún obstáculo que pueda provocar sombras sobre los módulos.

Las características técnicas son las siguientes:

SYSTEM		INVERTER	
P_{max}	2860 W	N° of inverters	1
Azimuth	7° (South-West)	P_o	3.12 kW
Tilt	25°	P_{max}	3.43 kW
Shadowing	0%	V_0	360 V
Location	Fiumefreddo (CT)	V_{max}	600 V
MODULES		V_1	231 V
Material	SI-polycrystalline SHARP nd220E1f	I_0	20 A
η	13.4 %	I_{max}	20 A
P_{max}	220 W	η	96 %
V_n	29.2 W	Total Area	20.8 m ²
V_0	36.5 V		
I_n	7.5 A		
I_0	8.2 A		
N° of modules	13		

Tabla 3: Características técnicas S1. [16]

Las pérdidas y la energía producida se muestran en la siguiente tabla:

System S1	
Losses due to Temperature and low irradiance	15.5 %
Losses due to angular reflectance effects	2.6 %
Other losses	7.0%
Total losses	25.1 %
E_{est}	4281.74 kWh/y
E_{real}	4263.81 Wh/y

Tabla 4: Pérdidas y Energía S1. [16]

Sistema S2

Sistema formado por 27 paneles solares y un inversor. El pico máximo de potencia alcanzado en este sistema fue de 5.98kW.

El sistema está orientado al Este y al Oeste (dos orientaciones para las dos cadenas) con una inclinación de 22°. No existe ningún obstáculo que pueda provocar sombras sobre los módulos.

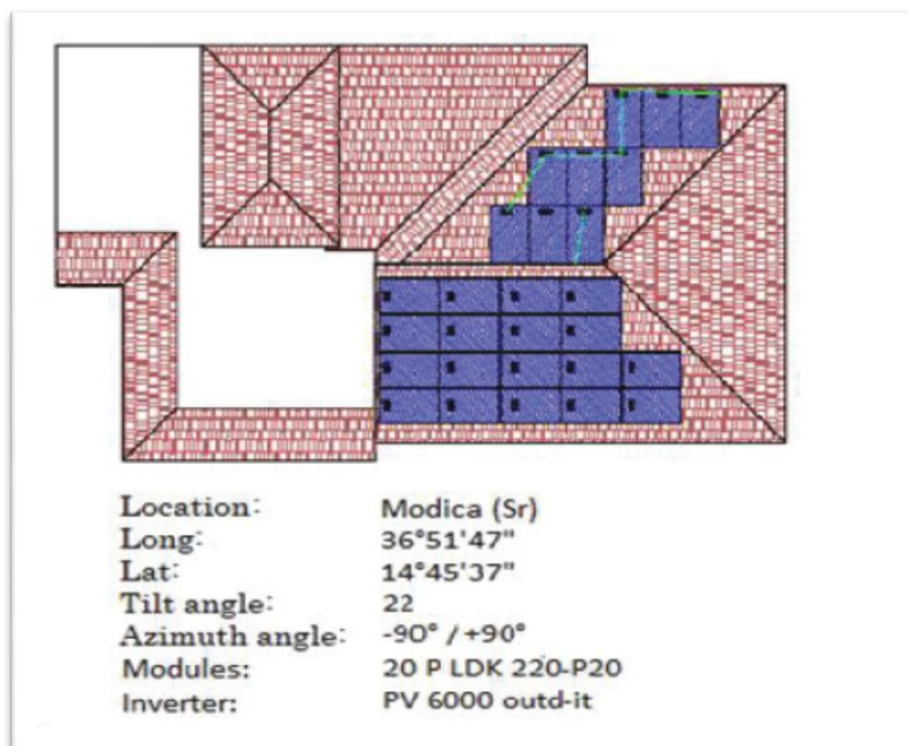


Ilustración 22: Sistema S2. [16]

Las características técnicas son las siguientes:

SYSTEM		INVERTER	
P_{max}	5940 W	N° of inverters	1
Azimuth	-90°/+90° (East –West)	P_o	6.2 kW
Tilt	22°	P_{max}	6.9 kW
Shadowing	0%	V_0	360 V
Location	Modica (RG)	V_{max}	600 V
MODULES		V_1	231 V
Material	Si – polycrystalline (1dk p20)	I_0	36 A
η	13.5 %	I_{max}	36 A
P_{max}	220 W	η	96 %
V_n	29.8 V	Total Area	43.1 m ²
V_0	36.5 V		
I_n	7.4 A		
I_0	8.1 A		
N° of modules	27		

Tabla 5: Características técnicas S2. [16]

Las pérdidas y la energía producida se muestran en la siguiente tabla:

System S2	
Losses due to Temperature and low irradiance	14.9 %
Losses due to angular reflectance effects	3.3 %
Other losses	0.0%
Total losses	18.2 %
E_{est}	8758.16 kWh/y
E_{real}	8713.49 kWh/y

Tabla 6: Pérdidas y Energía S2. [16]

- Sistema M1

Sistema formado por 12 paneles solares y 12 microinversores. El pico máximo de potencia alcanzado en este sistema fue de 3kW.

El sistema está orientado al Sur-Este con una inclinación de 15°. La media de paneles sombreados debido a obstáculos es sobre un 9.4%.

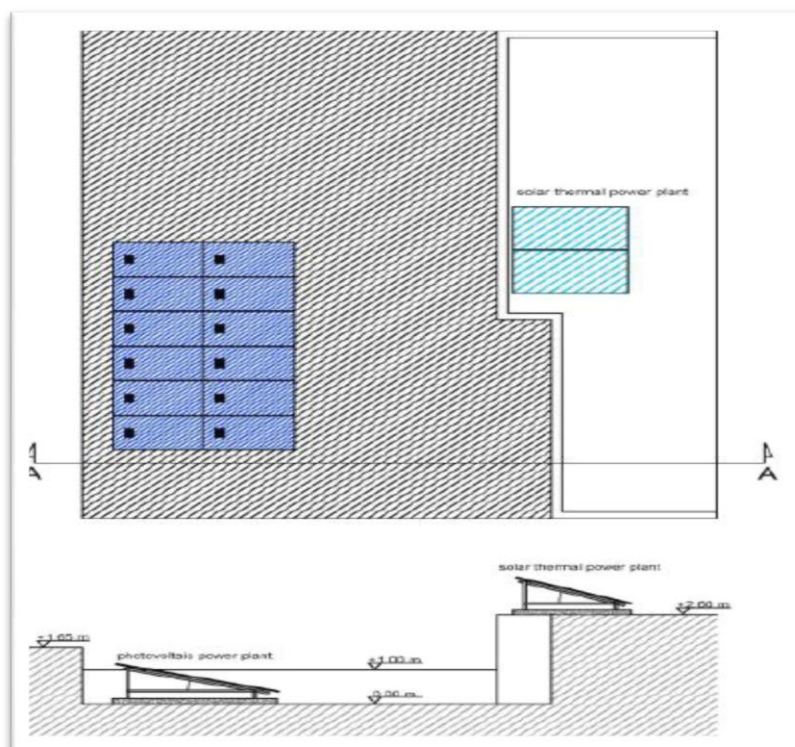


Ilustración 23: Sistema M1. [16]

Las características técnicas son las siguientes:

SYSTEM		INVERTER	
P_{max}	3000 W	N° of inverters	12
Azimuth	-16°(South-East)	P_o	200 W
Tilt	15°	P_{max}	215 W
Shadowing	9.4%	V_0	29 V
Location	Assoro (EN)	V_{max}	45 V
MODULES		V_1	230 V
Material	Si – polycrystalline	I_0	7.4 A
η	14.8 %	I_{max}	10.5 A
P_{max}	250 W	η	95.4 %
V_n	29.8 V	Total Area	19.48 m ²
V_0	37.1 V		
I_n	8.4 A		
I_0	8.9 A		
N° of modules	12		

Tabla 7:

Características técnicas M1. [16]

Las pérdidas y la energía producida se muestran en la siguiente tabla:

System M1	
Losses due to Temperature and low irradiance	14.8 %
Losses due to angular reflectance effects	2.7 %
Other losses	12.0%
Total losses	29.5 %
E_{est}	4251.21 kWh/y
E_{real}	4231.87 kWh/y

Tabla 8: Pérdidas y Energía M1. [16]

- Sistema M2

Sistema formado por 12 paneles solares y 12 microinversores. El pico máximo de potencia alcanzado en este sistema fue de 3kW.

El sistema está orientado al Sur-Este con una inclinación de 17°. La media de paneles sombreados debido a obstáculos es sobre un 12%.

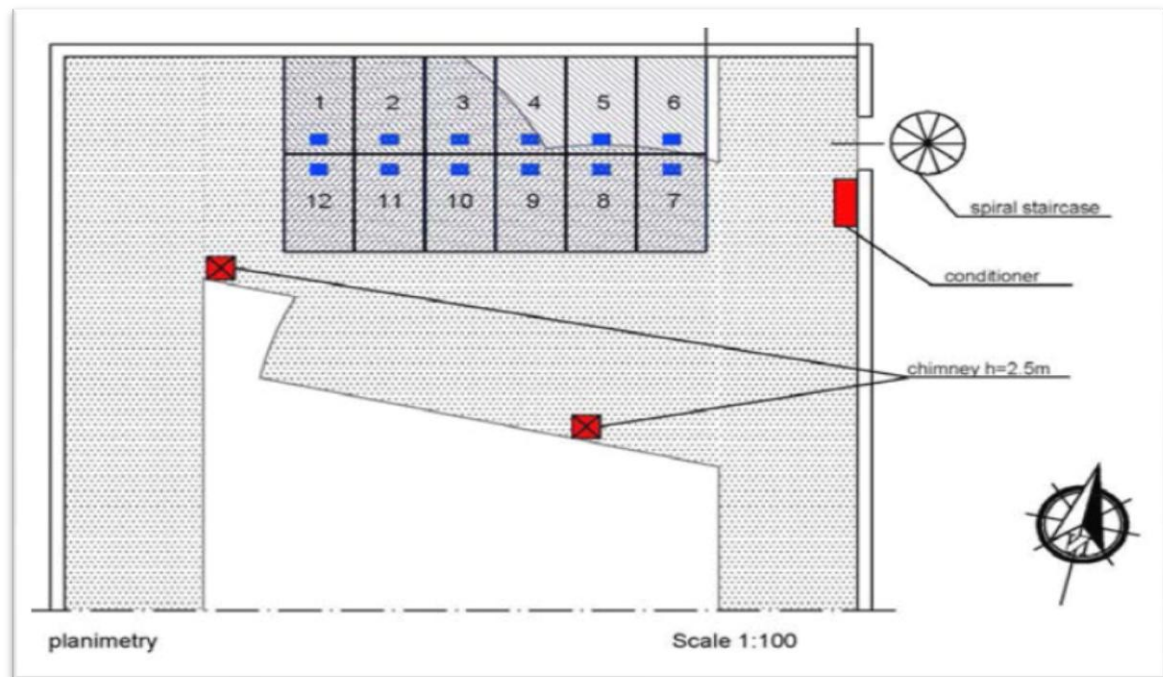


Ilustración 24: Sistema M2. [16]

Las características técnicas son las siguientes:

SYSTEM		INVERTER	
P_{max}	3000 W	N° of inverters	12
Azimuth	-13°(South-East)	P_o	200 W
Tilt	17°	P_{max}	215 W
Shadowing	12%	V_o	29 V
Location	Noto (SR)	V_{max}	45 V

MODULES		V ₁	230 V
Material	Si – polycrystalline	I ₀	7.4 A
η	14.8 %	I _{max}	10.5 A
P _{max}	250 W	η	95.4 %
V _n	29.8 V	Total Area	19.48 m ²
V ₀	37.1 V		
I _n	8.4 A		
I ₀	8.9 A		
N° of modules	12		

Tabla 9: Características técnicas M2. [16]

Las pérdidas y la energía producida se muestran en la siguiente tabla:

System M2	
Losses due to Temperature and low irradiance	15.5 %
Losses due to angular reflectance effects	2.8 %
Other losses	7.0%
Total losses	25.3 %
E _{est}	4697.39 kWh/y
E _{real}	4673.83 kWh/y

Tabla 10: Pérdidas y Energía M2. [16]

Sistema M3

Sistema formado por 12 paneles solares y 12 microinversores. El pico máximo de potencia alcanzado en este sistema fue de 2.88 kW.

El sistema está orientado al Sur-Este con una inclinación de 51°. No existe ningún obstáculo que pueda provocar sombras sobre los módulos.

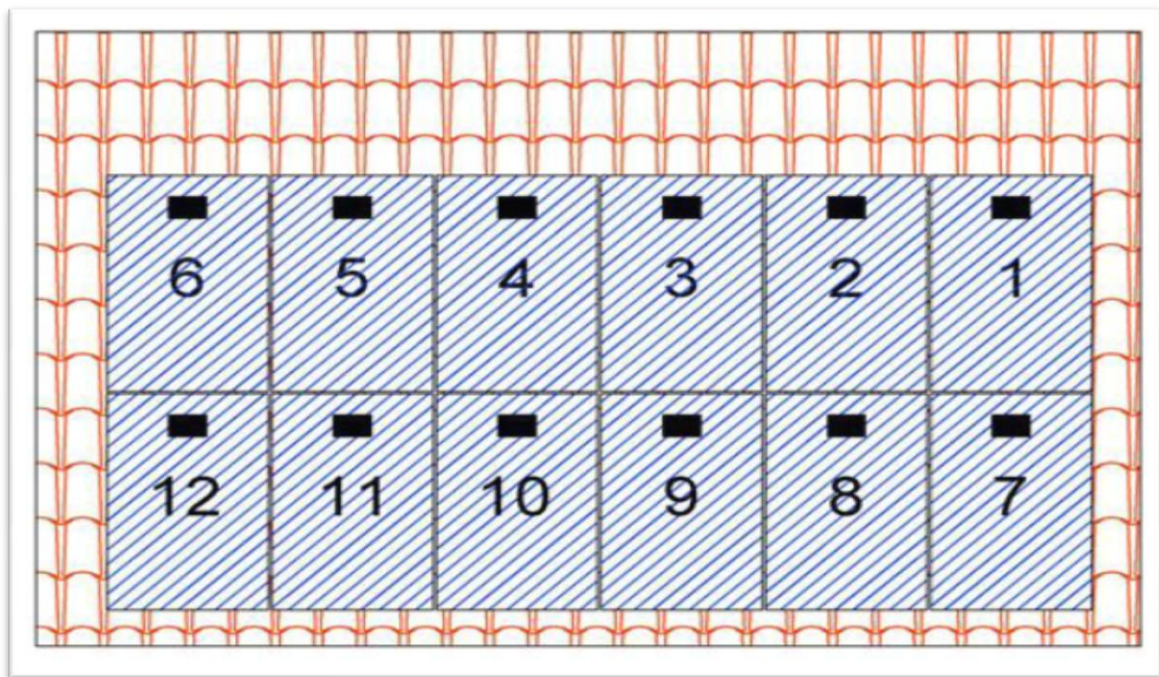


Ilustración 25: Sistema M3. [16]

Las características técnicas son las siguientes:

SYSTEM		INVERTER	
P_{max}	2880W	N° of inverters	12
Azimuth	-51°(South-East)	P_o	200 W
Tilt	12°	P_{max}	215 W
Shadowing	0%	V_o	29 V
Location	Calascibetta (EN)	V_{max}	45 V
MODULES		V_1	230 V
Material	Si – polycrystalline	I_o	7.4 A
η	14.0 %	I_{max}	10.5 A
P_{max}	240 W	η	95.4 %
V_n	30.7 V	Total Area	19.48 m ²
V_o	37.4 V		
I_n	7.9 A		
I_o	8.6 A		
N° of modules	12		

Tabla 11: Características técnicas S1. [16]

Las pérdidas y la energía producida se muestran en la siguiente tabla:

System M3	
Losses due to Temperature and low irradiance	15.5 %
Losses due to angular reflectance effects	2.8 %
Other losses	7.0%
Total losses	25.3 %
E_{est}	4090.50 kWh/y
E_{real}	4291.73 kWh/y

Tabla 12: Pérdidas y Energía M3. [16]

- Sistema M4

Sistema formado por 12 paneles solares y 12 microinversores. El pico máximo de potencia alcanzado en este sistema fue de 2.94 kW.

El sistema está orientado al Sur-Este con una inclinación de 37°. La media de paneles sombreados debido a obstáculos es sobre un 5.4%.

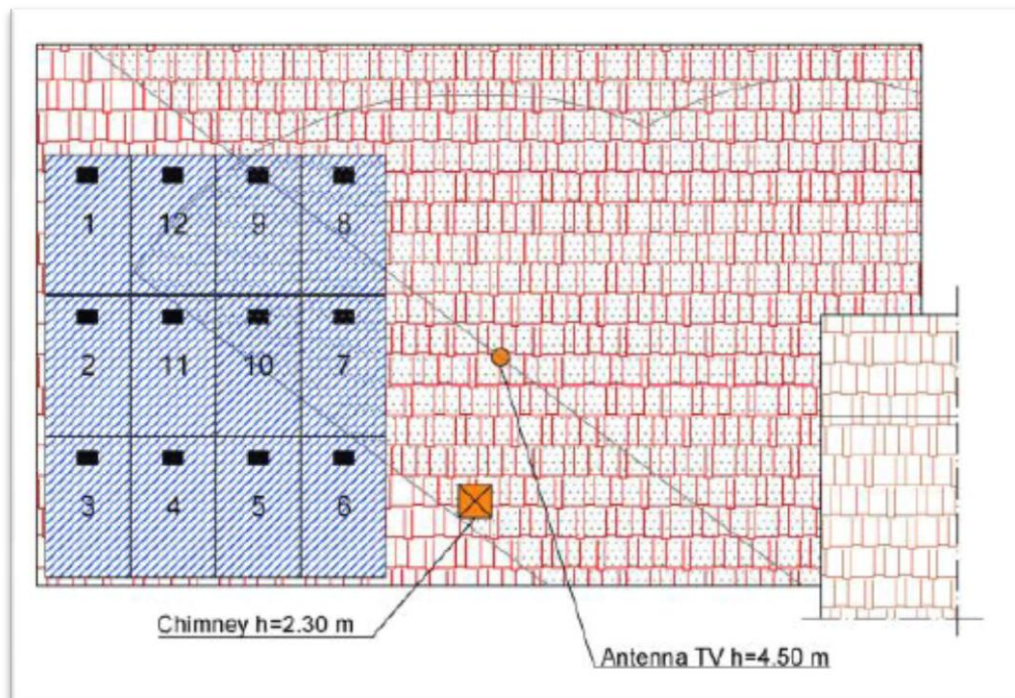


Ilustración 26: Sistema M4. [16]

Las características técnicas son las siguientes:

SYSTEM		INVERTER	
P_{max}	2940 W	N° of inverters	12
Azimuth	-37°(South-East)	P_o	200 W
Tilt	17°	P_{max}	215 W
Shadowing	5.4%	V_0	29 V
Location	Valverde (CT)	V_{max}	45 V
MODULES		V_1	230 V
Material	Si – polycrystalline	I_0	7.4 A
η	14.9 %	I_{max}	10.5 A
P_{max}	240 W	η	95.4 %
V_n	30.7 V	Total Area	19.48 m ²
V_0	37.4 V		
I_n	7.9 A		
I_0	8.6 A		
N° of modules	12		

Tabla 13: Características técnicas M4. [16]

Las pérdidas y la energía producida se muestran en la siguiente tabla:

System M4	
Losses due to Temperature and low irradiance	10.0 %
Losses due to angular reflectance effects	3.0 %
Other losses	8.0%
Total losses	21.0 %
E_{est}	4681.98 kWh/y
E_{real}	4452.17 kWh/y

Tabla 14: Pérdidas y Energía M4. [16]

Se calcula el rendimiento (Y_f) medido en horas y se obtiene el siguiente gráfico:

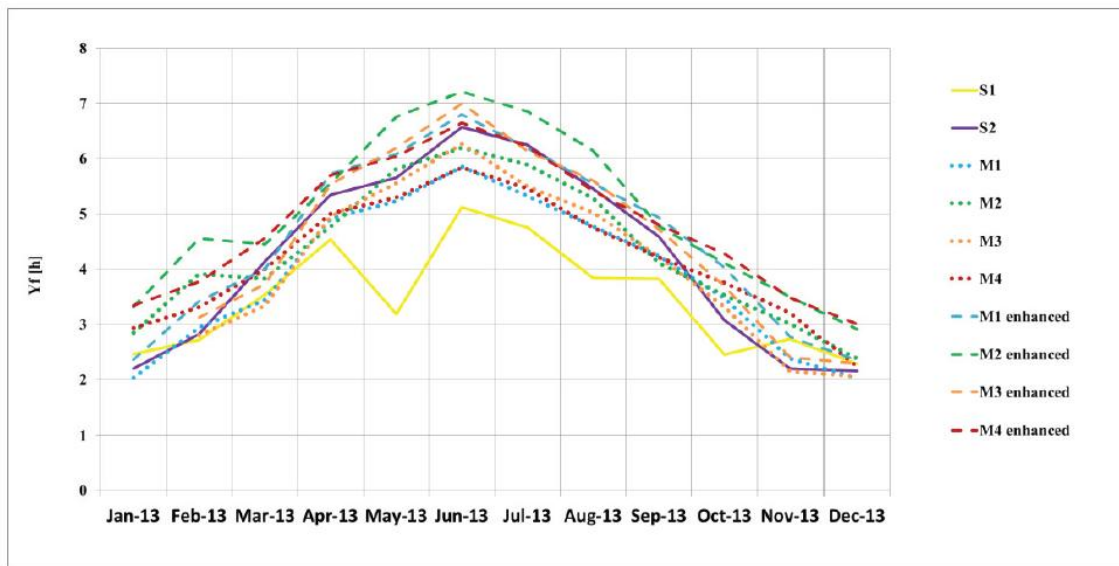


Ilustración 27: Representación rendimientos. [16]

De los cálculos realizados se obtiene la siguiente conclusión:

Se ha tomado tomar el valor medio de Y_f de los sistemas con inversores como la referencia. Sólo uno de los MIS trabajó peor (98,8% de la producción de energía del SIS, incluso aunque más del 9% de la superficie estuviera ensombrecida durante el año).

Esta comparación entre sistemas con microinversores, MIS, y sistemas con inversores, SIS, ha puesto en relieve las potencialidades de los microinversores.

Aunque los tres de cuatro MIS se sombreaman parcialmente, sus actuaciones han sido mejores. Los resultados mostraron la gran potencialidad de los microinversores para elevar la producción de energía mediante su uso en los tejados. Esto demuestra la enorme potencialidad de los microinversores en los sistemas fotovoltaicos integrados en la construcción.

4.5. Micro-inversores - Soluciones prometedoras en energía solar fotovoltaica

La tecnología de los microinversores [17] es un área de investigación del campo de la fotovoltaica. La mayoría de los trabajos en este campo se basan en los convertidores de corriente, inversores y microinversores. Todo el esfuerzo se centra principalmente en lograr una mayor estabilidad, menor complejidad y la obtención de un mejor rendimiento. La mayoría de los microinversores se encuentran en el rango de potencia de 100-250 W y están diseñados con dos etapas de conversión de energía.

Con eficiencias de conversión de potencia superiores al 90% hay una variedad de aplicaciones donde el uso de microinversores puede ser muy eficaz. La investigación del microinversor es una oportunidad potencial para los investigadores que trabajan en el campo de la energía solar fotovoltaica.

4.6. Reflexión angular anual. Pérdidas en módulos fotovoltaicos

El objetivo de este trabajo [18] es obtener un modelo universal para el cálculo de las pérdidas de reflexión angular de los módulos fotovoltaicos que trabajan bajo condiciones reales y son útiles en la predicción o evaluación del rendimiento anual de los sistemas fotovoltaicos. Las pérdidas angulares instantáneas se pueden calcular utilizando un modelo analítico, desarrollado por los autores, que demuestra estar de acuerdo con los datos experimentales. En este trabajo se ha utilizado este modelo para calcular las pérdidas de reflexión angular de los módulos fotovoltaicos en una base horaria en 79 sitios diferentes en todo el mundo y considerando diez ángulos de inclinación diferentes, desde horizontal a vertical, para módulos fotovoltaicos orientados al sur (norte) en los sitios del hemisferio norte. A partir del análisis de los resultados, se propone una expresión matemática fácil de usar para el cálculo de las pérdidas de reflexión angular de los módulos fotovoltaicos. El modelo tiene tres versiones diferentes que se utilizan dependiendo de la disponibilidad de los datos de radiación local.

4.7. Análisis de la dependencia del factor espectral de algunos PV. Tecnologías sobre la distribución del espectro solar

En este trabajo [19] puede verse que a pesar de que todos los materiales fotovoltaicos están influenciados por la irradiancia espectral, los módulos fotovoltaicos de película fina son especialmente sensibles a ella. Por lo tanto, el factor espectral (SF) se propone para cuantificar ganancias o pérdidas espectrales que un módulo fotovoltaico puede experimentar bajo el espectro real cuando se compara con el estándar AM 1.5-G. El objetivo de este trabajo es investigar la dependencia del factor espectral (SF 1) de cuatro módulos representativos de cuatro tecnologías: el silicio amorfo (a-Si), el Telururo de Cadmio (CdTe), el Diselenuro de Cobre Indio (CIS) y el Silicio Monocristalino (m-Si) - sobre la energía fotónica media (APE), un índice que caracteriza la forma del espectro. Los resultados muestran que en general SF1 aumenta a medida que el APE lo hace.

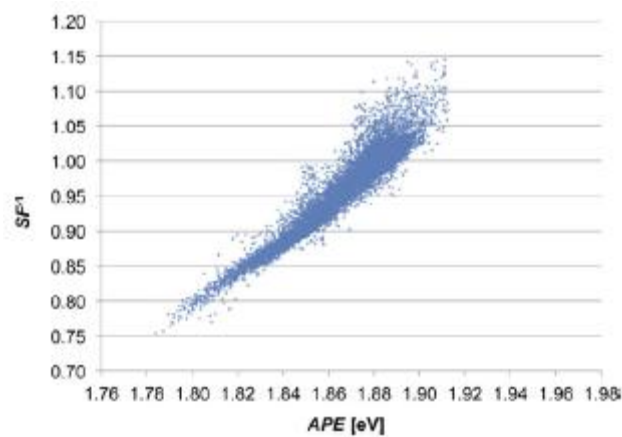


Ilustración 28: Distribución SF1 con respecto al APE

4.8. Análisis de efectos espectrales sobre el rendimiento energético de diferentes tecnologías fotovoltaicas: el caso de cuatro sitios específicos

Este trabajo [20] tiene como objetivo analizar el impacto de la distribución del espectro solar en el rendimiento energético de algunos materiales fotovoltaicos. Han sido seleccionadas las respuestas espectrales relativas de ocho células solares fotovoltaicas diferentes y representativas de cada tecnología considerada. Se modelan espectros solares en cuatro sitios ubicados en el hemisferio norte, mediante la realización de 12 meses de experimentos en sitios ubicados en España. Independientemente del lugar, células fotovoltaicas de silicio amorfo y telururo de cadmio experimentan las variaciones modeladas y experimentales más notorias de sus ganancias espectrales, mientras que los resultados más planos se identifican en las restantes tecnologías fotovoltaicas consideradas. Así, las variaciones mensuales máximas de estas ganancias espectrales se producen en la célula fotovoltaica de silicio amorfo, que oscila entre el 16% (invierno) y el 4% (verano). La propagación mensual de los efectos espectrales disminuye conforme la latitud del lugar. Por último, las ganancias espectrales anuales se mantienen por debajo del 2,2% para todas las tecnologías y sitios estudiados.

4.9. Iluminación no uniforme en las células solares concentradoras

Este trabajo [21] se basa en la tecnología fotovoltaica de concentración (CPV). Un problema particular para la tecnología de CPV es la no uniformidad del flujo incidente que tiende a causar *hot spots*, *mismatching* y reduce la eficiencia general del sistema. Este estudio revisa las causas y efectos de la no uniformidad en los sistemas de CPV, destaca la importancia de esta cuestión en el diseño de células solares y revisa los métodos para la caracterización de células solares en condiciones de flujo no uniforme. Finalmente, presenta algunos métodos para mejorar el rendimiento de los CPV reduciendo el efecto de no

uniformidad en las células solares del concentrador.

4.10. Mediciones de irradiancia espectral solar hasta 2500 nm de longitud de onda: Resultados e Influencia en la conversión PV de diferentes materiales

En este trabajo [22] se presentan los resultados de las mediciones de irradiancia espectral solar realizadas en Madrid en el rango de longitudes de onda de 250-2500 nm. Estos datos se obtuvieron considerando una superficie receptora horizontal durante días claros seleccionados cubriendo las cuatro estaciones del año. Para calcular los factores espectrales (SF) tomando como referencia el espectro solar estándar AM1.5 definido en la norma IEC 60904-3 se han considerado materiales fotovoltaicos que tienen diferentes respuestas espectrales (m-Si, a-Si, CIGS, CdTe). A partir de estos SFs, se ha establecido la influencia de las variaciones espectrales solares en la conversión fotovoltaica. Se muestra, por ejemplo, que las tecnologías fotovoltaicas basadas en a-Si son muy favorecidas, desde el punto de vista espectral, en primavera-verano comparadas con otras tecnologías que tienen respuestas espectrales más amplias, las cuales son más favorecidas en otoño-invierno. A partir de los espectros experimentales medidos, se calculan los espectros solares (WSS) que corresponden a las cuatro estaciones del año. El WSS representa, durante un cierto período de tiempo, el espectro solar pesado sobre el nivel de irradiancia. Los SFs se calculan para diferentes WSSs que muestran ganancias espectrales para los cuatro materiales fotovoltaicos durante casi todo el año.

4.11. Sistemas concentradores de energía solar.

La energía solar concentrada se fundamenta en principios conocidos y en desarrollos

antiguos. La fotovoltaica de concentración es una tecnología disponible para la producción de electricidad y se presenta como una alternativa más a la generación de electricidad limpia.

La tecnología de concentración fotovoltaica o HCPV plantea una estrategia para reducir el precio de la electricidad fotovoltaica ya que busca concentrar la luz solar que recibe el módulo a través de elementos económicos como espejos y lentes. Con ello se consigue emplear una mucha menor cantidad de material fotovoltaico y reducir los costes de forma importante. El material fotovoltaico transforma parte de la energía contenida en los fotones de la luz solar en impulsos eléctricos.

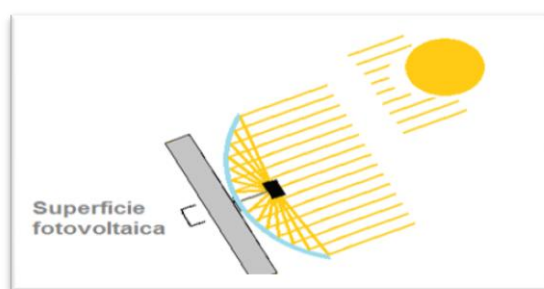


Ilustración 29: Esquema captación solar de un módulo fotovoltaico con concentración.

De este modo, al requerirse una menor superficie de material fotovoltaico, se hace posible emplear tecnología fotovoltaica más eficiente en la conversión de luz a electricidad. De esta forma se obtienen paneles solares con células fotovoltaicas que tienen un rendimiento de entorno entre el 39 % y el 41% frente al rendimiento de las células fotovoltaicas convencionales de silicio que se sitúa en torno al 13% y el 19%.

Así pues con esta tecnología se reducen los costos y se mejora el rendimiento mediante el empleo de una menor cantidad de células fotovoltaicas más eficaces.

Tipos de paneles según la tecnología empleada de concentración en el módulo:

Según la tecnología empleada por los diversos fabricantes en la concentración de la luz solar se clasifican los tipos de paneles HCPV que existen en el mercado en los siguientes tipos:

- **Paneles con lentes**– Esta técnicas de concentración de la luz solar se realiza a través de una lente que mediante el efecto lupa concentra la luz solar sobre la célula fotovoltaica.

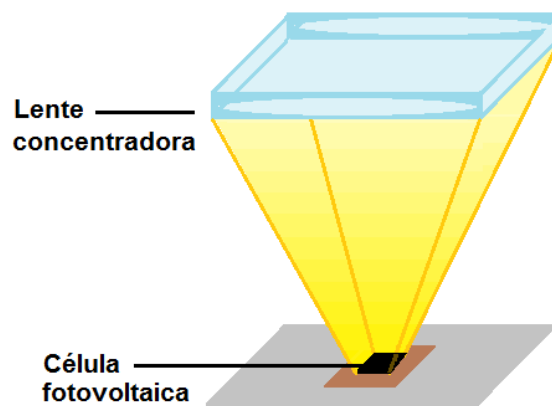


Ilustración 30: Representación lente.

Así, el módulo fotovoltaico toma una forma similar al de un colector solar térmico grueso y se divide en compartimentos cada uno con su célula fotovoltaica. Sobre ellos se dispone una gran lente compuesta por pequeñas lupas, cada una de las cuales concentra la luz para cada una de las células fotovoltaicas de los compartimentos del interior.

- **Módulos colmena de espejos concéntricos**– En este caso, el módulo está compuesto por muchos pequeños espejos parabólicos cada uno de ellos con una célula fotovoltaica en su foco. El concepto es parecido al caso anterior, solo que la tecnología de concentrar la luz en este caso es por reflexión.



Ilustración 31: Módulo fotovoltaico HCPV compuesto por espejos concéntricos.

- **Parabólicas**– En este caso se trata de grandes platos parabólicos que concentran la luz solar en un foco en el cual se sitúan las células fotovoltaicas.

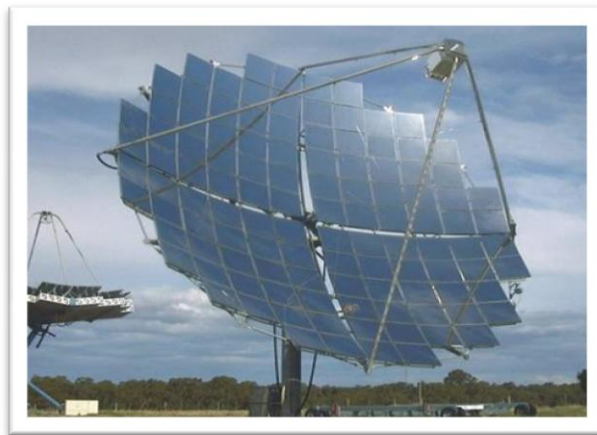


Ilustración 32: Módulo fotovoltaico HCPV de plato parabólico.

- **Cilindro parabólicos** que siguen al sol en un eje para concentrar la luz sobre su línea focal.

Estos sistemas tienen índices de concentración de entre 70 y 100% y desarrollan potencias de 50 MW o superiores. En los últimos tiempos, se han empezado a probar sistemas que utilizan espejos segmentados según la aproximación de Fresnel, buscando una potencial reducción de costes aún a costa de una cierta pérdida de

concentración y eficiencia.



Ilustración 33: Imágenes de un campo solar de CCPs.

- **Fresnel** que utilizan una distancia focal mayor que le permite el sustituir los grandes concentradores parabólicos por segmentos de espejo planos que concentran la radiación en receptores lineales elevados y fijos. Los concentradores Fresnel suelen tener la estructura y los espejos más ligeros, las cimentaciones y las uniones al circuito hidráulico general pueden ser más sencillas y baratas.

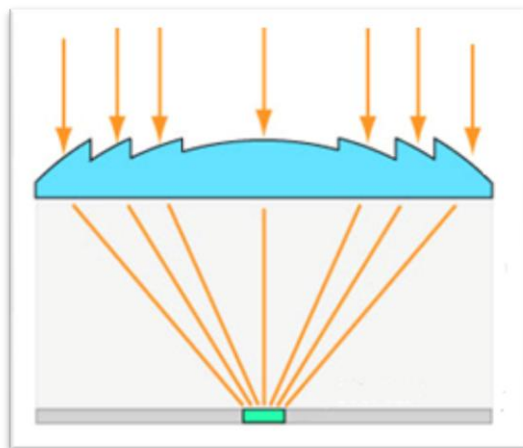


Ilustración 34: Esquema lente Fresnel.

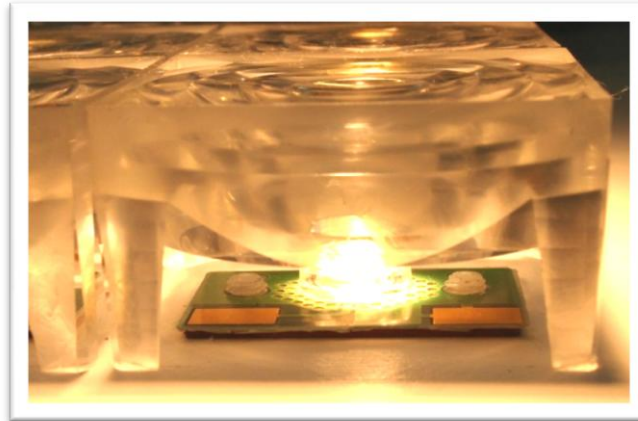


Ilustración 35: Ilustración lente Fresnel.

Name	Country	Comments
High-Concentration CPV		
Amonix	USA	2-axis, 37% cell efficiency, 31% capacity factor 31%
Compound Solar Technology	Taiwan	High-concentration 600x fresnel lense. Also produces GaAs cell
Concentration Solar La Mancha	Spain	High concentration 500x
Concentrix Solar	Germany	High concentration system. Has 25MW production capacity. Spin-off from Fraunhofer institute
Cool Earth Solar	USA	High concentration 300-400x, balloon shaped modules. In development. Using triple junction cells, but want to move to silicon
Energy Innovations Inc	USA	"Sunflower" - CPV Technology with multijunction cell, high concentration, 2-axis tracking
EnFocus	USA	High concentration 300x. "Diamond Power" Series developed for roof-top including 2-axis tracking
Entech Solar	USA	High concentration, using silicon, low cost
ES System	South Korea	CPV modules with cells from Emcore (high concentration). Also crystalline pv
Everphoton Energy Copr	Taiwan	High- and low concentration CPV
GreenVolts	USA	High concentration, Now constructing 2MW plant
Guascor Foton	Spain	High concentration modules. Also system integrator.
Isofoton S.A.	Spain	Produces mono-crystalline modules. Now developing a high-concentration pv module (1000x). Also manufactures solar thermal collectors.
Morgan Solar	Canada	"Light guide solar optic" technology allows 1,400x high concentration without being bulky with ultra-thin optical structures. No lenses, mirrors or prisms used!
Pyron Solar	USA	High concentration CPV with 2-axis tracking and proprietary lens system (similar to Fresnel point lens). Use water as a passive coolant.
Silicon CPV plc	UK	120x concentrator in development
Sol3g S.L.	Spain	High concentration CPV systems with cells from AzurSpaces
SolFocus	USA	High concentration CPV (500x) Modules - to build 10MW plant in Spain. Have installation 5MW in Puertolino, Spain
Soliant	USA	VC-funded. High concentration CPV 500x for rooftop applications
Sunrgi	USA	Targeting a wholesale price of \$/kWh 0.05. High concentration of > 1,600 with proprietary cooling technology. Requires 16 times less land than thin-film
Whitfield Solar	UK	CPV with built-in tracking mechanism targeted at both solar farms and roof-top applications.
Low Concentration CPV		
Covalent Solar	USA	Organic solar concentrator. No tracking or cooling required. Under development
Everphoton Energy Copr	Taiwan	High- and low concentration CPV
JX Crystals	USA	Low concentration CPV with 100kW demo production. Increasing by 300kW
Opel International Inc	Canada	Produces 1MW pa CPV modules. Low concentration with reflectors and high concentration with refractive optics
Prism Solar	USA	Low concentration CPV achieved through holographic film that diffracts light, which is then guided thru reflection to the pv element. No need for cooling or tracking.
Skyline Solar	USA	Low concentration CPV with single axis tracking, silicon cells, and linear reflectors.
Solaria	USA	31.5% owned by Q-Cells. Low concentration CPV, silicon based (Q-Cells) cells, attached to optical front cover, cutting silicon requirement by 50%. Building 25MW capacity
Stellaris	USA	VC-funded. Low concentration CPV (3x) without tracking, but see-thru for bipv
Zytech	Spain	Also manufacturer of wind turbines. In CPV both low (2.25x) and medium concentration (120x)
SV Solar	USA	VC-funded. Ceased operating!

Tabla 15: Tabla resumen principales sistemas de concentración.

4.12. Proyectos realizados en el departamento

El aprovechamiento por reflexión ha sido estudiado en el proyecto fin de carrera “Uso de pigmento de dióxido de titanio en instalaciones fotovoltaicas con microinversores” [4] realizado por Rocío Domínguez. Este proyecto tuvo como objeto la búsqueda de estrategias para la mejora de instalaciones fotovoltaicas en autoconsumo en vivienda. Por un lado, estudia y experimenta el uso del pigmento de dióxido de titanio como material reflector, con la pretensión de un posible aprovechamiento de las paredes y superficies cercanas a los módulos fotovoltaicos, a modo de reflectores difusos, y por otro, el análisis del uso de microinversores en instalaciones urbanas fotovoltaicas de autoconsumo en viviendas.

Se realizó una investigación general del dióxido de titanio, sus variedades, sus propiedades y sus aplicaciones con energía solar. Se estudió el desempeño del pigmento de dióxido de titanio como posible reflector difuso. Pero se obtuvo que el dióxido de titanio no es un material que se integre bien en la edificación, ya que no permanece mucho tiempo pegado a la pared, por lo que genera un problema.

Por otro lado, en el proyecto fin de grado de Álvaro Naz [23] ha sido cuantificada la cantidad de irradiancia, la respuesta espectral y la reflectividad en función de la longitud de onda de los siguientes materiales de construcción con la finalidad de conocer qué material de la lista se ajusta mejor a cada tecnología fotovoltaica:

- Aluminio Galvanizado
- Aluminio Anodizado
- Pintura Blanca de Dióxido de Titanio
- Pintura Blanca Acrílica
- Cemento Blanco
- Dióxido de Titanio.

Se realizó un estudio de la Irradiancia reflejada de los materiales en que cual se obtuvo que el aluminio ocupaba el mejor y el peor puesto entre los materiales estudiados. La diferencia

era debida a los distintos acabados superficiales aplicados a cada muestra.

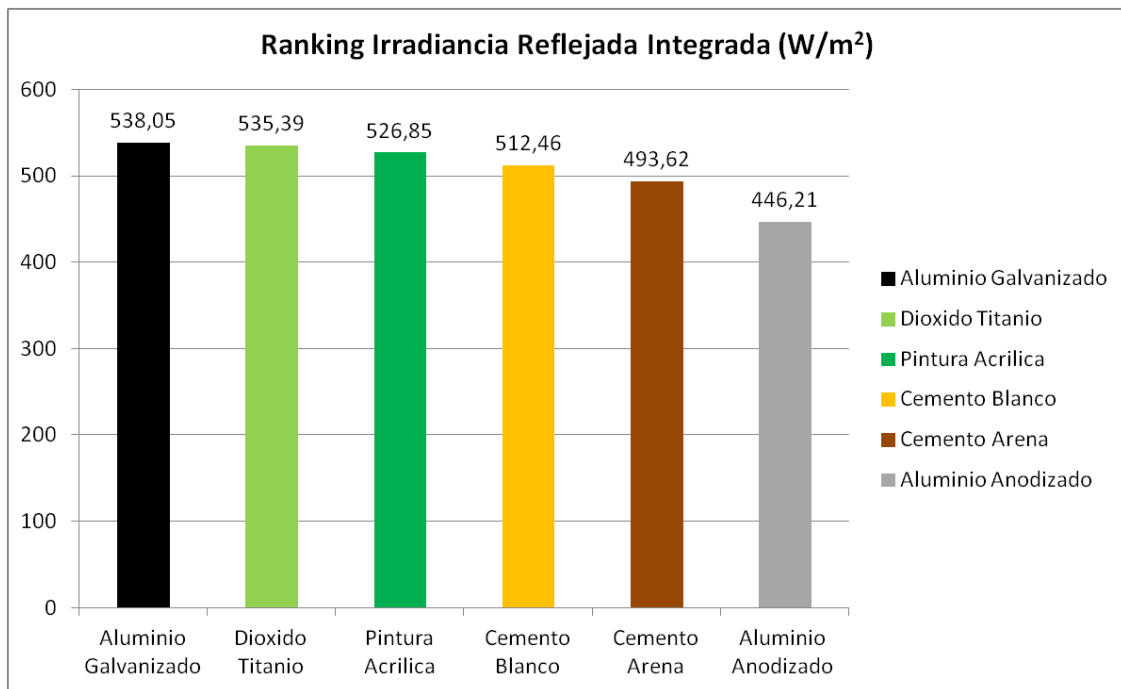


Ilustración 36: Ranking Irradiancia reflejada.[23]

Posteriormente fue llevado a cabo un estudio sobre la reflectancia de dichos materiales en función de la tecnología utilizada.

Las tecnologías que se estudiaron fueron:

- Silicio Monocristalino
- Silicio Policristalino
- Silicio Amorfo
- Teluro de Cadmio
- CIGS

Y los resultados obtenidos fueron:

Silicio Monocristalino

Para la tecnología de silicio monocristalino, el material que mejor se adapta es la pintura blanca de dióxido de titanio, seguida de cerca por el aluminio galvanizado y la pintura blanca acrílica. El cemento blanco está en cuarta posición, con una diferencia de 15.02 W/m² con respecto al mejor material. Esta diferencia aumenta considerablemente para el cemento blanco mezclado con arena (24.87 W/m²) y para el aluminio anodizado (53.85 W/m²), en última posición.

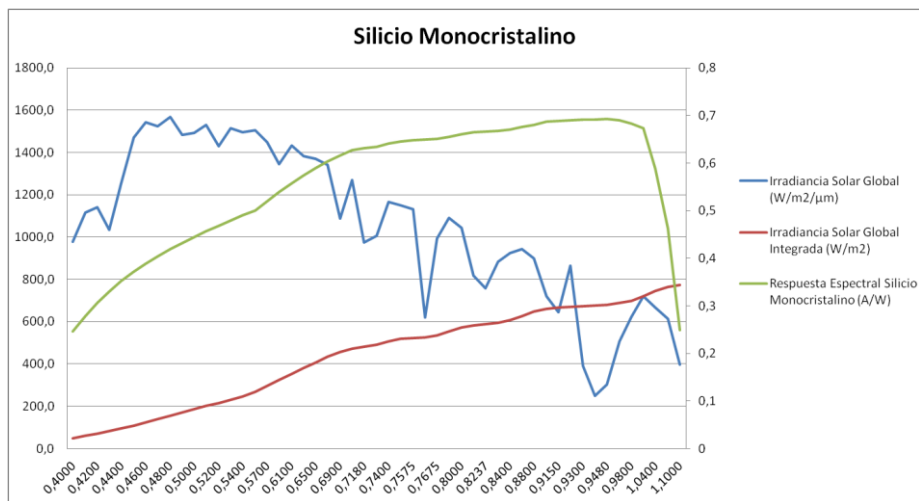


Ilustración 37: Representación Irradiancia y respuesta espectral.[23]

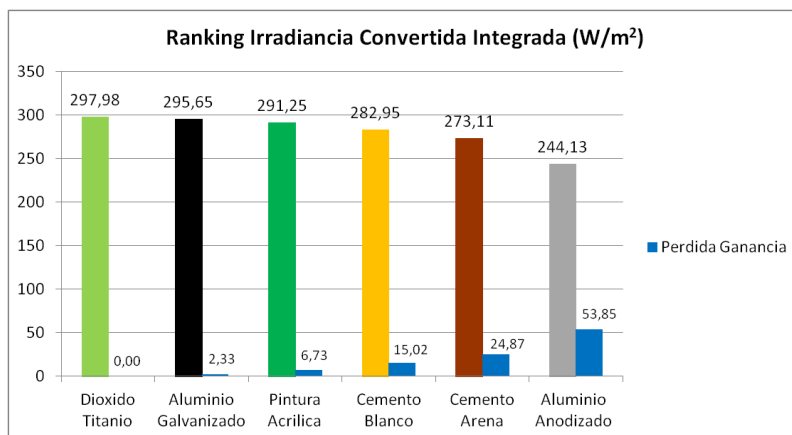


Ilustración 38: Ranking Irradiancia Convertida Integrada.[23]

Silicio Policristalino

El material más recomendado para el silicio policristalino es también la pintura blanca de dióxido de titanio. Se conserva el mismo orden que para el silicio monocristalino, aunque en este caso las diferencias entre cada material y el de mejor actuación se reducen, excepto para el aluminio galvanizado, que aumenta ligeramente.

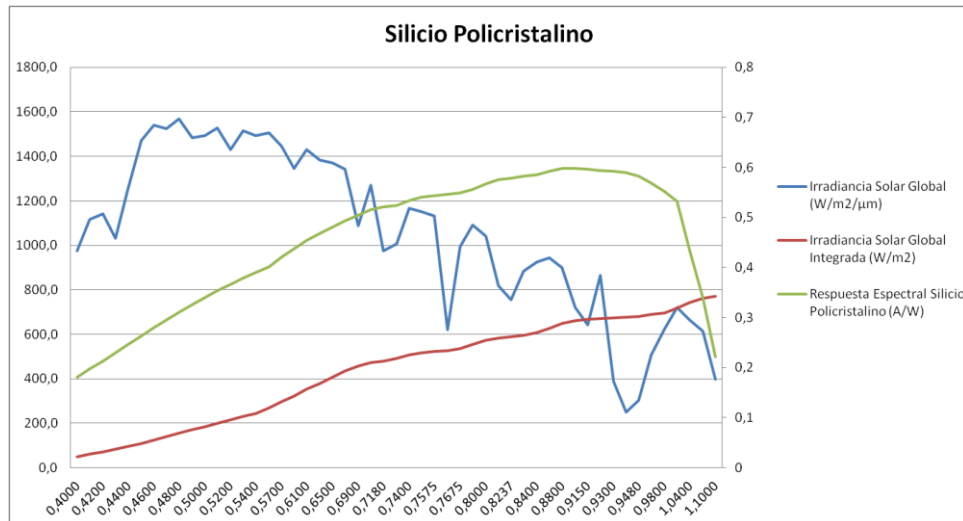


Ilustración 39: Representación Irradiancia y respuesta espectral.[23]

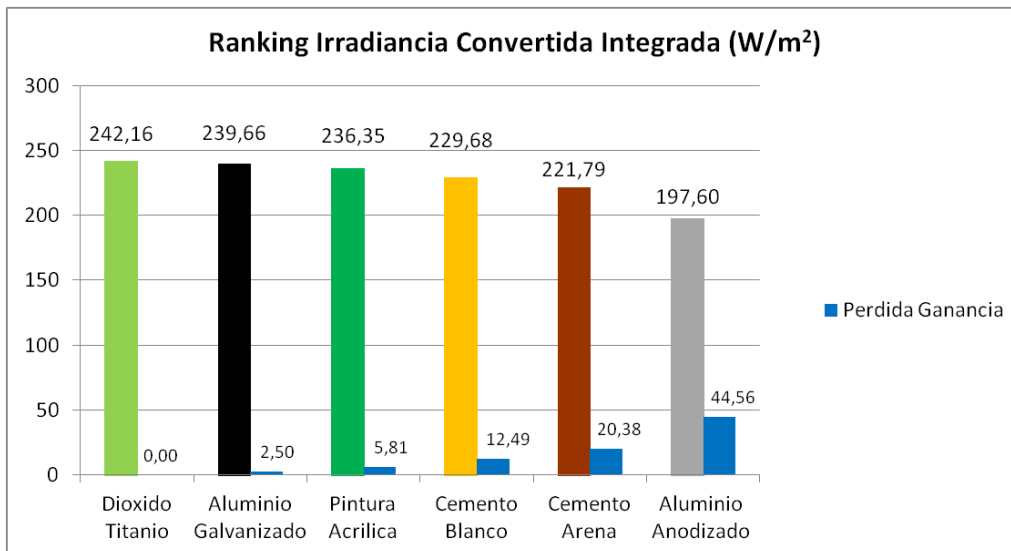


Ilustración 40: Ranking Irradiancia Convertida Integrada.[23]

Silicio Amorfo

El aluminio galvanizado es el que mejor se adapta a la tecnología de silicio amorfo, dejando en segundo lugar a la pintura de dióxido de titanio, aunque con una diferencia de sólo 1.26 W/m². Ninguno de los materiales alcanza una diferencia mayor de 8 W/m², por lo que la selección de un material distinto al óptimo afectaría en menor medida.

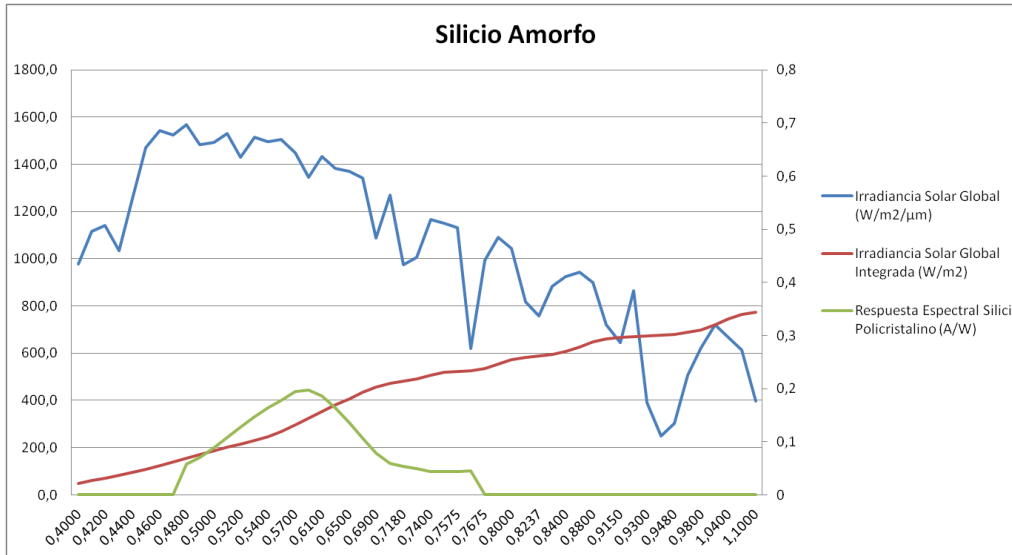


Ilustración 41: Representación Irradiancia y respuesta espectral.[23]

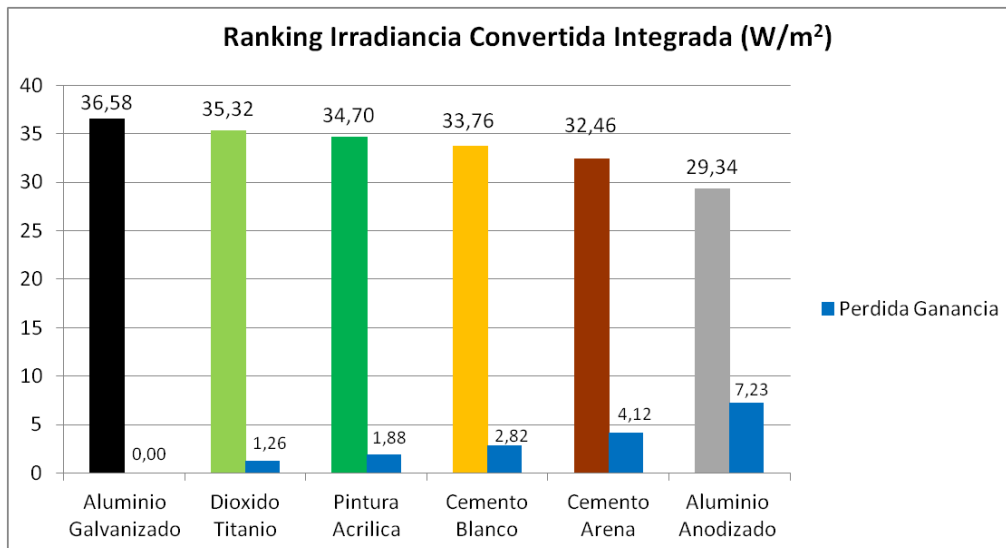


Ilustración 42: Ranking Irradiancia Convertida Integrada.[23]

Teluro de Cadmio

En el caso de los paneles de teluro de cadmio, el aluminio galvanizado y la pintura de dióxido de titanio no tienen apenas diferencia (1.05 W/m^2). Los siguientes materiales van empeorando su actuación hasta llegar al aluminio anodizado que posee una diferencia de 26.58 W/m^2 con el aluminio galvanizado.

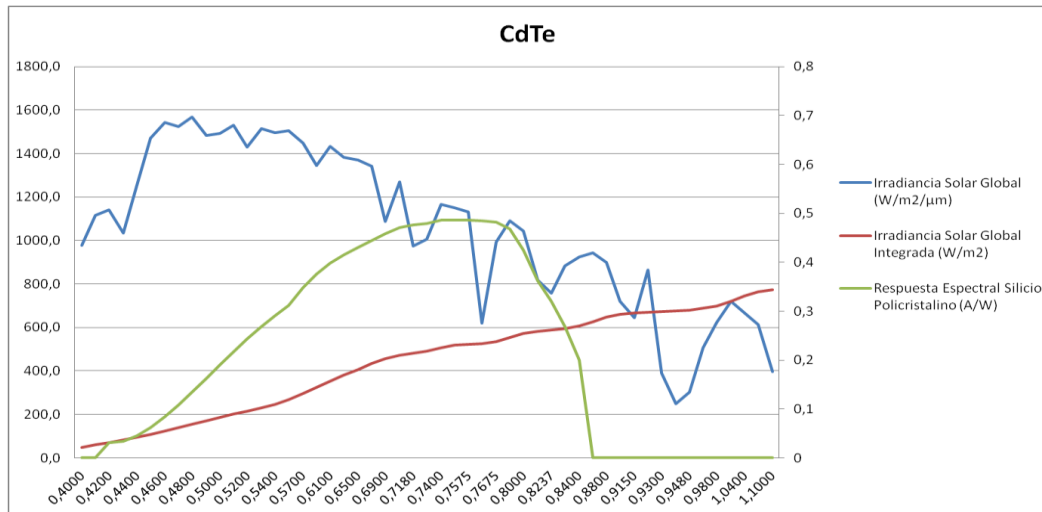


Ilustración 43: Representación Irradiación y respuesta espectral.[23]

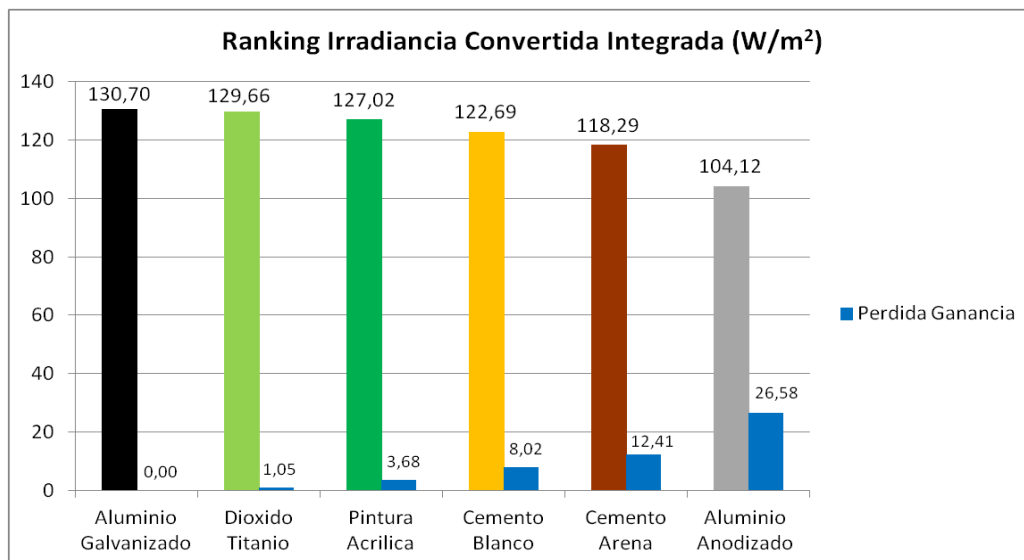


Ilustración 44: Ranking Irradiación Convertida Integrada.[23]

CIGS

En este último caso, la pintura de dióxido de titanio volvió a obtener la mejor posición, dejando al aluminio galvanizado en segunda posición con una diferencia de (3.03 W/m²). Los siguientes materiales empeoran la diferencia con el mejor hasta alcanzar los 41.82 W/m², un valor que hace que la selección del material ya tenga que ser más cuidadosa.

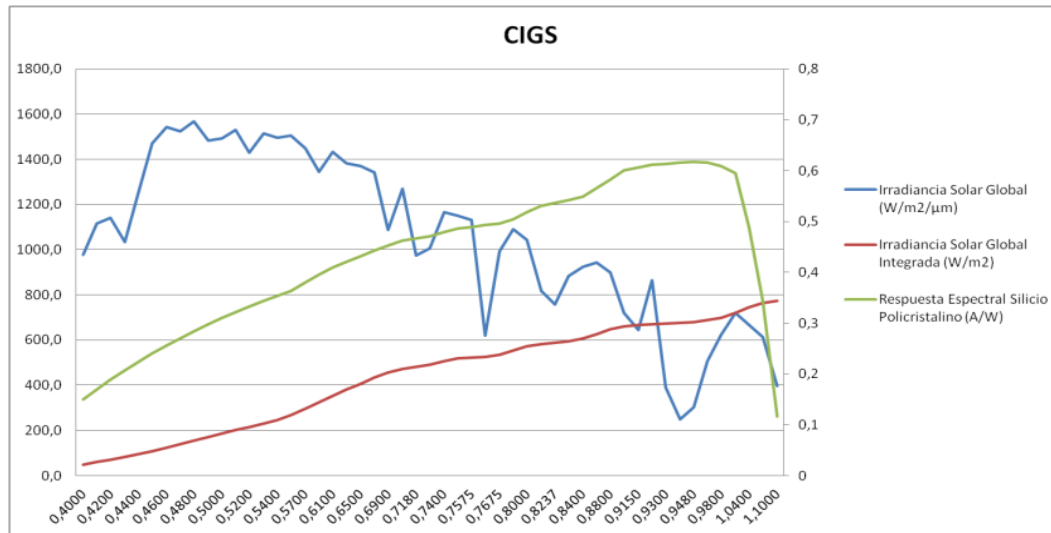


Ilustración 45: Representación Irradiancia y respuesta espectral.[23]

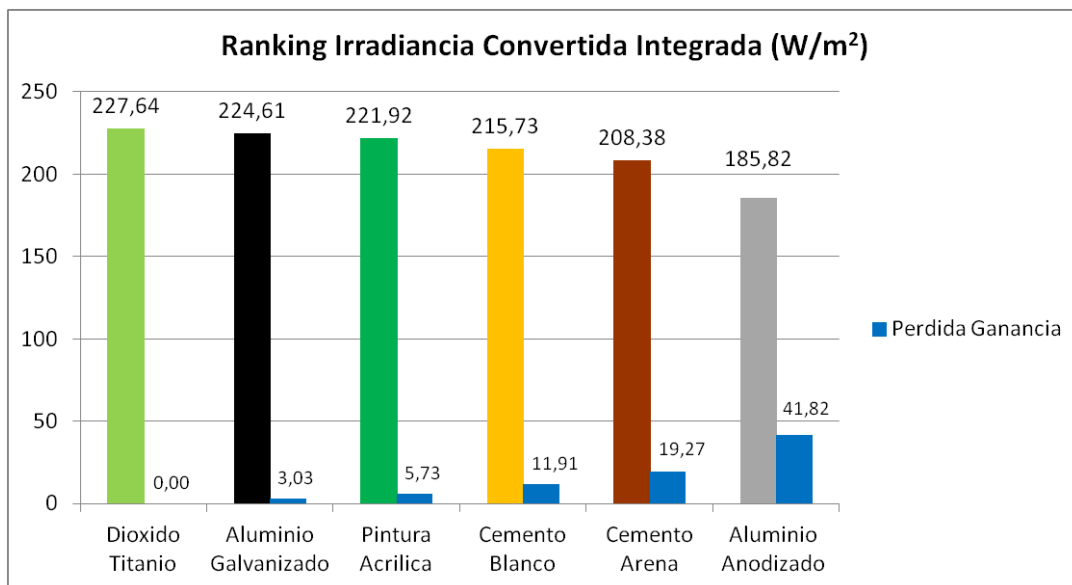


Ilustración 46: Ranking Irradiancia Convertida Integrada.[23]

Con dichos resultados, se concluye que la pintura blanca de dióxido de titanio y el aluminio galvanizado ocupan la primera o la segunda posición en el ranking de energía radiante convertida por el módulo para las cinco tecnologías que fueron estudiadas.

El resto de materiales mantienen siempre el mismo orden: pintura blanca acrílica en tercera posición, cemento blanco en cuarta, cemento blanco con arena en quinta y aluminio anodizado en sexta posición.

La diferencia de energía convertida entre cada material y el material óptimo se hace mayor cuanto más alto es el rendimiento de la tecnología fotovoltaica. Esto quiere decir que cuanto mayor es el rendimiento del módulo, más cuidadoso se debe ser a la hora de seleccionar el material reflectante.

*Nota: en las ilustraciones representativas de cada tipo de tecnología fotovoltaica en lugar de poner Silicio Monocristalino, debería poner el nombre de la respectiva tecnología.

4.13. Conclusiones revisión bibliográfica

Tras haber llevado a cabo una exhaustiva revisión bibliográfica para conocer el estado del arte en el que se encuentra el objeto de nuestro proyecto se concluye que:

1. Los microinversores son una tecnología en evolución actual con mejoras evidentes. Se están creando para su uso a nivel de módulo, célula fotovoltaica o *string* de células.
2. Los microinversores permiten radiaciones solares no homogéneas sobre los módulos fotovoltaicos, pudiendo ser provocadas por nubes sombras parciales, suciedad, nieve...etc. Permitiendo, de este modo, que la célula fotovoltaica trabaje en su punto de máxima potencia sin reducirse a la que se encuentre en peor situación, como ocurriría con los inversores convencionales.
3. El uso de los microinversores se potencia en la edificación, donde factores como inclinación y orientación de los paneles, sombras provocadas por la propia edificación y otros factores ambientales, afectarían negativamente si se empleasen inversores convencionales.
4. Los microinversores son aún menos eficientes que un inversor central y ligeramente más caro.

5. Modelo de ganancias de producción eléctrica por reflexión

5.1. Desarrollo del modelo

La producción eléctrica a partir de sistemas de energía fotovoltaica con elementos de reflexión es ventajosa puesto que da lugar a una ganancia de radiación solar sobre los módulos fotovoltaicos originando, de esta manera, una mayor cantidad de potencia generada.

Este aumento de ganancia ha potenciado el uso de microinversores en instalaciones integradas en la edificación con complicadas orientaciones e inclinaciones en las cuales la radiación recibida no es homogénea. Gracias a estos dispositivos es posible rentar las reflectividades y las concentraciones no uniformes, puesto que permite a cada célula o *string* al que esté conectado trabajar en su punto de máxima potencia independientemente del resto. Sin embargo, con los inversores convencionales, las situaciones no homogéneas perjudicaban a las que se veían bien afectadas, ya que todas trabajaban como la peor, reduciéndose así su rendimiento.

La ganancia de energía eléctrica no sólo es debida al aumento de irradiancia por la concentración, si no que ese escenario se perfecciona gracias al aumento del rendimiento del microinversor y puede verse reducido por el aumento de temperatura.

La curva característica del microinversor consta de la siguiente forma:

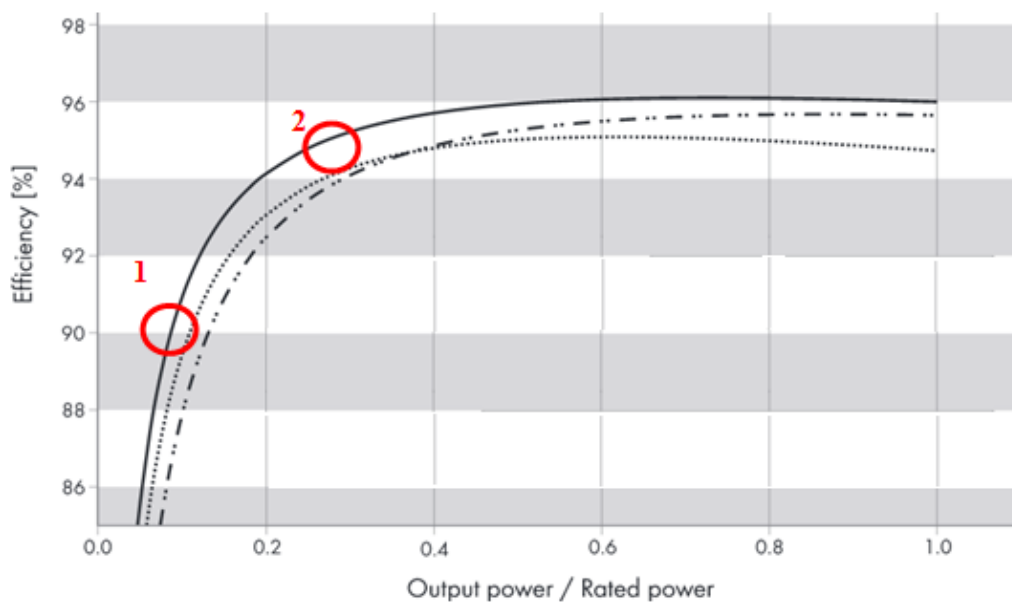


Ilustración 47: Curva característica microinversor.

Como puede observarse, a niveles bajos de irradiancia, punto 1, el rendimiento de éste es peor que a niveles más altos. Por lo que, mediante la reflexión y por tanto, mediante un aumento de Irradiancia, se logra una mayor eficiencia del microinversor, situándonos en el punto 2 y obteniendo así una mayor producción de potencia que se verá traducida en energía eléctrica.

No debe olvidarse, que la reflexión de irradiancia da lugar a un aumento significativo de la temperatura del módulo, pudiendo ocasionar una ligera mayor degradación de éste cómo ya se ha mencionado en apartados anteriores de este trabajo. No obstante, este negativo aspecto es significativamente pequeño en comparación con los aspectos positivos que dan lugar al aumento de potencia.

En este proyecto se propone un sistema de generación de energía fotovoltaica con reflexión mediante elementos reflectores fijos,

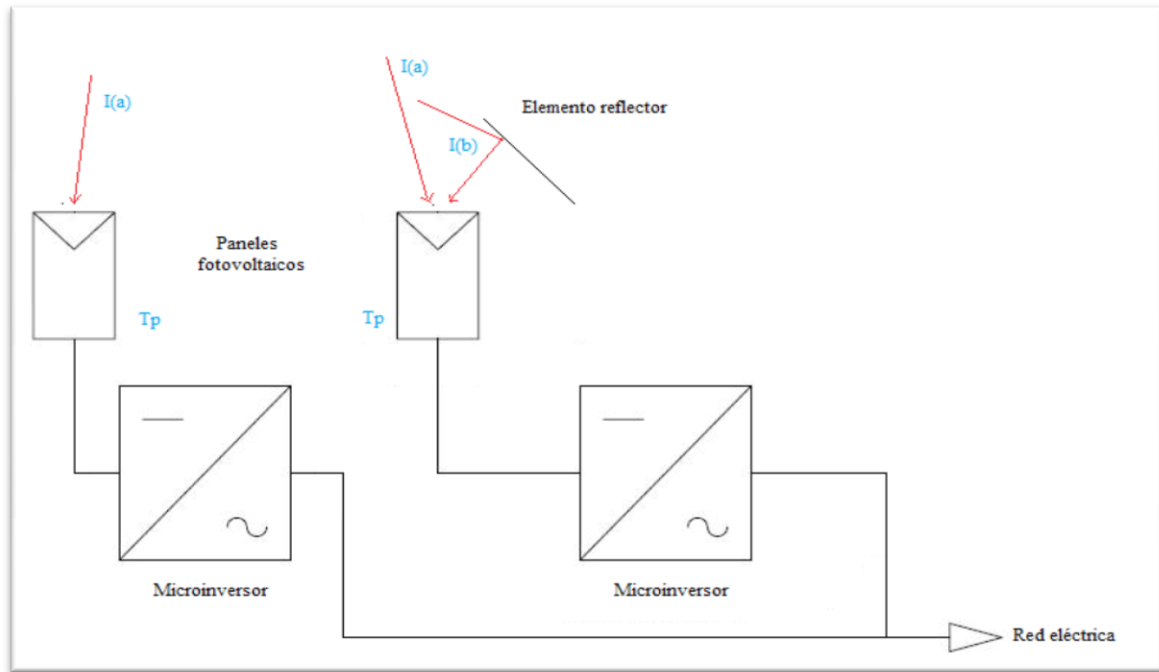


Ilustración 48: Esquema unifilar instalación fotovoltaica del proyecto.

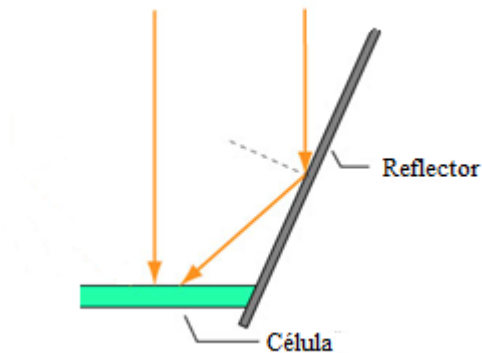


Ilustración 49: Esquema uso reflector propuesto.

Se realizó una búsqueda bibliográfica acerca del modelo polinómico de los microinversores y se encontró que el comportamiento del microinversor se puede describir por el modelo propuesto por Schmidt [5]. Según dicho modelo, la eficiencia instantánea de conversión η_k viene dada por la siguiente ecuación:

$$\eta_k = \frac{P_{salida}}{P_{entrada}} = \frac{P_{out}}{P_{out} + k_0 + k_1 P_{out} + k_2 P_{out}^2}$$

Donde:

- $P_{entrada}$: es la potencia instantánea disponible a la entrada del inversor (W).
- P_{salida} : es la potencia instantánea suministrada a la salida del inversor (W).
- $P_{nominal}$: es la potencia nominal de salida del inversor (W).
- $p_{out} = P_{salida} / P_{nominal}$ (adimensional).
- k_0 : es el coeficiente que representa las pérdidas de autoconsumo (adimensional).
- k_1 : representa las pérdidas proporcionales a la potencia (adimensional).
- k_2 : representa las pérdidas proporcionales al cuadrado de la potencia (adimensional).

Este modelo calcula la eficiencia del microinversor en función de la potencia de salida, por lo tanto no se puede usar para modelar el comportamiento del sistema, ya que el dato disponible es la potencia de entrada del microinversor, y el dato que se desea obtener es la potencia de salida.

Para solucionar el problema del modelo propuesto por Schmidt, se usa una expresión polinomial de la eficiencia del microinversor en función de la potencia de entrada:

$$\begin{aligned} \eta_b &= \frac{P_{salida}}{P_{entrada}} = \\ &= \frac{P_{entrada} - P_{perdidas}}{P_{entrada}} = \\ &= \frac{P_{in} - (b_0 + b_1 \cdot P_{in} + b_2 \cdot P_{in}^2)}{P_{in}} \end{aligned}$$

Donde:

- $P_{entrada}$: es la potencia instantánea disponible a la entrada del inversor (W).
- P_{salida} : es la potencia instantánea suministrada a la salida del inversor (W).

- P_{nominal} : es la potencia nominal de salida del inversor (W).
- $p_{\text{in}} = P_{\text{entrada}} / P_{\text{nominal}}$ (adimensional).
- b_0 , b_1 y b_2 : son coeficientes de pérdidas característicos del inversor.

Los valores de los coeficientes utilizados son $b_0=0,02$ $b_1=0,02$ $b_2=0,07$. Estos valores se corresponden con los valores medios obtenidos por Schmidt para los coeficientes k a partir de una muestra representativa de inversores existentes en el mercado ($k_0=0.02$, $k_1=0.025$, $k_2= 0.08$). Los valores ajustados al microinversor seleccionado son: $b_0=774$ $b_1=-18.68$ $b_2=0.11$.

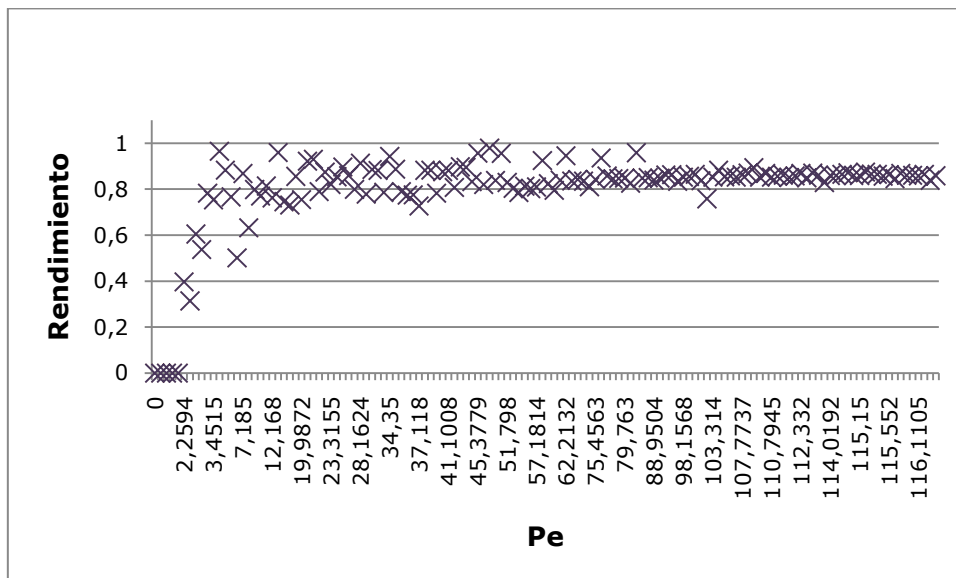


Ilustración 50: Ilustración del ajuste de los valores obtenidos con los datos de potencia de entrada del día 10 de Octubre.

Pero, como se pretende comparar la potencia generada por los sistemas con y sin concentración, se ha elaborado el siguiente modelo:

$$P_{sc}(I, Tp) = I \cdot A \cdot \eta_M \cdot c_T \cdot \eta_{mINV_{sc}}$$

$$P_{cc}(I, T_p) = (I + \sum E_{V_{CC}}) \cdot A \cdot \eta_M \cdot c_{TCC} \cdot \eta_{mINV_{CC}}$$

$$c_T = \left(1 - \frac{\partial P}{\partial T} (T_p - T_a) \right)$$

Siendo:

- P_{sc} : Potencia eléctrica generada sin concentración radiación solar.
- P_{cc} : Potencia eléctrica generada con concentración radiación solar.
- I : Irradiancia recibida por el módulo fotovoltaico sin concentración.
- I_{cc} : Irradiancia recibida por el módulo fotovoltaico con concentración.
- η_M : rendimiento módulo solar.
- c_T : coeficiente de temperatura.
- E_V : Irradiancia espectral.
- A : Área módulo fotovoltaico.
- $\eta_{mINV_{sc}}$: rendimiento del microinversor sin concentrar radiación solar.
- $\eta_{mINV_{cc}}$: rendimiento del microinversor con concentrar radiación solar.
- $\frac{\partial P}{\partial T}$: variación de la potencia con la temperatura, igual a 0.5%/K.
- T_a : Temperatura ambiente, igual a 25°C.
- T_p o T_C : Temperatura módulo fotovoltaico. Se conoce que la temperatura del módulo es una de las variables clave para el proceso de conversión fotovoltaica debido a la gran incidencia que tiene sobre la eficiencia de éste.

Existen numerosas correlaciones para el cálculo de dicha temperatura: T_c . Estas correlaciones van a variar según el diseño: ya se encuentren montados los paneles en colectores solares térmicos, o introducidos en la integración arquitectónica y según las propiedades de los materiales.

Por lo tanto, hay que tener cuidado a la hora de aplicar de una determinada expresión en el cálculo de la temperatura de funcionamiento de un módulo fotovoltaico.

En las siguientes ecuaciones se va a utilizar la nomenclatura que sigue:

- G_T : flujo de radiación solar en el plano del módulo (W / m^2)

- I_{NOCT} : temperatura nominal de funcionamiento de célula ($^{\circ}C$)
- k : coeficiente de Ross (Km^2 / W)
- TONC: temperatura de la célula de funcionamiento nominal ($^{\circ}C$)
- T_c : temperatura de funcionamiento celular / módulo (K)
- T_a : temperatura ambiente (K)
- U_L coeficiente de pérdida térmica (W / m^2K)
- V_w : Velocidad del viento (m / s)
- Los subíndices:
 - a: ambiente.
 - b: dorso.
 - c: célula / módulo.
 - h: altura de separación
 - L: pérdidas.
 - NTE: nominal terrestrial environment.
 - Ref: en condiciones de referencia
 - T: en plano inclinado del módulo
 - W: viento inducido.

El ambiente térmico establece el valor de la temperatura instantánea de funcionamiento del módulo fotovoltaico. Aparte de los procesos internos que tienen lugar dentro del material semiconductor durante el bombardeo de fotones que conducen a la producción de electricidad y a la liberación de la energía no convertida en forma de calor, los mecanismos de transferencia de calor estándar tales como convección y radiación deben ser tenidas en cuenta en el balance de energía correspondiente en el módulo.

En la mayoría de los casos, estos mecanismos afectan tanto a la parte delantera como a la parte trasera del módulo, ya que en las instalaciones típicas, se prevé que por lo general el hecho de eliminar el calor rechazado de modo que el módulo pueda funcionar tan eficientemente como sea posible. También se ha de tener en cuenta que en condiciones normales de conducción, simplemente se libera calor al ambiente por convección y radiación.

El balance de la energía en estado estacionario tradicional que conduce a la determinación de la temperatura de funcionamiento de la celda fotovoltaica requiere como entrada:

- Propiedades térmicas y físicas de la célula / módulo;
- de recursos y de tiempo de datos solares;
- Coeficiente de transferencia de calor debido al viento.

Este último no es fácil de determinar, especialmente en el campo, donde la monitorización del viento es una tarea formidable.

La temperatura de las células dentro de un módulo fotovoltaico, T_c , puede ser mayor en unos pocos grados que la temperatura del dorso, T_b . Su diferencia se encuentra en función de los materiales de constitución y del nivel de flujo de radiación solar. Un simple expresión relativa de las dos temperaturas es en la cual G_{ref} es flujo de radiación solar de referencia en el módulo igual a 1000 W / m^2 , y ΔT es la diferencia de temperatura entre las células y la parte trasera del módulo.[24]

$$T_c = T_b + \frac{G_T}{G_{ref}} \Delta T$$

Otro procedimiento establecido para el cálculo de T_c , es mediante el uso de la TONC, es decir, de la temperatura nominal de funcionamiento de la célula, definida como la temperatura de un dispositivo en condiciones nominales: Irradiancia = 800 W / m^2 , temperatura ambiente = 20° C , velocidad media del viento = 1 m / s , (determinación, para el caso de células de silicio por ejemplo, recogida en la norma UNE EN 61215). Este modelo es adecuado sobre todo para las situaciones en las que los módulos están montados de manera independiente, debiéndose evitar su uso para instalaciones en integración arquitectónica donde los dos lados de los módulos son sometidos a condiciones ambientales bastante diferentes y, que por tanto, requiere ser modificado.

$$T_c = T_a + \left(\frac{G_T}{G_{NOCT}} \right) \left(\frac{U_{L,NOCT}}{U_L} \right) (T_{NOCT} - T_{a,NOCT}) \left[1 - \left(\frac{\eta_c}{\tau \alpha} \right) \right]$$

En situaciones de integración arquitectónica, los módulos fotovoltaicos se montan a una optimizada distancia de la fachada del edificio. Se incluye la capa de aire entre el módulo y

la pared sobre la que se sitúa por lo que la ecuación anterior se sustituye por un sistema de tres ecuaciones simultáneas, cada uno resultante de un balance de energía en la capa respectiva y con su temperatura, es decir, la del módulo fotovoltaico, de la grieta de aire, y de la pared

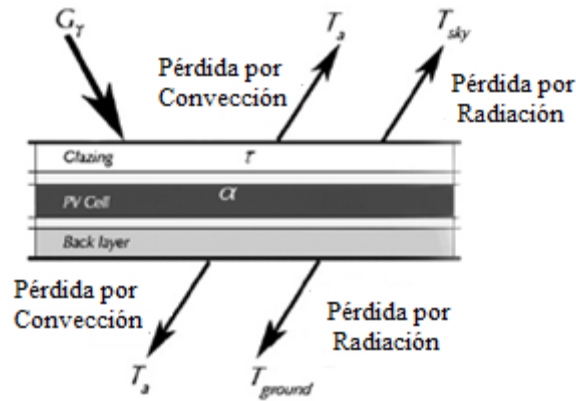


Ilustración 51: Esquema transferencia de calor en módulos.

Además de la ecuación anterior existe gran número de ecuaciones implícitas para la obtención de T_c

Correlation	Comments
$T_c = T_a + [(\alpha - \eta)G_T + (a + bT_a)] / (17.8 + 2.1V_w)$	a, b are empirical functions of PV and ground emissivities ϵ_{PV} and ϵ_g , respectively, and of a cloudiness factor, ϵ_c^3
$T_c = T_a + \alpha G_T (1 + \beta T_a) (1 - \gamma V_w) (1 - 1.053 \eta_c)$	$V_w = 1$ m/s, G_T in W/m^2 , $\alpha = 0.0138$, $\beta = 0.031$, $\gamma = 0.042$, T in $^{\circ}C$
$T_c = T_a + G_T \left(\frac{\alpha}{U_L} \right) \left[1 - \left(\frac{\eta_c}{\tau \alpha} \right) \right]$	$\tau \alpha / U_L$ taken as constant, used in TRNSYS Type 170 - Mode 1 ^b
$T_c = T_a + \frac{(\alpha - \eta_c) G_T}{U_L}$	Adapted from Eq. (3), similar to Refs. [32,33], $\tau \alpha / U_L$ determined experimentally
$T_c = T_a + \frac{G_T}{C_1 + C_2 V_w} \left[(1 - \rho)(1 - \eta) - \frac{\epsilon T_c^4 - T_{sky}^4}{G_T} \right]$	ρ = module reflectivity, ϵ = module emissivity, neglects radiative loss to ground, ^c C_1, C_2 conductive and convective coefficients
$T_c = T_a + \frac{G_T}{G_{NOCT}} (T_{c,NOCT} - T_a) \left(1 - \frac{\eta_c}{\tau \alpha} \right)$	Eqs. (23.3.2) and (23.3.3) of Ref. [32]; assumes constant U_L
$T_c = T_a + \frac{G_T}{G_{NOCT}} (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}) \left(1 - \frac{\eta_c}{\tau \alpha} \right)$	NOCT ^d conditions: 800 W/m^2 , AM1.5, 20 $^{\circ}C$, $V_{wind} > 1$ m/s; assumes constant U_L
$T_c = T_a + G_T \left(\frac{\alpha}{U_L} \right) \left[1 - \left(\frac{\eta_c}{\tau \alpha} \right) \right]$	$U_L = h_{radn} + h_{conv}$
$T_c = T_a + \left(\frac{G_T}{G_{NOCT}} \right) \left(\frac{U_{L,NOCT}}{U_L} \right) (T_{NOCT} - T_{a,NOCT}) \left[1 - \left(\frac{\eta_c}{\tau \alpha} \right) \right]$	$U_L = h_{radn} + h_{conv} +$ conduction through mounting frame
$T_c = T_a + \left(\frac{9.5}{5.7 + 3.8V_w} \right) \left(\frac{G_T}{G_{NOCT}} \right) (T_{NOCT} - T_{a,NOCT}) \left[1 - \left(\frac{\eta_c}{\tau \alpha} \right) \right]$	Uses Nusselt-Jurgess correlation for convection; $\tau \alpha \approx 0.9$
$T_{bs} = \frac{h_{p1} (\tau \alpha)_{eff} G_T + U_{tb} T_a + h_b T_w}{U_{bs} + h_b}$	T_{bs} = back surface of tedlar, U_{tb} = glass to tedlar coefficient, h_t = tedlar heat transfer coefficient, h_{p1} = penalty factor (resistance due to EVA, Si material, tedlar), $(\tau \alpha)_{eff}$ = function of $\eta_c(T_c)$
$T_c = \frac{\tau [\alpha_c p + \alpha_y (1 - \beta)] G_T - \eta_c G_T \beta_c + U_t T_a + U_t T_{bs}}{U_c + U_t}$	U_t = cell to ambient via glass, U_t = tedlar side, p = packing factor, T_{bs} = function of $\eta_c(T_c)$
$T'_c = \frac{\tau [\alpha_c p + \alpha_y (1 - \beta)] G_T + (U_t + U_{t,c}) T_a}{U_t + U_{t,c}}$	T'_c = cell T at zero water flow, $\tau \alpha_c$ = function of $\eta_c(T_c)$, p = packing factor, $U_{t,c} = \left[\frac{h_c}{k_c} + \frac{1}{h_c} \right]^{-1}$

Tabla 16: Correlaciones cálculo T_c .

Asimismo, destaca por su mayor uso la siguiente aproximación de la temperatura del módulo fotovoltaico:

$$T_p(I_i) = T_a(I_i) + \frac{T_{TONC} - T_{a,TONC}}{I_{TONC}} \cdot I_i$$

Donde:

- I_i : corresponde a cada nivel de irradiancia.
- $T_p(I_i)$: es la temperatura alcanzada por el módulo para cada nivel de irradiancia.
- $T_a(I_i)$: es la temperatura ambiente media para cada nivel de irradiancia.
- $T_{a,TONC}$: es la temperatura ambiente en las condiciones estándar.
- I_{TONC} : es el valor de la irradiancia total en condiciones estándar.

Sin embargo, la expresión anterior no considera la influencia de la velocidad ni dirección del viento, así como otros factores como los intercambios energéticos en onda larga, características térmicas del módulo, intercambios por conducción, etc., provocando que su uso sea inadecuado para altas velocidades de viento (superiores a 10 m/s), o para el extremo contrario, para bajas velocidades, dándose que al disminuir el nivel de irradiancia aumenta el error de la estimación.

Por otro lado, a la anterior expresión puede fácilmente introducirse un término que haga tener en cuenta los intercambios por radiación en el infrarrojo del módulo con su entorno:

$$T_p(I_i) = T_a(I_i) + \frac{T_{TONC} - T_{a,TONC}}{I_{TONC}} \cdot I_i - I_{T0}$$

Pudiendo oscilar este nuevo término entre 1 y 5 °C, en función de la ubicación del módulo, y pudiendo variar su valor según sea por la mañana o por la tarde.

Otra alternativa para la determinación de la temperatura de un módulo fotovoltaico es la contenida en la propuesta de Ángel Sáez, quien desarrolla un nuevo modelo térmico en su

proyecto fin de carrera “Optimización de instalaciones fotovoltaicas con conexión a red”, donde contabiliza el efecto de la velocidad y dirección del viento, así como los intercambios radiantes de onda larga con el cielo.

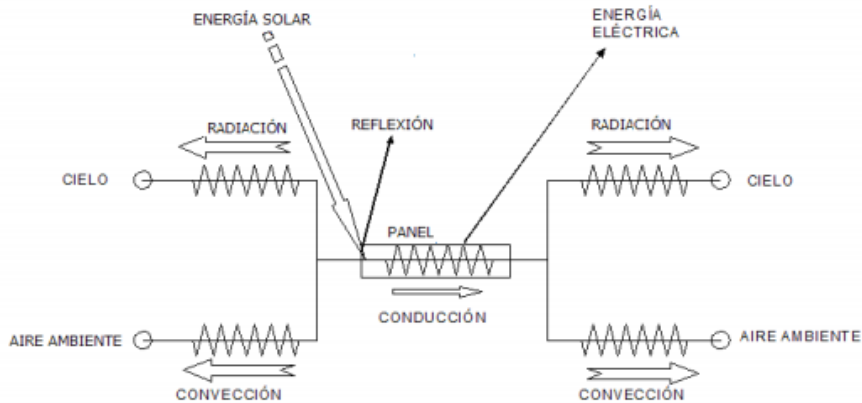


Ilustración 52: Esquema del circuito térmico equivalente del módulo fotovoltaico.

La energía introducida en el módulo fotovoltaico se divide en pérdidas por reflexión, pérdidas térmicas (convección y radiación) y energía útil (eléctrica).

La relativa complejidad del modelo impide deducir una única ecuación equivalente a las anteriormente expuestas; no obstante, para cálculos simplificados propuso la siguiente expresión:

$$T_p = \frac{0.5 \cdot I + (2.8 + 3.0 \cdot V_v + 0.93 \cdot h_{RD})}{2.8 + 3.0 \cdot V_v + h_{RD}} \cdot T_a$$

Donde:

- Se recomienda un valor de 5 W/m² · K para el coeficiente de radiación h_{RD}.
- Temperaturas en escala absoluta.
- Velocidad del viento en m/s.
- Irradiancia en W/m².

Si se deseara obtener el coeficiente de radiación h_{RD} de manera exacta, se definió de la siguiente manera:

$$h_{RD} = 4 \cdot \sigma \cdot \varepsilon_p \cdot \left(\frac{T_P + T_{CIELO}}{2} \right)^3$$

Donde:

- ε_p : Representa la emisividad del módulo fotovoltaico.
- T_{CIELO} temperatura en Kelvin, definida como sigue:

$$T_{CIELO} = T_a \left[0.711 + 0.56 \left(\frac{T_R - 273.15}{100} \right) + 0.73 \left(\frac{T_R - 273.15}{100} \right)^2 + 0.013 \cos(15h_t) \right]^{1/4}$$

Siendo T_R la temperatura de rocío en Kelvin, y h_t la hora desde el medio día.

La validez de la anterior expresión de la temperatura del módulo fotovoltaico está sujeta a aquellas situaciones en las que la dirección del viento sea paralela a la superficie del módulo.

Puede observarse que para altas velocidades de viento los efectos convectivos predominan en los intercambios energéticos, siendo la temperatura del módulo del orden de la del ambiente. Por otra parte, a bajas velocidades de viento, los efectos predominantes son los de radiación en la banda del infrarrojo, los de la temperatura ambiente y de los intercambios de radiación por onda larga.

Por tanto, la ecuación explícita más simple para la temperatura de funcionamiento de una célula/ módulo fotovoltaico relaciona la T_c con la temperatura ambiente y el flujo de radiación solar incidente:

$$T_c = T_a + kG_T$$

Esta expresión lineal carece de carga eléctrica y de viento. El parámetro dimensional k , conocido como el coeficiente de Ross, es dado por la relación $\Delta(T_c - T_a) / \Delta G_T$. En un principio, los valores para k estaban en el rango $[0,02-0,04]$ $K \cdot m^2 / W$, pero un reciente

estudio ha caracterizado los valores del parámetro k según los diferentes tipos de montaje.

PV array type	k (Km ² /W)
Well cooled	0.02
Free standing	0.0208
Flat on roof	0.026
Not so well cooled	0.0342
Transparent PV	0.0455
Façade integrated	0.0538
On sloped roof	0.0563

Tabla 17: Valores parámetro k. [24]

Existe una lista de otras ecuaciones explícitas para calcular T_c:

Correlation	Comments
$T_c = T_a + kG_T$	$k = \frac{\Delta T_c}{G_T}$; 0.02–0.04 °Cm ² /W, no load, no wind, T in °C
Same as above	0.02 < k < 0.056 for BIPV situations. Actual values depend on level of integration and (ventilation) gap size
Same as above	k = 0.03, 0.012, 0.0058 for conventional, and upper or lower module in packaged home system, respectively. T in °C
$T_c = 3.12 + 0.025G_T + 0.899T_a - 1.30V_w$	18 kW DC output supplying a UPS
$T_c = 3.81 + 0.0282G_T + 1.31T_a - 1.65V_w$	104 kW array with MPPT
$T_c = \left[\frac{(U_b/F_b) - (m_0/F_b)(T_c + T_{ref})}{2(m_0/F_b)} \right] \left[(1 + Y)^{1/2} - 1 \right]$	Zero subscripts denote annual averages. F _b packing factor; m ₀ , a meteo parameter. Y is similar to left bracket expression involving G _T , T _a and a modified reference efficiency. ³ T _{ref} is an annual average T _c
$T_c = T_a + 0.028G_T - 1.0$	For 1.00 < V _w < 1.5 m/s, 0 < T _a < 35 °C
$T_c = T_a + 0.035G_T$	Typical free-standing earlier modules, V _w ≈ 1 m/s
$T_c = T_a + \alpha G_T (1 + \beta T_a) (1 - \gamma V_w)$	Array T, α = 0.0138, β = 0.031, γ = 0.042, T in °C,
$T_c = \frac{T_a + \left[\frac{\alpha_{cell} - \eta_{ref} (1 + \beta T_{ref})}{1 - \eta_{ref} \beta} \right] \left(\frac{G_T}{G_{Tref}} \right)}{1 - \eta_{ref} \beta \left(\frac{G_T}{G_{Tref}} \right)}$	open-circuit version of Table 1 equation α _{cell} = fraction absorbed, 0.004 < β < 0.006 °C ⁻¹ , h ~ 8.5 + 3.2V _{w,inds} , includes both radiation and convection
$T_c = \frac{[(\tau_0) - \eta_{ref}] G_T + T_a [h_{ref} + 2\sigma \epsilon_r \tau_a (1 + \cos \beta) T_{ref} T_a^2 + h_{cb} + 4\sigma T_a^2 F_b F_s]}{h_{ref} + 2\sigma \epsilon_r \tau_a T_a^2 (1 + \cos \beta) + h_{cb} + 4\sigma T_a^2 F_b F_s}$	h _{cb} , F _b , and F _s refer to the back side and are estimated via tabulated correlations ^c
$T_c = T_a + 0.0155G_T + 0.7$	PV cells sealed in gas-filled glass tube-flasks. T in °C
$T_c = 30.006 + 0.0175(G_T - 300) + 1.14(T_a - 25)$	Module T for pc-Si, T in °C
$T_c = T_a + \frac{G_T}{G_{Tref}} [0.0712V_w^2 - 2.411V_w + 32.96]$	c-Si in open rack mount, T in °C; V _w < 18 m/s
$T_c = T_a + \frac{G_T}{G_{Tref}} (T_c, NOCT - T_a, NOCT) = T_a + \frac{G_T}{800} (NOCT - 20)$	NOCT: 800 W/m ² , AM1.5, 20 °C, v _w > 1 m/s, assumes constant U _l
$T_c = T_a + (219 + 832K_t) \frac{NOCT - 20}{800}$	K _t = monthly clearness index at optimum tilt, ^d NOCT = 45 °C for c,pc-Si, 50 °C for a-Si, T in °C
$T_c = 30 + 0.0175(G_T - 150) + 1.14(T_a - 25)$	Module T for a-Si, T in °C
$T_c = T_i + k\eta_T G_T$ $k = \frac{1 - \eta_T}{F_b U_c}$	PV/T system, η _T = thermal efficiency, T _i = tank inlet temperature
$T_c = T_a + \frac{G_T}{G_{Tref}} [T_i e^{bV_w} + T_2 + \Delta T_{ref}]$	T _i = max T at low wind, T ₂ = min T at high wind, ΔT _{ref} = T _c - T _{back} at G _{T,ref} = 1000 W/m ² , b = rate of T drop with wind, T in °C
$T_c = T_a + G_T \left[e^{(\alpha + \beta V_w)} + \frac{\Delta T_{ref}}{G_{Tref}} \right]$	Used in the SNL model, ΔT _{ref} = T _c - T _{back} at G _{T,ref} = 1000 W/m ² , T in °C, T _m is the back-side temperature, V _w = free-stream wind speed. Dimensionally inconsistent equation!
$T_c = T_a + 0.031G_T$	T _c average back and front, T in °C
$T_c = T_a + 0.031G_T - 0.058$	T _c average back and front, T in °C
Same as in Ref. [65] but for monthly average T _{c,eff}	Based on meteoroda, T in °C
$T_c = \frac{U_{PV} T_a + G_T (\alpha) - \eta_{ref} (1 + \beta T_{ref})}{U_{PV} - \beta \eta_{ref} G_T}$	U _{PV} = 2-sides heat transfer coefficient, α = 0.9, U _{PV} = 28.8 W/m ² K, U _{PV} = 24.1 + 2.9v _w
$T_c = 0.943T_a + 0.028G_T - 1.528V_w + 4.3$	T in °C

Tabla 18: lista ecuaciones para el cálculo de T_c. [24]

En este trabajo se va a tomar la temperatura del módulo igual a:

$$T_p = T_a + \frac{TONC - 20}{800} I$$

debido a que es la fórmula más usada normalmente ya que se pueden dar innumerables combinaciones de posicionamiento del módulo respecto al entorno.

5.2. Aspectos económicos.

La validación económica es otro aspecto destacable en la viabilidad del uso de reflectores con microinversores y por ello sería necesario un desarrollo económico exhaustivo para sacar conclusiones fiables sobre su aplicación. Los resultados dependen de múltiples factores como pueden ser el emplazamiento, sistema de reflexión, materiales reflectores utilizados, tarifas eléctricas, distribución anual de la demanda eléctrica y radiación, componente directa de la radiación, etc... Como el desarrollo de este trabajo sólo está enfocado a aspectos técnicos, se deja como línea de trabajo futuro este análisis una vez vista la posible viabilidad técnica de esta propuesta.

No obstante, se indican unas líneas básicas que permiten poner de manifiesto que los sobrecostos de esta alternativa respecto a la alternativa sin reflexión son muy bajos.

El sistema al ser fijo, no cuenta con ningún sobre coste debido al sistema de seguimiento.

El precio del Aluminio Galvanizado, que es el elemento reflector, es asequible. Dicho coste se encuentra entre 2 y 8 €/m², en función de la escala de compra; a mayor cantidad, menor precio.

Por otro lado, el ratio de precios entre microinversor e inversor convencional para una misma potencia llega a ser de casi doble en grandes potencias. Pero, por lo general, el uso de microinversores en instalaciones fotovoltaicas urbanas con problemas de sombreado u orientación de los paneles estará reservado a instalaciones de pequeña potencia, encontrándose el precio entorno a un 10% más caro que los inversores convencionales.

Así pues, puede verse, que el uso de microinversores en una instalación con concentración no homogénea debido a la utilización de reflectores puede llegar a ser viable, puesto que el precio añadido es mínimo y se va ver rentabilizado con las ganancias de irradiación captadas por los módulos, que posteriormente se traducen en aumento de potencia eléctrica generada.

6. Estudio teórico

El presente estudio teórico se ha llevado a cabo particularizado para el aluminio galvanizado como material reflector por ser el que mejores propiedades reflectantes presenta, como puede comprobarse en los ensayos.

Como existen muchísimas disposiciones de geométrica relativas entre el módulo fotovoltaico y el reflector se va a particularizar para el caso de superficies perpendiculares entre el módulo y el reflector.

Para ello se han realizado los siguientes cálculos matemáticos considerándolos por metro de módulo fotovoltaico en superficie horizontal.

En un instante donde el módulo recibe la suma de la irradiancia global más la irradiancia directa reflejada por un elemento reflector perpendicular al plano del módulo fotovoltaico se tiene:

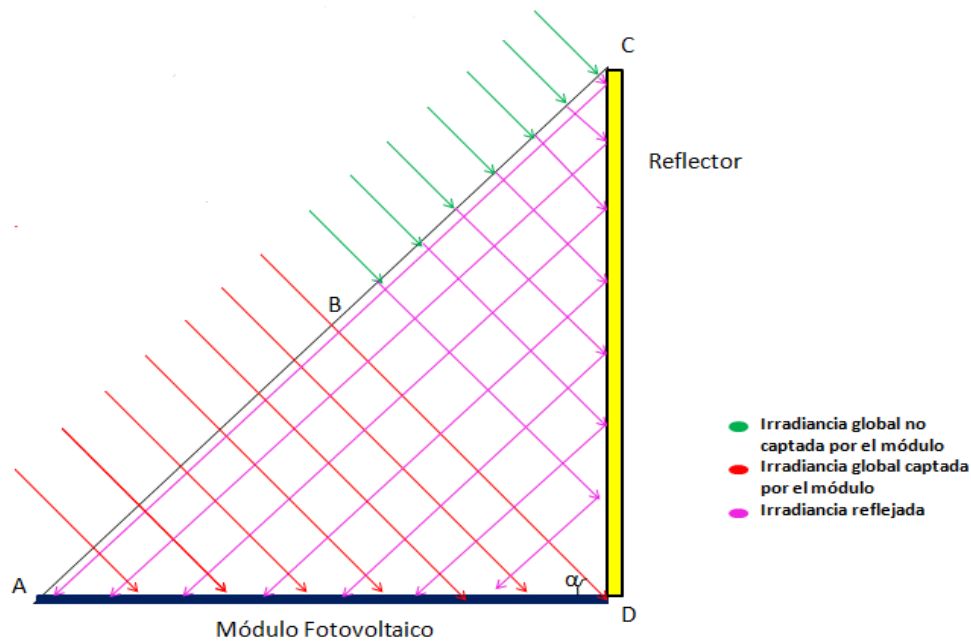


Ilustración 53: Representación gráfica reflexión irradiancia.

$$AB \text{ (kW/m}^2\text{)} = \sin \alpha$$

$$BC \text{ (kW/m}^2\text{)} = \sin(90 - \alpha)$$

$$BD \text{ (kW/m}^2\text{)} = \frac{\sin(90 - \alpha) * I_f}{\sin \alpha}$$

Siendo:

- α : Elevación solar.
- AB Irradiancia global por m2 de superficie horizontal.
- BC : Irradiancia reflejada por m2 de superficie horizontal.
- BD : Irradiancia directa por m2 de superficie horizontal.

Donde la elevación solar ha sido calculada mediante el siguiente diagrama de trayectorias solares para Sevilla.

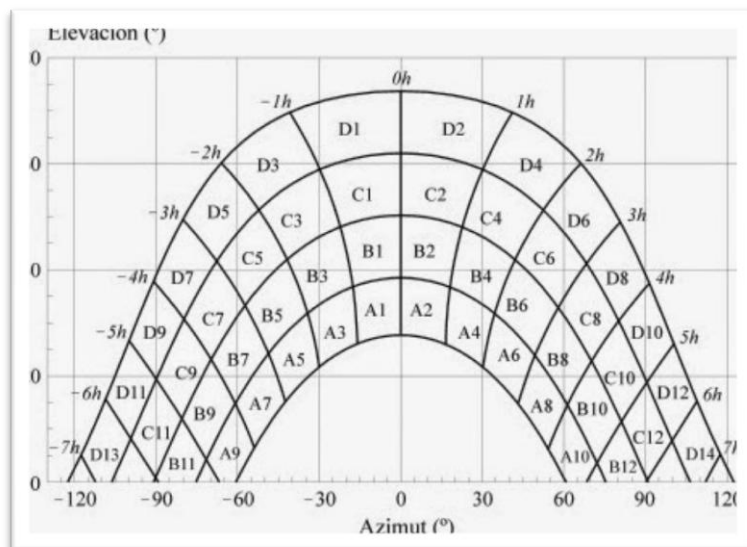


Ilustración 54: Diagrama trayectorias solares para Sevilla.

Se han obtenido los siguientes resultados:

Hora solar	Elevación (α)	AB	% difusa	Factor correccion AI	BC	BD	Ganancia %
7:30:00	38,39	0,62	0,25	0,7172	0,99	0,53	186,03
8:00:00	44,35	0,70	0,23	0,7172	0,73	0,41	158,16
8:30:00	50,27	0,77	0,20	0,7172	0,53	0,30	139,53
9:00:00	56,10	0,83	0,20	0,7172	0,37	0,21	125,78
9:30:00	61,73	0,88	0,22	0,7172	0,25	0,14	116,20
10:00:00	66,99	0,92	0,23	0,7172	0,17	0,09	110,01
10:30:00	71,51	0,95	0,22	0,7172	0,11	0,06	106,26
11:00:00	74,62	0,96	0,22	0,7172	0,07	0,04	104,25
11:30:00	75,35	0,97	0,21	0,7172	0,07	0,04	103,85
12:00:00	73,40	0,96	0,21	0,7172	0,09	0,05	105,01

Tabla 19: Datos y resultados teóricos según elevación solar.

El porcentaje de ganancia de irradiancia por existir el reflector descrito respecto a no usar reflector se refleja en la siguiente gráfica:

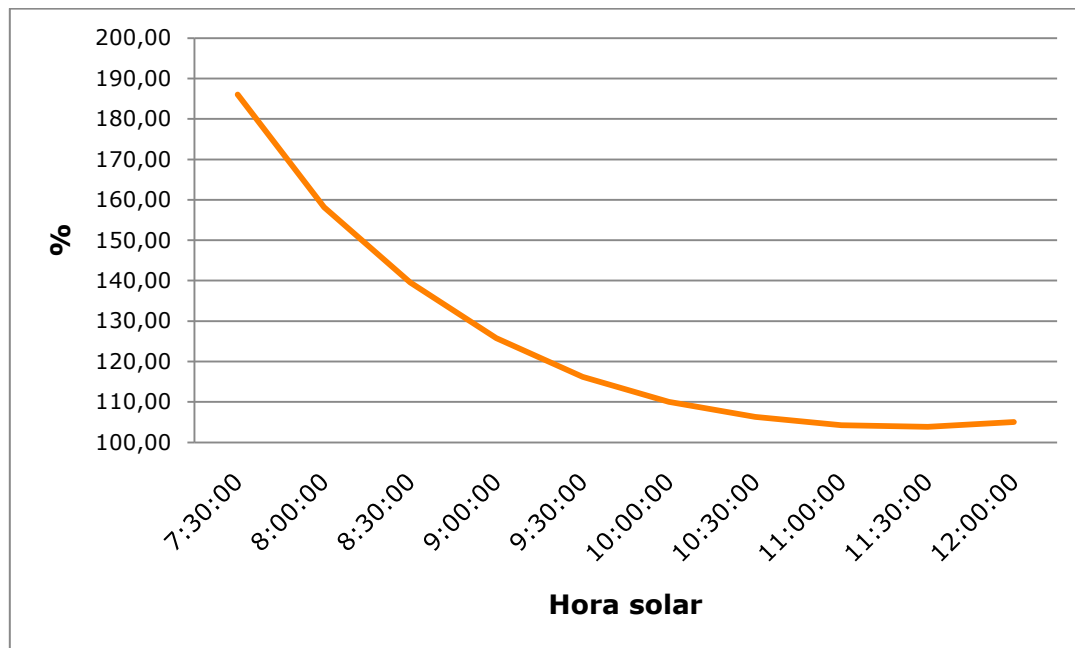


Ilustración 55: Distribución porcentual de la ganancia de Irradiancia teórica a lo largo la configuración para diferente hora solar. (Día 14/06)

7. Validación del modelo.

7.1. Metodología

La metodología seguida ha sido:

- Se ha diseñado y ejecutado una instalación de medidas en la azotea del edificio L1 de la Escuela Superior de Ingenieros de Sevilla.
- Se han llevado a cabo una serie de ensayos posteriormente descritos.
- Se han evaluado los resultados.

7.2. Descripción Equipo

Las instalaciones están compuestas por los siguientes equipos prefabricados:

7.2.1. Módulo Fotovoltaico



Ilustración 56: Módulo fotovoltaico Powerlight ND-6AE3D

Características técnicas:

Potencia máxima: 200 Wp

Voltaje circuito abierto: 35.5V

Voltaje en el punto de máxima potencia: 28.5V

Intensidad de corto circuito: 7.82 A

Intensidad en el punto de máxima potencia: 7.02 A

Temperatura de operación nominal de la célula: 25°C

7.2.2. Microinversor

Los microinversores elegidos son de la marca Enphase, debido a que cuentan con un mayor rendimiento respecto a otras marcas que se encuentran actualmente en el mercado, como puede verse en la siguiente gráfica:

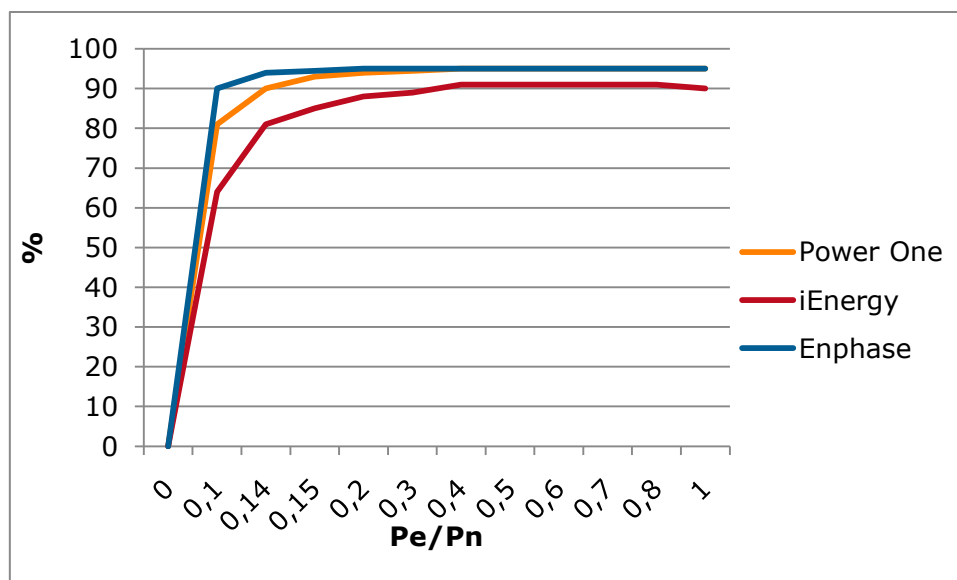


Ilustración 57: Distribución rendimiento microinversores Power One, Enphase y iEnergy.

El microinversor Enphase M215 es un dispositivo totalmente integrado que convierte la salida de corriente continua, DC, del módulo fotovoltaico en corriente alterna, AC, compatible con la red de distribución. Además, maximiza la producción de los módulos fotovoltaicos mediante el uso de un sofisticado algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia, MPPT. Este sistema integrado maximiza la obtención de energía, aumenta la fiabilidad del sistema y simplifica el diseño, instalación y gestión.



Ilustración 58: Microinversor Enphase M215.

Datos mecánicos:

Intervalo de temperatura ambiente	De -40°C to + 65°C
Dimensiones (AN x AL x PR)	171 mm x 173 mm x 30 mm
Peso	1.6 kg (3.4 lbs)
Refrigeración	Convección natural, sin ventilador
Clasificación ambiental de la carcasa	Exterior - NEMA 6
Tipo de conector	M215-60-2LL-S22-IG: MC4 M215-60-2LL-S25-IG: Amphenol H4

Tabla 20: Datos mecánicos microinversor.

Características técnicas:

DATOS DE ENTRADA (DC)		M215-60-2LL-S22-IG, M215-60-2LL-S25-IG	
Tensión de entrada recomendada (STC)	190 - 270 W		
Tensión máxima de DC de entrada	48 V		
Tensión de seguimiento de potencia de pico	27 - 39 V		
Intervalo de funcionamiento	16 - 48 V		
Tensión inicial mín./máx.	22 V / 48 V		
Corriente máxima de cortocircuito de DC	15 A		

DATOS DE SALIDA (AC)	@208 VAC	@240 VAC
Potencia de salida pico	225 W	225 W
Potencia asignada de salida (continua)	215 W	215 W
Corriente nominal de salida (amperios media cuadrática de duración nominal)	1.03 A	0.9 A
Tensión/campo nominal	208 / 183-229 V	240 / 211-264 V
Frecuencia/campo nominal	60.0 / 57-61 Hz	60.0 / 57-61 Hz
Frecuencia/campo extendido	57-62.5 Hz	57-62.5 Hz
Factor de potencia	>0.95	>0.95
Unidades máximas por circuito derivado (20A)	25 (trifásico)	17 (monofásico)
Corriente máximo de fallo de salida	850 miliamperios media cuadrática, durante 6 ciclos	

RENDIMIENTO	
Rendimiento CEC promedio	96.5%
Maxima eficiencia del inversor	96.5%
Rendimiento estático del SPMP (ponderado, referencia EN 50530)	99.4%
Consumo eléctrico nocturno	65 mW máximo

Tabla 21: Características técnicas microinversor.

Para más información, puede verse su ficha técnica en la página oficial de su distribuidor con el siguiente enlace: http://www2.enphase.com/global/files/M215_DS_ES_60HZ.pdf

El microinversor Enphase, requiere además de:

- Un sistema de Monitorización Envoy.
- y un software de análisis: Enphase Enlighten™.

Este sistema integrado maximiza la energía producida, incrementa la fiabilidad del sistema, y simplifica el diseño, instalación y manejo. El siguiente diagrama muestra el sistema.



Ilustración 59: Tres elementos clave de un sistema Enphase.

7.2.3. Envoy

El Envoy es un componente integrado en el sistema Enphase Energía. Opera entre el microinversor y software. El Envoy opera como una puerta de enlace y supervisa los microinversores que están conectados a los módulos fotovoltaicos. Recopila datos sobre la energía y el rendimiento de los microinversores a través de las líneas de alimentación de corriente alterna y, envía los datos a software a través de Internet, ya que se conecta directamente al router ADSL (el servidor Web para las consultas y almacenamiento de datos es un servicio incluido en el precio del microinversor, por lo que no hay pagos adicionales). Además, no requiere mano de obra para su instalación ya que aprovecha la línea eléctrica del lugar.



Ilustración 60: Envoy.

Datos mecánicos:

Dimensiones	222.5 mm x 112mm x 43.2mm
Peso	340g
Rango temperatura ambiente	-40°C to +65°C
Enfriamiento	Conveccion natural – sin ventiladores
Caja de calificación ambiental	Interior

Tabla 22: Datos mecánicos Envoy.

Características técnicas:

Interfaz de comunicaciones	
Línea eléctrica	Patentado por Enphase
Ethernet	Con detección automática 10/100, auto-negociación
USB (dos puertos)	Interfaz USB 2.0, detección automática, auto-negociación
Capacidad de supervisión	Número de modelo (SKU) ENV-230 monitores de hasta 500.
Requisitos de alimentación	
Toma de CA	230V, 50Hz
Potencia	2.5 vatios típica, 7 vatios máximo

Tabla 23: Características técnicas Envoy.

Para más información, puede verse su ficha técnica en la página web de su distribuidor:

<https://enphase.com/es-lac/support/envoy-quick-installation-guide-60-hz-120-vacV1>

7.2.4. Software del sistema

La web Enlighten, <https://enlighten.enphaseenergy.com>, de vigilancia y software de análisis

de Enphase, analiza los datos de cada modulo recogidos por cada microinversor. Detecta automáticamente cualquier déficit en la producción de energía, identifica posibles causas y sus soluciones. Enlighten monitoriza constantemente cada microinversor Enphase conectado al Envoy y es esencial para el seguimiento y solución de problemas.

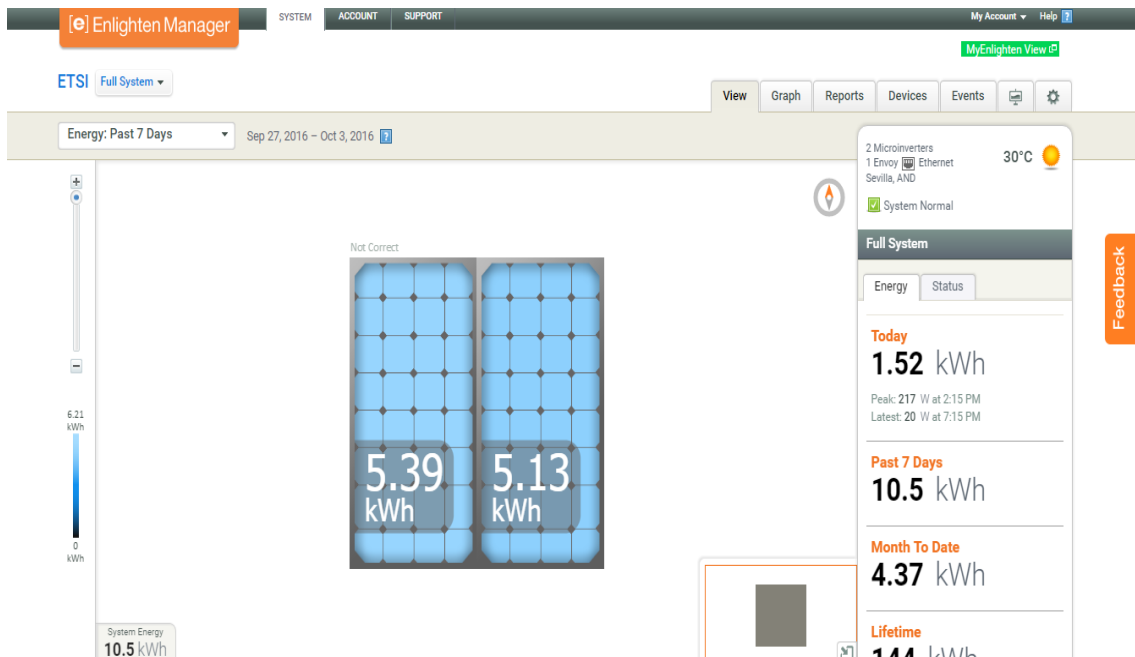


Ilustración 61: Captura pantalla software.

7.2.5. Célula Fotovoltaica

Célula fotovoltaica de las mismas características que el módulo fotovoltaico con dimensiones 15 x 8 centímetros. La incertidumbre de dicha célula con respecto a la radiación es del 5%. El error de la medida de radiación solar mediante la célula se debe principalmente a la respuesta espectral, ángulo de incidencia y a la temperatura de la célula.



Ilustración 62: Célula fotovoltaica.

7.2.6. Piranómetro

Instrumento meteorológico utilizado para medir de manera muy precisa la radiación solar incidente sobre la superficie de la Tierra. Se trata de un sensor diseñado para medir la densidad del flujo de radiación solar (vatios por metro cuadrado) en un campo de 180 grados.



Ilustración 63: Piranómetro.

Para el ajuste de ambos bancos de instalación ha habido que realizar una serie de empalmes de cables con la finalidad de permitir la conexión donde era requerido. Además han surgido

varios imprevistos como la no lectura de los microinversores por el Envoy o la ruptura de los microinversores que ha dado lugar a retraso y pérdida de datos, pero que con ayuda del soporte técnico de Enphase, del personal de GTER del departamento de Ingeniería Energética, fueron superados.



Ilustración 64: Empalme cables instalación.



Ilustración 65: Sujeción empalme cables al módulo.

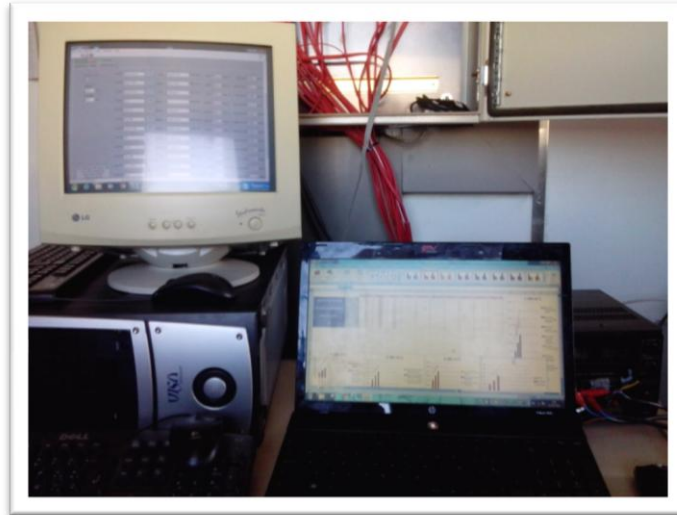


Ilustración 66: Sistema adquisición datos climáticos y software Enlighten microinversores

Dichos equipos permiten medir las siguientes variables:

- Radiación solar: mediante piranómetros. Con una frecuencia de 2 segundos e incertidumbre máxima 2%.
- Generación de potencia con una frecuencia de 5 minutos. Incertidumbre máxima 1%.
- Temperatura ambiente con una frecuencia de 5 minutos e incertidumbre máxima temperatura: 0.032°C.
- Intensidad de corriente continua de salida del módulo fotovoltaico con una frecuencia de 5 minutos. Incertidumbre máxima 1%.
- Tensión de salida del módulo fotovoltaico con una frecuencia de 5 minutos. Incertidumbre máxima 1%.
- Tensión de salida del microinversor con una frecuencia de 5 minutos. Incertidumbre máxima 1%.
- Frecuencia de salida del módulo fotovoltaico con una frecuencia de 5 minutos. Incertidumbre máxima 1%.

Generación de energía reciente del microinversor

Generado para Elena Bravo
el 02/06/2016



Microinversor 121536061939 en ETSI
Sevilla, AND

Este reporte resume los niveles de potencia de número de serie del microinversor 121536061939 por cada 5 minutos de la semana de 26/05/2016 00:00 CEST a 01/06/2016 23:55 CEST.

Fecha/Hora	Tensión de CA (V)	Frecuencia de CA (Hz)	Tensión de CC (V)	Corriente de CC (A)	Temperatura (°C)	Potencia generada (W)
26/05/2016 00:05 CEST	0	0,0	0,0	0,00	0,0	0
26/05/2016 00:10 CEST	0	0,0	0,0	0,00	0,0	0
26/05/2016 00:15 CEST	0	0,0	0,0	0,00	0,0	0
26/05/2016 00:20 CEST	0	0,0	0,0	0,00	0,0	0
26/05/2016 00:25 CEST	0	0,0	0,0	0,00	0,0	0
26/05/2016 00:30 CEST	0	0,0	0,0	0,00	0,0	0
26/05/2016 00:35 CEST	0	0,0	0,0	0,00	0,0	0

Ilustración 67: Fragmento tabla datos proporcionados por software.

7.3. Descripción proceso

7.3.1. Ensayos

Para la validación del modelo se ha llevado a cabo el siguiente procedimiento:

- **Ensayo 1.- Ensayos de caracterización de la reflectividad espectral de distintos materiales y su adecuación a cada tecnología fotovoltaica.**

Con estos ensayos se persigue conocer experimentalmente los datos teóricos que se disponen sobre el comportamiento de una serie de materiales sobre una célula fotovoltaica con las mismas características del módulo fotovoltaico y obtención del elemento con mayor capacidad de reflexión.

- **Ensayo 2.- Caracterización del comportamiento de las dos instalaciones fotovoltaicas de ensayo.**

Con objeto de caracterizar las ganancias de producción de una instalación respecto a otra era fundamental asegurar si las dos instalaciones funcionaban de forma idéntica ante las mismas condiciones de funcionamiento.

- **Ensayo 3.- Cuantificación aumento irradiancia sobre célula con superficie horizontal utilizando como elemento reflector aquel obtenido en el primer ensayo.**

Con estos ensayos se persigue conocer experimentalmente los datos teóricos que se disponen sobre el comportamiento del Aluminio Galvanizado como elemento reflector sobre una célula fotovoltaica con idénticas características que el módulo fotovoltaico.

- **Ensayo 4.- Comparación de instalación fotovoltaica con reflexión y sin reflexión. Caracterización del rendimiento de los microinversores.**

Con estos ensayos se pretende caracterizar las ganancias de producción de una instalación

con concentración de la radiación solar con elemento reflector con respecto a otra sin dicho elemento.

7.3.2. Resultados

Ensayo 1: Elemento con mayor espectro reflectante

En este primer ensayo se pretende conseguir el material reflector que produce mayor ganancia de Irradiancia en W/m^2 . Para dicho experimento se ha requerido el uso de la célula fotovoltaica que puede reconocerse en la Ilustración 628, de dimensiones 15 x 8 centímetros, y cuatro reflectores diferentes: aluminio galvanizado, aluminio lacado en blanco, pintura acrílica y pintura lacada en blanco. Se midieron los valores de radiación global incidente para una célula fotovoltaica con y sin los materiales reflectores.

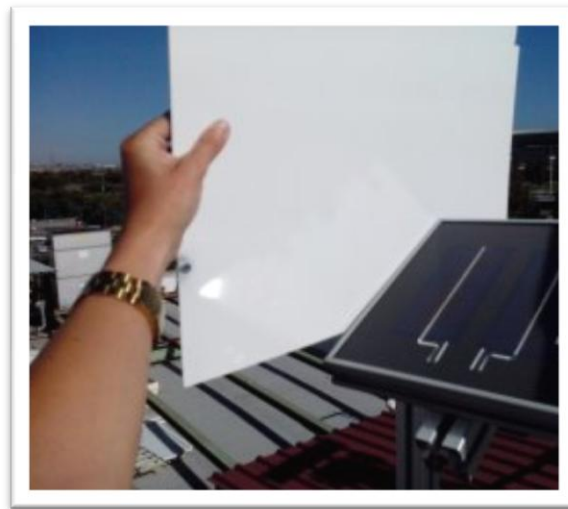


Ilustración 68: Reflector reflejando sobre la célula.

En la siguiente tabla se muestran dichos valores antes de la colocación del reflector, durante y tras retirar dicho material reflector.

	Hora solar	7:30:00	8:00:00	8:30:00	9:00:00	9:30:00	10:00:00	10:30:00	11:00:00	11:30:00	12:00:00
Aluminio Galvanizado	Antes	195	304	401	509	573	653	746	823	915	982
	Durante	465	562	711	794	847	907	971	1041	1025	1097
	Después	197	302	403	511	572	656	748	827	918	982
Aluminio Lacado Blanco	Antes	206	302	419	511	572	656	748	827	918	982
	Durante	394	466	587	716	733	824	915	973	984	1055
	Después	200	305	409	510	573	659	748	828	919	982
Pintura Acrílica	Antes	204	305	409	510	573	659	748	828	919	982
	Durante	344	470	548	653	716	782	861	923	978	1012
	Después	209	308	406	512	574	658	747	827	918	982
Pintura Lacada	Antes	207	308	439	512	574	658	747	827	918	982
	Durante	432	533	612	724	765	842	924	945	995	1090
	Después	211	305	405	513	577	659	754	828	920	982

Tabla 24: Datos de Irradiancia (W/m2) con los reflectores.

Con estos datos se obtienen los siguientes gráficos representativos:

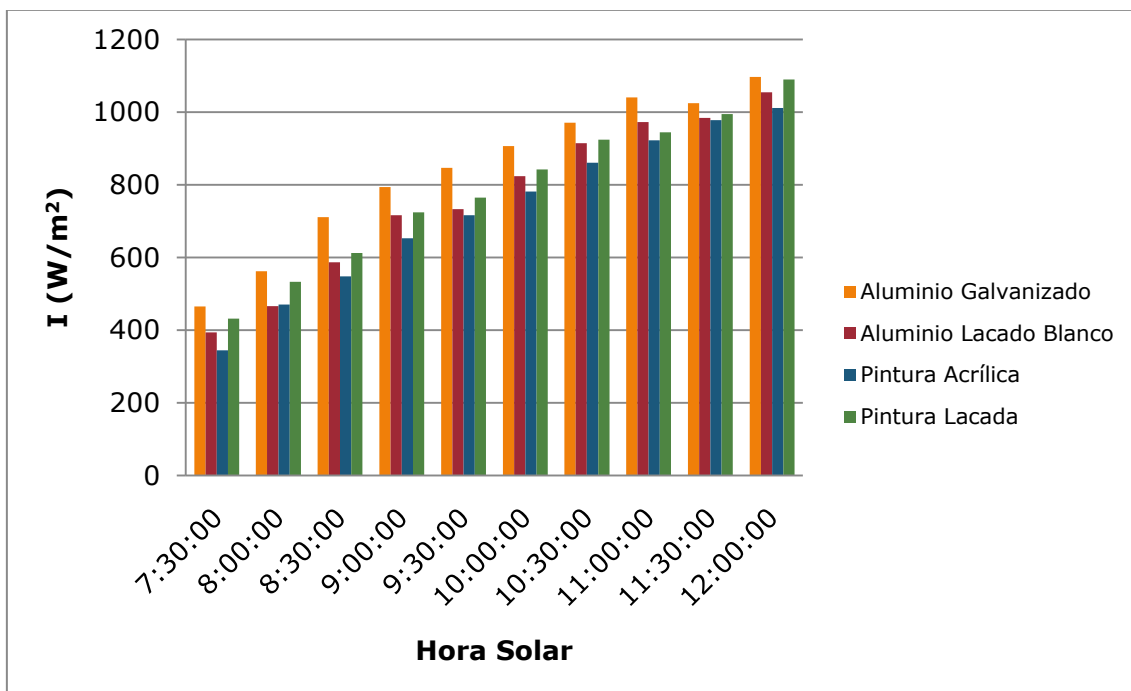


Ilustración 69: Distribución de irradiancias total sobre la célula para diferentes elementos reflectores.

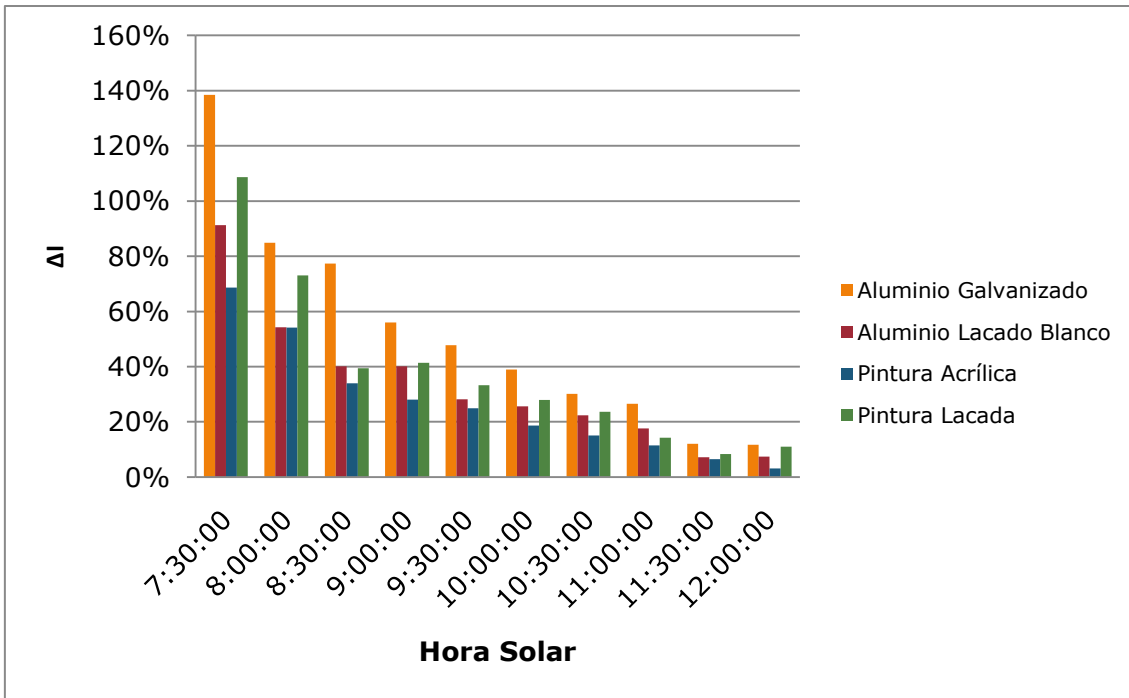


Ilustración 70: Ganancia de irradiancia con los diferentes reflectores.

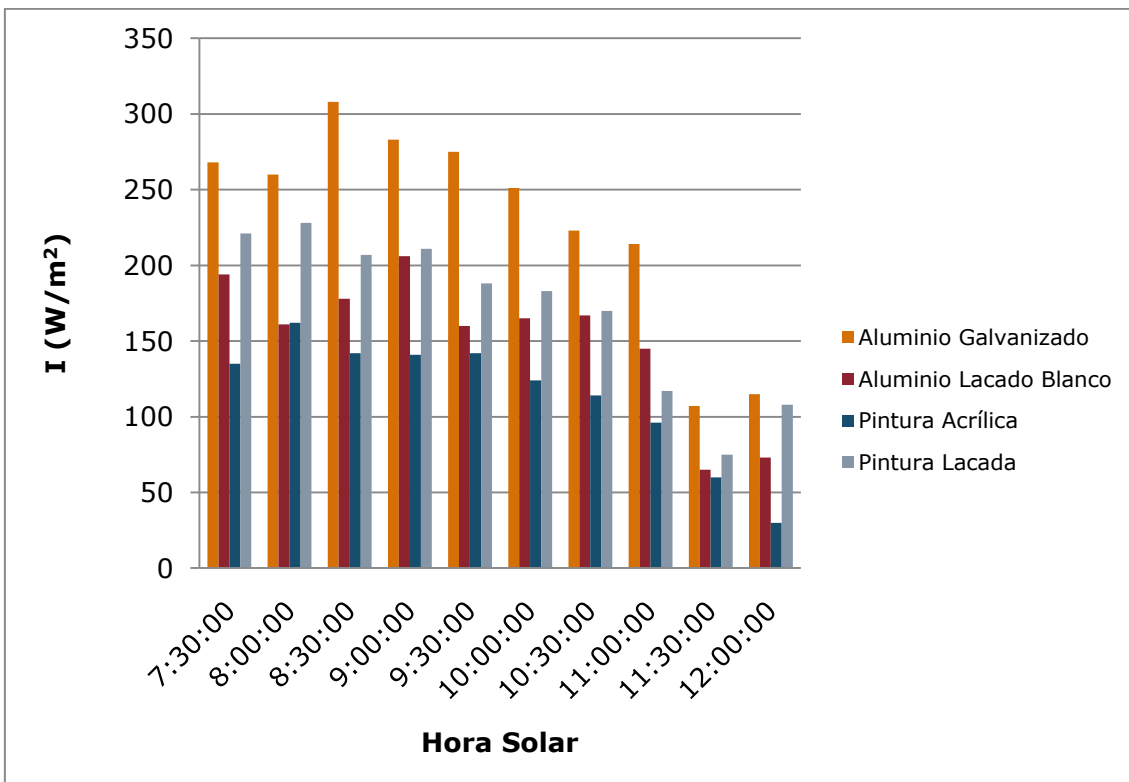


Ilustración 71: Ganancia en valor absoluto de irradiancia con los diferentes reflectores.

Se puede concluir que el Aluminio Galvanizado es el material que mejor actúa como reflector, ya que es mediante el cual se obtiene mayor ganancia de Irradiancia. Los resultados de aluminio galvanizado y pintura acrílica son acordes a los obtenidos por Álvaro Naz [23]. El resto de materiales no se analizaron el proyecto referenciado.

Ensayo 2: Comportamiento de las dos instalaciones fotovoltaicas de ensayo.

Este ensayo ha consistido en comprobar si ambas instalaciones fotovoltaicas producían la misma potencia a la salida del microinversor cuando estaban sometidas a condiciones idénticas.



Ilustración 72: Instalación equipo.

Tal y como se puede ver en la Ilustración 73: Distribución potencias generadas por las instalaciones sometidas a las mismas condiciones., las dos curvas son prácticamente iguales salvo en el medio día solar, que el error aumenta. La estación de medidas que recibe el nombre “con concentración”, que es la que posteriormente va a ser sometida a reflexión, genera menos potencia en esos instantes que la otra estación.

Nota: el nombre con el que se refiere a las instalaciones es simplemente un identificativo, no implica que estén recibiendo concentración de radiación solar. Cuando la instalación reciba puntualmente dicha concentración será expresado.

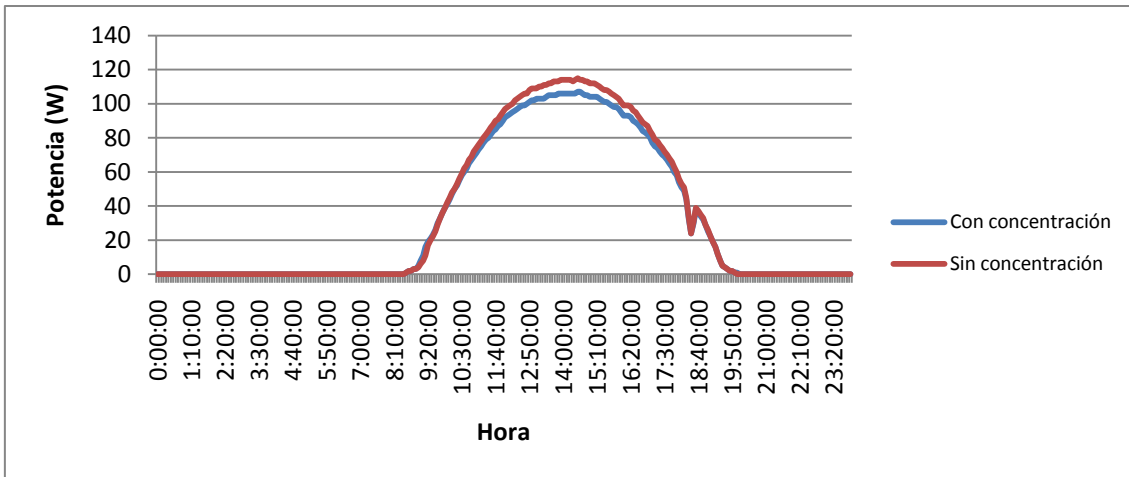


Ilustración 73: Distribución potencias generadas por las instalaciones sometidas a las mismas condiciones.

La diferencia porcentual está comprendida entre un 2 y un 7%. Siendo mayor cuanto mayor es la irradiancia recibida.

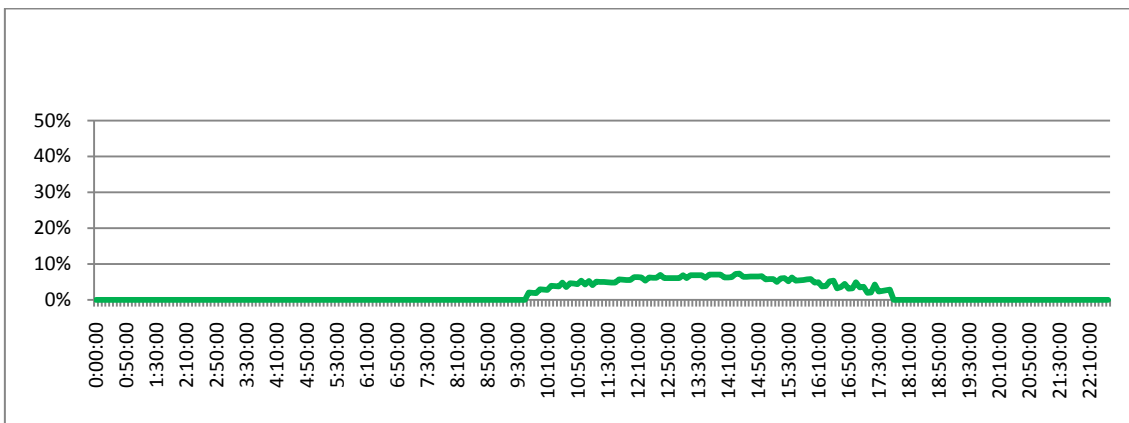


Ilustración 74: Distribución diferencia de potencias generadas entre las dos instalaciones.

Tras el intercambio de inversores con respecto a los paneles fotovoltaicos se comprobó que la diferencia de la producción de las dos instalaciones viene causada principalmente porque los dos paneles fotovoltaicos no se comportan exactamente igual debido a la tolerancia de sus características respecto a las nominales. En el comportamiento de los dos inversores no se encontraron diferencias significativas a igualdad de condiciones de operación.

Ensayo 3: Cuantificación aumento irradiancia sobre célula con superficie horizontal

Tras obtener una mayor ganancia de Irradiancia mediante la reflexión de la radiación solar a través del Aluminio galvanizado en el ensayo primero, se procede a cuantificar cuánta es esa ganancia anteriormente citada sobre una célula con superficie horizontal.

Se computan en la siguiente tabla los valores de Irradiancia previamente, durante y tras poner el elemento reflector, la diferencia entre los valores de durante y antes de la puesta de dicho elemento, el porcentaje de aumento de ganancia, el porcentaje teórico que se había calculado gráficamente y el error entre ambos porcentajes.

Siendo:

$$\Delta I = I_r - I$$

- ΔI : ganancia de irradiancia debido a un elemento reflectante.
- I_r : Irradiancia con reflexión.
- I : Irradiancia sin reflexión.

Hora solar	7:30:00	8:00:00	8:30:00	9:00:00	9:30:00
I (W/m ²)	311	403	502	602	701
I _r (W/m ²)	487	619	704	813	895
ΔI (W/m ²)	176	216	202	211	194
% ΔI experimental	156,6	153,6	140,2	135,0	127,7
% ΔI teórico	186,0	158,2	139,5	125,8	116,2
Error ΔI	18,8	3,0	0,5	6,9	9,0

Hora solar	10:00:00	10:30:00	11:00:00	11:30:00	12:00:00
I (W/m ²)	766	808	854	882	903
I _r (W/m ²)	926	947	988	935	926
ΔI (W/m ²)	160	139	134	53	23
% ΔI experimental	120,9	117,2	115,7	106,0	102,5
% ΔI teórico	110,0	106,3	104,3	103,9	105,0
Error ΔI	9,0	9,3	9,9	2,0	2,4

Tabla 25: Resultados experimentales.

Los resultados anteriormente expuestos se ponen de manifiesto en las gráficas a continuación expuestas:

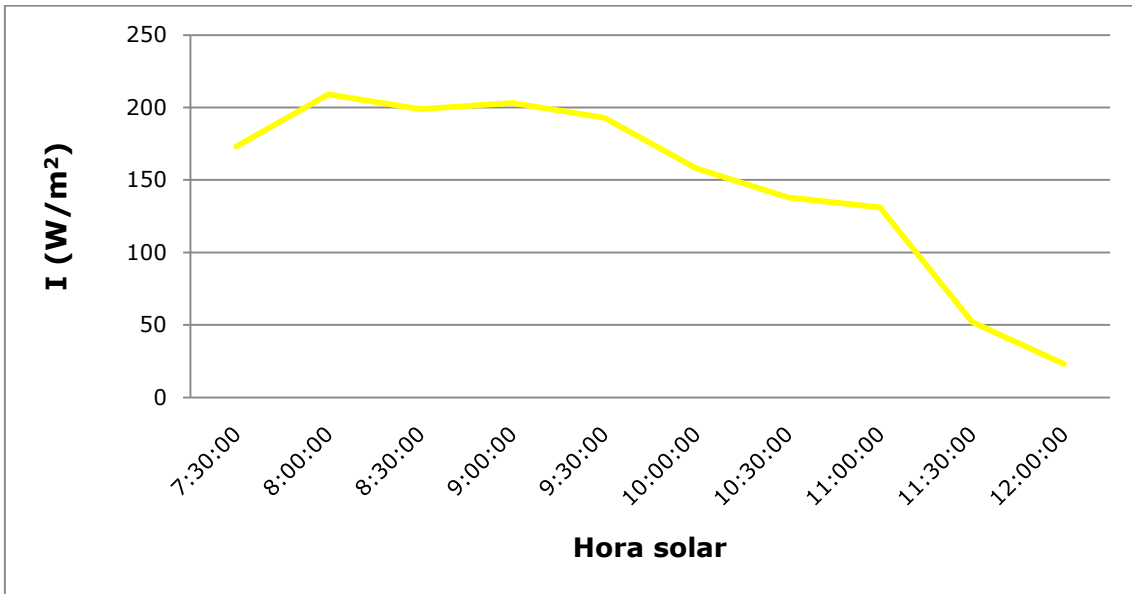


Ilustración 75: Aumento en valor absoluto de la Irradiancia sobre superficie horizontal con el elemento reflector durante el ensayo.

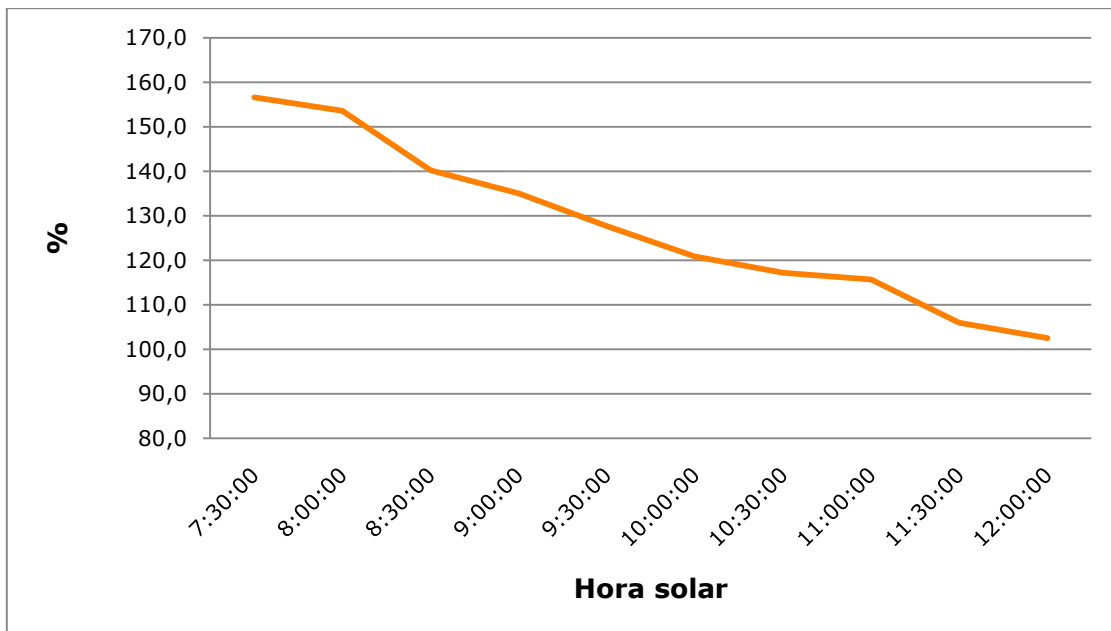


Ilustración 76: Ganancia relativa de la Irradiancia absorbida por la célula utilizando Aluminio Galvanizado como elemento reflector, expresada porcentualmente.

Se repara en que el error entre la ganancia teórica y la experimental expresada de manera porcentual es el siguiente:

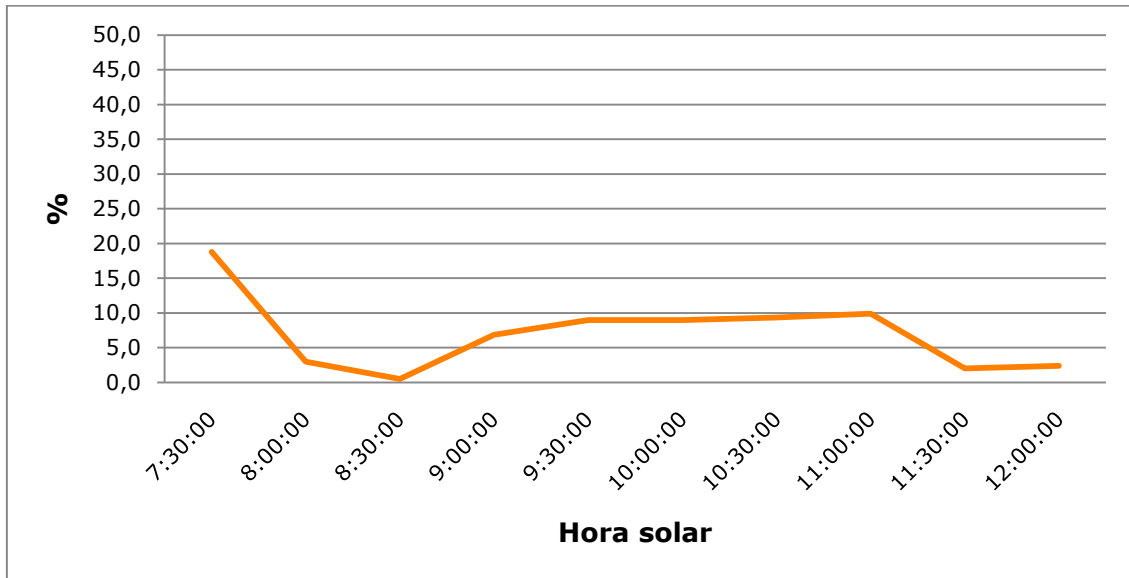


Ilustración 77: Distribución error absoluto del cálculo de forma teórica y experimental.

Dicho error es ocasionado debido a que la radiación directa ha sido corregida por un factor de reflectividad espectral del Aluminio Galvanizado. Este factor depende de la longitud de onda, y los datos conseguidos no se corresponden con los datos del día que fue llevado a cabo el ensayo, por lo que se toma el valor medio ponderado orientativo 0,71. Los datos utilizados han sido los siguientes:

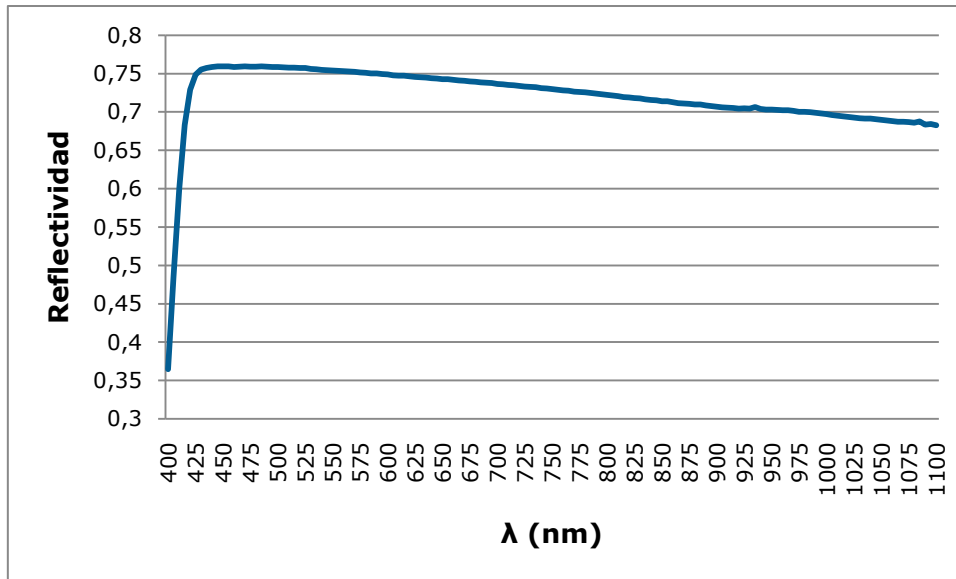


Ilustración 78: Distribución datos reflectividad espectral del Aluminio Galvanizado en función de su longitud de onda.

Ensayo 4: Cuantificación aumento de ganancia irradiancia sobre módulo fotovoltaico con superficie horizontal

Tras haber logrado calcular los aumentos de ganancia de radiación solar en la célula con superficie horizontal debido a la reflexión causada por la chapa de Aluminio Galvanizado, se procede a la realización de este ensayo consistente en la extrapolación del anterior a una situación de la vida real, es decir, mediante la integración arquitectónica de paneles y la colocación de una chapa de Aluminio Galvanizado a modo de pared.

Para ello se ha colocado una chapa de aluminio galvanizado de dimensiones 3 x 1.5 m² a modo de pared de manera que refleja a uno de los paneles.

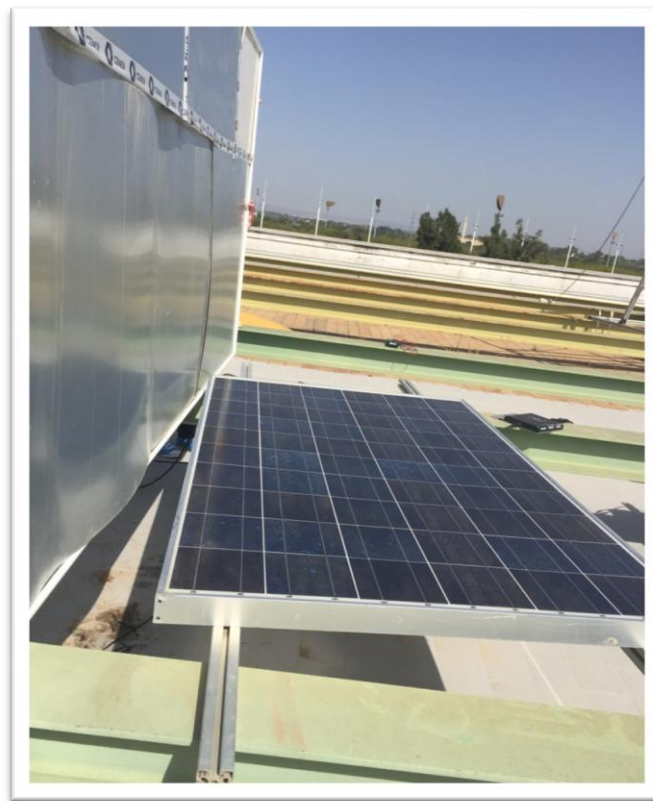


Ilustración 79: Situación del panel reflector de Aluminio Galvanizado con la placa solar.

Debido al fallo de uno de los microinversores, el primer ensayo que se iba a realizar de forma paralela en ambos bancos de ensayo comparando los resultados de la instalación sin reflexión con los resultados de la instalación con el panel de chapa de aluminio galvanizada que provoca reflexiones de la radiación solar, ha tenido que verse reducido a un único banco de ensayos en el cual se ha posicionado la plancha de aluminio de manera que diera lugar a aumento de Irradiancia sobre el módulo fotovoltaico, y se ha retirado posteriormente para su posterior comparación.

El ensayo tuvo lugar el día catorce de Junio que tuvo lugar la siguiente curva de Irradiancia:

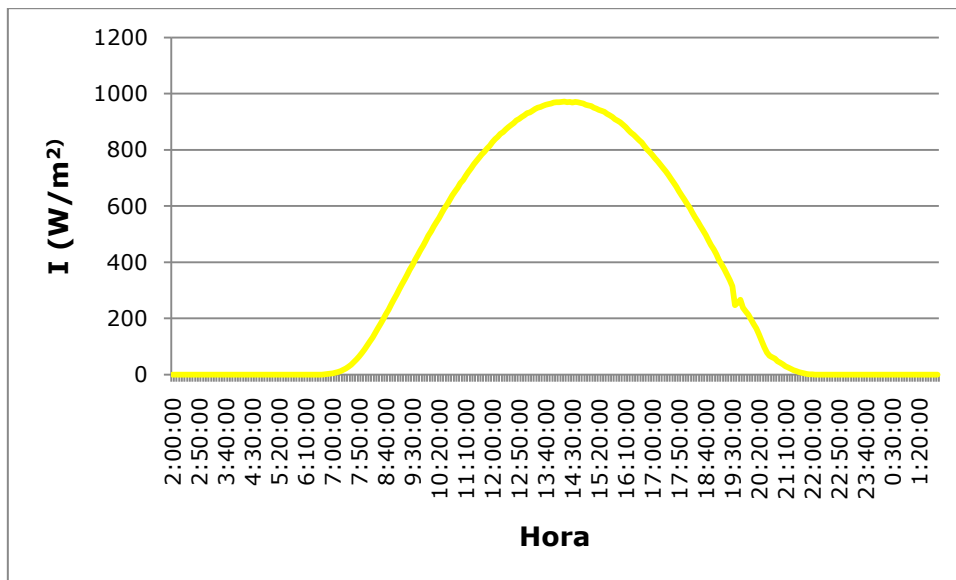


Ilustración 80: Distribución de la Irradiancia captada por el módulo solar el día ensayado.

En la siguiente gráfica se pueden ver 3 picos destacados que son los tres momentos puntuales en los que se produjo la reflexión y quedan plasmados en la siguiente gráfica:

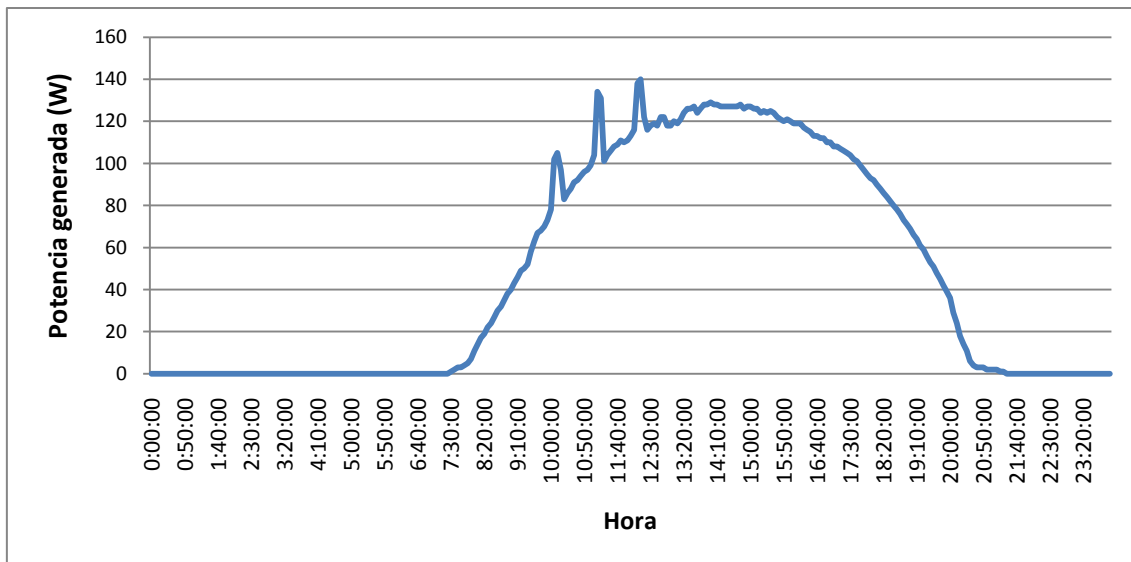


Ilustración 81: Distribución de la potencia generada por la instalación durante el día ensayado con tres momentos de reflexión de la irradiancia.

Los porcentajes aproximados de ganancia de potencia en los puntos destacados son:

Hora	10:10:00	11:10:00	12:15:00	Promedio
% ganancia	56	40	24	40

Tabla 26: Porcentaje de aumento ganancia de potencia generada por la instalación durante el ensayo.

Se pueden comparar con el espectro que ve la célula (W/m^2), y se puede apreciar, que en porcentaje, es menor:

Hora	10:10:00	11:10:00	12:15:00	Promedio
% ganancia	53	38	20	37

Tabla 27: Porcentaje de aumento de la ganancia Irradiancia de la célula durante el ensayo.

Prevalece un porcentaje mayor a primeras horas de la mañana. Esto es debido a que la altura solar es menor y esto conlleva a una mayor cantidad de reflexión. A medida que nos acercamos al medio día solar el porcentaje de reflexión es menor puesto que el sol se encuentra a mayor altura y el flujo de radiación reflejada es menor.

También pueden ser vistos estos saltos en la energía producida en el siguiente gráfico:



Ilustración 82: Representación de la energía generada (Wh) durante el día.

Ocurre que, con el aumento de potencia, justamente se incrementa la temperatura del microinversor. Este hecho puede dar lugar a una significativa reducción del rendimiento del microinversor:

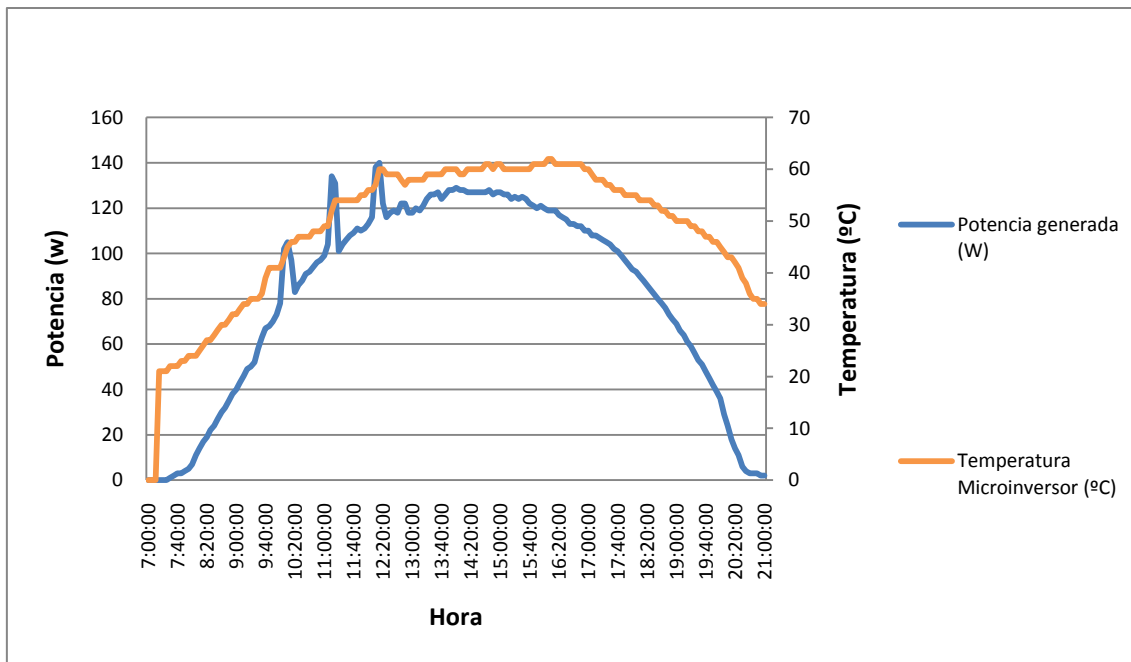


Ilustración 83: Distribución de la Potencia generada frente a la Temperatura del microinversor durante el día del ensayo.

Los porcentajes aproximados de temperatura en los puntos destacados son:

Hora	10:10:00	11:10:00	12:15:00	Promedio
% aumento T	109,8	106,1	107,1	107,7

Tabla 28: Porcentaje de aumento de la Temperatura provocado por el aumento de Irradiancia debido al elemento reflector.

En el siguiente gráfico se representan las tres temperaturas más relevantes del ensayo. Se visualiza una temperatura de célula/módulo significativamente mayor que la temperatura ambiente y una muy superior temperatura del microinversor.

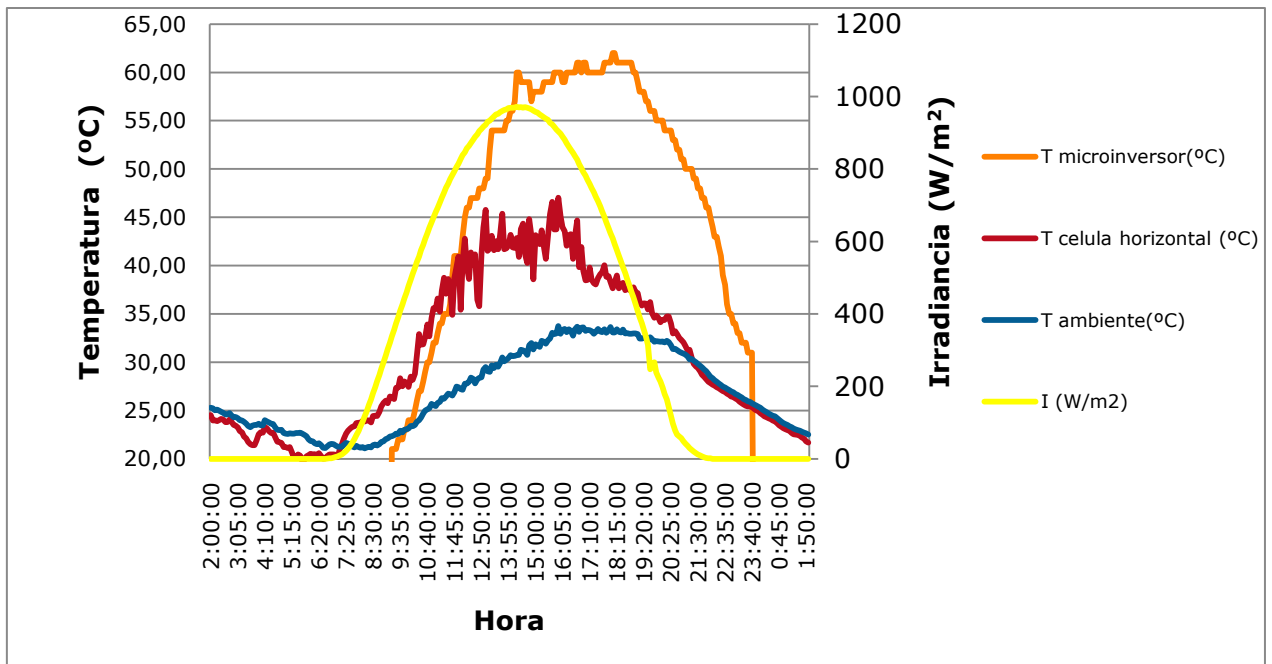


Ilustración 84: Distribución de las temperaturas de la célula, el microinversor y la del ambiente durante el día del ensayo.

Una vez arreglado el microinversor, el ensayo anterior ha sido repetido obteniendo los siguientes datos los días más destacados.

Del día cuatro de Octubre se obtienen los siguientes:

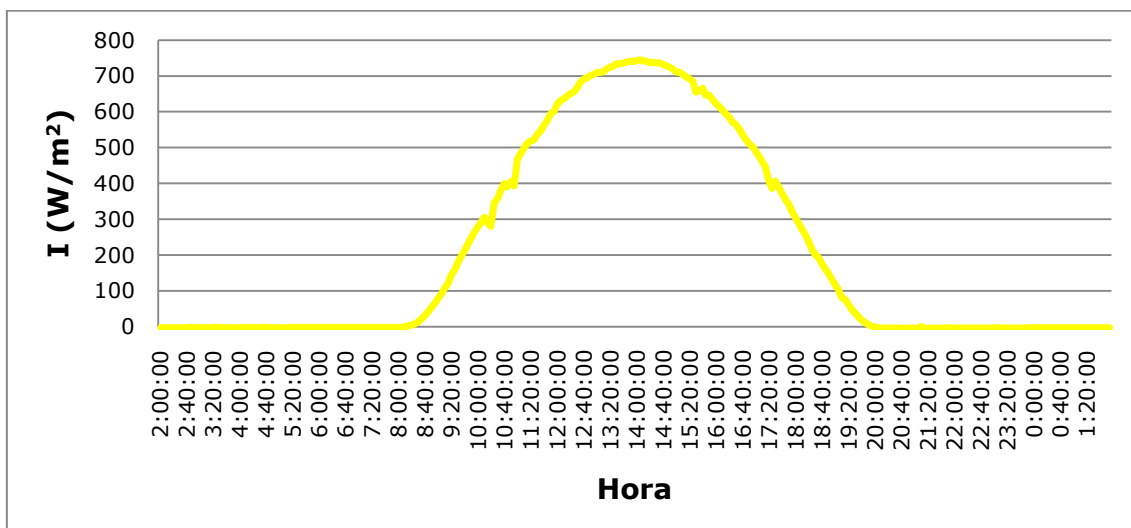


Ilustración 85: Distribución de la Irradiancia captada por el módulo solar el día ensayado.

En la siguiente gráfica se muestra la comparativa entre las dos estaciones instaladas. La curva roja representa la potencia generada en la instalación sin concentración. La curva azul muestra la potencia generada en la instalación con concentración. Se observan 4 picos destacados que son los momentos puntuales en los que se produjo la reflexión: (el resto del tiempo no tenía sistema de concentración),

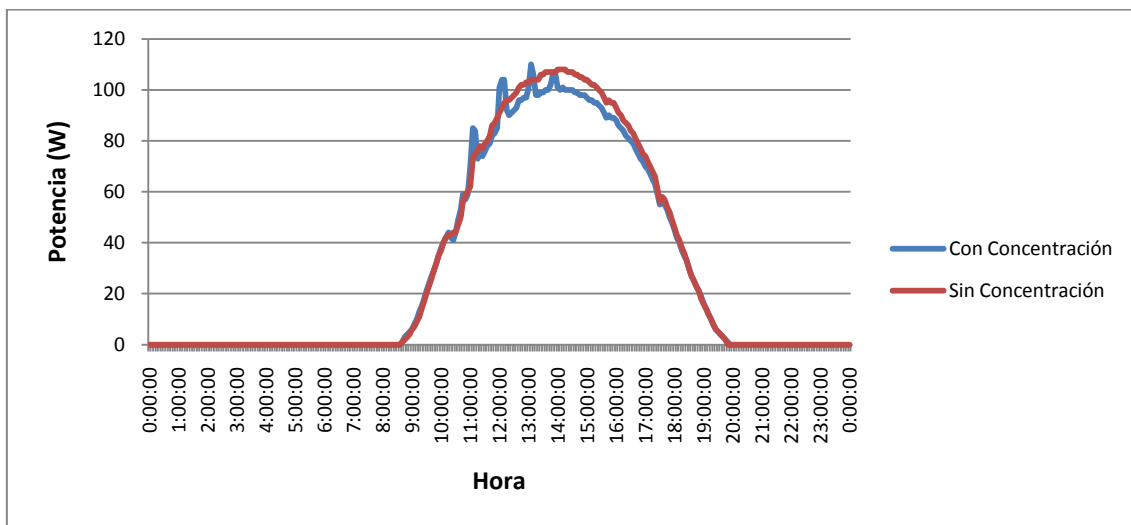


Ilustración 86: Distribución de la potencia generada por la instalación durante el día ensayado.

Los porcentajes aproximados de ganancia de potencia en los puntos destacados son:

Hora	11:10	12:13	13:10	13:55
% ganancia	26	22	16	8

Tabla 29: Porcentaje de aumento ganancia de potencia generada por la instalación durante el ensayo.

Se pueden comparar con el espectro que ve la célula (W/m^2), y se puede apreciar, que en porcentaje, es menor:

Hora	11:10	12:13	13:10	13:55
% ganancia	20	21	15	6

Tabla 30: Porcentaje de aumento de la ganancia Irradiancia de la célula durante el ensayo.

Al igual que en el primer ensayo, el porcentaje es mayor a primeras horas de la mañana, ya que la altura solar es menor y esto conlleva a una mayor cantidad de reflexión.

También se aprecia el incremento de la temperatura del microinversor:

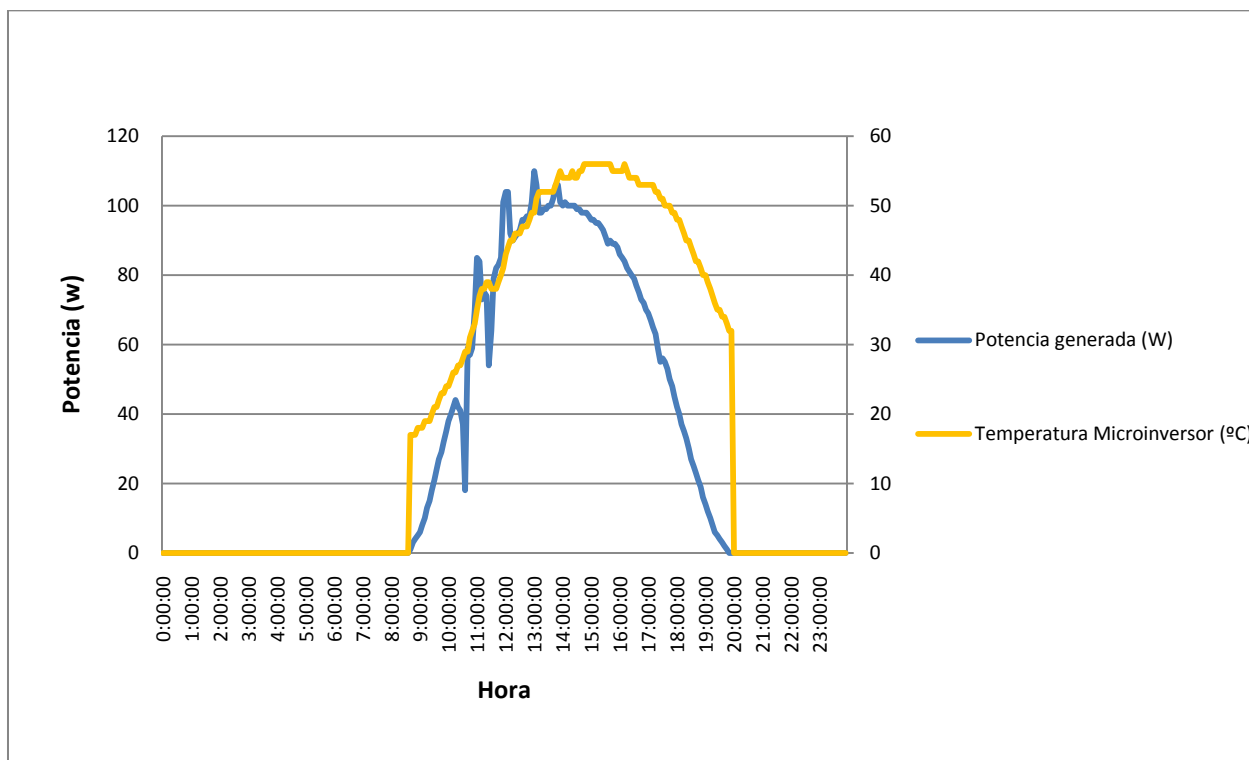


Ilustración 87: Distribución de la Potencia generada frente a la Temperatura del microinversor durante el día del ensayo.

Por último, del día diez de Octubre se obtienen los siguientes datos:

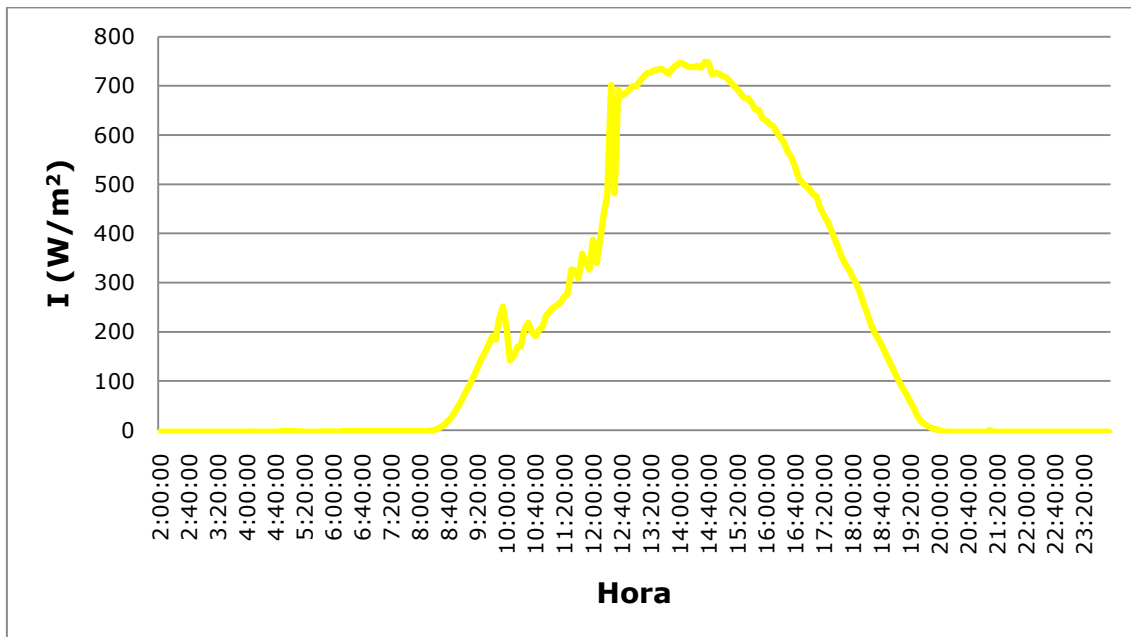


Ilustración 88: Distribución de la Irradiancia captada por el módulo solar el día ensayado.

En la siguiente gráfica se pueden ver 4 picos destacados que son los cuatro momentos puntuales en los que se produjo la reflexión:

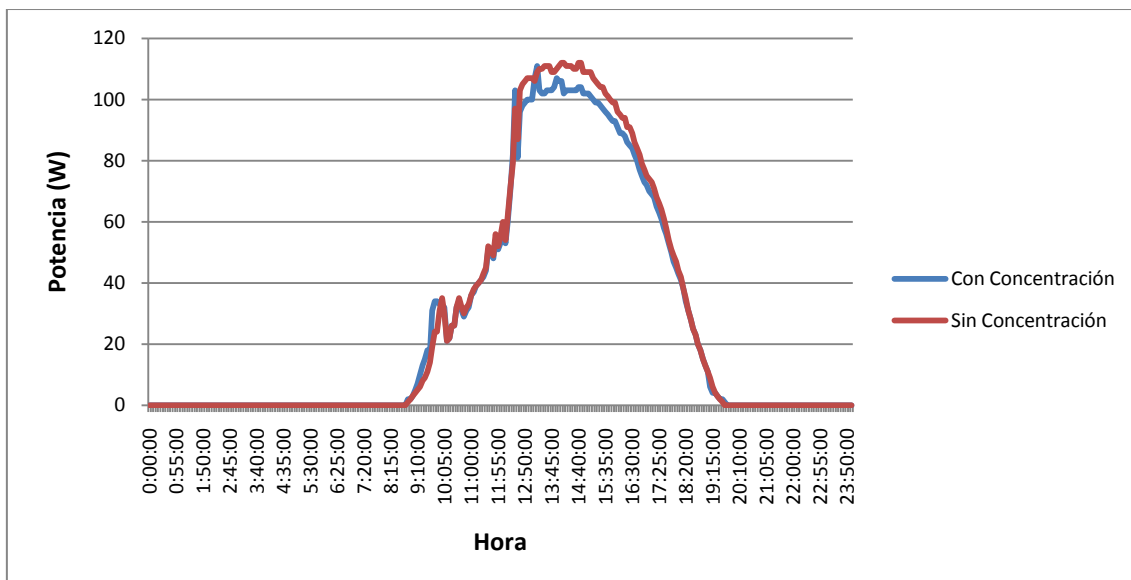


Ilustración 89: Distribución de la potencia generada por la instalación durante el día ensayado.

Los porcentajes aproximados de ganancia de potencia en los puntos destacados son:

Hora	9:46	12:30	13:15	14:00
% ganancia	82	26	9	3

Tabla 31: Porcentaje de aumento ganancia de potencia generada por la instalación durante el ensayo.

Se pueden comparar con el espectro que ve la célula (W/m^2), y se puede apreciar, que en porcentaje, es menor:

Hora	9:46	12:30	13:15	14:00
% ganancia	77	22	7	2

Tabla 32: Porcentaje de aumento de la ganancia Irradiancia de la célula durante el ensayo.

También se aprecia el incremento de la temperatura del microinversor

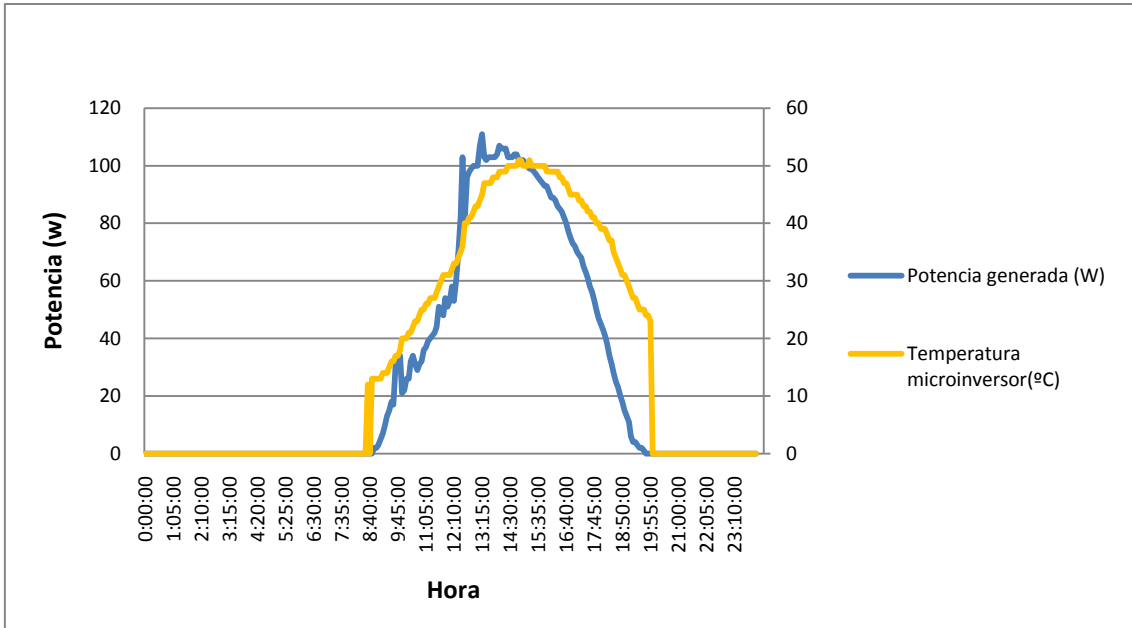


Ilustración 90: Distribución de la Potencia generada frente a la Temperatura del microinversor durante el día del ensayo.

Aplicación del modelo desarrollado

El modelo desarrollado es el siguiente:

$$P_{SC} = I \cdot A \cdot \eta_M \cdot \eta_{mINV_{SC}}$$

$$P_{CC} = I_{CC} \cdot A \cdot \eta_M \cdot \eta_{mINV_{CC}}$$

Siendo:

- P_{SC} : Potencia eléctrica generada sin concentración radiación solar.
- P_{CC} : Potencia eléctrica generada con concentración radiación solar.
- I : Irradiancia recibida por el módulo fotovoltaico sin concentración.
- I_{CC} : Irradiancia recibida por el módulo fotovoltaico con concentración.
- A : Área módulo fotovoltaico=1.5m².
- η_M : rendimiento módulo fotovoltaico corregido por la temperatura.
- $\eta_{mINV_{SC}}$: rendimiento del microinversor sin concentrar radiación solar.
- $\eta_{mINV_{CC}}$: rendimiento del microinversor con concentrar radiación solar.

Debido a que la energía eléctrica producida depende entre otros factores del rendimiento del microinversor, de la variación de temperatura del módulo fotovoltaico y del espectro solar. Despreciando la variación debida a la temperatura del módulo puesto que en el ensayo se toman puntos instantáneos, la radiación que alcanza el módulo fotovoltaico va a depender del espectro que recibe, ya que cuando la radiación proviene de la reflexión mediante el aluminio galvanizado la irradiancia reflejada es menor, como puede verse en las siguientes gráficas.

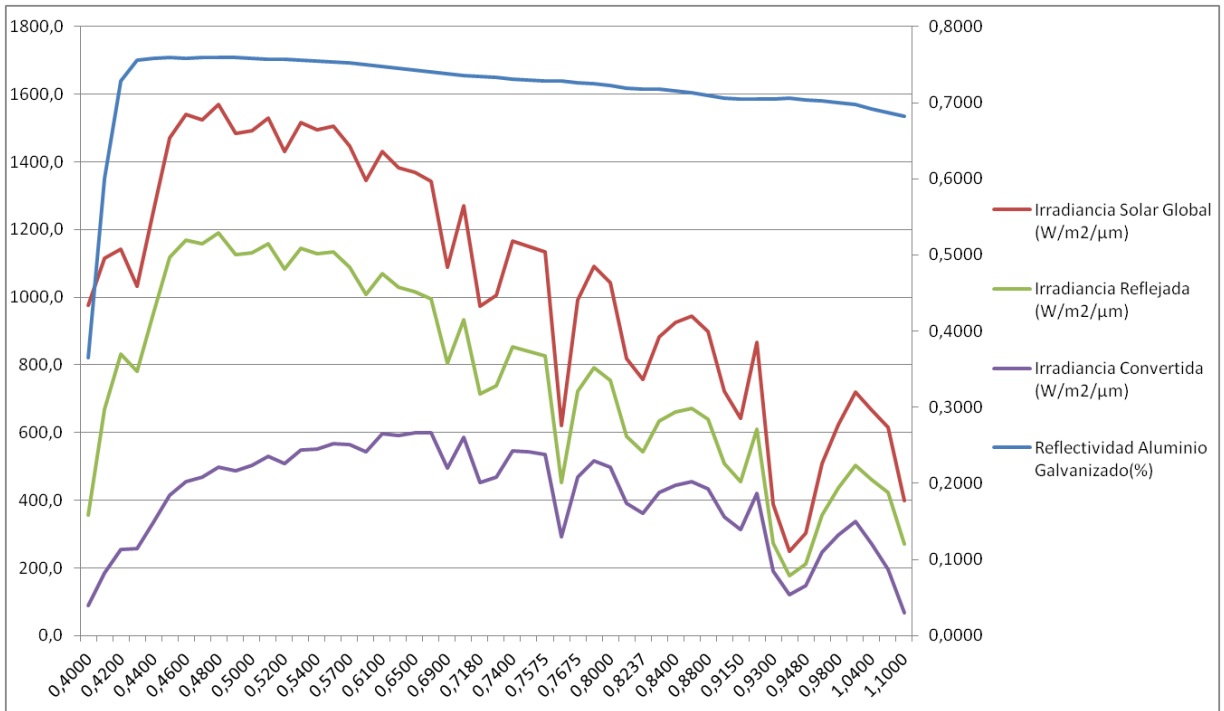


Ilustración 91: Distribución de la reflectividad del aluminio y de las irradiancias solares en función de la longitud de onda del espectro.

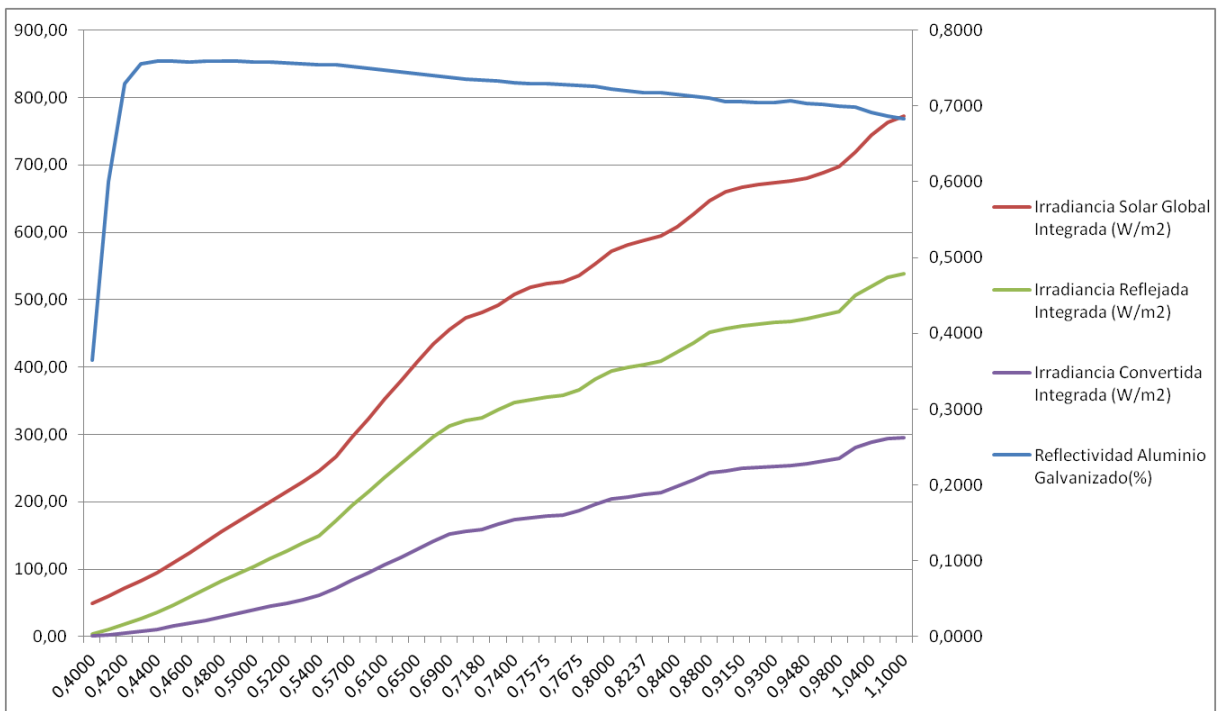


Ilustración 92: Distribución de la reflectividad del aluminio y de las irradiancias solares integradas en función de la longitud de onda del espectro.

Por otro lado, en las siguientes gráficas se observan los resultados de los rendimientos de los microinversores obtenidos para diferentes días:

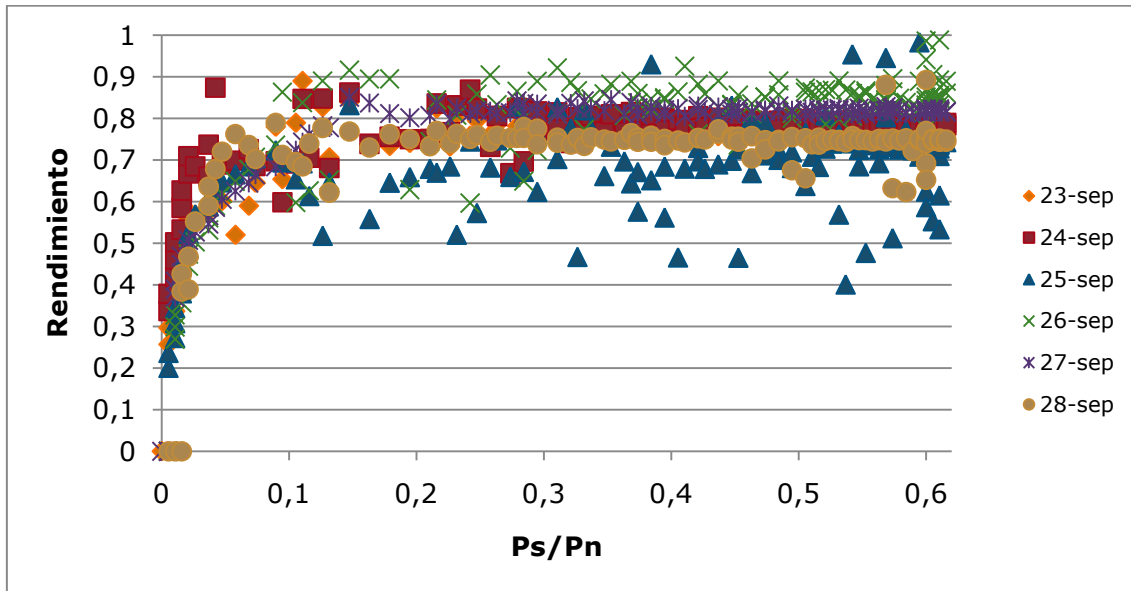


Ilustración 93: Curva de rendimiento microinversor instalación sin concentración.

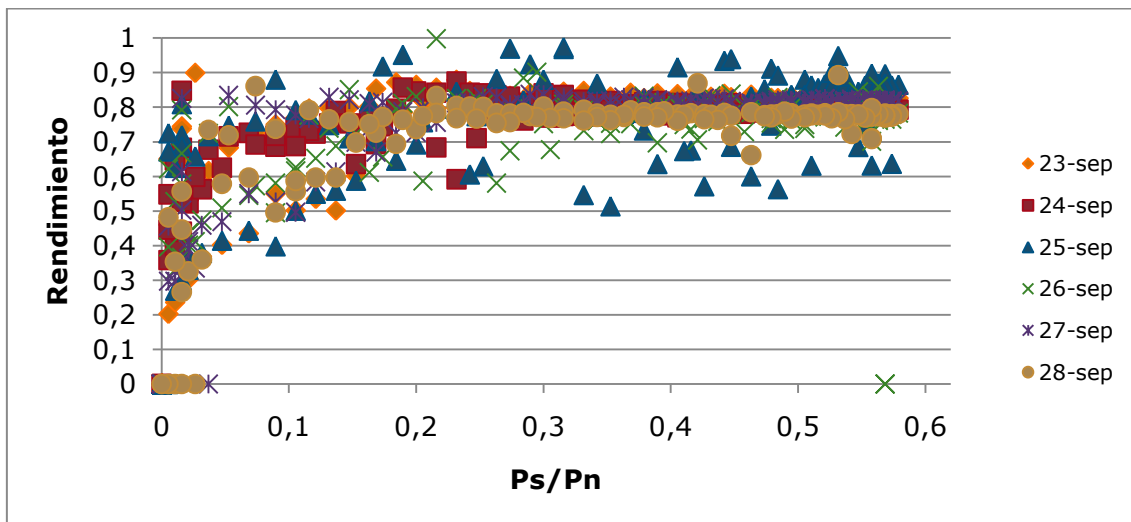


Ilustración 94: Curva de rendimiento microinversor instalación con concentración.

La explicación al por qué hay rendimientos que se salen de la línea es debido a que dicho día no fue un día en el cual la radiación incidente sólo fuera directa, si no que hubo bastante

radiación difusa. Podemos apreciarlo en las dos siguientes distribuciones de irradiancia diaria: la primera corresponde al día 24 de Septiembre en el cual la radiación incidente mayormente fue directa. Sin embargo la segunda, que pertenece al día siguiente, tuvo muchas nubes, por tanto, radiación difusa.

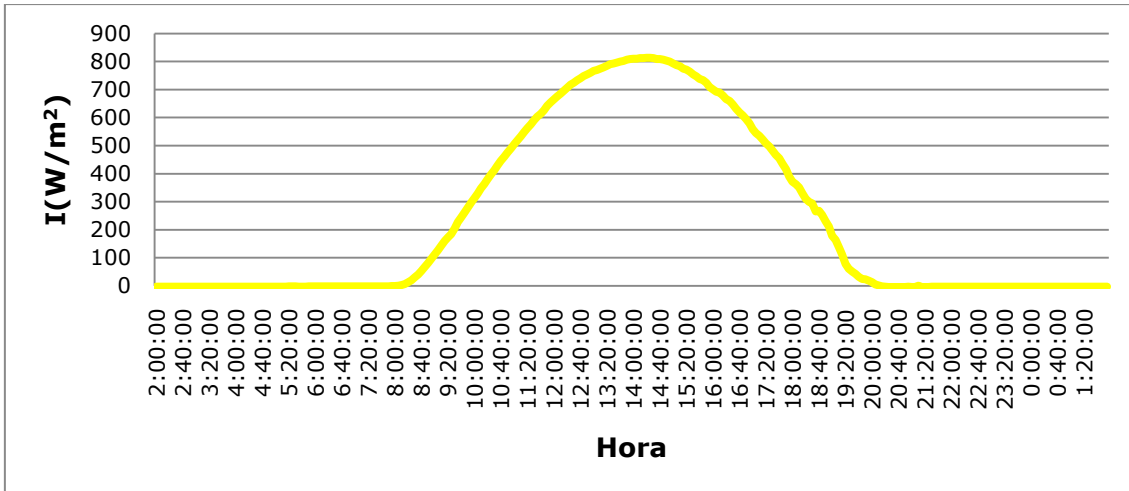


Ilustración 95: Distribución de la Irradiancia captada por el módulo solar el día 24 de Septiembre.

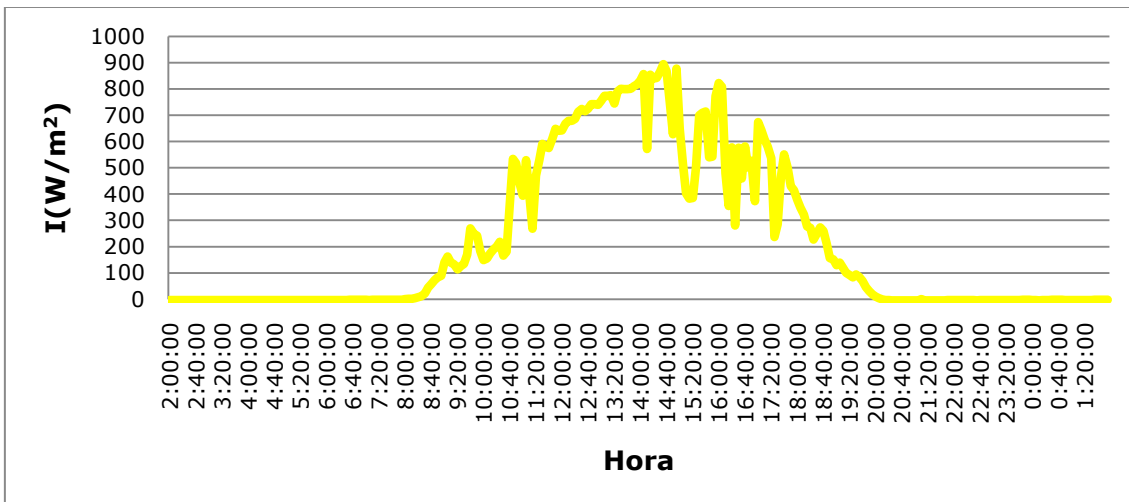


Ilustración 96: Distribución de la Irradiancia captada por el módulo solar el día 25 de Septiembre.

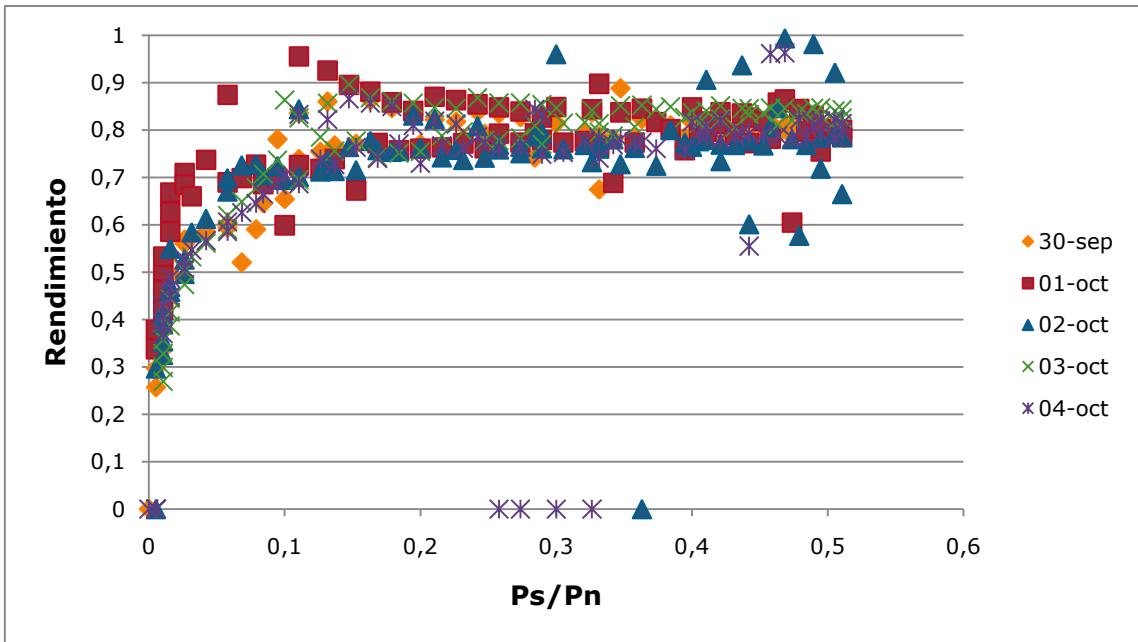


Ilustración 97: Curva de rendimiento microinversor instalación sin concentración.

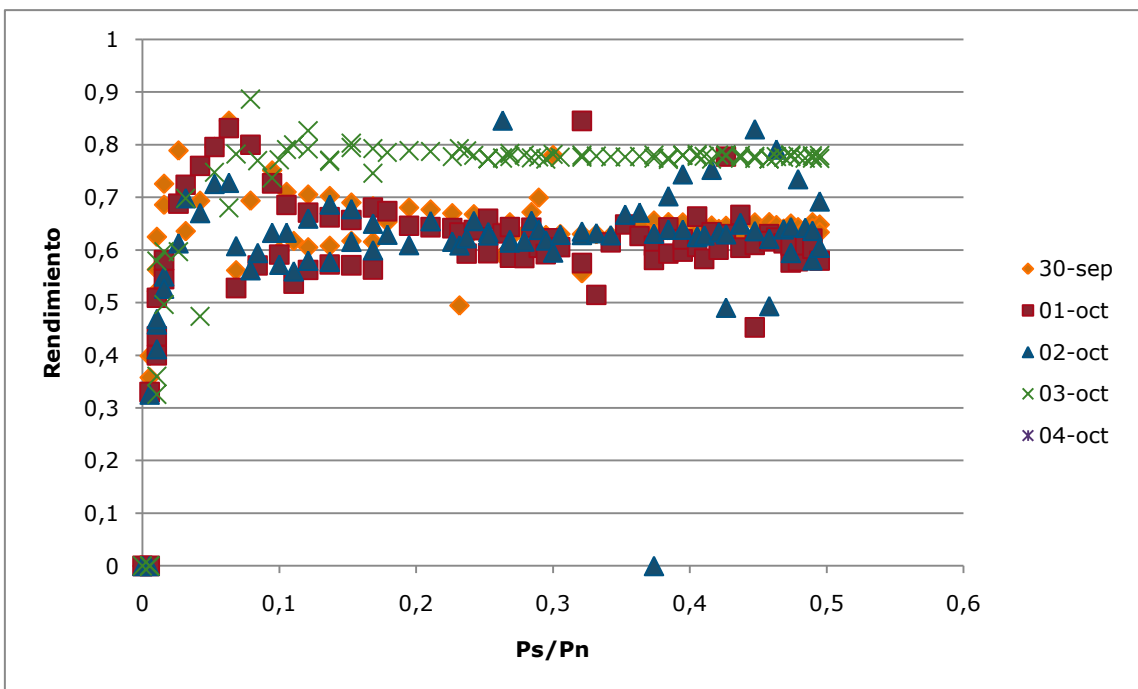


Ilustración 98: Curva de rendimiento microinversor instalación con concentración.

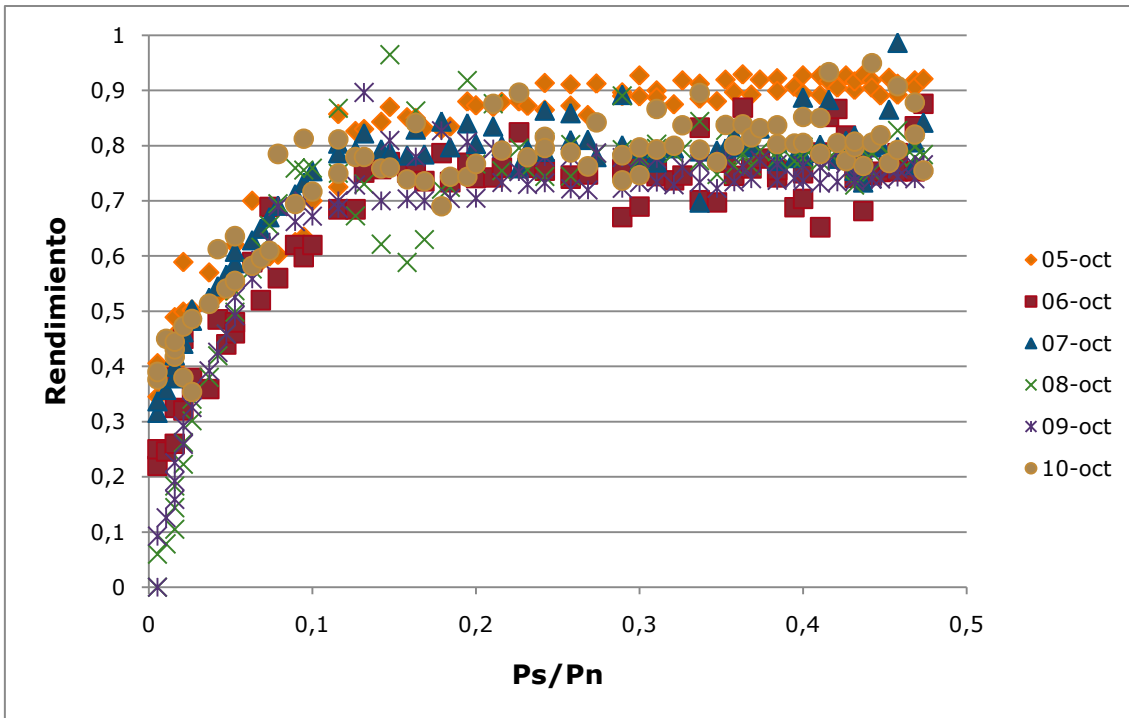


Ilustración 99: Curva de rendimiento microinversor instalación sin concentración.

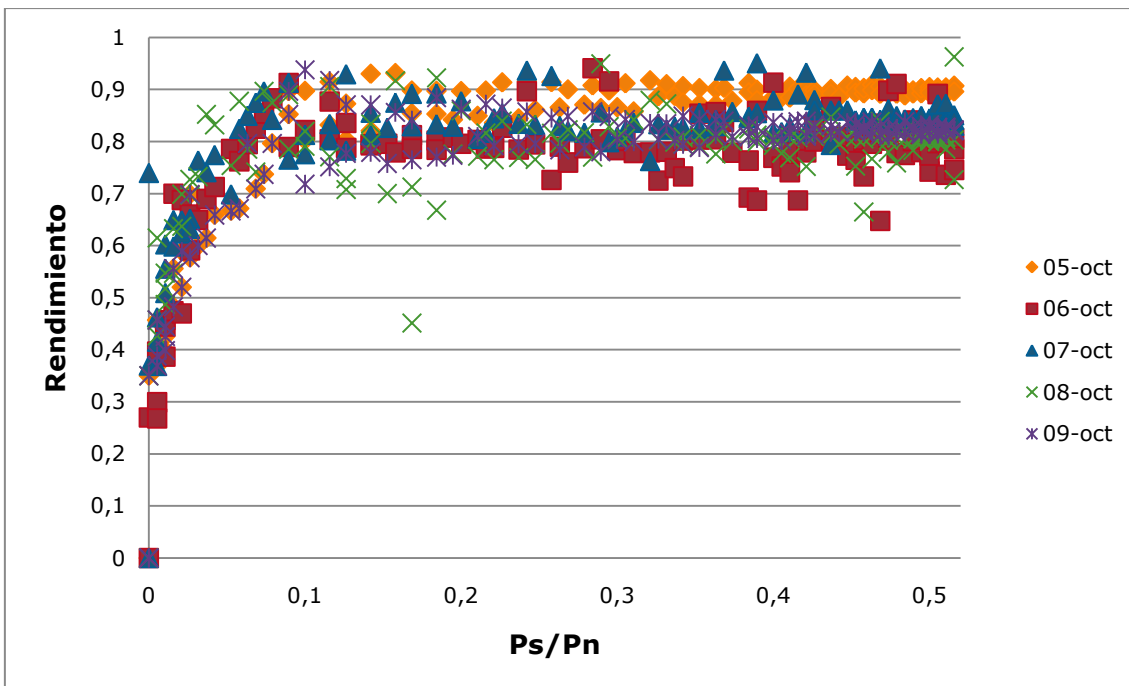


Ilustración 100: Curva de rendimiento microinversor instalación con concentración.

Quedándonos con los datos del día diez de octubre para el cual la curva de irradiancia fue la siguiente:

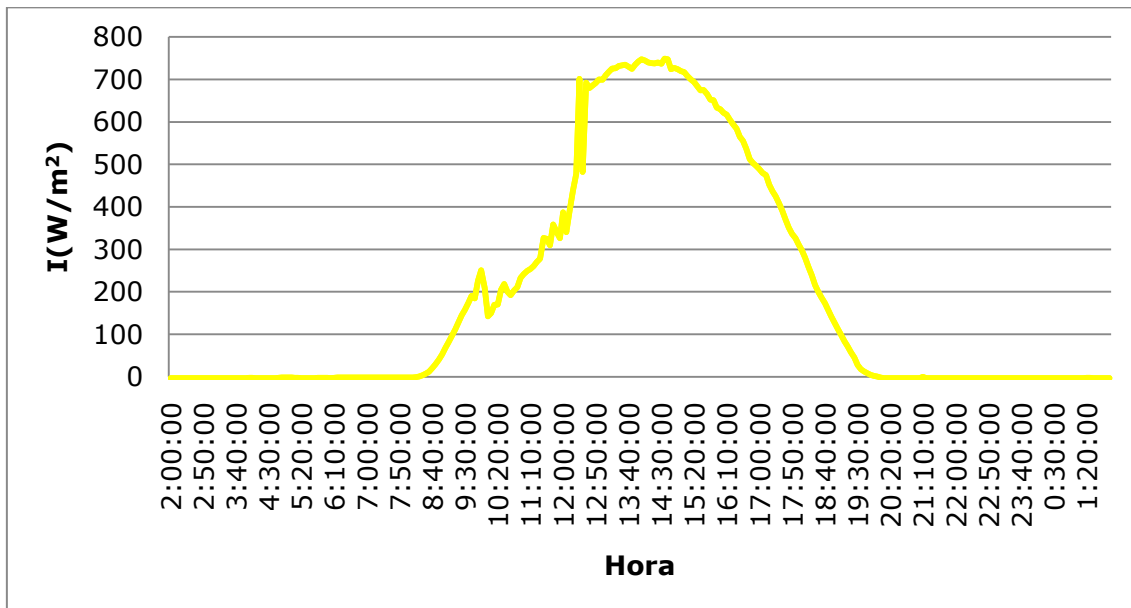


Ilustración 101: Distribución de la Irradiancia captada por el módulo solar el día 10 de Octubre.

Se han calculado los rendimientos de las instalaciones y de los generadores fotovoltaicos, obteniéndose unos valores medios del 10 y 12% respectivamente.

Las ecuaciones que han sido llevadas a cabo para la obtención de los resultados representados en las gráficas siguientes fueron:

$$\eta_{inst} = \frac{P_e}{I \cdot A}$$

$$\eta_{inst} = \eta_M \cdot \eta_{micro}$$

Siendo:

- η_{inst} : rendimiento instalación.
- P_e : Potencia eléctrica (W).
- I : Irradiancia (W/m^2).
- A : Área módulo fotovoltaico.

- η_M : rendimiento módulo fotovoltaico corregido por la temperatura.
- η_{micro} : rendimiento microinversor.

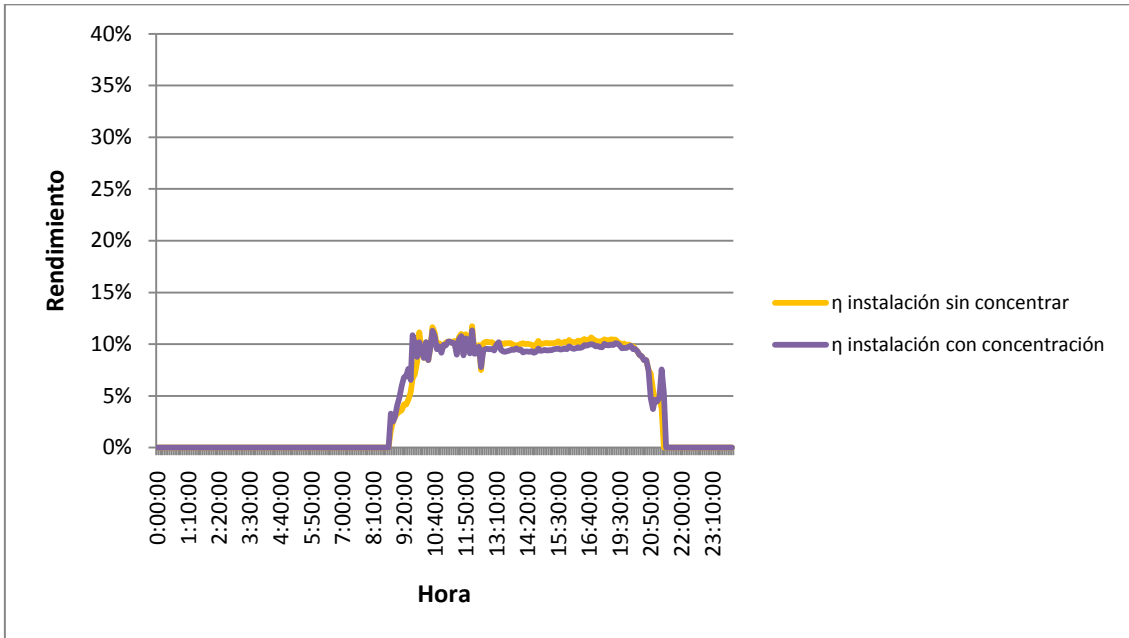


Ilustración 102: Distribución de los rendimientos de las instalaciones durante el día del ensayo.

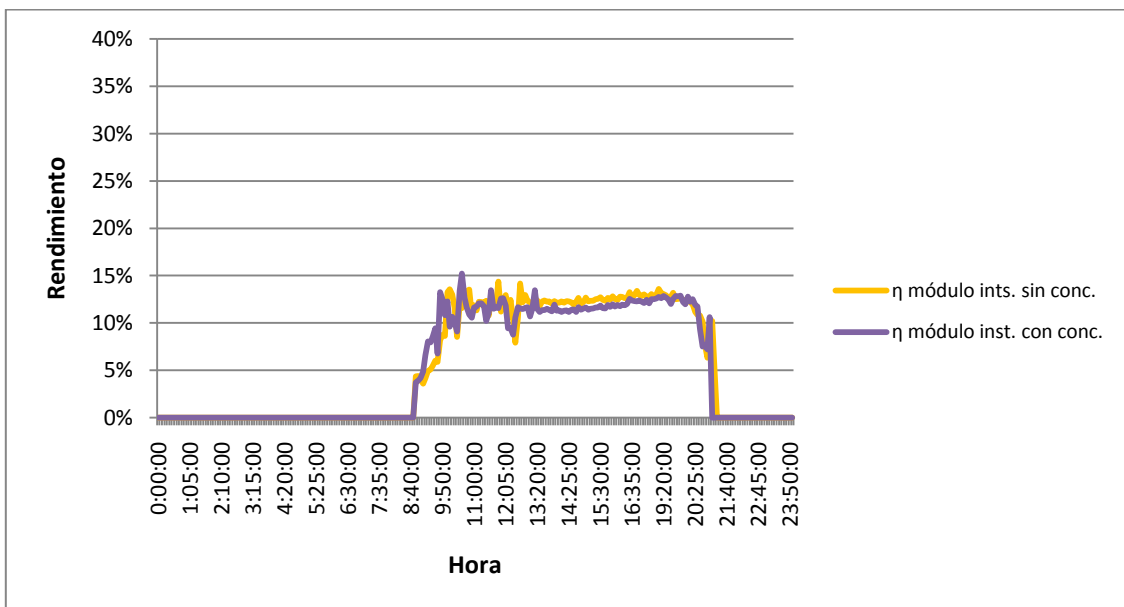


Ilustración 103: Distribución de los rendimientos de los módulos fotovoltaicos durante el día del ensayo.

De este modo la curva de potencia obtenida es:

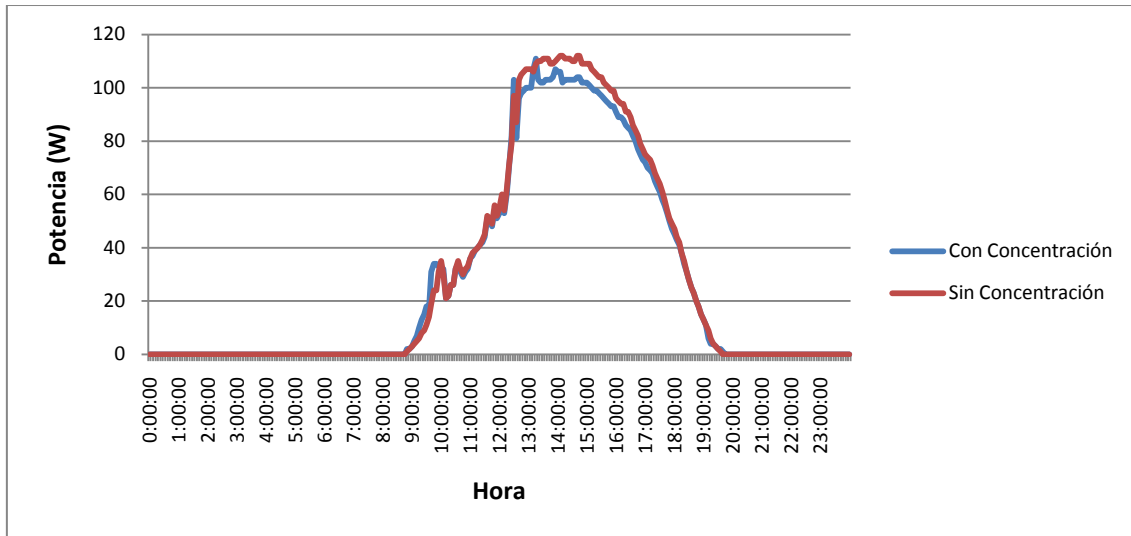


Ilustración 104: Distribución de la potencia generada por la instalación durante el día 10 de Octubre.

Sumando los efectos de la eficiencia global de la instalación y del incremento de radiación solar debido a la reflexión, se puede llegar a duplicar la potencia instantánea en algunos momentos. Este aspecto sucede a bajos niveles de irradiancia, (menores que 400W/m^2).

Se demuestra mediante la ecuación del modelo, tomando los siguientes valores (previamente obtenidos):

- $I_{cc}=1.86 \cdot I$
- $\eta_M = 10\%$
- $\eta_{mINV_{SC}}=90\%$
- $\eta_{mINV_{CC}} = 96\%$

$$P_{sc} = I \cdot A \cdot 0.10 \cdot 0.9 = 0.09IA$$

$$P_{cc} = 1.86I \cdot A \cdot 0.10 \cdot 0.96 = 0.1786IA$$

$$\frac{P_{cc}}{P_{sc}} = 1.98 \approx 2$$

8. Conclusiones

Las conclusiones con mayor relevancia que cabe destacar, teniendo en cuenta las condiciones y el estudio realizado, son las siguientes:

1. La energía eléctrica obtenida por la instalación no es directamente proporcional a la radiación solar recibida por los módulos fotovoltaicos. Las diferencias dependen fundamentalmente de la forma de la curva de rendimiento del microinversor.
2. Se ha comprobado que el uso de microinversores permite aprovechar la radiación solar reflejada, pudiendo lograr incrementos de radiación puntuales que depende de la geometría relativa del elemento reflector, posición del sol y módulo fotovoltaico, de las propiedades reflectantes del material del reflector, del nivel de irradiancia y componente directa de la misma y de la tecnología del módulo fotovoltaico. En este estudio se han logrado incrementos de hasta el 186% para aluminio galvanizado.
3. Además permite mejorar la eficiencia global de la instalación fotovoltaica. Esta mejora de eficiencia depende del nivel de radiación reflejada y de la forma de la curva de rendimiento del microinversor. Debido a la curva de rendimiento con forma plana del microinversor elegido, los mayores incrementos de eficiencia puntuales de la instalación con radiación reflejada que se pueden alcanzar son hasta aproximadamente el 20%.
4. Sumando ambos efectos se puede llegar a duplicar la potencia instantánea en algunos momentos. Este aspecto sucede a bajos niveles de irradiancia, (menores de 400 W/m^2).
5. El uso de reflectores no limita esta característica de los microinversores como reductores de las pérdidas del *mismatching*.

9. Líneas de trabajo futuro

Las líneas de trabajo futuro en relación con este proyecto son:

1. Evaluación anual de la ganancia que se obtendría con distintas geometrías módulos fotovoltaicos-superficies reflectantes, diferentes tecnologías fotovoltaicas y diferentes materiales reflectantes.
2. Análisis de viabilidad económica detallada en cada combinación de reflectores, tecnologías solares y emplazamientos.

10. Bibliografía

- [1] K. Doubleday, C. Deline, C. Olalla, and D. Maksimovic, “Performance of Differential Power - Processing Submodule DC - DC Converters in Recovering Inter - Row Shading Losses,” *Pvsc*, 2015.
- [2] S. MacAlpine, M. Brandemuehl, and R. Erickson, “Analysis of potential for mitigation of building-integrated pv array shading losses through use of distributed power converters.” pp. 1–10, 2010.
- [3] SolarEdge Technologies Inc., “Performance of PV Topologies under Shaded Conditions,” no. July, pp. 1–5, 2013.
- [4] R. Domínguez Jiménez, “Uso de pigmento de dióxido de titanio en instalaciones fotovoltaicas con microinversores”. Escuela Técnica Superior de Ingeniería. 2016.
- [5] A. D. Briggs, M. Manager, and M. Baldassari, “Performance of Enphase Microinverter Systems v . PVWatts Estimates,” 2011.
- [6] R. Palma, N. Morales, “Estrategias de control para mitigar los efectos de grandes variaciones de radiación solar en plantas fotovoltaicas de gran escala en sep”, Santiago de Chile, 2013.
- [7] Q. Zhang, X. Sun, Y. Zhong, and M. Matsui, “A Novel Topology for Solving the Partial Shading Problem in Photovoltaic Power Generation System,” *2009 IEEE 6th Int. Power Electron. Motion Control Conf. IPEMC '09*, vol. 2, pp. 2130–2135, 2009.
- [8] G. Carannante, C. Fraddanno, M. Pagano, and L. Piegari, “Experimental performance of MPPT algorithm for photovoltaic sources subject to inhomogeneous insolation,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 56, no. 11, pp. 4374–4380, 2009.
- [9] H. Ziar, A. Salavati, E. Afjei, and A. Arjhangmehr, “Experimental study of passing symmetric and unsymmetrical shadows over different configurations of PV array,” *PEDSTC 2013 - 4th Annu. Int. Power Electron. Drive Syst. Technol. Conf.*, vol. 1, pp. 482–486, 2013.
- [10] C. Deline, “Characterizing Shading Losses on Partially Shaded PV Systems

- (Presentation),” *Nrel*, pp. 1–20, 2010.
- [11] M. Teresa, M. Larocca, and C. A. Cadena, “Modelo de envejecimiento de un módulo fv. estudio preliminar,” pp. 11–15, 2013.
- [12] E. Molenbroek, D. W. Waddington, and K. a. Emery, “Hot spot susceptibility and testing of PV modules,” *Conf. Rec. Twenty-Second IEEE Photovolt. Spec. Conf. - 1991*, pp. 547–552, 1991.
- [13] C. Olalla, D. Clement, M. Rodriguez, and D. Maksimovic, “Architectures and control of submodule integrated dc-dc converters for photovoltaic applications,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 28, no. 6, pp. 2980–2997, 2013.
- [14] C. Deline, M. Jenya, M. Donovan, and J. Forrest, “Partial Shade Evaluation of Distributed Power Electronics for Photovoltaic Systems,” *Photovolt. Spec. Conf. (PVSC), 2012 38th IEEE*, no. June, pp. 1627–1632, 2012.
- [15] C. Deline, B. Marion, J. Granata, and S. Gonzalez, “A Performance and Economic Analysis of Distributed Power Electronics in Photovoltaic Systems,” *Contract*, no. January, 2011.
- [16] F. Famoso, R. Lanzafame, S. Maenza, and P. F. Scandura, “Performance comparison between micro-inverter and string-inverter Photovoltaic Systems,” *Energy Procedia*, vol. 81, pp. 526–539, 2015.
- [17] H. A. Sher and K. E. Addoweesh, “Micro-inverters - Promising solutions in solar photovoltaics,” *Energy Sustain. Dev.*, vol. 16, no. 4, pp. 389–400, 2012.
- [18] N. Martín and J. M. Ruiz, “Annual angular reflection losses in PV modules,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 13, no. 1, pp. 75–84, 2005.
- [19] G. Nofuentes, B. García-Domingo, J. V. Muñoz, and F. Chenlo, “Analysis of the dependence of the spectral factor of some PV technologies on the solar spectrum distribution,” *Appl. Energy*, vol. 113, pp. 302–309, 2014.
- [20] M. Alonso-Abella, F. Chenlo, G. Nofuentes, and M. Torres-Ramírez, “Analysis of spectral effects on the energy yield of different PV (photovoltaic) technologies: The case of four specific sites,” *Energy*, vol. 67, pp. 435–443, 2014.

- [21] H. Baig, K. C. Heasman, and T. K. Mallick, "Non-uniform illumination in concentrating solar cells," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 8, pp. 5890–5909, 2012.
- [22] M. A. Contreras, L. M. Mansfield, B. Egaas, J. Li, M. Romero, R. Noufi, E. Rudiger-voigt, and W. Mannstadt, "Wide Bandgap Cu(In,Ga)Se₂ solar cells with improved energy conversion efficiency," *Prog. Photovolt Res. Appl.*, vol. 15, no. February 2013, pp. 659–676, 2007.
- [23] A. Naz García, "Análisis comparativo de materiales para diferentes tecnologías fotovoltaicas". Escuela Técnica Superior de Ingeniería. 2016
- [24] E. Skoplaki and J. A. Palyvos, "Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations," *Renew. Energy*, vol. 34, no. 1, pp. 23–29, 2009.